



**HERRAMIENTA INFORMATICA QUE PERMITA AUTOMATIZAR LA
SUPERVISION EN EL PROCESO DE TOMA DE MEDIDAS
ENERGETICAS ENTREGADAS POR LOS ELEMENTOS DE MEDICION
SL-7000 PERTENECIENTES AL AREA DE GENERACION, UBICADOS
EN LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA (PCH) DE LA
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A E.S.P. PURACE –
COCONUCO Y QUE A SU VEZ APOYE EN LA TOMA DE DECISIONES.**



CRISTIAN ALBERTO MARTINEZ VELASCO

**CORPORACION UNIVERSITARIA AUTONOMA DEL CAUCA
FACULTAD DE INGENIERA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE SISTEMAS INFORMATICOS
JULIO 2021**



HERRAMIENTA INFORMATICA QUE PERMITA AUTOMATIZAR LA SUPERVISION EN EL PROCESO DE TOMA DE MEDIDAS ENERGETICAS ENTREGADAS POR LOS ELEMENTOS DE MEDICION SL-7000 PERTENECIENTES AL AREA DE GENERACION, UBICADOS EN LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA (PCH) DE LA EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A E.S.P. PURACE – COCONUCO Y QUE A SU VEZ APOYE EN LA TOMA DE DECISIONES.



Uniautónoma
DEL CAUCA

CRISTIAN ALBERTO MARTINEZ VELASCO

**Trabajo de Grado para optar al título de
INGENIERO DE SISTEMAS INFORMATICOS**

Director

JUAN PABLO DIAGO RODRIGUEZ

**CORPORACION UNIVERSITARIA AUTONOMA DEL CAUCA
FACULTAD DE INGENIERA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE SISTEMAS INFORMATICOS
JULIO 2021**

NOTA DE ACEPTACION

Aprobado por el Comité de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Corporación Universitaria Autónoma del Cauca para optar por el título de Ingeniero de sistemas informáticos.



SANTIAGO SANCHEZ FERREIRA.
JURADO.



CARLOS ANTONIO FLOREZ ARIAS
JURADO.

CONTENIDO

INTRODUCCION.....	1
CAPITULO I: PROBLEMA	2
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2. JUSTIFICACION.....	3
1.3. OBJETIVOS.....	4
1.3.1. Objetivo General	4
1.3.2. Objetivos Específicos	4
CAPITULO II: MARCO TEORICO O REFERENTES CONCEPTUALES.....	5
2. MARCO REFERENCIAL.....	5
2.1. ENERGIA HIDRAULICA	5
2.1.1. Tipos de centrales hidráulicas	6
2.1.1.1. Central de agua fluyente.....	7
2.1.1.2. Central de pie de presa	7
2.1.1.3. Central en canal de riego.....	8
2.2. GENERADORES ELECTRICOS	8
2.3 MAGNITUDES ELECTRICAS.....	9
2.3.1 Corriente eléctrica	9
2.3.2. Voltaje	10
2.3.3. Potencia en sistemas trifásicos.....	10
2.3.3.1. Potencia Activa (P)	10
2.3.3.2. Potencia Reactiva (Q)	11
2.3.3.3. Potencia aparente (S).....	12
2.3.4. Factor de potencia.....	13
2.3.5. Concepto de energía	14
2.3.5.1. Definición energía activa y reactiva.	14
2.4. SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS.....	15
2.5. SISTEMA DE SUPERVISION.....	15
2.6. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.....	16
2.6.1. Protocolo de comunicación DLMS-COSEM.....	16
2.6.2. Protocolo de comunicación MODBUS	17
2.6.3. Protocolo de comunicación DCON	18
2.7. ARQUITECTURA DE SISTEMA DE INFORMACION	18

2.7.1. Arquitectura Cliente-Servidor.....	19
2.8. SISTEMA DE GESTION DE BASE DE DATOS.....	20
2.8.1. MySQL	21
2.9 CASO DE ESTUDIO.....	22
2.9.1 Central hidroeléctrica.....	22
2.9.2. Componentes involucrados en el proyecto	24
2.9.3 RECONOCIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA.....	25
2.9.3.1 Medidores Trifásicos ACE ITRON SL-7000	25
2.9.3.2 Medidores PM130 Plus	26
2.9.3.3 Módulos ICP-CON 7065.....	27
2.9.3.4 Módulos ICP-CON 7051	28
2.9.4 MAGNITUDES O PARAMETROS ELECTRICOS A PROCESAR	29
2.9.5 ANALISIS Y DISEÑO DE LA SOLUCION.....	29
2.9.6 REQUERIMIENTOS Y CASOS DE USO.....	29
2.9.7 ARQUITECTURA DEL SISTEMA.....	32
2.9.7.1 Arquitectura Software	32
2.9.7.1.1 Aplicación cliente-servidor	32
2.9.7.1.2 Diseño de la red para la comunicación cliente-servidor	33
2.9.7.1.3 Definición del aspecto de las aplicaciones.....	34
2.9.8. Bus de comunicación	39
3. CAPITULO III: METODOLOGIA.....	40
3.1 TIPO DE ESTUDIO.....	40
3.2. MODELO A EMPLEAR EN EL PROCESO SOFTWARE	40
3.3. ACTIVIDADES Y PROCEDIMIENTO.....	41
4. CAPITULO V: ELABORACION E IMPLEMENTACION.....	44
4.1 Buses de comunicación para adquisición de datos	44
4.1.1 Configuración de comunicación serial ACE ITRON SL-7000.....	46
4.2 PROTOCOLOS DE LA INFORMACION.....	47
4.2.1 Protocolo de comunicación DLMS/COSEM en los medidores ACE ITRON SL-7000.....	47
4.2.1.1 Sistema de identificación de objetos referenciado (OBIS)	52
4.2.1.2 Conformación de la trama HDLC.....	53
4.3 ALMACENAMIENTO DE LA INFORMACION	56
4.3.1 Preparación del servidor.....	56
4.3.2 Estructura de tablas de la base de datos.....	58

4.3.3. Consultas SQL a emplear.....	60
4.4 RED PRIVADA VIRTUAL VPN.....	61
4.5. CODIFICACION DEL SISTEMA.....	62
4.5.1 RECONOCIMIENTO DE PUERTOS DE COMUNICACIÓN DISPONIBLES.....	62
4.5.2 CONEXIÓN A PUERTO DE COMUNICACIÓN.	63
4.5.3 ENVIO DE PETICIONES MEDIANTE TRAMAS HEXADECIMALES.....	64
4.5.4 RESPUESTA DE MEDIDORES SL-7000.....	64
4.5.5 DEFINICION DE TIMERS.....	65
4.5.6 CONEXIÓN A LA BASE DE DATOS.	66
5 RESULTADO FINAL DEL SISTEMA.....	67
5.1 ENCUESTA DE SATISFACCION CON LA IMPLEMENTACION DE LA APLICACIÓN DE VIZUALIZACION Y CONTROL.	73
5.1.1 POBLACION ENCUESTADA.....	73
5.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	80
5. ANEXOS.....	81
6.1 ANEXO 1: TRAMAS DEL PROTOCOLO DLMS/COSEM.....	81
Bibliografía.....	87

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a todas las personas que me han apoyado para la realización y culminación del mismo, a mis padres quienes siempre creyeron en mí, con sus consejos y aliento me han impulsado a cumplir mis metas y a crecer cada día más como persona y profesional y a todos mis amigos y demás familiares.

También quiero dedicar este triunfo a mi abuelo Rodrigo Antonio Velasco Magón quien desde el cielo debe de estar contento por la meta que hoy culmino.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme salud y vida para llegar a estas instancias y realizar este trabajo, a todas las personas que contribuyeron de manera directa e indirecta durante la realización del mismo, al ingeniero Juan Pablo Diago Rodríguez, quien, en calidad de director de tesis, supo guiarme con sabios consejos y sugerencias para el correcto desarrollo de este trabajo y de manera especial agradezco al Ing. Carlos Andrés Rodríguez Muños y a la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P. por todo el apoyo brindado durante la realización de este trabajo e incentivar a terminar mis estudios universitarios.

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación centrales hidroeléctricas según el país	6
Tabla 2 Requerimientos	30
Tabla 3 Codificación del campo de control de la trama HDLC.	51
Tabla 4 Códigos OBIS de Parámetros eléctricos.	53
Tabla 5 Decodificación de la trama de información.....	55
Tabla 6 Estructura de las tablas de la base de datos para los SL-7000.....	58
Tabla 7 Nombre asignado a las tablas de la base de datos SL-7000	59
Tabla 8 Tramas conformadas del protocolo DLMS/COSEM.	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Central de agua fluyente	7
Figura 2 Central de pie de presa	7
Figura 3 Central en canal de riego	8
Figura 4. Potencia Aparente.....	12
Figura 5 Triangulo de potencias	13
Figura 6 Elementos que componen el proceso de adquisición de datos.....	15
Figura 7 Modelo Cliente/Servidor	19
Figura 8 Diagrama unifilar cuarto de máquinas 1	23
Figura 9 Diagrama unifilar del cuarto de máquinas 2	23
Figura 10 Diagrama unifilar de la central Hidroeléctrica	24
Figura 11 Medidor trifásico ACE ITRON SL-7000	25
Figura 12 Medidor multifuncional PM130 Plus	26
Figura 13. Modulo ICP CON 7065.....	27
Figura 14 Modulo ICP CON 7051.....	28
Figura 15 Diagrama de casos de uso.....	31
Figura 16 Esquema de la red VPN	33
Figura 17. Pantalla inicial de la aplicación cliente y servidor	34
Figura 18 Pantalla para conexión con puerto de comunicación	35
Figura 19 Pantalla magnitudes eléctricas SL-7000	35
Figura 20 Generar reporte diario fronteras	36
Figura 21 Consulta de datos fronteras	37
Figura 22 Promedio de energía eléctrica generada cada hora.....	38
Figura 23 Notificaciones del sistema de monitorización	38
Figura 24 Esquema general de bus de comunicación.....	39
Figura 25 Modelo de desarrollo software escalonado	40
Figura 26 Diagrama de actividades y procedimientos.....	43
Figura 27 Diagrama de conexión de buses de comunicación	44
Figura 28 Tarjeta de conexión para bus de datos Full-Dúplex	45
Figura 29 Tarjeta de conexión de nodo del bus de datos Full-Dúplex.....	45
Figura 30 Bus de comunicación RS-485 con los medidores SL-7000.....	46
Figura 31 Configuración del puerto serie de ACE ITRON SL-7000.....	47
Figura 32 Campos de las tramas HDLC.....	48
Figura 33 Codificación del campo de formato	49
Figura 34 Codificación campo de direcciones	50
Figura 35 Interpretación del campo de direcciones.....	50
Figura 36 Codificación del campo de control.....	51
Figura 37 Grupos de identificación del código OBIS	52
Figura 38 Tramas HDLC conformadas para el intercambio de datos.....	54
Figura 39 Prueba de envío de tramas HDLC conformadas.....	54
Figura 40 Identificación de las tramas de respuestas HDLC.....	55

Figura 41 Panel de control XAMPP	57
Figura 42 Pantalla inicio de phpMyAdmin	57
Figura 43 Creación de la base de datos.....	58
Figura 44 Estructura de la tabla de la base de datos de los medidores SL-7000 .	59
Figura 45 Creación de una VPN con Hamachi.....	61
Figura 46 Interfaz de Hamachi desde computador cliente VPN establecida	62
Figura 47. Código reconocimiento de puerto serial	63
Figura 48. Código conexión a puerto serial.....	63
Figura 49. Código envío de datos del cliente.	64
Figura 50. Código conversión respuestas de los elementos de medición SL-7000	65
Figura 51. Código Definición de Timers	65
Figura 52. Código conexión a la base de datos.	66
Figura 53 Pantalla inicio de sesión Servidor y Cliente.....	67
Figura 54. Registro de usuarios.	68
Figura 55. Recuperación de contraseña	68
Figura 56 Conexión a puerto de comunicación aplicación servidor.....	69
Figura 57 Lectura de magnitudes eléctricas con la aplicación Cliente y Servidor .	69
Figura 58. Pregunta de cuestionario.	70
Figura 59. Pregunta de cuestionario.	70
Figura 60. Toma de medidas antes de la implementación de la aplicación.	71
Figura 61. Toma de medidas con la aplicación.	71
Figura 62 Consulta de datos aplicación Cliente y Servidor	72
Figura 63. Comportamiento Generador 3.....	72
Figura 64. Población encuestada.	73
Figura 65. Pregunta de cuestionario.	74
Figura 66. Pregunta de cuestionario.	74
Figura 67. Pregunta de cuestionario.	75
Figura 68. Pregunta de cuestionario.	75
Figura 69. Pregunta de cuestionario.	76
Figura 70. Pregunta de cuestionario.	76
Figura 71. Pregunta de cuestionario.	77
Figura 72. Pregunta de cuestionario.	77
Figura 73. Pregunta de cuestionario.	78
Figura 74. Pregunta de cuestionario.	78
Figura 75. Pregunta de cuestionario.	79

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1 Potencia activa (P).....	10
Ecuación 2 Potencia reactiva (Q).....	11
Ecuación 3 Potencia aparente (S).....	12
Ecuación 4. Factor de potencia. Fuente: [10].....	13
Ecuación 5. Energía. Fuente: [9].....	14

LISTA DE FOTOGRAFIAS

Fotografía 1 Central Hidroeléctrica de EMEESA S.A E.S.P.....	22
--	----

RESUMEN

La presente investigación describe el desarrollo de un sistema de visualización y control de magnitudes eléctricas entregadas por los elementos de medición SL-7000 pertenecientes al área de generación instalados en la pequeña central hidroeléctrica de la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P, como potencia, corriente, voltaje, entre otros, haciendo uso de tecnologías de bajo costo y teniendo en cuenta que gran parte de los elementos que conforman el sistema de medición se encuentran implementados en campo y serán utilizados para el desarrollo del mismo.

Inicialmente en la fase de análisis, se identificaron los requerimientos funcionales del sistema, para la adquisición de las variables se realizó la conexión adecuada de los buses de comunicación a los elementos de medición SL-7000 quienes son los encargados de proporcionar esta información, en la fase de diseño se realizó un prototipo visual del sistema, teniendo en cuenta que debe ser de fácil manejo y entendible para cualquier usuario, el almacenamiento de los datos recolectados se realizó a través del modelo de datos SQL, la implementación de codificación del sistema se desplegó en un entorno de aplicación de escritorio, permitiendo la visualización de los datos en tiempo real y datos históricos.

Finalmente, en base a los resultados obtenidos de encuestas y pruebas, se concluyó que el sistema de visualización y control de magnitudes eléctricas entregadas por los elementos de medición SL-7000, cumple a cabalidad con los objetivos planteados para esta investigación.

PALABRAS CLAVE: Hidroeléctrica, software, hardware, energía eléctrica, SL-7000, comunicación serial, arquitectura cliente-servidor, bus de datos, internet.

ABSTRACT

This research describes the development of a visualization and control system of electrical quantities delivered by the SL-7000 measuring elements belonging to the generation area installed in the small hydroelectric plant of the Empresa Municipal de Energía Eléctrica SA ESP, such as power, current, voltage, among others, making use of low-cost technologies and taking into account that a large part of the elements that make up the measurement system are implemented in the field and will be used for its development.

Initially in the analysis phase, the functional requirements of the system were identified, for the acquisition of the variables, the adequate connection of the communication buses to the SL-7000 measurement elements was made, who are in charge of providing this information, in the Design phase, a visual prototype of the system was made, taking into account that it must be easy to use and understandable for any user, the storage of the collected data was done through the SQL data model, the coding implementation of the system was deployed in a desktop application environment, allowing the visualization of real-time data and historical data.

Finally, based on the results obtained from surveys and tests, it was concluded that the visualization and control system of electrical quantities delivered by the SL-7000 measuring elements fully meets the objectives set for this research.

KEY WORDS: Hydroelectric, software, hardware, electric energy, SL-7000, serial communication, client-server architecture, data bus, internet.

INTRODUCCION

En un escenario industrial, la medición y registro de variables que intervienen en un proceso son fundamentales para analizar su funcionamiento y realizar una toma de decisiones mucho más efectiva en cuanto a la utilización de recursos, control de máquinas, costos de producción y operación, entre otros.

Las plantas generadoras de energía, entre ellas las hidroeléctricas, están destinadas a suministrar este importante insumo necesario para el funcionamiento y desarrollo de actividades diarias y económicas de las personas de una o varias poblaciones, de manera ininterrumpida y continua preferiblemente; por tal razón, este proceso es indispensable mantenerlo visualizado y controlado, de esta manera, es de vital importancia y deben de ser incorporados sistemas de medición y monitorización que proporcionen información fiable sobre su estado y el de la producción.

Así pues, La Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P no es ajena a esa necesidad de tener controlado y visualizado constantemente su proceso productivo, dado su misión de satisfacer las necesidades del sector energético, por tanto, cuenta, en gran parte, con varios de los elementos que conforman un sistema de visualización y control, como lo son el servidor encargado de realizar operaciones en la base de datos, los equipos de captura de señales, sensores, entre otros. Es por ello, que se hace posible llevar a cabo la implementación de un sistema de visualización y control de magnitudes eléctricas entregadas por los elementos de medición SL-7000.

CAPITULO I: PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad, el rol que desempeña la tecnología es de suma importancia para el hombre y la sociedad. Uno de los usos más vanguardistas que se le ha dado a los avances tecnológicos es mejorar las operaciones y procesos industriales de las empresas.

En el departamento del Cauca, la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P, sostiene como giro de negocio la distribución y comercialización de la energía eléctrica, con la utilización de sus propios sistemas de transmisión y generación para brindar este servicio a los municipios aledaños los cuales son Purace, Coconuco y Popayán.

Por tal razón la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P con el fin de mejorar el proceso de generación de energía eléctrica y a su vez cumplir con la creciente demanda de los clientes, opto por la implementación de un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), mediante el cual se pudiera obtener una mayor productividad y a su vez visualizar la información en tiempo real de todas las variables dentro del proceso de automatización y desarrollo, convirtiendo este sistema en la parte central del monitoreo y comunicación.

Ahora bien, la vida útil de la unidad terminal maestra que alojaba el sistema SCADA expiro debido a que muchas de las partes que lo conformaban (sensores, componentes hardware y software) dejaron de realizar sus trabajos correspondientes, perjudicando el desarrollo de actividades importantes (mando, procesamiento, supervisión y almacenamiento de datos); además, al perder el funcionamiento del mencionado sistema, la instrumentación empleada para censar las señales eléctricas del proceso quedo implementada en campo, es por esto que en la actualidad, no se están adquiriendo adecuadamente las señales arrojadas por los 5 equipos de medición SL-7000, instalados en la central hidroeléctrica; en consecuencia, se requiere de un operario que se desplace hasta el lugar para poder supervisar el estado del proceso.

Por consiguiente, se planteó la siguiente pregunta de investigación: ¿Cómo desarrollar un sistema que permita el monitoreo remoto de las magnitudes eléctricas entregadas por los instrumentos de medición SL-7000 ubicados en la central hidroeléctrica de la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P y que a su vez apoye en la toma de decisiones?

1.2. JUSTIFICACION

Las motivaciones practicas se revelan en el interés del investigador como futuro ingeniero, por optar a la solución de problemas determinados que afecten a organizaciones públicas y privadas, agrandando sus conocimientos los cuales se manifiestan en la creación de nuestra propia tecnología y de acuerdo a nuestras necesidades.

Así mismo, uno de los problemas que vive la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P. (EMEESA) es la falta de implementación tecnológica y automatización industrial, y como las existentes en el mercado son muy costosas, entonces la implementación de un sistema de supervisión y monitoreo remoto utilizando las herramientas con las que cuenta la empresa solucionaría en parte esta necesidad.

Esta creciente necesidad tecnológica más la de contar con información en tiempo real de procesos productivos de la central hidroeléctrica, así como el registro y gestión de datos para la toma de decisiones oportunamente y sin la necesidad de estar cerca de las líneas de producción, es una ventaja que se puede aprovechar de este tipo de sistemas.

En el mercado existe gran variedad de sistemas de supervisión y monitoreo remoto en tiempo real, pero estas tecnologías implican un costo elevado para la mayoría de las empresas de nuestra región, y cualquier necesidad adicional en particular por parte de los usuarios requiere de un costo adicional, haciendo de estas tecnologías aún más costosas y prácticamente inaccesibles.

La implementación de un sistema de supervisión y adquisición de datos para el monitoreo de procesos con capacidad de ser ejecutado en plataformas de escritorio, con funciones de almacenamiento y acceso remoto para los usuarios del sistema, reduce sustancialmente los costos de implementación y operación al utilizar las herramientas con las que cuenta la empresa. De tal manera, que el sistema que se presenta sea una herramienta que brinde altas prestaciones para implementarse de forma sencilla, con el mínimo requerimiento de licencias de software, no dependiendo de un fabricante.

Sin embargo, es difícil para la empresa la accesibilidad a estos últimos avances tecnológicos debido al elevado costo que significan y es este el motivo por el cual en el presente proyecto se pretende diseñar e implementar un sistema de supervisión, monitoreo y control remoto basado en software profesional mucho menos costoso.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo General

- Implementar una herramienta informática que permita automatizar la supervisión en el proceso de toma de medidas energéticas entregadas por los elementos de medición SL-7000 pertenecientes al área de generación, ubicados en la pequeña central hidroeléctrica (PCH) de la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P. Puracé – Coconuco y que a su vez apoye en la toma de decisiones.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Determinar los requerimientos funcionales del sistema a implementar.
- Desarrollar la base de datos en la cual se alojará la información proporcionada por los equipos de medición.
- Diseñar e implementar un sistema para la visualización de las señales de forma remota.
- Realizar pruebas para evaluar el buen funcionamiento del sistema.

CAPITULO II: MARCO TEORICO O REFERENTES CONCEPTUALES.

2. MARCO REFERENCIAL

Para aclarar el contexto en el que se desarrolla este proyecto, a continuación, se abordaran una serie de conceptos y definiciones que corresponden a distintos campos del conocimiento; desde los diferentes elementos que hacen parte de una central hidroeléctrica, los principales parámetros que intervienen en su proceso, los sistemas de adquisición y transmisión de datos y los sistemas de almacenamiento de información, entre otros, fundamentos teóricos que resultan de interés y se consideran pertinentes para la ejecución del trabajo.

2.1. ENERGIA HIDRAULICA

La energía hidráulica se refiere al aprovechamiento de la energía potencial que se encuentra acumulada en el agua al existir una diferencia de altura entre el nivel superficial y la base de la presa donde se encuentra ubicada la central. El agua almacenada se hace pasar por unos conductos transformando así la energía potencial en energía cinética con la que el agua consigue alcanzar velocidades muy grandes para ser capaz de mover las turbinas que se encuentran situadas en la central [1].

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) considera pequeña central a las que tienen una potencia instala entre 1.000 y 10.000 Kw, pero en otros países europeos y asiáticos, tienen diferentes clasificaciones de las pequeñas centrales hidroeléctricas; esto debido a los distintos niveles de desarrollo alcanzados por cada país, así como de las particularidades y condiciones ambientales con las que se cuentan, otros de los parámetros tenidos en cuenta en su clasificación son, potencia, altura de carga, régimen de trabajo entre otros [1]. **(Tabla 1)**.

Tabla 1 Clasificación centrales hidroeléctricas según el país

Potencia límite instalada de la central (kW)			País, organización internacional
Pequeña central	Minicentral	Microcentral	
$P_{ins} \leq 30.000$	$P_{ins} = 100 - 1000$	$P_{ins} \leq 100$	CEI (antigua URSS)
$P_{ins} \leq 30.000$			Estados Unidos
$P_{ins} \leq 12.000$			China y países del sudeste de Asia
$P_{ins} \leq 10.000$			América Latina (OLADE)
$P_{ins} \leq 5.000$			UNIDO, Austria, España *, India, Canadá, Francia, Alemania y otros
$P_{ins} \leq 10.000 (*)$			

Fuente: tomada de [2].

2.1.1. Tipos de centrales hidráulicas

Las centrales hidroeléctricas están condicionadas por las peculiaridades y características que presente el lugar donde vayan a ser ubicadas. Cuando se vaya a poner en marcha una instalación de este tipo hay que tener en cuenta que la topografía del terreno va a influir tanto en la obra civil como en la selección de la maquinaria [3].

Según el emplazamiento de la central hidroeléctrica se realiza la siguiente clasificación general:

- Central de agua fluvente: Captan una parte del caudal del río, lo trasladan hacia la central y una vez allí utilizado se devuelve al río [3].
- Central de pie de presa: se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros usos, aprovechando el desnivel creado por la propia presa [3].
- Centrales de canal de riesgo o de abastecimiento [3].

2.1.1.1. Central de agua fluyente

Es aquel aprovechamiento en el que se desvía parte del agua del río mediante una toma, y a través de canales o conducciones se lleva hasta la central donde será turbinada. Una vez obtenida la energía eléctrica, el agua desviada es devuelta nuevamente al río, como se observa en la **(Figura 1)** [3].

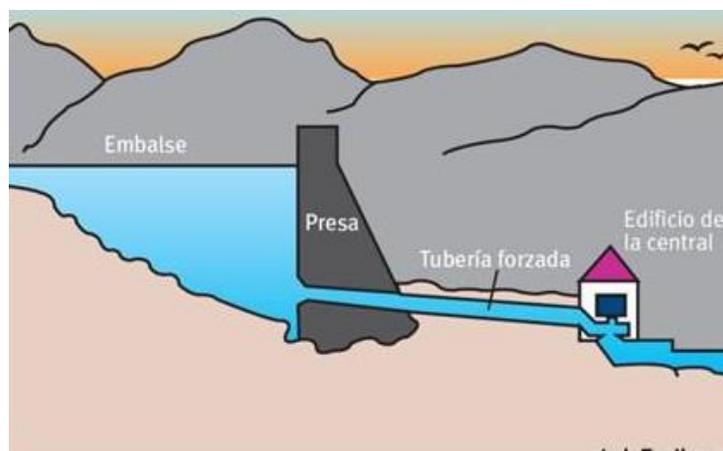
Figura 1. Central de agua fluyente. Fuente: [4] .



2.1.1.2. Central de pie de presa

Es aquel aprovechamiento en el que existe la posibilidad de construir un embalse en el cauce del río para almacenar los aportes de este, además del agua procedente de las lluvias. La principal característica es que cuenta con la capacidad de regulación de los caudales de salida del agua, que será turbinada en los momentos que se precise, como se muestra en la **(Figura 2)** [3].

Figura 2 Central de pie de presa. Fuente: [4].



2.1.1.3. Central en canal de riego

Se distinguen dos tipos de centrales dentro de este grupo:

- Aquellas que utilizan el desnivel existente en el propio canal, mediante la instalación de una tubería forzada, paralela a la vía rápida del canal, se conduce el agua hasta la central, devolviéndola posteriormente a un curso normal del canal.
- Aquellas que aprovechan el desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano. La central se instala cercana al río y se turbinan las aguas excedentes en el canal.

Figura 3 Central en canal de riego. Fuente: [4].



2.2. GENERADORES ELECTRICOS

Un generador es una maquina eléctrica rotativa que transforma energía mecánica en energía eléctrica. Lo consigue gracias a la interacción de sus componentes principales: el rotor (parte giratoria) y el estator (parte estática) [5].

Cuando un generador eléctrico está en funcionamiento, una de las dos partes genera un flujo magnético (actúa como inductor) para que el otro lo transforme en electricidad (actúa como inducido) [6].

Los generadores eléctricos se diferencian según el tipo de corriente que producen, dando lugar a dos grandes grupos: los alternadores y los dinamos. Los alternadores generan electricidad en corriente alterna y los dinamos generan electricidad en corriente continua [7].

2.3 MAGNITUDES ELECTRICAS.

En este apartado, se realizará una contextualización de los diversos parámetros o magnitudes que son reflejados en el proceso de la generación de energía eléctrica, la corriente, la tensión, la potencia y el factor de potencia, entre otras, son definidas a continuación, dado que son nombradas en el desarrollo del proyecto.

2.3.1 Corriente eléctrica

Es denominada **corriente eléctrica** al flujo de electrones en el seno de un material conductor. Este flujo parte desde una fuente con un potencial eléctrico determinado hacia otro punto con un potencial eléctrico menor. Existen dos tipos de corriente: la corriente continua y la corriente alterna [8].

En primer lugar, la **corriente continua** es aquella que se caracteriza principalmente por el flujo continuo de electrones en un circuito eléctrico cerrado. Los electrones viajan de un polo negativo hacia el polo positivo de la fuente, entre las fuentes que proporcionan este tipo de corriente se encuentran las baterías o pilas [8].

En segundo lugar, la **corriente alterna** a diferencia de la corriente continua, presenta cambios de polaridad y sentido de movimiento de las cargas eléctricas de forma periódica, esta corriente es empleada para el uso industrial y doméstico y es creada en centrales hidroeléctricas, centrales térmicas o nucleares a través de generadores llamados alternadores [6].

Debido a la naturaleza de este proyecto, el tipo de corriente a tratar es la corriente alterna, producida por los diferentes generadores trifásicos pertenecientes a la central hidroeléctrica de la empresa. Este sistema cuenta con dos tipos de corrientes, la corriente de fase y la corriente de línea [6].

La **corriente de fase**, se define como la corriente que circula por una de las cargas conectadas al sistema trifásico. Mientras que la **corriente en línea**, se define como la corriente que circula a través de la instalación eléctrica [6].

2.3.2. Voltaje.

El voltaje o diferencia de potencial se puede definir como la cantidad de energía o trabajo necesario para mover o transportar una determinada cantidad de carga eléctrica. Generalmente, se usa 1 Julio de energía para mover una carga de 1 Culombio de un punto a otro. El potencial entre estos dos puntos se llama voltaje [8].

De igual manera que en la corriente, en un sistema trifásico se definen dos tipos de voltajes o tensiones, la tensión de fase y la tensión de línea [6].

La **tensión de fase**, es la diferencia de tensión que aparece entre los bornes de una de las cargas conectadas al sistema trifásico y neutro. Mientras que la **tensión de línea**, se define como la diferencia de tensión que aparece entre los conductores de la instalación.

2.3.3. Potencia en sistemas trifásicos.

La potencia en sistemas trifásicos es la capacidad que tiene una maquina o una instalación de red eléctrica de producir o demandar energía, dentro de este sistema se encuentra la potencia activa, potencia reactiva y potencia aparente [6].

2.3.3.1. Potencia Activa (P)

La potencia activa representa la capacidad de una instalación eléctrica para transformar la energía eléctrica en trabajo útil: mecánica (movimiento o fuerza), lumínica, térmica, química, etc. [6].

Esta potencia es realmente la consumida en una instalación eléctrica. Se representa por P y se mide en vatios (W). La suma de esta potencia activa a lo largo del tiempo es la energía activa (kWh), que es lo que factura la compañía eléctrica (termino de energía) [6].

Su valor se observa en la **Ecuación 1**:

Ecuación 1 Potencia activa (P)

$$P = V * I \cos\theta$$

Ecuación tomada de [9].

Donde:

V= Voltaje de la corriente, expresada en volt

I = Intensidad de la corriente eléctrica, expresada en ampere (A)

Cos Ø = cos del ángulo o factor de potencia.

Descripción tomada de [9].

2.3.3.2. Potencia Reactiva (Q)

La potencia reactiva (y la energía reactiva) no es una potencia (energía) realmente consumida en la instalación, ya que no produce trabajo útil debido a que su valor medio es nulo. Aparece en una instalación eléctrica en la que existen bobinas o condensadores, y es necesaria para crear campos magnéticos y eléctricos en dichos componentes. Se representa por Q y se mide en voltiamperios reactivos (VAr).

La compañía eléctrica mide la energía reactiva con el contador (kVArh) y si se superan ciertos valores, incluye un término de penalización por reactiva en la factura eléctrica [9].

Su valor se observa en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2 Potencia reactiva (Q)

$$Q = V * I \text{Sen} \theta$$

Ecuación tomada de [9].

Donde:

V = Voltaje de la corriente, expresado en volt.

I = Intensidad de la corriente eléctrica, expresada en ampere (A)

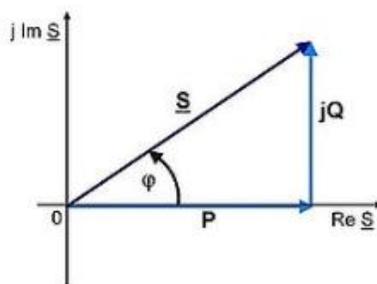
Sen Ø = seno del ángulo.

Descripción tomada de [9].

2.3.3.3. Potencia aparente (S)

La potencia aparente es la suma vectorial de las potencias activa y reactiva, según se muestra en la (**Figura 4**). Se representa por S y se mide en voltiamperios (VA). Para una tensión dada la potencia aparente es proporcional a la intensidad que circula por la instalación eléctrica. [6].

Figura 4. Potencia Aparente. Fuente: [6] .



Dado que la potencia activa (P) es la que define el trabajo útil en la instalación (necesidades del edificio o planta industrial) podemos considerarla fija. Por tanto, a mayor potencia reactiva (Q) mayor potencia aparente (S) y por tanto mayor circulación de intensidad por la instalación eléctrica.

Es decir, si en una instalación eléctrica existe potencia reactiva (Q), hace que la intensidad que circula sea mayor que la necesaria para el trabajo útil demandado [6].

Su valor se observa en la **Ecuación 3**.

Ecuación 3 Potencia aparente (S).

$$S = V * I$$

Ecuación tomada de [9].

Donde:

S = Potencia aparente total, expresada en volt-ampere (VA).

V = Voltaje de la corriente, expresado en volt.

I = Intensidad de la corriente eléctrica, expresada en ampere (A).

Descripción tomada de [9].

2.3.4. Factor de potencia

El factor de potencia es, pues, una unidad de medida de la eficiencia eléctrica, sirve para determinar el nivel de rendimiento de un equipo eléctrico.

Como ejemplo de esas pérdidas de energía podemos utilizar los motores eléctricos. En los motores existen bobinas de cobre que generan un campo electromagnético al ser atravesados por una corriente eléctrica. Ese campo eléctrico mueve un eje que es el que produce la energía mecánica (energía útil en nuestro caso) que necesitamos.

Pero parte de la energía consumida se pierde en la creación de ese campo electromagnético, esta energía no es útil porque no termina transformado se en energía mecánica.

Lo mismo ocurre en la iluminación mediante tubos fluorescentes, donde también hay una pérdida de energía que no se convierte en energía luminosa.

El factor de potencia es un numero resultante del cociente entre la potencia consumida y la potencia generada. [10].

Su valor se observa en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Factor de potencia. Fuente: [10].

$$FP \text{ (Factor de potencia)} = \text{energía absorbida} / \text{energía útil}$$

Si el resultado es 1, sería un aprovechamiento del 100% de la energía. Es una situación ideal porque implica que toda la energía que se consume es aprovechada. Cuando mayor sea el resultado de ese cociente, mayor es el grado de aprovechamiento eléctrico.

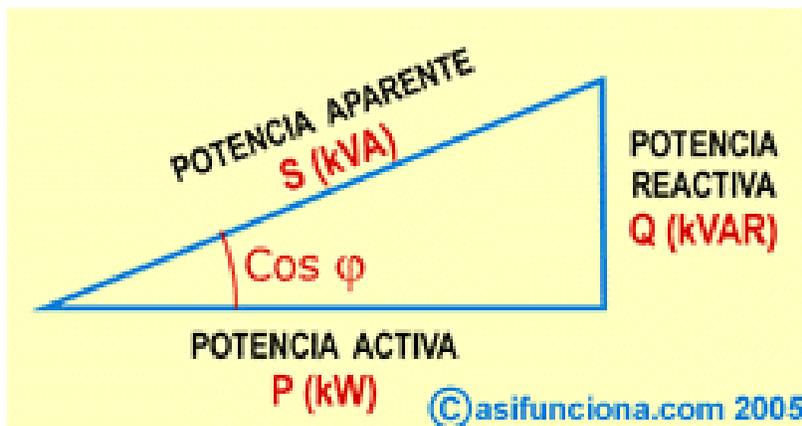


Figura 5 Triangulo de potencias Referencia: [11].

Como se podrá observar en la (**Figura 5**), el factor de potencia representa el valor del ángulo que se forma al representar gráficamente la potencia activa (P) y la potencia aparente (S), es decir, la relación existente entre la potencia real de trabajo y la potencia total consumida por la carga o el consumidor conectado a un circuito eléctrico de corriente alterna.

2.3.5. Concepto de energía

La energía ha constituido una pieza clave para el desarrollo de la humanidad. El hombre, desde el principio de su existencia, ha necesitado la energía para sobrevivir y avanzar. Pero ¿Qué es la energía y porque tiene tanta importancia?

La energía es la capacidad de los cuerpos para realizar un trabajo y producir cambios en ellos mismos o en otros cuerpos. Es Decir, el concepto de energía se define como la capacidad de hacer funcionar las cosas [5].

La energía en un circuito eléctrico, se puede definir como la cantidad de potencia consumida o transferencia durante un tiempo determinado, por lo tanto, la energía es sinónimo de trabajo

Ecuación 5. Energía. Fuente: [9].

$$\text{Energía} = \text{Trabajo} = \text{Potencia} * \text{Tiempo}$$

$$R = r * t$$

Dependiendo del tipo de potencia consumida o transferida, la energía puede ser también activa o reactiva.

2.3.5.1. Definición energía activa y reactiva.

La energía (Positiva) activa es la que se convierte en trabajo “útil” (Mecánico y/o calor), mientras que la energía reactiva se utiliza para la generación de campos eléctricos y magnéticos de determinados receptores, como son los bobinados de motores y condensadores instalados en los ordenadores y equipos electrónicos. La reactiva, oscila entre la fuente y la carga y no efectúa trabajo propiamente dicho [6].

Generalmente, la factura de consumo de energía viene determinada por la cantidad de energía activa consumida, en algunos casos, cuando la energía reactiva consumida por una maquina o instalación eléctrica supera los límites establecidos, esta se ve reflejada en la facturación [6].

Dado lo anterior, es importante que las compañías eléctricas dedicadas a la generación, transmisión y distribución de energía, instalen medidores que se encarguen de registrar la cantidad y el tipo de energía que circula por la red eléctrica.

2.4. SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS

La adquisición de datos es un proceso mediante el cual fenómenos físicos del mundo real, son transformados en señales eléctricas. Estas señales son medidas y convertidas en formato digital para su procesamiento, análisis y almacenamiento en una computadora. Para ello se utiliza un módulo de digitalización o tarjeta de Adquisición de Datos (**DAQ**). Un sistema de adquisición de datos (**Figura 6**) se compone básicamente de [12], [13]:

- Sensores y transductores
 - Acondicionamiento de la señal
 - Hardware y software para la adquisición de datos, PC (sistema de operación)
- Figura 6 Elementos que componen el proceso de adquisición de datos.



Fuente tomada de [14].

2.5. SISTEMA DE SUPERVISION

Los sistemas de supervisión o monitorización se han convertido en una necesidad de la actual industria, pues hacen posible que los procesos industriales que exigen calidad, rendimiento y costos económicos bajos, puedan ser accesibles y además permitan el seguimiento continuo de estos procesos mediante software de monitorización o control que realizan el registro de los datos involucrados en este; así mismo conllevan consigo beneficios como comodidad y eficiencia en la interacción del sistema con el operario, entre otros [15].

Un sistema de supervisión que realiza tareas como detección de fallos, diagnóstico y posteriormente la reconfiguración del sistema, según [15], se considera como un sistema de **supervisión experto**.

Por otra parte, aquellos sistemas de supervisión que no realizan las tareas anteriormente mencionadas, “es considerado como un sistema de vigilancia y asistencia al operario y se concibe como **sistema de monitorización**” [15], tal es el caso del presente proyecto, que va dirigido a dar soporte al operario encargado, por medio del seguimiento de las variables del proceso a través de una aplicación en la cual se realizara el seguimiento de datos de dichas variables y es el operario quien decidirá la existencia de fallos o anomalías.

2.6. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Se conoce bajo el nombre de protocolo de comunicación, al conjunto de reglas que permiten la transferencia e intercambio de datos entre los distintos dispositivos que conforman una red. Estos protocolos han tenido un proceso evolutivo gradual a medida que la tecnología ha avanzado [16].

Este apartado se refiere a los protocolos de comunicación más usados en la industria y principalmente centrándonos en el protocolo DLMS/COSEM (Device Language Message Specification / Companion Specification for Energy Metering) el cual será la base de este proyecto, con el propósito de exponer sus principales y fundamentales características.

2.6.1. Protocolo de comunicación DLMS-COSEM

DLMS/COSEM es un protocolo de comunicación o método de transporte de información entre equipos de medición y sistemas de recopilación de información, que además permite la identificación de todos los datos de medición. Está basado en un lenguaje diseñado para estandarizar el intercambio de datos de medición e información de control (DLMS) entre dispositivos de medición orientados al sector de servicios públicos y acompañado conjuntamente por COSEM, apoyados en los estándares de las normas de la comisión electrotécnica internacional IEC-62056 [17].

Este protocolo define el acceso a los datos y la estructura del mismo, obteniendo una arquitectura que permite la interoperabilidad entre equipos de medición independientes del medio de comunicación [17], Por otra parte, DLMS/COSEM cuenta con unas especificaciones sobre el modelado de objetos, arquitectura del

modelado, recopilación de pruebas y glosario relacionado con el protocolo que son mejor descritas en los libros digitales de colores [18]. **ANEXO 1.**

- **El libro azul** describe la interfaz de modelado de objetos del protocolo DLMS/COSEM y el sistema de identificación de objetos OBIS
- **El libro verde** describe la arquitectura y los protocolos que incluyen el modelo.
- **El libro Amarillo** es el encargado de recopilar todas las pruebas de conformidad del protocolo DLMS/ COSEM para probar y certificar las especificaciones descritas en el libro azul
- **El libro Blanco** contiene un glosario de términos de DLMS/COSEM.

2.6.2. Protocolo de comunicación MODBUS

Este protocolo ha sido acogido y utilizado por muchos fabricantes a tal punto que se ha convertido en un estándar de facto para la automatización de las industrias gracias a su particular estructura de tramas [19].

Modbus es un protocolo desarrollado por la empresa MODICON para crear un nivel de aplicación estándar para redes de comunicación aplicada en ambientes industriales. Modbus es una red enmarcada en el concepto de bus de campo de control y como tal emplea los niveles 1,2 y 7 del modelo OSI correspondientes a la capa física, la capa de enlace y la capa de aplicación. Se basa en el paradigma maestro- esclavo con una estructura de bus lineal en donde solo existe un maestro y es quien controla el acceso al medio y monitoriza el funcionamiento de la red, dentro de la cual, uno o más dispositivos cumplen con el papel de esclavo que responden y proceden según lo requerido por el maestro. La interfaz de la capa física puede estar configuradas bajo los estándares RS-232, RS-422 o RS-485 [19].

Así mismo, Modbus posee dos modos de comunicación serie conocidos como ASCII y RTU para el intercambio de mensajes entre diferentes dispositivos que conforman la red. Estos mensajes son conocidos como tramas y están conformados por un conjunto de caracteres cuya longitud en bits está determinada por el modo de transmisión que se emplee. Las tramas contienen los datos necesarios para reconocer el origen y el objetivo de cada mensaje [19].

2.6.3. Protocolo de comunicación DCON

Este protocolo de comunicación fue desarrollado por la empresa ICP DAS distribuidora de módulos de adquisición de datos como los módulos ICP CON 7065 e ICP CON 7051.

Este consiste en el envío de comandos o peticiones por parte del maestro y respuestas generadas y transmitidas por los esclavos. La comunicación entre el módulo y el maestro es en formato ASCII a través de la interfaz estándar de comunicación serial RS-485. Además, dentro de la red o bus de datos, cada módulo debe tener un número de identificación único que se utiliza para fines de direccionamiento [20]. Todos los comandos enviados a los módulos contienen la dirección de identificación, lo que significa que solo el módulo direccionado responderá a la solicitud del maestro.

2.7. ARQUITECTURA DE SISTEMA DE INFORMACION

Un sistema de información (S.I.) es un conjunto de procedimientos manuales y funciones dirigidas a la recolección, elaboración, almacenamiento y distribución de información dentro de una organización, orientado a promover el flujo de las mismas desde el punto en el que se generan hasta el destinatario final [21].

Las principales funciones de los sistemas de información son: la entrada y recopilación de datos, el cálculo o procesamiento mediante la cual el S.I. transforma los datos en información utilizable por el propio sistema o en forma ajena al mismo, el almacenamiento de la información, la comunicación estrechamente relacionada con el mundo de las telecomunicaciones y la presentación de la información de modo que permita al usuario percibir y actuar sobre los hechos reflejados en la misma. Todas estas funciones deben de ser aclaradas mediante la arquitectura del sistema, con la cual se define de manera abstracta los componentes que llevan a cabo determinadas tareas, sus interfaces y el modo de comunicación entre componentes [21].

Usualmente, para desarrollar un sistema de información en concreto, no se requiere crear una nueva arquitectura software, ya que se puede adoptar una arquitectura conocida dependiendo las ventajas y desventajas que se presentan en cada caso en particular. De este modo, se puede encontrar comúnmente arquitectura en capas, arquitectura cliente servidor, entre otros [22].

2.7.1. Arquitectura Cliente-Servidor

Esta sección se refiere a la arquitectura Cliente-Servidor, puesto que en el sistema a desarrollar se empleará una aplicación con este tipo de arquitectura, al convertir en un servidor a un computador encargado de recopilar información del proceso de generación de energía eléctrica y que brinda servicios a las peticiones hechas por el sistema de monitorización remoto de magnitudes, el cual hace las veces de cliente.

La arquitectura cliente-servidor, se puede definir como un modelo de aplicación distribuida en el que las tareas se reparten entre los distribuidores de recursos o servicios llamados servidores y los solicitantes llamados clientes. En este modelo el cliente realiza peticiones a otro programa y el servidor es quien da respuestas asociadas a la información solicitada [23].

Un sistema que utiliza este tipo de arquitectura presenta el siguiente esquema de funcionamiento [24].

1. El sistema de monitorización solicita información al servidor.
2. La petición del sistema de monitorización es recibida por parte del servidor.
3. La solicitud es procesada por el servidor.
4. El servidor da respuesta al sistema de monitorización.
5. El sistema de monitorización procesa la información recibida.

Esquema tomado de [24].

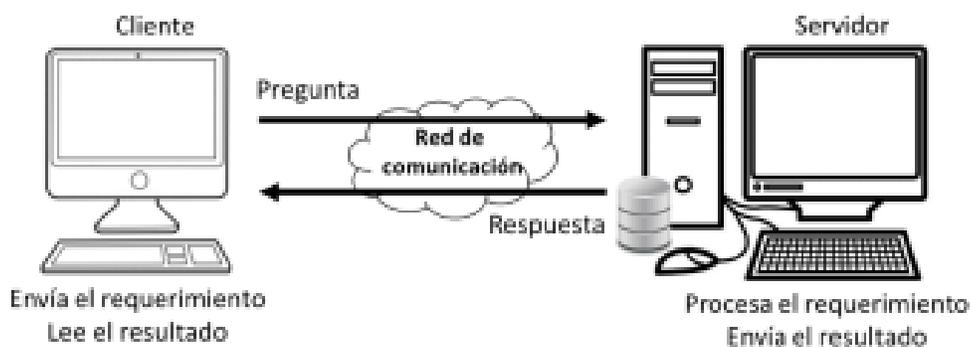


Figura 7 Modelo Cliente/Servidor Fuente: [25]

Según la estructura mostrada en la **Figura 7**, los clientes generalmente llevarán a cabo las siguientes funciones [23].

- Interactuar con el servidor a través de la interfaz de la aplicación.
- Generar solicitudes de bases de datos.

- Esperar y recibir respuestas del servidor.
- Formatear y presentar los resultados.

Por otra parte, las principales funciones del servidor son las siguientes [23].

- Aceptar los requerimientos de base de datos que hacen los clientes.
- Procesar dichas peticiones o requerimientos.
- Por lo general pueden responder a varios clientes simultáneamente.

Como se puede apreciar en las funciones tanto del servidor como del cliente, uno de los recursos más empleados en este tipo de arquitecturas es la gestión de la información a través de bases de datos, tema muy importante a tratar y conceptualizar en este proyecto.

2.8. SISTEMA DE GESTION DE BASE DE DATOS

La mayoría de los sistemas computacionales utilizan una base de datos para manejar información.

Usualmente, se utiliza un conjunto de programas para definir, administrar y procesar una base de datos, llamados sistemas de administración de bases de datos o sistemas de gestión de base de datos (SGBD) [26].

Un sistema de gestión de base de datos es una herramienta de propósito general que permite crear bases de datos de cualquier tamaño y complejidad y con propósitos específicos distintos. Su principal objetivo es proporcionar una forma de almacenar y recuperar la información de una base de datos de manera que sea tanto practica como eficiente.

Además, permiten obtener listados impresos de datos, generar pequeños programas de mantenimiento de la BD, o ser empleado como servidor de datos para programas realizados en cualquier lenguaje de programación. Los SGBD realizan el papel de interfaz entre el usuario, las aplicaciones que lo utilizan y la base de datos que contiene la información. Siendo esto no visible al usuario final y encargándose en todo momento de la privacidad, la integridad y la seguridad de la información [27]. Las características fundamentales de un Sistema de Gestión de Base de Datos son las siguientes [24]:

- Mantener de forma independiente el método de almacenamiento y el programa que gestiona los datos (servidor) del programa desde el cual se realizan consultas (cliente).

- Permiten consultas complejas, cuya resolución se encuentra totalmente optimizada y es expresada con el uso de un lenguaje formal (SQL).
- Garantizan la ausencia de conflictos o problemas de seguridad ante el acceso de varios usuarios autorizados de forma concurrente, solventando problemas de integridad o pérdida de información en accesos simultáneos. Esto es conseguido gracias al sistema de categorización de permisos y división de usuarios en grupo de usuarios.

Existe una diversidad de SGBD que posee estas características y muchas otras, entre los que cabe resaltar PostgreSQL, Oracle, Microsoft SQL Server, IBM DB2 y MySQL [26]. En el siguiente apartado se conceptualiza el SGBD seleccionado para la ejecución de este proyecto.

2.8.1. MySQL

MySQL es un sistema de gestión de base datos de código abierto, creado por la empresa sueca MySQL AB que funciona bajo la licencia GPL, es uno de los SGBD más empleado por los desarrolladores de software gracias a su sencillez, rendimiento y sus óptimos resultados [24].

Teniendo en cuenta los requerimientos para la elaboración de base de datos, MySQL ofrece un bajo consumo de recursos, ya que se puede ejecutar en cualquier equipo. Este gestor presenta una fácil instalación y configuración, y soporta gran variedad de sistemas operativos. A continuación, se detallan las principales ventajas y desventajas que se tienen al momento de emplear este SGBD [24].

Entre las principales ventajas de MySQL están [28]:

- Velocidad al realizar las operaciones, lo que le hace uno de los gestores con mejor rendimiento.
- Bajo costo en requerimientos para la elaboración de bases de datos.
- Puede ser ejecutado en una maquina con escasos recursos.
- Conectividad y seguridad.
- Acceso a bases de datos de forma simultánea por varios usuarios y/o aplicaciones.
- Seguridad en forma de permisos y privilegios a determinados usuarios.
- Escalabilidad, es posible manipular bases de datos enormes del orden de seis mil tablas y alrededor de cincuenta millones de registros.

Entre las desventajas de MySQL, están [23]:

- Sin soporte para la integridad referencial por sí solo.
- No tiene todas las capacidades como otros gestores profesionales.
- Un gran porcentaje de utilidades de MySQL no están documentadas.

Debido a las numerosas ventajas que implica el uso de MySQL, se han decidido utilizar dicho sistema de gestión de base de datos para el desarrollo de este proyecto.

2.9 CASO DE ESTUDIO.

2.9.1 Central hidroeléctrica

La Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P., cuenta como punto de operación con una central hidroeléctrica con una capacidad instalada de 4800 kW; capacidad que la clasifica como una pequeña central hidroeléctrica (PCH) y que como se dijo en el apartado 2.1.1, hace parte de las centrales hidroeléctricas de agua fluente de alta presión. La siguiente es una fotografía de la central de la Empresa.



Fotografía 1 Central Hidroeléctrica de EMEESA S.A E.S.P.

Las instalaciones de la central, cuentan con dos cuartos de máquinas en los cuales se alojan los equipos de generación. En el cuarto de máquinas denominado "Cuarto de máquinas 1" se encuentran instalados dos generadores con una potencia nominal de 800 kW, además de esto, hay dos transformadores de 1000 kVA encargados de elevar la tensión del generador de 440 V a 34.5 kV, proceso que se realiza para que la energía eléctrica pueda ser transportada.

Para medir la producción de los generadores del “Cuarto de Máquinas 1” únicamente se utilizan los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000.

En el siguiente diagrama unifilar se puede observar los equipos de generación que corresponden al “Cuarto de máquinas 1” (**Figura 8**).

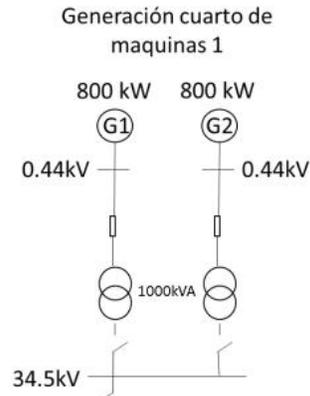


Figura 8 Diagrama unifilar cuarto de máquinas 1. Fuente: Documentación EMEESA

Así mismo, en el “Cuarto de máquinas 2”, se cuenta con una capacidad instalada superior. En esta sección, el generador cuenta con una potencia nominal de 3200kW. Para procesos de transporte, un transformador se encarga de elevar la tensión de 5.000 V a 34.5 kV.

Para medir la producción del generador del “Cuarto de máquinas 2” se utilizan los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000 y medidores multifuncionales PM130 Plus, también, se dispone de módulos ICP CON 7051 e ICP CON 7065 que verifican entradas y salidas digitales del sistema.

El diagrama unifilar que representa los componentes de generación del “Cuarto de máquinas 2” se muestra a continuación (**Figura 9**):



Figura 9 Diagrama unifilar del cuarto de máquinas 2. Fuente: Documentación EMEESA.

Posteriormente, los componentes de generación del cuarto de máquinas uno y dos se sincronizan e interconectan para realizar procesos de transporte y distribución de energía con el uso de una misma infraestructura eléctrica.

Para distribuir la energía a los usuarios de Puracé y Coconuco, una subestación modifica los 34.5kV a 3.2Kv para ser enviados mediante las líneas de distribución; por otra parte, se usa una línea de transmisión de 34.5 kV para transportar energía a la ciudad de Popayán.

En el siguiente diagrama unifilar, se observa el sistema integrado de todos los componentes de generación de la central hidroeléctrica (**Figura 10**).

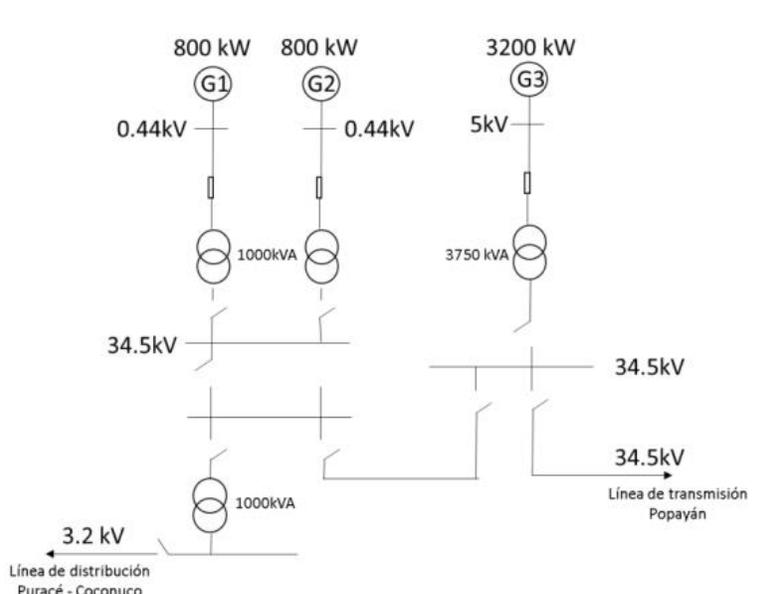


Figura 10 Diagrama unifilar de la central Hidroeléctrica. Fuente: Documentación EMEESA.

2.9.2. Componentes involucrados en el proyecto

Los componentes de la central hidroeléctrica que serán monitorizados con este sistema son principalmente los generadores, las líneas de transmisión y distribución y el transformador del cuarto de máquinas 2. Para ello, se emplean instrumentos de medición que están instalados de forma indirecta mediante la conexión de transformadores de corriente (CT's) y transformadores de potencia (PT's), ya que por su diseño sirven para bajar los niveles altos de tensión y/o corriente a niveles admisibles para que los equipos de medida puedan funcionar, es decir, que son una imagen proporcional de la magnitud eléctrica del sistema a medir [29].

2.9.3 RECONOCIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Seguido de la identificación de los componentes de la planta hidroeléctrica que serán monitorizados, se hace el reconocimiento de los equipos de medida con lo que se hará el seguimiento de las variables más importantes en procesos de generación de energía eléctrica.

Para la medición de parámetros eléctricos, la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P. posee equipos de medición especializados encargados de registrar variables del proceso, entre ellos, se encuentran los medidores de potencia PM-130 Plus de la marca SATEC, los módulos de entradas y salidas digitales ICP-CON 7051 e ICP CON 7065 y los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000 los cuales serán los equipos que se utilizaron para el desarrollo de este trabajo.

A continuación, se hace una breve descripción de las principales características de estos equipos de medición.

2.9.3.1 Medidores Trifásicos ACE ITRON SL-7000

Es un contador-registrador electrónico de última generación que ofrece numerosas informaciones adicionales a los registros de facturación, da respuesta a las necesidades de medida derivadas del sector eléctrico.

El ACE ITRON SL-7000 integra en un solo equipo todas las funciones de medida, tarificación y registro requeridos para las aplicaciones a las que se dirige, como en generación, transporte y distribución de energía; la precisión y gran linealidad del contador aseguran la calidad de las medidas obtenidas.



Figura 11 Medidor trifásico ACE ITRON SL-7000 Fuente: Propia

Entre las características más destacadas de este medidor trifásico, se encuentran:

- Medidor clase 0.5s y 0.2s para el mercado mayorista eléctrico.
- Multitarifa de hasta 32 registros de energía y 24 registros de demanda.
- Diferentes canales de comunicación: puerto óptico IEC61107, RS232 y RS485.
- Medida de la energía Activa, Reactiva y Aparente (bidireccional), en valores agregados (cuatro-cuadrantes) y fase por fase.
- Cada puerto de datos usa el protocolo DLMS-COSEM con una velocidad operativa en baudios que oscila entre 1200Bd y 19200Bd.

2.9.3.2 Medidores PM130 Plus

El PM130 Plus es un equipo compacto multifuncional y un analizador trifásico especialmente diseñado para dar respuesta a distintos requerimientos de medida, permite realizar la medición de parámetros eléctricos como tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, entre otros, en un solo dispositivo, además que gracias a su enfoque modular, el PM130 Plus puede convertirse en un sistema que responde a las necesidades y aplicaciones que se requieran desarrollar en un entorno de gestión energética [30].



Figura 12 Medidor multifuncional PM130 Plus. Fuente: [30].

En seguida se detallan las principales características que posee este analizador trifásico multifuncional:

- Tres entradas de tensión y tres entradas de intensidad aisladas mediante transformador para medida directa o mediante PT's y Ct's.
- Valor RMS, voltios, amperios, potencias, factor de potencia, corriente de línea, desbalances de tensión e intensidad, frecuencia, etc.
- Medidor de demandas de tensión e intensidad.
- Clase 0.5S IEC 62053-22 medida en cuatro cuadrantes de potencias y energías polifásicos.
- Totales trifásicos y medidas de energía por fase, contadores de energías: activa, reactiva y aparente.
- Interfaz de comunicación RS-485.
- Velocidad de transmisión entre 19200 – 115200 baudios
- Protocolo de comunicación Modbus.

2.9.3.3 Módulos ICP-CON 7065

El ICP-CON 7065, hace parte de la familia de módulos de adquisición de datos de la marca ICP-DAS; es un módulo que permite la supervisión de entradas y salidas digitales en un sistema.



Figura 13. Modulo ICP CON 7065. Fuente. Propia

Sus principales características son:

- 4 canales de entrada digital
- 5 canales de salida digital
- Aislador opto acoplado
- Larga distancia de medición
- Todos los canales se pueden utilizar como contadores de 16 bits
- Protección contra descarga electrostática (ESD) de ± 4 kV
- Amplia temperatura de funcionamiento: $- 25 \sim + 75$ ° C
- Interfaz de comunicación RS-485
- Protocolo de comunicación DCON

2.9.3.4 Módulos ICP-CON 7051

El ICP-CON 7051, es un módulo que permite la supervisión de entradas digitales de un sistema.



Figura 14 Modulo ICP CON 7051. Fuente: Propia.

Entre las principales características que ofrece los módulos ICP-CON 7051, están:

- 16 canales de entrada digital
- Aislador opto acoplado
- Larga distancia de medición

- Todos los canales se pueden utilizar como contadores de 16 bits.
- Protección contra descarga electrostática (ESD) de ± 4 kV
- Amplia temperatura de funcionamiento: $-25 \sim + 75$ ° C
- Interfaz de comunicación RS-485
- Velocidad de transmisión entre 19200 – 57600 baudios
- Protocolo de comunicación DCON

2.9.4 MAGNITUDES O PARAMETROS ELECTRICOS A PROCESAR

Los datos a capturar en el sistema, son parámetros eléctricos provenientes de algunos de los componentes más importantes en el proceso de generación de energía como lo son los generadores, las líneas de transmisión y distribución y los transformadores.

En un entorno energético, la cantidad de magnitudes que se pueden medir es muy diversa, pero aquellos parámetros que representan el comportamiento y producción de la central hidroeléctrica, serán los que se tomarán en cuenta para ser incorporados en el sistema.

Ya que la mayoría de instrumentos de medición tienen la capacidad de medir varios tipos de parámetros eléctricos, se hizo la elección de aquellas variables de mayor relevancia para el proceso de generación de energía eléctrica.

Para los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000, se eligieron los siguientes parámetros correspondientes a Energía acumulada y Potencia instantánea:

- Energía Acumulada Activa Importada
- Energía Acumulada Activa Exportada
- Energía Acumulada Reactiva Importada
- Energía Acumulada Reactiva Exportada
- Potencia Instantánea Activa

2.9.5 ANALISIS Y DISEÑO DE LA SOLUCION

En esta sección se presenta el análisis y diseño de la solución, que se utilizó para elaborar el sistema de adquisición y monitorización remoto de magnitudes eléctricas y se determinaron las necesidades y requisitos a satisfacer.

2.9.6 REQUERIMIENTOS Y CASOS DE USO

En esta fase se plantearon los siguientes requerimientos:

Tabla 2 Requerimientos

Id	Requerimientos	Clasificación
1	El sistema debe de contar con un equipo encargado de la adquisición y almacenamiento de datos.	Funcional
2	La información a presentar remotamente se debe hacer le forma entendible para usuarios externos.	Funcional
3	Para la recopilación de información suministrada por los equipos de medida, se necesita conformar buses de comunicación que permita la transmisión de datos.	Funcional
4	El sistema debe detectar y configurar los puertos seriales para establecer la comunicación con los equipos de medida.	Funcional
5	La aplicación encargada de la recopilación de datos, debe cumplir con los protocolos de comunicación soportados por los equipos de medida.	Funcional
6	La adquisición de datos se debe ejecutar de forma periódica y autónoma.	Funcional
7	Se requiere de un sistema de almacenamiento de datos para tener información histórica del comportamiento de la planta.	Funcional
8	Para facilitar el manejo de la información, se necesita generar un archivo que de detalle de los datos recopilados en el día.	Funcional
9	Con el fin de facilitar el manejo de la aplicación se debe crear una interfaz sencilla e intuitiva.	No funcional

Fuente: Propia del estudio

Una vez identificados los requerimientos, se procedió a realizar el diagrama de casos de uso que representan la forma en que opera e interactúa el sistema en desarrollo con los agentes o actores involucrados, el esquema se encuentra en la **Figura 15**.

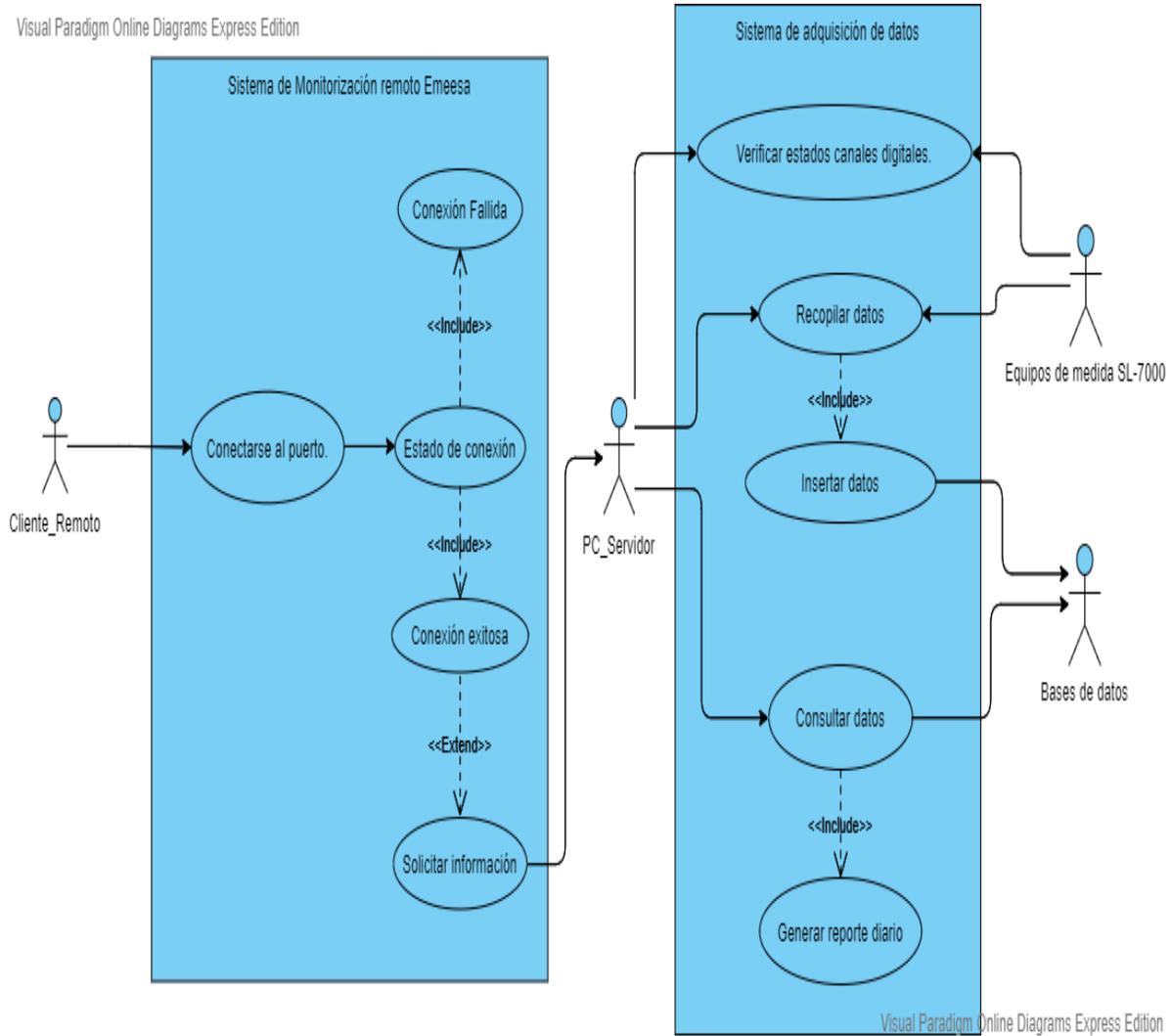


Figura 15 Diagrama de casos de uso. Fuente: Propia.

Los actores que interactúan con el sistema, son los clientes localizados en puestos remotos de operación, el equipo servidor o computador en el que se aloja la información, se hace la recopilación de datos, se genera el archivo de reporte diario y se realiza la verificación de los estados de los canales de las entradas y salidas digitales del sistema dispuesto en el cuarto de máquinas dos.

Los equipos de medida son los actores con los que se adquieren las magnitudes eléctricas provenientes del proceso de generación de la central hidroeléctrica y por último la base de datos es el actor con el que se almacena todos los registros suministrados por estos dispositivos.

2.9.7 ARQUITECTURA DEL SISTEMA

2.9.7.1 Arquitectura Software

Para la selección de la arquitectura software del sistema se debe hacer en base a las restricciones, requerimientos y objetivos planteados. Generalmente, para adoptar una arquitectura se debe tener en cuenta las ventajas e inconvenientes que se presentan en cada caso en particular.

Las aplicaciones basadas en servicios Web tienen muchas ventajas, sin embargo, uno de los limitantes con los que cuenta la central hidroeléctrica es la inestabilidad del servicio de internet, inconveniente que perjudicaría uno de los requerimientos más importantes del sistema a desarrollar como lo es el almacenamiento de la información, esto ocasionaría pérdida de datos por errores de conexión con el servidor Web o tiempos de espera muy largos para subir información.

Mas aun, cuando la movilidad es la clave y los datos a introducir son pocos, la arquitectura Web es la ideal, pero en este caso, se requiere de una aplicación con uso continuo e intensivo de entrada de datos y reducida a brindar información a pocos usuarios encargados de gestionar la información dentro de la empresa, es por ello que se ha elegido una arquitectura cliente-servidor ejecutada con aplicaciones de escritorio, donde el servidor será un computador de propiedad de la empresa, factor que entre otras ventajas, reduce el costo de operación del sistema.

Esta arquitectura requiere de dos actores, por un lado, el servidor que en este caso es el encargado de la recolección, procesamiento, almacenamiento y gestión de acceso remoto a la información (Aplicación servidor) y, por otro lado, el cliente que se conectara con el servidor y será quien realice las consultas a la base de datos para la presentación de la información (aplicación cliente).

2.9.7.1.1 Aplicación cliente-servidor

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, este modelo de aplicación fue elegido entre otras cosas, con el fin de repartir las tareas entre el computador encargado de la recopilación y procesamiento de la información y las estaciones clientes que se encargaran de la monitorización remota de las magnitudes eléctricas adquiridas. En este orden de ideas, las tareas de la aplicación servidor que se ejecutaran en el computador central son las siguientes:

- Buscar puertos de comunicación disponible.
- Configurar y establecer la conexión con los buses de comunicación.

- Enviar información, comandos y peticiones bajo la implementación de los protocolos de comunicación soportados por cada uno de los equipos de medida.
- Decodificar las respuestas recibidas.
- Almacenar la información previamente procesada.
- Generar archivos que den reporte diario del proceso.
- Permitir la consulta y la selección de información de la base de datos.

Por otra parte, las tareas de la aplicación cliente son las siguientes:

- Solicitar la conexión a la base de datos.
- Realizar consultas de selección de datos.
- Presentar la información de la base de datos de manera adecuada.

2.9.7.1.2 Diseño de la red para la comunicación cliente-servidor

Para establecer la comunicación entre el cliente y el servidor, se propuso realizar una Red Privada Virtual (VPN) sobre la cual se realice la conexión a la base de datos del servidor de forma que se pueda acceder a la información y así desde un punto de supervisión que haga parte de esa red, poder monitorear los parámetros integrados en la aplicación.

El siguiente, es el esquema planteado para realizar la supervisión de la información a través de internet usando una red VPN (**Figura 16**):

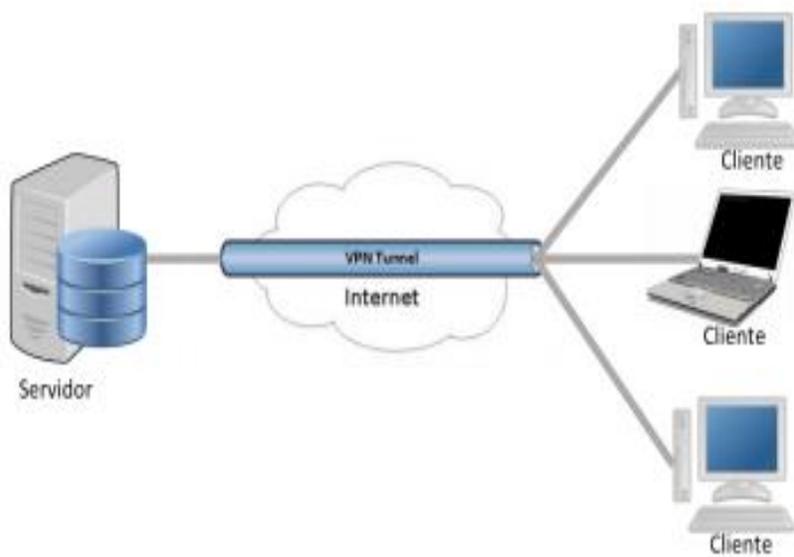


Figura 16 Esquema de la red VPN. Fuente Propia

2.9.7.1.3 Definición del aspecto de las aplicaciones

En este apartado se diseña un boceto del aspecto de la interfaz gráfica de la aplicación cliente y de la aplicación servidor, con la cual el usuario va a interactuar. Se planteo llevar a cabo una interfaz intuitiva y sencilla que permitiera mejorar la usabilidad de las aplicaciones. A continuación, se muestra el diseño inicial con el que se tiene una base sobre la que se empezara a construir la solución. Estos diseños están sujetos a modificaciones tras el proceso de implementación, no obstante, facilitan el inicio del desarrollo del sistema.

En primer lugar, se muestra la pantalla inicial tanto de la aplicación cliente como la de la aplicación servidor, correspondiente al inicio de sesión **Figura 17**.



The image shows a window titled "Form1" with a standard Windows-style title bar (minimize, maximize, close buttons). The main content area has the heading "INICIO DE SESION" centered at the top. Below the heading, there is a dashed rectangular box on the left side, intended for a logo. Underneath this box are two text input fields: the first is labeled "USUARIO" and the second is labeled "CONTRASEÑA". Below the input fields are two buttons: "Button1" and "Button2". To the right of the input fields and buttons is a large dashed rectangular box containing the text "ESPACIO PARA IMAGEN CORRESPONDIENTE A LA EMPRESA".

Figura 17. Pantalla inicial de la aplicación cliente y servidor. Fuente: Propia.

En esta primera pantalla, se ilustra el inicio tanto para la aplicación servidor como para la de cliente, una vez ingresados el usuario y la contraseña definidos por la empresa, al hacer clic sobre el botón 1 este nos enviara a la siguiente ilustración **Figura 18**.

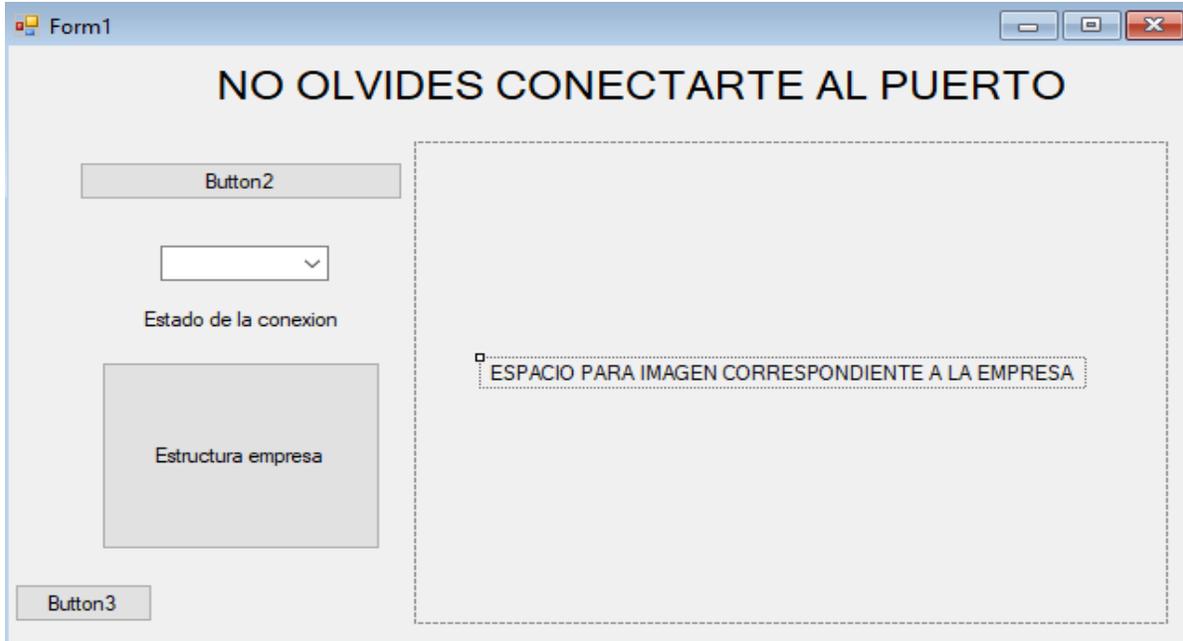


Figura 18 Pantalla para conexión con puerto de comunicación Fuente: Propia

En esta segunda pantalla se ilustra la interfaz de conexión al puerto de comunicación que será utilizado, una vez se seleccione el puerto se dará clic en el botón 2 para conectarse, después de esto el estado de la conexión cambiara según corresponda “conectado” o “desconectado”, si su estado es “conectado” podrá acceder por medio del botón estructura de la empresa a la consulta de todas las magnitudes eléctricas generadas por los elementos de medición como se muestra en la siguiente ilustración **Figura 19**.

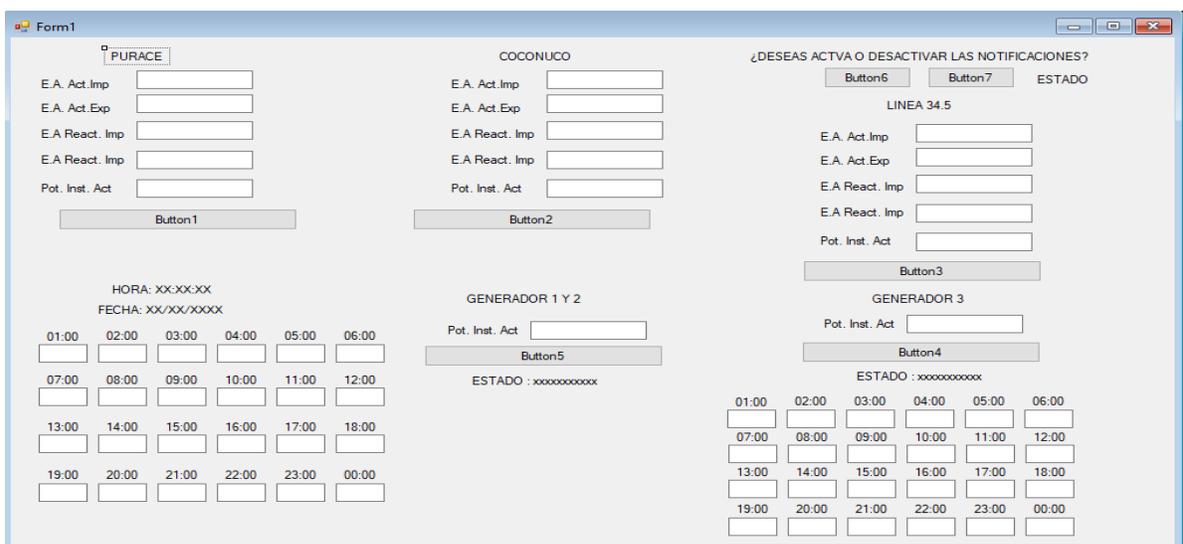


Figura 19 Pantalla magnitudes eléctricas SL-7000 Fuente: Propia.

En esta tercera imagen se ilustra la interfaz de lectura de datos entregados por los elementos de medición SL-7000.

Por otra parte, esta interfaz cuenta con diferentes funciones como lo son:

- Generar reporte diario.
- Mostrar en pantalla la energía útil generada cada hora del día.
- Activar o desactivar notificaciones ante posibles fallos del sistema.

En **primer lugar**, para generar el reporte diario de cada una de las fronteras registradas en el sistema se deberá de dar clic en el botón que se encuentra ubicado debajo de cada una de ellas, esto hará que se solicite a la base de datos el permiso de conexión, si este permiso es otorgado nos enviara a la pantalla que nos generara el reporte del día, como se observa en la siguiente ilustración **Figura 20 y Figura 21**.

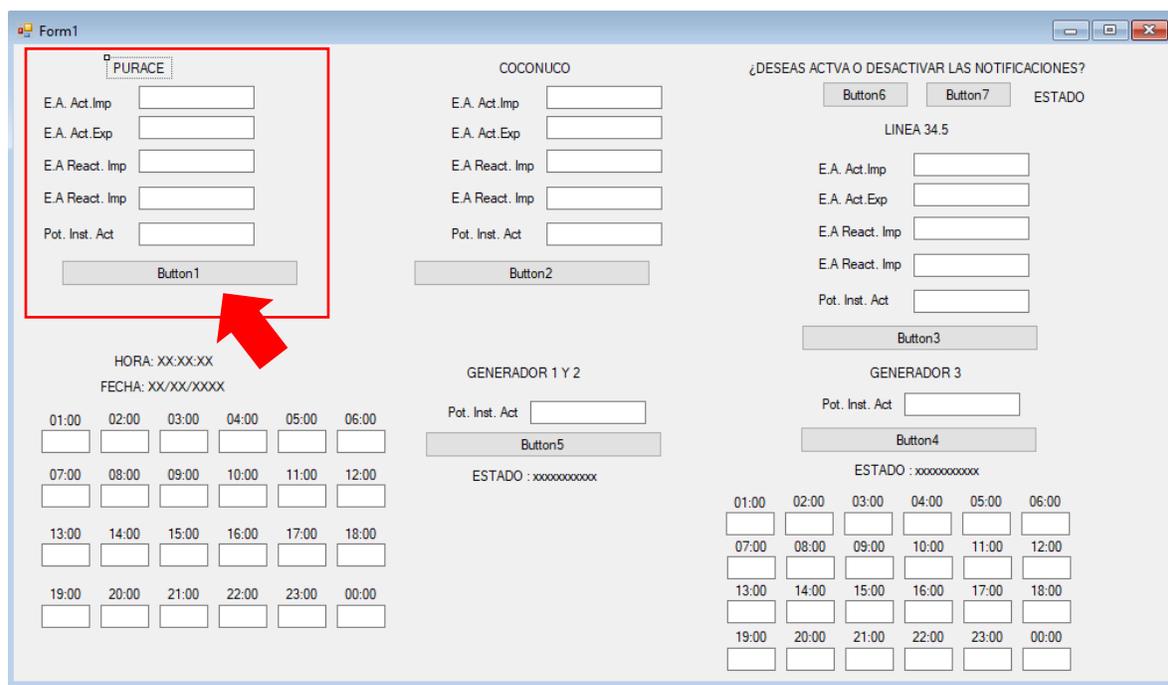
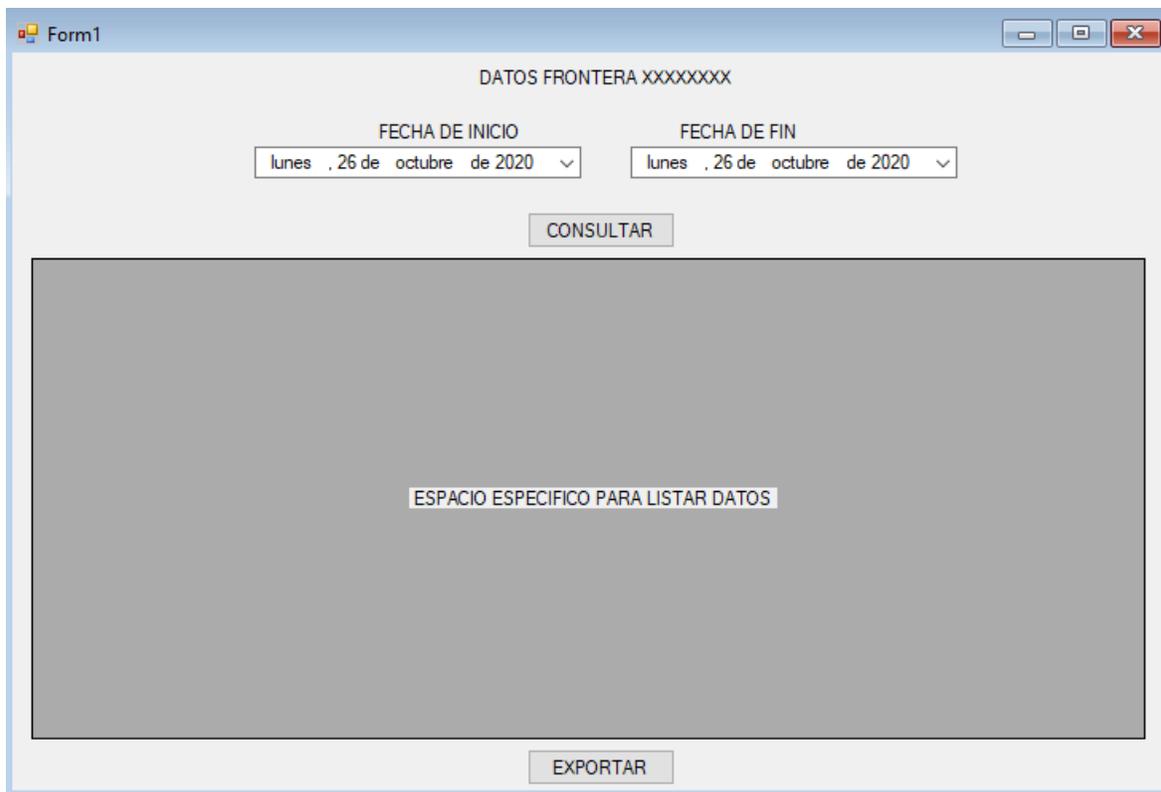


Figura 20 Generar reporte diario fronteras. Fuente: Propia.



Form1

DATOS FRONTERA XXXXXXXX

FECHA DE INICIO

FECHA DE FIN

lunes , 26 de octubre de 2020

lunes , 26 de octubre de 2020

CONSULTAR

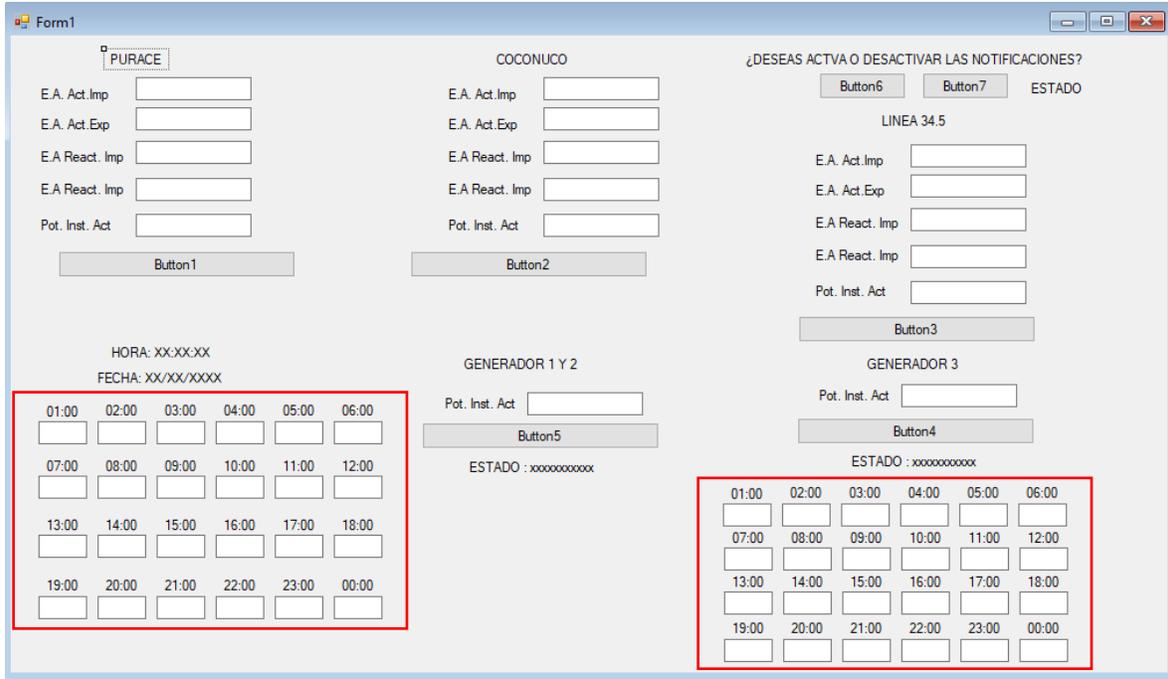
ESPACIO ESPECIFICO PARA LISTAR DATOS

EXPORTAR

Figura 21 Consulta de datos fronteras. Fuente: Propia.

En esta imagen se ilustra la lectura de datos registrados en la base de datos, una vez aceptada la conexión a esta interfaz el usuario podrá solicitar información de acuerdo a la fecha que necesite o a las fechas, para esto el usuario deberá de seleccionar el rango de fechas a consultar, por otra parte, el usuario podrá exportar este documento.

En **segundo lugar**, la aplicación tendrá la capacidad de poder mostrar en pantalla la energía generada cada hora del día, esto se lleva a cabo con una función interna en el sistema que se encarga de capturar datos cada cierto periodo de tiempo (2minutos) para posterior a eso realizar la sumatoria y el promedio de los datos recolectados **Figura 22**.



Form1

PURACE

E.A. Act. Imp

E.A. Act. Exp

E.A. React. Imp

E.A. React. Imp

Pot. Inst. Act

Button1

HORA: XX:XX:XX
FECHA: XX/XX/XXXX

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00
<input type="text"/>					
07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
<input type="text"/>					
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00
<input type="text"/>					
19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
<input type="text"/>					

COCONUCO

E.A. Act. Imp

E.A. Act. Exp

E.A. React. Imp

E.A. React. Imp

Pot. Inst. Act

Button2

GENERADOR 1 Y 2

Pot. Inst. Act

Button5

ESTADO : xxxxxxxxxxxx

¿DESEAS ACTIVA O DESACTIVAR LAS NOTIFICACIONES?

Button6 Button7 ESTADO

LINEA 34.5

E.A. Act. Imp

E.A. Act. Exp

E.A. React. Imp

E.A. React. Imp

Pot. Inst. Act

Button3

GENERADOR 3

Pot. Inst. Act

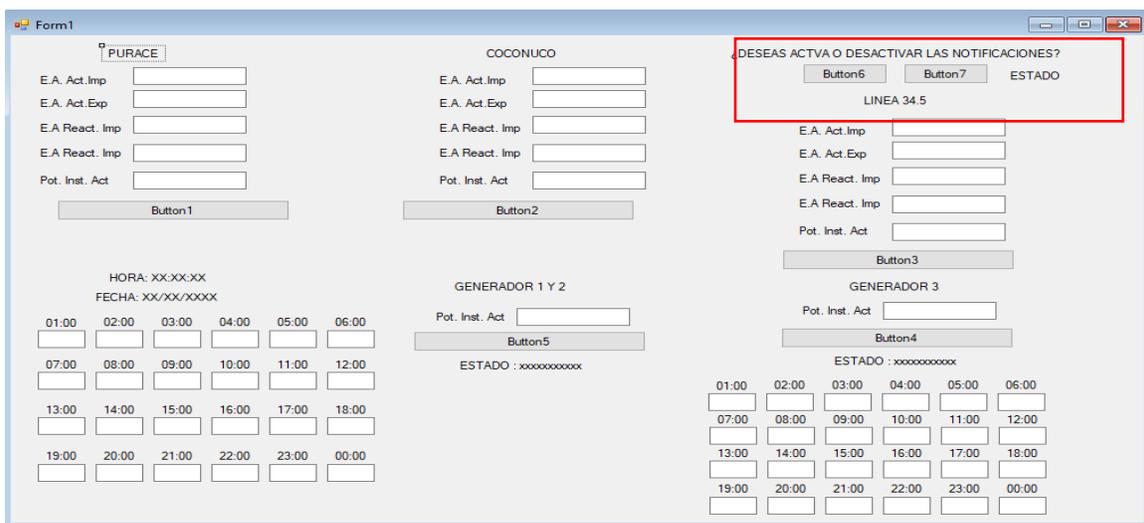
Button4

ESTADO : xxxxxxxxxxxx

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00
<input type="text"/>					
07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
<input type="text"/>					
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00
<input type="text"/>					
19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
<input type="text"/>					

Figura 22 Promedio de energía eléctrica generada cada hora. Fuente: Propia.

Por ultimo y, en **tercer lugar**, la aplicación tendrá la capacidad de poder enviar notificaciones por posibles fallos en los generadores, función que apoyará en el control sobre la planta, ya que cuando un generador deja de funcionar el sistema enviará una notificación al teléfono móvil de la gerencia y al encargado de la generación **Figura 23**.



Form1

PURACE

E.A. Act. Imp

E.A. Act. Exp

E.A. React. Imp

E.A. React. Imp

Pot. Inst. Act

Button1

HORA: XX:XX:XX
FECHA: XX/XX/XXXX

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00
<input type="text"/>					
07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
<input type="text"/>					
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00
<input type="text"/>					
19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
<input type="text"/>					

COCONUCO

E.A. Act. Imp

E.A. Act. Exp

E.A. React. Imp

E.A. React. Imp

Pot. Inst. Act

Button2

GENERADOR 1 Y 2

Pot. Inst. Act

Button5

ESTADO : xxxxxxxxxxxx

¿DESEAS ACTIVA O DESACTIVAR LAS NOTIFICACIONES?

Button6 Button7 ESTADO

LINEA 34.5

E.A. Act. Imp

E.A. Act. Exp

E.A. React. Imp

E.A. React. Imp

Pot. Inst. Act

Button3

GENERADOR 3

Pot. Inst. Act

Button4

ESTADO : xxxxxxxxxxxx

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00
<input type="text"/>					
07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
<input type="text"/>					
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00
<input type="text"/>					
19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
<input type="text"/>					

Figura 23 Notificaciones del sistema de monitorización. Fuente: Propia.

2.9.8. Bus de comunicación

El bus de datos empleado para establecer el enlace y comunicación entre el computador (Servidor) con cada uno de los equipos de medición, parte del siguiente esquema (**Figura 24**):

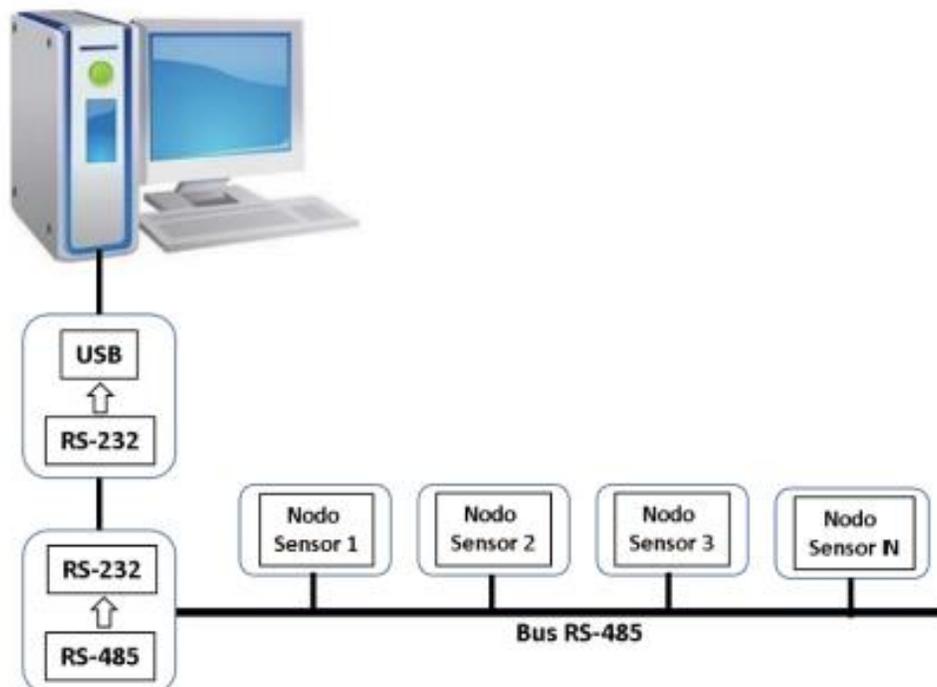


Figura 24 Esquema general de bus de comunicación. Fuente: Propia.

Como elementos sensores, se hace uso de los equipos de medición nombrados en el apartado 2.9.3. Para establecer la comunicación con los sensores y el computador, se necesita de un bus con interfaz de comunicación RS-485, allí, se debe usar convertidores RS-485 a RS-232 y conversores RS-232 a USB para la conexión directa con el PC.

3. CAPITULO III: METODOLOGIA

3.1 TIPO DE ESTUDIO

Este trabajo se basó en un tipo de estudio de desarrollo tecnológico, en el cual se manifestó la necesidad de resolver un problema presentado en la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P problema que afecta el buen funcionamiento de la misma, es por ellos que se efectuó el análisis y diseño de una alternativa que diera solución al mismo.

3.2. MODELO A EMPLEAR EN EL PROCESO SOFTWARE

En este proyecto se optó por la implementación de una estrategia de desarrollo software tipo cascada, con la que se busca establecer una estructura ordenada y sistemática de actividades, la cual nos permita llegar a los objetivos propuestos; esta estrategia abarco las siguientes fases **Figura 25**:

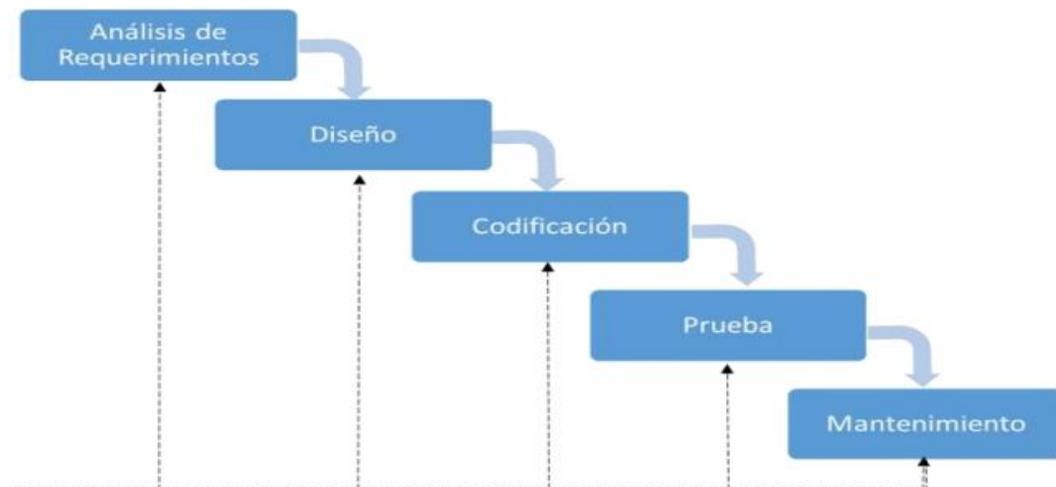


Figura 25 Modelo de desarrollo software escalonado Fuente propia

El proceso de desarrollo de software comienza con el **Análisis de requerimientos** a satisfacer según el ámbito, funciones y rendimiento requerido.

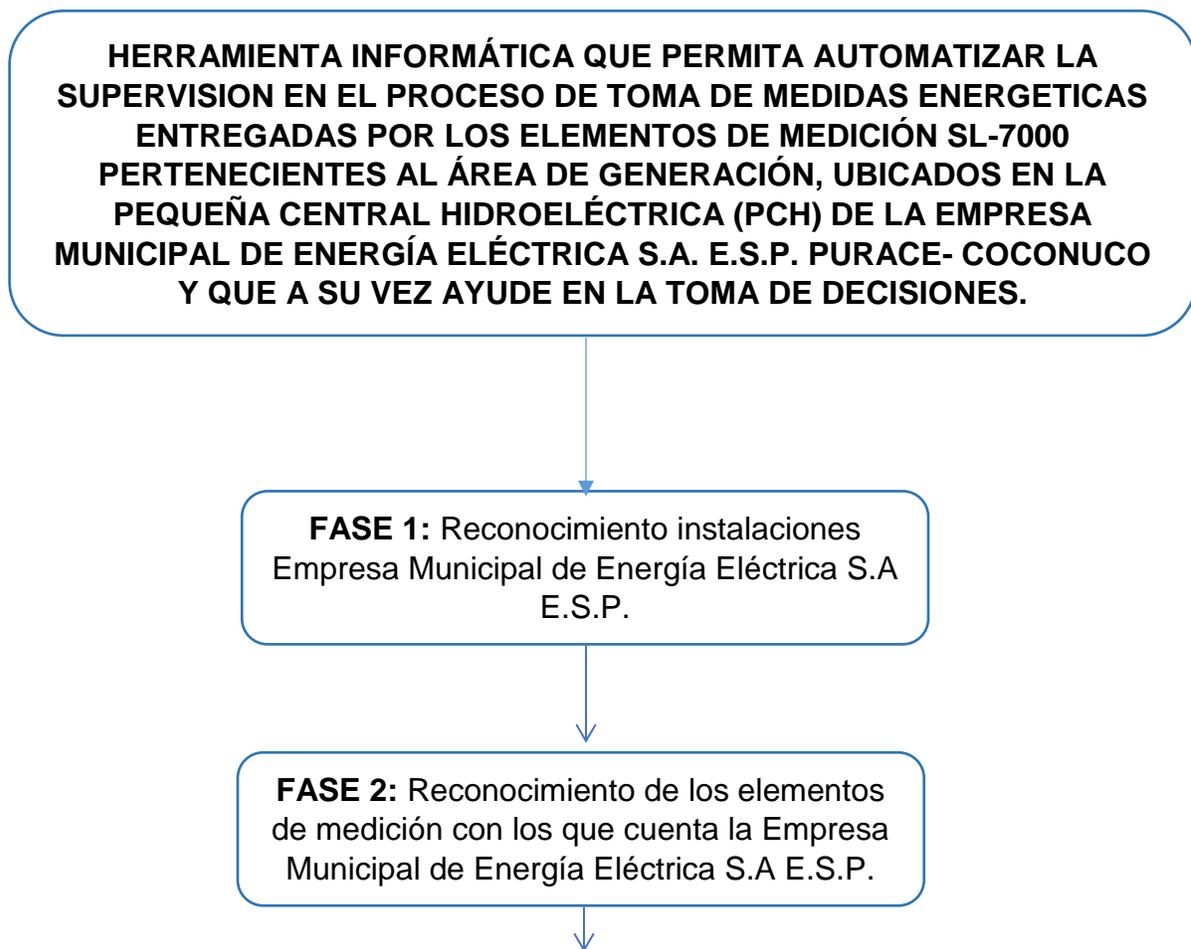
La fase de diseño se enfoca en establecer la arquitectura del software, detallar funcionalidades y caracterizar la apariencia de la interfaz. Este proceso es el

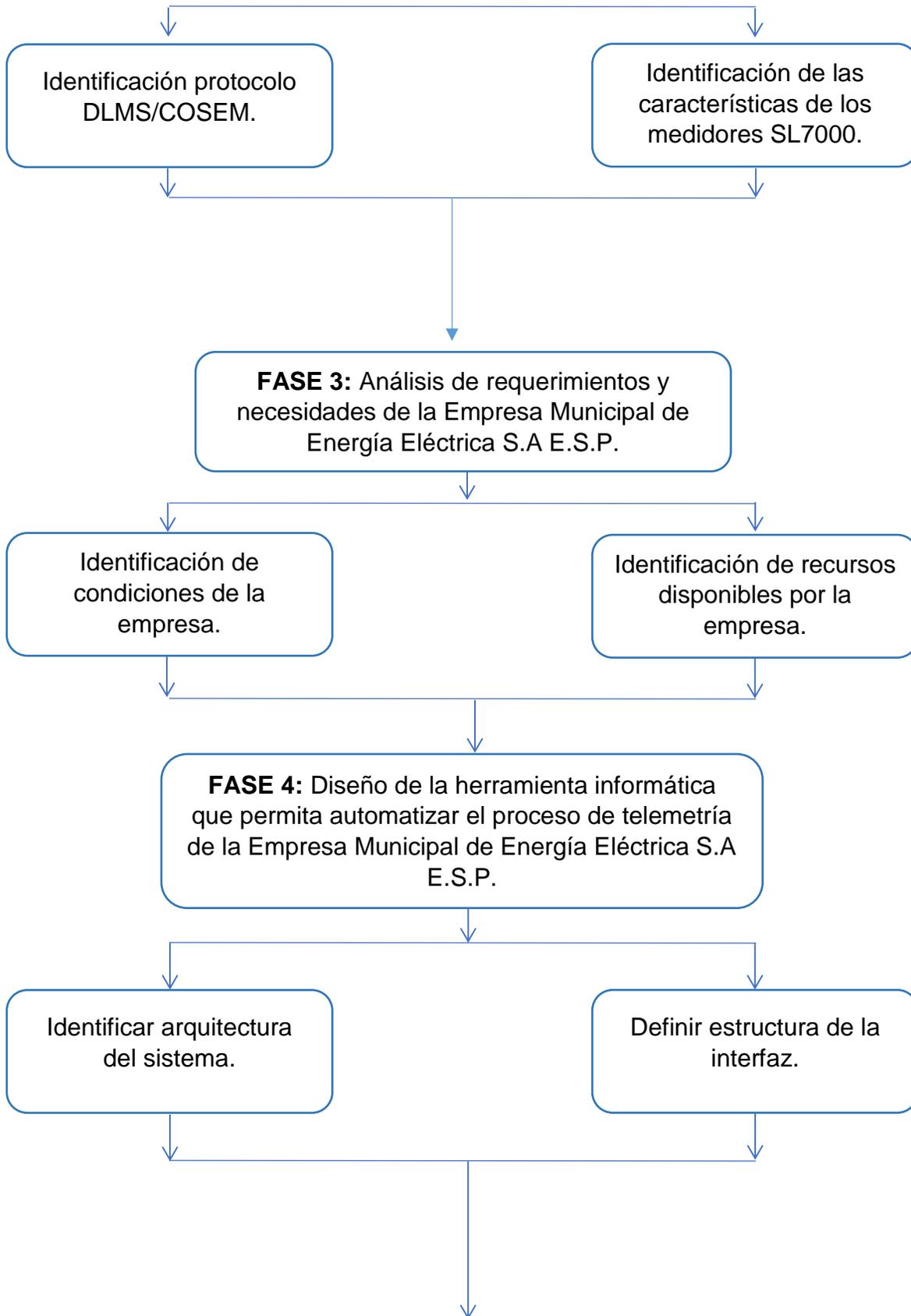
encargado de convertir los requisitos en una representación software con las características requeridas antes de que empiece la codificación

En la **codificación** se realiza la traducción del diseño en una forma legible para la máquina, una vez generada la **codificación**, comienza la fase de **pruebas** del sistema que garantiza que se produzcan los resultados demandados y por último, en caso de la aparición de posibles errores o ampliaciones de las funciones o rendimiento, se realizara el **mantenimiento**, con el cual, el software sufrirá cambios provocados por estos escenarios.

3.3. ACTIVIDADES Y PROCEDIMIENTO

A continuación, se detallan las actividades a realizar para el desarrollo del sistema de monitorización remota de magnitudes eléctricas entregadas por los elementos de medición SL-7000 pertenecientes al área de generación de la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P. **Figura 26.**





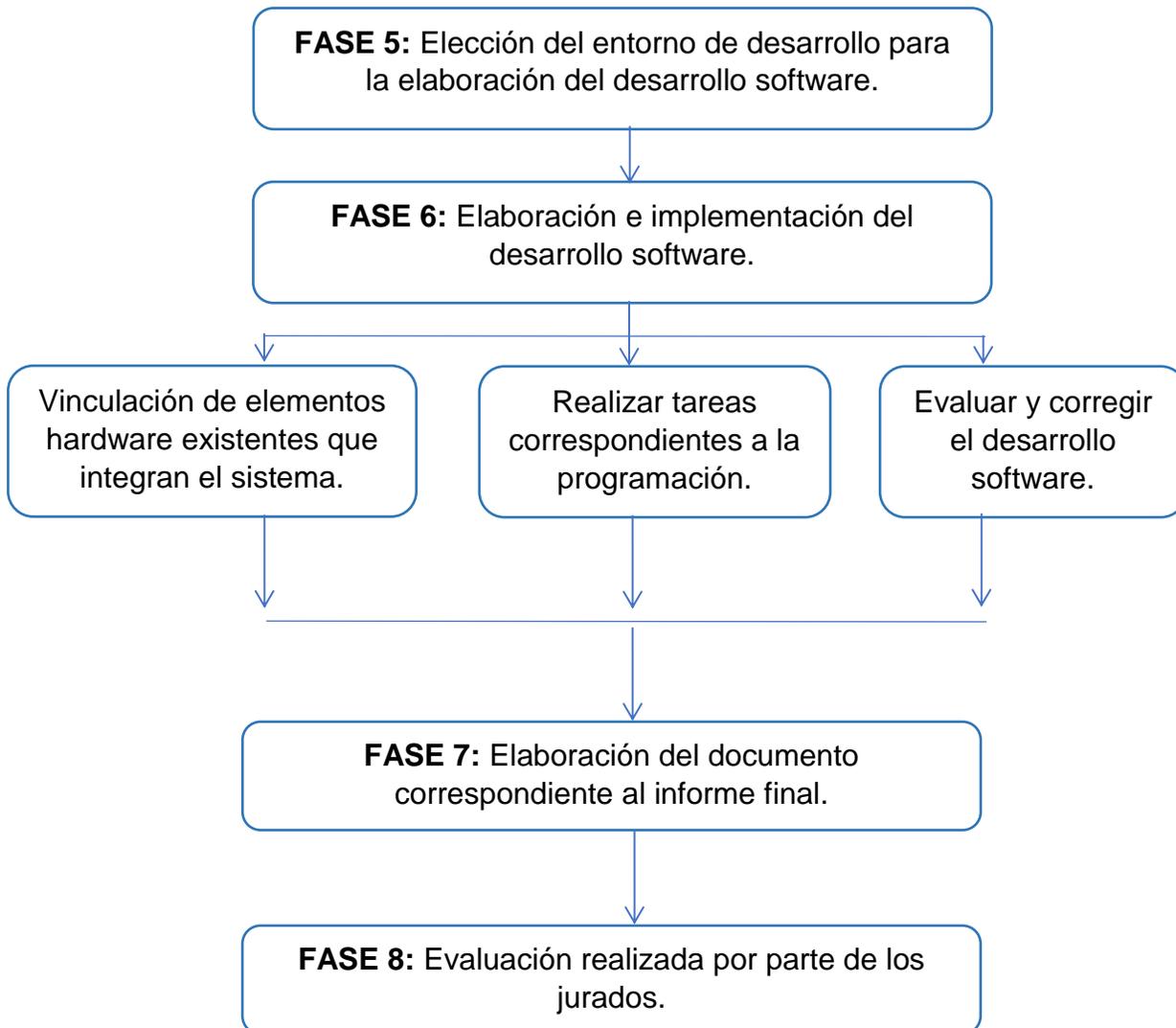


Figura 26 Diagrama de actividades y procedimientos

4. CAPITULO V: ELABORACION E IMPLEMENTACION

Partiendo del diseño de los elementos del sistema, en este capítulo se presenta la elaboración e implementación de cada uno de ellos.

Para empezar con la elaboración, se tomó como punto de partida la conformación de los buses de comunicación sobre los que se transmitirán los datos entre el computador (aplicación servidor) y los dispositivos de medición.

4.1 Buses de comunicación para adquisición de datos

Para cumplir con el esquema planteado en el capítulo 2 caso de estudio, se debió contar con los elementos que componen los buses de comunicación, entre ellos están: los equipos de medición, los convertidores de interfaz serial RS-485 a RS-232, los convertidores RS-232 a USB y por último el computador de procesamiento.

En primer lugar, se implementó un bus de comunicación sobre el cual se transmiten los datos de los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000, este bus se compone de un conversor RS-485 a RS-232 de la referencia MODEL-365; también se empleó un conversor RS-232 a USB debido a que el computador a emplear en el procesamiento de la información no tiene integrado un puerto de comunicación serial, el modo de conexión realizado en este bus es full-dúplex. El diagrama que representa el esquema de los buses de comunicación es el siguiente **Figura 27**:

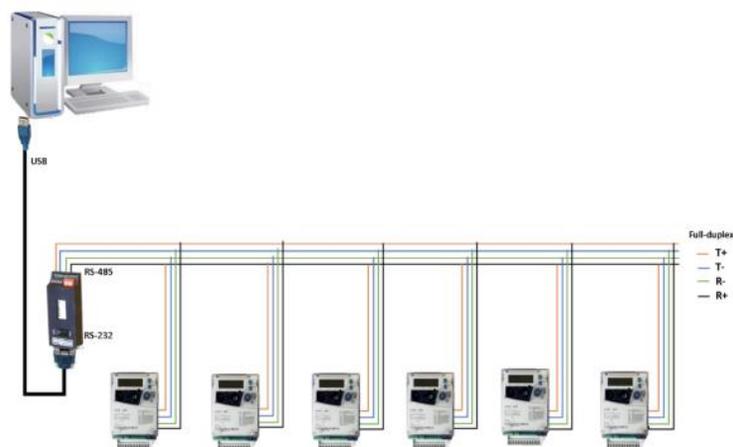


Figura 27 Diagrama de conexión de buses de comunicación. Fuente Propia.

Como se muestra en la imagen anterior la conexión de los equipos se realiza a 4 hilos y basado el modo de conexión de los medidores ACE ITRON SL-7000 es full-dúplex, de esta manera, para facilitar la conexión entre los nodos de este bus de datos, se fabricaron unas tarjetas para facilitar la conexión de las mismas de manera segura y ordenada, como se puede observar en siguiente imágenes , ver **Figura 28 y Figura 29**.



Figura 28 Tarjeta de conexión para bus de datos Full-Dúplex. Fuente: Propia.



Figura 29 Tarjeta de conexión de nodo del bus de datos Full-Dúplex. Fuente: Propia.

Las tarjetas anteriores y sus buses de comunicación se observan ubicados en el gabinete industrial especialidad y que contienen también los conversores de comunicación serial RS485-RS232 de ambos buses de datos, ver Figura 30.

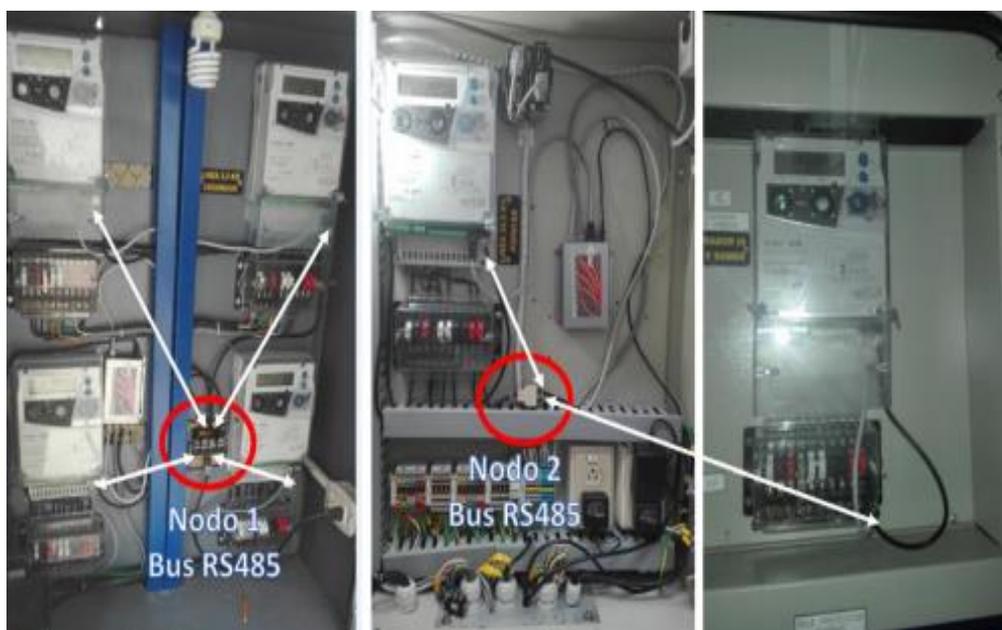


Figura 30 Bus de comunicación RS-485 con los medidores SL-7000. Fuente: Propia.

Para lograr la conexión adecuada entre los dispositivos, se realizó la configuración de los parámetros de comunicación serial de los equipos, haciendo uso del software AcePilot que el fabricante coloca a disposición.

4.1.1 Configuración de comunicación serial ACE ITRON SL-7000

En este caso, para realizar la configuración de los parámetros de la comunicación serial, se empleó ACE Pilot, una herramienta que ayuda a aplicar los cambios deseados **Figura 31**.



Figura 31 Configuración del puerto serie de ACE ITRON SL-7000. Fuente: Propia.

4.2 PROTOCOLOS DE LA INFORMACION

Para establecer un enlace y comunicación con los equipos de medición, se debe de tener en cuenta que estamos limitados por los protocolos con que cuentan ellos, bajo esta premisa y como se evidencia en la característica de los dispositivos con que cuenta la empresa, todos los equipos de medición SL-7000 a integrar en el sistema, soportan un protocolo de comunicación DLMS/COSEM.

Este protocolo de comunicación al igual que muchos otros buses de comunicación industrial, utiliza una jerarquía de comunicación y arquitectura tipo Maestro-Eslavo que permiten transferir datos del proceso de forma ordena y determinística de forma serial, es decir que un dispositivo esclavo debe esperar a que el maestro lo interroge para entregar o recibir datos. Por tanto, la comunicación se rige bajo la responsabilidad del dispositivo maestro; identificando a sus esclavos por un número y determinando que datos les envía y recibe de ellos, mediante una estructura de tramas definida en el protocolo de comunicación.

A continuación, se analiza el protocolo y se componen las tramas necesarias para el intercambio de datos.

4.2.1 Protocolo de comunicación DLMS/COSEM en los medidores ACE ITRON SL-7000

Los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000, poseen dos puertos de comunicación que soportan el protocolo DLMS-COSEM con una velocidad operativa entre 1200Bd y 19200Bd, este protocolo es implementado en dispositivos

cuyo propósito es el intercambio de datos en la medición de energía eléctrica y que deben dar cumplimiento a las normas de la comisión electrotécnica internacional, específicamente las normas IEC62056; en este conjunto de normas, se da detalle del funcionamiento del protocolo [31].

El intercambio de datos entre el sistema de recopilación de datos y equipos de medida ACE ITRON SL-7000 usando DLMS-COSEM se basa en el paradigma maestro-esclavo, siendo el equipo de medición quien desempeñe el papel del esclavo y el computador quien se desempeñe como el maestro [31].

El DLMS se ocupa de los derechos de acceso a registros para su lectura o escritura/lectura, pero además requiere de un protocolo de enlace de datos llamado HDLC encargado del manejo correcto de datos.

Con el protocolo de enlace de datos HDLC, la transmisión se efectúa por medio del intercambio de mensajes o tramas tipo petición-respuesta.

Para establecer la comunicación entre el computador y los equipos de medición se debe crear una conexión (enlace HDLC **SNRM/UA**). Además, antes de comenzar la lectura de datos es necesario crear una asociación de la aplicación COSEM (AA – Application Association) descrita en la norma IEC62056-53, en esta asociación, se realiza una autenticación (enlace COSEM **AARQ/AARE**) en la que se debe emplear la contraseña configurada por defecto en los medidores ACE ITRON SL-7000 (ABCDEFGH). Una vez validados estos enlaces, se puede empezar a leer registros del medidor mediante el envío y recepción de tramas de información [31].

En resumen, para realizar la lectura de datos se debe seguir los siguientes pasos de forma secuencial:

1. Enlace de datos HDLC(SRNM/UA).
2. Enlace de datos COSEM (AARQ/AARE)
3. Lectura de registros.

HDLC utiliza un formato único de tramas que es válido para todos los posibles intercambios de datos e información (Figura 32) estandarizados por las normas IEC 62056-46.

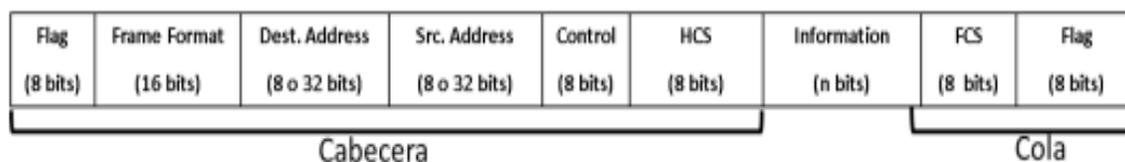


Figura 32 Campos de las tramas HDLC. Fuente: [32]..

Al campo de delimitación, campo de formato de trama, campo de direcciones, campo de control y HCS (Header Check Sequence), que preceden al campo de información se denominan cabecera. Al FCS (Frame Check Sequence) junto con el campo de delimitación final se denomina cola.

Los campos que componen esta trama se describen en seguida:

Campo de Delimitación (FLag): La trama inicia con un campo identificador de delimitación representado por un valor en hexadecimal (7E).

Campo de formato: La longitud de este campo es de 16 bits que se dividen así: los cuatro bits más significativos representan el tipo de formato de la trama que según el estándar IEC 62056-46 el esquema de la Figura 32 es una trama tipo 3, un bit de segmentación y los 11 bits menos significativos representan la longitud de la trama como se muestra en la siguiente **Figura 33**.

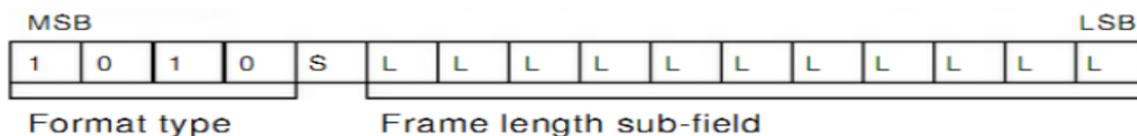


Figura 33 Codificación del campo de formato. Fuente: [32]

Campos de direcciones: Este campo contiene dos direcciones: una dirección de destino y una dirección de fuente del mensaje, dependiendo del sentido del intercambio de datos estos pueden ser dirección de destino o dirección de fuente, la dirección del maestro siempre es expresada con un byte y por defecto se establece en 1. La dirección de destino a su vez es dividida en dos partes, los dos bytes menos significativos son la dirección física y los dos bytes más significativos son la dirección lógica (Figura 34) [32].

Des. Address	
Logical Address	Physical Address
(2 bytes)	(2 bytes)

Figura 34 Codificación campo de direcciones. Fuente: [32].

El bit menos significativo de cada división será 1 o 0 dependiendo si es o no el ultimo byte del campo de dirección, los bits restantes formaran la dirección propiamente dicha. Suponiendo un dispositivo de destino con dirección lógica 1 y dirección física 25, y un dispositivo con dirección de fuente con valor 1, la interpretación del campo de direcciones será la siguiente [32]:

Des. Address		Src. Address
Logical Address 1 (00000000-00000010)	Physical Address 25 (00000000-00 110011)	Source Address 1 00000011
1	11011	1

Figura 35 Interpretación del campo de direcciones. Fuente: [32].

Campo de control: La longitud de este campo es de 1 byte, este indica los tipos de tramas, comando y respuesta, también contiene los números de secuencia de las tramas cuando se requieran. En HDLC se definen tres tipos de tramas [32]:

- **Tramas de información (tipo-I):** Transportan los datos generados por el usuario y la información para el control de errores. En la norma IEC 62056-46 pagina 48 se describe cada campo de la trama de información.
- **Trama de supervisión (tipo-S):** Se utiliza para realizar funciones de control y supervisión de enlace de datos tales como el reconocimiento de las tramas, solicitudes de retransmisión de tramas o solicitudes de suspensión temporal de la transmisión de tramas.
- **Tramas no numeradas (tipo-U):** Funciones suplementarias del control de enlace de datos.

Dependiendo de la codificación del campo de control, los ACE ITRON SL-7000 identificarán si deben responder con una trama de información, supervisión o no numerada.

En este caso el tipo de tramas a transmitir entre el equipo de medida y el computador se reduce a tramas de información con las que se recopilara la información de los parámetros eléctricos y tramas de tipo no numeradas, con las cuales se informa al medidor que se operara bajo configuración no balanceada o desequilibrada, esto según la norma ISO/IEC 13239, se debe a que en el entorno COSEM, la elección de un modo de operación no balanceado es consecuencia del hecho de que la comunicación se basa en el paradigma maestro/esclavo. Con las tramas no numeradas también se avisa al medidor que se realizara la transmisión de datos en modo de respuesta normal (NRM más específicamente solicitudes SNRM y respuestas UA) [32].

La codificación del campo de control para tramas no numeradas se muestra en la Figura 36.

← First bit transmitted										
1	2	3	4	5	6	7	8			
1	1	0	0	P	0	0	1	SNRM command	Commands	Responses
1	1	1	1	P	0	0	0	SARM command	I	I
1	1	1	1	P	1	0	0	SABM command	RR	RR
1	1	0	0	P	0	1	0	DISC command	RNR	RNR
1	1	1	1	P	0	1	1	SNRME command	SNRM	UA
1	1	1	1	P	0	1	0	SARME command	DISC	DM
1	1	1	1	P	1	1	0	SABME command	UI	UI
1	1	1	0	P	0	0	0	SIM command		
1	1	0	0	P	1	0	0	UP command		
1	1	0	0	P	0	0	0	UI command		
1	1	1	1	P	1	0	1	XID command		
1	1	1	1	P	0	0	1	RSET command		FRMR
								(combined station only)		
1	1	0	0	P	1	1	1	TEST command		
1	1	0	0	P	0	1	1	SM command		
1	1	1	1	P	1	1	1	UIH command		

Figura 36 Codificación del campo de control. Fuente: [32].

La codificación del campo de control de la trama que realizara el enlace SNRM/UA para la conexión (trama tipo no numerada), la codificación para el enlace AARQ/AARE para la autenticación (trama tipo información) con el dispositivo y la codificación del campo de control para la recopilación de datos correspondientes a parámetros eléctricos son los siguientes:

Tabla 3 Codificación del campo de control de la trama HDLC.

Sistema numérico	Campo control para SNRM	Campo de control para AARQ	Campo de control para Parámetros eléctricos
Binario	10010011	00010000	10110010
Hexadecimal	93	10	B2

Fuente: Propia.

Campo HCS (Header Check Sequence): La longitud de este campo es de 2 bytes. Es calculado con los bytes de la cabecera, excluyendo las banderas de apertura y cierre (7E). Para ver en detalle cómo se calcula este campo, se puede revisar el anexo 1 de la norma IEC 62056-46. Si una trama no contiene información se considera que solo se tiene un Frame Check Sequence (FCS).

Campo de información: La longitud de este campo es variable y contiene toda la información de las diferentes secuencias.

FCS (Frame Check Sequence): La longitud de este campo es de 2 bytes es calculado por todos los campos de la trama completa excluyendo los campos de apertura y cierre (7E). La guía para calcular el FCS se encuentra en el anexo 1 de la norma IEC 62056-46.

Por otra parte, para lograr el intercambio de datos de los parámetros eléctricos establecidos en el apartado 4.3 entre los medidores trifásicos SL-7000 y el computador central, se deben identificar los nombres lógico (LN) descritos en el documento de la norma IEC 62056-61 que identifican a estos parámetros, allí, se detallan ejemplos para la realización de la lectura de registros usando un sistema de identificación de objetos referenciados denominado código OBIS.

4.2.1.1 Sistema de identificación de objetos referenciado (OBIS)

El código OBIS es una combinación de seis grupos de valores que describen de manera jerárquica el significado de cada uno de los elementos del dato (Figura 37).

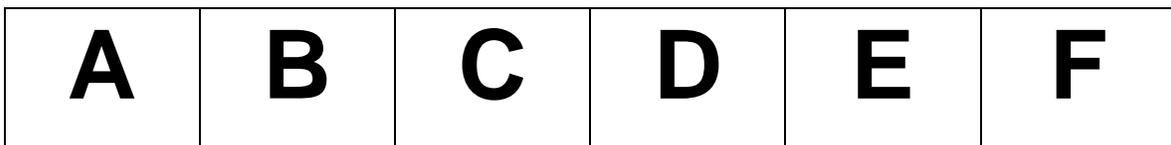


Figura 37 Grupos de identificación del código OBIS. Fuente: Propia.

Valor del grupo A: Identifica el conjunto de datos que se van a tratar, puede ser datos de electricidad, relacionados con gas, entre otros; también pueden ser un conjunto de datos definido por el fabricante. En este caso el número 1 identifica datos relacionados con electricidad.

Valor del grupo B: Define el número de canal, es decir, el número de la entrada de un equipo de medición que tiene varias entradas para la medición de la misma energía o de diferentes tipos. El ACE ITRON SL-7000 leerá por el canal 1.

Valor del grupo C: El conjunto de valores C define los registros o datos relacionados con la fuente de la información, por ejemplo, corriente, tensión, potencia, volumen, temperatura. Las definiciones dependen del valor del grupo A.

Valor del grupo D: Define si el registro a leer es instantáneo, acumulado, máximo, mínimo, etc.

Valor del grupo E: El valor del grupo E se utiliza para una clasificación adicional, por defecto se establece en 0.

Valor del grupo F: En todos los casos, si no se utiliza conjunto de valores F, se establece en 255.

Considerando esta definición de los grupos que conforman el código OBIS, se constituye los siguientes OBIS que representan los parámetros eléctricos que se han de integrar en el sistema de adquisición y monitorización de señales suministradas por los ACE ITRON SL-7000.

Tabla 4 Códigos OBIS de Parámetros eléctricos.

Parámetros Eléctrico	Código OBIS
Energía acumulada activa importada	01 01 01 08 00 FF
Energía acumulada activa exportada	01 01 02 08 00 FF
Energía acumulada reactiva importada	01 01 03 08 00 FF
Energía acumulada reactiva exportada	01 01 04 08 00 FF
Potencia instantánea activa	01 01 01 07 00 FF

Fuente: Propia del estudio.

Los códigos OBIS hacen parte de campo de información de las tramas de tipo-I.

4.2.1.2 Conformación de la trama HDLC

Después de aclarada toda la estructura de estas tramas, se conforman las siguientes tramas para un dispositivo cuya dirección lógica es 1 y dirección física es 27; a este dispositivo se consultará el valor de la energía acumulada activa importada.

Siguiendo los pasos necesarios para establecer la comunicación adecuada con los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000, primero se debe hacer el enlace HDLC (solicitud de conexión SNRM-respuesta UA), seguido del enlace COSEM (solicitud de autenticación AARQ-respuesta AARE) y finalmente, después de validadas estas tramas se puede enviar la trama tipo I para la consulta del registro requerido en la que va inmerso el código OBIS.

Tipo de Trama	Flag	Formato de Trama	Dirección de Destino	Dirección de Fuente	Control	HCS	Información	FCS	Flag
Tipo U (SNRM)	7E	A0 21	00 02 00 37	03	93	6E 92	81 80 12 05 01 80 06 01 80 07 04 00 00 00 01 08 04 00 00 00 07	65 5E	7E
Tipo I (AARQ)	7E	A0 47	00 02 00 37	03	10	B5 D8	E6 E6 00 60 36 A1 09 06 07 60 85 74 05 08 01 01 8A 02 07 80 88 07 60 85 74 05 08 02 01 AC 0A 80 08 41 42 43 44 45 46 47 48 BE 10 04 0E 01 00 00 00 06 5F 1F 04 00 1C 1E 3D 00 00	EA 32	7E
Tipo I (Energía acumulada activa importante)	7E	A0 C1	00 02 00 37	03	B2	E0 5A	E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 01 08 00 FF 00 00	57 C4	7E

Figura 38 Tramas HDLC conformadas para el intercambio de datos. Fuente: Propia.

Estas tramas son enviadas con la herramienta de comunicación serial Hércules V3.2.8 (Figura 38) a los medidores para comprobar que no existen errores al establecer la conexión, autenticación y lectura del registro de energía acumulada activa importada, recordando que el responsable de realizar la respuesta es el dispositivo cuya dirección de destino coincida con el campo de direcciones de las tramas Figura 39.

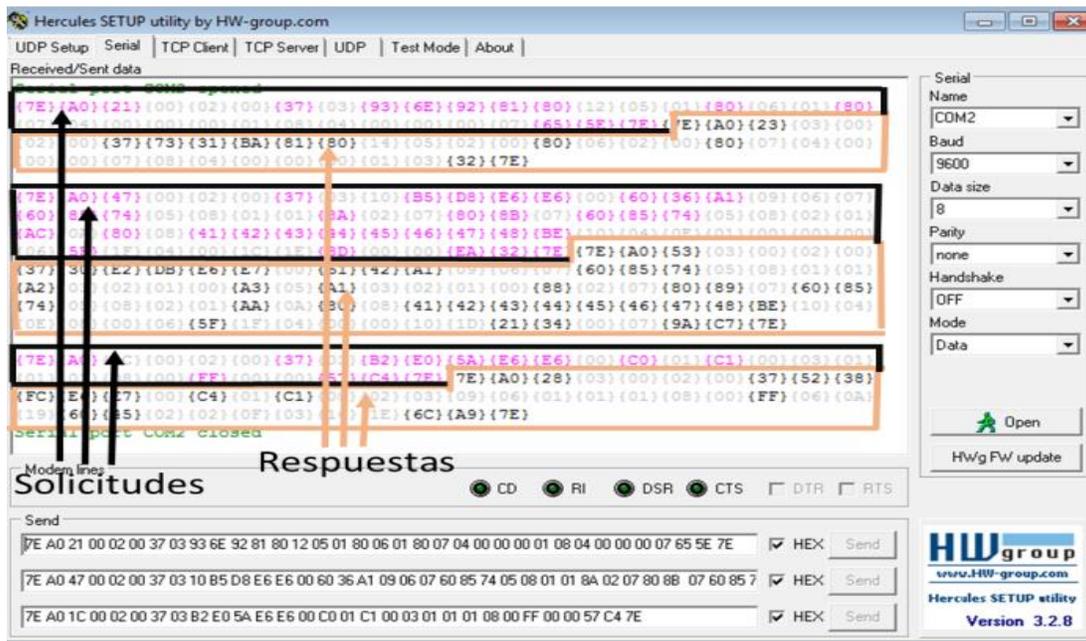


Figura 39 Prueba de envío de tramas HDLC conformadas. Fuente: Propia.

Hecha esta prueba, se comprueba que la transmisión de datos entre el computador y los medidores Trifásicos ACE ITRON SL-7000 es exitosa, igualmente se puede identificar los datos que conforman las tramas de respuesta Figura 40:

Tipo de Trama	Flag	Formato de Trama	Dirección de Destino	Dirección de Fuente	Control	HCS	Información	FCS	Flag
Tipo U (UA)	7E	A0 23	03	00 02 00 37	73	31 BA	81 80 14 05 02 00 80 06 02 00 80 07 04 00 00 00 07 08 04 00 00 00 01	65 5E	7E
Tipo I (AARE)	7E	A0 53	03	00 02 00 37	30	E2 D6	E6 E7 00 61 42 A1 09 06 07 60 85 74 05 08 01 01 A2 03 02 01 00 A3 05 A1 03 02 01 00 88 02 07 80 89 07 60 85 74 05 08 02 01 AA 0A 80 08 41 42 43 44 45 46 47 48 BE 10 04 0E 08 00 06 5F 1F 04 00 00 10 1D 21 34 00 07	9A C7	7E
Tipo I (Energía acumulada activa importante)	7E	A0 28	03	00 02 00 37	52	38 FC	E6 E7 00 C4 01 C1 00 02 03 09 06 01 01 01 08 00 FF 06 0A 19 60 45 02 02 0F 03 16 1E	6C A9	7E

Figura 40 Identificación de las tramas de respuestas HDLC. Fuente: Propia.

De lo anterior, se puede notar que el medidor responde a la trama de conexión con una trama UA, igualmente, la autenticación es exitosa, pues este responde con una trama AARE, en la que está inmersa la contraseña configurada por defecto en estos dispositivos (ABCDEFGH) representada en código ASCII hexadecimal (41 42 43 44 45 46 47 48).

Por último, el ACE ITRON SL-7000 responde a la trama de información con el registro que fue solicitado, esta trama de respuestas tipo I devuelve el código OBIS que fue requerido y el valor del registro con una longitud de 4 bytes en formato hexadecimal, para decodificar esta información basta con cambiar de sistema numérico hexadecimal a sistema numérico decimal (Tabla 5).

Tabla 5 Decodificación de la trama de información.

Registro en Hexadecimal	Registro en Decimal
0A 19 60 45	169435205

Fuente: Propia de estudio.

De esta manera se llega a la lectura real de los registros suministrados por los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000.

En el anexo 1 de este documento, se logra observar todas las tramas que se han conformado para la lectura de todos los registros de energía de cada uno de estos equipos de medida.

4.3 ALMACENAMIENTO DE LA INFORMACION

Para la implementación del diseño propuesto, es necesario desarrollar un software que integre el sistema de adquisición de datos con uno de almacenamiento, para así, obtener información histórica del comportamiento de la central hidroeléctrica. El almacenamiento de la información se ejecutará con la ayuda de un sistema de gestión de base de datos SGBD que permite guardar y posteriormente gestionar el acceso a los datos.

El SGBD seleccionado fue MySQL, un gestor de base de datos muy popular y que funciona bajo licencia GPL. MySql [33]. debe estar alojado en un servidor encargado de realizar todas las operaciones sobre las bases de datos (insertar, modificar, eliminar datos, etc.). En este caso, se usa XAMPP, un software de plataforma libre que integra en una sola aplicación un servidor (Apache), un motor de base de datos (MySql) e intérpretes para los lenguajes PHP y Perl, además de otros servicios.

4.3.1 Preparación del servidor.

La instalación del paquete XAMPP es muy intuitiva; al término de su instalación contaremos con un panel de control, en el que dispondremos de un servidor Apache y un gestor de bases de datos MySQL administrable mediante phpMyAdmin, una herramienta software libre escrito en PHP (Figura 41 y 42).

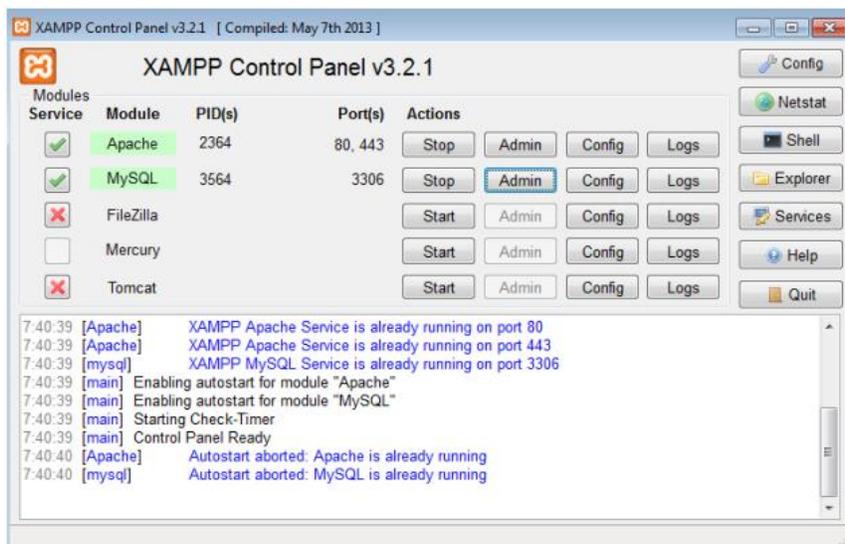


Figura 41 Panel de control XAMPP. Fuente: Propia.

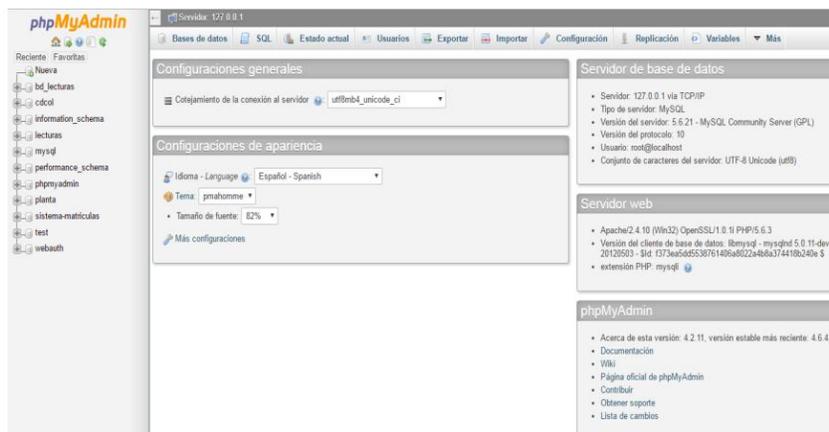


Figura 42 Pantalla inicio de phpMyAdmin. Fuente: Propia.

Terminada la instalación, se debe crear una base de datos (Figura 43) con sus respectivas tablas y campos. La estructura de las tablas de la base de datos está determinada por los registros que serán almacenados en ellas, pues debemos recordar que se almacenarán datos suministrados por los ACE ITRON SL-7000. En total son 5 los equipos de medida involucrados en el sistema de almacenamiento, en consecuencia, se requieren de 5 tablas que guarden los datos correspondientes a cada uno de ellos.

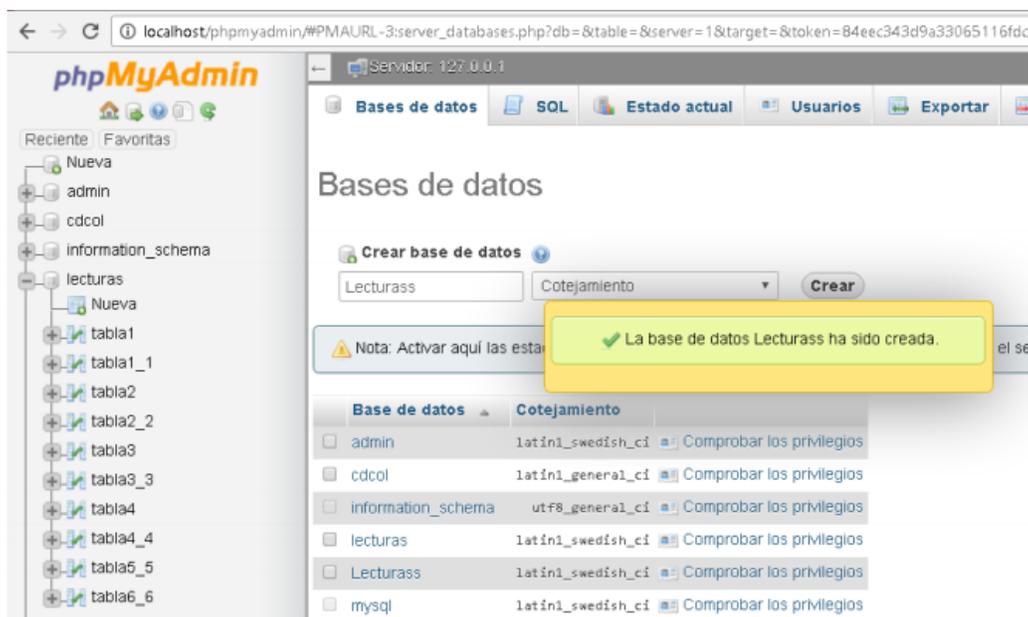


Figura 43 Creación de la base de datos. Fuente: Propia.

4.3.2 Estructura de tablas de la base de datos.

Las siguientes, son las estructuras de las tablas de la base de datos:

- ➔ Para los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000, la estructura de las tablas será la siguiente:

Tabla 6 Estructura de las tablas de la base de datos para los SL-7000

Descripción	Nombre del campo	Tipo y longitud
Número de registro.	Id	Int(20)
Hora en que se realiza la lectura.	Hora_lectura	Varchar(40)
Fecha de la lectura.	Fecha_lectura	Varchar(40)
Energía acumulada activa importada.	Activa_importada	Varchar(40)
Energía acumulada activa exportada.	Activa_exportada	Varchar(40)
Energía acumulada reactiva importada.	Reactiva_importada	Varchar(40)
Energía acumulada reactiva exportada.	Reactiva_exportada	Varchar(40)
Potencia instantánea Activa.	Potencia_instantanea	Varchar(40)

Fuente: Propia del estudio.

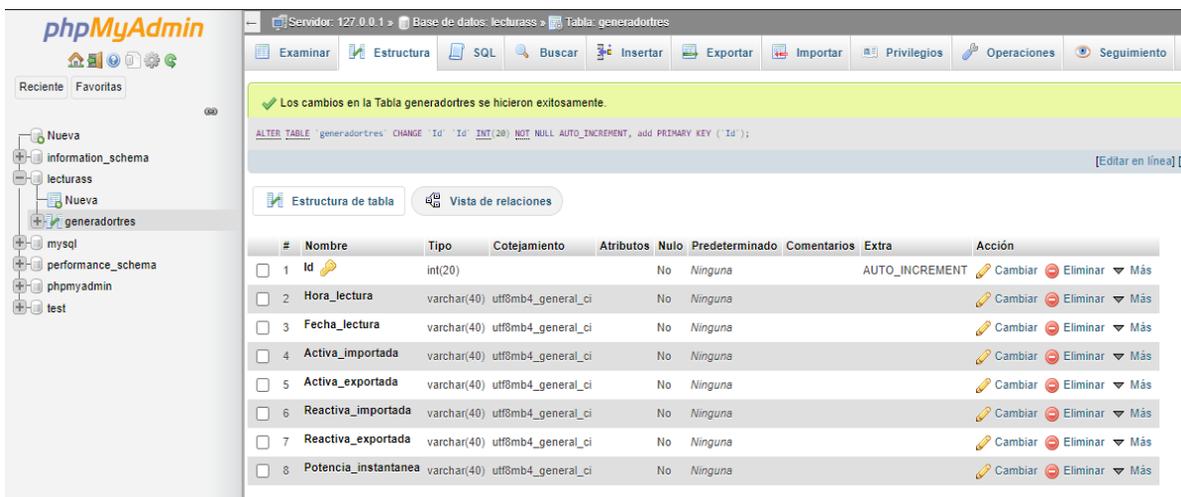
De igual manera, la estructura de esta tabla se aplica a cada una de las tablas que corresponden a los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000.

Tabla 7 Nombre asignado a las tablas de la base de datos SL-7000

Dirección del medidor	Componente de generación al que está asociado el medidor	Nombre de la tabla
27	Generador 3	Generadortres
24	Generador 1 y 2	Generador1y2
26	Línea de transmisión 34.5 kV	Linea34.5
21	Línea de distribución Puracé	Purace
25	Línea de distribución Coconuco	Coconuco

Fuente: Propia del estudio.

La **Figura 44** muestra la estructura de la tabla “Generadortres” creada en phpMyAdmin, con sus respectivos campos. Las demás tablas poseen la misma estructura.



#	Nombre	Tipo	Cotejamiento	Atributos	Nulo	Predeterminado	Comentarios	Extra	Acción
1	Id	int(20)			No	Ninguna		AUTO_INCREMENT	Cambiar Eliminar Más
2	Hora_lectura	varchar(40)	utf8mb4_general_ci		No	Ninguna			Cambiar Eliminar Más
3	Fecha_lectura	varchar(40)	utf8mb4_general_ci		No	Ninguna			Cambiar Eliminar Más
4	Activa_importada	varchar(40)	utf8mb4_general_ci		No	Ninguna			Cambiar Eliminar Más
5	Activa_exportada	varchar(40)	utf8mb4_general_ci		No	Ninguna			Cambiar Eliminar Más
6	Reactiva_importada	varchar(40)	utf8mb4_general_ci		No	Ninguna			Cambiar Eliminar Más
7	Reactiva_exportada	varchar(40)	utf8mb4_general_ci		No	Ninguna			Cambiar Eliminar Más
8	Potencia_instantanea	varchar(40)	utf8mb4_general_ci		No	Ninguna			Cambiar Eliminar Más

Figura 44 Estructura de la tabla de la base de datos de los medidores SL-7000. Fuente: Propia.

Desde este punto, ya se ha creado una base de datos con sus respectivas tablas, sin embargo, los campos de las tablas de la base de datos deben ser llenados con registros provenientes de la aplicación servidor, que se comunicara con la base de datos para insertar y leer la información.

Por otra parte, para poder realizar operaciones sobre la base de datos de forma segura, es necesario crear un usuario al que se le den los permisos y privilegios necesarios para controlar el acceso a los datos y asegurar la integridad de la información, para ello, en phpMyAdmin en la tabla “User” se la base de datos “mysql” que viene agregada por defecto, se crea el usuario y contraseña deseada y la dirección IP desde la que se puede conectar. El nombre del usuario y la contraseña hacen parte de la llamada cadena de conexión que se debe construir en la aplicación para establecer la comunicación con la base de datos.

Después de tener configurada la base de datos, el usuario y su respectiva contraseña, se hace posible la manipulación de la información alojada en la base de datos, para ello, generalmente se hace mediante el uso de lenguaje de consultas SQL que simplifiquen el manejo y representación de la información.

4.3.3. Consultas SQL a emplear

SQL es el lenguaje de consultas con el que se realizan distintas operaciones en una base de datos, como la inserción, lectura o actualización de información.

Tanto la aplicación servidor como la aplicación cliente necesitan del lenguaje SQL para interactuar con la información de la base de datos.

Como en la aplicación servidor, se insertará la información recopilada con el sistema de adquisición de datos. Para ellos se usará la sentencia INSERT INTO del lenguaje de consultas SQL, además, desde ella también se podrá visualizar la información de la base de datos usando la sentencia SELECT. Para filtrar, ordenar o buscar información en la base de datos, se emplean cláusulas SQL como: FROM, WHERE y ORDER BY. La siguiente es la sintaxis de las consultas SQL a emplear con la aplicación servidor:

→ Sentencia para insertar información en la base de datos:
`INSERT INTO Nombre_Tabla (Campo1, Campo2, ... CampoN) VALUES (Valor1, Valor2, ... ValorN)`

→ Consulta para la selección de datos según el campo llamado “Fecha_Lectura”:
`SELECT * FROM Nombre_tabla WHERE Fecha_lectura='dd-mm-yyyy' ORDER BY Fecha_lectura`

La sentencia INSERT INTO se ejecutará en la aplicación servidor, cada vez que se detecte la llegada de un dato y se haga la respectiva conversión a unidades de ingeniería. Dentro de la función que ejecute esta sentencia, se debe identificar a que tabla va dirigido el dato para evitar trocar información entre las tablas.

Por otra parte, la consulta de selección de datos se ejecuta cuando el usuario requiera observar los datos insertados con la sentencia anterior.

Con respecto a la aplicación cliente, las consultas SQL a ejecutar se limitan a consultas de selección de datos con las que se presentara la información de forma gráfica.

4.4 RED PRIVADA VIRTUAL VPN

En este caso, para elaborar una red privada virtual, se emplea un software disponible en versión gratuita llamado Hamachi. Este programa establece una conexión segura entre dos o más computadoras conectadas a internet basándose en el protocolo P2P.

Todas las comunicaciones que realiza Hamachi son totalmente seguras, dado que están cifradas por algoritmos de encriptación. La instalación de Hamachi es sencilla y similar a la de cualquier otro programa, solo basta con confirmar los distintos pasos del asistente de instalación, obstante, con la instalación de Hamachi, se crea un adaptador de red virtual utilizado por el programa para realizar la conexión VPN.

Teniendo instalado el programa, es posible crear una nueva red VPN con su respectivo nombre de red y contraseña. En la siguiente imagen se observa la creación de la red VPN.



Figura 45 Creación de una VPN con Hamachi. Fuente: Propia.

Desde este punto, ya se cuenta con un servidor VPN instalado en el ordenador. Los clientes de la red VPN se crean de la misma forma, instalando Hamachi en el computador deseado y uniéndose a la red existente con el nombre y la contraseña de la red creada en el servidor VPN. La siguiente imagen, muestra la interfaz de Hamachi de un cliente conectado a la red creada en el servidor VPN.

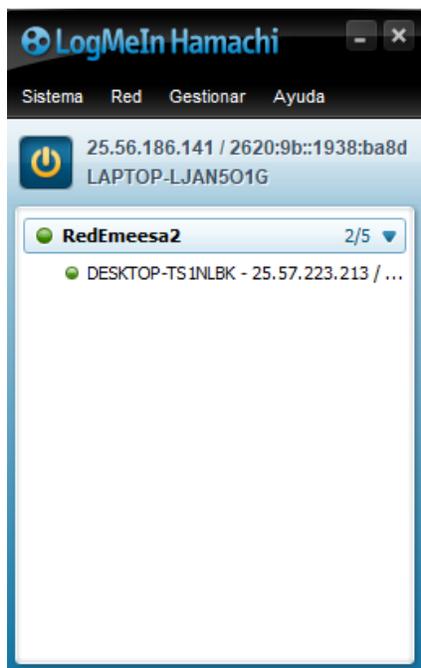


Figura 46 Interfaz de Hamachi desde computador cliente VPN establecida. Fuente: Propia.

4.5. CODIFICACION DEL SISTEMA

Para comenzar con la codificación del sistema, hay que tener en cuenta las tareas que ejecutaran cada una de las aplicaciones que hacen parte del sistema.

Para codificar estas tareas, se optó por emplear el entorno de desarrollo (IDE) Visual Studio Community 2019 con lenguaje de programación Visual Basic.NET.

Todo lo planteado anteriormente, se ejecutó bajo la estructura lógica de funciones creadas a partir del diseño de la solución.

4.5.1 RECONOCIMIENTO DE PUERTOS DE COMUNICACIÓN DISPONIBLES

Este fragmento de código pertenece a la búsqueda de puertos disponibles para su posterior conexión, para este se utiliza una librería denominada [Imports](#)

System.IO.Ports” dentro de la cual se encuentra la clase serialport, que permite dirigir y controlar un puerto serie. Cabe resaltar que esta clase cuenta con todas las propiedades, métodos y eventos permitiendo así la transferencia de datos por el puerto serie [34] **Figura 47.**

```
Imports System.IO.Ports
Module Modulo_BuscarPuertos

Public Sub BuscarPuertos(o As SeleccioneMedidor)
Try
o.CbxPuertos.Items.Clear()

For Each puertos As String In My.Computer.Ports.SerialPortNames
o.CbxPuertos.Items.Add(puertos)

Next

If (o.CbxPuertos.Items.Count > 0) Then
o.CbxPuertos.SelectedIndex = 0
Else
MessageBox.Show("No hay puertos disponibles", "Revisa tu conexion", MessageBoxButtons.OK, MessageBoxIcon.Warning)
End If
Catch ex As Exception
MessageBox.Show("Falla al conectar los puertos ")
End Try
End Sub
End Module
```

Figura 47. Código reconocimiento de puerto serial.

4.5.2 CONEXIÓN A PUERTO DE COMUNICACIÓN.

Este fragmento de código pertenece a la conexión con el puerto de comunicación serial en donde se encuentra conectado el conversor USB a RS232, es aquí donde se debe configurar todos los parámetros de conexión idénticos a los configurados por medio de la aplicación ACE Pilot, software nombrado en el apartado 4.1.1. **Figura 48.**

```
Imports System.IO.Ports
Module Mod_ConectarPuerto

Dim aConex As Integer = 1
Public PuertoSerie As New SerialPort

Public Sub ConectarPuerto(o As SeleccioneMedidor)
Try
If aConex = 1 Then
With PuertoSerie
.Close()
.BaudRate = 9600
.DataBits = 8
.Handshake = Handshake.RequestToSend
.Parity = Parity.None
.StopBits = 1
.PortName = o.CbxPuertos.Text
.Open()
End With

If PuertoSerie.IsOpen Then
o.Lblestadodelaconexion.Text = "CONECTADO"
o.BtnConectar.Text = "DESCONECTAR"
o.Lblestadodelaconexion.ForeColor = Color.Green
Else
MsgBox("FALLO LA CONEXION", MsgBoxStyle.Critical)
End If
End If

ElseIf aConex = 0 Then
o.Lblestadodelaconexion.Text = "DESCONECTADO"
o.BtnConectar.Text = "CONECTAR"
o.Lblestadodelaconexion.ForeColor = Color.Red
PuertoSerie.Close()

End If

aConex = aConex + 1

If aConex = 2 Then
aConex = 0

End If
Catch ex As Exception

End Try
End Sub
```

Figura 48. Código conexión a puerto serial.

4.5.3 ENVIO DE PETICIONES MEDIANTE TRAMAS HEXADECIMALES

Este apartado del código pertenece al envío de las peticiones del cliente, en este caso se tuvo en cuenta para mostrar 2 de los 5 datos que son interrogados por medio de la aplicación, teniendo en cuenta que solo se muestran los datos correspondientes al Generador 1 y 2, cabe resaltar que son dos máquinas diferentes pero que trabajan en conjunto, por tal motivo se utiliza el mismo canal de comunicación para interrogar las dos máquinas **Figura 49**.

```

EstructuraEmpresa.vb x EstructuraEmpresa.vb [Diseño] Consultadatos.vb [Diseño] ConectarPuerto.vb Form1.vb [Diseño] Modulo_BuscarPuertos.vb
EmeesaMonitoring
TimerEnergiaAcumuladaActivaImportada Tick
529 Private Sub TimerEnergiaAcumuladaActivaImportada_Tick(sender As Object, e As EventArgs) Handles TimerEnergiaAcumuladaActivaImportada.Tick
530 Try
531     'Limpiar_lectura()
532     Lblmedidorleido1y2.Text = "GENERADOR 1 Y 2"
533     IdTrama = 1
534     LblDato.Text = String.Empty
535     Limpiar_controles()
536     PuertoSerie.DiscardInBuffer()
537     Dim tramaacumuladaactivaimportada() As Byte = {&H7E, &H40, &H1C, &H0, &H2, &H0, &H2D, &H3, &HB2, &HF, &HAC, &HE6, &HE6, &H0, &HC0, &H1, &HC1, &H0, &H3, &H0}
538     PuertoSerie.Write(tramaacumuladaactivaimportada, 0, tramaacumuladaactivaimportada.Length)
539
540     TimerEnergiaAcumuladaActivaImportada.Stop()
541     TimerConexionGenerador1y2.Start()
542
543     Catch ex As Exception
544         MsgBox("FALLO EN EL TIMER ACTIVA IMPORTADA GENERADOR 1 Y 2")
545     End Try
546 End Sub
547
548 ' REGISTRO ENERGIA ACUMULADA ACTIVA EXPORTADA
549 Private Sub TimerEnergiaAcumuladaActivaExportada_Tick(sender As Object, e As EventArgs) Handles TimerEnergiaAcumuladaActivaExportada.Tick
550 Try
551     IdTrama = 2
552     LblDato.Text = String.Empty
553     Limpiar_controles()
554     PuertoSerie.DiscardInBuffer()
555     Dim tramaacumuladaactivaexportada() As Byte = {&H7E, &H40, &H1C, &H0, &H2, &H0, &H2D, &H3, &HB2, &HF, &HAC, &HE6, &HE6, &H0, &HC0, &H1, &HC1, &H0, &H3, &H0}
556     PuertoSerie.Write(tramaacumuladaactivaexportada, 0, tramaacumuladaactivaexportada.Length)
557
558     TimerEnergiaAcumuladaActivaExportada.Stop()
559     TimerConexionGenerador1y2.Start()
560
561     Catch ex As Exception
562         MsgBox("FALLO EN EL TIMER ACTIVA EXPORTADA GENERADOR 1 Y 2")
563     End Try
564 End Sub

```

Figura 49. Código envío de datos del cliente.

4.5.4 RESPUESTA DE MEDIDORES SL-7000

Este fragmento de código corresponde a la conversión de las respuestas enviadas por los elementos de medición SL-7000, teniendo en cuenta que las respuestas son enviadas en formato hexadecimal, se debe de realizar la conversión a formato decimal para que pueda ser entendido por el usuario **Figura 50**, se debe tener en cuenta que el código pertenece al igual que en el apartado anterior, a 2 de los 5 datos del generador 1 y 2.

```

EstructuraEmpresa.vb [Diseño] Consultadadatos.vb [Diseño] ConectarPuerto.vb Form1.vb [Diseño] Modulo_BuscarPuertos.vb
EmeesaMonitoring TimerEnergiaAcumuladaActivaImportada Tick
96 Private Sub PuertoSerie_DataReceived(sender As Object, e As SerialDataReceivedEventArgs)
97
98
99 Try
100     Control.CheckForIllegalCrossThreadCalls = False
101     PuertoSerie.Encoding = System.Text.Encoding.GetEncoding(28591)
102     Dim buffer As String = PuertoSerie.ReadExisting
103     If buffer <> "" Then
104         cadenas1 &= buffer
105         tam2 = Len(cadenas1)
106         lbltam2.Text = tam2
107         CadenaArray = cadenas1.ToCharArray()
108
109         For Each c As Char In CadenaArray
110             cadenaHex &= Convert.ToString(String.Format("{0:X2}", Convert.ToInt32(c), 16)) & "-"
111         Next
112
113         lblrecive.Text = cadenaHex
114         lbltam3.Text = Len(CadenaArray)
115
116         If Len(CadenaArray) = 42 Then
117             lbldato.Text = Convert.ToInt32(Convert.ToString(String.Format("{0:X2}", Convert.ToInt32(CadenaArray(29)), 16)) & Convert.ToString(String.Format("{0:X2}", Convert.ToInt32(CadenaArray(30)), 16)))
118
119             If IdTrama = 1 Then
120
121                 lecturaActivaImportadaGenerador1y2 = Convert.ToInt32(Convert.ToString(String.Format("{0:X2}", Convert.ToInt32(CadenaArray(29)), 16)) & Convert.ToString(String.Format("{0:X2}", Convert.ToInt32(CadenaArray(30)), 16)))
122                 lecturaActivaImportadaGenerador1y2 = lecturaActivaImportadaGenerador1y2 / 10000
123                 lbldatoActivaImportadaG1y2.Text = lecturaActivaImportadaGenerador1y2
124                 lblleyendoG1y2.BackColor = Color.Green
125                 lblcontador.Text = "SE INICIO LA LECTURA"
126                 lbldatoActivaImportadaG1y2.BackColor = Color.Gray
127
128                 If lblcontador.Text = "SE INICIO LA LECTURA" Then
129                     txtcentaregreciba.Text = "15"
130                 End If
131             End If
132         End If
133     End Try
134 End Sub

```

Figura 50. Código conversión respuestas de los elementos de medición SL-7000

4.5.5 DEFINICION DE TIMERS

Este fragmento de código pertenece a la definición de los “timers” los cuales son los encargados de que el sistema de visualización y control sea autónomo y se ejecute en un orden específico **Figura 51**.

```

EmeesaMonitoring Mod_Timers detTimersSI
1 Module Mod_Timers
2     Public cronos2 As Integer
3     Public IdTrama As Integer
4
5     Public Sub detTimersSI(b As Generador1y2)
6
7         b.TimerConexionGenerador1y2.Stop()
8         b.TimerAutenticacionGenerador1y2.Stop()
9         b.TimerEnergiaAcumuladaActivaImportada.Stop()
10        b.TimerEnergiaAcumuladaActivaExportada.Stop()
11        b.TimerEnergiaAcumuladaReactivaImportada.Stop()
12        b.TimerEnergiaAcumuladaReactivaExportada.Stop()
13        b.TimerPotenciaInstantaneaActiva.Stop()
14
15        b.TimerConexionGenerador3.Stop()
16        b.TimerAutenticacionGenerador3.Stop()
17        b.TimerActivaImportada3.Stop()
18        b.TimerActivaExportada3.Stop()
19        b.TimerReactivaImportada3.Stop()
20        b.TimerReactivaExportada3.Stop()
21        b.TimerPotenciaInstan3.Stop()
22
23        b.TimerConexionLinea.Stop()
24        b.TimerAutenticacionLinea.Stop()
25        b.TimerLineaActImportada.Stop()
26        b.TimerLineaActExportada.Stop()
27        b.TimerLineaReactImportada.Stop()
28        b.TimerLineaReactExportada.Stop()
29        b.TimerLineaPotenciaInst.Stop()
30
31        b.TimerConexionPurace.Stop()
32        b.TimerAutenticacionPurace.Stop()
33        b.TimerActImpoPurace.Stop()
34        b.TimerActExpoPurace.Stop()
35        b.TimerReactImpoPurace.Stop()
36        b.TimerReactExpoPurace.Stop()
37        b.TimerPotenciaInstPurace.Stop()
38
39        b.TimerConexionCoconuco.Stop()
40        b.TimerAutenticacionCoconuco.Stop()
41        b.TimerActImpoCoconuco.Stop()

```

Figura 51. Código Definición de Timers

4.5.6 CONEXIÓN A LA BASE DE DATOS.

Este fragmento de código corresponde a la conexión a la base datos en donde posteriormente será guardada la información generada por los medidores SL-7000.

```
Private Sub EstructuraEmpresa_Load(sender As Object, e As EventArgs) Handles MyBase.Load
    AddHandler PuertoSerie.DataReceived, AddressOf PuertoSerie_DataReceived
    Contador = 11500
    Me.lblcuentaatras.Text = Contador
    Me.TimerCuentaRegre.Enabled = True

    Try
        'Creo la conexion (usando proveedor a MySql)
        conex = New MySqlConnection("server=localhost;" +
                                   "database=basededatosemeesa;user=root;password=;")

        'Abro la conexion
        conex.Open()
        'Creo e inicializo el objeto command
        Command = New MySqlCommand
        Command.CommandType = CommandType.Text
        Command.Connection = conex
    Catch ex As Exception
        MsgBox("Error al abrir conexion: " + ex.Message, MsgBoxStyle.Critical, "EMEESA")
    End Try

    Try
        client = New FireSharp.FirebaseClient(fcon)
    Catch ex As Exception
        MessageBox.Show("Ocurre un problema en la conexion")
    End Try
End Sub
```

Figura 52. Código conexión a la base de datos.

5 RESULTADO FINAL DEL SISTEMA

El sistema de adquisición y monitorización de magnitudes eléctricas, como se ha dicho a lo largo de este documento, consta de una arquitectura tipo cliente – servidor.

Por otro lado, la aplicación servidor, se encarga de la recolección de registros suministrados por los equipos de medida; a su vez, almacena información en una base datos de los registros capturados por los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000.

Con el fin de facilitar la interacción del usuario con la aplicación servidor, se obtuvo una interfaz que pudiera ser manipulada de forma intuitiva. En las siguientes imágenes, se pueden observar algunas ilustraciones de la interfaz gráfica de las aplicaciones.

En primer lugar, se presenta el inicio de sesión de la aplicación servidor y cliente. En esta pantalla inicial el usuario deberá introducir el usuario y la contraseña establecidos por la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P, en esta interfaz se encuentran dos módulos mas que son el registro de usuario y la recuperación de las credenciales de inicio de sesión.



Figura 53 Pantalla inicio de sesión Servidor y Cliente. Fuente: Propia

Para el registro de usuario se debe presionar el link “REGISTRARSE” el cual nos enviara a la interfaz de registro de usuarios en donde se debe ingresar un usuario y una contraseña como se observa en la siguiente imagen **Figura 54**.



Figura 54. Registro de usuarios.

En la interfaz mostrada en la **Figura 53**, también podemos encontrar el link “¿Olvido su contraseña?” el cual nos enviara al módulo que recuperación de credenciales, en esta interfaz debemos de ingresar nuestro usuario para que posteriormente el sistema te arroje tus credenciales de inicio de sesión **Figura 55**.

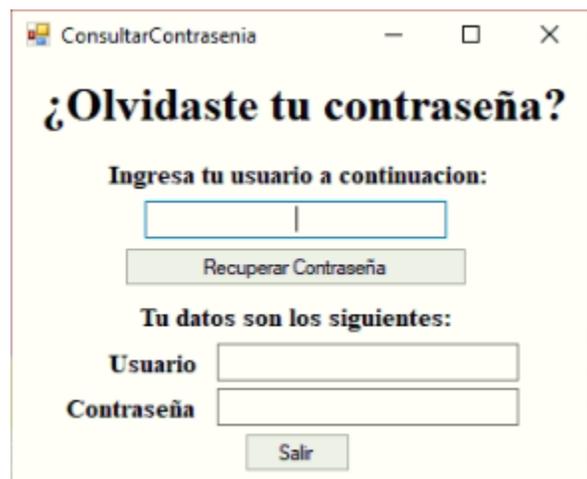


Figura 55. Recuperación de contraseña

Después de introducidos los datos correctos para el inicio de sesión, se presenta el inicio de la aplicación servidor, donde se le da la bienvenida al usuario y desde donde se accederá a las diferentes opciones de la aplicación. En esta pantalla el usuario puede seleccionar y conectar el puerto de comunicación asociado a los equipos de medida.



Figura 56 Conexión a puerto de comunicación aplicación servidor. Fuente: Propia

Una vez conectado el puerto de comunicación, se puede dar inicio a la lectura de magnitudes eléctricas que suministran los dispositivos integrados en el sistema.

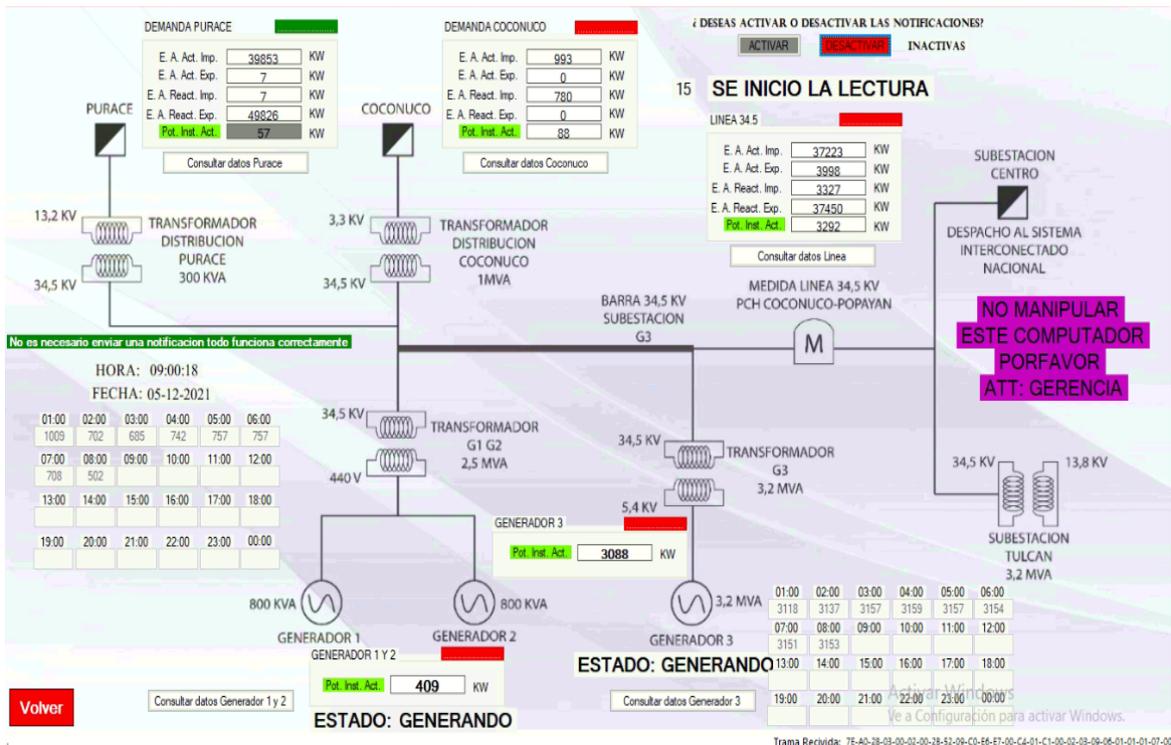


Figura 57 Lectura de magnitudes eléctricas con la aplicación Cliente y Servidor. Fuente: Propia.

En la imagen anterior se observa cómo se realiza la recolección de magnitudes entregadas por los elementos de medición SL-7000, es aquí donde se puede abarcar y comparar el cómo se llevaba la información antes de que este sistema fuera implementado, para comprobarlo se realizó una pregunta a los operarios de la empresa, la cual dio como resultado que no existía ningún método alternativo para llevar este control y que tocaba realizarlo en papel y por periodos repetitivos de 60 minutos (**FIGURA 58, 59, 60 y 61**).

¿ Como se llevaba el control de la información antes de la implementación del sistema de visualización y control ?

10 respuestas

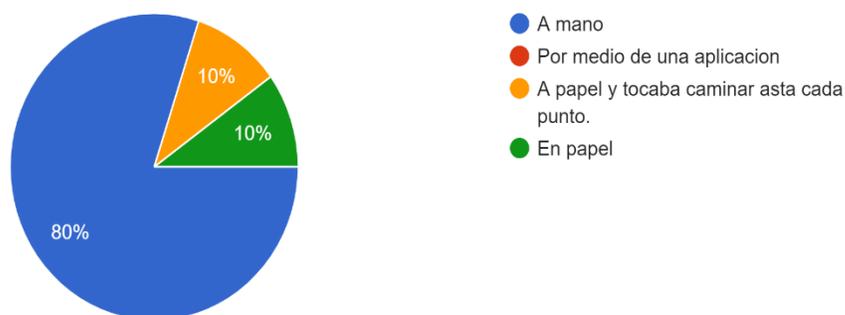


Figura 58. Pregunta de cuestionario.

¿ Con que frecuencia se debe llevar el control de la información generada en la planta de generación?

9 respuestas

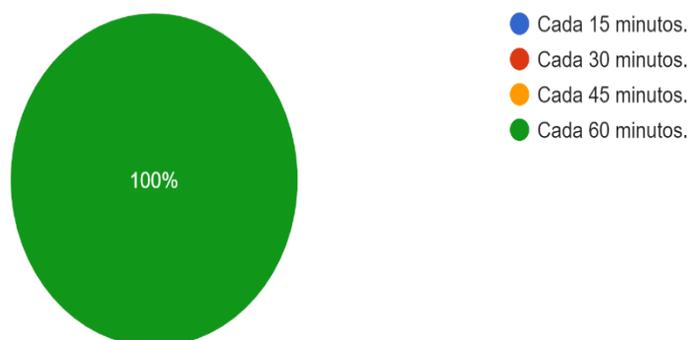


Figura 59. Pregunta de cuestionario.

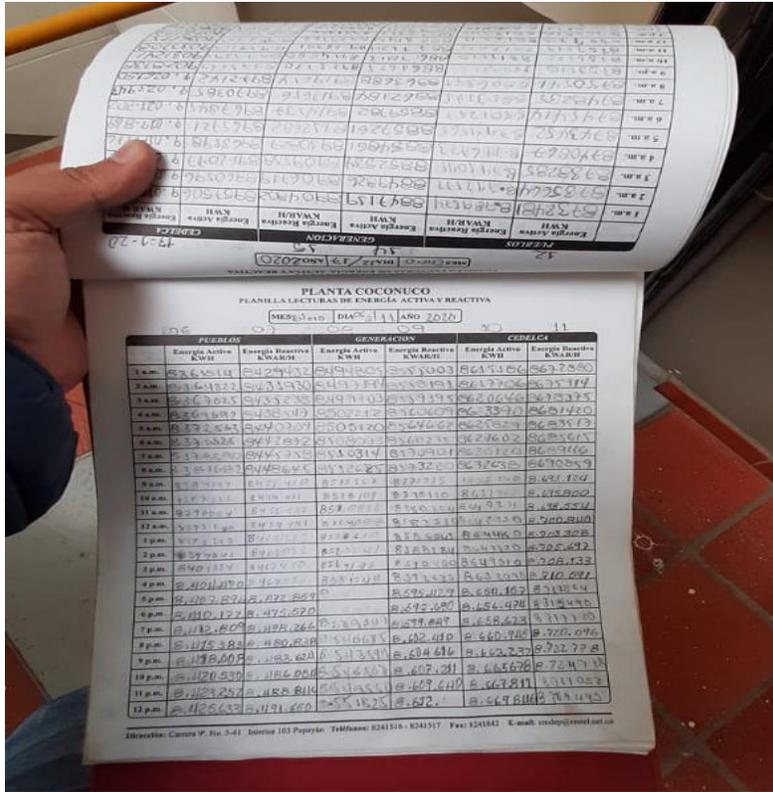


Figura 60. Toma de medidas antes de la implementación de la aplicación.

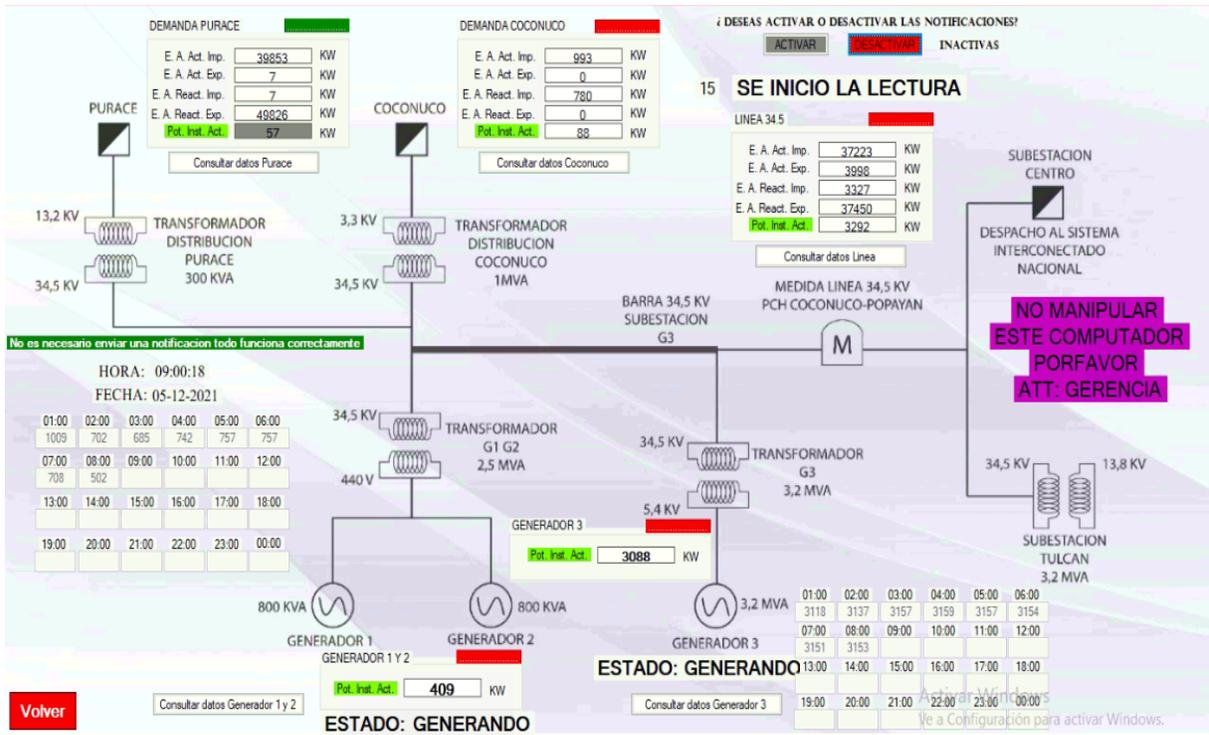


Figura 61. Toma de medidas con la aplicación.

Por otra parte, desde esta aplicación, es posible acceder a la información que se ah almacenado en la base de datos, haciendo uso de la sección denominada ‘Consultar datos ... ‘ubicados en cada uno de los componentes de medida **Figura 62**.



Figura 62 Consulta de datos aplicación Cliente y Servidor. Fuente: Propia.

Además de esto se podrán graficar los datos exportados para poder observar el comportamiento del proceso de generación de la central hidroeléctrica, y por ende poder tomar decisiones respecto a ese comportamiento, en la siguiente figura se muestra el comportamiento del Generador 3 de la empresa municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P. (**FIGURA 63**).

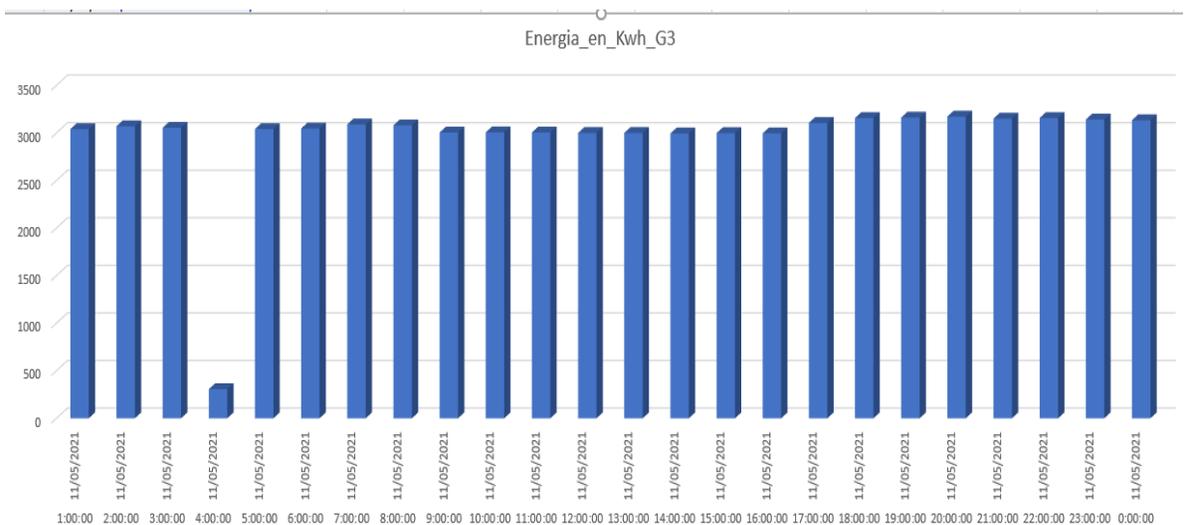


Figura 63. Comportamiento Generador 3.

5.1 ENCUESTA DE SATISFACCION CON LA IMPLEMENTACION DE LA APLICACIÓN DE VIZUALIZACION Y CONTROL.

En este apartado se tuvieron en cuenta los trabajadores pertenecientes a la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S. P, para realizar la encuesta de satisfacción con respecto a la implementación de la aplicación de visualización y control implementada en la planta de generación de la empresa.

A continuación, se presentan los resultados más relevantes, los cuales tuvieron como objetivo conocer el pensamiento de los operadores para con la aplicación.

5.1.1 POBLACION ENCUESTADA

La población encuestada, fueron 10 trabajadores pertenecientes a la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P, de los cuales 7 trabajadores son operadores de planta, 2 son ingenieros eléctricos y 1 es gerente como se observa en la siguiente figura: **(FIGURA 64)**

¿Qué cargo desempeña usted en la empresa?

10 respuestas

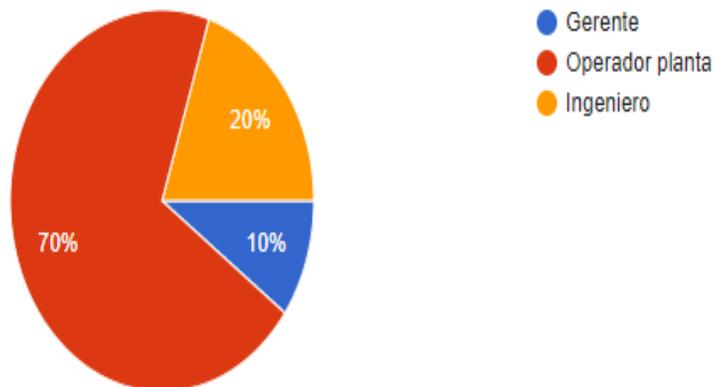


Figura 64. Población encuestada.

Las siguientes preguntas se realizaron con el fin de conocer por qué la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S. P no contaba con un sistema de supervisión y control de los datos generados por los elementos de medición ACE ITRON SL-7000, obteniendo como resultado, que la empresa si conto con un sistema que realizaba este proceso pero que por motivos de mantenimiento del sistema y los costos que esto implicaba dejo de funcionar. **(FIGURA 65, 66 Y 67).**

¿Contaba la empresa con un sistema de supervisión de parámetros eléctricos entregados por los elementos de medición pertenecientes a la empresa?

10 respuestas

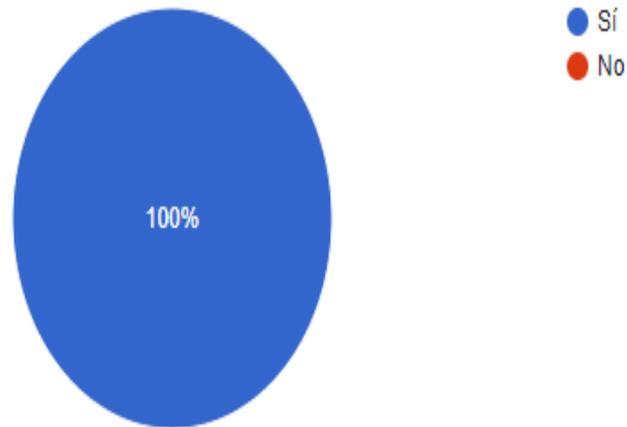


Figura 65. Pregunta de cuestionario.

¿ El sistema sigue en funcionamiento ?

10 respuestas

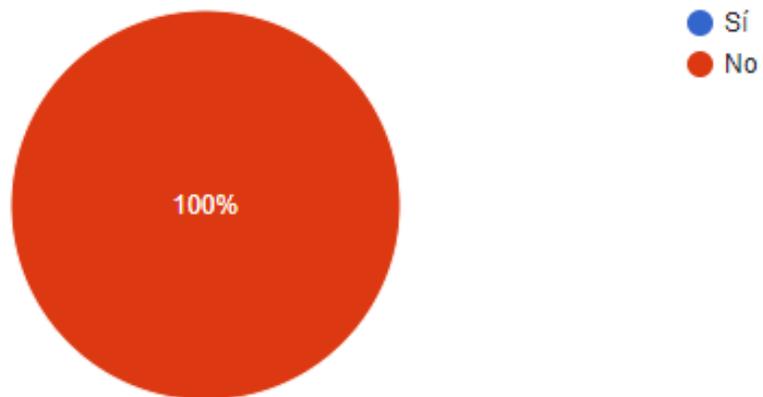


Figura 66. Pregunta de cuestionario.

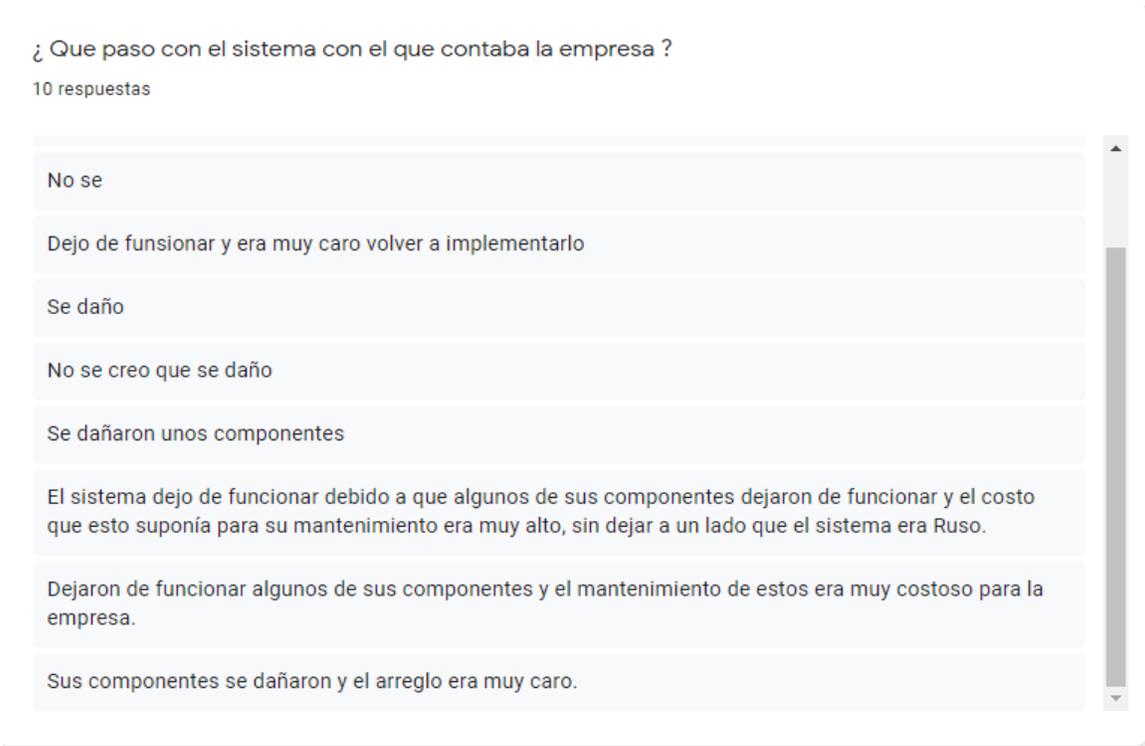


Figura 67. Pregunta de cuestionario.

La siguiente pregunta se hizo con el fin de conocer la necesidad que tienen los operarios de la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A E.S.P con respecto a la implementación de una herramienta que sea útil y que a su vez ayude en la optimización del tiempo. **(FIGURA 68)**.

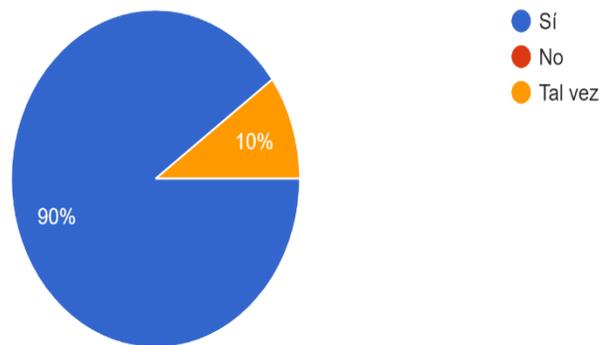
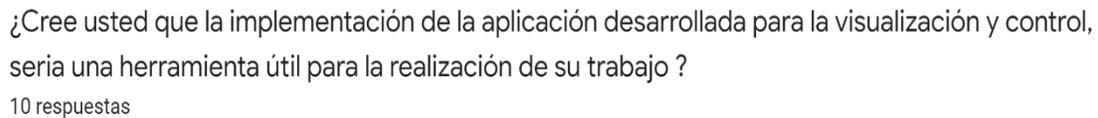


Figura 68. Pregunta de cuestionario.

Las siguientes preguntas se formularon con el fin de conocer que tan satisfechos se sienten los directamente implicados con la aplicación de visualización y control, tendiendo un resultado muy positivo dado que esta implementación ayuda a los operarios en la optimización de tiempo ya que con este sistema no tendrán que desplazarse a cada uno de los puntos para poder saber cómo está el proceso de generación de energía si no que por el contrario podrán verlo todo desde un mismo lugar. **(FIGURA 69, 70, 71, 72, 73, 74 y 75).**

En una escala de 1 a 10 ¿ Como cree usted que funciona el sistema de visualización y control implementado?

10 respuestas

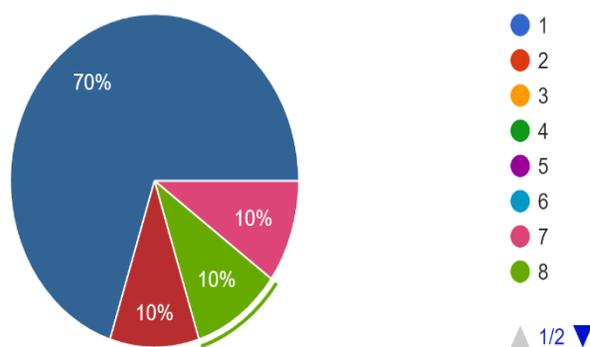


Figura 69. Pregunta de cuestionario.

¿ Como califica usted la calidad de los datos presentados por la aplicación de visualización y control relacionados con la energía generada?

10 respuestas

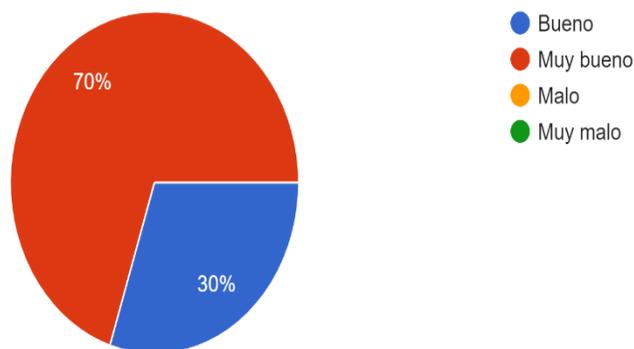


Figura 70. Pregunta de cuestionario.

¿ Cree usted que este sistema satisface las necesidades de los trabajadores ?

10 respuestas

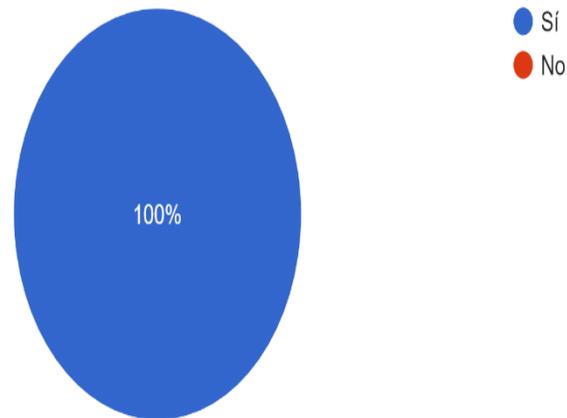


Figura 71. Pregunta de cuestionario.

¿ Cree usted que el sistema apoya en la toma de decisiones tanto operativas como gerenciales ?

10 respuestas

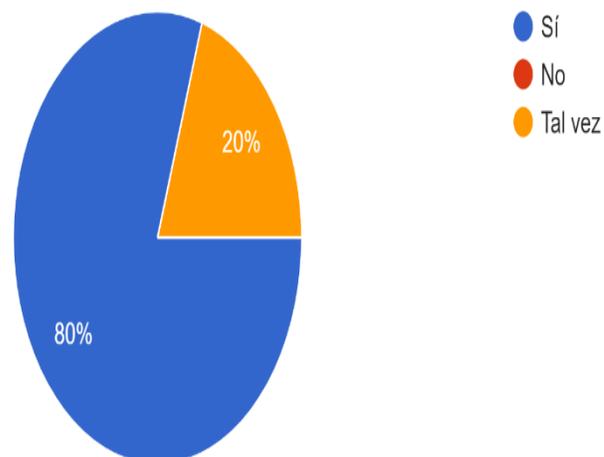


Figura 72. Pregunta de cuestionario.

¿ Es entendible la presentación de la información ?

10 respuestas

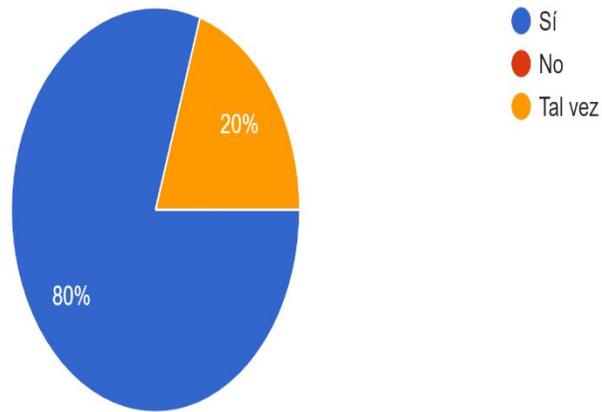


Figura 73. Pregunta de cuestionario.

¿ Cree usted que con la implementación de la aplicación de visualización y control los elementos de medición con los que cuenta la empresa, fueron bien utilizados ?

10 respuestas

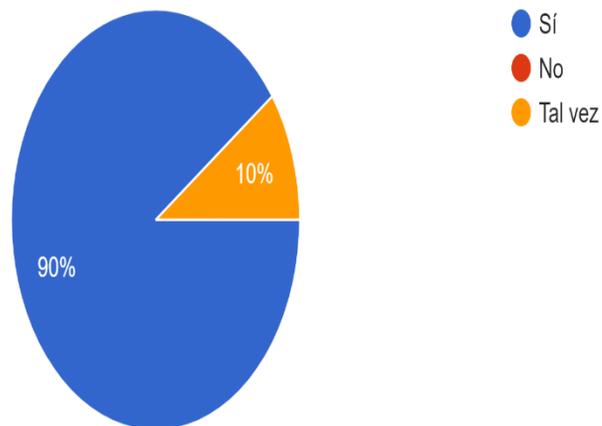


Figura 74. Pregunta de cuestionario.

¿Qué tan satisfecho se siente usted con la implementación de la aplicación de visualización y control?

10 respuestas

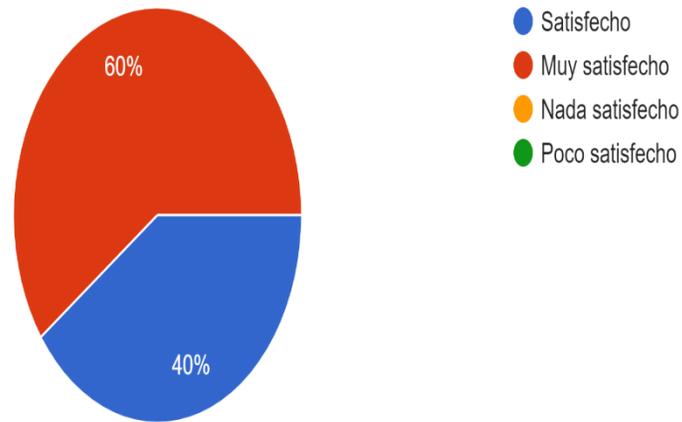


Figura 75. Pregunta de cuestionario.

5.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El uso de la información es uno de los recursos más valiosos del cual depende el éxito de muchas organizaciones; es por ello que se debe contar con tecnologías y sistemas indicados que mejoren la capacidad de recopilar, transmitir y manejar información.

Este proyecto ha permitido el desarrollo de un sistema que recopila y gestiona datos del proceso de generación de energía suministrados por equipos de medición especializados SL- 7000 y dispuestos en lugares estratégicos de la central, con los cuales se puede realizar el seguimiento de la producción y el comportamiento de la planta hidroeléctrica, por esta razón, el sistema sirve como medio para que el personal de la empresa tome decisiones en función de la información adquirida y almacenada.

El sistema desarrollado cubre en gran parte, con las expectativas planteadas al inicio del proyecto, al suministrar una solución eficiente, económica y de fácil operación para los usuarios.

El diseño intuitivo y simple de la interfaz permite manipular y acceder con facilidad a datos del área de generación, recolectados y presentados de forma organizada.

El empleo de una base de datos en el servidor local aumenta la velocidad de registro y ayuda a la recopilación y actualización de datos, permitiendo que la información sea precisa y confiable en cualquier momento.

El uso de la arquitectura cliente servidor, en el que el servidor es un computador de propiedad de la empresa, hace que el costo de operación del sistema no se incremente, puesto que no se requieren contratar un Host remoto encargado de almacenar la información, además, se evita la pérdida de información ocasionada por fallas en la conexión con el servidor.

La integración de los equipos de medida especializados, dan al sistema capacidades muy interesantes para seguir de manera precisa y segura el comportamiento de la central hidroeléctrica.

A pesar de que el sistema planteado cumple con los requisitos establecidos en el proyecto, es cierto que se pueden agregar mejoras que puedan convertirla en una herramienta mucho más óptima.

Una mejora a aplicar en el futuro sería la de perfeccionar la conexión al servicio de internet, con lo cual se podría hacer uso de servidores Web para alojar la información recopilada, de este modo se podría implementar una plataforma o sitio Web en el que se pueda acceder a la información desde cualquier lugar, aparte de realizar una mejora en seguridad con lo que tiene que ver con la recuperación de las credenciales de inicio de sesión.

5. ANEXOS

6.1 ANEXO 1: TRAMAS DEL PROTOCOLO DLMS/COSEM

Tramas conformadas para leer magnitudes con los medidores trifásicos ACE ITRON SL-7000.

Tabla 8 Tramas conformadas del protocolo DLMS/COSEM.

Tramas para lecturas de registros del medidor de la línea de distribución Coconuco.	
Dirección	25
Trama de conexión	7E A0 21 00 02 00 33 03 93 0F F1 81 80 12 05 01 80 06 01 80 07 04 00 00 00 01 08 04 00 00 00 07 65 5E 7E
Trama de autenticación	7E A0 47 00 02 00 33 03 10 D4 BB E6 E6 00 60 36 A1 09 06 07 60 85 74 05 08 01 01 8A 02 07 80 8B 07 60 85 74 05 08 02 01 AC 0A 80 08 41 42 43 44 45 46 47 48 BE 10 04 0E 01 00 00 00 06 5F 1F 04 00 1C 1E 3D 00 00 EA 32 7E
Energía acumulada activa importada	7E A0 1C 00 02 00 33 03 B2 81 39 E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 01 08 00 FF 00 00 57 C4 7E
Energía acumulada activa exportada	7E A0 1C 00 02 00 33 03 B2 81 39 E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 02 08 00 FF 00 00 2A C8 7E

Energía acumulada reactiva importada	7E A0 1C 00 02 00 33 03 B2 81 39 E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 03 08 00 FF 00 00 01 CC 7E
Energía acumulada reactiva exportada	7E A0 1C 00 02 00 33 03 B2 81 39 E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 04 08 00 FF 00 00 D0 D0 7E
Potencia instantánea Activa.	7E A0 1C 00 02 00 33 03 B2 81 39 E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 01 07 00 FF 00 00 AB AE 7E
Tramas para lecturas de registros del medidor de la línea de distribución Purace.	
Dirección	21
Trama de conexión	7E A0 21 00 02 00 2B 03 93 58 B2 81 80 12 05 01 80 06 01 80 07 04 00 00 00 01 08 04 00 00 00 07 65 5E 7E
Trama de autenticación	7E A0 47 00 02 00 2B 03 10 83 F8 E6 E6 00 60 36 A1 09 06 07 60 85 74 05 08 01 01 8A 02 07 80 8B 07 60 85 74 05 08 02 01 AC 0A 80 08 41 42 43 44 45 46 47 48 BE 10 04 0E 01 00 00 00 06 5F 1F 04 00 1C 1E 7D 00 00 9C 34 7E
Energía acumulada activa importada	7E A0 1C 00 02 00 2B 03 B2 D6 7A E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 01 08 00 FF 00 00 57 C4 7E

Energía acumulada activa exportada	7E A0 1C 00 02 00 2B 03 B2 D6 7A E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 02 08 00 FF 00 00 2A C8 7E
Energía acumulada reactiva importada	7E A0 1C 00 02 00 2B 03 B2 D6 7A E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 03 08 00 FF 00 00 01 CC 7E
Energía acumulada reactiva exportada	7E A0 1C 00 02 00 2B 03 B2 D6 7A E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 04 08 00 FF 00 00 D0 D0 7E
Potencia instantánea Activa.	7E A0 1C 00 02 00 2B 03 B2 D6 7A E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 01 07 00 FF 00 00 AB AE 7E
Tramas para lecturas de registros del medidor de la línea de distribución Línea Popayán 34.5.	
Dirección	26
Trama de conexión	7E A0 21 00 02 00 35 03 93 D6 27 81 80 12 05 01 80 06 01 80 07 04 00 00 00 01 08 04 00 00 00 07 65 5E 7E
Trama de autenticación	7E A0 47 00 02 00 35 03 10 0D 6D E6 E6 00 60 36 A1 09 06 07 60 85 74 05 08 01 01 8A 02 07 80 8B 07 60 85 74 05 08 02 01 AC 0A 80 08 41 42 43 44 45 46 47 48 BE 10 04 0E 01 00 00 00 06 5F 1F 04 00 1C 1E 3D 00 00 EA 32 7E

Energía acumulada activa importada	7E A0 1C 00 02 00 35 03 B2 58 EF E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 01 08 00 FF 00 00 57 C4 7E
Energía acumulada activa exportada	7E A0 1C 00 02 00 35 03 B2 58 EF E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 02 08 00 FF 00 00 2A C8 7E
Energía acumulada reactiva importada	7E A0 1C 00 02 00 35 03 B2 58 EF E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 03 08 00 FF 00 00 01 CC 7E
Energía acumulada reactiva exportada	7E A0 1C 00 02 00 35 03 B2 58 EF E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 04 08 00 FF 00 00 D0 D0 7E
Potencia instantánea Activa.	7E A0 1C 00 02 00 35 03 B2 58 EF E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 01 07 00 FF 00 00 AB AE 7E
Tramas para lecturas de registros del medidor de la línea de distribución Generador 1 y 2.	
Dirección	22
Trama de conexión	7E A0 21 00 02 00 2D 03 93 81 64 81 80 12 05 01 80 06 01 80 07 04 00 00 00 01 08 04 00 00 00 07 65 5E 7E
	7E A0 47 00 02 00 2D 03 10 5A 2E E6 E6 00 60 36 A1 09 06 07 60 85 74 05 08 01 01 8A 02

Trama de autenticación	07 80 8B 07 60 85 74 05 08 02 01 AC 0A 80 08 61 62 63 64 65 66 67 68 BE 10 04 0E 01 00 00 00 06 5F 1F 04 00 1C 1E 7D 00 00 15 CC 7E
Energía acumulada activa importada	7E A0 1C 00 02 00 2D 03 B2 0F AC E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 01 08 00 FF 00 00 57 C4 7E
Energía acumulada activa exportada	7E A0 1C 00 02 00 2D 03 B2 0F AC E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 02 08 00 FF 00 00 2A C8 7E
Energía acumulada reactiva importada	7E A0 1C 00 02 00 2D 03 B2 0F AC E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 03 08 00 FF 00 00 01 CC 7E
Energía acumulada reactiva exportada	7E A0 1C 00 02 00 2D 03 B2 0F AC E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 04 08 00 FF 00 00 D0 D0 7E
Potencia instantánea Activa.	7E A0 1C 00 02 00 2D 03 B2 0F AC E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 01 07 00 FF 00 00 AB AE 7E
Tramas para lecturas de registros del medidor de la línea de distribución Generador 3.	
Dirección	27

Trama de conexión	7E A0 21 00 02 00 37 03 93 6E 92 81 80 12 05 01 80 06 01 80 07 04 00 00 00 01 08 04 00 00 00 07 65 5E 7E
Trama de autenticación	7E A0 47 00 02 00 37 03 10 B5 D8 E6 E6 00 60 36 A1 09 06 07 60 85 74 05 08 01 01 8A 02 07 80 8B 07 60 85 74 05 08 02 01 AC 0A 80 08 41 42 43 44 45 46 47 48 BE 10 04 0E 01 00 00 00 06 5F 1F 04 00 1C 1E 3D 00 00 EA 32 7E
Energía acumulada activa importada	7E A0 1C 00 02 00 37 03 B2 E0 5A E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 01 08 00 FF 00 00 57 C4 7E
Energía acumulada activa exportada	7E A0 1C 00 02 00 37 03 B2 E0 5A E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 02 08 00 FF 00 00 2A C8 7E
Energía acumulada reactiva importada	7E A0 1C 00 02 00 37 03 B2 E0 5A E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 03 08 00 FF 00 00 01 CC 7E
Energía acumulada reactiva exportada	7E A0 1C 00 02 00 37 03 B2 E0 5A E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 04 08 00 FF 00 00 D0 D0 7E
Potencia instantánea Activa.	7E A0 1C 00 02 00 37 03 B2 E0 5A E6 E6 00 C0 01 C1 00 03 01 01 01 07 00 FF 00 00 AB AE 7E

Fuente: Propia de estudio.

Bibliografía

- [1] O. d. I. N. U. p. e. D. I. (ONUDI), *Programa de Capacitacion en Energia Renovable*, Mexico D.F, 2013.
- [2] U. d. P. M. Energetica, *Analisis para la definicion del limite maximo de potencia de la autogeneracion a pequeña escala en el sistema interconectado nacional*, Bogota, 2015.
- [3] Erenovable, «erenovable.com,» [En línea]. Available: <https://erenovable.com/centrales-hidroelectricas/>. [Último acceso: 01 03 2021].
- [4] A. Facil. [En línea]. Available: <https://www.aulafacil.com/cursos/medio-ambiente/energia-hidroelectrica/tipos-de-centrales-hidraulicas-l37031>. [Último acceso: 01 03 2021].
- [5] ENDESA, «Endesa Educa,» [En línea]. Available: <http://www.endesaeduca.com>. [Último acceso: 25 02 2021].
- [6] J. R. Castro, *Manual de Ahorro de Energia*, Bogota: 1992.
- [7] R. E. E. y. M. Ambiente, «Foro Nuclear, Foro de la industria nuclear española,» [En línea]. Available: <https://www.rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/que-es-un-generador-electrico>. [Último acceso: 12 03 2021].
- [8] D. V. Cruz, *Fundamentos de Electricidad*, Toluca, Mexico, 2001.
- [9] Fluitronic, «Fluitronic,» [En línea]. Available: <https://www.fluitronic.es/descargas/tablas-formulas/potencia-electrica>. [Último acceso: 19 06 2020].
- [10] B. SEAS, «Blog SEAS,» [En línea]. Available: <https://www.seas.es/blog/produccion-mantenimiento/factor-de-potencia-que-es-y-como-calcularlo/>. [Último acceso: 15 01 2021].
- [11] AF, «Ciencia y tecnologia al alcance de todos,» [En línea]. [Último acceso: 17 01 2021].
- [12] R. P. Areny, «Sensores y Acondicionadores de Señal,» Cuarta ed., Barcelona: MARCOMBO, Parcerisas Civit, 2004.
- [13] H. M. Mora, *Sistema de adquisicion y procesamiento de datos,.* Alicante, 2002.
- [14] N. Instruments, «National Instruments,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.ni.com/data-acquisition/what-is/esa/>. [Último acceso: 22 01 2021].
- [15] J. Colomer, J. Melendez y J. Ayza, *Introduccion a la monitorizacion y supervision experta de procesos. Metodos y herramientas*, España, 2000.
- [16] A. d. I. i. electrica-electronica, «AIE,» 08 2013. [En línea]. Available: <http://www.aie.cl/files/comites/ca/articulos/>. [Último acceso: 28 01 2021].

- [17] J. R. Blasco, *Análisis de los requisitos Hardware de un sistema para la lectura remota automática de contadores*, 2013.
- [18] DLMS, «DLMS User Association,» 03 2012. [En línea]. Available: <https://www.dlms.com/documentation>. [Último acceso: 28 01 2021].
- [19] R. T. Salazar, *Modbus RTU, implementación del Protocolo en Microcontroladores*, Bucaramanga, 2006.
- [20] I. DAS, «ICP DAS,» 02 2019. [En línea]. Available: http://www.icpdas.com/download/7000/whatisdconprotocol_eng.htm. [Último acceso: 29 01 2021].
- [21] C. B. Reinoso, *Introducción a la arquitectura Software*, Buenos Aires, 2004.
- [22] M. J. N. Arevalo, *Generación de una arquitectura de sistemas informáticos basada en spring.net y nhibernate*, Guatemala, 2011.
- [23] F. V. A. Flores, *Plataforma Interactiva Multiusuario De Gestión y Análisis del Proyecto CIEMPIESS-UNAM*, Mexico D.F, 2015.
- [24] M. C. Jesús, *Desarrollo de Aplicaciones Para el Diseño de Escenarios de Juegos Educativos*, Madrid, 2012.
- [25] B. M. M. y J. M. Zulaica, *Implementación de un reconocedor de voz gratuito a el sistema de ayuda a invidentes Dos-vox en español*, Cholula, Mexico, 2004.
- [26] H. K. y S. A. Silberschatz, *Fundamentos de bases de datos*, Madrid: Concepcion Fernandez Madrid, 2002.
- [27] E. G. B. y E. Al, *Base de Datos*, Alicante, 2006.
- [28] G. D. M. y E. Al, *Diseño e implementación de un sistema web como servicio de búsqueda de Empleo municipal*, Mexico, 2010.
- [29] J. M. Alvarez, *Generalidades en Subestaciones*, Claveles, El salvador, 2011.
- [30] SATEC, «SATEC, Powerfull Solutions,» 19 02 2013. [En línea]. Available: <http://www.satec-global.com/sites/default/files/PM130-Plus-Datasheet-Spanish.pdf>. [Último acceso: 05 02 2021].
- [31] Itron, «Itron,» [En línea]. Available: <https://www.ontrium.com/doc/110420081720sl7000itronmanual.pdf>. [Último acceso: 01 05 2021].
- [32] C. E. Internacional, *Enlace de Datos usando protocolo HDLC. IEC 62056-46*, 2007.

[33] MySQL, «MySQL,» [En línea]. Available: <https://www.mysql.com/>. [Último acceso: 28 Abril 2021].