



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electrónica y Computación

RED INTELIGENTE INALÁMBRICA PARA EL ANÁLISIS DE
OPERACIÓN Y GESTIÓN EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA.

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN TELECOMUNICACIONES

Presentado por:

Mariela Éricka Bermúdez Chiriboga

Byron Alejandro Villalobos Álvarez

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2019

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mi madre, que siempre confió en mí y me ha apoyado en todos estos años en el camino hacia la meta. A mi sobrino, que ha sido una motivación especial para convertirme en una persona de éxito para poder ser su ejemplo. A mis amigos, por ese apoyo incondicional, quienes me ayudaron en cada paso con consejos, además de crear recuerdos valiosos de amistad.

Bermúdez Chiriboga, Mariela Éricka

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, en primer lugar, por darme la fortaleza para lograr culminar mis estudios.

Agradezco a mis profesores por brindar sus conocimientos haciendo de cada uno de ellos pilares fundamentales en la construcción de una profesional útil a la sociedad, a mi tutor que apoyó grandemente compartiendo conocimientos intelectuales en las materias que ha impartido y de las que he conformado orgullosamente parte de su alumnado.

***Bermúdez Chiriboga, Mariela
Éricka.***

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; **MARIELA ERICKA BERMUDEZ CHIRIBOGA, BYRON ALEJANDRO VILLALOBOS ALVAREZ** y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

**MARIELA ERICKA BERMUDEZ
CHIRIBOGA**

**BYRON ALEJANDRO
VILLALOBOS ALVAREZ**

EVALUADORES

Ph.D. María Antonieta Álvarez
PROFESOR DE LA MATERIA

Msc. Félix Moncayo Rea
PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El siguiente proyecto se establece con el fin de monitorear el correcto funcionamiento del sistema interno de los transformadores monofásicos que forman parte de la red de distribución eléctrica en tiempo real, con la ayuda de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), tales como sensores que son capaces de monitorear, mediante sistemas de comunicación modernos, ciertos parámetros, permitiendo un sistema de gestión de mantenimiento remoto.

Para escoger los parámetros de monitoreo, se realiza un estudio de las fallas en los transformadores. Se analizan los agentes causantes de la degradación de estos dispositivos y las características principales de su operación. Subsiguiente a esto, el desarrollo del siguiente proyecto presenta la metodología a emplear, la programación de los dispositivos, y la adquisición de los datos. Todo esto para hacer posible la composición de una herramienta que aporte en el monitoreo de transformadores monofásicos de distribución.

Se establece una alternativa para detectar el sobrecalentamiento de los transformadores monofásicos de manera temprana, monitoreando su temperatura, ya que, de acuerdo con los estudios realizados, las principales fallas provocan un aumento en la temperatura la cual puede ser adquirida y presentada en la estación de recepción en un computador o dispositivo celular mediante el servidor Ubidots.

El servidor de interfaz gráfica Ubidots presenta los datos adquiridos de manera didáctica y comprensible para el usuario, haciendo visibles los parámetros para el correcto funcionamiento de un transformador, que se almacenan en una base de datos para tener un historial de funcionamiento.

Palabras Clave: Red, diseño, propagación, sensor, Ubidots

ABSTRACT

The following project is established in order to monitor the proper functioning of the internal system of the single-phase transformers that are part of the electric distribution network in real time with the help of intelligent electronic devices (IEDs), such as sensors that are capable of monitoring, through modern communication systems, certain parameters, allowing a remote maintenance management system.

To choose the parameters, a study of the faults in the transformers is made. The agents causing the degradation of these devices and the main characteristics of their operation are analyzed. Subsequent to this, the development of the following project presents the methodology to be used, the programming of the devices, and the acquisition of the data, all this to make possible the composition of a tool that is an important part in the monitoring of single-phase transformers of distribution.

This work is established as an alternative to detect the overheating of these machines in an early way, monitoring temperature signals, according to the studies carried out, and to the tendencies obtained from the tests carried out, bearing in mind that any irregularity can be acquired, and presented at the reception station on a computer or cellular device through the Ubidots server.

The graphical interface server Ubidots presents the acquired data in a didactic and compressible way for the user, allowing to understand the allowed ranges of the parameters for the correct functioning of a transformer, the same parameters are stored in a database to have a history of functioning.

Keywords: Network, design, propagation, sensor, Ubidots

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
ABSTRACT	VII
ABREVIATURAS	X
SIMBOLOGÍA.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Descripción del problema.....	2
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivo General.....	5
1.2.2. Objetivos Específicos	5
1.3. Marco Teórico	5
1.3.1. Sistema Eléctrico	5
1.3.2. Transformadores	6
1.3.3. Redes de distribución para cargas residenciales	7
1.3.4. Estadísticas de fallas	7
1.3.5. Red de sensores inalámbricos.....	8
1.3.6. Sensores de Temperatura	8
1.3.7. Sistema de Posicionamiento Global	9
1.3.8. Transceptor nRF24L01	10
2. DISEÑO DE LA RED DE SENSORES INALÁMBRICOS	12
2.1. Descripción del escenario	12
2.2. Comprobación de Zona de Fresnel.....	16
2.3. Diseño estructural de la red	18
2.4. Presupuesto de Enlace	21
2.5. Modelo de Okumura-Hata.....	23
2.6. Diseño del sensor inalámbrico	24
2.6.1. Esquemático del nodo sensor.....	25

2.6.2.	Diagrama del nodo sensor.....	25
2.6.3.	Esquemático del nodo coordinador	27
2.6.4.	Diagrama del nodo coordinador.....	28
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LA RED PROPUESTA	30
3.1.	Análisis gráficos de los datos medidos.....	30
3.2.	Transmisión de datos	31
3.3.	Gateway de la red de sensores.....	32
3.4.	Presentación de datos en la interfaz gráfica de Ubidots	32
3.5.	Ventana de visualización de alarmas	33
3.6.	Ventana de visualización de temperaturas.....	33
3.7.	Análisis económico.....	34
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	37
4.1.	Conclusiones.....	37
4.2.	Recomendaciones.....	39
	BIBLIOGRAFÍA.....	40
	ANEXO	42

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
WSN	Wireless Sensor Network
WLAN	Wireless Local Area Network
USB	Universal Serie Bus
GFSK	Gaussian Frequency Shift Keying
CRC	Ciclo de Código de Redundancia
FIFO	First In - First Out
SPI	Serial Peripheral Interface
SMA	Subminiature version A (conector)
LNA	Low Noise Amplifier
VSWR	Voltage Standing Wave Ratio
GPIO	General Purpose Input/output
TCP	Transmission Control Protocol
UDP	User Datagram Protocol
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
FTP	File Transfer Protocol
IPV4	Cuarta versión de Internet Protocol
LOS	Line of Sight
NLOS	Non-Line of Sight
BER	Bit Error Ratio
RF	Radio Frecuencia
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
IDE	Integrated Development Environment
IoT	Internet of Things
FTDI	Future Technology Devices International

SIMBOLOGÍA

mil	Milésima de pulgada
mV	Milivoltios
V	Voltios
uA	Microamperios
mA	Miliamperios
ohm	Ohmios
°C	Grados Centígrados
°K	Grados Kelvin
m	Metros
Km	Kilómetros
ms	Milisegundos
Mbps	Megabit por segundo
Kbps	Kilobit por segundo
GHz	Giga hertzios
MHz	Mega Hertzios
Hz	Hertzios
J	Joules
dB	Decibelios
dBm	Decibelio milivatio
dBi	Decibelio de ganancia isotrópica
DC	Corriente directa
GND	Tierra
Vcc	Voltaje

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Etapas del sistema de distribución de energía eléctrica [6]	6
Figura 1.2: Estadísticas de fallas en los transformadores.....	7
Figura 1.3: Estructura de una red de sensores [8].	8
Figura 1.4: Sensor de temperatura LM35 [12].	9
Figura 1.5: Sistema GPS [13].	10
Figura 1.6: Transceptor nRF24L01 con antena incluida.	11
Figura 2.1: Localización de la Subestación Eléctrica Vergeles según el Geoportal CNEL EP.....	13
Figura 2.2: Ubicación de los postes que soportan los transformadores monofásicos (círculos grises).....	13
Figura 2.3: Esquemático de la localización de transformadores por cuadras.	14
Figura 2.4: Subestación Vergeles, estación base del proyecto. [14].....	15
Figura 2.5: Vista Satelital de los Nodos Sensores y Coordinador.....	16
Figura 2.6: Simulación de enlace entre nodo coordinador y nodo sensor 3.....	18
Figura 2.7: Esquemático del nodo sensor.....	25
Figura 2.8: Diagrama de flujo del procedimiento de configuración del nodo sensor	26
Figura 2.9: Esquemático del nodo coordinador.....	27
Figura 2.10: Diagrama de flujo del procedimiento de configuración nodo coordinador	28
Figura 3.1: Gráfica de temperatura vs tiempo.....	31
Figura 3.2: Alarma del nodo sensor	33
Figura 3.3: Gráfica temperatura vs tiempo de los datos medidos	34

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Rango de temperatura a los cuales trabajan ciertos sistemas.....	9
Tabla 2.1 Coordenadas de posicionamiento.....	16
Tabla 2.2 Especificaciones del módulo nRF24L01 [20]	19
Tabla 2.3 Datos para calcular el valor de la sensibilidad	22
Tabla 2.4 Datos para encontrar el valor del factor de correlación.....	24
Tabla 3.1 Costos del nodo sensor.	34
Tabla 3.2 Costos del nodo coordinador.	35
Tabla 3.3 Costo de implementación de la red de sensores	35

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es una necesidad de vital importancia para el desarrollo de un país, actualmente, gran parte de las actividades diarias dependen de la electricidad. La demanda de una mejor confiabilidad y continuidad en el suministro de electricidad crece día a día. Así, el desarrollo de nuevos métodos de vigilancia tiene como reto aumentar la disponibilidad del servicio mientras remotamente ayuda a la disminución de los costos de mantenimiento. En este escenario los sistemas de monitoreo continuo en línea y las herramientas de diagnóstico se vuelven esenciales para una gestión más confiable del sistema de red eléctrica.

El sistema eléctrico está conformado por subestaciones, transformadores, líneas de distribución, restauradores, generadores, etc. Para lograr un servicio de calidad y suministro ininterrumpido es indispensable elaborar herramientas de monitoreo y control para los elementos de la red eléctrica mencionados anteriormente, así también algoritmos de localización y detección de fallas en elementos de la red como los transformadores, generadores. etc.

El transformador es un elemento de suma importancia en la red eléctrica, es una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir el voltaje y los niveles de corriente para reducir pérdidas en la transmisión de la electricidad [1]. La credibilidad del desempeño del transformador puede afectar a la disponibilidad de la energía eléctrica en cierto sector además de involucrar costos económicos para la empresa eléctrica [2]. Cuando un transformador falla decenas de hogares podrían quedar sin energía, por otra parte, la empresa eléctrica invierte en re facturación, reparación o reemplazo del transformador. Con los transformadores modernos que se encargan de la preservación del aceite, las fallas por oxígeno y humedad se minimizan dejando a la temperatura como el principal parámetro a controlar [3]. El fenómeno de transferencia de calor en un transformador es difícil de analizar, es por eso que no existe un modelo que determine de manera exacta el comportamiento térmico, debido a esto la medición de la temperatura es la mejor alternativa [4]. Las fallas dentro de un transformador son las que ocurren por el

aumento de temperatura en algunas partes internas de éste. La detección a tiempo de estas fallas puede proporcionar además el aviso temprano de fallas más graves para poder establecer un plan preventivo y reducir las pérdidas e inversión inesperadas. Por lo anterior, es preciso involucrar nuevas tecnologías eficientes para localizar fallas en su etapa naciente.

El siguiente estudio apunta a la caracterización de una aplicación para la gestión de los procesos de una red inalámbrica para analizar la información que proporciona acerca del entorno en los transformadores monofásicos de la red eléctrica. Actualmente existe un gran interés por desarrollar nuevas tecnologías que faciliten el monitoreo y diagnóstico en varios aspectos, encaminados a brindar mejores beneficios sociales, a favorecer la productividad y a mejorar la calidad del servicio. Desarrollar aplicaciones que involucren redes de sensores aportará de modo significativo a la solución de varios tipos de problemas.

1.1. Descripción del problema

Los transformadores monofásicos no poseen un sistema de monitoreo continuo, actualmente, para atender estas emergencias de fallas en los equipos, se envía personal técnico a revisar y a dar mantenimiento correctivo.

En el sistema eléctrico, la localización de inconvenientes se torna difícil debido a la gran cantidad de circuitos provenientes desde las fases de generación, transmisión hasta la de distribución.

El sistema de distribución se constituye de una gran cantidad de componentes de diseño electrónicos y mecánicos que hacen difícil el control de las interrupciones en el sistema. Implementar una modificación en la red que pueda incluir el aumento de su tamaño o establecer una reconfiguración de esta, abriría paso a problemas de sobrecarga, mallas y lazos de alimentación no deseados, además de distribución de la energía en forma paralela lo que provocaría pérdidas.

El sistema de distribución eléctrica merece gran atención dentro de todo el sistema eléctrico implementado, ya que es en esta parte donde la calidad del servicio presenta mayores niveles de deficiencias y pérdidas técnicas, desde el planeamiento hasta la constitución de la misma, esta etapa es la más vulnerable y expuesta a fraudes con consecuentes perjuicios económicos para la empresa distribuidora, lo que le obliga a invertir constantemente para llegar con calidad y eficiencia hasta el consumidor final.

El proyecto integra varias tecnologías con el objetivo de diseñar una red de sensores que permita determinar las variaciones de las características de los transformadores que forman parte de una red de distribución, como por ejemplo su temperatura, ya que, si esta alcanza un punto no deseado influye en el desempeño de este, por lo tanto, es necesario mantenerlos controlados. Es así como se pretende brindar un sistema de instrumentación seguro y fiable que proporcione la cantidad de datos suficientes como para proceder a ejecutar operaciones de monitoreo y mantenimiento preventivo. El monitoreo inalámbrico evitará el contacto con el transformador lo que reduciría el riesgo de accidentes laborales por la interacción de los técnicos con estos equipos.

En este proyecto se pretende abordar aspectos para facilitar una previsión clara y una ayuda a corto plazo a la situación actual de la red eléctrica, respondiendo a los problemas como: cortes eléctricos, alza de precios al consumidor, costos de reparación, y problemas de calidad de la energía. Se aspira llegar a la autonomía de control de estas máquinas utilizando tecnologías de la información para receptar, recopilar y transmitir todos estos datos.

Al incluir esta red de acopio de datos en el sistema, se busca analizar y utilizar esta información recolectada, para hacer un seguimiento a lo que ocurre en el funcionamiento interno de estos dispositivos eléctricos y así poder actuar de manera oportuna dando mantenimientos preventivos

regularmente, mucho antes de que ocurra una emergencia que incurra en gastos mayores para la empresa o en mala calidad del servicio y a su vez el malestar en la ciudadanía.

No se puede dejar de lado el vínculo que debe tener la empresa eléctrica con la comunidad en el cumplimiento de un servicio de calidad, que garantice el derecho establecido en la constitución para asegurar el buen vivir de los habitantes.

Para las empresas encargadas de brindar el servicio y para el gobierno que constituye un ente regulador se sugiere comenzar la inversión con pruebas y estudios a baja escala que evalúen una tecnología que se adapte y sea escalable, la cual ayude a impulsar un sistema formal de una red inteligente eficiente.

Para las industrias es importante la exploración de nuevas tecnologías que involucren las redes de comunicación y que proporcionen un sistema continuo de energía eléctrica con el fin de dar lugar a nuevos proyectos, productos y servicios; avivando la optimización de los recursos y dando lugar a la competencia en el mercado que impulsa el desarrollo y avance del país.

El capítulo 1 detalla los conceptos y fundamentos teóricos claves necesarios para el desarrollo de la idea. El capítulo 2 describe los elementos de implementación y simulación para lograr el modelo de la red de monitoreo en transformadores monofásicos, además se detallan las condiciones y características de la herramienta utilizada para este fin. El capítulo 3 establece los resultados de la metodología empleada. Al mismo tiempo se destaca la incidencia de este tipo de parámetros en los transformadores de la red de distribución. Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo realizado y las recomendaciones para una proyección del presente proyecto hacia el futuro.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Desarrollar un sistema de monitoreo inalámbrico utilizando tecnología Arduino, para la medición de parámetros en tiempo real de los transformadores de una red eléctrica de un sector de la ciudad de Guayaquil.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Diseñar un sistema de transmisión inalámbrica de los datos censados para la detección de fallas y sistema de alarma con geolocalización en los transformadores monofásicos.
- Analizar los parámetros de desempeño receptados para monitorear el desempeño de la red eléctrica en tiempo real.
- Diseñar una interfaz amigable para el usuario utilizando software de Ubidots, en donde se puedan visualizar los datos receptados a través de los nodos sensores.

1.3. Marco Teórico

1.3.1. Sistema Eléctrico

Un sistema de distribución eléctrico de potencia se basa en cuatro etapas: generación, transmisión, distribución y utilización, y cuyo principal objetivo es el de llevar electricidad desde los centros de generación hasta la etapa de consumo como se muestra en la Figura 1.1, entregándole al usuario un servicio seguro con las características de calidad exigidas por el consumidor [5].

Aproximadamente los dos tercios de la inversión de este gran sistema están dedicados a la parte de distribución porque conlleva un estudio minucioso del diseño, planeamiento y construcción, que exige manejar información extensa, compleja y de trascendencia. Es en este fragmento del sistema donde se generan los porcentajes más significativos de pérdidas debido a la gran cantidad de componentes que lo conforman.

En la Figura 1.1 se pueden visualizar las etapas de distribución de la energía eléctrica empezando desde los generadores hasta los hogares. A continuación, se brinda una breve descripción de cada etapa:

- **Subestaciones Secundarias:** Aquí se transforma la energía recibida de las líneas de transmisión, que vienen desde las subestaciones primarias, y se da origen a la red primaria.
- **Red Primaria:** Suministran potencia a los transformadores de distribución a niveles de voltaje de 13.2 Kv, 11.4 Kv, 7620 V, etc.
- **Transformadores de Distribución:** Están conectados desde la red primaria para suministrar energía a niveles apropiados de consumo para los usuarios de la red secundaria.
- **Red Secundaria:** Distribuyen energía a niveles desde 600 V, 120/208 V y 120/240 V [5].

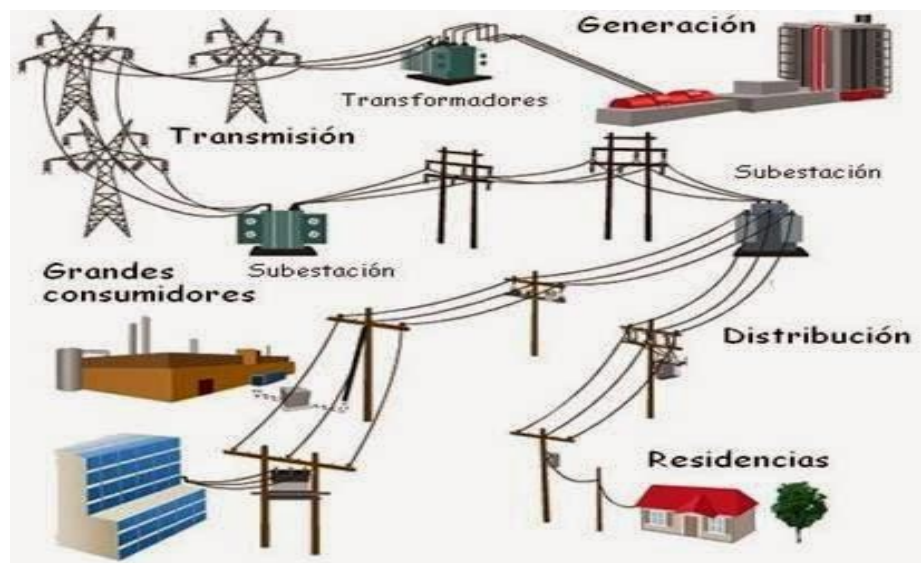


Figura 1.1: Etapas del sistema de distribución de energía eléctrica [6].

1.3.2. Transformadores

También llamados centros de transformación; son los puntos de conversión de niveles de distribución primaria a niveles de distribución secundaria, es decir, reducen la tensión hasta los niveles que se

consideran convenientes para esta parte de la red de distribución que está establecida en el área residencial.

1.3.3. Redes de distribución para cargas residenciales

Principalmente encierra áreas de edificios de apartamentos, condominios, urbanizaciones, etc. Estas cargas tienen como principal objetivo brindar alumbrado, calefacción, conexión de electrodomésticos. De acuerdo con los hábitos comunes de los habitantes de estas zonas y teniendo en cuenta que estas se organizan en grupos bien definidos de acuerdo con la estratificación del nivel socioeconómico [6].

1.3.4. Estadísticas de fallas

Uno de los estudios más recientes de la confiabilidad del transformador [7] destaca a los devanados en el principal causante de fallas en el transformador con un 45%, en segundo lugar, están las fallas por conmutadores de tomas bajo carga con un 26%, bushings con un 17% y las salidas de puntas con un 7%, todo esto se resume en la Figura 1.2.

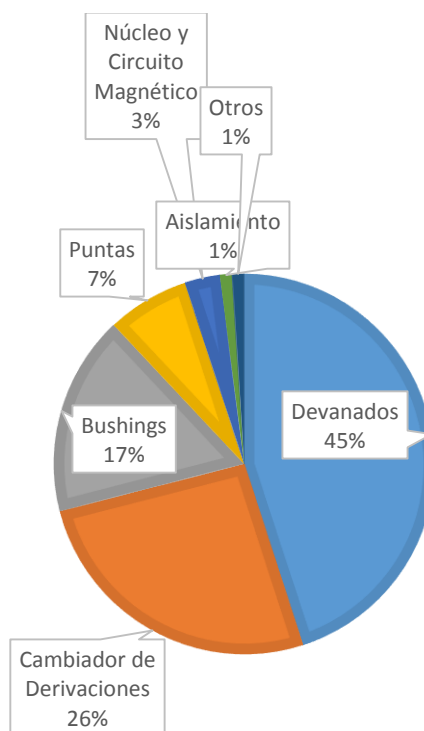


Figura 1.2: Estadísticas de fallas en los transformadores.

1.3.5. Red de sensores inalámbricos.

Una red de sensores está conformada por el transmisor y varios transductores, los cuales forman una cadena de medición de donde se puede extraer información. Si se organizan en un campo sensorial pueden comunicarse entre redes y entre nodos. Además, un supervisor puede insertar comandos de manera remota para asignarles a los sensores tareas como transferencia, recolección de datos, etc.; y luego recuperar esta información sensada.

Las redes de sensores inalámbricos o WSN (por sus siglas en inglés, Wireless Sensor Network), están compuestas por estaciones pequeñas de computo llamadas nodos, que están equipados por los sensores que realizan una tarea común. Estas redes también tienen una unidad de control central con su propia interfaz de usuario, gateways (Sink Node) como se muestra en la Figura 1.3, que son los encargados de recolectar la información para enviarla al usuario final en una estación base.

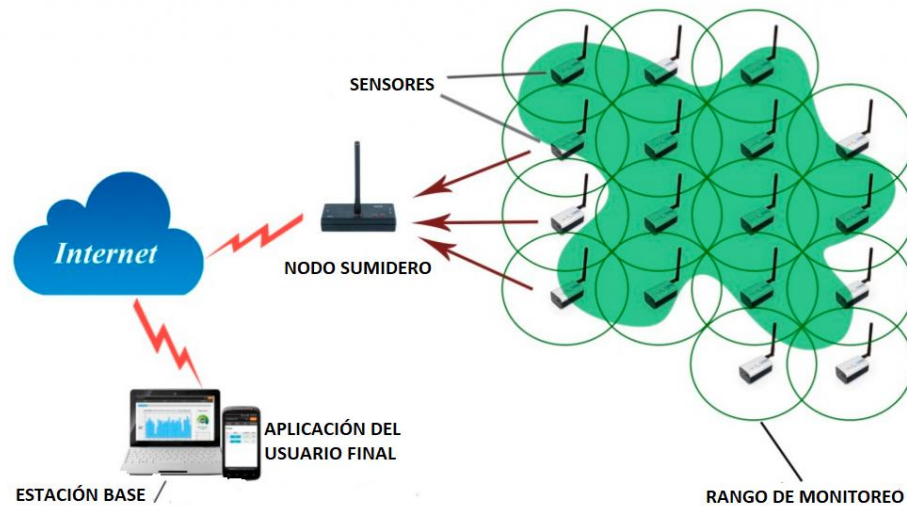


Figura 1.3: Estructura de una red de sensores [8].

1.3.6. Sensores de Temperatura

Actualmente existen diversas formas para medir la temperatura con todo tipo de sensores de diversas naturalezas. Debido a la necesidad de la industria por controlar los procesos se ha innovado y perfeccionado los diseños de sensores que cumplan con determinadas características

según la necesidad del usuario. Los sensores de tipo eléctrico como termocuplas, termo-resistencias, termistores, diodos y sensores de silicio con efecto resistivo son los que más sobresalen en el área para la medición de temperatura, cada uno con características esenciales convenientes para cada proceso [9].

Tabla 1.1 Rango de temperatura a los cuales trabajan ciertos sistemas.

SISTEMA	RANGO EN °C
Termocuplas	-200 a 2800
Termo resistencias	-250 a 850
Termistores	-195 a 450

El LM35 (Figura 1.4) es un sensor con circuito electrónico que tiene un rango de -55°C hasta 150°C , tiene salida analógica, por lo tanto, el voltaje es proporcional a la temperatura, se escoge este tipo de sensor ya que tiene las características electrónicas para adaptarlo al sistema Arduino.

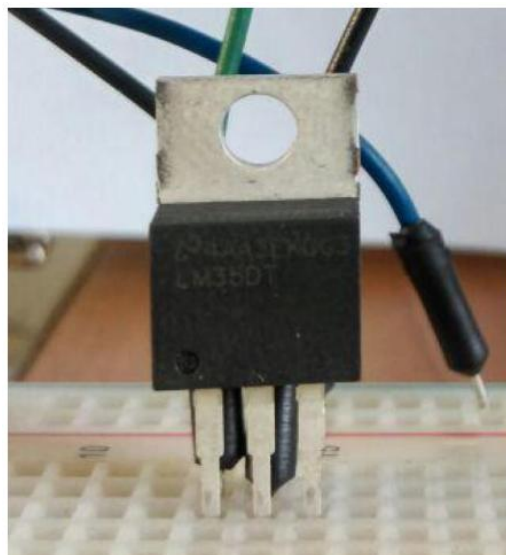


Figura 1.4: Sensor de temperatura LM35 [12].

1.3.7. Sistema de Posicionamiento Global

GPS El Sistema de Posicionamiento Global o GPS (por sus siglas en inglés, Global Positioning System), está conformado por alrededor de 24

satélites que se encuentran a kilómetros fuera de la atmósfera terrestre y que continuamente están enviando señales a la tierra por medio de radiofrecuencias. Para poder sacar beneficio de este sistema, basta simplemente ingresar a las distintas aplicaciones de mapas que están libres para el uso del usuario actualmente.

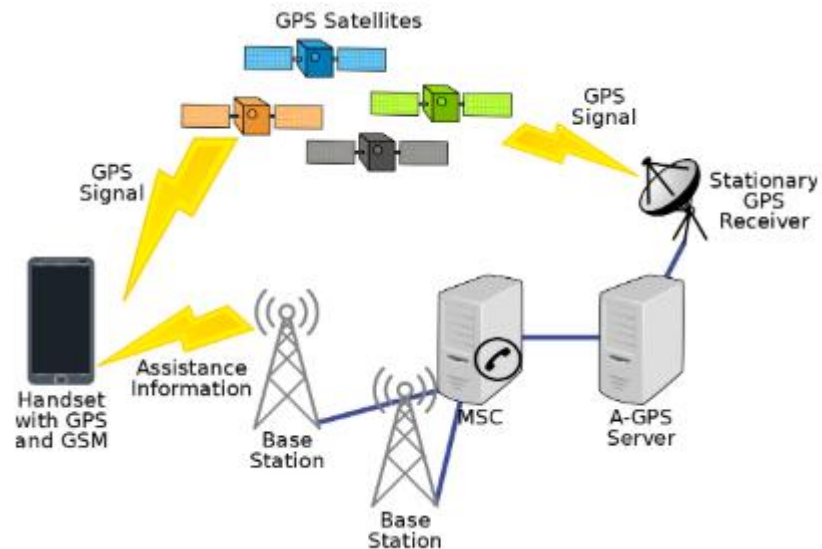


Figura 1.5: Sistema GPS [13].

La Figura 1.5 muestra que los satélites envían información al dispositivo GPS (celular) que recibe señales de las estaciones de control para obtener mejor información de su geolocalización.

1.3.8. Transceptor nRF24L01

Transceptor de radio-frecuencia que trabaja a 2Mbps máximo. Trabaja en la banda de uso libre ISM (Industrial, Scientific and Medical) de 2.4GHz, opera con un protocolo integrado (Enhanced ShockBurst™) de banda base. Se encarga de manejar las tramas recibidas y enviadas por radio frecuencia. En la Figura 1.6 se puede apreciar el transceptor nRF24L01.

Trabaja con una corriente de transmisión/recepción máxima de 14 mA, rango de 1,9 y 3,6 V de alimentación y administración avanzada de potencia.

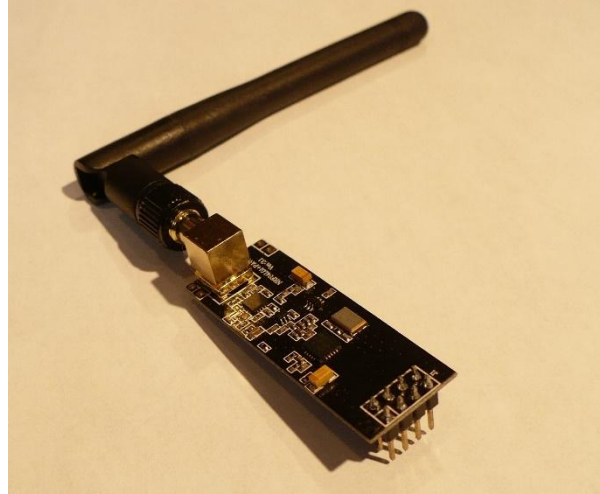


Figura 1.6: Transceptor nRF24L01 con antena incluida.

Este módulo no permite comunicación full dúplex porque usa el mismo circuito para transmitir y recibir datos.

Utiliza modulación GFSK, de acuerdo con los requerimientos del usuario, permite modificar varios parámetros mediante configuración como: Tasa de transmisión, canal, potencia de salida. Por ejemplo, la tasa de transmisión se puede configurar hasta máximo 2 Mbps. Puede trabajar hasta en 126 canales de radio frecuencia separados 1MHz.

El protocolo integrado de hardware también usa códigos de redundancia cíclicos (CRC) para detección de errores, haciendo una comunicación por enlace de radio robusta a prueba de fallas [10].

Se puede configurar la potencia de transmisión a 0 dBm, -6 dBm, -12 dBm y 18 dBm [11].

CAPITULO 2

2. DISEÑO DE LA RED DE SENSORES INALÁMBRICOS

Este capítulo describe el funcionamiento de la red de sensores que cumplirá con los objetivos propuestos. Se ha elaborado diagramas de los distintos procesos que especifican la operatividad de cada uno de los elementos que lo conforman, favoreciendo la gestión de este trabajo. Se especifica qué materiales se escogieron para el diseño del hardware y el software para poder diseñar la red de sensores establecida en una zona suburbana de la ciudad de Guayaquil, además de las características y especificaciones de los componentes utilizados. Junto con todo esto se muestran los diagramas esquemáticos que revelan las conexiones del sistema. Como última sección se describe el desarrollo del software enfocado en el entorno de Arduino y el lenguaje de programación empleado para la puesta en marcha del proyecto.

2.1. Descripción del escenario

Un sistema de monitoreo de transformadores monofásicos debe proporcionar confiabilidad, teniendo en cuenta las mejores interdistancias y las mejores alturas de montaje para obtener la menor pérdida de datos posible. Se debe tener presente cuántos transformadores monofásicos se encuentran instalados en un área suburbana común de la ciudad de Guayaquil. Haciendo las respectivas averiguaciones, como se muestra en la Figura 2.1, en la página de acceso público GIS Geoportal de la Corporación Nacional de Energía Eléctrica CNEL PE, se puede distinguir la distribución de la red eléctrica, desde la red primaria hasta los postes donde se encuentran nuestros transformadores de estudio, además de la ubicación exacta de cada subestación eléctrica. El área marcada figura el escenario de estudio en donde se encuentra la Subestación Eléctrica Vergeles, además de cierta simbología que ayuda a diferenciar ciertos elementos que conforman la red de distribución.



Figura 2.1: Localización de la Subestación Eléctrica Vergeles según el Geoportal CNELEP.

En la Figura 2.2 se distinguen los postes donde se encuentran los transformadores en el servicio de distribución de redes aéreas para la zona residencial de Vergeles con cargas livianas.



Figura 2.2: Ubicación de los postes que soportan los transformadores monofásicos (círculos grises).

Los transformadores monofásicos han sido diseñados para su uso en el exterior según ciertas normas que permite instalarlos en lugares públicos de fácil acceso sin ningún riesgo. Son compactos, seguros y adicional a esto, poseen buen aspecto para ser colocados en lugares visibles como urbanizaciones. Una de las normas técnicas de construcción de redes aéreas que rigen una correcta instalación, es que el poste donde se sitúan estos transformadores de distribución tenga una altura mínima de 12 m [12]. En la Figura 2.3 se puede visualizar un esquemático de los postes que sostienen a los transformadores.

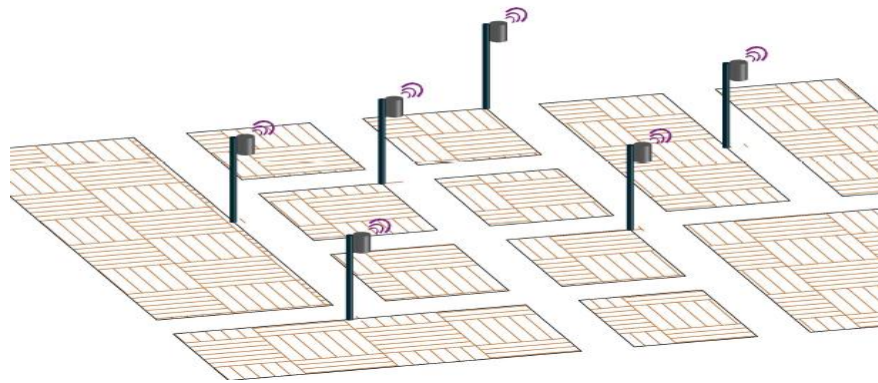


Figura 2.3: Esquemático de la localización de transformadores por cuadras.

El diseño de la red de sensores inalámbricos debe ser establecido para que cubra grandes áreas en zonas suburbanas de la ciudad, en nuestro caso de estudio la zona elegida es “Los Vergeles”, en donde se encuentra la subestación eléctrica de estudio “Vergeles”, inaugurada en el año 2016 [13], ubicada en la “Calle 23 A NO, Bastión” de la ciudad de Guayaquil. Al frente de esta subestación se encuentra el “Programa Plan Mucho Lote etapa 6” en donde se ubicarán los nodos sensores que forman parte del proyecto. La localización del área escogida queda al frente a la subestación Vergeles la cual se muestra en la Figura 2.4:

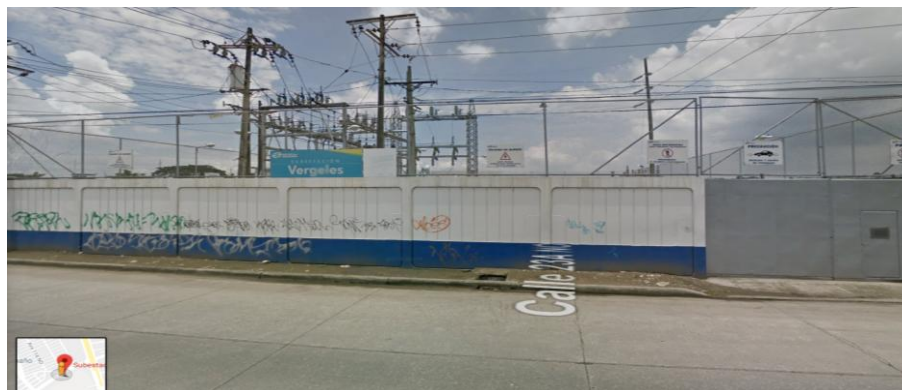


Figura 2.4: Subestación Vergeles, estación base del proyecto [14].

La comunicación entre los nodos depende del medio inalámbrico, en donde se presentan varios fenómenos físicos que provocan interferencias al momento de transmitir la señal, para integrar estas pérdidas al análisis se escoge el modelo de propagación de Okumura Hata, el cual se detalla en la sección 2.4 de presupuesto de enlace.

El escenario representa un espacio que no está vinculado totalmente a la ciudad (zona suburbana), sino que se encuentra en la periferia de esta. Corresponde a un tipo de desarrollo urbano planificado que está compuesto por viviendas residenciales con un eficiente sistema vial, no posee edificaciones de gran altura, ni densidad de edificios, sino más bien, se constituye de viviendas unifamiliares del norte de la ciudad. Existen carreteras amplias ofreciendo un ambiente sin obstáculos, más amigable con la naturaleza, con árboles en ciertas zonas.

Los puntos para la ubicación de los sensores se los determinaron asegurando una zona libre de obstrucciones, con línea de vista en cada uno de los enlaces punto a punto del sistema de comunicación diseñado. Con ayuda del software “Google Earth” se ha procedido a ubicar y a obtener las coordenadas de cada nodo sensor, además del nodo coordinador, tal como se muestra en la Figura 2.5. Las coordenadas de posicionamiento para cada punto son detalladas en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Coordenadas de posicionamiento.

Nodo	Longitud	Latitud	Modelo de Propagación
Sensor 1	2°05'49.0"S	79°54'50.9"W	OutDoor
Sensor 2	2°05'48.8"S	79°54'51.8"W	OutDoor
Sensor 3	2°05'47.9"S	79°54'51.2"W	OutDoor
Coordinador	2°05'50.1"S	79°54'49.3"W	OutDoor



Figura 2.5: Vista Satelital de los Nodos Sensores y Coordinador.

2.2. Comprobación de Zona de Fresnel

Para garantizar un enlace correcto se verifica que exista zona de Fresnel en todos los trayectos establecidos entre los sensores y el nodo coordinador. Existen muchas zonas de Fresnel, pero se tomará principalmente la primera zona en consideración. Si esta zona fuera bloqueada por algún obstáculo, la señal llegará atenuada al destino de recepción. Por lo tanto, al diseñar este enlace inalámbrico debemos asegurar que esta zona esté libre de obstrucciones. En la práctica se dice que si al menos el 60% de la primera zona de Fresnel está libre entonces es un buen enlace. Para efectos del cálculo se considera la ecuación:

$$r = 17.32 \sqrt{\frac{D}{4f}} \quad (2.1)$$

Donde: r representa el radio de la zona de Fresnel, D la distancia en kilómetros y f la frecuencia de transmisión.

Si aplicamos la ecuación (2.1) se puede determinar que, si el dispositivo trabaja a la distancia especificada, en este caso el punto más lejano a 0.3 Km y con una frecuencia de 2.4GHz implicaría que la antena tiene que estar mínimo a 3 metros respecto al suelo, lo que cumpliría con el escenario mostrado, porque los transformadores se encuentran a una altura aproximada de 4 metros respecto al suelo.

El estudio de la propagación desarrollado se comparó con la simulación en el software de uso libre "Radio Mobile", se simula el escenario con el nodo sensor 3, el nodo más lejano al nodo coordinador, esta simulación se muestra en la Figura 2.6, se puede distinguir que no existen obstáculos de mayor importancia en el medio.

Se obtienen niveles de pérdidas similares a las calculadas en el análisis matemático y se respeta la primera zona de Fresnel, es decir la distancia con respecto al suelo en la que sería óptimo colocar la antena para no entorpecer al menos el 60% de la primera zona de Fresnel y tener un buen alcance se calcula con la ecuación (2.1) [15]:

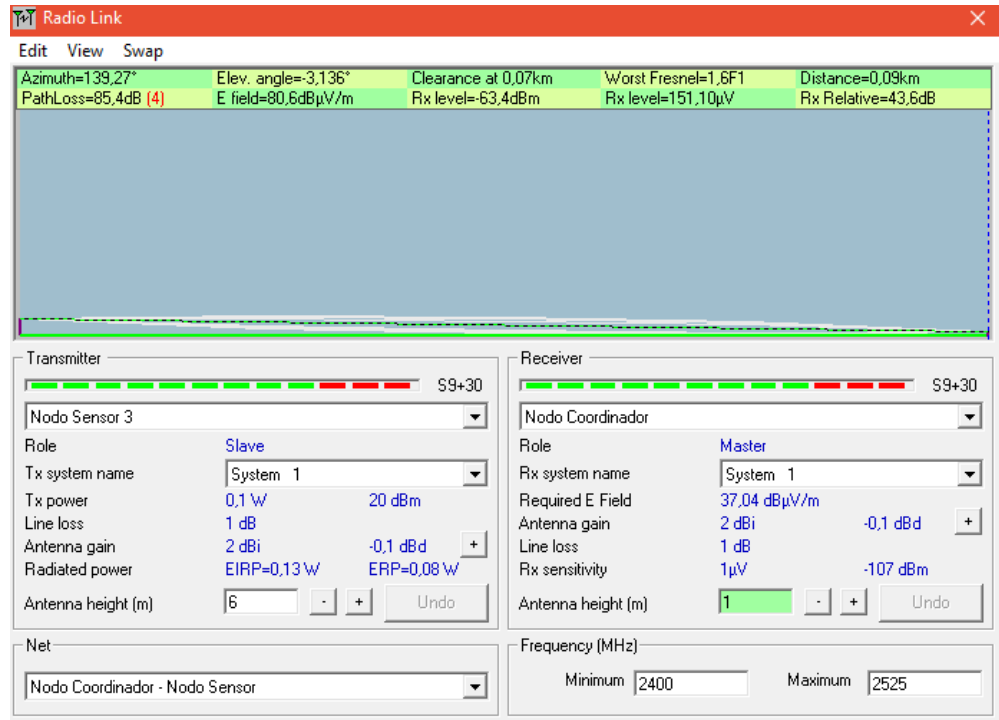


Figura 2.6: Simulación de enlace entre nodo coordinador y nodo sensor 3.

2.3. Diseño estructural de la red

El diseño de la red se determinó tomando en consideración un ambiente con condiciones climatológicas estables, es decir, sin lluvia o niebla que puedan ocasionar pérdidas en la señal, ya que el nivel de señal receptado debe ser el mismo al de la señal que se transmite.

Los parámetros esenciales para el cálculo del presupuesto de enlace son: sensibilidad, la intensidad de la señal recibida, el ruido, la potencia del transmisor. Dentro de la clasificación de parámetros, se pueden obtener los efectos que se presentan en enlaces con LOS (con línea de vista) o a través de NLOS (sin línea de vista).

El módulo transmisor elegido nRF24L01 integra un transceptor RP (transmisor + receptor) y trabaja a una frecuencia de 2.4 GHz a 2.5 GHz que es gratuita y de uso libre. Sus especificaciones satisfacen las necesidades del diseño, tiene incorporada la lógica esencial para una comunicación robusta. Este módulo es de fácil control mediante un

procesador Arduino. Se va a utilizar la versión de alta potencia que integra una antena externa y un amplificador de bajo ruido (LNA) con un alcance máximo de 700-1000 metros.

El módulo nRF24L01 puede llegar a transmitir hasta 250 Kbps con una sensibilidad de -104 dBm y una potencia de transmisión de hasta 20 dBm y puede alcanzar una distancia de hasta 1 Km como se muestra en la Tabla 2.2:

Tabla 2.2 Especificaciones del módulo nRF24L01 [20].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Potencia de salida máxima	+20 dBm
Velocidad de datos	250 Kbps
Sensibilidad a 250Kbps	-104 dBm (recepción)
Alcance a Tasa de 250Kbps	1000 m (zona abierta)
RED	
Topología de Red	Punto a punto
CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Voltaje de alimentación	+3 ~ 3.6V DC

La interferencia, el ruido y la distorsión que alteran la comunicación inalámbrica producen pérdida de señal, es decir pérdidas de paquetes ocasionados por los errores de bits produciendo asimismo errores en las comunicaciones. La tasa de error de bit (BER) se define como la relación entre la cantidad de bits recibidos con errores para la cantidad total de bits recibidos. El BER nos indica cuándo un paquete debería ser retransmitido a causa de un error. Un BER muy alto advierte que una velocidad de transmisión menor reduce el tiempo de envío de datos para una determinada cantidad de datos, pero que un BER más bajo puede reducir la cantidad de datos que tienen que ser retransmitidos. Para el cálculo del BER se emplea la ecuación:

$$BER = Q\sqrt{2SNR} = 1/2 \operatorname{erfc}(\sqrt{SNR}) \quad (2.2)$$

Dónde: SNR es la relación señal a ruido, mientras mayor sea el valor SNR mejor será el BER y mejor la probabilidad de recibir los datos correctos. Debemos calcular la potencia de ruido para un ambiente en condiciones estables. Se toma como temperatura ambiente el valor de 25°C, que para emplearla en la ecuación (2.2) es necesario convertirla a grados Kelvin.

El transceptor nRF24L01 utiliza la frecuencia de portadora de 2.4 GHz, con esta frecuencia puede operar en 125 canales RF distintos con un espaciamiento de 1 MHz o 2 MHz entre cada uno de ellos dependiendo de la tasa de bits de transmisión que se vaya a utilizar; un ancho de banda de separación entre canales de 1 MHz (para tasas de 250 Kbps o 1 Mbps), o un ancho de banda de 2 MHz para tasas de 2Mbps para que no se sobrepasen los canales. Por defecto la resolución del canal RF es de 1 MHz, y un ruido aproximado de 6 dB según el datasheet del transceptor. La ecuación (2.3) permite encontrar el valor de la potencia del ruido de entrada:

$$N = KTB + 6dB \quad (2.3)$$

Dónde: N representa la potencia de ruido, K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y B el ancho de banda de ruido.

El valor de la sensibilidad del receptor nos indica cuánto debería ser la potencia mínima de recepción para que se produzca una modulación de datos correcta. Para calcular la potencia del ruido se emplea la ecuación (2.3) utilizando los parámetros de la Tabla 2.2 de las características del nRF24L01, el mismo que a una velocidad de datos de 250 Kbps posee una sensibilidad de -104 dBm. Se calcula:

$$SNR = \frac{P_{RX}}{N} \quad (2.4)$$

Dónde: SNR representa el ruido, P_{RX} la potencia del receptor y N la potencia de ruido.

Utilizando la función de error complementario $erfc(x)$ utilizada en esta ocasión para dispositivos que operan en la banda de 2.4 GHz, se puede obtener el BER con un resultado de $1,56 \times 10^{-12}$ empleando la ecuación (2.1).

2.4. Presupuesto de Enlace

El análisis teórico-matemático del presupuesto de enlace inalámbrico está basado en la atenuación de la radiación electromagnética en el espacio libre.

$$L = P_{TX} - S_{RX} \quad (2.5)$$

Dónde: L representa las pérdidas de propagación, P_{TX} potencia del transmisor y S_{RX} la sensibilidad del receptor.

El resultado de calcular el presupuesto de enlace viene dado por la suma (en decibeles) de las pérdidas y ganancias entre el transmisor y el receptor a lo largo de su trayectoria. Un buen presupuesto de enlace es esencial para el correcto funcionamiento de este, aquí interviene también un diseño adecuado y la elección de los equipos apropiados. Es indispensable calcular la potencia de recepción usando la sensibilidad brindada en las características del módulo receptor, la relación señal a ruido, además de la figura de ruido para poder determinar la cobertura hacia la estación base.

Hay que mencionar que el presupuesto depende netamente de las pérdidas en el ambiente, estas pérdidas se pueden calcular dependiendo si se tiene línea de vista o no entre el receptor y el emisor.

En esta ocasión se obviarán los valores de las pérdidas en cables como en conectores. Para el valor del SNR se toma en cuenta el valor de la sensibilidad del receptor, ya que este señala la potencia mínima de recepción para poder realizar una modulación de los datos sin problemas.

Para calcular la pérdida máxima aceptada tenemos que calcular primero el valor de la sensibilidad, como se muestra en la ecuación (2.6):

$$S_{RX} = -174 + 10 \log(BW) + NF + SNR \quad (2.6)$$

Tabla 2.3 Datos para calcular el valor de la sensibilidad.

P_{TX}	Potencia del transmisor	+20 dBm
BW	Ancho de banda en decibelios	$1 \times 10^6 \text{ Hz} = 60 \text{ dB}$
SNR	Ruido	3.85 dB
NF	Figura de ruido	2.6 dB
S_{RX}	Sensibilidad del receptor	-107.55 dBm

Reemplazando todos los valores anteriores en la ecuación (2.6) se obtiene el resultado de sensibilidad igual a -107.55 dB .

Empleando la ecuación (2.5) se determina que entre el emisor y el receptor se acepta una pérdida máxima de 127.55 dB para que la señal llegue de manera correcta.

La propagación de radiofrecuencia en zonas urbanas tiene en consideración los valores de frecuencia, altura, polarización, geometría de las construcciones y los materiales, se trata el cálculo de la propagación a nivel de la calle en zonas urbanas y suburbanas teniendo como objetivo calcular las pérdidas en el trayecto como función de la distancia. Se escoge el modelo de propagación de acuerdo con el tamaño y densidad de edificios en la zona a evaluar, es por esto por lo que la clasificación del terreno es sumamente importante. En el espacio libre se calculan las pérdidas con la ecuación (2.7):

$$L_{FSL} = 32,45 + 20 \log(f) + 20 \log(d) \quad (2.7)$$

Dónde: f representa la frecuencia de operación en MHz, d la distancia de los módulos en kilómetros y L_{FSL} la pérdida en el espacio libre.

Esta pérdida se la obtiene considerando condiciones ideales del medio, donde se tenga línea de vista. En la teoría existen varios modelos de propagación que pueden ser utilizados para el diseño y planificación de redes WLAN operando en frecuencias de 2.4 GHz en exteriores, por lo tanto, considerando las condiciones del entorno en las que se desarrolla la propagación se ha elegido el modelo Okumura-Hata para áreas suburbanas, ya que este modelo va acorde al escenario donde se está realizando el análisis.

2.5. Modelo de Okumura-Hata

Este modelo fue desarrollado en base a mediciones en la ciudad de Tokio por los años 60, se emplea para frecuencias entre 150 MHz y 1.92 GHz, aunque su uso se expande hasta la frecuencia de 3 GHz [16]. Principalmente es un modelo gráfico con factores de corrección para algunos de sus parámetros. Las pérdidas en la propagación se pueden determinar por la ecuación (2.8):

$$L_{50}[\text{urbano}] = 69.5 + 26.1 \log(f_c) - 13.8 \log(h_t) - a(h_r) + [44.9 - 6.5 \log(h_t)] \log(d) \quad (2.8)$$

El factor de corrección de altura de antena receptora $a(h_r)$, para una pequeña o mediana ciudad está dado por la ecuación (2.9) para $1 \leq h_r \leq 10$ m:

$$a(h_r) = (1.1 \log(f_c) - 0.7)h_r - (1.56 \log(f_c) - 0.8) \quad (2.9)$$

Tabla 2.4 Datos para encontrar el valor del factor de correlación.

f_c	Frecuencia	2.45 GHz
h_t	Altura efectiva del transmisor	30 m
h_r	Altura efectiva del receptor	2 m
d	Distancia al nodo sensor	0.3 Km
$a(h_r)$	Factor de corrección	1.55
$L_{50}[\text{urbano}]$	Pérdidas de propagación	117.7dB

Para el caso de áreas suburbanas las pérdidas de propagación las calculamos utilizando la fórmula 2.10 [17].

$$L_b = L_{50}[\text{urbano}] - 2 \left[\log \frac{f}{28} \right]^2 - 5.4 \quad (2.10)$$

Podemos concluir con los cálculos obtenidos que la pérdida máxima permitida por el dispositivo será de 127.55dB. En áreas suburbanas se tendría una pérdida de 117.7 dB con lo cual, sí se podría establecer una comunicación efectiva en una zona urbana de ser el caso, en esta ocasión calculamos también las pérdidas en una zona suburbana el cual es nuestro escenario, para esto tenemos una pérdida de 104.82 dB, lo que determina que se puede establecer la comunicación.

2.6. Diseño del sensor inalámbrico

En cada placa de Arduino se incorpora el transceptor nRF24L01 que, para su operación, se debe configurar en el IDE de Arduino, para esto se debe descargar un programa en la placa de Arduino de manera que mediante la programación se vayan configurando cada uno de los parámetros de recepción o transmisión u otros datos.

El módulo nRF24L01 envía la información primero y luego espera a recibir la confirmación. Se establece que los dispositivos ubicados en los transformadores sean los que envíen los datos hacia los dispositivos receptores.

2.6.1. Esquemático del nodo sensor

El esquema de las conexiones del nodo sensor, junto con todos sus componentes se muestra en la Figura 2.7. Entre los componentes tenemos; sensor de temperatura (LM35); módulo NRF24L01 transceptor que realiza la transmisión de la temperatura. Finalmente tenemos a nuestro controlador, el arduino UNO.

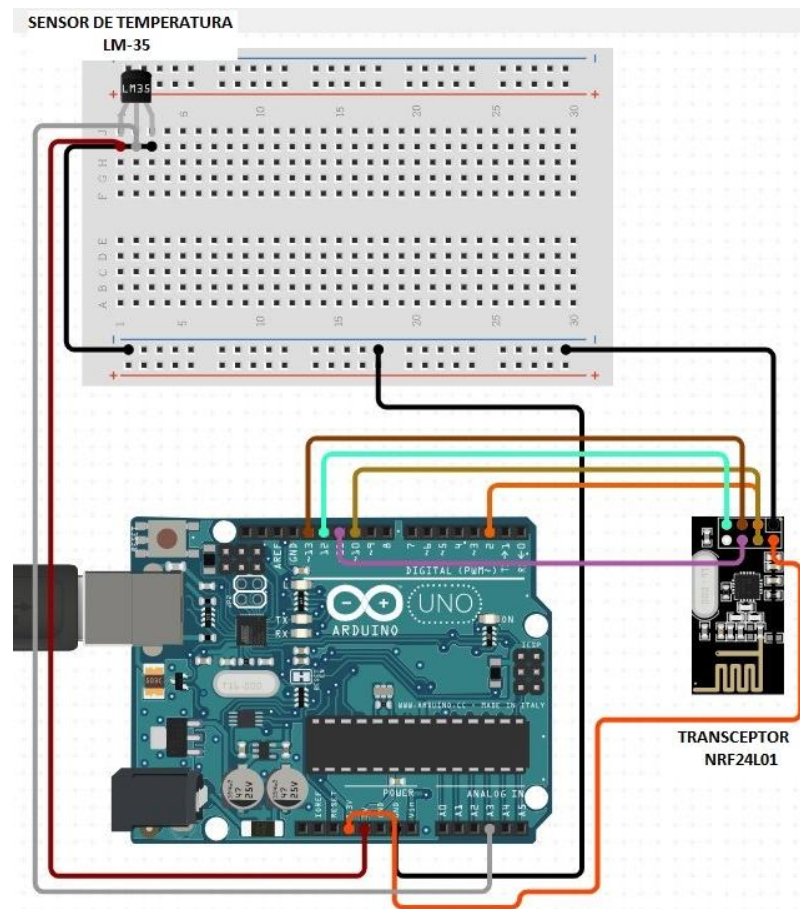


Figura 2.7: Esquemático del nodo sensor.

2.6.2. Diagrama del nodo sensor

El diagrama es el mostrado en el esquema de la Figura 2.8, describe el proceso del sistema propuesto, de una secuencia que fue asignada al nodo sensor.



Figura 2.8: Diagrama de flujo del procedimiento de configuración del nodo sensor.

Para el funcionamiento de los nodos sensores, primero se establece la configuración de los parámetros, como la configuración de la comunicación SPI. En nuestro caso utilizamos los pines 7 y 8, el canal inalámbrico en el cual se transmite y la velocidad de la comunicación serial.

A cada nodo sensor se le agrega un identificador para poder distinguirlos, por ejemplo, al nodo sensor 1 se le agrega el identificador 01, al nodo sensor 2 el identificador 02 y así sucesivamente.

La medición de la temperatura se la mide con el sensor LM35, luego se le agrega el identificador y se envía a través de la comunicación inalámbrica, este paso se realiza en todos los nodos sensores.

2.6.3. Esquemático del nodo coordinador

El esquema de las conexiones del nodo coordinador, junto con todos sus componentes se muestra en la Figura 2.9. Entre los componentes tenemos; sensor de temperatura (LM35); módulo GPS, para obtener las coordenadas; módulo transceptor NRF24L01, para transmisión de la temperatura censada; módulo WiFi ESP8266, para la subir a la plataforma Ubidots los datos obtenidos por los nodos sensores. Finalmente tenemos a nuestro controlador, el arduino UNO.

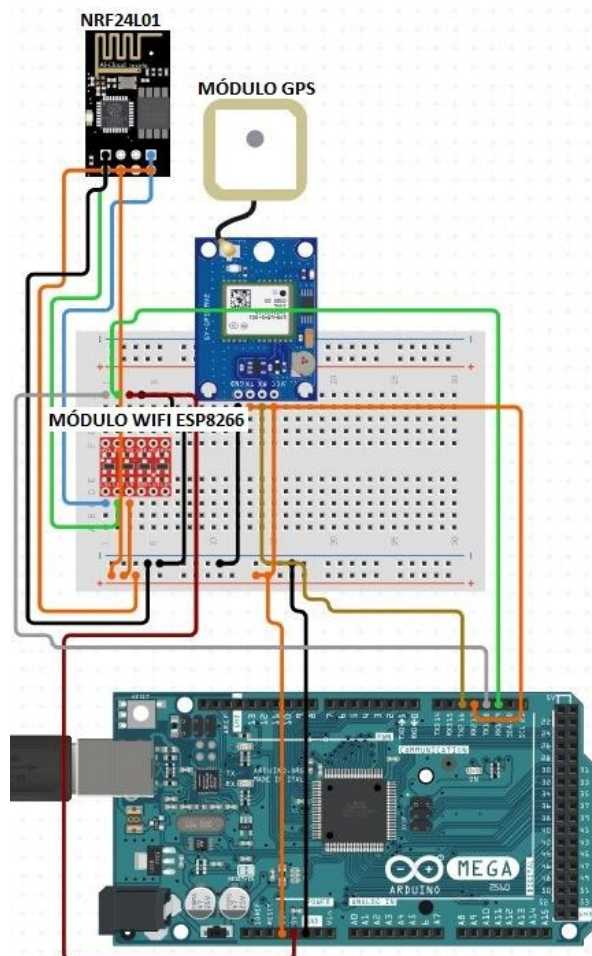


Figura 2.9: Esquemático del nodo coordinador.

2.6.4. Diagrama del nodo coordinador

El diagrama es el mostrado en el esquema de la Figura 2.10, describe el proceso del sistema propuesto de una secuencia que fue asignada al nodo coordinador.

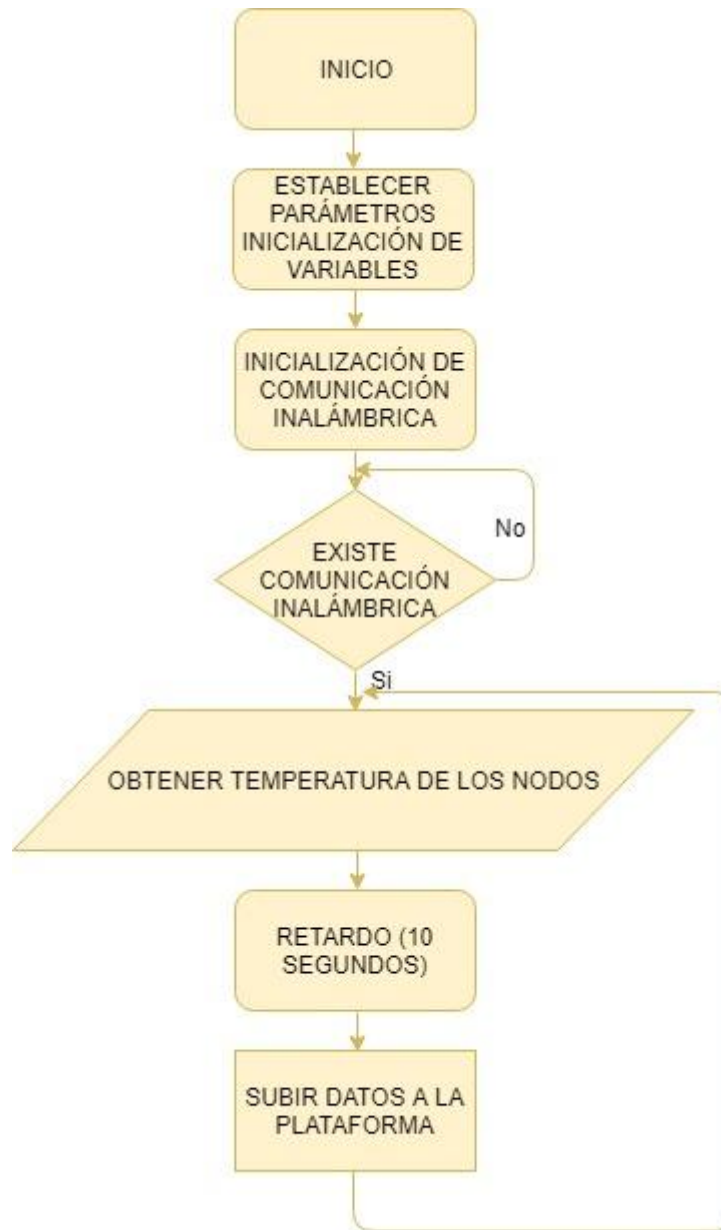


Figura 2.10: Diagrama de flujo del procedimiento de configuración nodo coordinador.

Para el funcionamiento en el nodo coordinador, al igual que en los nodos sensores, se establece los parámetros para la comunicación SPI; variables globales para identificar cada nodo sensor, fijar el canal

inalámbrico y la velocidad de la comunicación serial con el módulo wifi, el cual nos permitirá subir los datos a la plataforma Ubidots.

Luego de realizar la configuración se utiliza la función "network.available()" para determinar si existe una comunicación inalámbrica disponible, es decir, se pregunta si los sensores se encuentran transmitiendo los datos de temperatura. Se realiza el desempaqueado del dato transmitido, ya que contiene el encabezado y la información del valor de temperatura.

Una vez obtenido el encabezado se realiza una comparación para determinar el nodo sensor proveniente, y guardarlo en una variable que se envía a la plataforma Ubidots a través del Wifi. Para enviar los datos a la nube, se realiza un retardo de diez segundos y luego de eso, se observan los valores sensados en la plataforma.

CAPITULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LA RED PROPUESTA

Este capítulo muestra los resultados obtenidos al realizar la medición de temperatura interna en los transformadores, se procedió con el diseño de la interfaz que sirve para que el usuario final pueda visualizar la información de los parámetros de funcionamiento, como la temperatura, que es de principal importancia para la detección temprana de fallas incipientes, lo cual es un objetivo principal de este proyecto como sistema de monitoreo.

3.1. Análisis gráficos de los datos medidos

Para la aplicación de la metodología, mediante criterios técnicos y selección de transformadores, es necesario analizar en primera instancia la curva normalizada de carga diaria del tipo de cliente residencial, esta curva es afectada por la estratificación económica, además de la actividad de los clientes, la cual cambia en función de usuarios de cada tipo, que estén conectados al transformador.

La pérdida de vida útil de un transformador monofásico en condiciones normales de operación está asociada con la degradación de los elementos internos de la máquina, que son afectados por el aumento de temperatura en ciertas zonas de este.

La guía IEEE [18] para la carga de transformadores sumergidos en aceite mineral brinda ciertos criterios que se asocian a la expectativa de vida de un transformador. Para los transformadores de distribución, la vida útil corresponde a 180000 horas o relativamente 20.55 años. Con respecto a la temperatura, éste podría trabajar de manera continua por 20.55 años a 110°C. En el caso de que en estado de operación el punto más caliente del transformador estuviera por arriba del valor de 110°C, la vida útil disminuiría provocando el envejecimiento de este.

Debido a que los transformadores monofásicos deben atender una demanda variable durante el día se debe mantener un registro de las afectaciones y los picos que se dan en las curvas.

La temperatura del punto más caliente corresponde a una zona interna en los devanados de ubicación indeterminada dentro del transformador. Con este dato de temperatura, se puede determinar la vida útil por cada día en el que el transformador atiende una demanda estable igual a la curva de carga agregada. La vida útil esperada es una característica que depende del requerimiento de la empresa eléctrica y de las políticas de explotación del activo para cada zona de la ciudad de Guayaquil, con lo cual el criterio antes mencionado de 180000 horas puede diferir. La Figura 3.1 muestra la temperatura promedio de un transformador monofásico durante la tarde en dónde la temperatura del ambiente es mayor debido el sol.

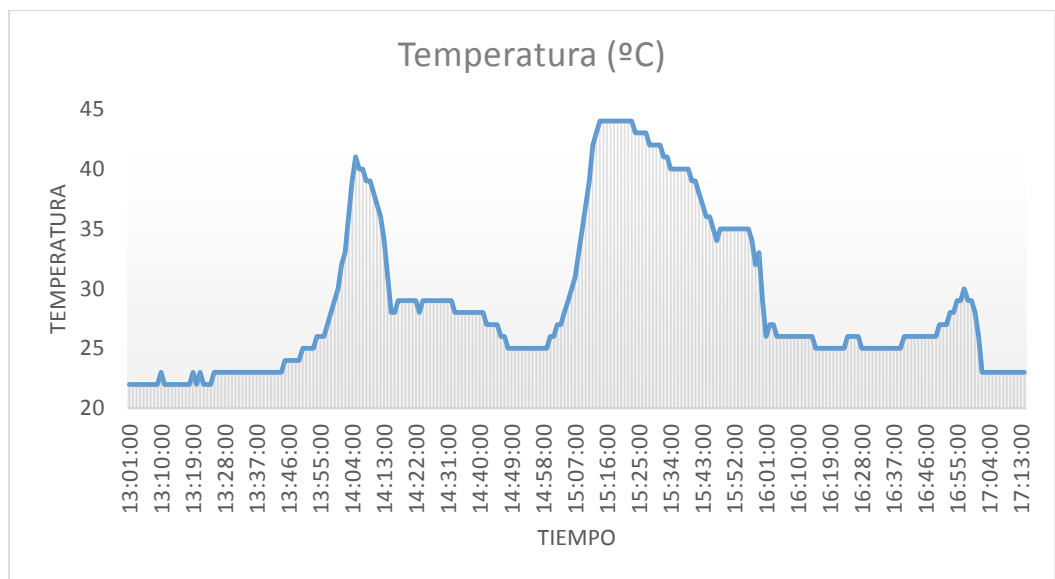


Figura 3.1: Gráfica de temperatura vs tiempo.

3.2. Transmisión de datos

Después del análisis de los modelos de propagación en el capítulo 2, es importante determinar parámetros, como la tasa de éxito, que son esenciales en la transmisión de datos desde la red de sensores y el nodo

coordinador. Para poder deducir la tasa de éxito en la entrega de datos en un determinado canal de comunicación

3.3. Gateway de la red de sensores

El Gateway debe proporcionar un correcto medio de transporte entre la red de sensores y la nube, estableciendo así una comunicación constante entre cada transformador con el exterior.

En la que se refiere al diseño del Gateway de la WSN y su implementación, se escoge un módulo Wifi ESP8266 junto con un módulo nRF24L01. Cuando se haya configurado el Gateway se necesita conocer el ancho de banda al cual trabaja, pero de acuerdo con el diseño propuesto el enlace principal con la tasa de datos más alta es uno de 2 Mbps. Este enlace con la nube permite acceder de manera remota además rápida al estado de los transformadores.

3.4. Presentación de datos en la interfaz gráfica de Ubidots

Ubidots es una plataforma integradora de sistemas IoT (Internet de las cosas) que brinda soluciones integrales a empresas que convierten datos de los sensores en imágenes prácticas de visualización. Pagar por servicios IoT que brinden este tipo de aplicaciones podrían ser costosos. Ubidots es una plataforma eficiente además de económica en donde se pueden integrar el sistema IoT de la empresa o algún proyecto de investigación.

Una vez configurados los enlaces de datos, el servidor Ubidots usa la información para transformarla, estos datos servirán de interfaz para el sistema de monitoreo para el técnico o usuario final.

El usuario final puede distinguir en esta plataforma gráfica los parámetros analizados y receptados del funcionamiento del transformador eléctrico, se pone como primordial las temperaturas en tiempo real de cada nodo sensor. Las mismas que si sobrepasan el límite de temperatura máxima que podría alcanzar el transformador, son indicadores de fallas internas en

el mismo. A continuación, se describe cada una de las partes que componen la ventana gráfica de visualización en la plataforma Ubidots:

3.5. Ventana de visualización de alarmas

En esta ventana se pueden distinguir las alarmas establecidas, las alarmas indican en dos niveles, el primer nivel es una alarma para advertencia indicando que la temperatura ha superado los valores normales de operación establecidos, el nivel dos indica que ya se ha superado el nivel de protección y que existe una excesiva temperatura que provocó daños en el transformador, el cual ya se encuentra fuera de operación. La Figura 3.2 se muestra la alarma de un nodo sensor. Si el cursor marca la temperatura máxima se envía inmediatamente un mensaje de texto al técnico encargado del mantenimiento de la zona para que se pueda actuar de manera rápida y solucionar el inconveniente.

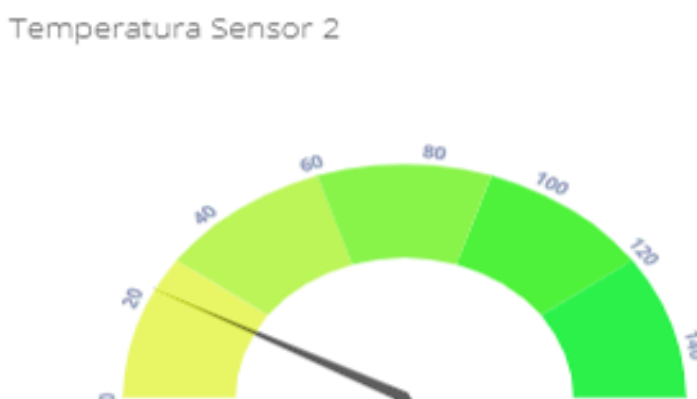


Figura 3.2: Alarma del nodo sensor.

3.6. Ventana de visualización de temperaturas

En esta ventana se visualizan los niveles de temperatura en una gráfica temperatura versus tiempo, de donde se puede extraer la información del tiempo de operación del transformador junto con su temperatura para un análisis minucioso, y las variaciones que indican el comportamiento del transformador y tomar medidas preventivas de mantenimiento. En la Figura 3.3 se muestra la gráfica de temperatura vs tiempo de los datos medidos. En la gráfica de color amarillo (Temperatura 01) se muestran los valores

del nodo sensor 1. En la gráfica de color rojo (Temperatura 02) se muestran los datos medidos del nodo sensor 2. El tercer nodo (Temperatura 03), en color azul, es perturbado para comprobar su correcto funcionamiento.

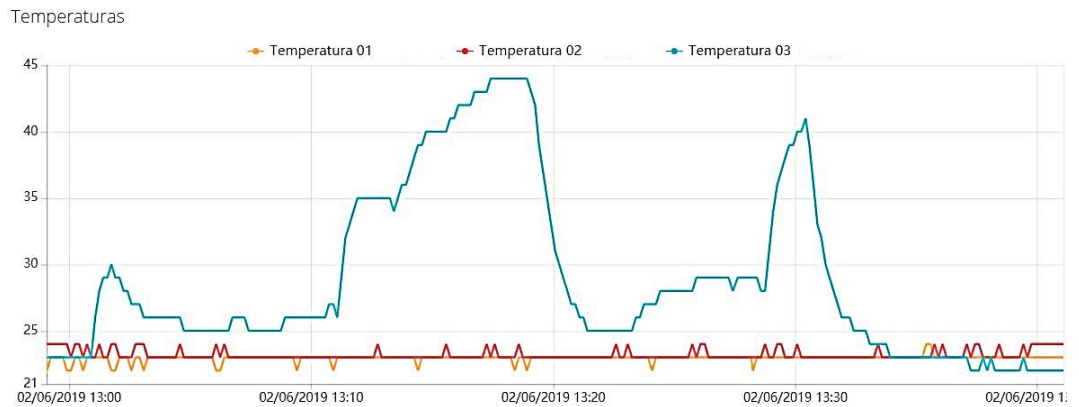


Figura 3.3: Gráfica temperatura vs tiempo de los datos medidos.

3.7. Análisis económico

Para poder implementar este proyecto se realiza un presupuesto del costo de los equipos junto con sus componentes, conectores, etc., con el fin de establecer el costo total de cada nodo sensor y coordinador

Se logró el diseño de un prototipo de bajo costo con tres nodos sensores y un coordinador, se detallan los precios en la Tabla 3.1 para el nodo sensor:

Tabla 3.1 Costos del nodo sensor.

Cantidad	Número de parte	Descripción	Precio total (USD)
1	NRF24L01	Transceptor de 2.4 GHz	\$1.60
1	LM35	Sensor de Temperatura	\$0.75
1	0.1uF	Capacitores	\$0.05
1	ATmega328	Módulo Arduino Uno	\$9.00
12	Jumpers	Conectores	\$1.00
Total:			\$12.40

En la tabla 3.2 se detallan los costos del nodo coordinador implementado:

Tabla 3.2 Costos del nodo coordinador.

Cantidad	Número de parte	Descripción	Precio Unitario (USD)
1	NRF24L01	Transceptor de 2.4 GHz	\$1.60
3	LM35	Sensor de Temperatura	\$0.75
4	0.1 uF	Capacitores	\$0.05
1	ESP8266	Módulo Wifi	\$3.50
1	ATmega2560	Módulo Arduino Mega	\$12.00
1	GPS	Módulo de localización	\$15.00
12	Jumpers	Conectores	\$1.00
Total:			\$33.90

Para la implementación se establece que cada cinco nodos sensores envíen la información a un nodo coordinador, es decir, el costo para una red de 5 nodos sería:

Tabla 3.3 Costo de implementación de la red de sensores

Nodo	Costo Unitario	Cantidad	Costo Final
Nodo Sensor	\$12.40	5	\$62
Nodo Coordinador	\$33.90	1	\$33.90
Total:			\$95.90

En el costo de mantenimiento de una red de sensores influyen varios factores como, por ejemplo: el cambio de componentes dañados o que presentan fallas o porque llegan al fin de su vida útil; limpieza de los equipos o control de alimañas. Además, se debe verificar el correcto funcionamiento de los componentes instalados, como medición de voltajes, corriente, continuidad, etc. Entre el mantenimiento también se encuentra el control de alimentación para que el equipo tenga un funcionamiento continuo. Con lo expuesto anteriormente se puede determinar mantenimientos preventivos semestrales, en donde el costo por una red de un nodo coordinador y cinco nodos sensores sólo incluye el pago al personal que hará la respectiva verificación de cada componente además de la limpieza. Para el

mantenimiento correctivo, en el caso que un nodo, ya sea coordinador o sensor se dañe por completo, el costo varía y se refleja en la Tabla 3.4

Tabla 3.4 Costo de implementación de la red de sensores

Componentes:	Mantenimiento preventivo	Mantenimiento correctivo	Mantenimiento correctivo
Nodo Sensor	-	\$12.40	-
Nodo Coordinador	-	-	\$33.90
Maqueta externa	-	\$5.00	\$5.00
Personal Técnico	\$35.00	\$35.00	\$35.00
Total:		\$52.40	73.90

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- Se logró diseñar una red inalámbrica para el monitoreo en tiempo real de la temperatura de los transformadores monofásicos de una red eléctrica. La topología utilizada fue en estrella, en la cual el nodo coordinador tiene acceso a internet para subir los datos, con lo cual se tiene un diseño de red escalable para poder expandirla a toda la red de distribución de la ciudad.
- El costo de cada nodo sensor fue de \$12.40 y del nodo coordinador de \$33.90, con lo cual obtenemos un valor total de \$95.90 por el prototipo con 5 nodos sensores. Sin embargo, estos valores pueden reducirse al realizar una producción al por mayor y utilizando únicamente los chips ATMEGA 328 y ATMEGA 2560, ya que son los microcontroladores que utilizan las placas Arduino Uno y Arduino Mega correspondientemente. El costo de cada nodo sensor se puede reducir hasta un 58% y para el nodo coordinador hasta un 75%. Por lo tanto, se puede concluir que el sistema de transmisión de datos es de bajo costo.
- En cuanto al diseño del sistema de monitoreo en línea, la cual proporciona la información acerca de las condiciones operativas actuales del transformador, se establece de tal forma que tenga un historial de datos. Auxilian en la toma de decisiones, es decir, si un transformador está en el nivel adecuado de parámetros se puede asumir que está estable, mientras que, si pasa todo el tiempo en un nivel bajo de temperatura se puede incluso aumentar la carga del transformador para beneficiar a más hogares sin reducir su vida útil. Se descartan los mantenimientos periódicos que generan gastos para la empresa y en su lugar entran sólo mantenimientos preventivos basados en la condición

real del equipo. Todo esto conlleva a la reducción de fallas en las máquinas eléctricas y los costos que se asocian a estas.

- La implementación de los datos en una ventana de visualización como Ubidots se convierte en una herramienta amigable para los técnicos encargados del mantenimiento de los transformadores de la Empresa Eléctrica de Guayaquil.

4.2. Recomendaciones

- Se recomienda implementar este sistema de monitoreo, como primera instancia, en los transformadores más críticos del sistema de distribución secundaria de energía eléctrica, un ejemplo podría ser en el centro de la ciudad donde existe sobrecarga por la cantidad de locales comerciales, matrices y sucursales de las principales empresas del país, a las que se debe abastecer de este servicio, ya que si llegase a salir de operación alguno de estos, representaría pérdidas económicas para las empresas.
- Elaborar un esquema de seguimiento de temperaturas, además de guardar un registro histórico de los datos medidos para poder prevenir calentamientos y daños. Además, elaborar planes de mantenimiento preventivo de acuerdo con la información recolectada.
- Se recomienda utilizar soluciones de seguridad con sistemas IoT que son capaces de transmitir datos a través de la red. Este sistema elimina la interacción humano-humano y al mismo tiempo propone aplicaciones prácticas que se acoplan a la industria en cada punto de las infraestructuras, disponiendo así una administración centralizada de monitoreo de las diferentes estaciones de trabajo empleando Internet de las cosas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Gimenez, «Laboratorio C,» Universidad Simón Bolívar, [En línea]. Available:
<http://www.labc.usb.ve/paginas/mgimenez/Ec1181ele/Material/Trasformadores/Transformador.PDF>. [Último acceso: 1 11 2018].
- [2] J. D. Juárez Cervantes , «Sistemas de distribución de energía eléctrica,» Sans Serif Editores, México, 1995.
- [3] L. D. Sanson, «IEEE,» *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, p. 13, 1995.
- [4] G. Betta, A. Pietrosanto y A. Scaglione, «An enhanced fiber optic temperature sensor system for power transformer monitoring,» *IEEE Power Engineering Society Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1092-1096, 2006.
- [5] S. R. Castaño, «REDES DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA,» Marzo 2005. [En línea]. Available:
<http://www.bdigital.unal.edu.co/53892/7/9589322034.pdf>. [Último acceso: 1 Diciembre 2018].
- [6] S. R. Castaño, «bdigital,» Enero 2004. [En línea]. Available:
http://bdigital.unal.edu.co/3393/1/958-9322-86-7_Parte1.pdf. [Último acceso: 1 Diciembre 2018].
- [7] E. M. Cruz, «SISTEMAS DE MONITOREO INTEGRAL PARA TRANSFORMADORES,» *ISAGEN*, p. 8, 2017.
- [8] Elprocus, «Elprocus,» [En línea]. Available:
<https://www.elprocus.com/architecture-of-wireless-sensor-network-and-applications/>. [Último acceso: 13 Noviembre 2018].
- [9] J. Bausá Aragonés, C. García Gomez, B. Zaragoza Zaragoza, A. Gil Martinez, D. Moreno Campos y A. Galiana Llineares, «SENSORES DE TEMPERATURA,» Valencia, 2003.

- [10] J. D. Fernandez, «DISEÑO Y REALIZACIÓN DE UN SISTEMA DE PROCESAMIENTO DE AUDIO CON CONTROL INALÁMBRICO,» e-Reading, Sevilla.
- [11] D. A. Velastegui Villamarín, «Prototipo para el sistema de notificación de llegada de buses y aviso de paradas para personas con discapacidad visual,» Quito, 2016.
- [12] «Electro Huila,» 2010. [En línea]. Available: http://www.electrohuila.com.co/Portals/0/NORMA%20TECNICA/06_REDES%20A%C3%89REAS%20%20BAJA%20TENSI%C3%93N%20%20MONTAJE%20DE%20TRANSFORMADORES%20EN%20POSTE.pdf. [Último acceso: 18 Abril 2019].
- [13] C. N. d. E. C. EP, «CNEL,» 11 Agosto 2016. [En línea]. Available: <https://www.cnelep.gob.ec/2016/08/programa-ilumina-barrio-electrificacion-vergeles-guayaquil/>. [Último acceso: Diciembre 2018].
- [14] «Google Maps,» [En línea]. Available: <https://www.google.com/maps>. [Último acceso: 21 Abril 2019].
- [15] A. Sarmiento, «Asterion,» [En línea]. Available: <http://asterion.almadark.com/2008/11/30/las-zonas-fresnel-y-el-alcance-de-los-equipos-de-radio-frecuencia/>. [Último acceso: 1 Enero 2019].
- [16] J. D. Parsons, The Mobile Radio Propagation Channel, London, England: Jhon Wiley, 2000.
- [17] Á. D. Pinto, J. M. Torres, A. S. García Bello, N. A. Pérez y J. R. Uzcátegui, «Modelo para Estimación de Pérdidas de Propagación en Sistema de Televisión Digital Abierta,» *RIELAC*, vol. XXXVII, nº 2, pp. 67-81, 2016.
- [18] IEEE, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators, 2012.

ANEXO

Anexo A1: Vista física de los nodos coordinador y nodo sensor.

Nodo Coordinador

En la siguiente figura se muestra el nodo coordinador ya implementado, es el nodo en donde se receptorá todos los datos enviados por los nodos sensores, procesados y enviados a la nube. Para la recepción tenemos al módulo NRLF24L01 + PA + LNA. Para el manejo de los datos utilizamos la placa ARDUINO MEGA. Para la geolocalización utilizamos un módulo GPS. Todos los datos obtenidos se envían a la plataforma Ubidots a través de la conexión inalámbrica configurada con el módulo wifi ESP8266.

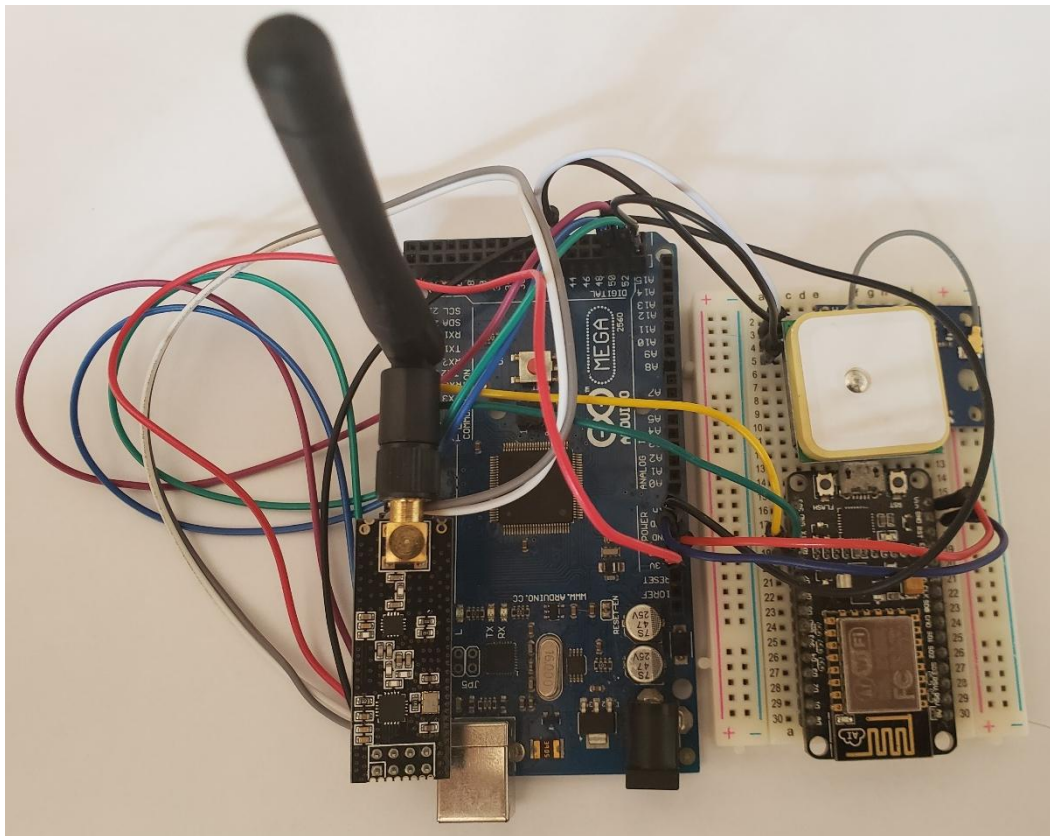


Figura A.1 Nodo coordinador implementado.

Nodo Sensor

En la siguiente figura se muestra el nodo sensor ya implementado. En el nodo sensor simularemos la temperatura obtenida en cada uno de los transformadores. Para el manejo de los datos utilizamos la placa ARDUINO UNO. Para la transmisión de los datos utilizamos el módulo NRF24L01.

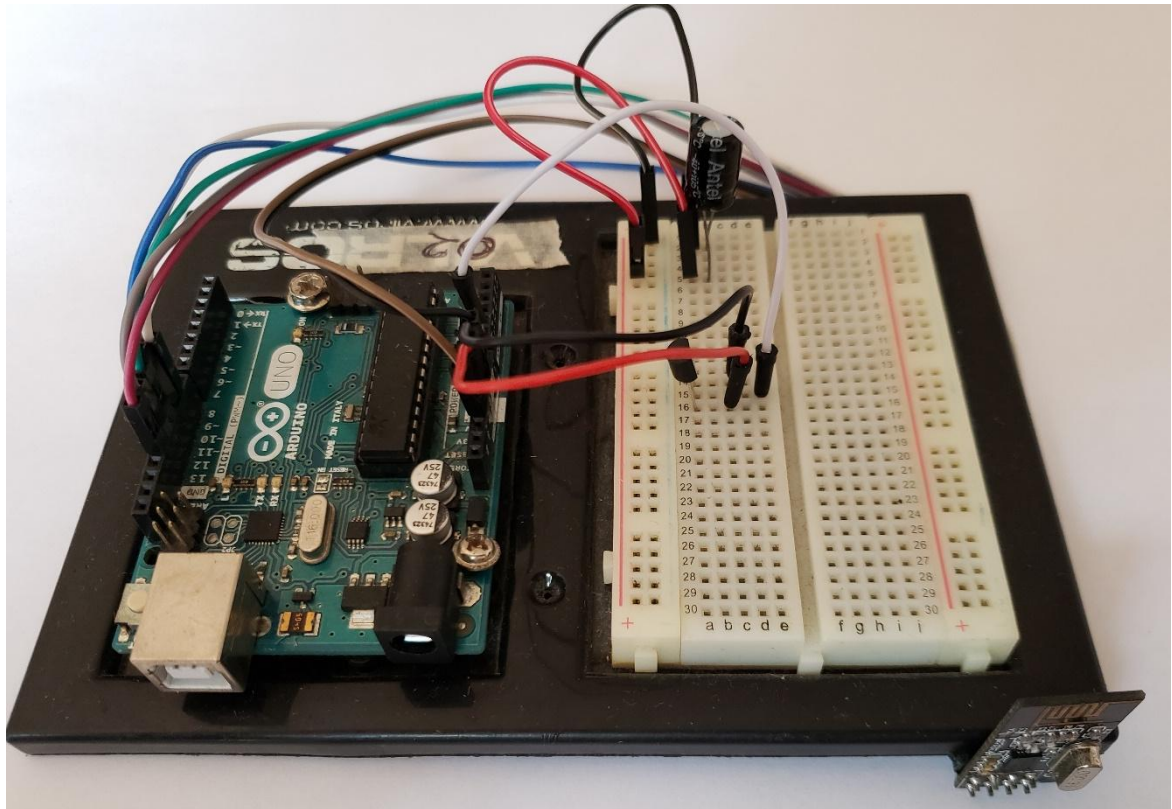


Figura A.2 Nodo sensor implementado.