



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTROMECAÁNICA**

**TEMA: “MODELAMIENTO Y MONITOREO DEL SISTEMA
ELÉCTRICO DE LA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN CT2 DE
LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE-L
EMPLEANDO EL SOFTWARE ETAP”**

AUTORES:

JESSICA FERNANDA AGUINSACA AGUINSACA

CARMEN LISETH MIRANDA JIMÉNEZ

DIRECTOR: ING. WASHINGTON FREIRE

CODIRECTOR: ING. WILSON TRÁVEZ

LATACUNGA

2015

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

CERTIFICADO

ING. WASHINGTON FREIRE (DIRECTOR)

ING. WILSON TRÁVEZ (CODIRECTOR)

CERTIFICAN:

Que el trabajo titulado “**MODELAMIENTO Y MONITOREO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN CT2 DE LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE-L EMPLEANDO EL SOFTWARE ETAP**”, realizado por las señoritas: AGUINSACA AGUINSACA JESSICA FERNANDA y MIRANDA JIMÉNEZ CARMEN LISETH, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas por la ESPE, en el Reglamento de Estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE.

Debido a que constituye un trabajo de amplio contenido científico que coadyuvará a la aplicación de conocimientos y al desarrollo profesional, se recomienda su publicación. El mencionado trabajo consta de UN empastado y UN disco compacto el cual contiene los archivos en formato portátil de Acrobat. Autorizando, las señoritas Jessica Fernanda Aguiñaca Aguiñaca y Carmen Liseth Miranda Jiménez, que lo entreguen a la Sra. Ing. Kathya Torres en su calidad de Director de Carrera.

Latacunga, Marzo del 2014

Ing. Washington Freire

DIRECTOR

Ing. Wilson Trávez

CODIRECTOR

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD Y RESPONSABILIDAD

Nosotras,

AGUINSACA AGUINSACA JESSICA FERNANDA

MIRANDA JIMÉNEZ CARMEN LISETH

DECLARAMOS QUE:

El proyecto de grado denominado “**MODELAMIENTO Y MONITOREO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN CT2 DE LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE-L EMPLEANDO EL SOFTWARE ETAP**”, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan el pie de las páginas correspondiente, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es de nuestra autoría.

En virtud de esta declaración, nos responsabilizamos del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Latacunga, marzo del 2015

Jessica Fernanda Aguinaca A.
C.C.:1104790835

Carmen Liseth Miranda J.
C.C.:0503556573

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA**

AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN

Nosotras,

AGUINSACA AGUINSACA JESSICA FERNANDA

MIRANDA JIMÉNEZ CARMEN LISETH

AUTORIZAMOS

A la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución, el trabajo “**MODELAMIENTO Y MONITOREO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN CT2 DE LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE-L EMPLEANDO EL SOFTWARE ETAP**”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Latacunga, marzo del 2015

Jessica Fernanda Aguinaca A.

C.C.:1104790835

Carmen Liseth Miranda J.

C.C.:0503556573

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo con mucho amor a mis padres: Isidro y Flor María que son mi ejemplo a seguir, el esfuerzo que realizaron para que yo pueda estudiar fue inmenso. La lucha que día a día perpetraron da sus primeros frutos y sé que este escalón más que he logrado subir los llenará de mucho orgullo. Además lo dedico a mis hermanos que son la motivación e incentivo para seguir adelante y por último se lo dedico a todos mis amigos que formaron parte de mi vida universitaria y que se convirtieron como una segunda familia para mí.

Jessica

A mi madre, Zonia, a mi hermano Carlos y su esposa Sandra, a mis hermanos de cuatro patas, Negra†, Luna†, Canela, Estrella y Oddie, a mis mejores amigas, Diana, Lizbeth, Xiomara, Mayra y Karina, a las grandiosas amistades que he formado durante la vida universitaria, Jessica, Mayra, Elizabeth, Charlie, JuanCa, Alex y Luis Miguel, a mis tíos, David, Bertha y Marina, les dedico todo el esfuerzo, sacrificio, dedicación, amor y expectativa con los cuales fue elaborado este trabajo, esperando que cumpla con las expectativas que han depositado en mí.

Liseth

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a mi familia por el apoyo brindado a lo largo de mi vida estudiantil, primordialmente a mis padres que a pesar de la distancia me enviaban palabras de aliento para seguir adelante, a mis hermanos: Tania, Jennifer, Andy y Cinthya que forman un pilar fundamental en mi vida. La etapa universitaria no hubiese sido inolvidable sin la presencia de mis grandes amigos: Mayra, Cristian Manzano, Franklin, Panchito, Cris Jiménez, Elizabeth, Charlie y Monito que me brindaron su apoyo e hicieron más agradable la estancia en Latacunga y el cursar los diferentes niveles de formación académica. A Liseth mi compañera de tesis y amiga que juntas nos esforzamos para culminar con éxito tanto la carrera como el presente proyecto. Y un sincero agradecimiento a la señora Zonia Miranda por el apoyo brindado en el transcurso de mi carrera y primordialmente en la etapa de elaboración del proyecto de titulación.

Jessica

Agradezco infinitamente a mi madre, Zonia Miranda, quien se ha esforzado y sacrificado por mi hermano, por mí y nuestro porvenir en más de una ocasión, quien me ha apoyado incondicionalmente y quien siempre será mi modelo de mujer fuerte a seguir; de igual manera agradezco a mis amigas y amigos, quienes siempre me han apoyado y aceptado tal cual soy, a Jessy por haberme acompañado en esta travesía, a sus padres y a la Lic. Gloria Racines, quien me ha dado importantes lecciones de vida. Gracias a todos por estar siempre apoyándome y dándome ánimos para conquistar mis metas.

Liseth

Agradecemos en primera instancia a los ingenieros Washington Freire y Wilson Trávez por la guía, apoyo y colaboración brindada durante la realización de este proyecto, también agradecemos a los docentes, Hernán Iturralde, Miguel Lucio, Freddy Salazar, Diego Ortiz, Mario Jiménez, Wilson

Sánchez y Marcelo Silva, quienes nos enriquecieron profesional y personalmente al compartirnos sus conocimientos y experiencias durante nuestra formación académica. De igual manera agradecemos por su colaboración al Tlgo. Juan Navas, a la Ing. María Fernanda Garcés y al personal de la institución que contribuyeron con nuestro trabajo. Y finalmente, y no por ello menos importante, agradecemos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE extensión Latacunga por habernos albergado en su seno, tal cual un segundo hogar, mientras nos forjábamos como profesionales.

Jess y Lis

ÍNDICE DE CONTENIDO

CARATULA	i
CERTIFICADO	ii
DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD Y RESPONSABILIDAD	iii
AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	xiv
ÍNDICE DE TABLAS	xix
RESUMEN	xxi
SUMARY	xxii
CAPÍTULO 1	1
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	1
1.1. Generalidades	1
1.1.1. Antecedentes	1
1.1.2. Planteamiento del problema	1
1.1.3. Justificación e Importancia	1
1.1.4. Objetivo General	2
1.1.5. Objetivos Específicos	2
1.1.6. Metas	2
1.2. Calidad de la energía	3
1.2.1. Calidad del servicio eléctrico de distribución en Ecuador	4
1.3. Centrales de medición	5
1.4. Modelo OSI	6
1.4.1. Topología de redes	7

a.	Punto a Punto	8
b.	Bus	8
c.	Árbol.....	9
d.	Anillo	9
e.	Estrella	10
1.5.	Protocolo de comunicación MODBUS	11
1.5.1.	Estructura de la red.....	11
1.5.2.	Códigos de operación.....	11
1.5.3.	Modos de transmisión	12
a.	Transmisión en modo RTU.....	12
b.	Transmisión en modo ASCII.....	13
c.	MODBUS TCP/IP	14
1.6.	Sistemas de comunicación inalámbricos	15
1.6.1.	Rangos de frecuencias más utilizados en las comunicaciones inalámbricas	15
1.6.2.	Clasificación	15
a.	Redes de área personal inalámbrica WPAN (Wireless Personal Area Networks).....	16
b.	Redes de área local inalámbrica WLAN (Wireless Local Area Networks).....	17
c.	Redes de área extendida inalámbrica WWAN (Wireless Wide Area Networks)	17
1.7.	ZigBee	18
1.7.1.	Canales que usa ZigBee	19
1.7.2.	Características.....	20
1.7.3.	Tipos de dispositivos.....	21
1.7.4.	Módulos XBee.....	21
1.7.5.	Tipos de antenas	22

1.8. Instrumentos para solucionar problemas de calidad eléctrica.....	22
1.8.1. Registradores de calidad eléctrica	23
1.8.2. Analizadores de calidad eléctrica	23
1.9. OPC (Ole for Process Control).....	23
1.9.1. Servidores OPC	24
1.9.2. Cliente OPC.....	24
1.9.3. Funcionamiento de un OPC	25
1.9.4. Beneficios de utilizar OPC.....	26
1.10. Electrical Transient Analyzer Program (ETAP).....	27
1.10.1. ETAP Real Time.....	27
1.10.2. Monitoreo avanzado en tiempo real	28
1.11. Estudio de flujos de potencia o estudio de flujo de carga	29
1.11.1. Estudio de flujos de potencia en ETAP	30
a. Método de Gauss-Seidel.....	30
b. Método de Newton-Raphson.....	31
c. Método Fast-Decoupled.....	33
1.12. Distorsión armónica.....	33
1.12.1. Clasificación de las fuentes de distorsión armónica	34
a. Dispositivos ferromagnéticos	35
b. Convertidores estáticos de potencia.....	35
c. Dispositivos a base de arco eléctrico	35
1.12.2. Efectos de la distorsión armónica	35
a. Efectos sobre los conductores	35
b. Efectos sobre los transformadores	36
1.12.3. Métodos de cálculo de análisis de armónicos en ETAP	38

CAPÍTULO 2.....	40
2. SELECCIÓN, IMPLEMENTACIÓN Y MODELAMIENTO	40
2.1. Selección de equipos y materiales	40
2.1.1. Selección del medidor de energía eléctrica	40
a. Medidor de energía eléctrica Schneider Electric PM710	40
b. Características técnicas de la central de medida.....	41
2.1.2. Selección de los Transformadores de Corriente TC´s para la central de medida PM710.....	42
2.1.3. Selección de los fusibles para la protección de la central de medida PM710	43
2.1.4. Conversor digital RS485 a RS232	43
2.1.5. Cable Null Modem	44
2.1.6. Módulos XBee PRO S1	45
a. Configuración de pines	46
b. Antenas	47
c. XBee Explorer.....	47
2.1.7. Registrador trifásico FLUKE 1735	48
a. Aplicaciones	48
b. Características.....	49
2.2. Montaje de los equipos.....	50
2.2.1. Montaje de la central de medida	50
2.2.2. Montaje del sistema de comunicación	50
2.3. Configuración de la central de medida Power Logic PM710 .	51
2.3.1. Procedimiento	52
2.4. Programa X-CTU.....	54
2.4.1. Instalación del programa X-CTU	55
2.4.2. Configuración de los módulos XBee.....	57
2.5. Estructura de la red de comunicación	59

2.6.	Modelamiento del Sistema Eléctrico de Potencia	60
2.6.1.	Detalle de componentes	62
2.6.2.	Diagrama unifilar	63
2.6.3.	Creación de librerías de armónicos.....	64
2.7.	KEPServerEX	66
2.7.1.	Configuración de KEPServerEX V5	67
2.8.	COM / DCOM	74
2.8.1.	Firewall de Windows	74
2.8.2.	DCOM	76
2.8.3.	Configuraciones DCOM	76
2.8.4.	Configuraciones de seguridad DCOM para aplicaciones	79
2.9.	Configuración ETConfig	81
2.10.	Configuración de TAG´s	84
	CAPÍTULO 3.....	89
3.	PRUEBAS Y RESULTADOS.....	89
3.1.	Pruebas de transmisión/recepción de datos entre los módulos XBee	89
3.2.	Pruebas de adquisición de datos con OPC KEPServer	89
3.3.	Pruebas de compatibilidad del OPC KEPServer y ETAP	90
3.4.	Análisis de resultados	93
3.4.1.	Flujos de potencia.....	93
a.	Cargas futuras	94
b.	Flujo online	96
3.4.2.	Estudio de armónicos	97
a.	Filtro de armónicos	100
3.4.3.	Monitoreo en tiempo real.....	103

a.	Creación de alarmas	103
	CAPÍTULO 4.....	105
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	105
4.1.	Conclusiones.....	105
4.2.	Recomendaciones.....	107
	BIBLIOGRAFÍA	108
	ANEXOS.....	110

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1 Central de Medida PM700 Schneider Electric.....	6
Figura 1. 2 Modelo OSI.....	7
Figura 1.3 Topología punto a punto	8
Figura 1.4 Topología tipo bus	9
Figura 1.5 Topología en árbol.....	9
Figura 1.6 Topología en anillo.....	10
Figura 1.7 Topología en Estrella	10
Figura 1.8 Secuencia de bits en modo RTU	13
Figura 1.9 Trama MODBUS en modo RTU.....	13
Figura 1.10 Secuencia de bits en modo ASCII	14
Figura 1.11 Tamaño máximo de la trama en modo ASCII	14
Figura 1.12 Encapsulamiento de la trama MODBUS en TCP.....	14
Figura 1.13 Trama MODBUS TCP/IP	14
Figura 1.14 Clasificación de las comunicaciones inalámbricas.....	16
Figura 1.15 Arquitectura de una red 802.11.....	17
Figura 1.16 Capas del estándar Zigbee.....	18
Figura 1.17 Aplicaciones Zigbee.....	19
Figura 1.18 Estructura de los canales.....	20
Figura 1.19 Canales empleados por Zigbee	20
Figura 1.20 Arquitectura Cliente/Servidor OPC	25
Figura 1.21 Intercambio de información Cliente/Servidor OPC.....	25
Figura 1.22 Módulos de Administración de Energía RT de ETAP	28
Figura 1.23 Monitoreo avanzado en tiempo real.....	29
Figura 1.24 Distorsión armónica	34

CAPÍTULO 2

Figura 2. 1 Central de Medida PowerLogic PM710 de Schneider Electric ...	41
Figura 2. 2 Transformador de Corriente CFS-43	42
Figura 2. 3 Fusible encapsulado de vidrio.....	43
Figura 2. 4 Conversor RS-485 a RS-232	44
Figura 2. 5 Cable null modem sin control de flujo	45

Figura 2. 6 Vista superior del módulo XBee.....	46
Figura 2. 7 Antena externa RPSMA.....	47
Figura 2. 8 Antena aire	47
Figura 2. 9 XBee Explorer USB	48
Figura 2. 10 XBee Explorer RS.....	48
Figura 2. 11 Registrador Trifásico Fluke 1735	49
Figura 2. 12 Implementación de la Central de Medida.....	50
Figura 2. 13 Esquema de conexión implementado en la caja metálica	50
Figura 2. 14 Implementación del módulo XBee Explorer TX.....	51
Figura 2. 15 Ubicación caja metálica que contiene los equipos XBee.	51
Figura 2. 16 Elementos del menú de la central de medida PM710.....	52
Figura 2. 17 Ingreso de la contraseña	52
Figura 2. 18 Configuración de CT.....	53
Figura 2. 19 Configuración de PT	53
Figura 2. 20 Configuración de la frecuencia.....	53
Figura 2. 21 Configuración del Sistema	54
Figura 2. 22 Configuración de la demanda	54
Figura 2. 23 Configuración de los parámetros de comunicación	54
Figura 2. 24 Icono de X-CTU del escritorio.....	55
Figura 2. 25 Ventana Principal del programa X-CTU.....	55
Figura 2. 26 Descarga de nuevas versiones del programa X-CTU.....	56
Figura 2. 27 Origen de la descarga de actualizaciones	56
Figura 2. 28 Resumen de descargas del programa X-CTU	57
Figura 2. 29 Configuración del puerto.....	57
Figura 2. 30 Mensaje de confirmación de Test/Query	58
Figura 2. 31 Parámetros de configuración del módulo.....	58
Figura 2. 32 Vista posterior de los módulos XBee empleados.....	58
Figura 2. 33 Configuración de valores de dirección de destino.....	59
Figura 2. 34 Modificación de los parámetros del módulo XBee exitosa.....	59
Figura 2. 35 Estructura de la red.....	60
Figura 2. 36 Diagrama Unifilar creado en ETAP	63
Figura 2. 37 Agregar elemento a la librería Armónicos	64
Figura 2. 38 Parámetros de denominación de elemento	65
Figura 2. 39 Armónicos de Computador	66

Figura 2. 40 Armónicos de lámparas fluorescentes	66
Figura 2. 41 Creación del canal MOD_MED	67
Figura 2. 42 Selección de comunicación Modbus Serial.....	68
Figura 2. 43 Configuración de los parámetros de comunicación	68
Figura 2. 44 Selección de la optimización de escritura	68
Figura 2. 45 Resumen de la configuración del canal	69
Figura 2. 46 Creación del dispositivo PM710.....	69
Figura 2. 47 Selección del modelo del dispositivo	69
Figura 2. 48 Selección del ID del dispositivo.....	70
Figura 2. 49 Configuración del tiempo de comunicación	70
Figura 2. 50 Configuración de la creación de base de datos	71
Figura 2. 51 Configuración del tamaño de bloque	71
Figura 2. 52 Resumen de configuración del dispositivo.....	71
Figura 2. 53 Creación de grupo de Tags	72
Figura 2. 54 Creación de la tag IN	72
Figura 2. 55 Valores de escalamiento.....	72
Figura 2. 56 Grupos de tags creados en el KEPSEVER	73
Figura 2. 57 File en KEPSEVER	73
Figura 2. 58 Pestaña de OPC DA Compliance	73
Figura 2. 59 Firewall	74
Figura 2. 60 Firewall de Windows	75
Figura 2. 61 Activar o Desactivar Firewall de Windows	75
Figura 2. 62 Desactivación Firewall de Windows.....	76
Figura 2. 63 Ventana de “Ejecutar”	76
Figura 2. 64 Propiedades predeterminadas.....	77
Figura 2. 65 Protocolos predeterminados	77
Figura 2. 66 Seguridad COM	78
Figura 2. 67 Adición del usuario EVERYONE	78
Figura 2. 68 Configuración seguridad DCOM para Kepware Server	79
Figura 2. 69 Nivel de autenticación Kepware Server	79
Figura 2. 70 Localización de la ejecución de Kepware Server.....	80
Figura 2. 71 Seguridad Kepware Server.....	80
Figura 2. 72 Extremos Kepware Server	81
Figura 2. 73 Identidad Kepware Server	81

Figura 2. 74 ETConfig.....	82
Figura 2. 75 RT Server Settings.....	82
Figura 2. 76 Overview.....	82
Figura 2. 77 System Configuration.....	83
Figura 2. 78 Actualización los procesos y las configuraciones de ETAP	83
Figura 2. 79 Adv. Console.....	84
Figura 2. 80 OPC UA.....	84
Figura 2. 81 Servicios de Windows.....	85
Figura 2. 82 Online	85
Figura 2. 83 Selección del OPC en ETAP.....	85
Figura 2. 84 Selección del archivo fuente de las Tags.....	86
Figura 2. 85 Direccionamiento de Tags	86
Figura 2. 86 Archivo Access de Tags	87
Figura 2. 87 DCSTag	87
Figura 2. 88 Server	87
Figura 2. 89 Sistema en Línea.....	88

CAPÍTULO 3

Figura 3. 1 Pruebas de transmisión/recepción de datos	89
Figura 3. 2 OPC Client.....	91
Figura 3. 3 Ventana principal del OPC Client de ETAP	91
Figura 3. 4 OPC – Connect.....	91
Figura 3. 5 Selección del OPC Server kepServer	92
Figura 3. 6 OPC - Add Item.....	92
Figura 3. 7 Selección de Items del PM710.....	92
Figura 3. 8 Lectura de los valores de las Tags	93
Figura 3. 9 Armónicos del Voltaje registrados.....	98
Figura 3. 10 Armónicos del Voltaje obtenidos en la simulación	98
Figura 3. 11 Editor filtro de armónicos	100
Figura 3. 12 Dimensionamiento de filtro de armónico	101
Figura 3. 13 Espectro armónico de las barras con filtro armónico	102
Figura 3. 14 Forma de onda de voltaje con filtro	102
Figura 3. 15 Server Setings	104
Figura 3. 16 Local Alarm	104

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

Tabla 1. 1 Variaciones de voltaje admitidas por el CONELEC.....	4
Tabla 1. 2 Valores límite de THD	5
Tabla 1. 3 Características del medio físico de MODBUS	11
Tabla 1. 4 Tipos de intercambios de mensajes en Modbus	11
Tabla 1. 5 Códigos de operación	12
Tabla 1. 6 Tipos de redes WPAN.....	16
Tabla 1. 7 Tipos de redes WLAN.....	17
Tabla 1. 8 Tipos de redes WWAN.....	18
Tabla 1. 9 Canales en el Protocolo 802.15.4	19
Tabla 1. 10 Frecuencia Central de los Canales	20
Tabla 1. 11 Tipos de Dispositivos Zigbee	21
Tabla 1. 12 Tipos de Antenas	22

CAPÍTULO 2

Tabla 2. 1 Características Técnicas del Transformador de 100 KVA.....	40
Tabla 2. 2 Especificaciones Técnicas del PM710	41
Tabla 2. 3 Características técnicas de los TC's.....	43
Tabla 2. 4 Especificaciones técnicas del conversor RS 232/485 HEXIN	44
Tabla 2. 5 Características de los módulos XBee PRO S1	45
Tabla 2. 6 Asignación de pines para módulos XBee.....	46
Tabla 2. 7 Pestañas de la Ventana Principal de la aplicación X-CTU.....	56
Tabla 2. 8 Función de cada elemento en la red de comunicación	60
Tabla 2. 9 FP de las Cargas Conectadas al Transformador T2	61
Tabla 2. 10 Principales componentes del Diagrama Unifilar.....	63
Tabla 2. 11 Distorsión producida por computadoras de escritorios	65

CAPÍTULO 3

Tabla 3. 1 Comparación de valores PM710 y KEPServer.....	90
Tabla 3. 2 Error porcentual de valores monitoreados	90
Tabla 3. 3 Datos del transformador registrados en ETAP	93
Tabla 3. 4 Datos del T2 obtenidos con registrador de energía FLUKE	93
Tabla 3. 5 Error porcentual del Flujo de Potencia	94

Tabla 3. 6 Características de Cargas Futuras.....	95
Tabla 3. 7 Voltaje barras principales.....	95
Tabla 3. 8 Valores en conductores con incremento de carga	95
Tabla 3. 9 Valores de diseño de conductores.....	96
Tabla 3. 10 Comparación de valores en conductores.....	96
Tabla 3. 11 Valores Offline de Flujos de Potencia	96
Tabla 3. 12 Valores Online de Flujos de Potencia	97
Tabla 3. 13 Diferencia entre porcentajes de voltaje online y offline	97
Tabla 3. 14 Medianas de Corriente N	99
Tabla 3. 15 Porcentaje de Error en armónicos de Voltaje del T2.....	99
Tabla 3. 16 Comparación con la norma IEC 61000-4-7.....	99
Tabla 3. 17 Parámetros para diseño de filtro	100
Tabla 3. 18 Valores del flujo de potencia con filtro armónico	101
Tabla 3. 19 Variación de los valores de flujo de potencia con filtro.....	101
Tabla 3. 20 Datos online de la central de medida en ETAP.....	103
Tabla 3. 21 Parámetros del T2 registrados con el PM710	103
Tabla 3. 22 Error porcentual de valores monitoreados	103

RESUMEN

El presente proyecto se lo desarrolló para aprovechar y potencializar las herramientas informáticas con que cuenta la institución, como lo es, el Software eléctrico ETAP, el cual se empleó para realizar un estudio del comportamiento del sistema eléctrico conectado al transformador de 100 kVA ubicado en la cámara de transformación CT2, a través del monitoreo y modelamiento. El modelamiento se lo realizó tomando como base diagramas unifilares existentes, realizados en tesis de la institución, datos técnicos de los equipos, datos de campo y otras fuentes, para la validación del modelo se efectuó una comparación entre los datos de ETAP con los datos obtenidos con el registrador de energía eléctrica FLUKE 1735. Los estudios realizados en el sistema eléctrico de la CT2 fueron: flujo de potencia y estudio de armónicos, para este último se agregó una librería de armónicos en ETAP de cargas tales como: fuentes de computadoras y lámparas fluorescentes. El monitoreo se lo desarrolló mediante la implementación en campo de una central de medida de Schneider Electric PM710, posterior a ello la transmisión de datos se la realizó mediante comunicación inalámbrica, optando por el protocolo ZIGBEE, el cual es de bajo consumo y relativamente más barato en este tipo de tecnología. El software eléctrico ETAP ofrece múltiples herramientas para el análisis de sistemas eléctricos de potencia y una de ellas es el monitoreo avanzado en tiempo real con el cual permite visualizar de manera remota los valores de la central de medida instalada en la cámara de transformación. Se puede proteger el sistema habilitando alarmas locales para valores de: voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia, entre otros, de este modo se puede prevenir una posible falla o problema crítico en el sistema provocados por cambios inusuales en las magnitudes de las variables eléctricas.

Palabras claves:

- MODELAMIENTO ELÉCTRICO
- MONITOREO ELÉCTRICO
- ETAP (SOFTWARE)
- ZIGBEE (PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN)
- FLUJOS DE POTENCIA

SUMMARY

This project was developed to leverage and empower the software's tools available in the institution, as is the electric Software ETAP, which was used for a study of electrical system behavior connected to 100 kVA transformer located in transformation chamber CT2, through monitoring and modeling. The modeling is done based on the existing single-line diagrams, made in previous thesis' works, technical equipment data, field data and other sources. To validate the model was performed a comparison between ETAP's data with data obtained with the registrar of electricity FLUKE 1735. Studies on the electrical system CT2 were: power flow and harmonic study, for the latter was added a library of harmonics in ETAP with loads such as: sources of computers and fluorescent lamps. The monitoring is carried out by installation of a power meter PM710, after this, the data transmission was performed using the wireless communication, opting for the ZIGBEE protocol, which is low consumption and relatively cheaper in this type of technology. ETAP electrical software offers multiple tools for analysis of power systems and one of them is the advanced monitoring in real time which allows remote display the values of the power meter located in the transformation camera. You can protect your system by enabling local alarms for values of: voltage, current, frequency, power factor, among others, that can prevent possible failure or critical problem in the system caused by unusual change in the magnitudes of the variables electric.

Index terms:

- ELECTRICAL MODELING
- ELECTRICAL MONITORING
- ETAP (SOFTWARE)
- ZIGBEE (COMMUNICATION PROTOCOL)
- POWER FLOWS

CAPÍTULO 1

1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1. Generalidades

1.1.1. Antecedentes

En la actualidad, el estudio de la calidad de energía eléctrica ha cobrado mucha fuerza, la razón más importante de ello, es la obtención de mayor productividad, eficiencia y competitividad de las empresas e industrias. El monitoreo continuo de variables eléctricas tales como: voltaje, corriente, potencia, entre otras permite determinar la manera en la que la energía afecta a las distintas cargas que alimenta, debido a que existen perturbaciones perjudiciales que debido a su naturaleza y magnitud deben ser monitoreadas en tiempo real.

La Universidad de las Fuerza Armadas ESPE-L al identificar esta tendencia en lo que respecta a calidad de energía eléctrica y gracias a proyectos de titulación anteriores se vio en la necesidad de monitorear y modelar el sistema eléctrico de la cámara de transformación CT2.

1.1.2. Planteamiento del problema

La concentración de cargas no lineales como computadoras, fluorescentes y soldadoras de arco en el transformador de 100KVA, constituyen una carga que aporta mayor cantidad de perturbaciones a la red eléctrica que las demás conectadas al mismo transformador, afectando la calidad de energía suministrada, por tal motivo es importante realizar un modelamiento del sistema y monitoreo en tiempo real para evidenciar el comportamiento de estas cargas y diagnosticar el estado del mismo.

1.1.3. Justificación e Importancia

El proyecto busca aplicar los conocimientos de modelamiento y simulación de sistemas eléctricos de potencia empleando herramientas informáticas con las que se pueda obtener información para analizar el comportamiento de la red. Además demostrar los beneficios de contar con un monitoreo en tiempo real

de variables eléctricas y las facilidades que ofrece para ello el software eléctrico ETAP.

Este proyecto sirve de requisito para que los proveedores del software ETAP, extiendan el tiempo de vigencia del módulo de REAL TIME, para que siga aprovechando académicamente la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE Latacunga.

1.1.4. Objetivo General

Modelar y monitorear del sistema eléctrico de la cámara de transformación CT2 de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE-L empleando el software ETAP.

1.1.5. Objetivos Específicos

- Recopilar información de las características técnicas y estructura de la red a ser analizada.
- Modelar el circuito de la cámara de transformación CT2 empleando el software eléctrico ETAP.
- Implementar el protocolo de comunicación entre el equipo de medición y la PC.
- Monitorear en tiempo real las variables eléctricas de la cámara de transformación CT2.
- Determinar la calidad de la energía eléctrica entregada por el transformador T2.

1.1.6. Metas

- Resumen de la investigación pertinente a la estructura del circuito de la cámara de transformación CT2, y sobre monitoreo en tiempo real hasta la cuarta semana de octubre.
- Pruebas de funcionamiento de los equipos instalados en la cámara de transformación CT2 hasta la segunda de noviembre.
- Pruebas de comunicación y levantamientos de TAG's hasta la primera semana de diciembre.
- Modelación del circuito eléctrico de la cámara de transformación hasta la tercera semana de diciembre.

- Central de medida de energía hasta la cuarta semana de enero.
- Pruebas de funcionamiento de los equipos adquiridos hasta la segunda de febrero.
- Pruebas de comunicación y levantamientos de TAG's hasta la cuarta semana de febrero.
- Montaje final de los equipos y validación de datos hasta la cuarta semana de marzo.
- Análisis y presentación de informes de resultados durante la tercera semana de abril.

1.2. Calidad de la energía

La calidad de la energía se entiende cuando la energía eléctrica es suministrada a los equipos y dispositivos con las características y condiciones adecuadas que les permita mantener su continuidad sin que se afecte su desempeño ni provoque fallas a sus componentes. [1]

La calidad de energía toma como referencia cuatro variables o parámetros:

- Variaciones de amplitud, las mismas que pueden ocurrir en diferentes formas y periodos de duración, desde transitorios breves hasta condiciones de estado estable.
- Variación de frecuencia.
- Variación de la onda sinodal de voltaje o intensidad, ocasionada por distorsión armónica generada por cargas no lineales.
- Desbalance en un sistema polifásico principalmente producido por la operación de cargas monofásicas desiguales.

El uso de dispositivos electrónicos tanto en aplicaciones domésticas e industriales se ha estado incrementado dramáticamente en los últimos años y estos dispositivos han sido los culpables y víctimas simultáneamente de la degradación de la calidad de energía eléctrica.

Año tras año se ha profundizado el problema de la calidad energía, por este motivo instituciones especializadas en el tema, como: Institute of Electrical and Electronic Engineers - IEEE, Internacional Electrotechnical Comissssion - IEC, Comité Européen de Normalisation Electrotechnique -CENELEC, The

National Electrical Manufacturers Association - NEMA, etc. han desarrollado normativas, estándares y métodos de medición y construcción de equipos de medición de calidad de energía, perfeccionándolos con el transcurrir del tiempo. [2]

1.2.1. Calidad del servicio eléctrico de distribución en Ecuador

El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) es el ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias.

Para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario dictar las Regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico [3], por lo que el CONELEC dictó la Regulación No. 004/01.

Calidad del producto

De acuerdo a la Regulación No. CONELEC-004/01 las características o parámetros que se consideran en la calidad del producto técnico son: el nivel de voltaje (ver **Tabla 1. 1**), las perturbaciones y el factor de potencia.

Nivel de voltaje

Tabla 1. 1 Variaciones de voltaje admitidas por el CONELEC

	Sub-etapa 1	Sub-etapa 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

Fuente: www.conelec.gob.ec

Perturbaciones

- Parpadeo (Flicker):

El índice de severidad del Flicker Pst en el punto de medición respectivo, no debe superar la unidad. Se considera el límite Pst = 1 como el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede

soportar sin molestia el ojo humano en una muestra específica de población.
[3]

- Armónicos:

Las mediciones se deben realizar con un medidor de distorsiones armónicas de voltaje de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-7, como se puede observar en la **Tabla 1. 2**

Factor de potencia

El valor de factor de potencia mínimo es de 0.92

Tabla 1. 2 Valores límite de THD

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA V _i ' o THD' (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
IMPARES NO MÚLTIPLOS DE 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	0.1 + 0.6*25/n	0.2 + 1.3*25/n
IMPARES MÚLTIPLOS DE 3		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
PARES		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	3	8

Fuente: www.conelec.gob.ec

1.3. Centrales de medición

La medición se ha convertido en una función esencial para controlar de manera eficiente una instalación eléctrica, es decir se ha convertido en la base de todos los diagnósticos. Las ventajas que se obtienen al implementar un sistema de medición y control son:

- Disminuir los costes de energía.

- Aprovechar al máximo la capacidad de la instalación.
- Mejorar la calidad de la energía para aumentar la fiabilidad de las instalaciones y optimizar su coste.

Las centrales de medida, como la de la **Figura 1.1**, permiten realizar el control del consumo y calidad de la energía, los cuales cumplen diversas funciones en una instalación eléctrica: medir, visualizar y controlar el consumo de energía desde cualquier lugar, es decir brinda la posibilidad de realizar supervisión local y remota de parámetros comunes. De este modo, la visualización de medidas llega lo más cerca posible de los usuarios y los gestores energéticos.



Figura 1.1 Central de Medida PM700 Schneider Electric

Fuente: www.schneider-electric.com

Las centrales de medida permiten calcular internamente valores RMS tanto en tensión como en intensidad.

Existen múltiples beneficios al emplear en un sistema eléctrico una central de medida dentro de ellas se destaca que la mayoría permite de manera directa medir el THD tanto en tensión como en intensidad, ayudando de cierta manera a hacer mucho más óptimo el sistema, evitando el cálculo numérico interno en el computador y dando paso únicamente a la validación de este valor.

1.4. Modelo OSI

El modelo OSI, que quiere decir Open System Interconnection o Interconexión de Sistemas Abiertos, fue definido por la ISO en el año de 1983.

El modelo OSI está formado por siete capas o niveles, tal como se puede ver en la **Figura 1. 2**.

Cada capa o nivel tiene unas funciones claramente definidas y que son las siguientes:

- Nivel 1. FÍSICA: Especifica cuál será el medio físico de transporte a utilizar. Señales eléctricas.
- Nivel 2. ENLACE: Estructuración de los datos dentro de la trama y control de errores.
- Nivel 3. RED: Interviene en el caso en el que intervenga más de una red.
- Nivel 4. TRANSPORTE: División de los datos en paquetes de envío.
- Nivel 5. SESIÓN: Para el control del inicio y finalización de las conexiones.
- Nivel 6. PRESENTACIÓN: Representación y encriptación de los datos.
- Nivel 7. APLICACIÓN: Utilización de los datos

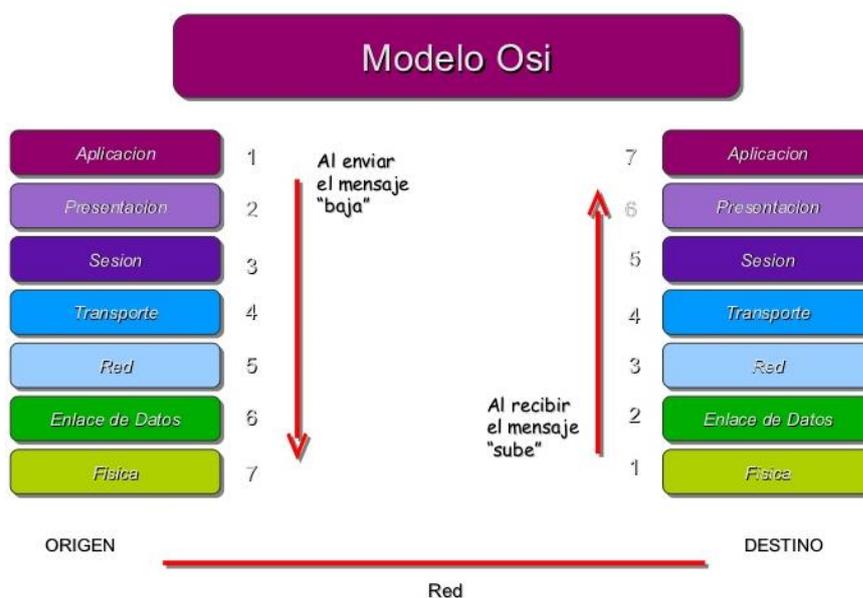


Figura 1. 2 Modelo OSI

Fuente: www.slideshare.net

1.4.1. Topología de redes

La topología de redes hace referencia al aspecto físico que forman los equipos y el cableado de los mismos. En los sistemas industriales se puede encontrar las siguientes topologías:

- Punto a punto
- Bus
- Árbol

- Anillo
- Estrella

a. Punto a Punto

Es la topología más sencilla, debido a que se conectan dos equipos de manera directa (ver **Figura 1.3**). No se requiere en la trama del mensaje incluir las direcciones tanto del origen como del destino. Este tipo de topología es aplicable cuando existen pocas estaciones y distancias cortas.

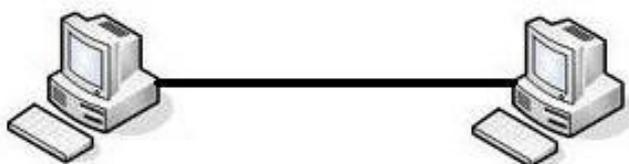


Figura 1.3 Topología punto a punto

Fuente: valeriaguerreroadmonrr.blogspot.com

Ventajas:

- Topología simple en su instalación
- Fácil control de acceso a la red
- Si un nodo falla, el resto puede funcionar

Inconvenientes:

- Válido solo para pocos nodos, debido a la complejidad en el cableado es
- Múltiples tarjetas de comunicación

b. Bus

En una única línea es compartida por todos los nodos de la red, es decir alrededor de un segmento de cable se conectan todos los equipos que conforman la red (ver **Figura 1.4**). En el mensaje cada nodo debe averiguar si el bus está libre.

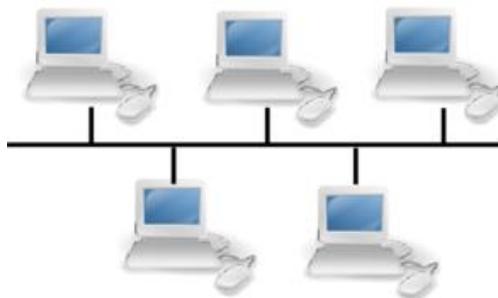


Figura 1.4 Topología tipo bus

Fuente: www.wikibooks.org

Ventajas:

- Bajos costos de instalación
- La falla en uno de los nodos no afecta la red
- La ampliación de nodos es sencilla

Inconvenientes:

- Distancia limitada 10 km
- Red insegura, ya que todos los nodos pueden acceder a cualquier mensaje.
- Elevado riesgo de colisiones

c. Árbol

La red se forma al conectar entre sí un grupo de buses, asemejándose a un árbol, de ahí el porqué de su nombre (Ver **Figura 1.5**).



Figura 1.5 Topología en árbol

Fuente: klauandrox.blogspot.com

d. Anillo

Es un caso especial de la conexión en bus, en el que los dos extremos se unen para formar un bus cerrado en forma de anillo (ver **Figura 1.6**), en el cual la información fluye en un solo sentido. [4]

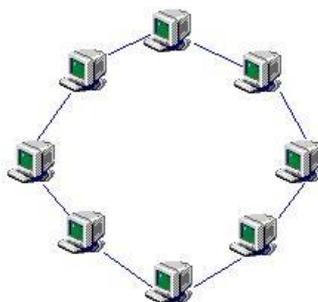


Figura 1.6 Topología en anillo

Fuente: salmo-01.tripod.com

Ventajas:

- No se producen colisiones
- Todos los mensajes circulan por el mismo sentido

Inconvenientes:

- La red puede dejar de funcionar si uno de los equipos falla.
- Distancias cortas

e. Estrella

Todos los puestos de trabajo están conectados a un mismo nodo de la red, denominado central o HUB (ver **Figura 1.7**), dicho nodo controla la transferencia de información.

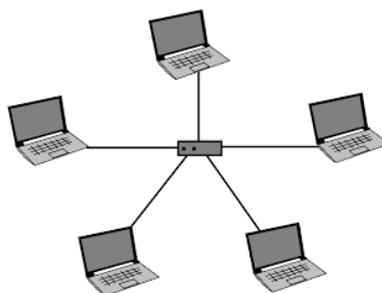


Figura 1.7 Topología en Estrella

Fuente: cosasquetepodrianinteresar.blogspot.com

Ventajas:

- Incremento de nodos con facilidad
- Fácil conexión y mantenimiento
- Acepta múltiples velocidades

Inconvenientes:

- Si el nodo central falla, la red no funciona

- El rendimiento depende de la potencia del HUB

1.5. Protocolo de comunicación MODBUS

En 1979 la empresa Gould Modicon (ahora AEG Schneider Automation), desarrolló el protocolo público de comunicaciones seriales industriales “MODBUS”, el cual se caracteriza por su facilidad de implementación y flexibilidad convirtiéndolo en uno de los protocolos más populares en sistemas de automatización y control.

La estructura lógica del enlace es del tipo maestro-esclavo (cliente - servidor), siendo el maestro quien controla las comunicaciones con los esclavos que pueden ser hasta 247.

1.5.1. Estructura de la red

Las características del medio físico y el tipo de intercambio de mensajes de una red Modbus se indican en la **Tabla 1. 3** y **Tabla 1. 4**, respectivamente.

Tabla 1. 3 Características del medio físico de MODBUS

CARACTERÍSTICAS DEL MEDIO FÍSICO	
Conexión	Half duplex (RS-485 o fibra óptica) Full duplex (RS-422, BC 0-20mA o fibra óptica).
Comunicación	Asíncrona
Velocidades de transmisión	75 baudios a 19.200 baudios
Máx. Distancia	hasta 1200 m sin repetidores

Fuente: www.etitudela.com

Tabla 1. 4 Tipos de intercambios de mensajes en Modbus

TIPOS DE INTERCAMBIOS DE MENSAJES	
Peer to peer (punto a punto)	Mensajes difundidos (broadcast)
Comunicación “maestro - esclavo”, una demanda del maestro y una respuesta del esclavo.	Comunicación unidireccional “maestro - todos los esclavos”. Este tipo de mensajes no tiene respuesta por parte de los esclavos.

Fuente: www.etitudela.com

1.5.2. Códigos de operación

MODBUS emplea el concepto de tablas de datos o bloques de memoria para almacenar la información en un esclavo, como se indica en la **Tabla 1. 5** a continuación:

Tabla 1. 5 Códigos de operación

Dirección MODBUS	Dirección usada en el protocolo	Nombre de la Tabla de Datos
1-9999	0000-9998	Output Coils (Lectura/ escritura)
10001-19999	0000-9998	Inputs Contact (Lectura)
30000-39999	0000-9998	Inputs Registers (Lectura)
40001-49999	0000-9998	Holding Registers (Lectura/ escritura)

La dirección MODBUS es usada para diferenciar entre las tablas de datos, la otra dirección es usada en la trama o paquetes de datos de la comunicación entre el maestro y el esclavo

Output Coils: Un coil representa un valor booleano típicamente usado para representar una salida, solo hay dos estados para el coil el ON y el OFF, puede entenderse como un bloque de memoria que permite almacenar el estado de un bit, 1 o 0 más cerca de la realidad física, tierra (0 Volts) y voltaje (5 Volts), existiendo solo dos valores por cada coil.

Holding Registers: Representan cantidades de 16 bits, se puede ver cada registro como un bloque o celda de memoria, que es capaz de almacenar números entre 0 y 65535.

Las direcciones usadas para los registros holding inician en la dirección 40001, son de lectura/escritura, es decir que el maestro puede hacer peticiones de información para leer el dato que está almacenado, o puede enviar peticiones para escribirle un valor al registro holding en el momento que se requiera.

1.5.3. Modos de transmisión

En el protocolo MODBUS se encuentran definidos dos modos de transmisión: ASCII y RTU, los mismo indican o definen la forma como van a ser transmitidos los bytes del mensaje.

a. Transmisión en modo RTU

RTU (Terminal Unidad Remota) tiene la ventaja que a una mayor densidad de caracteres permite un mejor rendimiento a comparación con los datos en modo ASCII a una similar velocidad de transmisión.

En el modo RTU cada byte en la trama contiene dos caracteres hexadecimales de cuatro bits, es decir que cada palabra transmitida tiene un bit de inicio, ocho bits de datos, dos bits de parada, sin paridad. La secuencia de bits para la transmisión de un byte es la que se muestra en la **Figura 1.8**:



Figura 1.8 Secuencia de bits en modo RTU

El tamaño máximo de una trama MODBUS en modo RTU es de 256 bytes. Las tramas están separadas por un espacio de tiempo de alrededor de los 3,5 tiempos de carácter como se ejemplifica en la **Figura 1.9**.

Dirección Esclavo	Código Función	Datos	CRC
1 byte	1 byte	0 a 252 bytes	2 bytes

Figura 1.9 Trama MODBUS en modo RTU

Fuente: www.dspace.ups.edu.ec

Dirección Esclavo: Este campo contiene un byte, en el cual se indica la dirección del esclavo para el cual se destinará el mensaje.

Código de la Función: Este campo contiene un byte, donde se especifica el tipo de función solicitada al esclavo (lectura, escrita, etc.). De acuerdo al protocolo, las funciones permiten acceder a un tipo específico de dato.

Datos: Este campo no tiene un tamaño definido el contenido del mismo depende de la función utilizada y de la información que se necesite para cumplir dicha función.

CRC: Este campo contiene dos bytes y permite verificar si se han producido errores durante la transmisión. El método empleado es el CRC-16 (Cycling Redundancy Check), donde primero es transmitido el byte menos significativo (CRC-), y después el más significativo (CRC+).

b. Transmisión en modo ASCII

En el modo ASCII cada byte se envía como dos caracteres ASCII (ver **Figura 1.10**). La principal ventaja de este modo de transmisión es que los intervalos de tiempo son de hasta un segundo entre los caracteres sin que se produzcan errores.

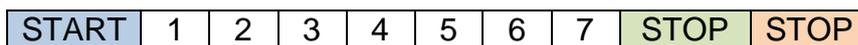


Figura 1.10 Secuencia de bits en modo ASCII

La trama de MODBUS está delimitado por caracteres específicos de inicio y final (Ver **Figura 1.11**). El tamaño máximo de la trama en modo ASCII es de 513 caracteres.

Start	Dirección	Función	Datos	LRC	End
1 carácter	2 caracteres	2 caracteres	0 a 2x252 caracteres	2 caracteres	2 caracteres CR.LF

Figura 1.11 Tamaño máximo de la trama en modo ASCII

c. MODBUS TCP/IP

Modbus TCP / IP es básicamente el protocolo Modbus RTU utilizando la interfaz de TCP en una red Ethernet. La estructura de datos Modbus se define utilizando la capa de aplicación utilizada en el protocolo TCP / IP (Ver **Figura 1.12**). El TCP permite asegurar que los datos se reciban y envíen correctamente, y la IP es la información de la dirección y de enrutamiento.

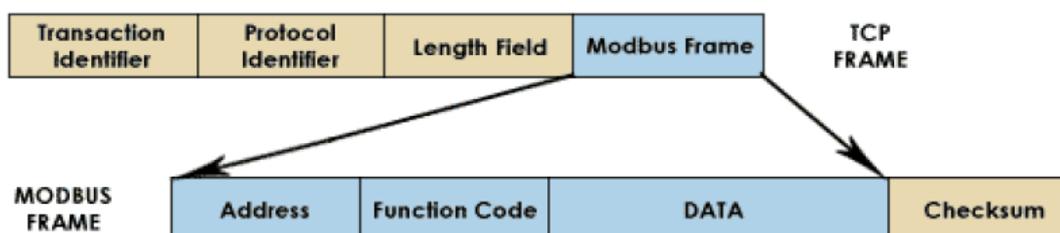


Figura 1.12 Encapsulamiento de la trama MODBUS en TCP

Fuente: uhu.es

Todas las solicitudes son enviadas vía TCP sobre el puerto registrado 502. Las solicitudes normalmente son enviadas en forma half-duplex. Los mensajes de solicitud y respuesta en Modbus/TCP contienen seis bytes como se observa en la **Figura 1.13**:

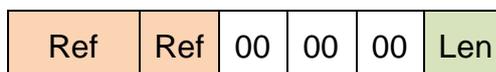


Figura 1.13 Trama MODBUS TCP/IP

Fuente: repositorio.bib.upct.es

Ref: Este campo contiene dos bytes correspondientes a la referencia de transacción. En este campo un cliente Modbus/TCP puede establecer simultáneamente diferentes conexiones con múltiples servidores y tiene la capacidad de identificar cada una de las transacciones.

El tercer y cuarto campo de la trama representan el identificador de protocolo., el cual debe ser especificado a cero.

Len: especifica el número de bytes que siguen, dicho número es variable, pero el byte alto se establece a cero ya que los mensajes son más pequeños que 256.

1.6. Sistemas de comunicación inalámbricos

Los sistemas de comunicación inalámbrica son aquellos que viabilizan el intercambio de información entre dispositivos o personas sin usar cables. Las comunicaciones no guiadas se transmiten a través del espectro electromagnético mismo que es comúnmente definido como aire.

El espectro electromagnético es el rango de frecuencias de todas las ondas electromagnéticas que se pueden propagar a través del espacio libre, ordenadas según su longitud de onda y su frecuencia. [5].

1.6.1. Rangos de frecuencias más utilizados en las comunicaciones inalámbricas

- **Infrarrojos (IR).** Es el rango de frecuencia más alto para comunicaciones inalámbricas, su uso más popular es el mando a distancia del televisor. También empleado en comunicaciones punto a punto de corto alcance, su desventaja radica en no poder atravesar obstáculos.

- **Microondas (MW).** Suelen ser direccionales, utilizan un rango de frecuencia más pequeño que el infrarrojo el cual es adecuado para transmisiones de largo recorrido como es el caso de las comunicaciones por satélite, como sustituto del cable coaxial o fibra óptica en las comunicaciones terrestres punto a punto y en las tecnologías inalámbricas más comunes en la actualidad como en el sistema universal de telecomunicaciones móviles (UMTS), Bluetooth o WLAN.

- **Radiofrecuencias (RF).** Es el rango utilizado en las transmisiones de radio tanto FM como AM y en televisión digital terrestre (TDT). Se caracterizan por ser omnidireccionales y poder atravesar obstáculos sin dificultad.

1.6.2. Clasificación

La clasificación de las comunicaciones inalámbricas varía dependiendo del autor, sin embargo se hará hincapié en su alcance y control del acceso a la red como se muestra en la **Figura 1.14**.

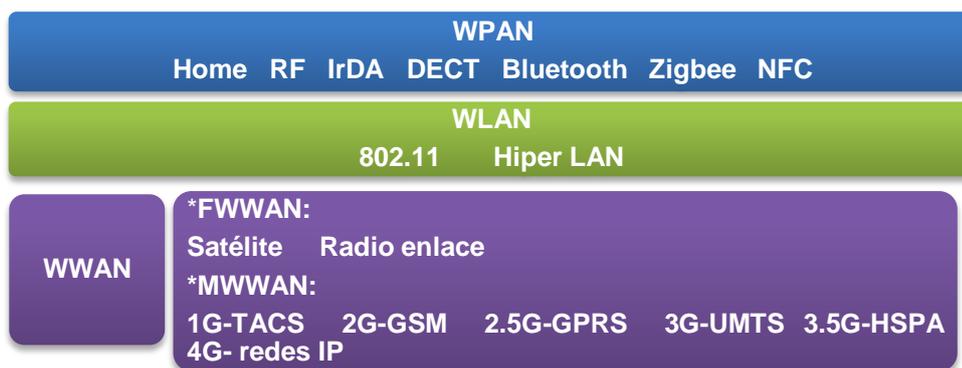


Figura 1.14 Clasificación de las comunicaciones inalámbricas

a. Redes de área personal inalámbrica WPAN (Wireless Personal Area Networks)

Es una tecnología que se ha introducido en nuestro diario vivir con la finalidad de hacer las comunicaciones más cómodas y de fácil utilización. Reúnen a redes cuyo rango de acción consiste en unos pocos metros y en las que el soporte físico de la información lo constituyen las ondas de radio.

Con el objetivo de soportar estas comunicaciones se ha desarrollado una amplia gama de tecnologías tales como Bluetooth, DECT, IrDa, NFC, y Zigbee como se detalla en la **Tabla 1. 6**.

Tabla 1. 6 Tipos de redes WPAN

TECNOLOGÍA	CARACTERÍSTICAS
HOME RF	Permite comunicar productos electrónicos domésticos con un alcance no mayor a 50 m., opera en la banda de los 2.4 GHz
BLUETOOTH (IEEE 802.15.1)	Es la más extendida de todas, basado en terminales de bajo costo y un alcance corto de alrededor de 10m a un alcance medio de 100m.
DECT (Digital Enhanced Cordless Telecommunications)	Estandarizada en 1992 por la ETSI (European Telecommunications Standards Institute), es una especificación para telefonía sin hilos de corto alcance.
IrDA (Infrared Data Association)	Utiliza un conjunto de estándares para la transmisión de información en la banda del espectro infrarrojo. Su aplicación principal es la conexión entre periféricos de PC.
ZIGBEE	Tecnología de alto nivel de comunicación inalámbrica con radiodifusión digital de bajo consumo y fácil integración creada por ZigBee Alliance.

b. Redes de área local inalámbrica WLAN (Wireless Local Area Networks)

Una WLAN es una red de cobertura geográfica limitada, velocidad de transmisión relativamente alta, bajo nivel de errores y administrada de manera privada, que se comunica básicamente mediante microondas. El estándar más conocido para las redes WLAN es el 802.11, dicho estándar es el más extendido y que más éxito se le pronostica.

Una red WLAN genérica está dividida en celdas llamadas BBS (Basic Service Set) que son zonas de cobertura, gobernadas por una estación base (AP). Para que los dispositivos de cada BBS puedan comunicarse entre sí, se requiere que los AP se conecten a través de un Sistema de Distribución (DS). Si varios segmentos de ésta se agrupan en una estructura jerárquica superior llamada ESS (ver **Figura 1.15**). [6]

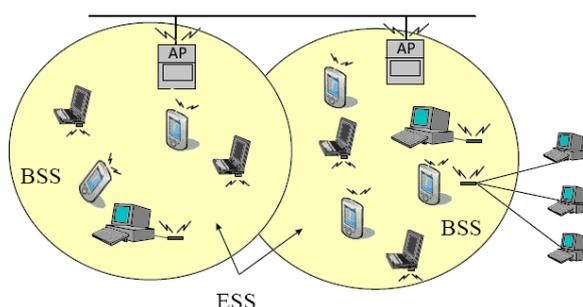


Figura 1.15 Arquitectura de una red 802.11

Fuente: gro.usal.es

Existen tres tipos de redes WLAN, las cuales se describen en la **Tabla 1. 7**.

Tabla 1. 7 Tipos de redes WLAN

Nombre	Descripción
HiperLAN	Estándar que opera en la banda de los 5 GHz a una velocidad de 24 Mbps. Existe una versión 2 que opera en la misma banda pero con una velocidad de hasta los 54 Mbps
Home RF SWAP	Estándar para comunicaciones digitales entre PC y dispositivos electrónicos del hogar. Soporta transmisión de datos y voz a velocidades de 1 a 2 Mbps en la banda de los 2.4 GHz
Bluetooth	Bluetooth se considera una red WPAN, también existen aplicaciones WLAN.

c. Redes de área extendida inalámbrica WWAN (Wireless Wide Area Networks)

Consiste en una red de transporte de información entre zonas geográficamente distantes. Su transmisión puede ser analógica o digital. Se

puede diferenciar dos según quién controle su acceso como se ve en la **Tabla 1. 8**

Tabla 1. 8 Tipos de redes WWAN

Comunicación	Descripción
Fija (FWWAN: fixed wireless wide area networks)	Radioenlace: se pueden comunicar sistemas geográficamente distantes utilizando diferentes bandas del espectro electromagnético Satélite: cubren una gran superficie de la Tierra, tienen un gran ancho de banda y coste de transmisión independiente de la distancia.
Móvil (MWWAN: mobile wireless wide area networks)	El terminal que envía y recibe la información está en movimiento. En estas redes normalmente hay muchos usuarios conectados simultáneamente.

1.7. ZigBee

Es una tecnología de alto nivel de comunicación inalámbrica con radiodifusión digital de bajo consumo y fácil integración creada por ZigBee Alliance y aprobada en 2005, basado en el estándar IEEE 802.15.4 de redes inalámbricas de área personal WPAN, que define el hardware y software de las capas physical (Phy) y media access control (MAC), como se puede apreciar en la **Figura 1.16**.

Cada capa es responsable de una serie de funciones necesarias para la comunicación, ZigBee añade capas sobre las dos capas anteriores del 802.15.4, una capa no sabe nada sobre la capa que está por encima de ella y cada capa que añadida incrementa una serie de funciones a la base de las inferiores. [7]

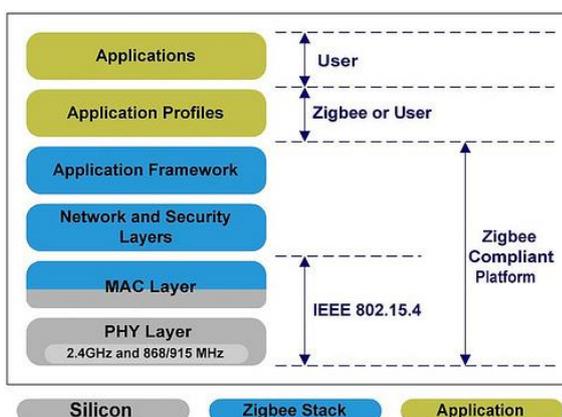


Figura 1.16 Capas del estándar Zigbee

Fuente: webdelcire.com

Su aplicación se encuentra en sistemas que requieren comunicaciones seguras con baja tasa de envío de datos e incremento de la vida útil de sus baterías (ver **Figura 1.17**). En principio, esta tecnología sobresale en el área de domótica, para remplazar los sensores/actuadores individuales.

El nodo ZigBee más completo requiere en teoría cerca del 10% del software de un nodo Bluetooth o WiFi típico. Esta cifra baja al 2% para los nodos más sencillos. [8]



Figura 1.17 Aplicaciones Zigbee

Fuente: sg.com.mx

1.7.1. Canales que usa ZigBee

El protocolo 802.15.4 se define los diferentes canales para cada una de las frecuencias, con un total de 27 canales para las tres frecuencias existentes. En la **Tabla 1. 9** se muestra los canales con sus respectivas frecuencias.

Tabla 1. 9 Canales en el Protocolo 802.15.4

N° Canales	Frecuencia	Canal
1	868MHz y 868,6MHz	Ch0
10	902,0MHz y 928,0MHz	Ch1 hasta Ch10
16	2,4GHz y 2,4835	Ch11 hasta Ch26

En la **Figura 1.18** se muestran la estructura de los canales en el espectro de las tres bandas de frecuencia.

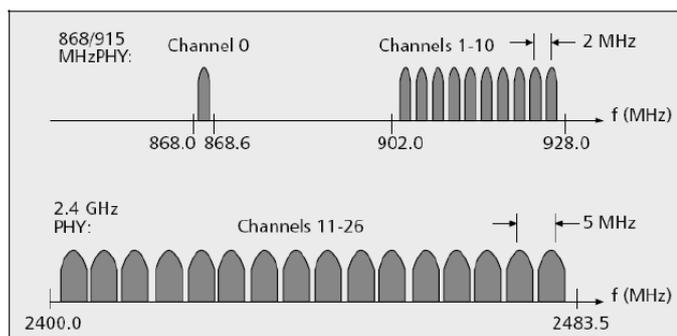


Figura 1.18 Estructura de los canales

Fuente: dspace.ups.edu.ec

En la **Tabla 1. 10** se indica la frecuencia central correspondiente para cada uno de los canales de las tres bandas.

Tabla 1. 10 Frecuencia Central de los Canales

Frecuencia central del canal (MHz)	N° canal
$F_c = 868,3$	$k = 0$
$F_c = 906 + 2(k-1)$	$k = 1$ hasta 10
$F_c = 2405 + 5(k-11)$	$k = 11$ hasta 26

Fuente: repositorio.utn.edu.ec

El protocolo ZigBee crea 16 canales con un ancho de banda de 5MHz por canal desde los 2.4GHz hasta los 2.4835GHz, por lo que pueden estar perfectamente distribuidos sin necesidad de interferirse entre ellos, como se aprecia en la **Figura 1.19**

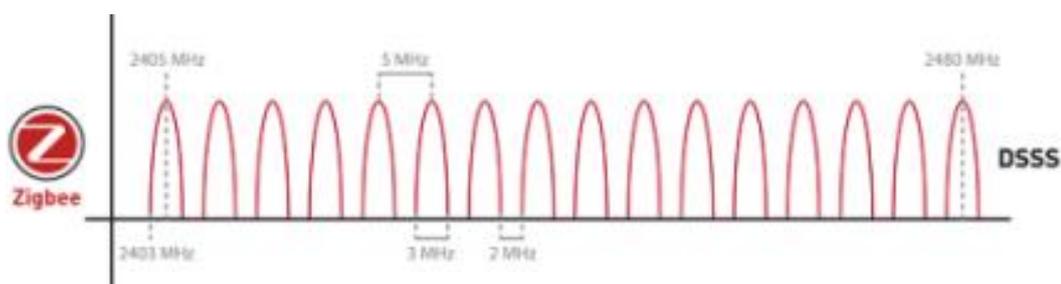


Figura 1.19 Canales empleados por Zigbee

Fuente: blogs.heraldo.es

1.7.2. Características

Características de las redes/dispositivos ZigBee son las siguientes:

- Velocidad de transmisión entre 25-250 kbps.

- Protocolo asíncrono, half duplex y estandarizado, permitiendo a productos de distintos fabricantes trabajar juntos.
- Se pueden formar redes que contengan desde dos dispositivos hasta cientos de ellos.
- Los dispositivos de estas redes pueden funcionar en un modo de bajo consumo, lo que supone años de duración de sus baterías.
- Opera en la frecuencia de 2.4 GHz (16 canales).
- Es un protocolo fiable, la red se organiza y se repara de forma automática y se rutean los paquetes de manera dinámica.
- Es un protocolo seguro ya que se puede implementar encriptación y autenticación. [7]

1.7.3. Tipos de dispositivos

Se definen tres tipos distintos de dispositivo ZigBee según su papel en la red, como se puede observar en la **Tabla 1. 11** :

Tabla 1. 11 Tipos de Dispositivos Zigbee

Coordinador ZigBee ZC	Router ZigBee ZR	Dispositivo final ZED
Controlar la red y los caminos que deben seguir los dispositivos para conectarse entre ellos	Interconecta dispositivos separados en la topología de la red	Puede comunicarse con su nodo padre (el coordinador o un router), pero no puede transmitir información.
Requiere de memoria y capacidad de computación	Ofrece un nivel de aplicación para la ejecución de código de usuario.	Tiene requerimientos mínimos de memoria y es por tanto significativamente más barato.

Fuente: sx-de-tx.wikispaces.com

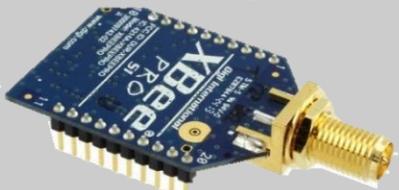
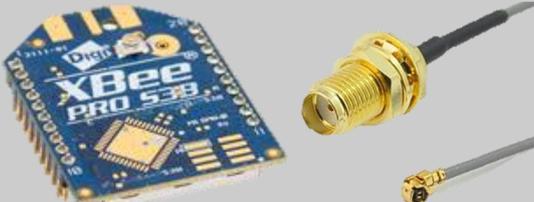
1.7.4. Módulos XBee

Los módulos Xbee son dispositivos que acoplaron un procesador con un transmisor-receptor Zigbee, permitiendo desarrollar aplicaciones inalámbricas de manera rápida y sencilla. Los módulos xbee tienen dos familias, serie 1 y 2 y unas letras en su referencia como PRO que hace alusión a que internamente tienen un microcontrolador facilitando su configuración siendo utilizado en aplicaciones más complejas, y ZB hace referencia a que se puede utilizar en aplicaciones industriales. [9]

1.7.5. Tipos de antenas

Los módulos XBee reciben y transmiten señales a través de diferentes tipos de antenas cuya selección la define la aplicación y ubicación que vayan a tener los dispositivos que forman parte de la red, los diferentes tipos de antenas existentes en el mercado se pueden apreciar en la **Tabla 1. 12**.

Tabla 1. 12 Tipos de Antenas

TIPOS	CARACTERÍSTICAS
<p>Módulo con conector a antena externa RPSMA</p> 	<p>Es sólo un tipo de conector U. FL. Es más grande y voluminoso, se puede usar con una antena externa, montada directamente sin cable de conexión</p>
<p>Módulo con antena integrada “wire”</p> 	<p>Radiación omnidireccional si su hilo se encuentra recto y perpendicular al módulo</p>
<p>Módulo con conector a antena externa U.FL</p> 	<p>Se utiliza para montar la antena fuera del gabinete que contiene al módulo</p>
<p>Módulo con antena integrada (chip cerámico)</p> 	<p>Más pequeño y robusto, patrón de radiación cardioide, la señal se atenúa en muchas direcciones. Aplicable cuando la antena corre el riesgo de romperse o el espacio físico es reducido.</p>

1.8. Instrumentos para solucionar problemas de calidad eléctrica

Son instrumentos tales como pinzas amperimétricas, sondas, entre otras, diseñadas para la medida de la calidad eléctrica y potencia que permiten la solución de problemas de primer nivel directamente en los equipos y

analizadores monofásicos y trifásicos de calidad eléctrica, adecuados para realizar tareas de mantenimiento predictivo, verificar la calidad del servicio conforme a las normas aplicables y llevar a cabo estudios de carga. [10]

1.8.1. Registradores de calidad eléctrica

Los registradores de calidad de energía son dispositivos electrónicos que registran datos eléctricos durante un determinado periodo de tiempo para determinar la calidad eléctrica, realizar estudios de carga y capturar eventos de tensión difíciles de detectar durante un periodo de tiempo definido por el usuario.

1.8.2. Analizadores de calidad eléctrica

Los analizadores de calidad eléctrica son empleados para detectar y registrar todos los detalles de las perturbaciones eléctricas, realizar análisis de tendencias y verificar la calidad del suministro eléctrico conforme a la clase A durante intervalos de muestreo definidos por el usuario.

1.9. OPC (Ole for Process Control)

Un Object Linking and Embedding (OLE), en español incrustación y enlazado de objetos, es un protocolo desarrollado por Microsoft que permite a un editor encargar a otro la elaboración de parte de un documento y posteriormente volverlo a importar, como por ejemplo insertar una tabla dinámica en un documento de texto.

OPC es el estándar de interoperabilidad para el intercambio seguro y fiable de datos en el espacio de la automatización industrial y en otras industrias. [11]. En un principio, el estándar OPC se limita al sistema operativo Windows, por lo que las siglas OPC nacieron de OLE para control de procesos.

Es empleado para garantizar un flujo continuo de información y superar problemas de comunicación entre dispositivos controladores y/o aplicaciones de múltiples proveedores. El estándar OPC se basa en una serie de especificaciones desarrolladas por proveedores de la industria, los usuarios finales y desarrolladores de software y gestionadas por la OPC Foundation que sirven para definir la interfaz entre clientes y servidores, acceso a datos en tiempo real, monitoreo de alarmas y eventos, acceso a históricos entre otras aplicaciones.

Las tres especificaciones OPC que se corresponden con las tres categorías de datos son:

- **OPC Data Access Specification (OPC DA):** utilizada para transmitir datos de tiempo real
- **OPC Historical Data Access Specification (OPC HDA):** utilizada para transmitir datos históricos
- **OPC Alarms & Events Specification (OPC A&E):** utilizada para transmitir información de alarmas y eventos
- **OPC Unified Architecture (OPC UA):** utilizado para transmitir cualquier tipo de datos

1.9.1. Servidores OPC

Al hablar sobre un Servidor OPC no se hace referencia a un ordenador donde se esté ejecutando la aplicación sino al acceso físico a los datos proporcionados por un Cliente OPC para cumplir con una o más especificaciones OPC.

Los Servidores OPC son conectores bidireccionales que permiten “leer de” y “escribir en” una fuente de Datos. La relación que mantiene el Servidor OPC y el Cliente OPC es de tipo maestro/esclavo, lo que se traduce que un Servidor OPC sólo transferirá datos de/a una Fuente de Datos si un Cliente OPC así lo solicita.

1.9.2. Cliente OPC

Un Cliente OPC es una pieza de software creada para iniciar y controlar la comunicación con Servidores OPC basados en las peticiones recibidas desde la aplicación en la que están embebidos, utilizando mensajería definida por una especificación concreta de la OPC Foundation.

Los Clientes OPC traducen las peticiones de comunicación provenientes de una aplicación dada en la petición OPC equivalente y la envían al Servidor OPC adecuado para que la procese. A cambio, cuando los datos OPC vuelven del Servidor OPC, el Cliente OPC los traduce al formato nativo de la aplicación para que ésta pueda trabajar de forma adecuada con los datos (ver **Figura 1.20**). [12]



Figura 1.20 Arquitectura Cliente/Servidor OPC

1.9.3. Funcionamiento de un OPC

La interfaz OPC tiene la función de permitir el acceso a los datos en un proceso de control, esto se consigue empleando dos componentes esenciales el OPC cliente y el OPC servidor, independientemente del fabricante.

Es importante indicar que el OPC permite la comunicación entre el cliente y servidor más no reemplaza a los protocolos nativos de cada uno de ellos, sino que tienen la función de comunicar con uno de los dos componentes del software OPC, luego los componentes del OPC intercambian información entre sí, como se puede ver en la **Figura 1.21**.

Los servidores OPC apoyan comúnmente aplicaciones como; lectura, cambio y verificación de variables de proceso a cualquier componente de automatización que esté en red por medio de un bus de campo o Ethernet Industrial.



Figura 1.21 Intercambio de información Cliente/Servidor OPC

Fuente: matrikonopc.es

1) Comunicaciones Cliente/ Servidor OPC

Los Servidores OPC clásicos utilizan la infraestructura COM/DCOM de Microsoft Windows para el intercambio de datos por lo que deben instalarse bajo el Sistema Operativo de Microsoft Windows.

Un Servidor OPC puede soportar comunicaciones con múltiples Clientes OPC simultáneamente.

2) Servidor OPC - Traducción de datos/Mapping

La principal función de un Servidor OPC es el traducir datos nativos de la fuente de datos en un formato OPC que sea compatible con una o más especificaciones OPC. Las especificaciones de la OPC Foundation solo definen la porción OPC de las comunicaciones del Servidor OPC, así que la eficiencia y calidad de traducción del protocolo nativo a OPC y de OPC al protocolo nativo dependen enteramente de la implementación del desarrollador del Servidor OPC.

3) Servidor OPC –Comunicación fuente de datos

Los Servidores OPC comunican nativamente con las fuentes de datos. Dos ejemplos comunes de cómo se comunican los Servidores OPC con la Fuente de Datos son:

- A través de una Interfaz de Programación de Aplicaciones (API), es decir un conjunto de funciones que facilitan el intercambio de mensajes o datos entre dos aplicaciones, para un driver personalizado escrito específicamente para la Fuente de Datos.
- A través de un protocolo que puede o no ser propietario, o basado en un estándar abierto por ejemplo el protocolo Modbus.

1.9.4. Beneficios de utilizar OPC

A continuación se mencionan algunos de los beneficios que tiene utilizar OPC:

- Una aplicación Cliente OPC y una aplicación Servidor OPC pueden comunicar libremente entre sí, sin la necesidad de utilizar ningún driver específico para la Fuente de Datos.

- El estándar OPC no tiene ninguna limitación en el número de conexiones que se pueden establecer entre aplicaciones Cliente-Servidor OPC.
- Existe un servidor OPC disponible para todos los dispositivos nuevos o antiguos existentes en el mercado.
- Las Fuentes de Datos de un Servidor OPC pueden ser intercambiadas o actualizadas sin la necesidad de actualizar los drivers utilizados por cada aplicación.
- Los usuarios pueden elegir libremente los dispositivos, controladores y aplicaciones que mejor se ajusten a sus necesidades sin importar el fabricante o propietario de estos.

1.10. Electrical Transient Analyzer Program (ETAP)

ETAP es una herramienta de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de generación, distribución e industriales. Las tecnologías de software del fabricante de ETAP aseguran que los sistemas de potencia estén diseñados para óptima seguridad, confianza y uso eficiente de la energía. Cuando se destinan a tiempo real hace que las organizaciones administren estratégicamente la energía, maximicen su uso, bajen costos y logren mejoras en la estabilidad financiera. [13]

ETAP ofrece un enfoque modular lo que le permite que se configure para adaptarse a los requerimientos específicos que una empresa o industria necesite.

1.10.1. ETAP Real Time

ETAP Real-Time extiende la adquisición de datos tradicional de sistemas a una solución inteligente y gestión de energía para los operadores, despachadores, ingenieros, y la toma de decisiones. Sus aplicaciones modulares (ver **Figura 1.22**) se adaptan a las necesidades de cada empresa, de pequeña a sistemas de gran potencia.

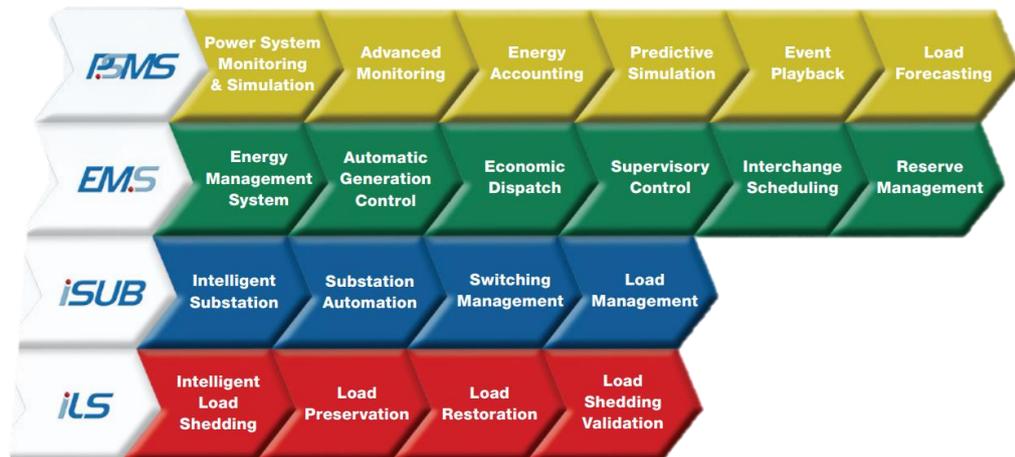


Figura 1.22 Módulos de Administración de Energía RT de ETAP

Fuente: etap.com

Power System Monitoring & Simulation

El módulo de monitoreo y simulación de sistemas eléctricos, PSMS por sus siglas en inglés. Es el corazón de la aplicación de gestión en tiempo real de ETAP. Puede determinar la respuesta del sistema apropiado, para una variedad de cambios y alteraciones mediante el uso de parámetros eléctricos y físicos, niveles de carga y generación, topología de la red, y lógicas de control.

Características

- Monitorización gráfica a través de ETAP diagrama unifilar
- Control visual.
- Monitoreo de parámetros eléctricos y no eléctricos
- Monitoreo avanzado en tiempo real
- Gestión y Procesamiento de alarmas
- Monitoreo y contabilidad de costos de energía
- Previsión de carga y tendencias

1.10.2. Monitoreo avanzado en tiempo real

Proporciona monitoreo intuitivo e integrada en tiempo real a través de una interfaz gráfica inteligente con el usuario, diagrama unifilar y tableros digitales. Funciones de monitoreo, incluida la comprobación del estado de la red, la estimación de fallas en el estado del sistema, detectando anomalías de red,

tendencias de valores medidos y anuncio de alarmas basadas en las condiciones de operación y los cambios de estado. [14]

PSMS puede rastrear y registrar las actividades inusuales con registro de eventos y herramientas alarmantes como se visualiza en la **Figura 1.23**. Esta disposición permite la detección temprana y el anuncio de los problemas antes de que un fallo crítico tenga lugar. Los cambios en la información del sistema se muestran gráficamente y se registran. Los resultados calculados se comparan con los parámetros medidos para proporcionar alarmas. [14]



Figura 1.23 Monitoreo avanzado en tiempo real

Fuente: etap.com

1.11. Estudio de flujos de potencia o estudio de flujo de carga

El estudio de flujo de potencia es la solución de régimen permanente de la red del sistema, es esencial para evaluar el estado actual de los sistemas de potencia, su control, analizar la eficacia para futuras expansiones del sistema según se incremente la demanda. Genera principalmente información que incluye la magnitud y ángulo de fase de la tensión en cada barra de carga, potencia reactiva en la barra de generación, potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión.

Anterior a la era computacional se empleaba la tabla de cálculo de CA para llevar a cabo estudios de Flujo de Potencia, los mismos que conllevaban mucho tiempo, pero con la disponibilidad de procesadores rápidos ahora se puede realizar un estudio de flujo de potencia de un circuito real, ya que la sistemática de cálculos numéricos requiere ser ejecutada por medio de un proceso iterativo.

1.11.1. Estudio de flujos de potencia en ETAP

El software ETAP proporciona tres métodos de cálculo de flujos de potencia: Newton-Raphson, Fast-Decoupled, and Accelerated Gauss-Seidel.

Los siguientes datos son requeridos por el software para efectuar el análisis del flujo de potencia, en ausencia de uno de estos se emitirá un mensaje de error.

- Datos de Bus
- Datos de ramas
- Datos de Power grid
- Datos de generador síncrono
- Datos de inversor
- Datos de motor de inducción
- Datos de carga estática
- Datos de capacitor
- Datos de carga dinámica
- Datos de UPS & Cargador
- Datos del transformador

a. Método de Gauss-Seidel

Resuelve las ecuaciones del flujo de potencia en coordenadas rectangulares (variable compleja) hasta que la diferencias en los voltajes de barra de una iteración a otra son lo suficientemente pequeñas. [15]. Es un método iterativo para resolver un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales [16], que se basa en las ecuaciones de admitancia de barra.

Algoritmo para la solución de flujo de carga

- 1) Conocidas la potencia activa y reactiva de cada barra (P_{Di} y Q_{Di}), asigne en base a criterios económicos, P_{Gi} y Q_{Gi} a todas las plantas generadoras. Con este paso las inyecciones de barra (P_i y jQ_i), se conocen en todas las barras distintas de la de referencia.
- 2) Con los datos de admitancia de línea y en derivación almacenados en la computadora se construye la matriz de Admitancia.

- 3) Para comenzar el cálculo iterativo de los voltajes de barra se supone un conjunto de valores iniciales, todos los voltajes se hacen iguales excepto el de la barra de compensación, cuyo valor es fijo.

$$V_i^k = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^{(k-1)*}} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^k - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^{(k-1)} \right]; i = 2, 3, \dots, n$$

Ec. 1. 1

$$A_i = \frac{P_i - jQ_i}{Y_{ii}}; i = 2, 3, \dots, n$$

Ec. 1. 2

El superíndice k indica el número de la iteración en la que se está calculando el voltaje, $(k - 1)$ indica el número de iteración que le precede y n es el número de barras existentes en el sistema.

b. Método de Newton-Raphson

Resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujos de potencia hasta que los errores en las variaciones de potencia activa y reactiva en todas las barras caen dentro de los límites especificados. [15]. Es un método muy poderoso para resolver ecuaciones algebraicas no lineales. Funciona más rápidamente y es seguro que converge en la mayor parte de los casos al compararlo con Gauss-Seidel [16], que se basa en las ecuaciones de admitancia de barra.

Algoritmo iterativo

- 1) Con el voltaje y ángulo en la barra de referencia fijos, suponer el módulo del voltaje $|V|$ en todas las barras PQ y el ángulo de fase δ en todas las barras PV.
- 2) Calcular la variación de Potencia activa para las barras PV y PQ, y la variación de potencia reactiva para las barras PQ a partir de las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_i(|V|, \delta) = P_i(\text{especificada}) - P_i = 0$$

Ec. 1. 3

$$\Delta Q_i(|V|, \delta) = Q_i(\text{especificada}) - Q_i = 0$$

Ec. 1. 4

Si todos los valores son menores que la tolerancia prescrita, detener la iteración, calcula P_1 y Q_1 e imprimir la solución. [16]

- 3) Si el criterio de convergencia no se satisface, evaluar los elementos del Jacobiano (matriz cuadrada de derivadas parciales) a través de las siguientes ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & |V_2| \frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & |V_2| \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} & \dots & |V_n| \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_n|}{|V_n|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix}$$

Ec. 1. 5

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j V_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j + \delta_i)$$

Ec. 1. 6

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = - \sum_{n=1, n \neq i}^N \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} = -Q_i - |V_i|^2 B_{ii}$$

Ec. 1. 7

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j V_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j + \delta_i)$$

Ec. 1. 8

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = - \sum_{n=1, n \neq i}^N \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} = P_i - |V_i|^2 G_{ii}$$

Ec. 1. 9

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = - \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j}$$

Ec. 1. 10

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j}$$

Ec. 1. 11

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} + 2|V_i|^2 G_{ii}$$

Ec. 1. 12

$$|V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = - \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} + 2|V_i|^2 B_{ii}$$

Ec. 1. 13

- 4) Actualizar los ángulos y magnitudes de voltaje agregando los cambios correspondientes a los valores anteriores y regresar al paso 2.

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)}$$

Ec. 1. 14

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta |V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k)} \left(1 + \frac{\Delta |V_i|^{(k)}}{|V_i|^{(k)}} \right)$$

Ec. 1. 15

c. Método Fast-Decoupled

Este método de cálculo es derivado del Newton-Raphson, una pequeña variación en la magnitud del bus de voltaje no provocará una variación considerable en el bus de potencia activa, y del mismo modo, para un pequeño cambio en el ángulo de fase de la tensión de bus, la potencia reactiva no cambia apreciablemente. Así, la ecuación de flujo de carga desde el método de Newton-Raphson puede simplificarse en dos conjuntos separados de ecuaciones de flujo de carga, que pueden ser resueltos de forma iterativa. [17]

$$[\Delta P] = [J_1][\Delta \delta]$$

Ec. 1. 16

$$[\Delta Q] = [J_4][\Delta V]$$

Ec. 1. 17

1.12. Distorsión armónica

Para modelar el voltaje y la corriente eléctrica se requiere del estudio y análisis de funciones periódicas senoidales puras o simplemente senoidales (ver **Figura 1.24**).

$$f(t) = \sqrt{2}F \text{sen}(\omega t - \varphi)$$

Ec. 1. 18

F: valor eficaz

ω : Frecuencia angular

ϕ : desfaseamiento respecto al origen de la senoide

La ecuación se utiliza para expresar analíticamente el voltaje y corriente ideales de un sistema eléctrico de corriente alterna, existe distorsión de la forma de onda sinusoidal de corriente y/o voltaje en el sistema denominados armónicos, los mismos se originan por la existencia en el sistema de cargas de tipo no lineal, materiales ferromagnéticos y en general al uso de equipos que necesiten realizar conmutaciones en su operación normal.

Para describir al sistema bajo el efecto de armónicos se recurre al análisis de funciones periódicas distorsionadas, el cual permite modelar y evaluar numéricamente la distorsión armónica, además de ofrecer un conjunto de herramientas que facilita la tarea. [18]

Los armónicos generan problemas tanto para los usuarios como para las empresas distribuidoras, incrementa las pérdidas de potencia activa, sobretensiones en los condensadores, errores de medición, mal funcionamiento de los sistemas de protecciones, daño en los aislamientos, disminución de la vida útil de los equipos, entre muchos otros.

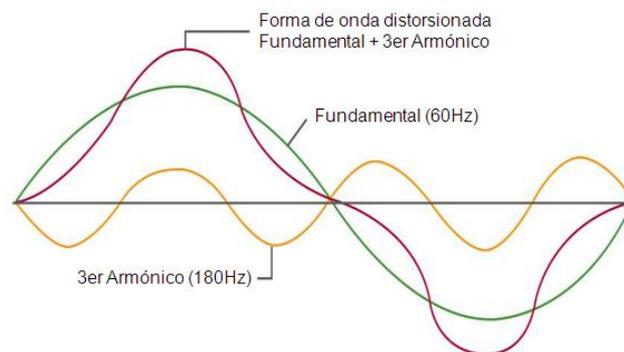


Figura 1.24 Distorsión armónica

Fuente: hyjingenierialtda.com

1.12.1. Clasificación de las fuentes de distorsión armónica

Como se mencionó anteriormente los armónicos principalmente se deben a la existencia de cargas no lineales conectadas al sistema eléctrico, las cuales generan una respuesta no sinusoidal ante la presencia de una onda senoidal.

A dichas cargas se las puede clasificar de la siguiente manera:

- Dispositivos ferromagnéticos

- Convertidores estáticos de potencia
- Dispositivos que funcionan con arco eléctricos.

a. Dispositivos ferromagnéticos

En esta categoría incluyen elementos constituidos por bobinas con núcleo de material ferromagnético. El núcleo por su naturaleza, tiene asociada características no lineales de histéresis y de saturación que son la causa de la generación de corrientes armónicas. Los equipos que constituyen este grupo son: transformadores, motores de inducción. [18]

b. Convertidores estáticos de potencia

Debido al avance de la tecnología en semiconductores, tales como: IGBT, GTC, empleados en diferentes equipos como son:

- Rectificadores
- Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC)
- Reactores controlados por tiristores, capacitores switchados por tiristores
- Compensador estático síncrono (STATCOM)

c. Dispositivos a base de arco eléctrico

Dentro de esta categoría se encuentran los siguientes equipos:

- Lámparas de alumbrado a base de balastro electromagnético
- Lámparas de alumbrado a base de balastro electrónico
- Lámparas de vapor de mercurio
- Soldadoras eléctricas
- Hornos de arco

1.12.2. Efectos de la distorsión armónica

Es indiscutible que la distorsión armónica produce daños a los elementos que forman parte de la red eléctrica, afectando no solo la parte técnica sino la económica por lo que es importante realizar un análisis de dichos efectos.

a. Efectos sobre los conductores

La resistencia efectiva de los conductores aumenta conforme lo hace la frecuencia de la corriente alterna que circula por ellos, otro efecto es el

aumento de las pérdidas, esto debido al aumento de la resistencia. El aumento de las pérdidas se disipa en forma de calor.

$$P_c = \sum_{h=1}^{\infty} R_h I_h^2$$

Ec. 1. 19

Donde, h es el orden de la h -enésima armónica

I_h es el valor eficaz de la h -enésima corriente armónica

R_h es la resistencia efectiva que presenta el conductor a I_h

El aumento de P_c no solo se debe a la circulación de corrientes armónicas por el conductor, sino también si aumenta R_h .

El fenómeno denominado efecto skin o piel, explica la tendencia de la corriente alterna a circular por la superficie exterior de un conductor. Este fenómeno se debe a un aumento en la resistencia eficaz R_h que presenta el conductor a cada corriente armónica cuya frecuencia es, sucesivamente, mayor.

$$R_h = R_{CD}(1 + 7.5 \times 10^{-7}(hf_1)^2 d^4)$$

Ec. 1. 20

Donde, R_{CD} es la resistencia del conductor a la corriente directa

h es el orden de la armónica

f_1 es la frecuencia fundamental

d es el diámetro del conductor (cm)

En conclusión la circulación de corrientes armónicas conlleva al aumento de la resistencia del conductor y esto al incremento de las pérdidas, con ello el conductor elevará su temperatura. De existir distorsión armónica se requiere corregir la selección de calibres de conductores.

b. Efectos sobre los transformadores

La distorsión de corriente y voltaje de alimentación de un transformador ocasiona múltiples efectos.

Los transformadores ante las ondas sinusoidales emite un sonido característico, la presencia de distorsión incrementa y cambia dicho sonido, este efecto no tiene repercusión sobre la operación del transformador.

El principal efecto de la distorsión armónica en el transformador es el aumento de pérdidas, esto implica el aumento de la temperatura del equipo, lo que deteriora el aislamiento y reduce la vida útil del transformador. Las pérdidas de vacío del transformador están dadas por:

$$P_T = P_N + P_C$$

Ec. 1. 21

Donde, P_T pérdidas totales del transformador

P_N Pérdidas generadas en vacío

P_C Pérdidas a plena carga

En vacío las pérdidas son generadas por la corriente de excitación. Con voltaje senoidal, la corriente de excitación no aumenta P_N significativamente, caso contrario si el voltaje de alimentación tiene presencia de armónicos entonces P_N aumenta.

Este efecto se debe a que las armónicas inducen flujo magnético, lo que implica que se originen ciclos de histéresis, aumentando con ello las pérdidas en vacío, es decir el aumento de pérdidas en vacío depende solo de la curva de histéresis que es característica del material ferromagnético y los armónicos de voltaje sólo contribuyen a las pérdidas de vacío.

En el estándar ANSI/IEEE C57.110, se considera que el aumento de pérdidas en el núcleo ocasionadas por la distorsión armónica del voltaje de alimentación es despreciable. El mismo estándar establece que las pérdidas en los transformadores son ocasionadas principalmente por la corriente de carga que contenga armónicos y que circule por los devanados, dichas pérdidas se expresan de la siguiente manera:

$$P_C = P_{CC} + P_{CE} + P_{PF}$$

Ec. 1. 22

Donde:

P_{CC} Pérdidas por efecto Joule en los devanados

P_{CE} Pérdidas en los devanados generadas por corrientes parásitas

P_{PF} Pérdidas de fuga en el tanque, conexiones mecánicas, etc.

P_{CC} , está definido por I^2R , donde R representa la resistencia de los devanados, a mayor distorsión de la corriente le corresponde un mayor valor eficaz de I y por lo tanto el incremento de las pérdidas.

P_{CE} , se atribuye a los flujos de dispersión, generados por los armónicos de la corriente de carga, que enlazan parcialmente a los devanados, induciendo corrientes parásitas en los conductores, con lo que aumenta la magnitud de las corrientes armónicas y por lo tanto las pérdidas.

Las pérdidas de fuga se originan por el flujo disperso que encuentran como circuito magnético el núcleo, tanque, juntas y cualquier otra parte de hierro. Estas pérdidas pueden incrementar la temperatura de las partes constitutivas del transformador. En transformadores inmersos en líquidos, las pérdidas de fuga incrementan la temperatura del aceite y por ende la de los devanados. [18]

Otro efecto y de gran importancia por la presencia de armónicos es en cuanto a la vida útil del equipo. Para transformadores que operan en ambientes con distorsión armónica, el valor eficaz permisible de la corriente de carga I_{max} , el cual provoca que las pérdidas totales sean las mismas que las pérdidas de diseño, es:

$$I_{max} = MI_N$$

Ec. 1. 23

Donde, M constante de proporcionalidad

I_N Corriente nominal

$$M = \sqrt{\frac{1 + P_{CE-R(pu)}}{1 + (F_{CE} P_{EC-R(pu)})}}$$

Ec. 1. 24

Donde, $P_{EC-R(pu)}$ son las pérdidas generadas, en por unidad, por las corrientes parásitas inducidas por la corriente nominal del transformador, dato proporcionado por el fabricante.

1.12.3. Métodos de cálculo de análisis de armónicos en ETAP

El programa ETAP cumple con los siguientes estándares para el análisis de armónicos:

- Estándar IEEE 519, IEEE recomienda en un sistema eléctrico de potencia.
- Estándar IEE 141, IEEE recomienda para Distribución de energía eléctrica y plantas de energía
- Estándar ANSI/IEEE 399, IEEE recomienda para análisis de sistemas de energía.

En la siguiente ecuación se indica el cálculo de la distorsión armónica total empleada por el software ETAP.

$$THD = \frac{\sum_2^{\infty} F_i^2}{F_1}$$

Ec. 1. 25

CAPÍTULO 2

2. SELECCIÓN, IMPLEMENTACIÓN Y MODELAMIENTO

2.1. Selección de equipos y materiales

2.1.1. Selección del medidor de energía eléctrica

La selección del medidor de energía eléctrica se realiza a partir de las características técnicas del lado secundario o de baja tensión del transformador existente en la cámara de transformación CT2 de la ESPE extensión Latacunga. En la **Tabla 2. 1** se muestran las características técnicas del transformador.

Tabla 2. 1 Características Técnicas del Transformador de 100 KVA

Características técnicas del transformador	
Tipo de Red	3Ø
Tipo de Transformador	
Frecuencia	60 Hz
Conexión	Dyn5
Potencia	100 kVA
Nivel de Aislamiento	38 kV
Impedancia Voltios	4%
Voltaje Primario	13.5 kV
Voltaje Secundario	215 V
Posición Tap	2

a. Medidor de energía eléctrica Schneider Electric PM710

Después de haber establecido los requerimientos técnicos del lado de baja tensión del transformador de 100 kVA se determinó que el medidor de energía eléctrica de Schneider Electric PowerLogic PM710 cumple con los requerimientos para la aplicación a desarrollarse.

El PowerLogic PM710 es un medidor de energía eléctrica de tipo industrial (ver **Figura 2. 1**), el mismo permite medir las principales variables eléctricas de un sistema eléctrico, además de contar con un puerto de comunicación MODBUS mediante el cual puede conectarse con otros equipos y con ello poder realizar un sistema de supervisión y monitoreo.

Caracterizados por su sólida estructura, su tamaño compacto y sus reducidos costos de instalación, estas centrales de medida resultan ideales para paneles

de control, centros de control de motores y paneles de unidades de generación. Puede efectuar mediciones monofásicas, bifásicas y trifásicas.



Figura 2. 1 Central de Medida PowerLogic PM710 de Schneider Electric

Fuente: Manual de Referencia PM710

La central de medida tiene una pantalla de cristal líquido (LCD) con retroiluminación. Puede mostrar hasta cinco líneas de información más una sexta fila de opciones de menú, las mismas que pueden mostrarse en las nomenclaturas IEC o IEEE.

b. Características técnicas de la central de medida

Las especificaciones técnicas que se indican en la **Tabla 2. 2** cumplen con los requerimientos del sistema eléctrico en el cual será implementado.

Tabla 2. 2 Especificaciones Técnicas del PM710

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tipo de medida	RMS real hasta el armónico 15 en sistema trifásico (trifásico, trifásico+N)
Tipo de sistema de distribución	Trifásico de 3 o 4 hilos con 1,2 o 3 TC, de dos fases o de una sola
Valor nominal de los transformadores de intensidad	Primario de 1 a 32767 A Secundario de 5 o 1A
Tensión	Primario de 3.276.700 Vmax Secundario de 100, 110, 115, 120
Velocidad de actualización de datos	1 segundo
TENSIÓN DE ENTRADA	
Tensión medida	10 a 480 V CA (L-L directa) 10 a 277 V CA (L-N directa) 0a 1,6 MV CA (con TP externo)
Rango de frecuencia	45 a 65 Hz

CONTINÚA

INTENSIDAD DE ENTRADA	
Intensidad nominal del primario TC	Ajustable de 1 A a 32767 A
Intensidad nominal del secundario TC	5 A o 1 A
Rango de entradas de mediciones	10 mA a 6 ^a
ALIMENTACIÓN	
CA	100 a 415 ±10% V CA, 5VA, 50 a 60 Hz
CC	125 a 250 ±20% V CC, 3W
COMUNICACIONES	
RS485	2 hilos
Protocolo de comunicación	MODBUS RTU
Dirección de comunicaciones	De 1 a 247
Velocidad en baudios (velocidad de comunicaciones)	1400, 4800, 9600, 19200 baudios
Paridad	Ninguna, par, impar

Fuente: Manual de referencia PM 710

2.1.2. Selección de los Transformadores de Corriente TC's para la central de medida PM710

Para realizar la selección de los TC's (ver **Figura 2. 2**) que se conectarán al medidor PM710, se pondrá en consideración las características técnicas del transformador detalladas en la **Tabla 2. 1**



Figura 2. 2 Transformador de Corriente CFS-43

Fuente: www.corpssca.com

$$S = \sqrt{3} * V_{sec} * I_{nom}$$

Ec. 2. 1

$$I_{nom} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{sec}}$$

$$I_{nom} = \frac{60kVA}{\sqrt{3} * 220V}$$

$$I_{nom} = 157.46 A$$

En la **Tabla 2. 3** se muestran las características técnicas del transformador de corriente a ser utilizado en el sistema.

Tabla 2. 3 Características técnicas de los TC's

Parámetros técnicos	
Designación del producto	CFS-43
Intensidad del primario	200A
Intensidad del secundario	5A
Bourden o Capacidad	5 VA
Voltaje	600 V

2.1.3. Selección de los fusibles para la protección de la central de medida PM710

El valor de los fusibles (ver **Figura 2. 3**) es determinado de acuerdo a la potencia aparente monofásica que consume la central de medida PM710.



Figura 2. 3 Fusible encapsulado de vidrio

Fuente: hpindustrialperu.com

$$S = V * I$$

Ec. 2. 2

$$I = \frac{S}{V}$$

$$I = \frac{5 VA}{110V}$$

$$I = 45.45 mA$$

2.1.4. Conversor digital RS485 a RS232

El sistema a ser implementado requiere de un conversor digital (ver **Figura 2. 4**), el mismo que permite convertir las señales TXD y RXD del puerto serie RS-232 a señales 2 hilos half dúplex de RS-485.



Figura 2. 4 Conversor RS-485 a RS-232

Fuente: www.hexin-technology.com

En la **Tabla 2. 4** se indica las especificaciones del conversor RS-232 a RS-485 empleado en el sistema.

Tabla 2. 4 Especificaciones técnicas del conversor RS 232/485 HEXIN

ESPECIFICACIONES	
Estándar	EIA RS-232 RS485 estándar
Conector	DB9 hembra (RS-232) DB9 macho con 4 o 6 terminales (RS-485)
Método de trabajo	Asíncrono punto a punto multipunto 2 hilos half dúplex
Medio de Transmisión	Línea ordinaria Cable par trenzado Cable apantallado
Velocidad de Transmisión	300 a 115 kbps
Distancia de transmisión	5 metros (RS-232) 1200 metros (RS-485)
Protocolo de comunicación	Transparente
Medio	Temperatura de trabajo: -10°C a 85°C Humedad relativa: 5% al 95%
Señales	RS-232: TXD, RXD, GND RS-485: data+, data-, GND

2.1.5. Cable Null Modem

La comunicación serial RS-232 es uno de los métodos de comunicación más antiguos y más ampliamente distribuidos en el mundo de la informática. Por lo general se establece comunicación DTE/DCE, es decir entre un ordenador y un módem, pero en la actualidad se requiere realizar comunicación DTE/DTE, para ello se emplea un cable null módem o con frecuencia

denominado cable cruzado (ver **Figura 2. 5**), el mismo que permitirá la comunicación sin la necesidad de un equipo de comunicación de datos (DCE). La conexión del cable es como se indica en la siguiente figura.

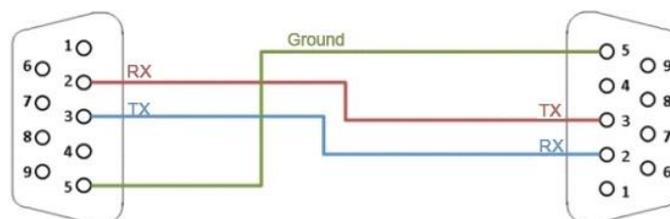


Figura 2. 5 Cable null modem sin control de flujo

Fuente: mikelfano.wordpress.com

2.1.6. Módulos XBee PRO S1

Los modelos PRO de la serie 1 de Digi tienen la misma disposición de los pines y comandos AT (Instrucciones codificadas que viabilizan la comunicación entre el hombre y un terminal modem) que la serie básica pero ofrece más potencia en la salida. Funciona con la pila 802.15.4 propia de ZigBee y con un simple protocolo TTL (Sigla en inglés de transistor-transistor logic, en español: lógica transistor a transistor).

Viabiliza una comunicación bidireccional entre microcontroladores, ordenadores o prácticamente cualquier cosa que disponga de un puerto serie o Serie/USB a nivel TTL. Puede soportar funciones de comunicación punto a punto o en red con varios módulos, llamado también Mesh Network. Las características de este módulo se muestran en la **Tabla 2. 5**.

Tabla 2. 5 Características de los módulos XBee PRO S1

CARACTERÍSTICAS	
Alcance	90metros a 1500 metros aprox.
Corriente de Transmisión/Recepción	45/50 mA
Alimentación	3.3V
Velocidad de transferencia	250kbps Max
Potencia de salida	1mW o 60mW (+18dBm)
Topología	Punto a punto, Estrella y Mesh
Encriptación	128-bit
Configuración	local o de forma inalámbrica
Comandos	AT o API (Application Programming Interface)

Fuente: www.andresduarte.com

a. Configuración de pines

Los módulos XBee poseen 20 pines debidamente estandarizados y distribuidos como se indica en la **Figura 2. 6**, en la **Tabla 2. 6** se muestran las características eléctricas y de interconexión que tiene cada uno de ellos.

Tabla 2. 6 Asignación de pines para módulos XBee

#Pin	Nombre	Descripción
1	Vcc	Fuente de poder
2	DOUT	UART Salida de datos
3	DIN/CONFIG	UART Entrada de datos
4	DO8	Salida digital 8
5	RESET	Módulo de reinicio
6	PWMO/RSSI	PWM salida 0/indicador de intensidad de señal RX
7	PWM1	PWM salida 1
8	Reservado	No se conecta
9	DTR/SLEEP_RQ/DI8	Línea de control de suspensión/ entrada digital 8
10	GND	Tierra
11	AD4/DIO4	Entrada analógica 4 o E/S digital 4
12	CTS/DIO7	Listo para enviar control de flujo o E/S digital 7
13	ON/SLEEP	Indicador del estatus del modulo
14	VREF	Voltaje de referencia para entradas analógicas/digitales
15	AD5/DIO5	Indicador Asociado, entrada analógica 5 o E/S digital 5
16	RTS/AD6/DIO6	Solicitud de envío de control de flujo/ entrada analógica 6 o E/S digital 6
17	AD3/DIO3	Entrada analógica 3 o E/S digital 3
18	AD2/DIO2	Entrada analógica 2 o E/S digital 2
19	AD1/DIO1	Entrada analógica 1 o E/S digital 1
20	AD0/DIO0	Entrada analógica 0 o E/S digital 0

Fuente: www.andresduarte.com



Figura 2. 6 Vista superior del módulo XBee

FUENTE: alvarounal.blogspot.com

b. Antenas

Se seleccionó dos tipos de antenas que brindaban las características técnicas requeridas para el montaje en físico de la red tanto en el tablero que sería ubicado en los exteriores de la cámara de transformación como para la tarjeta que se conectara a la PC.

Antena externa RPSMA

Este tipo de antena es omnidireccional, con 2.2 dBi y por su forma (ver **Figura 2. 7**) es la adecuada para ser montada en una caja que se ubicara a la intemperie.



Figura 2. 7 Antena externa RPSMA

Fuente: www.allendale-stores.co.uk

Antena Aire

Este tipo de antena es la más popular de los módulos de 2.4GHz, es omnidireccional, tiene una potencia de 60mW (+18dBm), viene adicionada a la tarjeta y por su forma (ver **Figura 2. 8**) es ideal para ser conectada a la PC por medio de un XBee Explorer dada su fácil transportación.



Figura 2. 8 Antena aire

Fuente: www.allendale-stores.co.uk

c. XBee Explorer

Son módulos empleados para establecer comunicación entre el ordenador y cualquier módulo XBee de una manera sencilla y directa, mediante un puerto

USB (**Figura 2. 9**) o serie (**Figura 2. 10**). Es un dispositivo Plug and Play (Conectar y Usar) que brinda un acceso directo a los pines serie y programación del módulo RF.

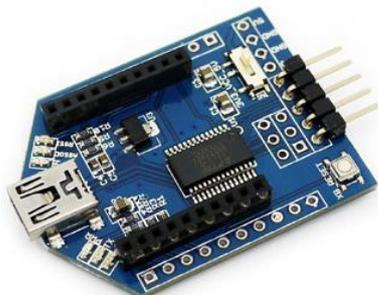


Figura 2. 9 Xbee Explorer USB

Fuente: www.nkcelectronics.com



Figura 2. 10 Xbee Explorer RS

Fuente: www.sparkfun.com

2.1.7. Registrador trifásico FLUKE 1735

El registrador Fluke 1735 (ver **Figura 2. 11**) es el medidor de potencia ideal para los electricistas o técnicos, ya que permite realizar estudios de la energía eléctrica y registros de datos básicos de la calidad eléctrica. Configure el registrador en segundos gracias a su pantalla en color y a sus sondas de corriente flexibles. Además, el analizador de calidad eléctrica es capaz de medir la inmensa mayoría de los parámetros de energía eléctrica y armónicos, y de capturar eventos de tensión. [10]

a. Aplicaciones

- Estudios de carga: verifica la capacidad del sistema eléctrico antes de añadir ninguna carga

- Evaluaciones de energía: calcula el consumo antes y después de las mejoras para justificar los dispositivos de ahorro de energía
- Medidas de armónicos: identifica los problemas de armónicos que pueden dañar o afectar a equipos fundamentales
- Captura de eventos de tensión: supervisa las fluctuaciones que provocan falsos reinicios o disparos inesperados del interruptor automático



Figura 2. 11 Registrador Trifásico Fluke 1735

Fuente: www.fluke.com

b. Características

- Registro de la energía eléctrica y de los parámetros correspondientes de hasta 45 días
- Supervisión de la demanda máxima de potencia a lo largo de periodos medios definidos por el usuario
- Comprobaciones de consumo de energía para evidenciar las ventajas aportadas por las mejoras realizadas
- Medida de la distorsión de armónicos producidos por cargas electrónicas
- Mejora de la fiabilidad gracias a la captura de fluctuaciones de tensión debidas a la conexión y desconexión de una gran carga
- Fácil confirmación de la configuración del instrumento mediante la visualización en color de las formas de onda y tendencia
- Medida de las tres fases y el neutro gracias a las cuatro sondas flexibles incluidas

- Visualización de gráficos y generación de informes gracias al software PowerLog
- Diseño robusto y compacto, con maletín IP65, categoría CAT III 600 V.

2.2. Montaje de los equipos

2.2.1. Montaje de la central de medida

La central de medida PM710 se colocó en el interior de la cámara de transformación, desplazando a la central obsoleta que se encontraba anteriormente colocada (ver **Figura 2. 12**). Los Instrumentos de transformación requeridos para la medición de corriente fueron reutilizados, mientras que los de protección fueron renovados según lo especificado en la sección **2.1.3**

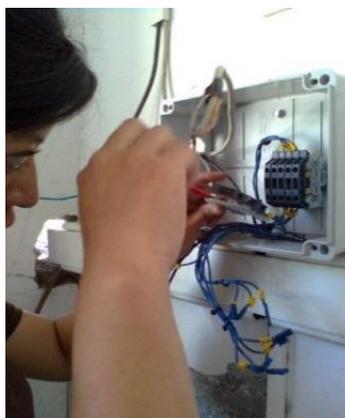


Figura 2. 12 Implementación de la Central de Medida

2.2.2. Montaje del sistema de comunicación

En una caja metálica de 15x15x10 se procede a implementar los elementos necesarios para que el medidor PM710 pueda transmitir los datos registrados como se observa en la **Figura 2. 13**

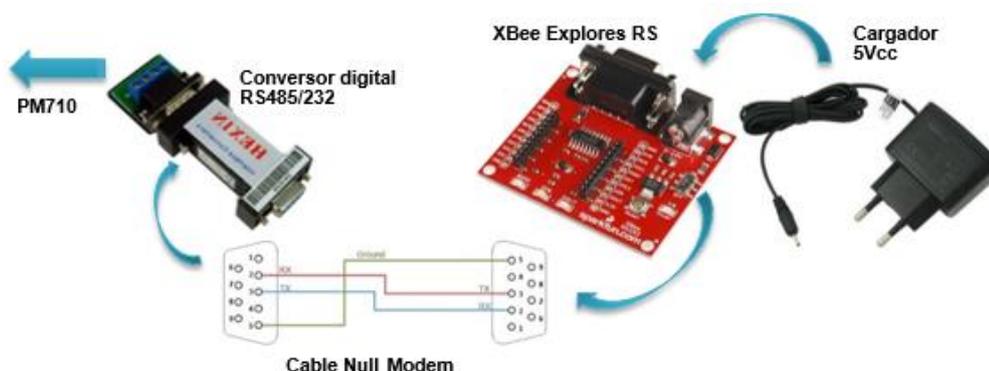


Figura 2. 13 Esquema de conexión implementado en la caja metálica

En la **Figura 2. 14** se observa los componentes ya colocados en el interior de la caja metálica.



Figura 2. 14 Implementación del módulo XBee Explorer TX

El montaje de la caja metálica que contiene los equipos XBee debe hacerse considerando que entre el laboratorio de multiplataforma y la cámara de transformación CT2 exista línea de vista directa (ver **Figura 2. 15**).



Figura 2. 15 Ubicación caja metálica que contiene los equipos XBee.

2.3. Configuración de la central de medida Power Logic PM710

La central de medida viene con valores predeterminados desde fábrica. Para emplearlo en el sistema, es necesario ajustarlo a los parámetros en los cuales irá a implementarse. En la **Figura 2. 16** se indica los elementos del menú de la central de medida en el que constan cada uno de los niveles con sus respectivas opciones.

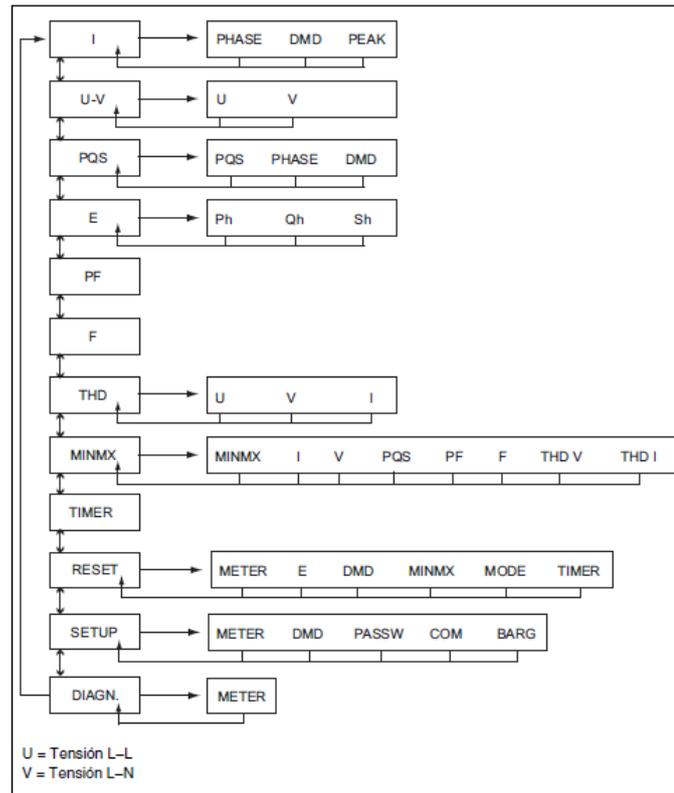


Figura 2. 16 Elementos del menú de la central de medida PM710

Fuente: Manual de Referencia PM710

2.3.1. Procedimiento

Se deberá seleccionar el menú SETUP en el cual se ingresará la contraseña 00000. (Ver la **Figura 2. 17**)



Figura 2. 17 Ingreso de la contraseña

Se desplazará en el menú hasta la opción METER en donde se seleccionará CT e ingresará en PRIM el valor de 200 seguido de OK y luego en SEC el valor de 5 a continuación OK. (Ver la **Figura 2. 18**)



Figura 2. 18 Configuración de CT

En el menú METER se elegirá la opción PT en el cual se ingresará NO PT en el submenú SCALE, esto debido a que en el sistema no se ubicará un transformador de voltaje sino que la conexión será directo a las líneas del sistema, seguido tanto para PRIM como para SEC se pulsará OK. (Ver la **Figura 2. 19**)



Figura 2. 19 Configuración de PT

En el menú METER se seleccionará la opción F en el cual se ingresa el valor de la frecuencia del sistema en el que va a ser implementado es 60Hz, a continuación se pulsa OK. (Ver la **Figura 2. 20**)



Figura 2. 20 Configuración de la frecuencia

En el menú METER se elegirá SYS, en esta opción se configurará el tipo de sistema en el cual actuará la central de medida, se seleccionará en WIRE 4 y para SYS se colocará un valor de 40. (Ver la **Figura 2. 21**)



Figura 2. 21 Configuración del Sistema

En la opción DMD del menú SETUP se procederá a colocar en CURRENT un valor de 15 para MIN. (Ver la **Figura 2. 22**)

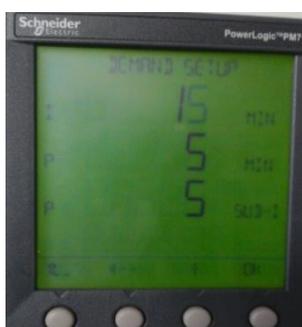


Figura 2. 22 Configuración de la demanda

Para configurar los parámetros de comunicación se procede a ingresar en el menú SETUP a la opción COM para la ADDR se colocará 1, en BAUD un valor de 9600 y para PAR none, finalmente se pulsará OK para concluir con la configuración. (Ver la **Figura 2. 23**)



Figura 2. 23 Configuración de los parámetros de comunicación

2.4. Programa X-CTU

X-CTU es una herramienta independiente para la configuración de los módulos XBee. El archivo puede descargarse desde: ftp://ftp1.digi.com/support/utilities/Setup_XCTU_5260.exe.

X-CTU es un programa creado por la compañía Digi sobre la plataforma de Windows, fue diseñado para interactuar con los archivos firmware (software que maneja físicamente al hardware) de productos de RF y a su vez proporcionar una interfaz amigable donde se facilite la programación de los mismos.

2.4.1. Instalación del programa X-CTU

Concluida la descarga diríjase a donde está almacenado el archivo, de doble clic en el archivo de instalación y siga el asistente de configuración de X-CTU. Aparece un anuncio preguntando si le gustaría visitar el sitio Web de Digi para actualizaciones de firmware, haga clic en Sí. Después de las actualizaciones de firmware, cierre.

Inicie X-CTU haciendo doble clic en el icono X-CTU (ver **Figura 2. 24**) ubicado en el escritorio

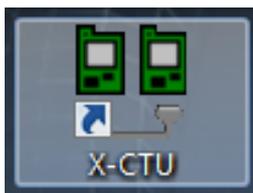


Figura 2. 24 Icono de X-CTU del escritorio

Después de su correcta instalación, al abrir la aplicación, se visualiza la ventana mostrada en la **Figura 2. 25**, misma que posee cuatro pestañas que se describe en la **Tabla 2. 7**

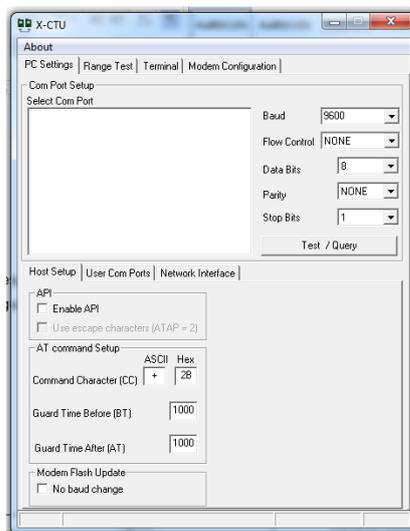


Figura 2. 25 Ventana Principal del programa X-CTU

Tabla 2. 7 Pestañas de la Ventana Principal de la aplicación X-CTU

Nombre	Función
PC Settings	Selección del puerto y configuración de parámetros de comunicación.
Range Test	Evaluación de rango de alcance entre dos dispositivos
Terminal	Permite acceder al puerto COM del computador con un programa de emulación terminal. También permite el acceso al firmware de los módulos mediante comandos AT.
Modem Configuration	Permite programar los parámetros de los módulos mediante una interfaz gráfica. Además permite cambiar la versión del firmware.

A continuación se debe seccionar la pestaña “**Modem Configuration**” y dar clic en el botón “**DOWNLOAD NEW VERSION**” como se muestra en la **Figura 2. 26**, con la finalidad de descargar la actualización de la aplicación y con ella la librería de Modems.

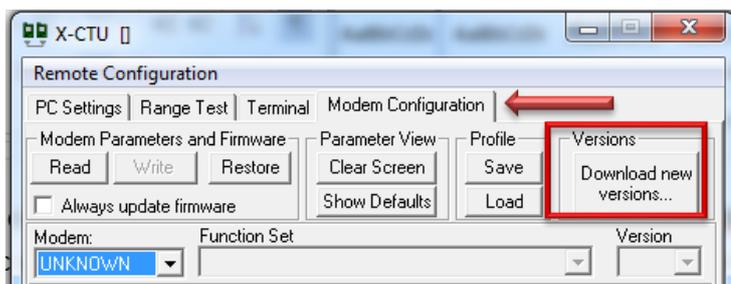


Figura 2. 26 Descarga de nuevas versiones del programa X-CTU

Aparece otra ventana (ver **Figura 2. 27**) en la cual se debe escoger el origen de la actualización, ya sea desde un archivo o desde internet. Después de seleccionar la opción desde la web, se espera varios minutos mientras se obtienen los archivos correspondientes.

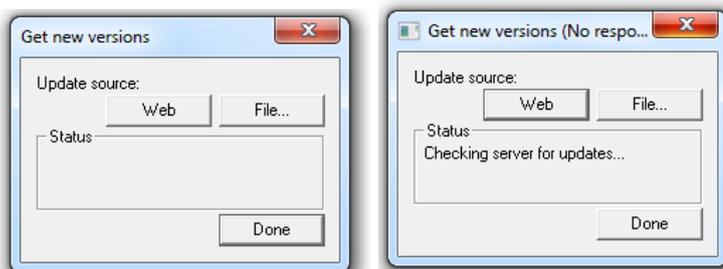


Figura 2. 27 Origen de la descarga de actualizaciones

Si la descarga se completó exitosamente se desplegarán los anuncios mostrados en la **Figura 2. 28**.

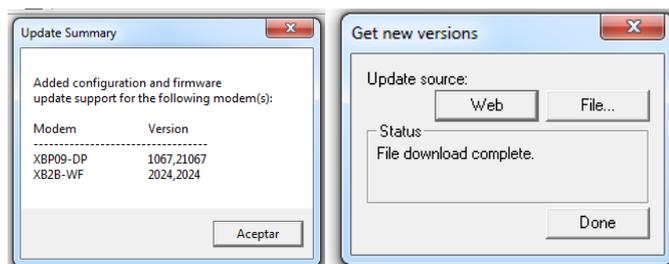


Figura 2. 28 Resumen de descargas del programa X-CTU

2.4.2. Configuración de los módulos XBee

Una vez iniciado el software X-CTU, en la pestaña **PC Settings** se selecciona el puerto correspondiente del ordenador al cual está conectado la tarjeta de interfaz del módulo RF. En esta misma pestaña se configura los parámetros de comunicación como velocidad, control de flujo, bits de datos, paridad y bits de parada para que coincidan con los configurados en el medidor PM710. (Ver **Figura 2. 29**)

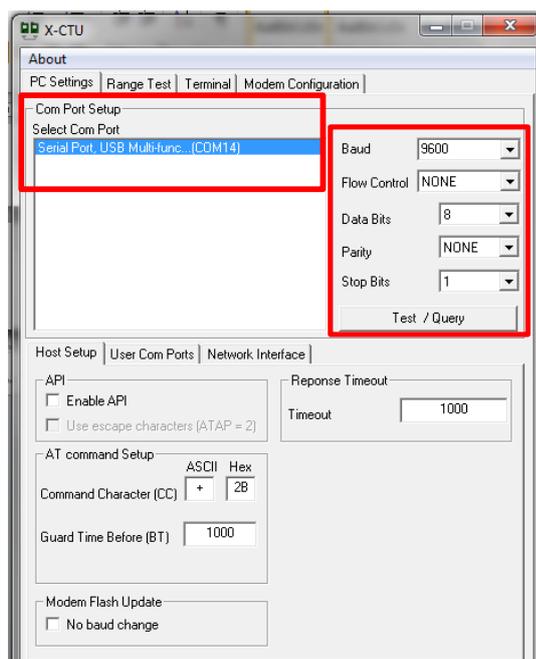


Figura 2. 29 Configuración del puerto

Para comprobar que la configuración de la comunicación sea la correcta, se da clic en el botón **Test/Query**, de ser correcta se despliega un mensaje en el que se indica que el establecimiento de la comunicación con el modem XBee fue exitosa, como se ve en **Figura 2. 30**

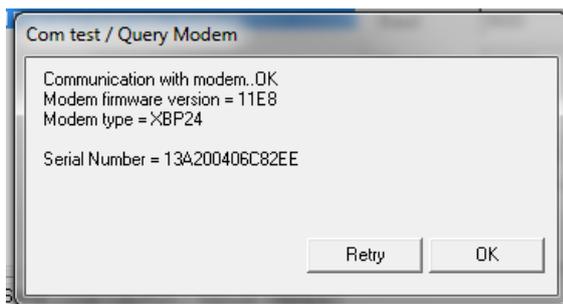


Figura 2. 30 Mensaje de confirmación de Test/Query

En la pestañas **Modem Configuration** se da clic en el botón **Read** para desplegar la lista de parámetros de configuración del módulo. Los parámetros resaltados en verde se encuentran configurados por defecto, los parámetros en azul pueden modificarse por el usuario y los parámetros en negro son solo de lectura a excepción de Encryption Key (KY) la cual es solo de escritura (ver **Figura 2. 31**).

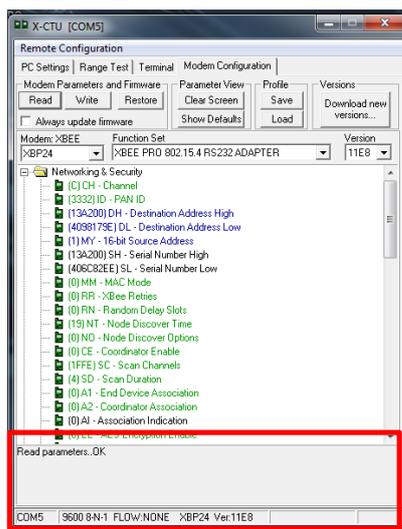


Figura 2. 31 Parámetros de configuración del módulo

Se modifican los valores de dirección de destino **DH** y **DL** con los números que se encuentran en la parte posterior de los módulos XBee (ver **Figura 2. 32**).



Figura 2. 32 Vista posterior de los módulos XBee empleados

Este procedimiento se debe efectuar para ambos dispositivos RF como se ve en la **Figura 2. 33**

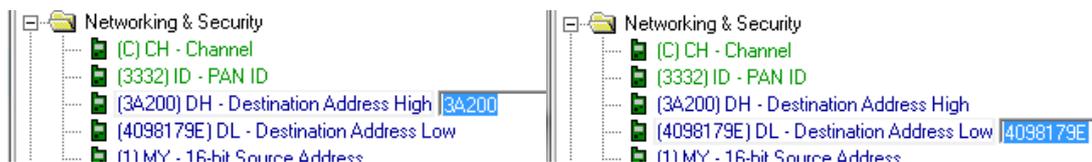


Figura 2. 33 Configuración de valores de dirección de destino

Al finalizar la modificación de los parámetros se presiona el botón **Write**, se cargan los nuevos parámetros en el módulo, y finalmente se indica por medio de un mensaje que la escritura se ha completado exitosamente, como se muestra en la **Figura 2. 34**.

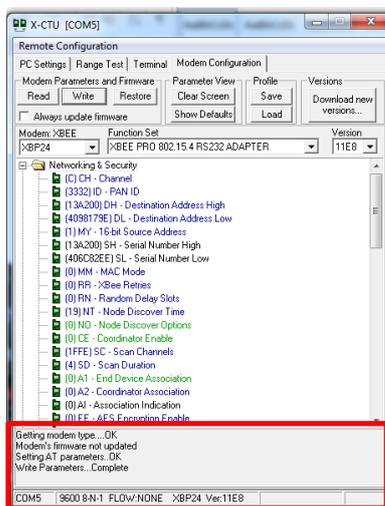


Figura 2. 34 Modificación de los parámetros del módulo XBee exitosa

2.5. Estructura de la red de comunicación

Al momento de diseñar la red se debe considerar algunos criterios como costos de la instalación, terminales, medios de transmisión, obra civil, gastos de mantenimiento, retornos, así mismo, como criterio de diseño se debe tener en cuenta la fiabilidad de la red, el número de usuarios y la disposición geográfica de los mismos.

Por lo general las redes de comunicación siguen un esquema de conexión que parte de la fuente, que es donde se generan los datos a transmitir, el transmisor, que es el dispositivo encargado de transformar y codificar la información a través de la generación de señales acordes al sistema de transmisión, el mismo que lleva la información del transmisor al receptor ya sea por un medio alámbrico o un inalámbrico; el receptor es quien acepta la

señal proveniente del sistema de transmisión y la transforma para que pueda ser recibida y manejada por el destino (ver **Figura 2. 35**).

En la **Tabla 2. 8** a continuación se detalla cada elemento y la función que cumple en la red de comunicación.

Tabla 2. 8 Función de cada elemento en la red de comunicación

Elemento	Función
PM 710	Fuente
Xbee Pro S1 TX	Transmisor
Aire	Sistema de Transmisión
Xbee Pro S1 RX	Receptor
Computadora	Destino



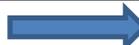
Figura 2. 35 Estructura de la red

2.6. Modelamiento del Sistema Eléctrico de Potencia

El modelamiento de la carga conectada al transformador T2, se creó en ETAP en base a planos realizados en proyectos de tesis anteriores, datos de campo de potencia, factor de potencia (Ver **Tabla 2. 9**) obtenidos a través de la colocación de un registrador trifásico FLUKE 1735 en cada una de las cargas y a la información proporcionada por el personal del área eléctrica de la Universidad; este proceso se muestra en el diagrama de flujo del **ANEXO D**. El software ETAP se utiliza para fines de simulación que proporciona al usuario una interfaz totalmente gráfica para la construcción de diagramas unifilares. Aquí gráficamente se puede agregar elementos, eliminarse, editar la conexión, acercar o alejar, cambiar el tamaño, orientación del elemento, modificar la simbología ya sea de ANSI a IEC y viceversa, ocultar o mostrar dispositivo de protección, introducir propiedades y establecer el estado del funcionamiento.

Tabla 2. 9 FP de las Cargas Conectadas al Transformador T2

FP Total Min	FP Total Med	FP Total Max
Bloque B (Aula B-131)		
0,991	0,991	0,991
Gimnasio		
0,758	0,758	0,758
Autotrónica		
0,9	0,9	0,9
Pasillo de Electrónica		
0,647	0,647	0,647
Laboratorio de Redes Industriales		
0,763	0,763	0,763
Laboratorio de Telecomunicaciones		
0,771	0,771	0,771
Laboratorio de Resistencia de Materiales 1		
0,674	0,674	0,674
Laboratorio de Resistencia de Materiales 2		
0,899	0,899	0,899
Laboratorio de Audio de Ingles		
0,589	0,589	0,589
Laboratorio de Robótica		
0,909	0,909	0,909
Laboratorio de Soldadura Tablero 1		
0,533	0,533	0,533
Laboratorio de Soldadura Tablero 2		
0,7145	0,7145	0,7145
Laboratorio de Hidráulica		
0,994	0,994	0,994
Laboratorio de Grupos Electrógenos		
0,986	0,986	0,986
Laboratorio de Motores		
0,842	0,842	0,842
Laboratorio de Alto Voltaje		
0,989	0,989	0,989
Laboratorio de Refrigeración		
0,92	0,92	0,92
Laboratorio de Química		
0,991	0,991	0,991
Laboratorio de Máquinas Electricas		
0,583	0,583	0,583
Laboratorio de Neutrónica e Hidrónica		
0,747	0,747	0,747
Laboratorio de Control Eléctrico		
0,523	0,523	0,523
Laboratorio de Accionamientos Eléctricos		
0,523	0,523	0,523
Laboratorio de Electrónica		
0,709	0,709	0,709
Laboratorio de Circuitos Eléctricos		
0,712	0,712	0,712

CONTINÚA 

Laboratorio de Sistemas Digitales		
0,803	0,803	0,803
Laboratorio de Mecatrónica		
0,9285	0,9285	0,9285
Laboratorio de Servos		
0,857	0,857	0,857
Laboratorio de Máquinas Eléctricas		
0,623	0,623	0,623
Laboratorio de Computación III		
0,521	0,521	0,521
Laboratorio de Inteligencia Artificial		
0,521	0,521	0,521
Laboratorio de Sistemas Operativos		
0,522	0,522	0,522
Laboratorio de Herramientas Administrativas		
0,522	0,522	0,522
Laboratorio de Instalaciones Eléctricas		
0,765	0,765	0,765
Laboratorio Multiplataforma		
0,523	0,523	0,523
Laboratorio de Ingles		
0,648	0,648	0,648
Bloque C (Planta Baja)		
0,985	0,985	0,985
Bloque C (Planta Baja)		
0,996	0,996	0,996
Bloque C (Primer Piso)		
0,985	0,985	0,985
Bloque C (Segundo Piso)		
0,985	0,985	0,985
Bloque C (Tercer Piso)		
0,985	0,985	0,985

El diagrama unifilar es el punto de partida para todos los estudios; el sistema eléctrico se puede construir de forma gráfica mediante la conexión de barras, ramas, aisladores, interruptores automáticos y dispositivos de protección en cualquier orden en el modo de edición.

2.6.1. Detalle de componentes

Los componentes principales utilizados en la diagramación de unifilar se detallan en la tabla **Tabla 2. 10**

Tabla 2. 10 Principales componentes del Diagrama Unifilar

Componente	ID	Rango	
Transformador de Potencia 3Ø	TRANSFORMADOR	Primario	Secundario
		13,8kV	0,220kV
Barras Principales	LEPCO S.A.	13,8kV	
	Barra_1	0,220kV	
	Barra_2	0,220kV	
	Barra_3	0,220kV	
	Barra_4	0,220kV	
	Barra_5	0,220kV	
Cables Principales	Cable 1	1/0	4m
	Cable 2	1/0	70m
	Cable 12	6	30m
	Cable 13	2	8m
	Cable 39	1/0	78m

2.6.2. Diagrama unifilar

La simulación en computadora de los sistemas eléctricos de potencia, empleando ETAP, permite modelar varios componentes y dispositivos del SEP (ver **Figura 2. 36**), su dependencia de la frecuencia, no linealidad y otras características bajo la presencia de perturbaciones, ya sea para grandes o pequeñas redes.

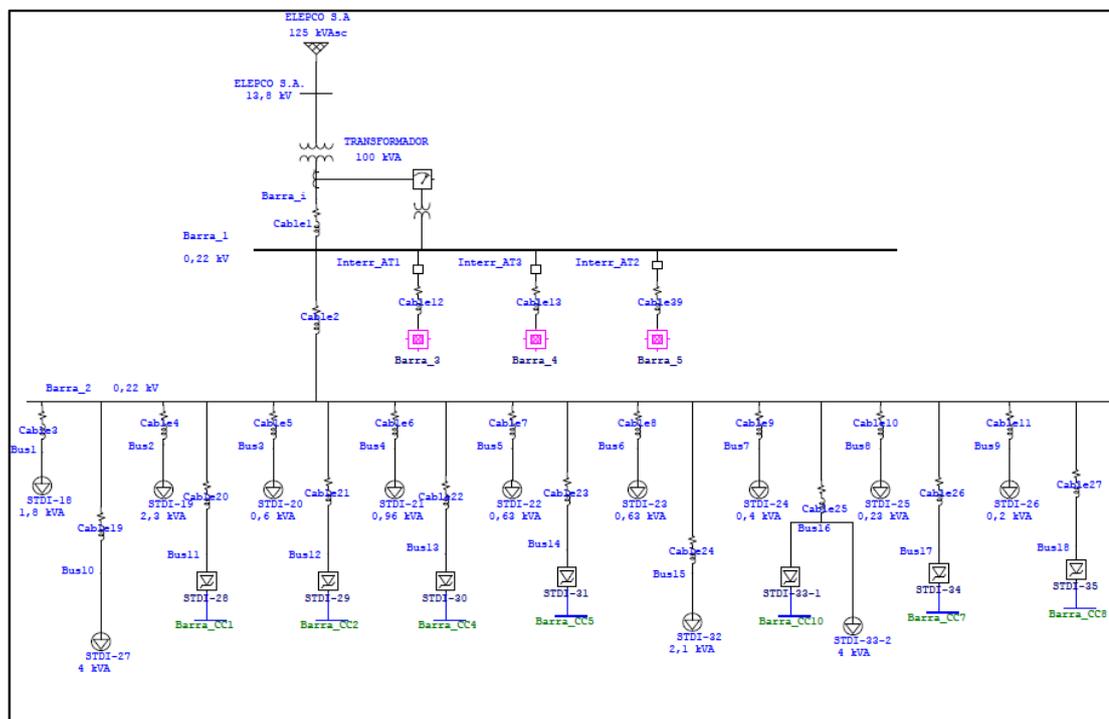


Figura 2. 36 Diagrama Unifilar creado en ETAP

ETAP cuenta con dos tipos de carga: Lumped y Static, la diferencia entre una y otra está en que el tipo Lumped aporta a la corriente de corto circuito y la Static no lo hace, pero ambas pueden influir en el análisis de flujo de carga. Para el estudio de armónicos se debe diferenciar la naturaleza y comportamiento de la carga, en especial las no lineales, ya que estas inyectan corriente en el sistema o bien aplican voltajes armónicos en un punto dado, por lo tanto, son convencionalmente modeladas (en base a librerías) como fuentes de corrientes armónicas y fuentes de tensión con frecuencias armónicas.

2.6.3. Creación de librerías de armónicos

Debido a que el software ETAP no cuenta con una librería completa de distorsión armónica, se optó por agregar elementos, como son: computadoras de escritorio, lámparas fluorescentes y soldadoras de arco, las cuales son la principal fuente de armónicos que afectan al sistema eléctrico en estudio.

En primer lugar se debe acceder a las librerías del software ETAP en la ventana Project Editor, la misma que se encuentra en la parte izquierda de la ventana principal del programa, a continuación se dará clic en ADD para agregar el nuevo elemento que genere distorsión armónica. Ver **Figura 2. 37**

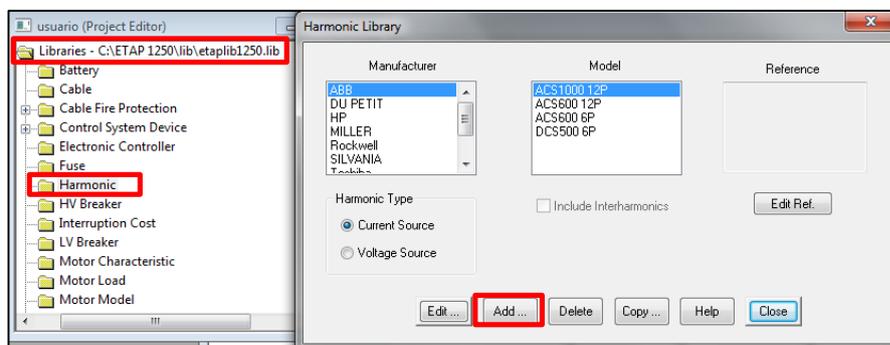


Figura 2. 37 Agregar elemento a la librería Armónicos

Se debe colocar los parámetros de denominación del elemento, para lo cual se debe asignar un nombre tanto para el fabricante como para el modelo como se ven en la **Figura 2. 38**, conforme a la carga que se va a agregar se deberá elegir el tipo de armónicos que genera el modelo, en este caso la computadora es una fuente de armónicos de corriente.

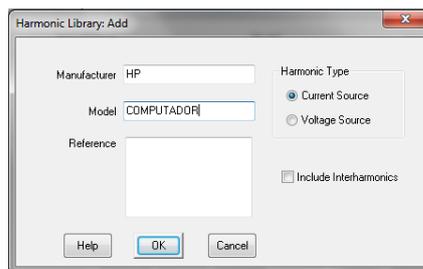


Figura 2. 38 Parámetros de denominación de elemento

Se deberá agregar cada uno de los armónicos del elemento, con el porcentaje de distorsión de la magnitud fundamental y el ángulo de fase. Las cargas fueron modeladas como fuente de corriente constantes considerando que cuando varias cargas son alimentadas por un mismo transformador, el contenido de armónicos resultante es el fasor suma de las corrientes armónicas individuales, con la posibilidad de que los niveles de distorsión armónica se reduzcan por la diversidad del ángulo de fase en el espectro de armónicos [19].

Para conseguir un modelo más cercado a la realidad en lo que a armónicos respecta, todas las cargas que simulaban computadoras fueron conectadas a un DC Charged

Tabla 2. 11 Distorsión producida por computadoras de escritorios

Armónica	Amplitud % [A]	Angulo [°]
Fundamental	100	0
3	58	-38
5	33	-158
7	8	-18
9	5	-93
11	2	-152
13	1	-54
15	1	-93
17	0,8	-127
19	0,7	-126
21	0,5	-141

Fuente: <http://cdn.intechopen.com/pdfs-wm/8697.pdf>

En la **Figura 2. 39**, se puede visualizar la inserción de cada uno de los armónicos, obteniendo tanto el espectro de armónicos y la forma de onda de voltaje.

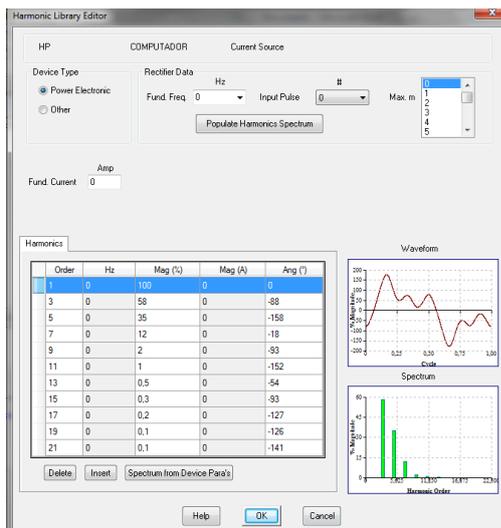


Figura 2. 39 Armónicos de Computador

En la **Figura 2. 40** se muestra el orden de los armónicos con valores tanto de porcentaje de magnitud como el ángulo para las lámparas fluorescentes.

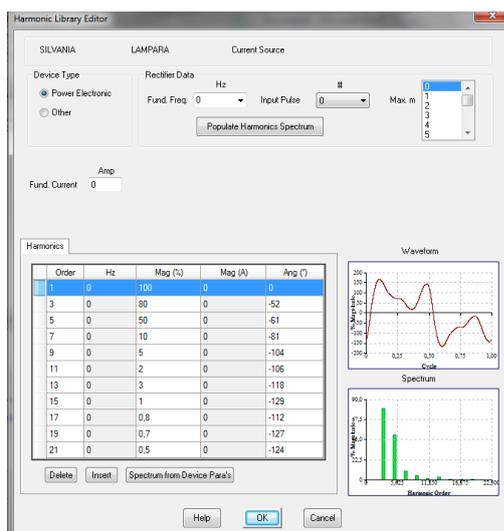


Figura 2. 40 Armónicos de lámparas fluorescentes

Con la creación de nuevos elementos en la librería de armónicos se podrá obtener resultados en cuanto a la distorsión más cercanos con los obtenidos con el registrador de energía.

2.7. KEPServerEX

KEPSERVEREX es un software de comunicación elaborado por la empresa privada KEPWARE, dicho software brinda los medios necesarios en cuanto a comunicaciones para procesos de automatización.

Las comunicaciones se manejan mediante una plataforma robusta que es compatible con múltiples estándares abiertos como es OPC, protocolos de comunicación propietarios, API y varias interfaces de automatización. [20]

Keptserver es un servidor OPC que cuenta con más de 100 drivers, tiene una interoperabilidad debido a que soporta diferentes estándares abiertos y a los proveedores más importantes empleados en la industria. Entre los principales se tiene Allen Bradley, Schneider Electric, Mitsubishi, Siemens, Modbus, GE, DNP.

2.7.1. Configuración de KEPServerEX V5

La lectura de los diferentes registros que contiene la Central de Energía PM710 de Schneider Electric se la debe realizar en un OPC en este caso el KEPSERVER OPC server.

Primero se debe agregar o crear un nuevo canal al que se ha denominado MOD_MED, el mismo representa un medio de comunicación entre la computadora y la central de medida. El nombre que se coloque puede contener una máximo de 256 caracteres. (Ver la **Figura 2. 41**)

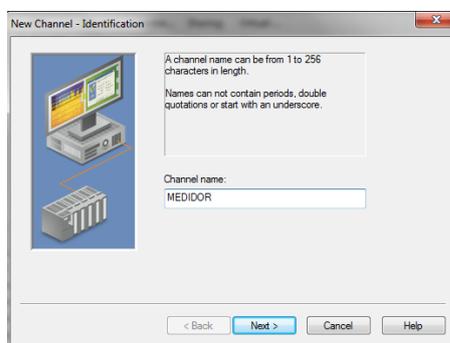


Figura 2. 41 Creación del canal MOD_MED

Luego se debe seleccionar el protocolo de comunicación del dispositivo del cual se va a leer los datos, en el caso del PM710 tiene comunicación MODBUS RTU por lo que se selecciona MODBUS SERIAL. (Ver la **Figura 2. 42**)

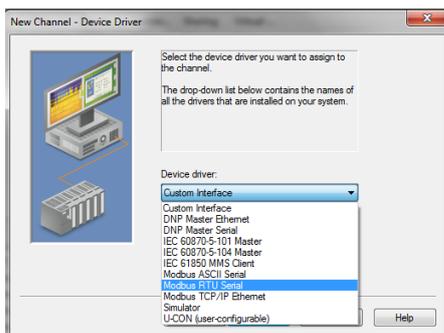


Figura 2. 42 Selección de comunicación Modbus Serial

A continuación se debe seleccionar los parámetros de comunicación, es decir, los que se han establecido en la configuración de parámetros de comunicación del PM710. (Ver la **Figura 2. 43**)

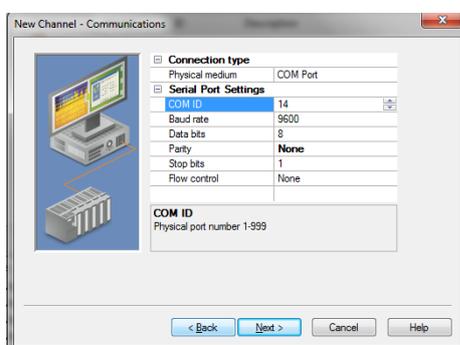


Figura 2. 43 Configuración de los parámetros de comunicación

Se debe configurar la ventana de optimizaciones de escritura, el cual permitirá controlar como los datos de escritura son trasladados al driver de comunicación y enviadas al dispositivo. (Ver la **Figura 2. 44**)

En este caso se dejan los valores por defecto tanto en el método de optimización, como en el ciclo de trabajo de escritura y lectura, el mismo que permite controlar la relación entre las operaciones de escritura y lectura. Es decir por cada numero indicado de escrituras una de lectura.

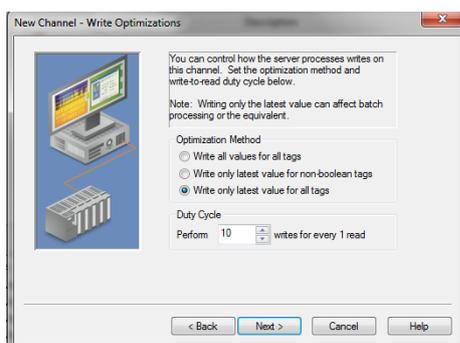


Figura 2. 44 Selección de la optimización de escritura

Luego aparecerá una pantalla con un resumen de la configuración del nuevo canal creado, verificado dicho resumen se procede a dar clic en FINALIZAR. (Ver la **Figura 2. 45**)

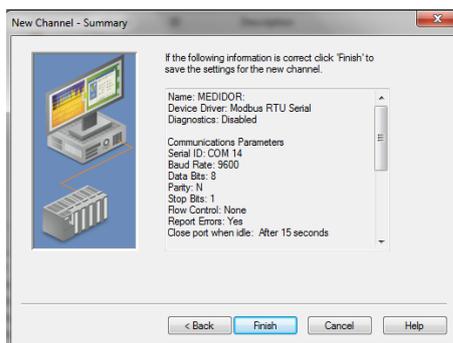


Figura 2. 45 Resumen de la configuración del canal

Finalizada la tarea de configuración del canal se debe crear un nuevo dispositivo, al cual se ha asignado el nombre de PM710, el cual tiene un espacio de 256 caracteres. (Ver la **Figura 2. 46**)

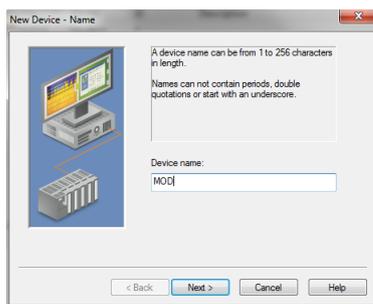


Figura 2. 46 Creación del dispositivo PM710

Luego se debe definir el modelo del dispositivo a emplear, es decir la central de medida PM710, se activarán los modelos de acuerdo con el driver seleccionado con antelación. (Ver la **Figura 2. 47**)



Figura 2. 47 Selección del modelo del dispositivo

Se seleccionará el ID del equipo, el cual fue ingresado en la configuración del PM710 como dirección del dispositivo en este caso 1 y formato decimal. (Ver la **Figura 2. 48**)



Figura 2. 48 Selección del ID del dispositivo

Se debe configurar los parámetros de comunicación del dispositivo, **Connection Timeout** es un parámetro utilizado en los drivers Ethernet en un rango que va desde 1 a 30 segundos. El **Request Timeout** indica el tiempo empleado por los drivers para esperar una respuesta del dispositivo con un valor que oscila entre 100 a 30000 milisegundos.

Fail After se especifica el tiempo que va a intentar pedir comunicación antes de considerar que la comunicación ha fallado el rango válido es de 1 a 10. (Ver la **Figura 2. 49**)

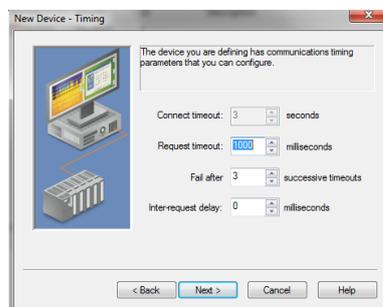


Figura 2. 49 Configuración del tiempo de comunicación

No se modificará los parámetros establecidos en la sección de creación de base de datos, es decir no se generaran base de datos para las tags creadas en el OPC. (Ver la **Figura 2. 50**)



Figura 2. 50 Configuración de la creación de base de datos

En la ventana de tamaño de bloque se debe especificar el tamaño máximo de los datos leídos del dispositivo, se especificar en 32 para cada uno de los parámetros. (Ver la **Figura 2. 51**)

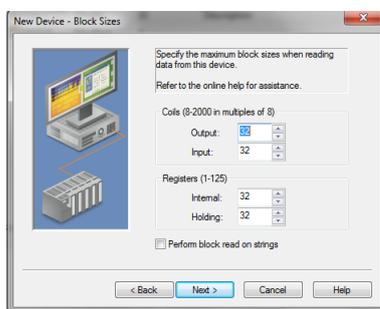


Figura 2. 51 Configuración del tamaño de bloque

Finalmente se visualizará un resumen de la configuración efectuada del dispositivo como se ve en la **Figura 2. 52**, de verificar cada uno de los parámetros se da clic en **FINALIZAR**.

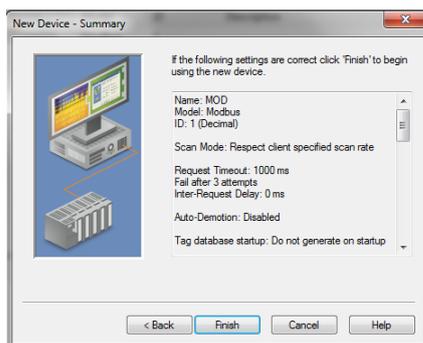


Figura 2. 52 Resumen de configuración del dispositivo

Para la lectura de los registros de la central de medida previa configuración de la comunicación y dispositivo se debe crear TAGS, para visualizar de manera más ordenada primero se creará un grupo de TAGS denominado INTENSIDADES (ver **Figura 2. 53**.)



Figura 2. 53 Creación de grupo de Tags

A continuación se procede a crear la TAG “IN” que corresponde a la intensidad del neutro cuyo registro Modbus es el 404023, valor indicado en la tabla de registros del manual de la central de medida PM710. Las propiedades de la creación de la tag se observan en la **Figura 2. 54**

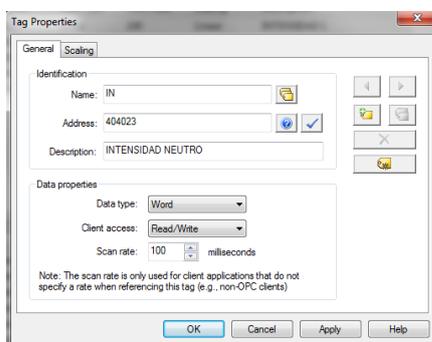


Figura 2. 54 Creación de la tag IN

Se procede a escalar el registro, el tipo será lineal y se ingresara en el valor alto del dato Word en 32767 y en rango del valor de escala 3276.7 del manual de la central de medida PM710, estos valores se indican en el **ANEXO B-2**. En la **Figura 2. 55** se visualiza el escalamiento de la tag de la Corriente del Neutro.

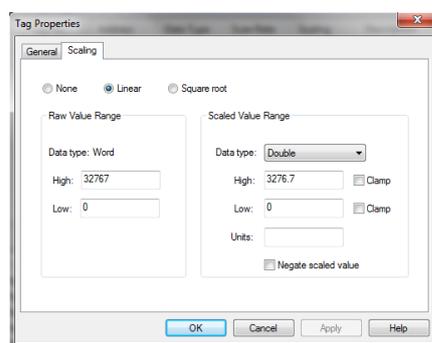


Figura 2. 55 Valores de escalamiento

Se creará, por cada registro de la central de medida al que se quiera acceder, una tag como se indica en la **Figura 2. 56**.

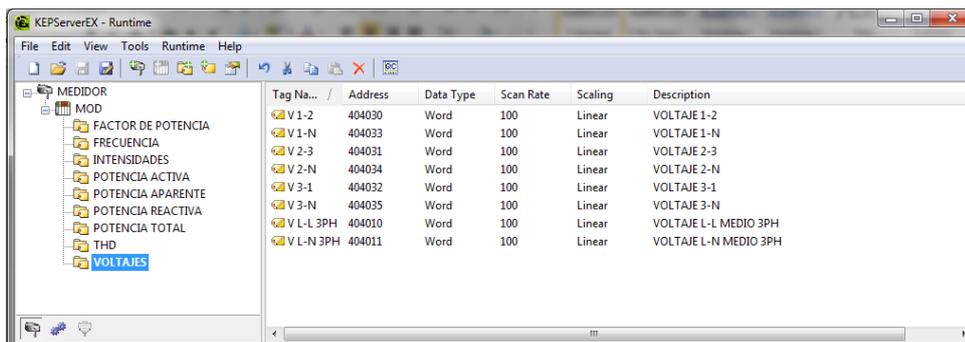


Figura 2. 56 Grupos de tags creados en el KEPSERVER

Una vez creadas todas las Tag se asegura que no exista ningún conflicto con el idioma en el que estas fueron creadas, para lo cual en la pestaña **File** se selecciona **Project Properties** (ver **Figura 2. 57**)

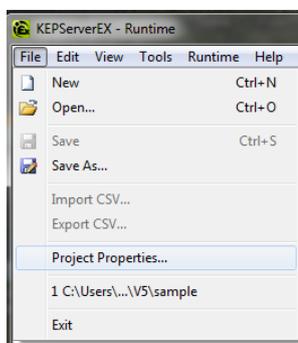


Figura 2. 57 File en KEPSERVER

Se visualiza la ventana de propiedades del proyecto, en donde se selecciona la pestaña de **OPC DA Compliance**. Una vez ahí se verifica que el check box de **Rechazar idioma no disponible** no se encuentre seleccionado (ver **Figura 2. 58**).

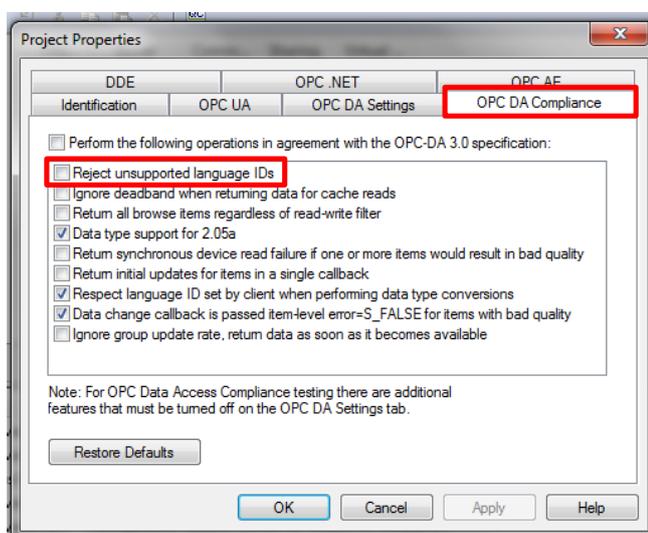


Figura 2. 58 Pestaña de OPC DA Compliance

2.8. COM / DCOM

DCOM es la abreviatura para Microsoft Distributed COM, en español Modelo de Objetos de Componentes Distribuidos, es una tecnología desarrollada por Microsoft para favorecer la integración de diferentes componentes dentro de un mis plataforma Windows, está orientada a objetos que extiende COM (Component Object Model) para desarrollar componentes de software distribuidos sobre varios ordenadores y que se comunican entre sí por medio de una LAN, WAN, o incluso en Internet.

Como DCOM es una evolución lógica de COM, se pueden utilizar los componentes creados en aplicaciones basadas en COM, y trasladarlas a entornos distribuidos. El protocolo de conexión DCOM admite de modo transparente una comunicación confiable, segura y eficaz entre los componentes COM [21], razón por la que la comunicación OPC utilizan este protocolo.

Los servicios de DCOM que permiten conexiones de OPC se deben configurar de forma que permitan el acceso remoto. Los pasos para configurar de manera segura el OPC Server son los que se detallan a continuación: crear algunas excepciones en el firewall para que el cliente OPC puede acceder al OpcEnum que da la lista de los servidores OPC que se ejecuta en la máquina, el establecimiento de las autorizaciones generales del protocolo DCOM para el acceso a la computadora (Mi PC) y por último, configurar los permisos de acceso DCOM para OpcEnum y el servidor OPC. [22]

2.8.1. Firewall de Windows

Un firewall es software o hardware que comprueba la información procedente de Internet o de una red y, a continuación, bloquea o permite el paso de ésta al equipo, en función de la configuración del firewall como se indica en la **Figura 2. 59** [23]

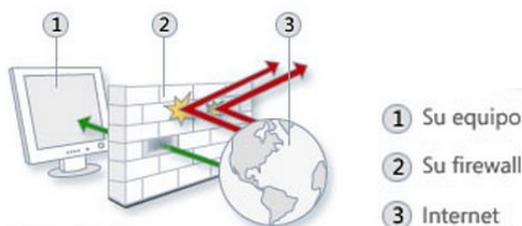


Figura 2. 59 Firewall

Fuente: windows.microsoft.com

Activación y Desactivación de Firewall de Windows

Previo a realizar cambios en las configuraciones DCOM, el firewall de la computadora debe encontrarse desactivado para cual se accede al Panel de Control, luego a Sistema y seguridad y finalmente a opción del menú: **Firewall de Windows** (ver **Figura 2. 60**)

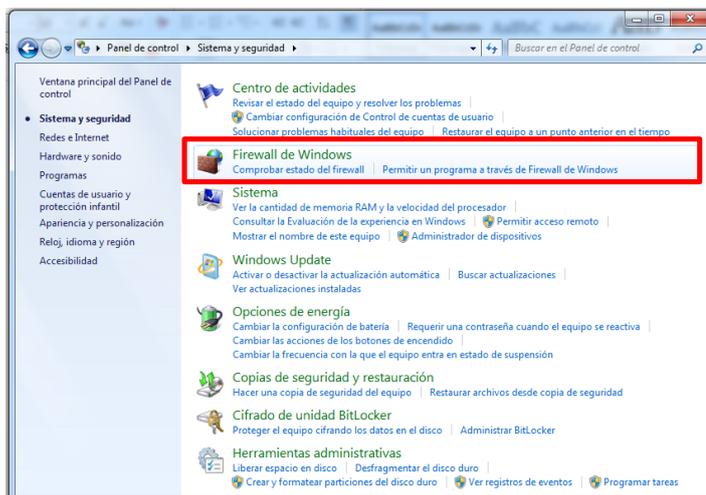


Figura 2. 60 Firewall de Windows

En el menú de la parte izquierda de la ventana, se escoge la opción Activar o Desactivar Firewall de Windows (ver **Figura 2. 61**).

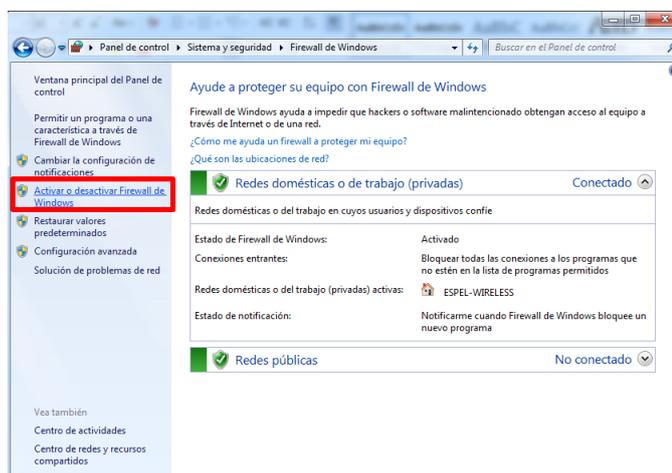


Figura 2. 61 Activar o Desactivar Firewall de Windows

Se despliega una nueva ventana en donde se selecciona el checkbox de las opciones **Desactivar firewall de Windows** (ver **Figura 2. 62**)

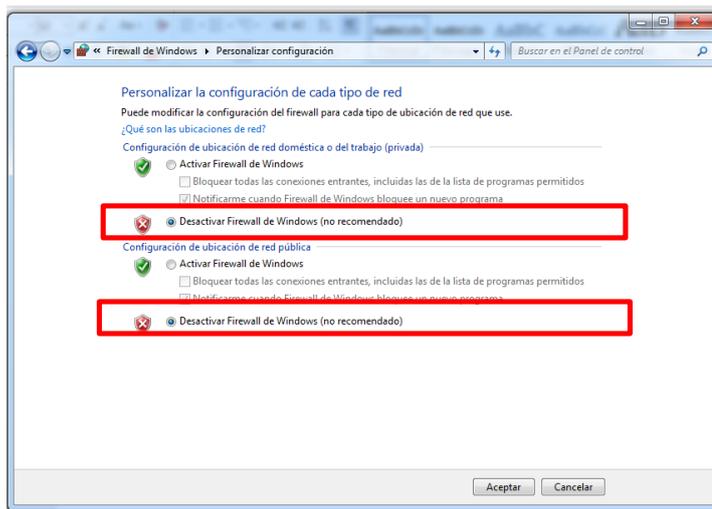


Figura 2. 62 Desactivación Firewall de Windows

2.8.2. DCOM

Muchas aplicaciones distribuidas tienen que ser integradas en la infraestructura de una red existente, lo que implicaría necesitar un protocolo específico de red, obligando a mejorar todos los clientes, por lo que los desarrolladores de aplicaciones deben mantener la aplicación lo más independiente posible de la infraestructura de la red.

DCOM proporciona esta transparencia ya que puede utilizar cualquier protocolo de transporte, como TCP/IP, UDP, IPX/SPX y NetBIOS y a la vez proporciona un marco de seguridad a todos estos protocolos.

2.8.3. Configuraciones DCOM

Para realizar cambios en la configuración general de la computadora, usuarios y permisos, se presiona la tecla de Windows + R, para abrir rápidamente la ventana de "Ejecutar", luego escribir la instrucción **DCOMCNFG** y se da clic en aceptar (ver **Figura 2. 63**)

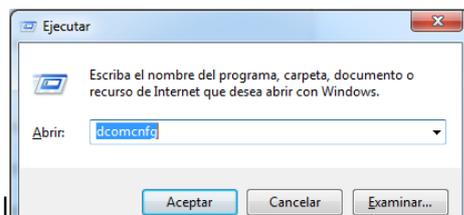


Figura 2. 63 Ventana de "Ejecutar"

Una vez en la ventana de Servicios de componentes, se despliega el menú de la parte izquierda: **Equipos>Mi PC**. Con un clic derecho se accede a

Propiedades>Propiedades predeterminadas, donde se debe verificar que se encuentren seleccionados los casilleros como se indica en la **Figura 2. 64**.

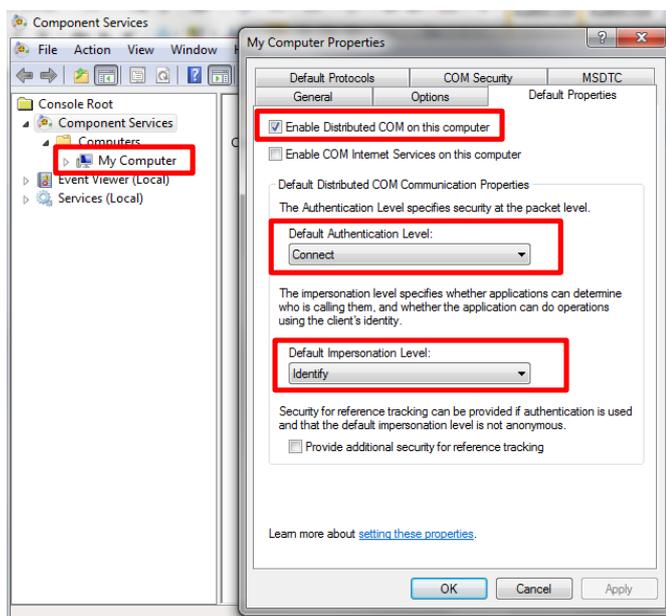


Figura 2. 64 Propiedades predeterminadas

En la pestaña de **Protocolos predeterminados** se verifica que el protocolo del DCOM sea **TCP/IP orientado a la conexión**, caso contrario debe añadirse (ver **Figura 2. 65**).

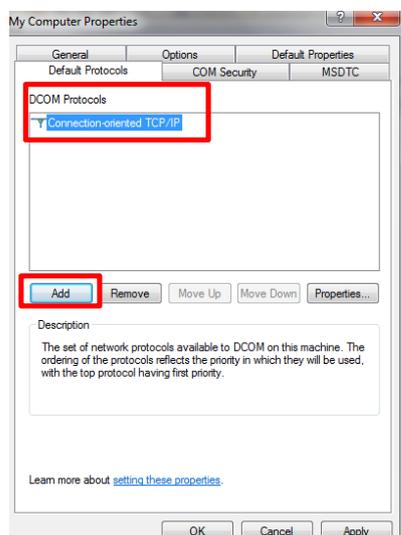


Figura 2. 65 Protocolos predeterminados

En la pestaña de **Seguridad COM**, en la sección **Permisos de Acceso>Editar límites**, se añade el usuario **“EVERYONE”** con acceso local y remoto. Se repite esta acción para **Editar valores predeterminados** (ver **Figura 2. 66**).

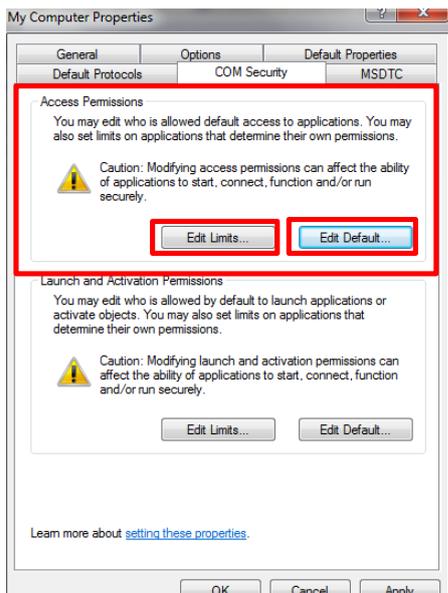


Figura 2. 66 Seguridad COM

Se debe asegurar que exista **Everyone** en los nombres de grupos o usuarios, tal como se ve en la figura **Figura 2. 67**

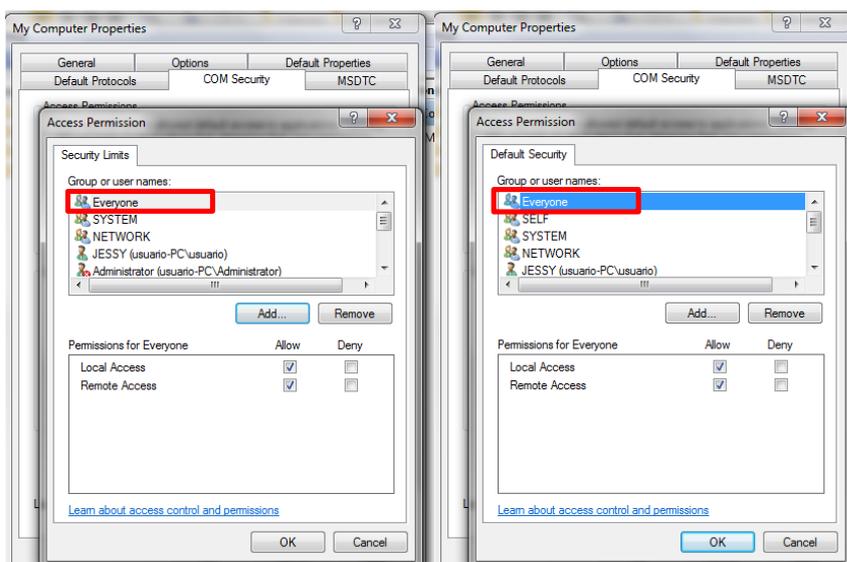


Figura 2. 67 Adición del usuario EVERYONE

Se repite la configuración anterior para la sección de **Permisos de inicio y activación**, tanto para Editar límites como para Editar valores predeterminados. Puede que se requiera otros usuarios como por ejemplo "ANONYMOUS LOGON", "INTERACTIVE", "NETWORK".

Por medio de estas configuraciones se permitirá a cualquier usuario de la red la posibilidad de acceder a las aplicaciones OPC que se emplea.

2.8.4. Configuraciones de seguridad DCOM para aplicaciones

El siguiente paso consiste en establecer los permisos para que el ordenador remoto o cliente sea capaz de lanzar las aplicaciones OpcEnum (aplicación que busca en un equipo a los servidores OPC instalados) y KEPware.KePserverEX.V5, así como otros servidores OPC instalados.

Para configurar los servicios DCOM de las aplicaciones a emplearse, se debe acceder a la ventana de **Servicios de componentes**. Se despliega el menú raíz de la parte izquierda: **Servicios de Componentes>Equipos>Mi PC>Configuración DCOM>Kepware communications Server 5.16**. Se da clic derecho sobre la aplicación seleccionada y se selecciona **Propiedades** tal como se ve en la **Figura 2. 68**



Figura 2. 68 Configuración seguridad DCOM para Kepware Server

Una vez en la ventana de Propiedades en la pestaña **General**, se verifica que el **Nivel de autenticación** se encuentre en **Predeterminado**, según se muestra en la Figura 2. 69

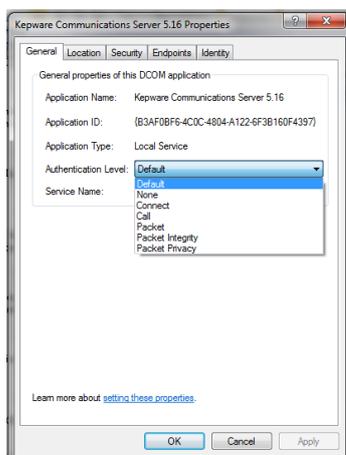


Figura 2. 69 Nivel de autenticación Kepware Server

En la pestaña **Ubicación** se verifica que el check box de **Ejecutar la aplicación en el equipo** este activado. (Ver **Figura 2. 70**)

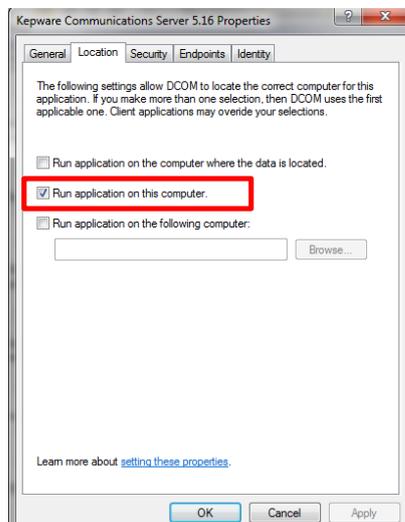


Figura 2. 70 Localización de la ejecución de Keeware Server

Se verifica que en la pestaña **Seguridad** se encuentren activados los checkbox como se observa en la **Figura 2. 71** a continuación.

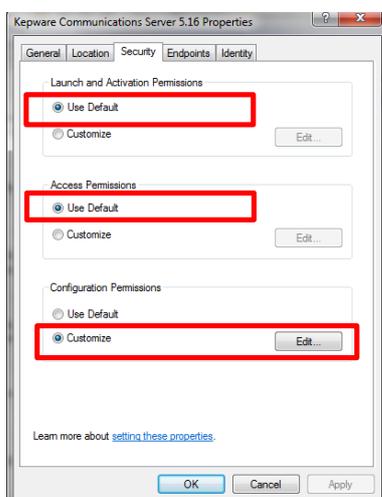


Figura 2. 71 Seguridad Keeware Server

Se deja los permisos en predeterminados ya que con anterioridad se han habilitado como predeterminados a los usuarios "ANONYMOUS LOGON" e "INTERACTIVE para los **Permisos de acceso de inicio y activación, Permisos de acceso**. Para los Permisos de configuración se da clic en **Editar** y se verifica que el Usuario "EVERYONE" este listado, caso contrario se añade.

En la ventana de **Extremos** se verifica que el protocolo del DCOM sea **TCP/IP orientado a la conexión** (ver **Figura 2. 72**), caso contrario se debe añadirlo.

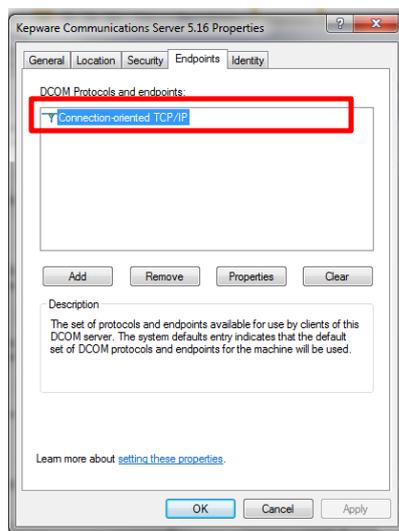


Figura 2. 72 Extremos Kepware Server

Finalmente en la pestaña de **Identidad** se selecciona la cuenta de usuario donde se va a ejecutar la aplicación como se ve en la **Figura 2. 73**.

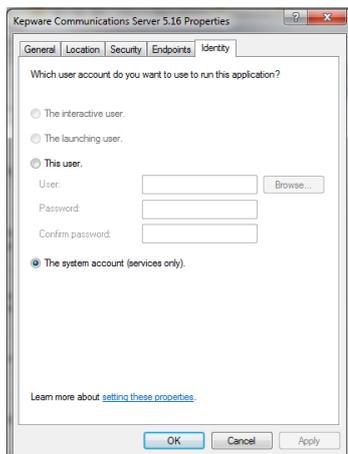


Figura 2. 73 Identidad Kepware Server

Las operaciones que se realizaron en las propiedades de Kepware Communications Server 5.16 se repiten para **OpcEnumn**.

2.9. Configuración ETConfig

Existen dos maneras de acceder al **ETConfig**, la primera es factible si ETAP se encuentra abierto; en la barra de menús, se selecciona la opción **TOOL**, tal como se ve en la figura **Figura 2. 74**

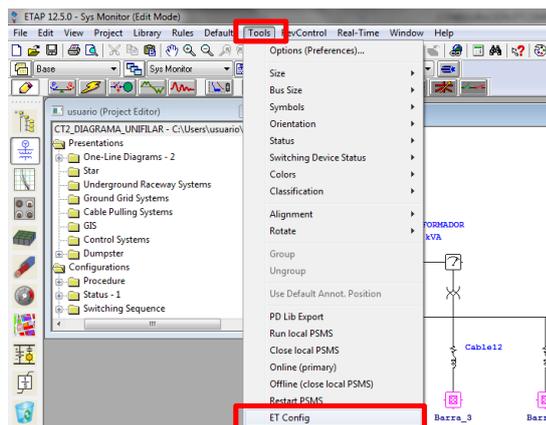


Figura 2. 74 ETConfig

O sino, se puede acceder a través del **Menú de Windows >ETAP 12.5.0 >ETAP 12.5 RT Server Setting.** (Ver Figura 2. 75)

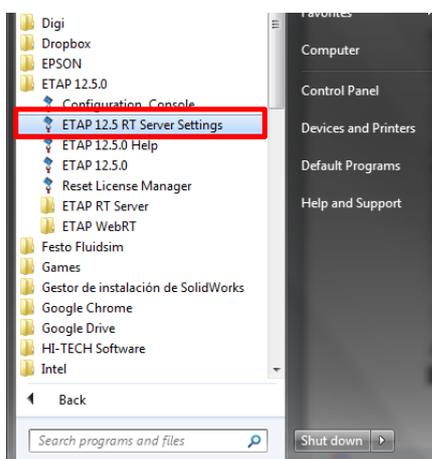


Figura 2. 75 RT Server Settings

En la pestaña **Overview** se agrega un nuevo usuario, en función del cual se va a realizar la configuración. (Ver Figura 2. 76)

Active	Name	Machine	# of Servers	Server #	Console #	PB Cons #	L
<input type="checkbox"/>	Demo	USUARIO-PC	1	1	1	9	C:
<input checked="" type="checkbox"/>	jessica	USUARIO-PC	1	1	1	9	C:
<input type="checkbox"/>	*						

Figura 2. 76 Overview

Como paso siguiente, en la pestaña **System Configuration**, se verifica que se trabaje en el usuario creado anteriormente. En **Tag File** y en **Txt File** se carga la dirección del archivo a ser llevado en línea, y en **SQL data, PB SQL**,

SQL Logs y PB SQL Logs se carga la dirección del archivo SQL, tal como se observa en la **Figura 2. 77**.

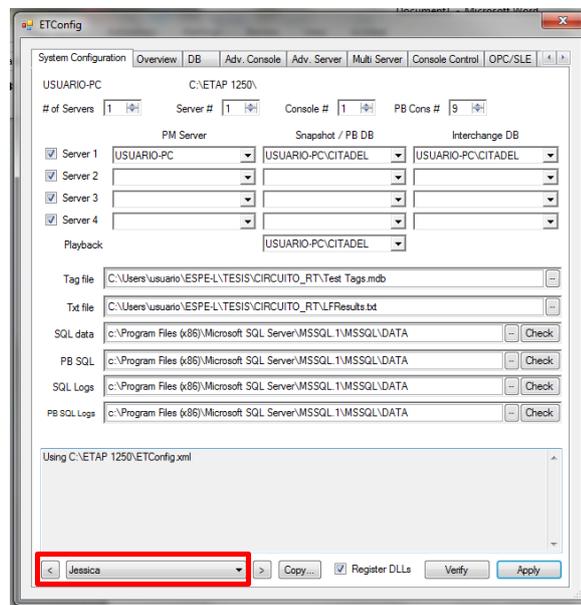


Figura 2. 77 System Configuration

Después de direccionar los archivos como se indicó antes, se da un clic sobre el botón de la esquina inferior derecha **Apply**. Se visualizará como se actualizan los procesos y las configuraciones de ETAP (Ver **Figura 2. 78**)

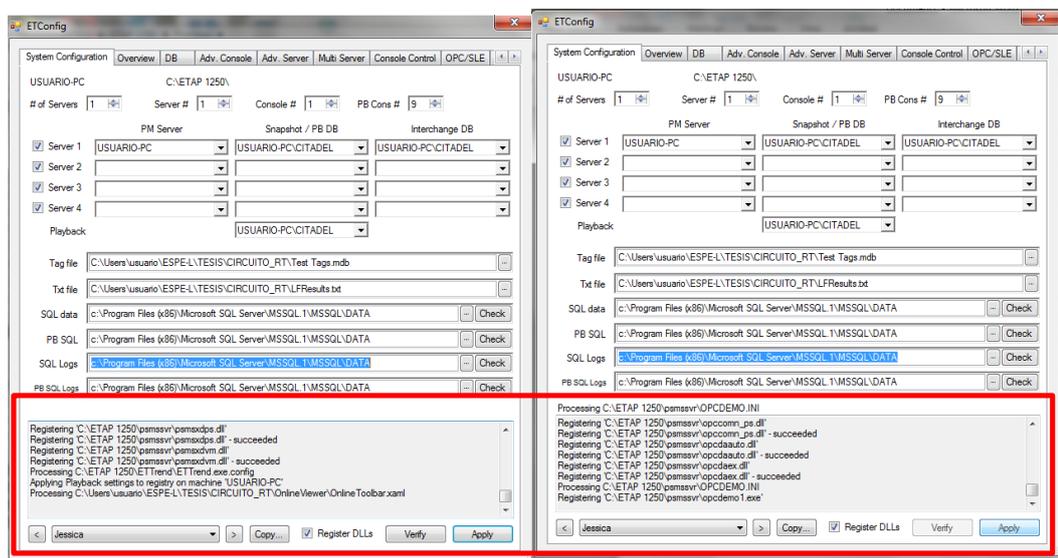


Figura 2. 78 Actualización los procesos y las configuraciones de ETAP

En la pestaña **Adv. Console** verificar que el checkbox de **PSMS Mode** se encuentre activado al igual que todos los de **Tools** tal como se ve en la **Figura 2. 79**

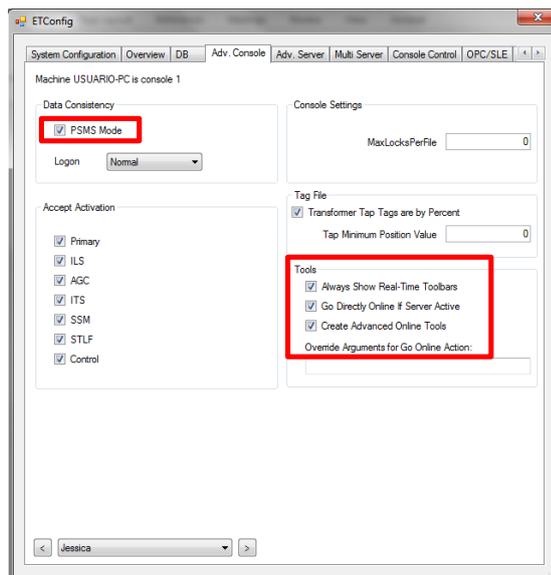


Figura 2. 79 Adv. Console

En la pestaña **OPC UA** se verifica que las aplicaciones UA se encuentren activadas y habilitadas tal como se ve en la **Figura 2. 80**.

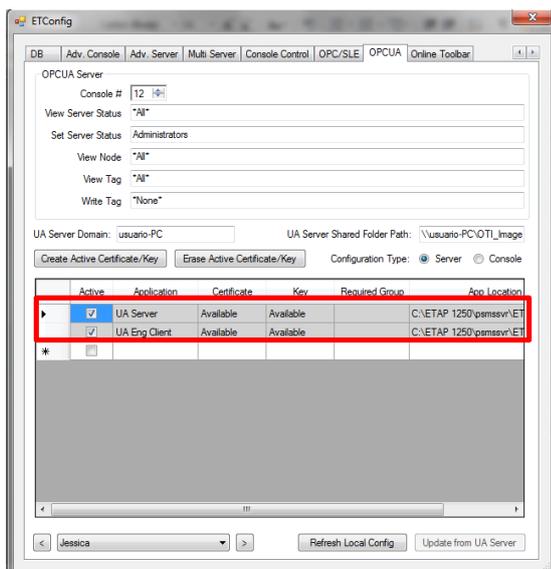


Figura 2. 80 OPC UA

2.10. Configuración de TAG's

Previa elaboración del diagrama unifilar para que se logre llevar en línea el sistema, es necesario realizar algunas configuraciones.

En primera instancia se debe acceder a los **Servicios de Windows** y parar el servicio de **PSMS server** perteneciente a ETAP, el cual se ejecutará posteriormente. (Ver **Figura 2. 81**)

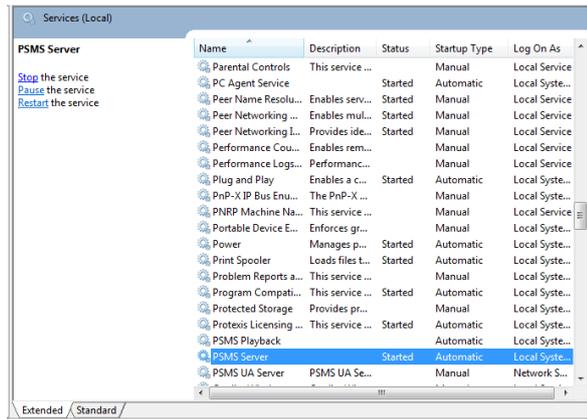


Figura 2. 81 Servicios de Windows

Luego en el medidor insertado en el unificar realizado en ETAP, se activará en la pantalla **ONLINE** las diferentes tags de los registros del medidor que se requieran visualizar como se aprecia en la **Figura 2. 82**

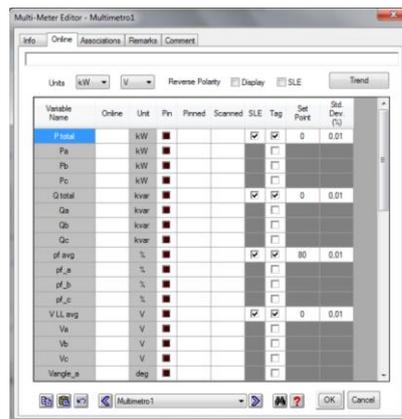


Figura 2. 82 Online

En la pestaña **REAL TIME** en la opción **SERVER CONTROL** se selecciona el OPC server que se está empleando para leer las variables, en este caso el KEPServer. (Ver **Figura 2. 83**)

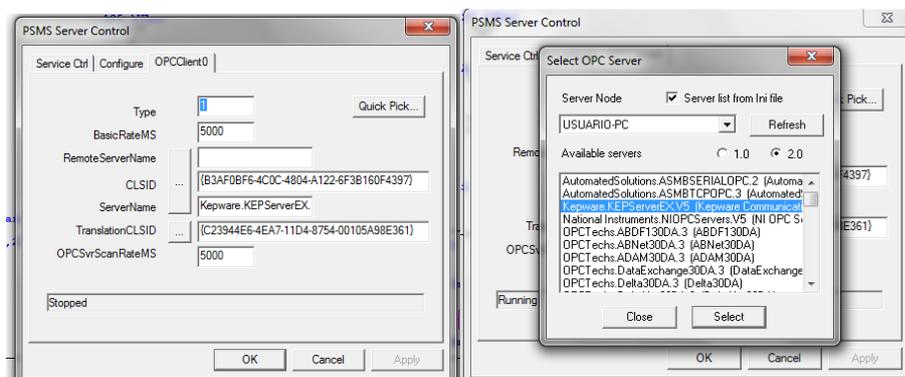


Figura 2. 83 Selección del OPC en ETAP

Para obtener los registros del PM710 se debe crear un archivo de tags, esto se realizará seleccionando la opción de la barra de menú **REAL TIME> Tag File> Create New**. Se debe seleccionar la carpeta en la cual se ha elaborado el diagrama como fuente de creación del nuevo archivo. (Ver **Figura 2. 84**)

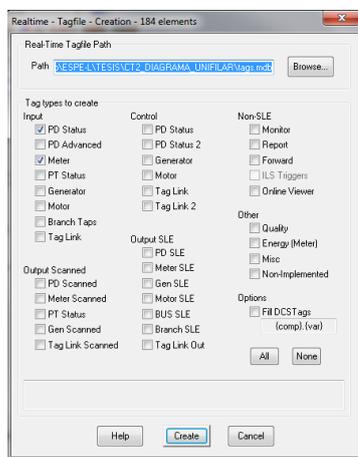


Figura 2. 84 Selección del archivo fuente de las Tags

Luego de crear el archivo correspondiente a las tags, se debe direccionar las mismas para que se muestren dichos valores en el medidor, para ello en la opción **REAL TIME, Tag File** se seleccionara **Path**, en la ventana que aparece se seleccionara el archivo creado previamente. (Ver **Figura 2. 85**)

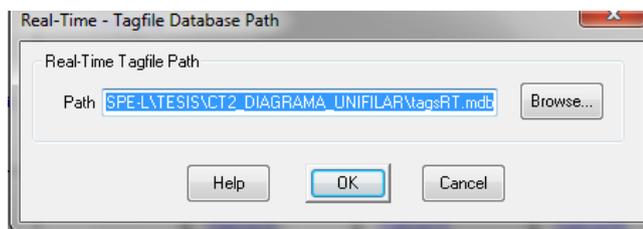


Figura 2. 85 Direccionamiento de Tags

Para finalizar con la configuración de las tags se procederá a abrir el archivo de tags, el mismo que por defecto será un documento en Microsoft Access tal como se ve en la **Figura 2. 86**

Component	DBID	VarName	VarFormat	IO	DCSFormat	FMultiplier	OpenValue	CloseValue	Implement	Point
Multimetro1	82220001,0000	amp	F	I	MEDIDOR.MOI F	1	0	1 X		
Multimetro1	82220001,0000	Vmag	F	I	MEDIDOR.MO F	0,001	0	1 X		
Multimetro1	82220001,0000	freq	F	I	MEDIDOR.MO F	1	0	1 X		
Multimetro1	82220001,0000	pf	F	I	MEDIDOR.MO F	1	0	1 X		
Multimetro1	82220001,0000	MW	F	I	MEDIDOR.MO F	0,001	0	1 X		
Multimetro1	82220001,0000	Mvar	F	I	MEDIDOR.MO F	0,001	0	1 X		

Figura 2. 86 Archivo Access de Tags

En el documento que se muestra aparecerán todas las tags seleccionadas en el **Multimeter** del diagrama de ETAP, se deberá modificar la dirección de cada una en la columna DSC tag, como se ve en la **Figura 2. 87**; la dirección se obtendrá del OPC kepsver.

Component	DBID	VarName	VarFormat	IO	DCSFormat	FMultiplier	OpenValue	CloseValue	Implement	Point
Multimetro1	82220001,0000	amp	F	I	MEDIDOR.MOD.INTENSIDADES.I3 PH	F	1	0		
Multimetro1	82220001,0000	Vmag	F	I	MEDIDOR.MOD.VOLTAJES.V L-L 3PH	F	0,001	0		
Multimetro1	82220001,0000	freq	F	I	MEDIDOR.MOD.FRECUENCIA.FRECUENCIA	F	1	0		
Multimetro1	82220001,0000	pf	F	I	MEDIDOR.MOD.FACTOR DE POTENCIA.PF	F	1	0		
Multimetro1	82220001,0000	MW	F	I	MEDIDOR.MOD.POTENCIA TOTAL.P TOTAL	F	0,001	0		
Multimetro1	82220001,0000	Mvar	F	I	MEDIDOR.MOD.POTENCIA TOTAL.Q TOTAL	F	0,001	0		

Figura 2. 87 DCSTag

Es necesario verificar que en la columna correspondiente al Server se encuentre el número 0, debido a que este es el número de servidor en el que configuro el OPC a usar en las configuraciones PSMS server Control. (Ver **Figura 2. 88**)

Changed	Server	AccessPath	Action	Limit	ArcFunc	ArcDeviatio	ArcInterval	SumType	MType	MArea	MRegis
C	0			0			0	0		A001	R001
C	0			0			0	0		A001	R001
C	0			0			0	0		A001	R001
C	0			0			0	0		A001	R001
C	0			0			0	0		A001	R001
C	0			0			0	0		A001	R001
C	0			0			0	0		A001	R001

Figura 2. 88 Server

Después de haber realizado todas las configuraciones detalladas en las Secciones 2.7, 2.8, 2.9 y 2.10, el sistema está listo para ser llevado en línea

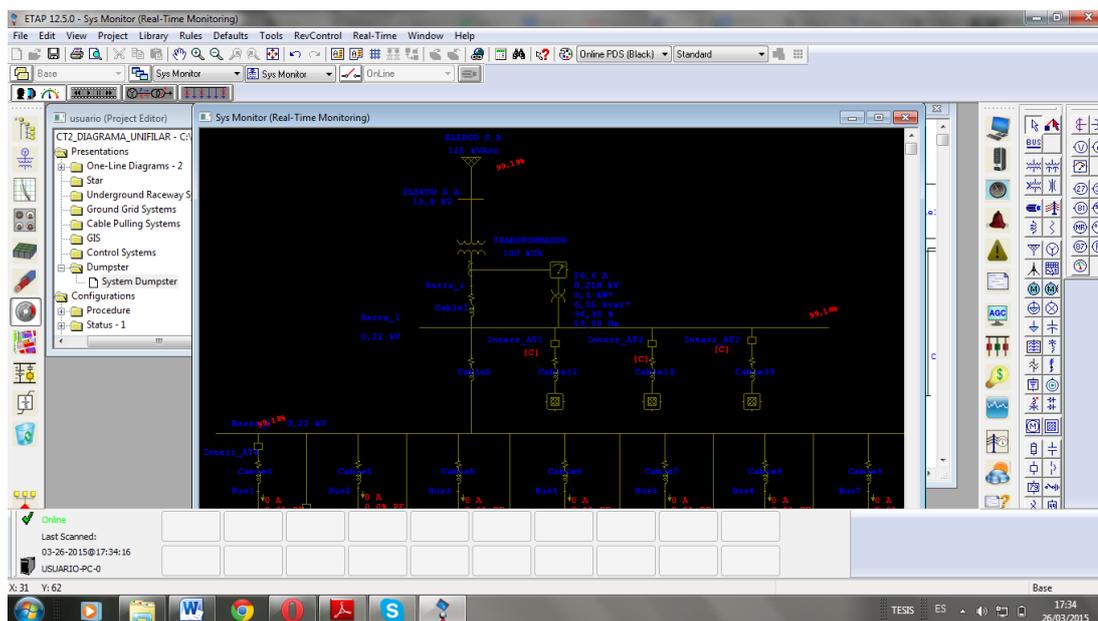


Figura 2. 89 Sistema en Línea

CAPÍTULO 3

3. PRUEBAS Y RESULTADOS

3.1. Pruebas de transmisión/recepción de datos entre los módulos XBee

Después de configurar los módulos XBEE PRO S1, se procede a realizar pruebas de comunicación de datos, se conecta cada dispositivo a una PC diferente, desde la cual se escribe un mensaje para ser recibida en la otra. (Ver **Figura 3. 1**) Se escribe en color azul el mensaje transmitido y en color rojo el mensaje recibido.

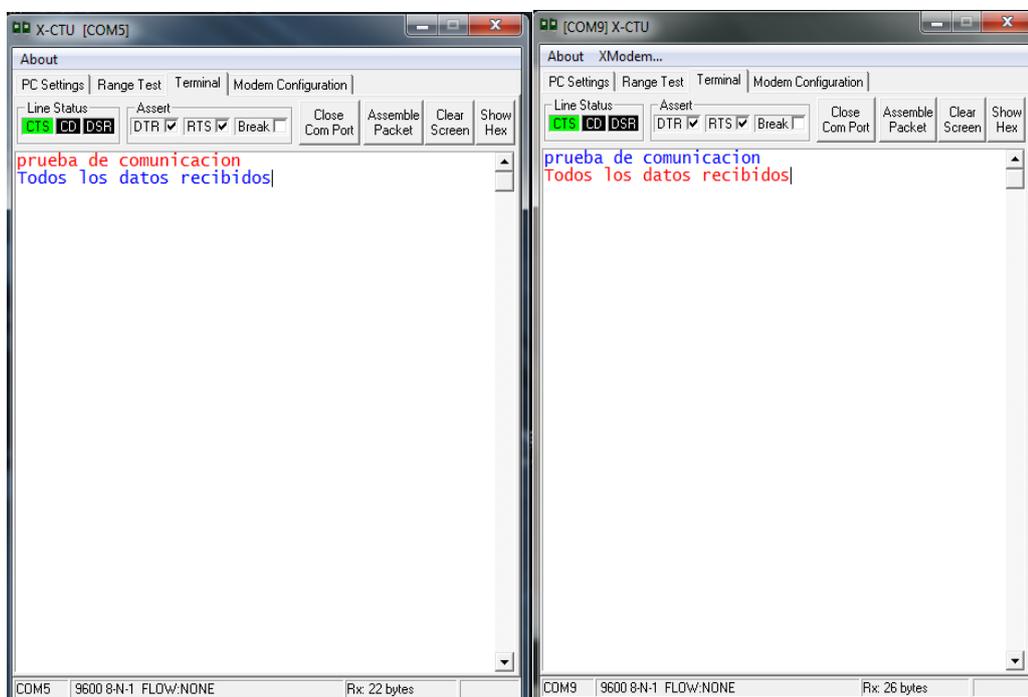


Figura 3. 1 Pruebas de transmisión/recepción de datos

3.2. Pruebas de adquisición de datos con OPC KEPServer

Previo enlace físico de comunicación entre la PC y el PM710 y el levantamiento de tags de los registros Modbus de la central de medida, se procede a validar los datos obtenidos por el OPC cliente del KEPServer, para ello se llevó a cabo una verificación simultánea de valores entre el OPC y la central de medida PM710. Los que se indican en la tabla **Figura 3. 1**.

Tabla 3. 1 Comparación de valores PM710 y KEPServer

VARIABLE ELÉCTRICA	PM710	KEPServer
V [V]	219,0	219,90
I [A]	7,0	7,20
P [kW]	1,9	1,90
Q [kVAR]	2,1	2,20
S [kVA]	2,8	2,60
PF [%]	58,0	57,27
F [Hz]	60,03	60,04
THD V1-2 [%]	1,2	1,10
THD V2-3 [%]	1,3	1,20
THD V3-1 [%]	1,3	1,40
THD I1 [%]	104,7	103,40
THD I2 [%]	66,3	65,30
THD I3 [%]	92,7	94,70

La diferencia en los datos no es significativa, sin embargo para mayor comprensión en la **Figura 3. 2** se muestra el error porcentual entre los datos medidos con la central de medida PM710 y el OPC KEPServer.

Tabla 3. 2 Error porcentual de valores monitoreados

VARIABLE ELÉCTRICA	Error %
V	0,410
I	2,800
P	5,130
Q	4,880
S	6,900
PF	1,270
F	0,0170
THD V1-2	8,700
THD V2-3	8,000
THD V3-1	7,410
THD I1	1,250
THD I2	1,510
THD I3	2,130

3.3. Pruebas de compatibilidad del OPC KEPServer y ETAP

ETAP proporciona un cliente ligero con el cual se puede comprobar que el OPC que se está empleando funcione adecuadamente y sobre todo sean compatibles. Para acceder a este cliente se debe dirigir al disco local en donde

este guardado ETAP: **C>ETAP1250> Psmssvr> opc client**, tal como se ve en la **Figura 3. 2**

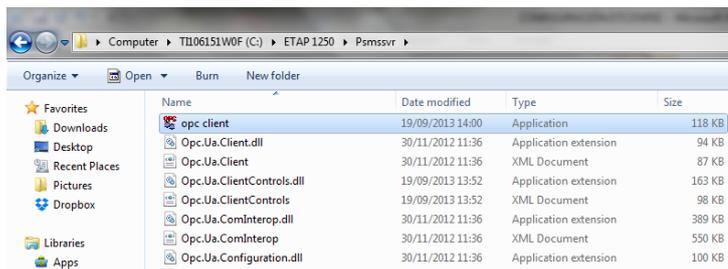


Figura 3. 2 OPC Client

Al abrir la aplicación se puede visualizar la pantalla que se puede ver en la **Figura 3. 3**

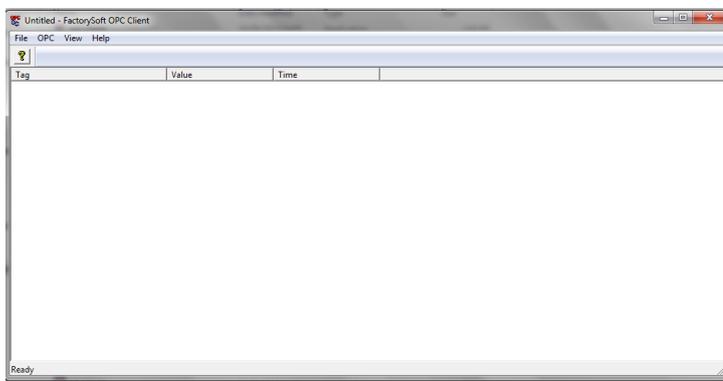


Figura 3. 3 Ventana principal del OPC Client de ETAP

En el menú de herramientas se selecciona la opción **OPC**. En la lista que se despliega a continuación se selecciona **Connect**. (Ver **Figura 3. 4**)

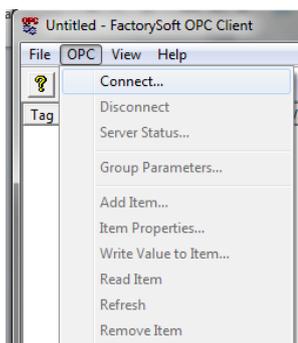


Figura 3. 4 OPC – Connect

Se abre una ventana en donde se selecciona el OPC con el que se está trabajando, en este caso **KepwareKEPServerEXV5**. (Ver **Figura 3. 5**)

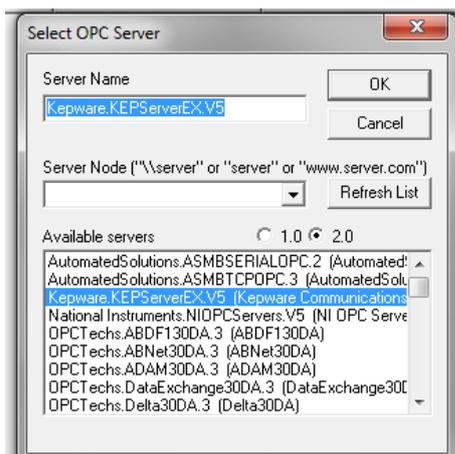


Figura 3. 5 Selección del OPC Server kepServer

De nuevo en la opción OPC del menú de herramienta, se selecciona **Add Item**. Como se visualiza en la **Figura 3. 6**

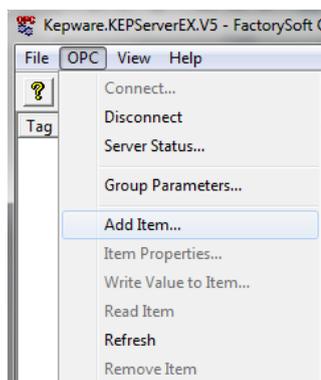


Figura 3. 6 OPC - Add Item

A continuación se procede a seleccionar cada una de las ítems o tags creadas en el OPC kepserver que se requiera visualizar en el OPC ligero del ETAP. (Ver **Figura 3. 7**)

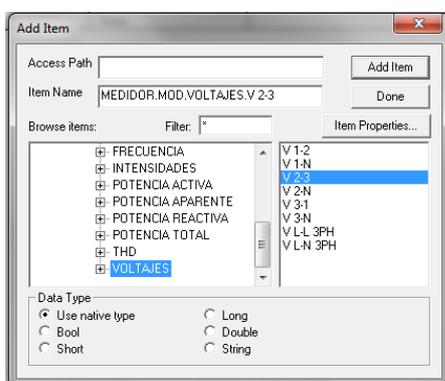


Figura 3. 7 Selección de Items del PM710

Como se observa en la **Figura 3. 8** se visualiza el valor de las tags

Tag	Value	Time
MEDIDOR.MOD.FACTOR DE POTENCI...	10	03/10/15 08:50:09.542
MEDIDOR.MOD.FACTOR DE POTENCI...	10	03/10/15 08:50:09.542
MEDIDOR.MOD.POTENCIA TOTAL P T...	19.5	03/10/15 08:51:15.142
MEDIDOR.MOD.VOLTAJES.V L-L 3PH	214.9	03/10/15 08:51:15.142

Figura 3. 8 Lectura de los valores de las Tags

3.4. Análisis de resultados

Una vez efectuada la implementación de los equipos y la monitorización gráfica de los datos adquiridos en tiempo real, se procede a efectuar los estudios de validación off line del modelo realizado en ETAP.

3.4.1. Flujos de potencia

Al realizar el análisis de flujo de potencia en ETAP se obtuvieron los valores indicados en la **Tabla 3. 3**, dichos valores pertenecen al transformador.

Tabla 3. 3 Datos del transformador registrados en ETAP

PARÁMETRO	VALOR	PARÁMETRO	VALOR
V (V)	218,9	S (KVA)	55,0
I (A)	148,2	PF (%)	88,7

En la **Tabla 3. 4** se indican los valores promedio obtenidos por el registrador de energía eléctrica FLUKE 1735, el registro de datos se lo realizó durante 3 días.

Tabla 3. 4 Datos del T2 obtenidos con registrador de energía FLUKE

PARÁMETRO	VALOR	PARÁMETRO	VALOR
V (V)	217,86	S (KVA)	58,00
I (A)	168,40	PF (%)	89,60

Luego de efectuado la comparación de los datos obtenidos en el ETAP como en el registrador, se procede a determinar la divergencia existente entre los valores medidos y simulados en ETAP, para lo cual se determinará el error absoluto y relativo porcentual.

$$E\% = \frac{\Delta X}{\bar{X}} \times 100$$

Ec 3. 1

$$\Delta X = |X_1 - X_2|$$

Ec 3. 2

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2}{2}$$

Ec 3. 3

$$\Delta X = |55 - 58| = 3$$

$$\bar{X} = \frac{55 + 58}{2} = 56,5$$

$$E\% = \frac{3}{56,5} \times 100 = 5,61\%$$

En la **Tabla 3. 5** se indican los errores porcentuales para cada uno de los parámetros analizados, empleando el método previamente descrito de error porcentual y relativo.

Tabla 3. 5 Error porcentual del Flujo de Potencia

PARÁMETRO	E%
V	0,46
I	12,76
S	5,61
PF	1,01

a. Cargas futuras

La capacidad de carga actual del transformador T2 puede sufrir un incremento, esperando que ésta tenga un contenido armónico similar al existente y que solo se incremente su amplitud, de darse el caso que las cargas a incrementarse posean mayores niveles de distorsión armónica que los actuales debería plantearse la posibilidad de incrementar el calibre del conductor del neutro en las cargas no lineales.

Se adicionará al sistema eléctrico cargas estáticas y fuentes de computadoras, para mediante el análisis de flujos determinar si el sistema soporta dichas cargas, es decir no sobrepase el límite de regulación de voltaje +/- 5% y los conductores de las barras principales no se saturen.

Para realizar el análisis de cargas futuras se añadieron al sistema las cargas indicadas en la **Tabla 3. 6**.

Tabla 3. 6 Características de Cargas Futuras

NOMBRE	TIPO DE CARGA	S (KVA)	PF (%)	MODELO ARMÓNICO
Carga1	Estática	5	80	-----
Carga2	Estática	10	85	-----
Carga3	Cargador	3	85	Computadora
Carga4	Cargador	4	85	Computadora

Posterior al incremento de las cargas se efectúa un análisis de flujo de potencia para evaluar las condiciones y comportamiento del sistema eléctrico. En la **Tabla 3. 7** se observa la caída de voltaje de las barras principales del sistema.

Tabla 3. 7 Voltaje barras principales

ELEMENTO	V (%)
Barra_1	97,38
Barra_2	95,63%

Realizado el análisis se observa que ante la presencia de nueva carga los niveles de voltaje de las principales barras del sistema se mantienen dentro de los rangos establecidos en las normas de caída de voltaje.

Es importante conocer si los cables principales del sistema no se saturan con la adición de cargas. En la **Tabla 3. 8** se indican los factores de potencia y corrientes obtenidos al realizar el análisis de flujo de potencia.

Tabla 3. 8 Valores en conductores con incremento de carga

ELEMENTO	PF (%)	A
Cable1	85,3	195
Cable2	89,5	85,3
Cable12	77,6	54
Cable13	73,7	26,4
Cable39	98,8	15,9

En la **Tabla 3. 9** se indican los parámetros de diseño de los cables principales del sistema.

Tabla 3. 9 Valores de diseño de conductores

ELEMENTO	CALIBRE #AWG	LONGITUD (m)	CORRIENTE (A)
Cable1	2/0	4	155,4
Cable2	1/0	60	76,2
Cable12	1/0	30	57,56
Cable13	2	8	85,12
Cable39	1/0	78	129,72

Realizado el análisis de flujo de potencia se determina que a pasar que los niveles de voltaje están dentro de los límites establecidos de caída de voltaje, es decir no superan el 5%, los cables 1 y 2 ya no soportaría la carga incrementada. En la **Tabla 3. 10** se indican la comparación de los valores de corriente de los cables.

Tabla 3. 10 Comparación de valores en conductores

ELEMENTO	CORRIENTE MAX	CORRIENTE CARGA	ESTADO
Cable1	155,40	195,0	Sobrecarga
Cable2	76,20	85,3	Sobrecarga
Cable12	57,56	54,0	Normal
Cable13	85,12	26,4	Normal
Cable39	129,72	15,9	Normal

b. Flujo online

Al ejecutar el análisis de flujo de potencia del sistema eléctrico, parámetros primordiales que ofrece este estudio es el porcentaje de voltaje que llega a los diferentes buses, corrientes y factores de potencia en las ramas. Los valores se observaron en la **Tabla 3. 11**. Como se indicó en secciones anteriores el análisis de flujo de potencia ETAP lo efectúa offline (fuera de línea).

Tabla 3. 11 Valores Offline de Flujos de Potencia

ELEMENTOS	V (%)	ELEMENTOS	A	PF (%)
ELEPCO S.A	100	Cable 1	148,3	88,7
Barra_1	98,02	Cable 2	54,5	91,7
Barra_2	96,85	Cable 12	54,2	77,5
Barra3	97,92	Cable 13	25,4	73,7
Barra4	97,92	Cable 39	15,9	98,8
Barra 5	97,59			

Al llevar online (en línea) el sistema, ETAP permite visualizar a más de la lectura de datos del medidor, el porcentaje de voltaje en las buses. Los valores de las barras principales se indican en la **Tabla 3. 12**.

Tabla 3. 12 Valores Online de Flujos de Potencia

ELEMENTOS	V (%)	ELEMENTOS	A	PF (%)
ELEPCO S.A	98,86	Cable 1	0	0
Barra_1	98,95	Cable 2	0	0
Barra_2	98,95	Cable 12	0	0
Barra3	98,95	Cable 13	0	0
Barra4	98,64	Cable 39	0	0
Barra 5	98,41			

Cuando el sistema está en línea, ETAP no permite que se desarrolle un análisis de la corriente y factores de potencia de las ramas.

En la **Tabla 3. 13** se observa que la diferencia en porcentaje de voltaje que existe en los buses del sistema cuando el sistema se evalúa online y offline.

Tabla 3. 13 Diferencia entre porcentajes de voltaje online y offline

ELEMENTOS	ΔV (%)
ELEPCO S.A	1,14
Barra_1	0,93
Barra_2	2,13
Barra3	1,03
Barra4	0,72
Barra 5	0,82

3.4.2. Estudio de armónicos

Debido a la amplia y creciente aplicación de dispositivos electrónicos de potencia en un sistema eléctrico como controladores de velocidad, UPS, convertidores estáticos de potencia, inversores y la adición de cargas de tipo no lineal como transformadores, soldadoras de arco, luces fluorescentes, fuentes de energía de las computadoras, la calidad de la energía tanto de voltaje como de corriente del sistema se ha visto gravemente afectada, esto se evidencia principalmente en la distorsión de la forma de onda; ETAP por medio de su módulo de estudio de armónicos permite generar los componentes multiplicadores enteros de la frecuencia fundamental, armónicos, tanto de corriente y voltaje con una gran aproximación, salvo por

los armónicos de orden 3 y sus múltiplos que no pueden propiamente ser simulados debido al desbalance de carga.

El registrador FLUKE 1735 se empleó para medir los armónicos presentes en el transformador T2, obteniendo los resultados que se detallan en el diagrama de barras de la **Figura 3. 9**. La importante presencia del tercer armónico promovió el interés en verificar la corriente que circula por el neutro, obteniendo los datos detallados en la **Tabla 3. 14**

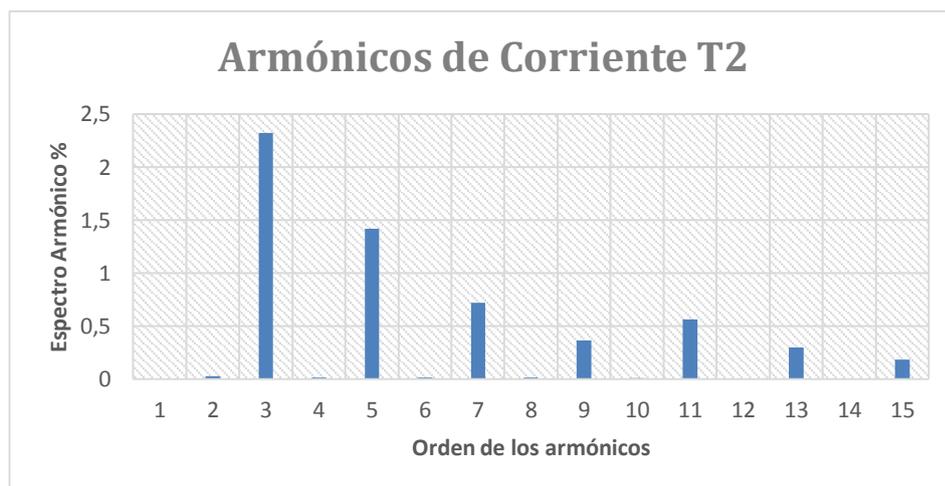


Figura 3. 9 Armónicos del Voltaje registrados

En la **Figura 3. 10** se aprecian los datos generados en el estudio de armónicos para el transformador.

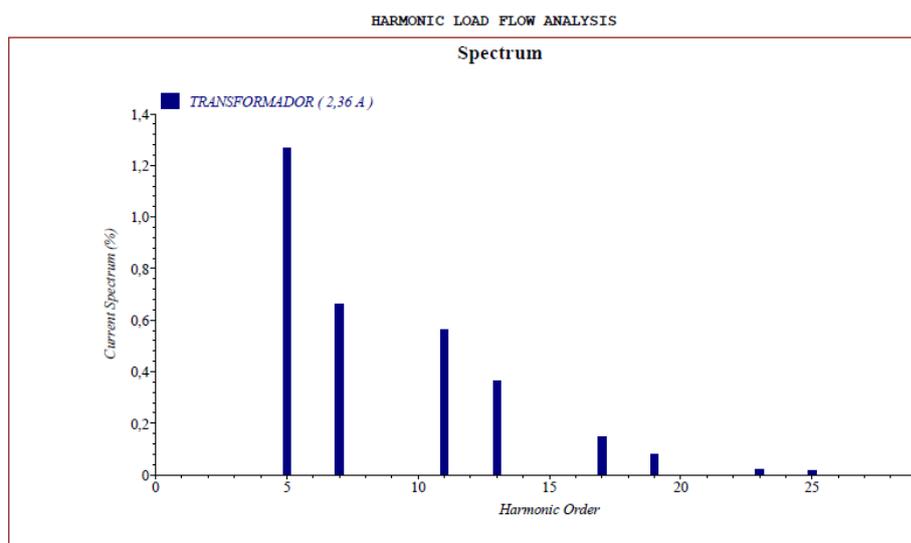


Figura 3. 10 Armónicos del Voltaje obtenidos en la simulación

La **Tabla 3. 14** muestra la mediana de los datos registrados por el registrador FLUKE 1735 desde el 4/03/15 a las 14:01:37 hasta 06/03/15 a las 2:00:37.

Tabla 3. 14 Medianas de Corriente N

Corriente N Min	Corriente N Med	Corriente N Max
16,882	17,536	18,818
$\bar{X} = 17,75$		

El error promedio que existe entre los datos registrados y los obtenidos en el estudio no supera el 4% (ver **Tabla 3. 15**), lo que indica que el modelo se encuentra próximo a la realidad a pesar de que no se visualicen los armónicos 3 y sus múltiplos.

Tabla 3. 15 Porcentaje de Error en armónicos de Voltaje del T2

Orden del armónico	Valores Registrados	Valores Obtenidos	Error Porcentual
2	0,03	0,00	2,0
3	2,32	0,00	2,0
4	0,02	0,00	2,0
5	1,42	1,28	10,3
6	0,01	0,00	2,0
7	0,72	0,70	2,8
8	0,01	0,00	2,0
9	0,36	0,00	2,0
10	0,01	0,00	2,0
11	0,56	0,56	5,3
12	0,00	0,00	0,0
13	0,30	0,34	12,5
$\bar{X} \text{ Error}$			3,74

En la **Tabla 3. 16** se comparan los valores analizados con respecto a la tolerancia porcentual en voltaje del punto medido según la norma IEC 61000-4-7, teniendo como resultado que el transformador no sobrepasa los valores límite establecidos.

Tabla 3. 16 Comparación con la norma IEC 61000-4-7

Orden del armónico	Valores Registrados	Valores Obtenidos	Tolerancia % V
2	0,03	0,00	2,0
3	2,32	0,00	5,0
4	0,02	0,00	1,0
5	1,42	1,28	6,0
6	0,01	0,00	0,5
7	0,72	0,70	5,0
8	0,01	0,00	0,5
9	0,36	0,00	1,5
10	0,01	0,00	0,5
11	0,56	0,56	3,5
12	0,00	0,00	0,2
13	0,30	0,34	3,0

a. Filtro de armónicos

Una vez efectuado el análisis de armónicos se determina la presencia de armónicos de orden impar: 3°, 5°, 7°, para lo cual se diseñara un filtro de armónicos y evaluará el comportamiento del sistema ante la presencia de este dispositivo.

Se recurrirá a los valores generados tanto del flujo de potencia como estudio de armónicos efectuados al SEP, de los cuales se obtendrá los valores mostrados en la **Tabla 3. 17**, los que corresponden a la barra_2.

Tabla 3. 17 Parámetros para diseño de filtro

PARÁMETRO	ESTUDIO	VALOR
ORDEN ARMÓNICO	Armónicos	5°
PF	Flujo de potencia	91%
CORRIENTE	Flujo de potencia	54,2 A
POTENCIA APARENTE	Flujo de potencia	20 kVA

Al ingresar a los parámetros del Filtro en ETAP se ingresara a **Size Filter** en la pestaña de **Parameters**. Como se ve en la **Figura 3. 10**.

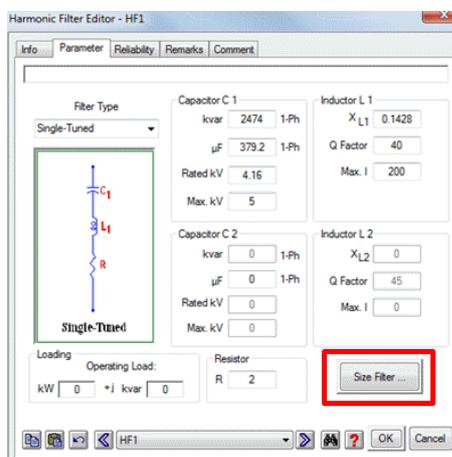


Figura 3. 11 Editor filtro de armónicos

En la ventana que se despliega se colocará los datos registrados en la tabla **Tabla 3. 18** en el parámetro correspondiente, finalizado este proceso se dará clic en **Substitute** y a continuación en **OK**. Como se muestra en la **Figura 3.**

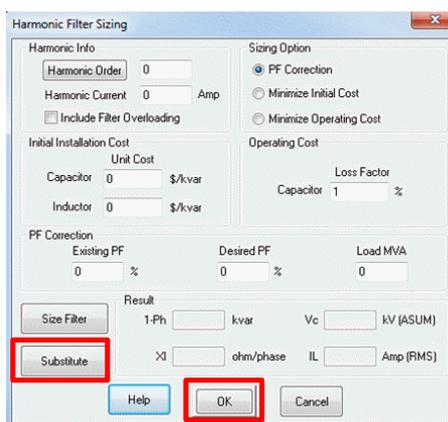


Figura 3. 12 Dimensionamiento de filtro de armónico

Diseñado y agregado al modelo eléctrico el filtro de armónicos, se ejecuta el análisis de flujo de potencia para evaluar el comportamiento del sistema. Los datos registrados en las principales barras y conductores se observan en la **Tabla 3. 18**

Tabla 3. 18 Valores del flujo de potencia con filtro armónico

ELEMENTOS	V (%)	ELEMENTOS	A	PF (%)
ELEPCO S.A	100,00	Cable 1	142,5	89,3
Barra_1	98,19	Cable 2	50,9	98,2
Barra_2	97,18	Cable 12	54,3	77,5
Barra3	98,02	Cable 13	26,3	73,7
Barra4	98,02	Cable 39	15,9	98,8
Barra 5	97,86			

Como se observa los valores de voltaje, corriente y factor de potencia tienen una variación que favorece al sistema en comparación con los mostrados en la **Tabla 3. 11**. El valor de variación se indica en la **Tabla 3. 19**

Tabla 3. 19 Variación de los valores de flujo de potencia con filtro

ELEMENTOS	V (%)	ELEMENTOS	A	PF (%)
ELEPCO S.A	0,00	Cable 1	5,8	0,6
Barra_1	0,17	Cable 2	3,6	6,5
Barra_2	0,33	Cable 12	0,1	0,00
Barra3	0,10	Cable 13	0,9	0,00
Barra4	0,10	Cable 39	0,00	0,00
Barra 5	0,27			

Al ser colocado el filtro en la barra_2, los elementos ligados a este elemento tienen mayor incremento, es el caso del voltaje de la barra_2 que tiene un incremento del 0,33% y el cable que alimenta esta carga tiene una disminución en la corriente de 3,6 A y un aumento en el factor de potencia del 6,5%, por lo que con dicho incremento se logra que en la barra este con un factor de potencia dentro de los límites establecidos por la norma.

Añadido el filtro de armónicos al sistema, se realiza el estudio de armónicos para observar el comportamiento de la red. En la **Figura 3. 13** se muestra el espectro armónico de la barra 2, lugar en el que actúa el filtro.

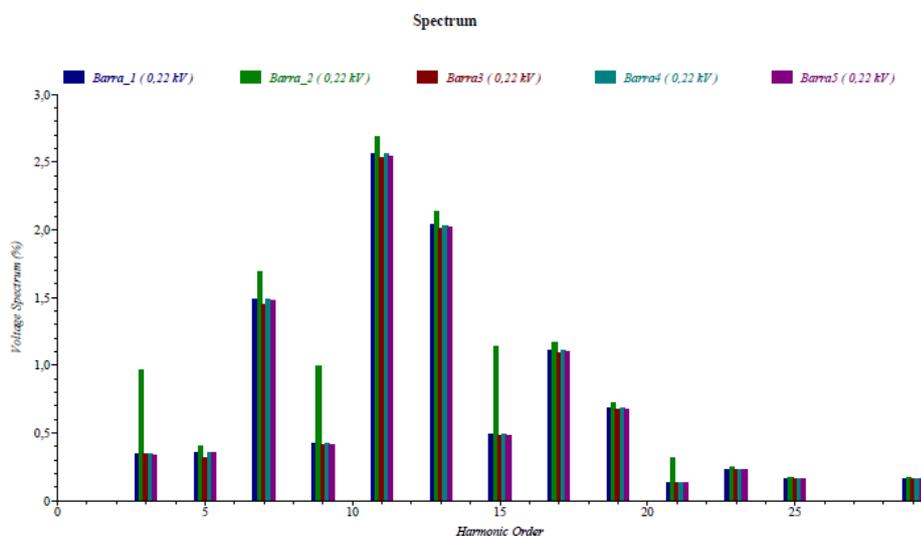


Figura 3. 13 Espectro armónico de las barras con filtro armónico

En la **Figura 3. 14** se puede ver la forma de onda del voltaje de las barras con acción del filtro de armónicos

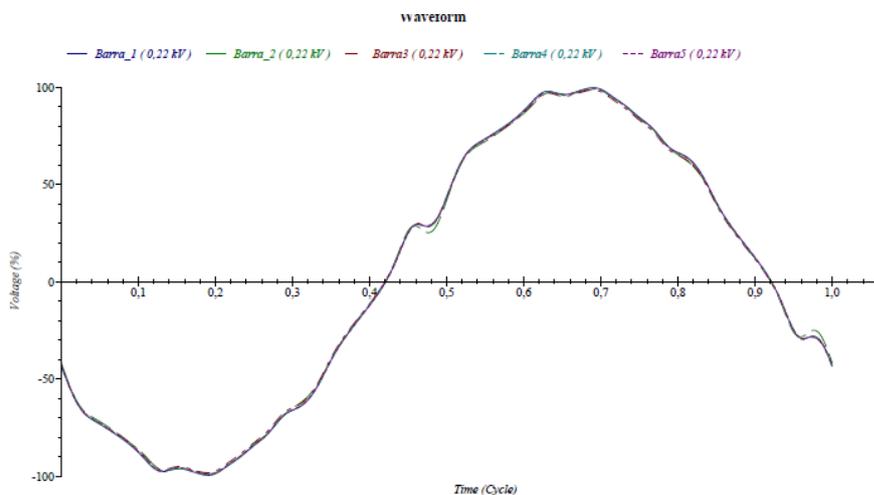


Figura 3. 14 Forma de onda de voltaje con filtro

3.4.3. Monitoreo en tiempo real

ETAP permite visualizar online datos trifásicos, los que se indican en la Tabla 3. 20 correspondientes a la central de medida PM710 que permite visualizar de manera remota los datos del transformador

Tabla 3. 20 Datos online de la central de medida en ETAP

PARÁMETROS	VALOR
V (V)	219
I (A)	22,2
P (kW)	7,9
Q (kVAR)	4,5
PF (%)	93,51
F (Hz)	59,99

La central de medida colocada en el transformador T2, marca los valores indicados en la **Tabla 3. 21** con los que se podrá validar los datos obtenidos online en ETAP y determinar la fiabilidad de los datos monitoreados.

Tabla 3. 21 Parámetros del T2 registrados con el PM710

PARÁMETROS	VALOR
V (V)	218,00
I (A)	22,90
P (kW)	8,30
Q (kVAR)	4,90
PF (%)	94,10
F (Hz)	59,96

Con los datos registrados tanto en campo como de manera remota se visualiza el error porcentual existente de los parámetros en la **Tabla 3. 22**

Tabla 3. 22 Error porcentual de valores monitoreados

PARÁMETROS	E %
V	0,45
I	3,12
P	4,94
Q	8,5
PF	0,63
F	0,05

a. Creación de alarmas

A través del software ETAP es posible especificar alarmas locales para que de este modo se pueda visualizar cambios inadecuados en el sistema de

acuerdo a los datos obtenidos con el medidor, para efectuar ello se debe configurar algunos valores en **SERVER SETTINGS**, se puede acceder a esta opción en la barra de real time localizado en el lado derecho en **SERVER CONTROL**, tal como se indica en la **Figura 3. 15**, el procedimiento de configurar el server puede efectuarse en línea o fuera de línea.

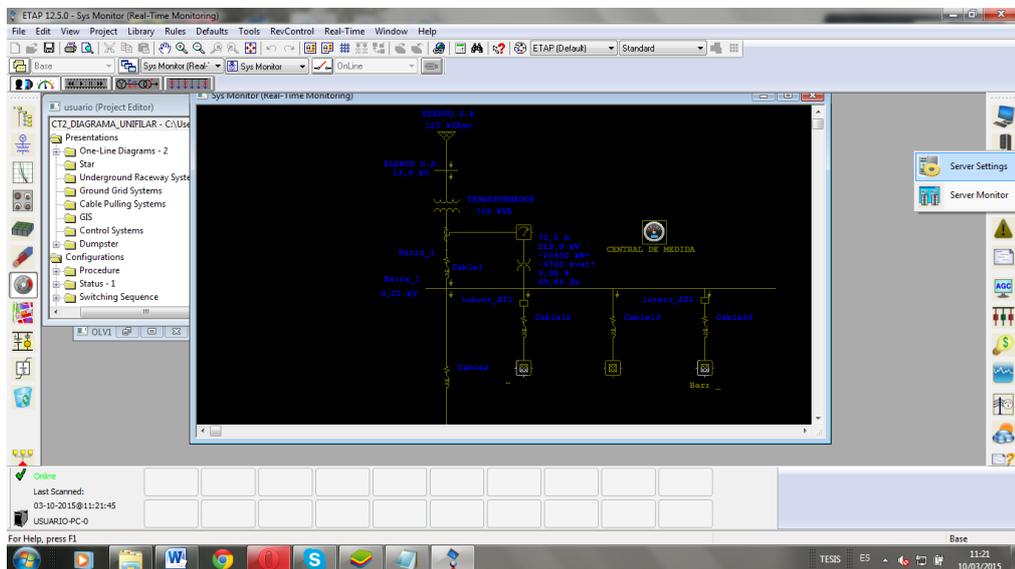


Figura 3. 15 Server Settings

En la ventana que se mostrará en la pestaña Local Alarm se procederá a colocar valores tanto para la corriente, voltaje y frecuencia para poder visualizar desde ETAP alguna anomalía en estos valores.

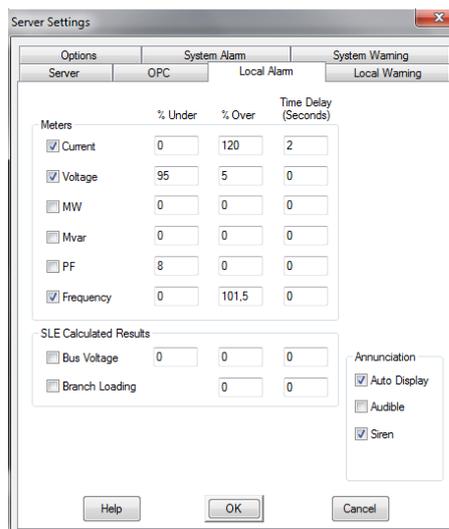


Figura 3. 16 Local Alarm

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

1. Se amplió la información de la red eléctrica correspondiente a la carga conectada al transformador de 100kVA denominado T2 con respecto a los unifilares realizados en proyectos de tesis anteriores además se verificó su localización y designación.
2. Para el modelamiento del sistema eléctrico del transformador T2 realizado en ETAP se consideró a las cargas con mayor generación de armónicos como cargas estáticas a las cuales se les agregó una librería de armónicos de autoría propia que emulaba el espectro de armónicos de corriente producido por soldadoras de arco y computadoras de escritorio, las restantes fueron consideradas cargas dinámicas puesto era el modelo más similar de cargas concentradas de luminarias y tomas. Por tanto el modelo estimado del circuito es válido logrando obtener valores que no sobrepasan un error del 0.46% en voltaje, el 1.01% en el factor de potencia, sin embargo al comparar los valores de corriente y potencia aparente se obtiene un incremento en el error del 12,76% y del 5.61% respectivamente, que se debe a que en la simulación se consideró como si todas las computadoras del cuarto piso Bloque B y C estuvieran conectas al mismo tiempo así como todas las máquinas del laboratorio de soldadura.
3. MODBUS RTU es el protocolo de comunicación óptimo para ser empleado en la red de comunicación entre la central de medida PM710 y la Portátil instalada en el laboratorio Multiplataforma, debido a que satisface las necesidades de velocidad y fiabilidad durante la adquisición de los valores de las variables eléctricas monitoreadas, además de tener una implementación fácil y versátil al momento de desarrollar el medio físico de enlace.
4. Para el desarrollo del presente proyecto se ha optado por las comunicaciones inalámbricas ZIGBEE debido a su bajo consumo, fácil integración y a la fiabilidad que ofrece, debido a que la red se organiza

y repara de manera automática además es la solución ideal a un cableado de más de 150m por ductos y canaletas saturados.

5. Las variables eléctricas monitoreadas en tiempo real en el software eléctrico ETAP tienen un error que no sobrepasa el 3,5% en comparación con los registrados por la central de medida PM710, este porcentaje de error se debe a que para la transmisión de datos se empleó tarjetas XBEE PRO S1, dichos dispositivos son de baja velocidad y teóricamente tiene un alcance de 1.6 km en línea de vista, el alcance y velocidad de transmisión se reducen por la presencia de equipos de transmisión inalámbrica como wifi, bluetooth, etc., que trabajan a en la misma banda de 2.4 GHz. Por lo que, los datos llegan a la PC con un retraso de alrededor de 900ms.
6. La calidad de energía en cuanto a niveles de voltaje se refiere es óptima ya que no existe una caída de voltaje superior al 5%, sin embargo el valor del factor de potencia está en un rango de 0.5-0.35 por debajo de lo permitido como consecuencia de las fluctuaciones de cargas durante el transcurso del día así como la naturaleza de las mismas, siendo el intervalo entre las 20:50:00 y las 7:20:00 el rango de tiempo en el que más cae el FP.
7. El contenido de armónicos obtenido en el estudio realizado en el programa eléctrico presenta un porcentaje elevado del contenido armónico de 5° y 7° orden mientras que en los datos de campo registrados hay una presencia importante del 3°. 5° y 7° armónico, porque el programa analizador no permite simular el tercer armónico ni sus múltiplos en el transformador.
8. Los rangos de voltaje obtenidos en el estudio de flujos de potencia realizado evidencian que a cada carga llega un nivel de voltaje óptimo, dentro del rango de variación de +/-5% con respecto al nominal.
9. La conexión de cargas de naturaleza monofásicas provocan un estado de carga en el sistema trifásico tal que las corrientes que retornan por el neutro son tres veces la nominal, produciendo una gran cantidad de armónicos que se evidencian en un sobrecalentamiento del conductor.
10. El monitoreo de los sistemas eléctricos es esencial y una herramienta computacional que brinda estas facilidades es el software eléctrico

ETAP, con el empleo de esta herramienta se puede visualizar datos de campo de manera remota y así conocer el comportamiento del sistema de acuerdo con los datos obtenidos con la central de medida PM710, además que se puede colocar alarmas locales para visualizar cuando haya alguna variaciones de los valores de voltaje, corriente, frecuencia y factor de potencia por un tiempo determinado.

4.2. Recomendaciones

1. Se considera que es primordial para la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE-L centralizar el monitoreo de la energía consumida por la institución, con lo cual se obtendrá beneficios tanto técnicos como económicos.
2. Impulsar trabajos futuros de tesis empleando el software Electrical Transient Analyzer Program (ETAP) para poder implementar un sistema SCADA y lograr una interfaz más amigable con el usuario.
3. Acordar normas y horarios de uso del laboratorio multiplataforma, donde se encuentran las computadoras con el programa ETAP instalado, menos restrictivos y burocráticos para los estudiantes y docentes quienes se encuentren interesados en aprovechar los recursos y beneficios brindados en la licencia académica adquirida.
4. Llegar a un acuerdo de prórroga o en su defecto de adquisición del módulo de Real Time de ETAP para que la universidad pueda seguir beneficiándose del avance académico y científico que conlleva el uso de un software de este tipo.
5. Es necesario un aumento en el calibre de los conductores principales del sistema eléctrico si se incrementa carga al transformador de 100kVA T2, ya que los conductores actuales se saturarían, lo que provocará fallas importantes en el SEP y una disminución en la calidad de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. Téllez, CALIDAD DE LA ENERGÍA, Puebla: AP&C, 2014.
- [2] O. Castañeda y W. Castañeda, «CENACE,» 2014. [En línea]. Available:
<http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/bitstream/123456789/522/1/10%20An%C3%A1lisis%20de%20Calidad%20de%20Energ%C3%ADa%20acerca%20de%20la%20Calidad%20del%20P.pdf>.
- [3] CONELEC, «CalidadDeServicio,» [En línea]. Available:
<http://www.conelec.gob.ec>. [Último acceso: 12 Diciembre 2014].
- [4] V. Guerrero, R. Yuste y L. Martínez, Comunicaciones Industriales, México, D.F.: Alfaomega Grupo Editos, S.A. de C.V., 2011.
- [5] J. P. Blázquez, «Universitat Oberta de Catalunya,» [En línea]. Available:
[http://www.exabyteinformatica.com/uoc/Informatica/Tecnologia_y_desarrollo_en_dispositivos_moviles/Tecnologia_y_desarrollo_en_dispositivos_moviles_\(Modulo_1\).pdf](http://www.exabyteinformatica.com/uoc/Informatica/Tecnologia_y_desarrollo_en_dispositivos_moviles/Tecnologia_y_desarrollo_en_dispositivos_moviles_(Modulo_1).pdf).
- [6] D. Róldan, Comunicaciones Inalámbricas, México, D. F.: Alfaomega, 2005.
- [7] JMN, «<http://webdelcire.com/>,» 14 Febrero 2012. [En línea]. Available:
<http://webdelcire.com/wordpress/archives/1714>. [Último acceso: 14 12 2014].
- [8] J. Navarro, CONTROL INALÁMBRICO BASADO EN REDES, Cartagena: UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA, 2013.
- [9] Corporacion Universitaria Autonoma del Cauca, EJEMPLARIZACION DE COMUNICACIÓN ENTRE DOS MODUOLOS XBEE SERIE 2..
- [10] FLUKE, «Calidad Energia Electrica,» [En línea]. Available:
<http://www.fluke.com>. [Último acceso: 14 Marzo 2015].
- [11] OPC FOUNDATION, «What is OPC,» [En línea]. Available:
<https://opcfoundation.org>. [Último acceso: 28 Enero 2015].

- [12] Matrikon, «infoplcn_net_guia_para_entender_la_tecnologia_opc,» [En línea]. Available: <http://www.infoplcn.net/>. [Último acceso: 31 Enero 2015].
- [13] Modelosoft, «Etap,» [En línea]. Available: <http://www.modelosoft.com>. [Último acceso: 17 Octubre 2014].
- [14] ETAP, «etap-realtime-power-management,» [En línea]. Available: <http://etap.com>. [Último acceso: 15 Noviembre 2014].
- [15] J. Grainger y S. William, Análisis de Sistemas de Potencia, México, D.F.: McGraw Hill.
- [16] D. Kothari y I. J. Nagrath, Sistemas Electricos de Potencia, México, D.F.: McGraw-Hill, 2008.
- [17] P. Vasant, N. Barsoum y J. Webb, Innovation in Power, Control, and Optimización: Emerging Eenergy Technologies, EEUU: IGI Global, 2012.
- [18] S. Barcón, R. Guerrero y I. Martínez, Calidad de la Energía, México, D.F.: McGraw Hill, 2011.
- [19] J. Suárez, G. Di Mauro, D. Anaut y C. Agüero, «IEEE Xplore: Análisis de la distorsión armónica y los efectos,» Diciembre 2005. [En línea]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=1642439>. [Último acceso: 26 Marzo 2015].
- [20] LOGITEK, S.A., 2015. [En línea]. Available: <http://logitek.es/tecnologias/kepware-kepsserverex-0>.
- [21] Microsoft , «Mejoras en la seguridad de DCOM,» [En línea]. Available: <https://msdn.microsoft.com>. [Último acceso: 24 Febrero 2015].
- [22] B. Farnham y M. Pimentel, 2012 Julio 2012. [En línea]. Available: <ftp://ftp.nist.gov>. [Último acceso: 24 Febrero 2015].
- [23] Microsoft, «¿Qué es un firewall?,» [En línea]. Available: <http://windows.microsoft.com/es>. [Último acceso: 24 Febrero 2015].

ANEXOS

ANEXO A

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS REGISTRADOR TRIFÁSICO
FLUKE 1735**

Anexo A	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS REGISTRADO TRIFÁSICO FLUKE 1735	Pag. 1-3
---------	--	----------



General	
Pantalla:	Pantalla VGA transmisiva en color de 320 x 240 píxeles, retroiluminación adicional y contraste ajustable; texto y gráficos en color
Calidad:	Desarrollado, diseñado y fabricado según la norma DIN ISO 9001
Memoria:	Memoria Flash de 4 MB, 3,5 MB para medir datos
Interfaz:	Conector RS-232 SUB-D; 115.200 baudios, 8 bits de datos, sin paridad, 1 bit de parada, actualizaciones de firmware posibles a través de la interfaz RS-232 (cable de extensión de 9 patillas)
Velocidad de muestreo:	10,24 kHz
Frecuencia de línea:	50 Hz o 60 Hz, seleccionable por el usuario, con sincronización automática
Alimentación eléctrica:	Juego de baterías NiMH con adaptador de CA (de 15 V a 20 V/0,8 A)
Tiempo de funcionamiento con batería:	Normalmente > 12 horas sin usar la retroiluminación y > 6 horas con uso elevado de la retroiluminación
Dimensiones:	240 mm x 180 mm x 110 mm
Peso:	1,7 kg, baterías incluidas
Condiciones de Ambiente	
Rango de temperatura de funcionamiento:	De -10 °C a +50 °C
Carcasa:	Termoplástica de cycloy resistente a impactos y rayaduras, de tipo V0 (no inflamable) con funda protectora de goma

Anexo A	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS REGISTRADO TRIFÁSICO FLUKE 1735		Pag. 2-3
Medida de Vrms en estrella			
Rango de medida:	57 V/66 V/110 V/120 V/127 V/220 V/230 V/240 V/260 V/277 V/347 V/380 V/400 V/417 V/480 V CA		
Error intrínseco:	± (0,2% del valor medido + 5 dígitos)		
Error de funcionamiento:	± (0,5% del valor medido + 10 dígitos)		
Resolución:	0,1 V		
Medida de Vrms en delta			
Rango de medida:	100 V/115 V/190 V/208 V/220 V/380 V/400 V/415 V/450 V/480 V/600 V/660 V/690 V/720 V/830 V CA		
Error intrínseco:	± (0,2% del valor medido + 5 dígitos)		
Error de funcionamiento:	± (0,5% del valor medido + 10 dígitos)		
Resolución:	0,1 V		
Medida de intensidad(valor eficaz)			
Rangos	15 A/150 A/3000 A (valor eficaz, sinusoidal)		
Rangos de pinza amperimétrica:	1 A/10 A		
Resolución:	0,01 A		
Medida de potencia (P activa, S aparente, Q reactiva, D Distorsión)			
Rango de medida:	Consulte los rangos de medida de tensión e intensidad (valor eficaz)		
	El rango máximo con una conexión en triángulo de rango de tensión de 830 V y un rango de corriente de 3000 A es de 2,490 MW, es posible que aparezcan valores superiores si se utilizan PT y CT con función de relación		
Medida de energía (kWh, KVAh, kVARh)			
Resolución:	De 1 W a 10 W		
Error de funcionamiento:	± (1,5% del valor medido + error de variación F* + 20 dígitos)		

Anexo A	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS REGISTRADO TRIFÁSICO FLUKE 1735	Pag. 3-3
PF (Factor de potencia)		
Rango:	De 0,000 a 1,000	
Resolución:	0,001	
Precisión	±1% del valor máximo de la escala	
Medida de la frecuencia		
Rango de medida:	De 46 Hz a 54 Hz y de 56 Hz a 64 Hz	
Error intrínseco:	± (0,2% del valor medido + 5 dígitos)	
Error de funcionamiento:	± (0,5% del valor medido + 10 dígitos)	
Resolución:	0,01 Hz	
Armónicos		
Rango de medida:	Hasta el armónico 50 ^o (< 50% de la tensión nominal)	
Precisión		
V_m, I_m, THDV, THDI:	IEC 61000-4-7:2002, Clase II	
V_m ≥ 3% V_n:	± 5% V _m	
V_m < 3% V_{nom}:	±0,15% V _{nom}	
I_m ≥ 10% I_{nom}:	± 5% I _m	
I_m < 10% I_{nom}:	± 0 5% I _{nom}	
THDV:	para una distorsión armónica total (THD) < 3% ± 0,15% en V _{nom} para una THD ≥ 3% ± 5% en V _{nom}	
Distorsión armónica total de corriente:	para una THD < 10% ± 0,5% en I _{nom} para una THD ≥ 10% ± 5% en I _{nom}	

ANEXO B

CENTRAL DE MEDIDA PM710

Anexo B-1		ESPECIFICACIONES TÉCNICAS CENTRAL DE MEDIDA PM710		Pag. 1-2
Características eléctricas				
Tipo de medida			RMS real hasta el armónico 15 en un sistema CA trifásico (trifásico, trifásico + N)	
Precisión de las mediciones	Intensidad		±0,5% de 1A a 6A	
	Tensión		±0,5% de 50V a 227V	
	Factor de potencia		±0,0031 de 1A a 6A y de -0,5 a +0,5 FP	
	Potencia		±1,0%	
	Frecuencia		±0,02 Hz de 45 a 65 Hz	
	Energía activa		IEC 62053-21 Clase 1,0; precisión ANSI C12,16	
	Energía reactiva		IEC 62052-23 Clase 2	
Velocidad de actualización de datos			1s	
Voltaje de entrada	Voltaje medido		De 10 a 480 V CA (L-L directa) De 10 a 227 V CA (L-N directa) De 0 a 1,6 MV CA (con TT externo)	
	Medición fuera del rango		1,2 Un	
	Impedancia		2 MΩ (L-L)/ 1MΩ (L-N)	
	Rango de frecuencia		De 45 a 65 Hz	
Intensidad de entrada	Valores nominales	Primario	Ajustable de 1 a 32767 A	
		Secundario	5A o 1A	
	Rango de entradas de mediciones		De 10 mA a 6A	
Sobrecarga admitida		15A Continuo 50A durante 10 segundos por hora 120A durante 1 segundo por hora		
Alimentación	CA		De 100 a 415 ± V CA, 5 VA; de 50 a 60 Hz	
	CC		De 125 a 250 ±20% V CC; 3 W	
	Tiempo de recorrido		100 ms a 120 V CA	
Seguridad				
Europa			CE, según IEC 61010-1	
EE.UU y Canadá			UL508	
Características Mecánicas				
Peso			0,37 kg	

Anexo B-1	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS CENTRAL DE MEDIDA PM710	Pag. 2-2
Grado IP de protección (IEC 60529)	Pantalla delantera IP52, cuerpo de la central de medida IP30	
Dimensiones	96 x 96 x 69 mm (central de medida con pantalla) 96 x 96 x 69 mm (tras la superficie de montaje)	
Comunicaciones		
Puerto RS485	2 hilos, 2400, 4800, 9600 o 19200 baudios; paridad-par, impar, ninguna; 1 bit de parada; Modbus RTU	

Reg	Nombre	Tamaño	Tipo	Acceso	NV	Escala	Unidades	Rango	Notas
4071	Intensidad, 2, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4072	Intensidad, 3, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4074	Tensión, 1-N, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4075	Tensión, 2-N, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4076	Tensión, 3-N, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4077	Tensión, 1-2, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4078	Tensión, 2-3, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4079	Tensión, 3-1, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4080	Potencia activa, total Máximo	1	Número entero	SL	S	W	KW	0-32.767	Absoluta
4081	Potencia aparente, total Máximo	1	Número entero	SL	S	W	KVA	0-32.767	
4082	Potencia reactiva, total Máximo	1	Número entero	SL	S	W	KVAR	0-32.767	Absoluta
4083	Factor de potencia, total Máximo	1	Número entero	SL	S	0,0001	-	0-10.000	Absoluto
4084	Frecuencia Máximo	1	Número entero	SL	S	0,01	Hz	4.500-6.500	
4085	Intensidad, 1 Máximo	1	Número entero	SL	S	I	Amparo	0-32.767	
4086	Intensidad, 2 Máximo	1	Número entero	SL	S	I	Amparo	0-32.767	
4087	Intensidad, 3 Máximo	1	Número entero	SL	S	I	Amparo	0-32.767	
4089	Tensión, 1-N Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4090	Tensión, 2-N Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4091	Tensión, 3-N Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4092	Tensión, 1-2 Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4093	Tensión, 2-3, Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4094	Tensión, 3-1, Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4095	Intensidad, 1, THD Máximo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4096	Intensidad, 2, THD Máximo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	

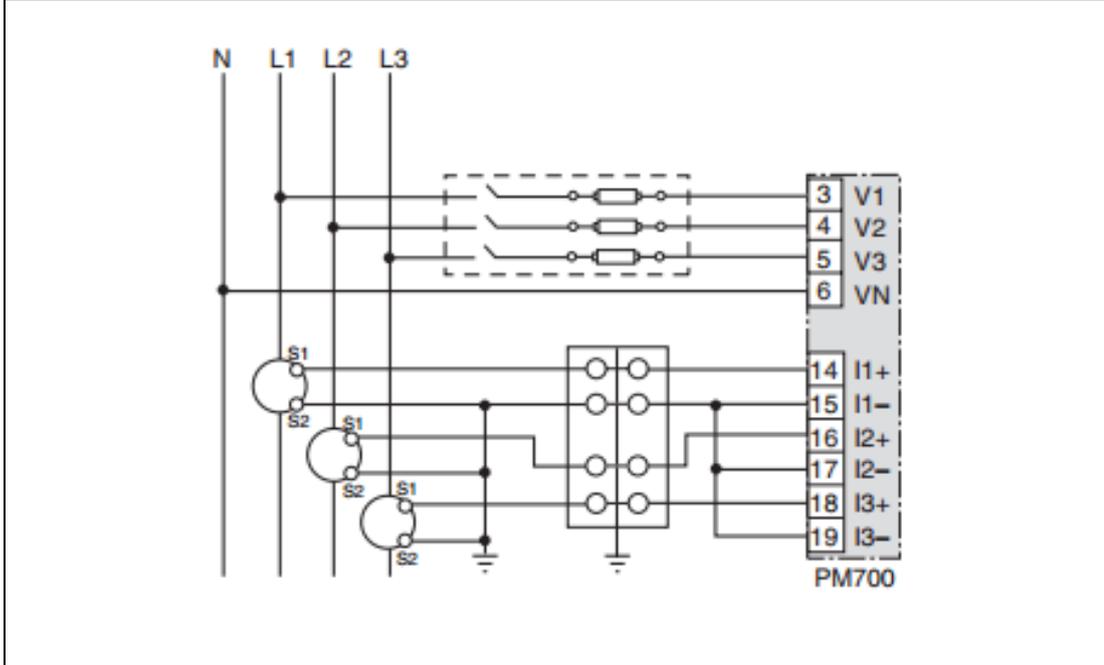
SL = Sólo lectura
 L/E = Lectura/Escritura
 NV = No voltaje

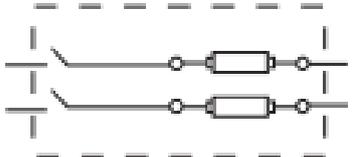
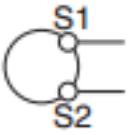
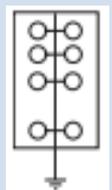
Reg	Nombre	Tamaño	Tipo	Acceso	NV	Escala	Unidades	Rango	Notas
4071	Intensidad, 2, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4072	Intensidad, 3, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4074	Tensión, 1-N, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4075	Tensión, 2-N, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4076	Tensión, 3-N, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4077	Tensión, 1-2, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4078	Tensión, 2-3, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4079	Tensión, 3-1, THD Mínimo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4080	Potencia activa, total Máximo	1	Número entero	SL	S	W	KW	0-32.767	Absoluta
4081	Potencia aparente, total Máximo	1	Número entero	SL	S	W	kVA	0-32.767	
4082	Potencia reactiva, total Máximo	1	Número entero	SL	S	W	KVAR	0-32.767	Absoluta
4083	Factor de potencia, total Máximo	1	Número entero	SL	S	0,0001	-	0-10.000	Absoluto
4084	Frecuencia Máximo	1	Número entero	SL	S	0,01	Hz	4.500-6.500	
4085	Intensidad, 1 Máximo	1	Número entero	SL	S	I	Amperio	0-32.767	
4086	Intensidad, 2 Máximo	1	Número entero	SL	S	I	Amperio	0-32.767	
4087	Intensidad, 3 Máximo	1	Número entero	SL	S	I	Amperio	0-32.767	
4089	Tensión, 1-N Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4090	Tensión, 2-N Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4091	Tensión, 3-N Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4092	Tensión, 1-2 Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4093	Tensión, 2-3, Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4094	Tensión, 3-1, Máximo	1	Número entero	SL	S	V	Voltio	0-32.767	
4095	Intensidad, 1, THD Máximo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4096	Intensidad, 2, THD Máximo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4097	Intensidad, 3, THD Máximo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4099	Tensión, 1-N, THD Máximo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4100	Tensión, 2-N, THD Máximo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4101	Tensión, 3-N, THD Máximo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4102	Tensión, 1-2, THD Máximo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4103	Tensión, 2-3, THD Máximo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	
4104	Tensión, 3-1, THD Máximo	1	Número entero	SL	S	0,1	%	0-10.000	

SL = Sólo lectura

L/E = Lectura/Escritura

NV = No volátil



Símbolo	Descripción
	Protección que contiene un interruptor de desconexión de voltaje con un fusible o un circuito de desconexión (el dispositivo de protección debe estar dimensionado para la corriente de cortocircuito disponible en el punto de conexión).
	Conexión a tierra
	Transformador de corriente T
	Bloque cortocircuitador

--	--

ANEXO C

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS EQUIPO ELECTRÓNICO



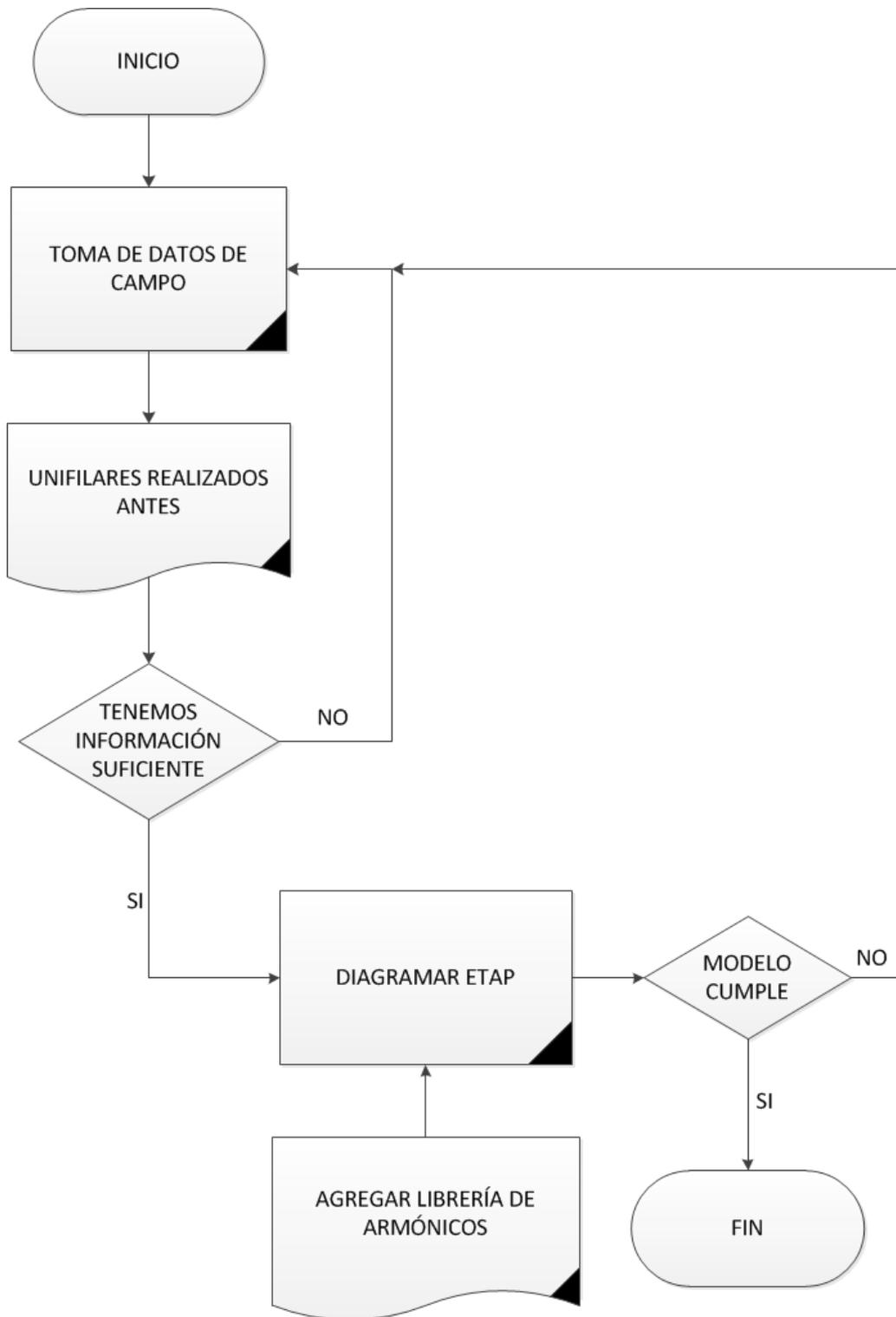
Specification	XBee	XBee-PRO
Performance		
Indoor/Urban Range	up to 100 ft. (30 m)	Up to 300' (100 m)
Outdoor RF line-of-sight Range	up to 300 ft. (100 m)	Up to 1 mile (1500 m)
Transmit Power Output (software selectable)	1mW (0 dBm)	60 mW (18 dBm) conducted, 100 mW (20 dBm) EIRP*
RF Data Rate	250,000 bps	250,000 bps
Serial Interface Data Rate (software selectable)	1200 - 115200 bps (non-standard baud rates also supported)	1200 - 115200 bps (non-standard baud rates also supported)
Receiver Sensitivity	-92 dBm (1% packet error rate)	-100 dBm (1% packet error rate)
Power Requirements		
Supply Voltage	2.8 – 3.4 V	2.8 – 3.4 V
Transmit Current (typical)	45mA (@ 3.3 V)	If PL=0 (10dBm): 137mA(@3.3V), 139mA(@3.0V) PL=1 (12dBm): 155mA (@3.3V), 153mA(@3.0V) PL=2 (14dBm): 170mA (@3.3V), 171mA(@3.0V) PL=3 (16dBm): 188mA (@3.3V), 195mA(@3.0V) PL=4 (18dBm): 215mA (@3.3V), 227mA(@3.0V)
Idle / Receive Current (typical)	50mA (@ 3.3 V)	55mA (@ 3.3 V)
Power-down Current	< 10 μ A	< 10 μ A
General		
Operating Frequency	ISM 2.4 GHz	ISM 2.4 GHz
Dimensions	0.960" x 1.087" (2.438cm x 2.761cm)	0.960" x 1.297" (2.438cm x 3.294cm)
Operating Temperature	-40 to 85° C (industrial)	-40 to 85° C (industrial)
Antenna Options	Integrated Whip, Chip or U.FL Connector	Integrated Whip, Chip or U.FL Connector
Networking & Security		
Supported Network Topologies	Point-to-point, Point-to-multipoint & Peer-to-peer	
Number of Channels (software selectable)	16 Direct Sequence Channels	12 Direct Sequence Channels
Addressing Options	PAN ID, Channel and Addresses	
Agency Approvals		
United States (FCC Part 15.247)	OUR-XBEE	OUR-XBEEPRO
Industry Canada (IC)	4214A XBEE	4214A XBEEPRO
Europe (CE)	ETSI	ETSI (Max. 10 dBm transmit power output)*
Japan	n/a	005NYCA0378 (Max. 10 dBm transmit power output)**



Nombre	Antena Duck de 2.4GHz
Ganancia	2.2dBi
Conector	Reverse Polarized SMA (RPSMA)
Impedancia	prototipos con los IC de RF 50 ohm
Longitud	4" largo

ANEXO D

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE MODELAMIENTO



ANEXO E

**CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DEL DIAGRAMA
UNIFILAR EN ETAP**

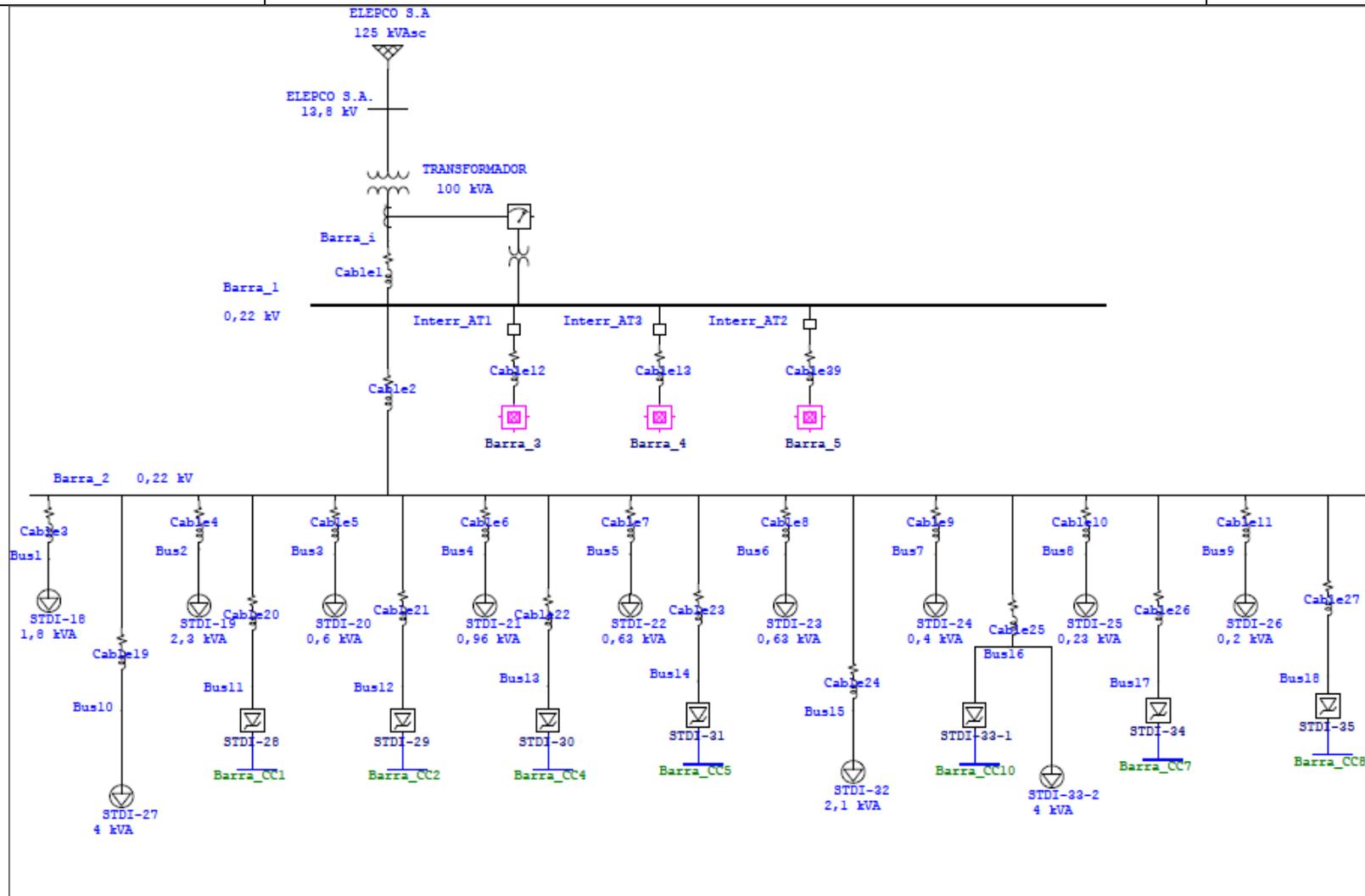
Anexo E-1	CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES			Pag. 1-1
ID	TIPO	CALIBRE #AWG	LONGITUD	
Cable1	THHN	2/0	4	
Cable2	THHN	1/0	60	
Cable3	XHHW	8	1	
Cable4	XHHW	6	27	
Cable5	XHHW	6	31	
Cable6	XHHW	6	20	
Cable7	XHHW	6	16	
Cable8	XHHW	6	10	
Cable9	XHHW	6	5	
Cable10	XHHW	6	10	
Cable11	XHHW	6	18	
Cable12	THHN	4	30	
Cable13	THHN	2	8	
Cable14	XHHW	4	30	
Cable15	XHHW	8	20	
Cable16	XHHW	8	8	
Cable17	XHHW	8	14	
Cable19	XHHW	8	5	
Cable20	XHHW	8	16	
Cable21	XHHW	6	20	
Cable22	XHHW	6	27	
Cable23	XHHW	6	31	
Cable24	XHHW	6	10	
Cable25	XHHW	6	5	
Cable26	XHHW	6	10	
Cable27	XHHW	6	18	
Cable28	THHN	2	1	
Cable29	THHN	8	2	
Cable30	THHN	8	8	
Cable31	THHN	8	8	
Cable32	XHHW	8	2	
Cable33	XHHW	6	16	
Cable34	XHHW	8	22	
Cable36	XHHW	8	12	
Cable37	XHHW	8	15	
Cable38	XHHW	8	18	
Cable39	THHN	1/0	78	
Cable40	THHN	6	1	
Cable41	THHN	6	6	
Cable42	THHN	6	15	
Cable43	THHN	6	15	
Cable44	THHN	6	15	

Anexo E-2	CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS			Pag. 1-1
ID	TIPO	RANGO	kV	% PF
STDI-18	Lumped	1,8 kVA	0,22	90
STDI-19	Lumped	2,3 kVA	0,22	74,7
STDI-20	Lumped	0,6 kVA	0,22	62,3
STDI-21	Lumped	0,96 kVA	0,22	52,3
STDI-22	Lumped	0,63 kVA	0,22	52,3
STDI-23	Lumped	0,63 kVA	0,22	70,9
STDI-24	Lumped	0,4 kVA	0,22	71,2
STDI-25	Lumped	0,23 kVA	0,22	85,7
STDI-26	Lumped	0,2 kVA	0,22	80,3
STDI-27	Lumped	4 kVA	0,22	99,1
STDI-28	Charger	0,32 kVA	0,127	52,1
STDI-29	Charger	0,32 kVA	0,127	52,1
STDI-30	Charger	0,28 kVA	0,127	52,2
STDI-31	Charger	0,28 kVA	0,127	52,2
STDI-32	Lumped	2,1 kVA	0,22	99,79
STDI-33-1	Charger	2,2 kVA	0,127	95
STDI-33-2	Lumped	1,8 kVA	0,127	92,8
STDI-34	Charger	2 kVA	0,127	52,3
STDI-35	Charger	0,15 kVA	0,127	64,8
STDI-36	Static	15 kVA	0,22	62,3
STDI-37	Lumped	1,2 kVA	0,22	99,4
STDI-38	Lumped	1,1 kVA	0,22	84,2
STDI-39	Lumped	1,4 kVA	0,22	92
STDI-40	Lumped	0,94 kVA	0,22	98,6
STDI-41	Lumped	1,6 kVA	0,22	98,9
STDI-42	Lumped	0,94 kVA	0,22	99,1
STDI-43	Lumped	6,7 kVA	0,22	75,8
STDI-44	Lumped	1 kVA	0,22	64,7
STDI-45	Lumped	0,4 kVA	0,22	76,3
STDI-46	Lumped	1,1 kVA	0,22	67,4
STDI-48	Lumped	0,4 kVA	0,22	77,1
STDI-49	Lumped	0,34 kVA	0,22	58,9
STDI-50	Lumped	0,07 kVA	0,22	89,9
STDI-51	Lumped	1,6 kVA	0,22	98,5
STDI-52	Lumped	1,2 kVA	0,22	99,6
STDI-53	Lumped	1,6 kVA	0,22	98,5
STDI-54	Lumped	1,6 kVA	0,22	98,5
STDI-55	Charger	7 kVA	0,127	56,7

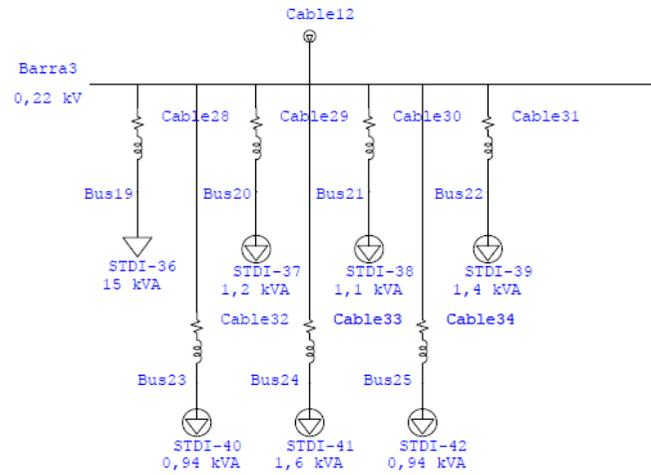
Anexo E-3	CARACTERISITICAS DEL TRANSFORMADOR			Pag. 1-1
LE TRANSFORMATEUR USINES DU PETIT-QUEVILLY FRANCE				
N° 102718	3 Fases	60 HZ	Tipo T X H	1974
Capacidad	Nivel Aislamiento	Diagrama Vectorial	Impedancia	Peso Total:
100kVA	38kV	Dyn5	4%	659 Kg
Corriente [A]	4,374	274,93		
Voltaje [V]				
	Primario	Secundario		
1		-----		
2	13500	-----		
3	13200	210		
4	12900	-----		
5	12600	-----		

ANEXO F

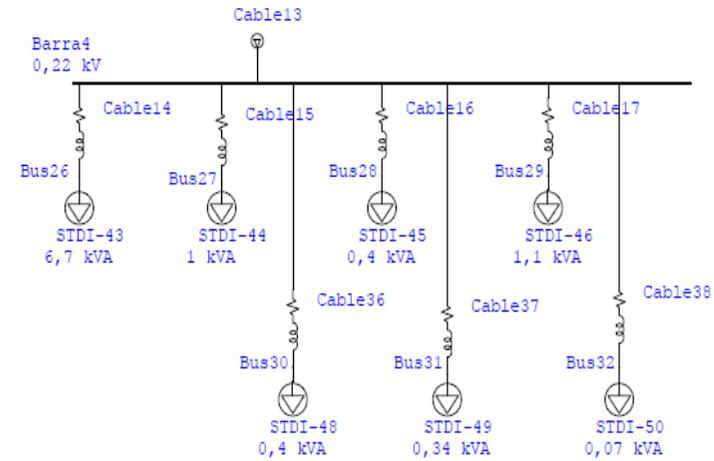
DIAGRAMA UNIFILAR CAMARA DE TRANSFORMACIÓN CT2



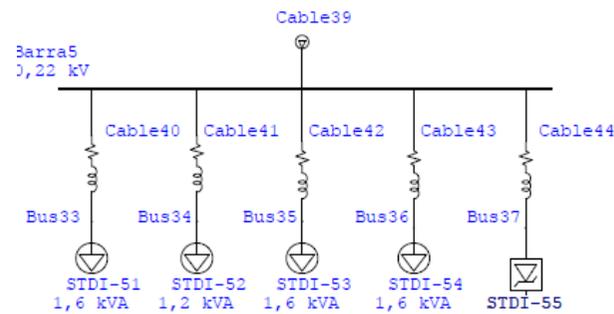
One-Line Diagram - Sys Monitor=>Barra_3



One-Line Diagram - Sys Monitor=>Barra_4 (



One-Line Diagram - Sys Monitor=>Barra_5



ANEXO G

RESULTADOS DE ESTUDIOS REALIZADOS EN ETAP

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS-ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

CERTIFICACIÓN

Se certifica que el presente trabajo fue desarrollado por las señoritas Jessica Fernanda Aguinaca Aguinaca y Carmen Liseth Miranda Jiménez bajo mi supervisión.

**ING. WASHINGTON FREIRE
DIRECTOR**

**ING. WILSON TRAVÉS
CODIRECTOR**

**ING. KATYA TORRES
DIRECTORA CARRERA**

**DR. VACA RODRIGO
SECRETARIO ACADÉMICO**