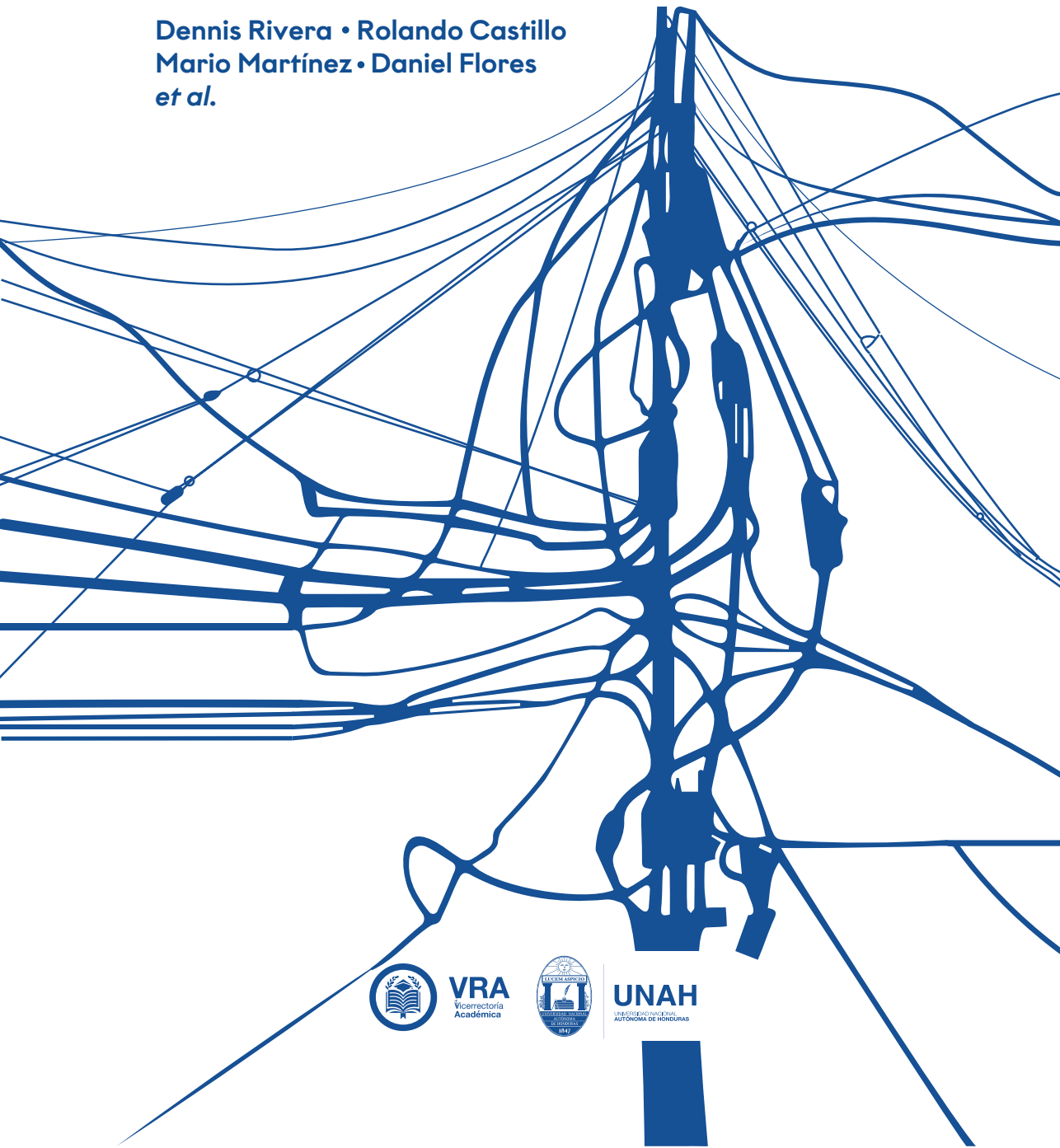
Tópicos de investigación científica en energía, electrónica y telecomunicaciones

TÓPICOS DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA EN ENERGÍA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES

Dennis Rivera • Rolando Castillo
Mario Martínez • Daniel Flores
et al.



VRA
Vicerrectoría Académica

UNAH
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE HONDURAS

NOTAS INTRODUCTORIAS A LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA EN ENERGÍA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES

Los artículos seleccionados corresponden a investigaciones realizadas entre los años 2019 y 2022 en el área de energía eléctrica. Se llevaron a cabo estudios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) orientados a la instalación de una central eléctrica basada en baterías de potencia (107 MW), así como otros sobre el impacto de los cargadores rápidos para autos eléctricos, el cálculo de la potencia firme de las centrales fotovoltaicas y eólicas mediante los indicadores LOLE y LOLP, y una crítica al plan de expansión de las obras de transmisión para el periodo 2020-2029, publicada por el Centro Nacional de Despacho (CND) en su sitio web. En el área financiera, se presenta un artículo que evalúa el impacto económico que tuvo la pandemia COVID-19 en las finanzas de la ENEE para el periodo de enero a agosto de 2020; y, en el área de electrónica, un artículo describe el desarrollo de una tarjeta electrónica para desempeñar la función de un electrocardiógrafo.

En términos generales, se concluyó que nuestra red eléctrica no está preparada para soportar una gran cantidad de cargadores eléctricos para autos, ya que actualmente los transformadores en las subestaciones están sobrecargados, también las líneas de transmisión de la red de 138 kV y los transformadores de transmisión de la zona noroccidente y litoral atlántico. El plan de expansión publicado por el CND debe ser mejorado, ya que no está adecuado para que el país pueda recibir la generación de la futura planta de 400 MW con base en gas natural, la cual se pretende licitar.

La instalación de una planta de 107 MW con base en baterías de potencia en la zona norte de Honduras es muy necesaria, pero representa una inversión de 150 MUSD; aunque esta tecnología es bastante cara, se requiere un estudio de factibilidad económica para determinar el precio de esta planta por kilovatio hora y así comparar con los precios de otras plantas térmicas con base en búnker. Durante el periodo de marzo a agosto de 2020, se tuvo un superávit de 457 millones de lempiras, provocado por la caída del petróleo a nivel mundial hasta valores de 20 USD/bbl, asimismo, hubo un incremento de la demanda residencial por efectos del confinamiento, la cual tiene la tarifa más alta produciendo un incremento de las recaudaciones de la ENEE. Como puede entenderse, estos temas son de actualidad y de interés para las autoridades del sector eléctrico, la SEN, la CREE, el CND y la ENEE.

Dr. Dennis Alberto Rivera
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería de la UNAH

**

Los artículos presentados corresponden a trabajos de investigación realizados entre los años 2019 y 2022 en la asignatura Seminario de Investigación de la carrera de Ingeniería Eléctrica. Se llevaron a cabo investigaciones aplicadas en diferentes áreas, las cuales presentamos a continuación:

Técnicas de predicción de la demanda. Se presentan las diferentes técnicas o modelos convencionales estadísticos utilizados para dicha labor. Además, se implementan técnicas de inteligencia artificial, como las redes neuronales artificiales. Se habla también sobre los métodos de predicción que se aplican en las redes neuronales, haciendo énfasis en el algoritmo FeedForward BackPropagation.

Electromovilidad. En las últimas décadas la preocupación por el cuidado del medio ambiente ha tenido un gran incremento en la sociedad global, siendo la liberación de gases de efecto invernadero una de las causas principales del cambio climático. Los vehículos eléctricos nacen como alternativa para contribuir al cuidado del medio ambiente y, de esta forma, contrarrestar las emisiones de estos gases, principalmente, los emitidos por vehículos a combustión interna. Este trabajo presenta detalles de diferentes tipos de tecnologías y sus beneficios.

Armónicos. Uno de los elementos preocupantes en la calidad de servicio suministrado a los clientes y que pueden causar graves daños a los equipos son los armónicos, por lo que es sumamente importante la medición de los mismos y la forma de cómo eliminar o reducir su efecto.

Pérdidas. El documento presentado es el resultado del análisis de las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución nacional. Se presenta información sobre esta problemática en los últimos años. Asimismo, se proponen estrategias para la reducción de las pérdidas y que pueden ser implementadas para afrontar la situación actual o la que se presente en un futuro. Las pérdidas de energía en una red de distribución eléctrica no se pueden eliminar completamente, pero pueden minimizarse mediante la planificación, el diseño adecuado de las líneas y el uso de tecnologías eficientes tanto a nivel de distribución como de consumo.

Subastas. Como es de amplio conocimiento, la ENEE ha iniciado un proceso para la adquisición de 450 MW de potencia firma a través de un proceso de licitación internacional. La forma de cómo realizar este proceso de licitación siempre es un tema de discusión, por eso, en este trabajo se presentan los antecedentes asociados a estos procesos, así como un marco teórico que va encaminado a verificar cuál es el mecanismo más idóneo para atenuar los problemas que se han identificado en los procesos de licitación anteriores y en contraste con los mecanismos actuales. Para ello, se establecen ventajas y desventajas tanto en las subastas de reloj descendente como en los mecanismos de licitaciones de sobre cerrado, y se determina el esquema que pueda brindar mejores condiciones de competencia para la ENEE, junto con una comparativa internacional con mercados de estructura similar al nacional.

Dr. Alberto Castillo García
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería de la UNAH

***

La carrera de Ingeniería Eléctrica Industrial requiere la adquisición de muchas competencias, así como el uso de diferentes tipos de equipos para completar diversas prácticas prediseñadas y obtener resultados reproducibles. Desde que el estudiante completa exitosamente la primera práctica de laboratorio, reconoce que los resultados experimentales dan un sentido real a los diferentes modelos circuitales utilizados en los ejercicios de clase.

Cuando se realiza investigación científica en ingeniería eléctrica, particularmente en las orientaciones de electrónica y telecomunicaciones, los ensayos experimentales con sus respectivas mediciones conforman la auténtica evidencia de asertividad de modelos físico-matemáticos propuestos en la hipótesis y contextualizados en el marco teórico. Uno de los ejemplos más interesantes es el procesamiento digital de la señal, donde la implementación de filtros recursivos tiene una especial deducción y demostración matemática, pero con un procesamiento manual (con lápiz y papel) de unas veinte muestras, no se comprobaría su importancia de la misma forma que lo hacen circuitos integrados como FPGAs, ASICs, DSPs, que nos permiten observar y medir realmente sus prestaciones, ya sea con cientos de miles de muestras o con filtros recursivos digitales que tardan apenas unos cuantos nanosegundos por ciclo de procesamiento. ¿Curiosidad sobre la importancia de este tema? Puede ser de ayuda una invitación al lector para que investigue un poco sobre cómo los analizadores de red calculan casi instantáneamente la distorsión armónica total a partir de mediciones en los sistemas eléctricos de potencia o cómo es posible aplicar la biométrica gracias a la electrónica.

La electrónica y las telecomunicaciones, aplicadas por el ingeniero mediante el método científico, permiten saber hasta dónde podemos llegar con los dispositivos actuales, con un enfoque generalmente cuantitativo. Calcular el volumen de contenedores vacíos en una planta industrial mediante una nube de puntos obtenida por sensor ultrasónico (uno de los trabajos aquí presentados) es algo impresionante por sí mismo, pero también deben responderse a preguntas como ¿cuánto es aproximadamente el error sistemático y el error aleatorio de las mediciones y cálculos experimentales obtenidos por este prototipo?, ¿cuál es el ajuste máximo al que puede llegarse solamente mediante programación?, ¿cuál es el ajuste máximo al que puede llegarse solamente cambiando algunos componentes hardware?, ¿qué sensibilidad en mV/bit y frecuencia de muestreo en ksps sería óptima para la mayor precisión y velocidad de procesamiento digital sin comprometerse negativamente con el teorema de Nyquist-Shannon?

Los simuladores son herramientas necesarias en ingeniería y su uso permite ahorrar en presupuesto y esfuerzos. Sin embargo, puede considerarse que su uso suele estar presente en etapas muy tempranas del proceso de investigación científica y no se compara con los resultados experimentales que prototipos e instrumentos de medición proporcionan. La contribución de error en una balanza digital diseñada, fabricada en la UNAH y destinada a competir en una clase OIML reconocida inter-

nacionalmente (uno de los trabajos presentados aquí), no puede conocerse si no se verifica el prototipo con masas patrón calibradas por un laboratorio de metrología.

Las hipótesis planteadas como posibles respuestas a las preguntas de investigación deben someterse a experimentación para considerar su aceptación o rechazo. Ciertamente, la simulación por software puede ayudar en esta experimentación, especialmente en casos donde el resultado experimental requiera una gran cantidad de recursos que no estén disponibles; sin embargo, esta herramienta tiene una debilidad importante: solo entregará resultados para lo que esté programada para simular. Cuando sometemos un prototipo electrónico o de telecomunicaciones a ensayos experimentales, las variables de influencia moldearán el resultado y las mediciones no serán indulgentes con las limitaciones conceptuales o errores humanos que hayamos cometido, pero nos mostrarán a qué nos enfrentamos y cómo responde realmente el producto.

Son variados los trabajos que este autor ha podido explorar con estudiantes de la carrera de Ingeniería Eléctrica Industrial, particularmente en la asignatura IE-900 Seminario de Investigación. Por muy diversos que hayan sido, la contribución de todos estos proyectos tiene dos elementos clave en común que los hacen especialmente atractivos: en primer lugar, implican mediciones realizadas con equipos e instrumentos hardware; en segundo lugar, responden a necesidades de terceros. Esto se debe a la metodología que incluye una pregunta de investigación, la cual normalmente proviene de un instituto o empresa industrial. La hipótesis y la experimentación tienen un alcance claro, con resultados tangibles.

La industria hondureña es consciente de que estamos experimentando una era de maravillas tecnológicas. En la última década, se han popularizado términos como inteligencia artificial, tiempo real, internet de las cosas, sensores, automatización e industria 4.0, entre otros. Sin embargo, ¿cuánto se conoce realmente sobre esto? Se reconoce la importancia de no quedarse rezagado frente al avance tecnológico, pero también es crucial no pasar por alto las lecciones de la pirámide de Maslow. ¿Es rentable implementar la industria 4.0 o incluso la industria 5.0 en una fábrica que solo requiere un autómata cuyo objetivo es realizar sistemáticamente la misma tarea cientos de veces al día? ¿Es prioritario para un hospital migrar a plataformas con inteligencia artificial cuando aún no cuenta con un suministro estable de energía eléctrica, e incluso carece de un generador de respaldo? ¿Se conoce realmente el alcance actual de la tecnología LTE (como se presentó en uno de los trabajos aquí) para proyectar la implementación de 5G en una zona específica de Tegucigalpa? La investigación científica nos permite trascender los límites del conocimiento, y la ingeniería nos enseña que este conocimiento debe ser en beneficio de la humanidad.

Circuitos integrados como la FPGA pueden completar retos matemáticos complejos, incluso en temas de despacho económico (uno de los trabajos presentados aquí) en poco tiempo; alternativas de sistemas de alerta temprana pueden implementarse aprovechando recursos de telecomunicaciones (uno de los trabajos presentados aquí, pero desarrollado por el ingeniero Mario Salvador Martínez y sus alumnos de IE-900); conocer las especificaciones experimentales de un medidor de

energía eléctrica compacto comercial (uno de los trabajos presentados aquí); son ejemplos de cómo se aplican los recursos de los avances científicos según cada necesidad lo requiera.

Se invita al lector, sin importar el año en que lea este documento, a reproducir y someter a prueba los resultados aquí mostrados. Es posible que se encuentre con errores en estos trabajos; es posible que los resultados puedan mejorarse. También es posible que se encuentre algo que permanezca vigente por muchos años. El dogmatismo es veneno para la investigación científica, pero la publicación de estos trabajos permitirá que otros investigadores, estudiantes o profesionales puedan tener una referencia documental sobre la cual trabajar y citar, e incluso realizar una nueva investigación que sustituya estos resultados.

Agradecido por el tiempo dedicado para leer este espacio, me despido dándole la bienvenida a la lectura y estudio de este modesto producto de nuestra amada carrera universitaria.

Mtr. Daniel Flores
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería de la UNAH

****

La transferencia de conocimiento es una actividad importante que debe ocurrir en toda universidad. La Universidad Nacional Autónoma de Honduras tiene como objetivo fundamental el contribuir con la investigación científica, humanística y tecnológica, a la difusión general de la cultura y al estudio de los problemas nacionales[1]. Asimismo, debemos tener en cuenta que esta Universidad tiene la obligación de programar su participación en la transformación de la sociedad hondureña. Por tal motivo, cabe realizarnos la pregunta: ¿la UNAH, por medio de la Facultad de Ingeniería, ha programado su participación en la solución de problemas nacionales?

En 1881, la Universidad Nacional Autónoma de Honduras creó la carrera de Ingeniería Civil en respuesta a la Reforma Liberal, liderada por el Dr. Marco Aurelio Soto, y para abordar la necesidad de dinamizar la economía dentro de la República. Asimismo, se estableció la Facultad de Ingeniería en 1904, introduciendo la carrera de Ingeniería Topográfica, lo que permitió avanzar en la formación de ingenieros para desarrollar proyectos habitacionales, de comunicación y de carreteras, entre otros. Estas iniciativas requerían la presencia de ingenieros para llevar a cabo estas grandes obras. Sin embargo, Honduras no solo requería ingenieros civiles, sino también profesionales en otras áreas para impulsar nuevas empresas. Esto condujo a la creación de la ENEE en 1957, el SANAA en 1961, la Empresa Nacional Portuaria en 1965 y Hondutel en 1972. Todas estas entidades tenían una necesidad imperante de recursos humanos en diversas áreas de la ingeniería.

Hasta el año 1967, la Facultad de Ingeniería desarrolló un proyecto en colaboración con la Organización de Estados Americanos (OEA) para abrir las carreras técnicas de In-

[1] Artículo 160, Constitución de la República de Honduras, año 1982.

geniería Eléctrica Industrial, Ingeniería Mecánica Industrial e Ingeniería Química Industrial. Estas surgieron como una necesidad adicional para impulsar la modernización e industrialización del país. Este hecho generó una constante preocupación por crear nuevas ofertas educativas que contribuyeran a la transformación de la sociedad. Entre los años 1980 y principios de los 2000, se abrieron las carreras de Ingeniería Industrial e Ingeniería en Sistemas debido a la demanda del sector privado para cubrir puestos de trabajo en áreas diferentes a la ingeniería civil.

Ya han pasado más de ciento cuarenta y un años desde que la UNAH consideró necesaria la labor de los ingenieros para contribuir al desarrollo de nuestro país. Durante este tiempo, la Facultad de Ingeniería ha enfocado su contribución en diferentes áreas universitarias: la docencia, la investigación y la vinculación universitaria. Sin embargo, la cantidad de contribuciones a nivel de literatura ha sido muy escasa.

La Editorial Universitaria, como el órgano encargado de difundir el conocimiento y la cultura dentro y fuera de la UNAH, ha visto la oportunidad de apoyar a esta Facultad en la difusión de su conocimiento. Según nuestras investigaciones, la Editorial Universitaria y la Facultad de Ingeniería han editado tres libros: *Principios de alcantarillados,* del ingeniero Arturo Quezada[2], y los libros *Manual de tiempos y movimientos: ingeniería de métodos*[3] y *Manual de seguridad industrial*[4]*,* del ingeniero Camilo Janania Abraham. Cada uno de ellos ha servido como faro de luz entre los diferentes ingenieros del país. Asimismo, el libro *Tiempos y movimientos* ha tenido el alcance de llegar a las manos de estudiantes de los diferentes técnicos de educación media.

No obstante, debido a este bajo número de libros escritos, la Facultad de Ingeniería tiene una deuda muy grande con la nación y, específicamente, con el gremio de ingeniería en términos de difusión. A lo largo de los años, estudiantes, profesores y autoridades han estudiado las problemáticas nacionales en diferentes asignaturas u otros espacios académicos, pero hemos fallado en transmitir de forma escrita nuestro acervo colectivo como ingenieros y profesores a las generaciones venideras. Sin buscar excusas, los ingenieros, debido a nuestro enfoque práctico, a menudo creemos que la transferencia de conocimientos debe ser un poco más práctica y no necesariamente a través de un libro de texto; sin embargo, debemos corregir esto. Existen métodos, procesos o sistemas creados que no tienen un registro escrito, lo que dificulta que los futuros estudiantes de ingeniería puedan tomarlos como referencia para desempeñar sus trabajos a nivel nacional o internacional.

Considero que los profesores Arturo Quezada y Camilo Janania Abraham fueron personas valientes que dejaron por escrito su conocimiento y experiencias de vida para

[2] Quesada, Arturo. *Principios de alcantarillado.* Tegucigalpa, Honduras, Editorial Universitaria, 1985.
[3] Camilo Janania Abraham. *Manual de tiempos y movimientos: ingeniería de métodos.* Tegucigalpa, Honduras, Editorial Universitaria, 1988.
[4] Camilo Janania Abraham. *Manual de Seguridad Industrial.* Tegucigalpa, Honduras, Editorial Universitaria, 1986.

ser transmitidas y lograr la profesionalización de su acervo. Es por tal motivo que deseo felicitar la labor hecha por los profesores: Dr. Dennis Rivera, Dr. Alberto Rolando Castillo y Mtr. Daniel Flores, por poner a disposición de todo aquel interesado del conocimiento de ingeniería este libro denominado *Tópicos de investigación científica en energía, electrónica y telecomunicaciones.* Deseo agradecer también a cada estudiante, ahora son colegas ingenieros e ingenieras, por su labor hecha en las investigaciones desarrolladas en el periodo de 2019-2022 en el Seminario de Investigación de la carrera de Ingeniería Eléctrica Industrial. Es importante indicar que esta recopilación de trabajos viene desde el año 2019 al 2022, una época de mucha incertidumbre para la humanidad y nuestra universidad por la pandemia de COVID-19. Esto es un sueño realizado en conjunto con la carrera de Ingeniería Eléctrica Industrial, el Departamento de Ingeniería Eléctrica, la Editorial Universitaria, el Instituto de Investigaciones de Ciencias Aplicadas y Tecnológicas (IICAT) y la Facultad de Ingeniería.

Y respondiendo a la pregunta inicial, con este ejemplar rompemos el silencio que llevaba esta área del conocimiento con la sociedad hondureña desde hace mucho tiempo. Esta vez alzamos nuestra voz para contribuir al análisis de la problemática en las áreas de energía, electrónica y telecomunicaciones. Desde el IICAT, consideramos que debemos seguir apostando por la creación de conocimiento, un conocimiento teórico-práctico que pueda llevarse dentro y fuera de las aulas de clases, y que se pueda instalar una cultura de compartir lo que bien se ha logrado entre estudiantes, profesores y autoridades universitarias con nuestra sociedad.

Por tal motivo, con este libro hemos abierto la colección Ingenium de la Editorial Universitaria. Esta palabra proviene del latín y significa «ingenio» o «habilidad». En el contexto de la ingeniería, *ingenium* sugiere un enfoque en la creatividad, la innovación y la habilidad técnica necesarias para diseñar y construir soluciones a las diferentes problemáticas que existen en este mundo tan cambiante, como la mecánica, la electricidad, la química, la infraestructura, el análisis de sistemas o procesos, la industria 5.0, la inteligencia artificial y otras áreas interesantes que debemos estudiar en la UNAH.

Con base en lo anterior, invitamos a las demás áreas del conocimiento de ingeniería puedan también contribuir con obras similares. Creemos fielmente que este trabajo debe replicarse entre las demás ingenierías y llenar el espacio vacío que hemos dejado a lo largo del tiempo. Es importante destacar que la mayor fortaleza de la Facultad de Ingeniería la encontramos en su multidisciplinariedad, por ello se pueden abordar temáticas de investigación desde diferentes perspectivas. Cada ingeniería complementa y fortalece a la otra.

Dr. Fernando José Zorto-Aguilera
Director del Instituto de Investigaciones
de Ciencias Aplicadas y Tecnológicas
Facultad de Ingeniería, UNAH

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ALERTA TEMPRANA EN HONDURAS BASADO EN EWBS Y CBS

Cinthia Irías Padilla, Fernando Josué Regalado Peña, Kelser Jakesy Paz Trochez,
Mario Salvador Martínez
https://orcid.org/0009-0007-5470-6366
Departamento de Ingeniería Eléctrica Industrial
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— En el siguiente trabajo se presenta una propuesta de un Sistema de Alerta Temprana (SAT) en Honduras, basado en EWBS y CBS. Se describen los conceptos necesarios para comprender la composición y funcionamiento de este sistema. Se expone la situación actual en Honduras en cuanto a los SAT. Posteriormente, se describen las tecnologías de comunicación y los estándares en los que se basará el sistema propuesto. Además, se brinda una explicación acerca de EWBS, una importante característica presente en el estándar ISDB-T, que permite mostrar las alertas en los receptores de TV. Luego se define y detalla la topología del sistema propuesto tanto para televisión, telefonía móvil y bocinas.

Palabras clave— Digital TV, HDTV, cellular phones, base station, communication equipment, TV equipment.

I. INTRODUCCIÓN

En esta investigación se pretende diseñar un sistema de transmisión de alertas para el SAT de COPECO. Cabe resaltar que este servirá como complemento a la difusión de los boletines de alerta ante emergencias emitidos por COPECO, lo cual fortalecerá el SAT actual. Se debe tomar en consideración que el tiempo de emisión debe ser rápido y tener una amplia cobertura, ya que algunos fenómenos naturales, debido a su inmediatez, no permiten disponer de un periodo de tiempo para ser evaluados con anticipación, como es el caso de los fenómenos sísmicos. Es importante mencionar que para este diseño se considerarán las áreas con mayor incidencia de desastres naturales, y los fenómenos a tratar serán: huracanes, tormentas tropicales, inundaciones, deslizamientos de tierra y sismos.

En este sistema la transmisión se dará a través de medios de comunicación electrónicos, tales como televisión digital terrestre, telefonía móvil y bocinas. Por ello será necesaria la cooperación de los operadores de televisión y telefonía móvil, en el sentido de que adecuen sus equipos para el funcionamiento óptimo del sistema y brinden acceso a las bases de datos de las ubicaciones de las estaciones transmisoras de cada servicio. Asimismo, será necesaria la cooperación de COPECO, ya que se hará uso del equipo de monitoreo y deberá ampliarse el centro de Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) existente, con el fin de ubicar en esa dependencia un *data center* para el sistema de televisión, bocinas y otro para el sistema de telefonía móvil.

Debido a las actualizaciones continuas en los medios de comunicación electrónicos, este diseño queda abierto a modificación y ampliación por estudios e investigaciones futuras. De las ampliaciones a investigar, se puede considerar la transmisión de alertas a través de la Radio en Frecuencia Modulada (FM), la implementación de receptores en los televisores para el encendido automático, así como la implementación de paneles electrónicos para la transmisión de alertas. Además, se propone desarrollar un laboratorio que integre el receptor EWBS en los terminales móviles que ingresen al mercado.

II. CONSIDERACIONES TEÓRICAS

a. SAT

La alerta temprana es uno de los principales elementos para reducir el riesgo ante desastres naturales, evitando pérdidas humanas y disminuyendo los impactos económicos y materiales. Esta alerta es declarada por medio de las instituciones u organizaciones responsables previamente identificadas. En el caso de Honduras, es COPECO la encargada de advertir a la población antes de la manifestación de una amenaza en un área y tiempo determinados, tomando los procedimientos de acción a través del SAT.

El SAT es un mecanismo de gestión de información, análisis oportuno, toma de decisiones y acciones. Es el producto de un proceso en el que participan técnicos, científicos, autoridades y sociedad civil, lo que permite alertar y evacuar a los pobladores en riesgo de manera oportuna y eficiente. Esto refleja la capacidad organizativa de las instituciones y los pobladores a través del equipo de monitoreo y difusión del que disponen.

Los objetivos principales de un SAT son:

- Monitorear y dar seguimiento permanente a amenazas (vigilar su estado de evolución).
- Emitir oportunamente avisos de recomendación de alerta.
- Ofrecer información anticipada del posible o inminente impacto de un evento destructivo.
- Sugerir medidas de prevención.
- Facilitar la toma de decisiones de los organismos políticos.

Los SAT pueden clasificarse según la tecnología utilizada para monitorear y difundir información.

La aplicación y utilización de equipos e instrumentos para un SAT dependerá de las características y particularidades de los eventos o amenazas, de su ubicación geográfica y de los recursos disponibles.

- *Sistemas comunitarios.* Son SAT de base comunitaria tanto en la fase de monitoreo como en la de alerta, con equipos de fácil manejo debido a que utilizan instrumentos convencionales que no requieren de técnicos especialistas para realizar la labor de toma de lecturas, registro y transmisión de datos (llamadas telefónicas, mensajes, correos, etc.).
- *Sistemas con monitoreo sofisticados.* Estos sistemas utilizan información de satélites, sensores remotos y redes telemétricas para transmitir directamente la información desde los equipos de medición, sin necesidad de que personas tomen los datos manualmente. Para esta tarea se requiere el conocimiento de expertos en la observación, monitoreo y análisis de la amenaza, así como en la elaboración de pronósticos.
- *Sistema con monitoreo y difusión automática.* En este sistema se cuenta con un equipo de monitoreo unido a una red de difusión que utiliza estaciones de transmisión con cobertura en todos los lugares de riesgo. Las alertas se transmiten como mensajes cortos a dispositivos que posee la población, sin necesidad de intervención de un sistema comunitario, especialistas para la toma de lecturas o científicos para la evaluación del pronóstico.

Por el equipo e instrumentos utilizados, Honduras cuenta con SAT comunitarios ubicados en diferentes lugares del país (ver Tabla 1), así como un SAT con un sistema de monitoreo sofisticado ubicado en COPECO Tegucigalpa para diversos fenómenos naturales. El primer SAT comunitario se implementó ante inundaciones en el año 1997 en La Másica, Atlántida, con el apoyo de la Organización de Estados Americanos (OEA) y COPECO. El área de implementación del proyecto se eligió en el río Cuero debido a que es una cuenca vulnerable al impacto de fenómenos meteorológicos que provocan intensas lluvias. Además, se seleccionó porque su población rural está desprotegida ante el impacto de estos fenómenos naturales, ya que su enfoque se basa únicamente en la evacuación en el momento en que la inundación se genera en la zona baja costera de la cuenca [5].

TABLA 1. SAT comunitarios identificados en Honduras

Zona norte-costa Atlántica					
1	Río Cuero	2	Río Guaimas	3	Río Monga
4	Río San Juan	5	Río Cuaca	6	Río Sico y Paulaya (H)
7	Río Perla	8	Río Sonaguera	9	Río Uchapa
10	Río Lean	11	San Pedro	12	Río Choloma
13	Río Cangrejal	14	Río Coco Segovia, Patuca (H)	15	Pimienta, Potrerillos, San Manuel
16	Río Papaloteca	17	Río Jaguaca	18	Río Bonito Oriental
19	Santa Fe (T)	20	Río Tocoa	21	Río Machigua
22	Río Bejucal			23	Río Ponciano
Región centro					
24	Yorito y Marale (D)	25	Mercado La Isla, Tegucigalpa	26	Ríos Frio y Salitroso (D)
		27	Tegucigalpa (D)		
Región occidente					
28	Río Marchala	29	Río Amarillo	30	Río Gila
		31	Río Higuito (D)		

NOTA**.** Dentro de paréntesis, la letra H significa SAT para huracanes, la letra D significa SAT para deslizamientos, la letra T significa SAT para tsunamis y el resto son SAT para inundaciones.

En el proceso de mapeo se identificaron treinta y uno Sistemas de Alerta Temprana para amenazas de inundaciones, deslizamientos, huracanes y tsunamis, algunos en proceso de conceptualización (Figura 1). Los SAT para inundaciones están implementados mayoritariamente en la costa Atlántica (Figura 2), área más afectada por el paso de depresiones, tormentas tropicales y huracanes, y con una tasa y régimen de precipitación elevados. Las condiciones del sitio resaltan por su alta vulnerabilidad geográfica, dada su condición costera y su ubicación rodeada por las cordilleras de Gracias a Dios, lo que hace que reciban no solo las fuertes precipitaciones provocadas por las depresiones tropicales, sino también los efectos de las rápidas crecidas de los ríos y quebradas que descienden de la cordillera.

Los SAT para deslizamientos fueron seleccionados en los lugares especificados en la Tabla 1, de acuerdo con estudios de umbrales

de lluvia acumulada. La parte de monitoreo de estos sistemas se lleva a cabo mediante extensómetros convencionales, sensores de transmisión vía GPRS y servidores de datos instalados en el Servicio Meteorológico Nacional.

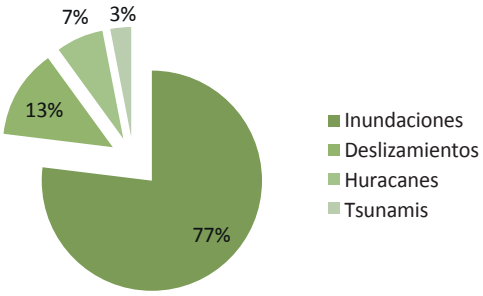


Figura 1. Distribución porcentual de SAT por amenaza [6].

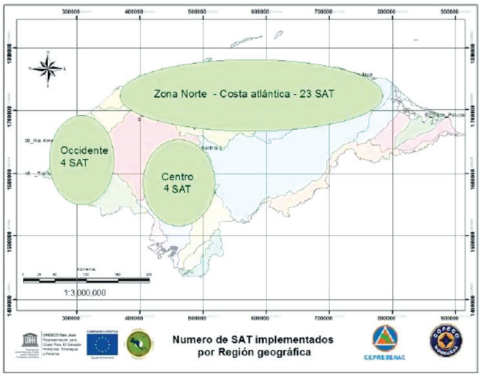


Figura 2. Ubicación de los SAT por regiones geográficas [6]

Los SAT comunitarios inventariados en Honduras, en su mayoría, operan con muchas limitaciones, desde la fase del monitoreo y el pronóstico hasta la emisión de las alertas sobre umbrales definidos. Algunas de las falencias que conspiran para el buen funcionamiento de estos SAT comunitarios son: oficinas o centros encargados de los pronósticos no establecidos institucionalmente o no incluidos dentro del organigrama de las alcaldías, nuevos responsables indirectos en las alcaldías que desconocen el sistema de alerta temprana, pluviómetros convencionales extraviados, escalas deterioradas y con falta de pintura que no permiten una buena lectura, y voluntarios no incentivados [4].

El funcionamiento de estos SAT comunitarios consiste en recopilar los datos de los equipos de medición (que en su mayoría son convencionales) por personas que pertenecen a la alcaldía, el patronato u organizaciones campesinas y proporcionarlos a COPECO para ser evaluados por expertos, quienes toman decisiones basadas en los datos recopilados. En caso de existir una alerta, estos voluntarios transmiten la información a los SAT comunitarios para que puedan alertar a la población, ya sea mediante bocinas, equipos de sonido o golpeando la campana de la iglesia católica con un sonido diferente al de una celebración o misa.

Debido a las situaciones antes mencionadas y con el objetivo de mejorar el sistema de monitoreo, vigilancia, observación y estudios de los fenómenos naturales de COPECO, se creó en el año 2014 el Centro Nacional de Estudios Atmosféricos, Oceanográficos y Sísmicos (CENAOS), basándose en la Ley de SINAGER [7]. En este centro se recopila la información de las diferentes estaciones ubicadas en varios lugares del país; se gestiona con organismos internacionales la adquisición de equipos de monitoreo; se donan pluviómetros automáticos de balancín, anemómetros y termómetros di-

gitales con sensores de transmisión vía GPRS para el monitoreo, así como servidores de datos instalados en el Servicio Meteorológico Nacional y radares, entre otros equipos.

Estos equipos han sido donados por la OEA, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), la Agencia de Cooperación Alemana (GTZ), el Banco Mundial (BM) a través del Proyecto de Mitigación de Desastres Naturales (PMDN), la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) y el Gobierno de España.

b. Televisión Digital Terrestre

Es el resultado de la aplicación de las tecnologías digitales de procesado de la información a la señal de televisión, la cual es posteriormente transmitida por medio de ondas hertzianas terrestres, es decir, aquellas que se transmiten por la atmósfera sin necesidad de cable o satélite a través de repetidoras terrestres y se reciben por medio de antenas de televisión UHF convencionales [9].

Sin embargo, la Televisión Digital Terrestre (TDT) es solo una de las formas en que se pueden hacer llegar señales de Televisión Digital a los usuarios, siendo otras vías principales disponibles en la actualidad la televisión digital por satélite, la televisión digital por cable y la televisión digital sobre ADSL. Todas estas formas de difusión de la señal hacia los usuarios comparten los mismos estándares para la compresión y codificación de la señal de televisión digital, pero difieren en cuanto a los medios físicos utilizados para hacer llegar la señal a los usuarios (difusión por satélite, cable coaxial y par telefónico, respectivamente) [9].

TABLA 2. Estándares de Televisión Digital Terrestre y características

Estándar	Cobertura mundial	Ancho de banda (MHz)	Velocidad de transmisión Mbit/s)	Modulación	Onservaciones
ATSC	Estados Unidos Canadá Argentina Taiwán Corea del Sur Europa Australia Nueva Zelanda Egipto India Singapur	6	19.4	8-VSB	_____

Estándar	Cobertura mundial	Ancho de banda (MHz)	Velocidad de transmisión Mbit/s)	Modulación	Onservaciones
DVB-T	Malasia Pakistán Niger Sudáfrica Polonia Hungría Bulgaria Turquía	6,7,8	31.67	OFDM	_____
ISDB-T	Japón Centroamérica Suramérica Filipinas	6,7,8	30.98	OFDM	El estándar ISDB-Tb se deriva de esta norma presentando una mejora en el códec utilizado (MPEG-2)
DTMB	China Hong Kong Macao	6,7,8	21.96	OFDM	_____

c. Características de la Televisión Digital Terrestre

Algunas características importantes que pueden mencionarse acerca de la TV digital es que utiliza de forma eficiente el espectro radioeléctrico, ya que la codificación digital de los programas permite que en el ancho de banda disponible en un solo canal UHF se puedan transmitir varios programas con calidad DVD (Disco Versátil Digital) o dos con calidad HD (High Definition); asimismo, presenta una modulación más robusta al ruido e interferencias.

d. Ventajas y mejoras de la Televisión Digital Terrestre

La Televisión Digital Terrestre presenta un mayor número de canales y programas. Asimismo, incluye algunas aplicaciones interactivas y tiene mejor calidad de imagen y sonido. Además, se puede recibir en equipos móviles. Es importante resaltar que permite la difusión de alertas de emergencia.

e. ISDB-T

Con el desarrollo de la televisión digital en Japón, surge el estándar de Radiodifusión Digital Integrada (Integrated Services Digital

Broadcasting, ISDB), el cual fue establecido por la Asociación de Industrias y Negocios de la Radio de Japón (Association of Radio Industries and Businesses of Japan, ARIB) y es promovido mundialmente por el Grupo de Expertos en Radiodifusión Digital (Digital Broadcasting Experts Group, DIBEG).

La investigación del estándar ISDB comenzó en 1980 y estuvo completamente estructurada en 1990. El ISDB fue diseñado basándose en el estándar de codificación de audio y video MPEG-2. Contiene especificaciones para la transmisión de televisión de resolución estándar, en modo multiplexado y de alta definición (HDTV). Cabe resaltar que, según la tecnología de distribución de video utilizada, esta norma puede clasificarse en digital por satélite (ISDB-S), digital por cable (ISDB-C) y digital terrestre (ISDB-T).

f. Aplicaciones del Sistema ISDB-T

- Transmisión de un canal de HDTV y un canal para teléfonos móviles dentro de un ancho de banda de 6MHz, reservado para transmisiones de televisión analógica.
- Permite la transmisión de dos y tres canales de televisión en definición estándar (SDTV) en lugar de uno solo en HDTV, por medio del multiplexado de canales.
- Proporciona servicios interactivos con transmisión de datos, como juegos o compras a través de una línea telefónica o internet de banda ancha, y soporta acceso a internet como un canal de retorno.
- Hace uso eficiente del espectro radioeléctrico mediante tecnologías de Red de una Sola Frecuencia (Single Frequency Network, SFN) y Repetición de Canal (On-Channel Repeater).
- Incorpora el servicio de transmisión móvil terrestre de audio y video digital.
- Proporciona una guía electrónica de programas.
- Proporciona un sistema de difusión de alertas de emergencia (EWBS).

g. Emergency Warning Broadcasting System (EWBS)

El Sistema de Difusión de Avisos de Emergencia es un sistema de alerta e información que se implementa en las señales de radiodifusión (radio y televisión) analógica y digital. Ante una emergencia, los receptores de radio, televisión o receptores compatibles (televisores analógicos, sirenas, celulares, etc.), con este sistema se encienden o activan automáticamente y emiten una señal acústica de alerta presentando el contenido en distintos formatos según el dispositivo. Esto sucede minutos antes de que ocurra cualquier fenómeno natural, para que la población tome las medidas de protección, evitando daños físicos e incluso la muerte. El EWBS se puede implementar en televisión digital satelital (ISDB-S) y televisión digital terrestre (ISDB-T), como en televisión analógica.

Para implementar el sistema EWBS utilizando la infraestructura de comunicaciones ISDB-S se tiene la ventaja de cubrir todo el país, llegando directamente a los receptores. Sin embargo, presenta la limitación de que si el país no tiene su propio satélite, tendría

que recurrir a un pago mensual o anual por el servicio brindado. Para ISDB-T se necesita un satélite que sirva como medio para llegar a cada una de las estaciones de transmisión y no directamente a los receptores.

El funcionamiento del sistema de alerta EWBS se puede activar debido a los casos:

- Aviso/previsión de sismo, maremoto, dependiendo de la escala mínima que se configure para encenderse y alertar.
- Aviso/previsión de otros fenómenos naturales como inundaciones, huracanes, deslizamientos, incendios forestales.
- Avisos del Ministerio de Salud en caso de virus o cualquier enfermedad en cierta temporada.
- Avisos del Ministerio de Seguridad en casos de atentados o masacres para localizar al sospechoso, desaparición de personas o automóviles.

El EWBS tiene la función de *superposición,* que permite ofrecer el contenido de forma separada e independiente de la señal de video o audio. El hecho radica en que son textos simples, de modo que se puede brindar el contenido relevante del suceso, por ejemplo: «Alerta por fuertes lluvias y posibles deslizamientos de tierra en el Distrito Central». Debido a que muchos fenómenos solo ocurren en ciertas áreas y lo ideal es llevar la información solo a los involucrados, se debe preconfigurar el receptor EWBS de acuerdo a un código de área. En el caso de países con grandes extensiones territoriales, se debe implementar la transmisión de forma satelital a la red terrestre local.

Debido al mercado latinoamericano muchos televisores digitales no traen incorporado el receptor EWBS, lo que implica adicionar este aparato para que encienda y active la alerta. Japón es el único país que fabrica televisores digitales que ya traen incorporado este receptor, lo que significa que todas las empresas vendedoras de televisores deben importar este producto de este país, lo cual resulta poco beneficioso debido a la limitación en la elección del producto.

La única solución a este problema es adaptar un prototipo de receptor EWBS a estos televisores. La ventaja de este prototipo es que no se limita a un solo aparato, ya que se puede incorporar a televisores analógicos, bocinas, celulares, tabletas, etc., teniendo una interfaz para USB, GSM y HDMI. Este receptor también tendría su propio altavoz y luz intermitente, lo que significa que no sería necesario que el televisor se encienda, ya que automáticamente emitiría el sonido y la luz de la alerta.

Partes del mensaje de EWBS:

- Encabezado de codificación de mensaje de área específica
- Señal de atención
- Anuncio de audio
- Un marcador de fin de mensaje codificado digitalmente

El encabezado es la parte más crítica del diseño de EWBS. Contiene información sobre quién originó la alerta (el presidente, las autoridades estatales o locales, el Servicio Meteorológico Nacional o la emisora), una breve descripción general del evento (torna-

do, inundación, tormenta severa), las áreas afectadas (hasta 32 municipios o departamentos), la duración esperada del evento, la fecha y hora en que se emitió la alerta, y una identificación de la estación de origen.

Para implementar el sistema EWBS se necesitan estaciones de transmisión que proporcionen el contenido de la alerta antes, durante y después del fenómeno natural. Estas estaciones estarán ubicadas en diferentes lugares del país, previamente establecidos por expertos, ya sea para cubrir una gran cantidad de población, áreas con riesgo, zonas afectadas por desastres naturales anteriores, entre otros. Estas estaciones son la principal fuente de emisión y deben estar equipadas con equipos de comunicaciones y generadores de energía adicionales y de respaldo para continuar transmitiendo el contenido en caso de fallo del sistema energético y de comunicación tradicional. Además, se deben realizar pruebas semanalmente al equipo utilizado para el sistema EWBS, no necesariamente transmitiendo los mensajes en los televisores.

h. Transmisión de alerta para el EWBS

En ISDB-T, el multiplexor de transporte de MPEG-2/MPEG-4 (Moving Picture Experts Group) está compuesto por trenes elementales de paquetes (Packetized Elementary Stream, PES) para guiar y simplificar los procesos de demultiplexación y presentación de los programas. Se definen cuatro tipos de tablas que constituyen la información específica de los programas (Program Specific Information, PSI):

- (PAT), tabla de asociación de programas
- (PMT), tabla de mapa de programa
- (CAT), tabla de acceso condicional
- (NIT), tabla de información de red

La tabla (Program Map Table, PMT) indica principalmente los identificadores de paquetes (Packet identifier, PID) de los trenes elementales que constituyen el programa. Opcionalmente, puede incluir otra información privada relativa al programa, así como campos de longitud variable llamados descriptores, que pueden contener datos opcionales del programa completo o las corrientes individuales en el servicio del programa. Aprovechando que se puede incluir datos opcionales en los descriptores, utilizaremos esta parte para enviar el contenido de la alerta de emergencia.

Utilizando los descriptores de ISDB-T, se puede incluir dos señales para el funcionamiento de un sistema EWBS: el descriptor de la información de emergencia en el equipo del centro de comunicaciones o TIC y/o la adición de la señal de activación en el equipo o centro de datos de las estaciones transmisoras, lo que incluye la activación de dispositivos televisivos, portátiles y bocinas (Figura 3).

La adición del descriptor de información de emergencia se encuentra ubicada en el campo Descriptor 1 de la tabla PMT, que está dentro del flujo de datos detallado en la Figura 4.

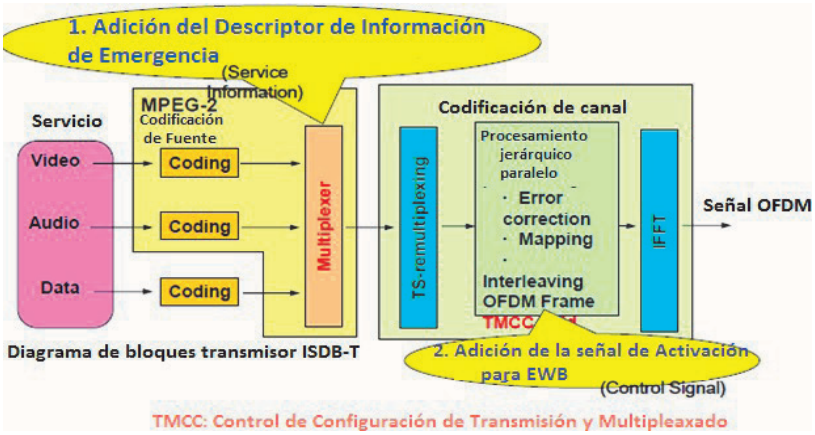


Figura 3. Información de emergencia a añadirse en el flujo de datos en ISDB-T.

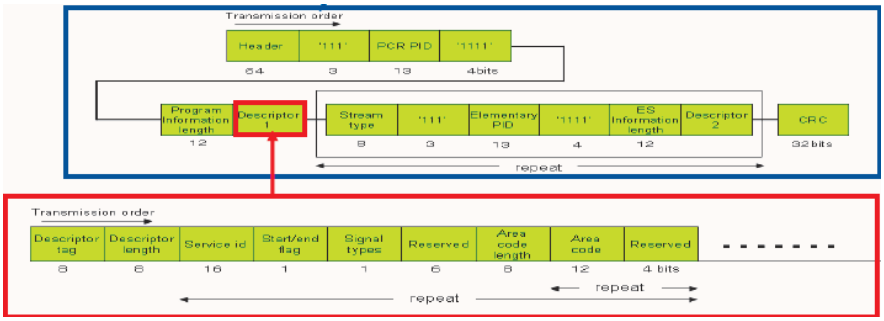


Figura 4. Estructura de Descriptor 1 en tabla PMT [15].

Para entender la Figura 4, se describirán cada uno de los elementos que son de vital importancia para montar el sistema de EWBS [16]:

- *PID (Packet identifier).* O identificador de paquetes, muestran qué contiene el paquete transmitido.
- *CRC (Cyclic Redundancy Check).* O comprobación de redundancia cíclica, es un código de detección de errores en la transmisión.
- *Descriptor tag.* O etiqueta descriptora, el valor de la etiqueta descriptora será 0XFC, representando el descriptor de información de emergencia.
- *Descriptor length.* La longitud del descriptor es un campo que describe el número de bytes de datos que siguen a este campo.
- *Service id.* El ID de servicio se utiliza para identificar el número de programa o evento de radiodifusión. Es un campo de 16 bits. Se define el canal de emergencia al cual conmutar en caso de requerirlo.
- *Start /end flag.* El valor del indicador de inicio/final será «1» y «0», respectivamente, cuando la transmisión de la señal de información de emergencia se inicie

(o se encuentre actualmente en curso), o cuando termine la transmisión.

- *Signal types.* El valor del tipo de señal debe ser «0» y «1», respectivamente, para las categorías I y II de señales de inicio.
- *Area Code length.* La longitud del código de área será un campo que escribe el número de bytes de datos siguiendo este campo.
- *Area Code.* El código de área se define como el código que indica el área objetivo colocado en el descriptor de información de emergencia durante la radiodifusión de la advertencia de emergencia. Japón recomienda 12 bits para el código de área, pero estos son definidos por el organismo regulador nacional y pueden ser elegidos de manera aleatoria. Es importante que los valores definidos se informen al fabricante de receptores para que los incluya en el middleware de los equipos seleccionados. Cada código de área estará asociado a su región o ciudad correspondiente, según lo planificado. Es importante mencionar que, al encender por primera vez un receptor compatible con EWBS, será necesario seleccionar la zona a la que pertenece.

Una vez que el contenido de la alerta se agrega al descriptor de información de emergencia en el equipo de comunicaciones o TIC, se envía a todas las estaciones transmisoras utilizando un satélite como medio. El centro de datos de las estaciones transmisoras será capaz de detectar si la información corresponde a su código de área y, en caso de no ser así, estas no se activarán para enviar el contenido, momento en el cual entra en juego la segunda señal del funcionamiento de EWBS.

La adición de la señal de activación se realiza para lograr la activación remota de los receptores como televisores, telefonía móvil, tabletas, computadoras, bocinas (aparatos que se incorporarán al prototipo de receptor EWBS). Por lo tanto, las banderas de alerta de emergencia en una o más portadoras (Transmission and Multiplexing Configuration Control, TMCC) deben estar siendo continuamente monitoreadas. Una de las ventajas de esta inclusión de señal es que no se necesita que el usuario se encuentre en casa para recibir la alarma, sino que el usuario recibirá la alarma de emergencia en el lugar donde se encuentre, siendo esto especialmente útil en caso de emergencias. La inclusión de esta bandera de emergencia en la señal TMCC se indica en la Figura 5.

i. Recepción de la alerta para EWBS

Una vez que el contenido llega a las estaciones transmisoras, la bandera que inicia la alerta de emergencia de radiodifusión de la señal TMCC cambia de 0 a 1, y los receptores comienzan a monitorear el Descriptor de Información de Emergencia en el descriptor PMT del TS recibido.

Si el código de área (area_code) coincide con el código de área establecido en el receptor, cuando la bandera de inicio (start_flag_end) del Descriptor de Información de Emergencia es 1, se selecciona el canal descrito en el Descriptor de Información de Emergencia para su recepción.

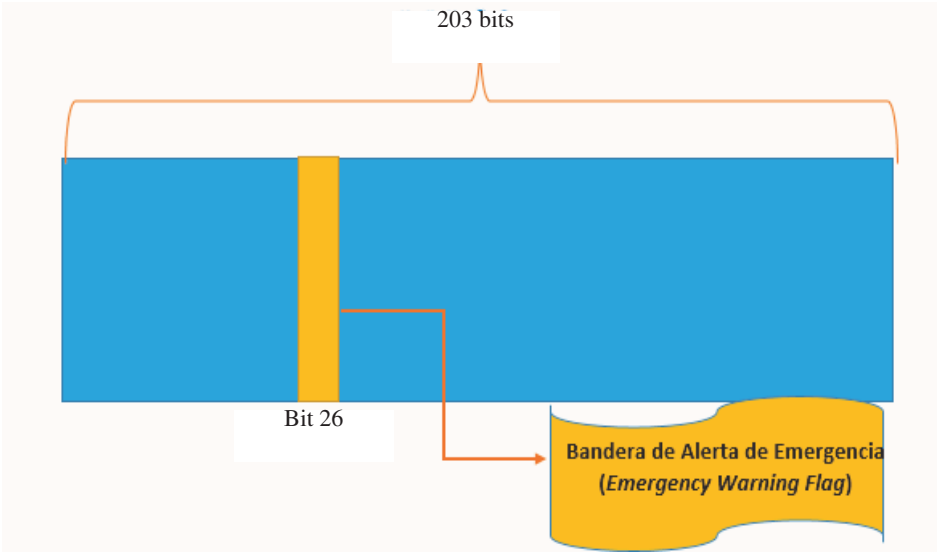


Figura 5. Inclusión de la Bandera de Alerta de Emergencia en señal TMCC.

Los receptores monitorean continuamente la tabla PMT mientras la bandera de inicio para la alerta de emergencia de radiodifusión de la señal TMCC permanezca en 1.

Cuando la bandera de inicio para la alerta de emergencia de radiodifusión de la señal TMCC ha cambiado a 0, o cuando se ha borrado la información del Descriptor de la Información de Emergencia de la tabla PMT, la difusión de la alerta de emergencia se finaliza; siempre que esté en 0 no habrá emisión de la alerta. Sin embargo, se debe mencionar que existe la posibilidad de que la difusión de la alerta de emergencia continúe. Por lo tanto, los receptores deben permanecer continuamente en la recepción de la difusión de la alerta de emergencia (EWS) durante al menos 90 segundos después de su finalización. Después de este tiempo, deben regresar al estado anterior. Es importante tener en cuenta que la información sobre el servicio EWS no se guarda en la memoria como el último servicio. Si ocurre un cambio de canal durante la recepción de EWS, significa que esta ha finalizado [16].

Si los receptores no son capaces de recibir las señales TMCC cuando están apagados (en modo stand-by), deberán, después de que el decodificador se encienda, monitorear el Descriptor de Información de Emergencia en el área 1 del descriptor en la tabla PMT del TS recibido e iniciar la recepción de EWS cuando la bandera de inicio para la difusión de la alerta de emergencia de la señal TMCC sea 1.

Si los receptores son capaces de recibir las señales TMCC cuando están apagados (en modo stand-by), deberán recibir la difusión de la alerta de emergencia (EWS) también cuando estén apagados (en modo stand-by).

Si la tabla PMT deja de estar presente durante la recepción de EWS, los receptores pueden finalizar la recepción de la misma.

Para el caso de receptores móviles (teléfonos móviles, tabletas, laptops, etc.), no se puede localizar por código de área, lo que se buscará es identificarlos por otro medio como GPS, entre otros.

j. Cell Broadcasting System (CBS)

Es una tecnología robusta que puede utilizarse para el envío de contenido de alerta de emergencia o promociones comerciales, similar al servicio de mensaje corto (SMS, Short Message Service). La primera es más práctica debido a que tiene la capacidad de enviar contenido desde un punto específico a millones de dispositivos sin que los usuarios necesiten registrarse con un operador. Cabe mencionar que esta tecnología se ha incluido en las normas del Proyecto de Asociación de Tercera Generación (3GPP, Third Generation Partnership Project), Segunda Generación (2G, Second Generation), Tercera Generación (3G, Third Generation) y Cuarta Generación (LTE, Fourth Generation).

k. Funcionamiento

El esquema de funcionamiento de la tecnología CBS se muestra en la Figura 6, donde se detallan cada una de las partes:

Las Entidades de Cell Broadcast (CBE) son las encargadas de estructurar el contenido y asignarle una ubicación específica, tomada de una base de datos (BD). Posteriormente, este contenido se envía al Centro de Cell Broadcast (CBC), ubicado en el operador, el cual se encarga de enviar este contenido a los distintos Controladores de Estación Base (BSC). Los BSC son interfaces que comunican el CBE con las Estaciones de Transmisión (PLMN). El CBC también envía el contenido al Controlador de Red de Radiofrecuencias (RNC), el cual a su vez lo envía a las estaciones PLMN de acuerdo con la norma utilizada por el operador. Dichas estaciones difunden el contenido hacia los usuarios.

Debe mencionarse que el CBC son interfaces de comunicación estándar establecidas por el 3GPP para tecnología de telefonía móvil, como se muestra en la siguiente tabla.

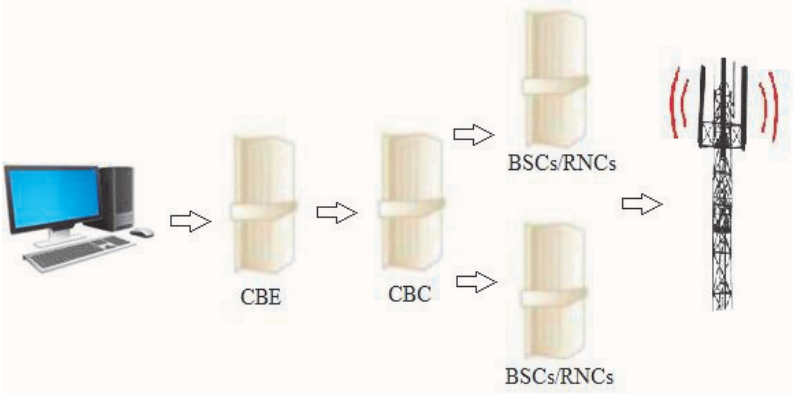


Figura 6. Esquema de funcionamiento del CBS.

TABLA 3. Interfaces del CBC [21]

Equipo	Interface	Especificación técnica 3 GPP	Tecnología
CBC	CBSP	TS 23.041 / TS 48.049	2G
	luBC	TS 23.041 / TS 25.419	3G
	SBC	TS 23.041 / TS 29.168	4G

l. Características

Las características más importantes que pueden mencionarse acerca de esta tecnología son las siguientes: la transmisión del contenido se envía de un punto a una zona; no es necesario disponer de una base de datos de números telefónicos para el envío del contenido; tiene la capacidad de enviar el contenido a una zona geográfica específica a través de una codificación, en la cual se toma la ubicación georreferenciada de las estaciones de transmisión proporcionadas por el operador. Esta tecnología es bidireccional, ya que el contenido proporciona una dirección URL o un número para el envío de respuesta. Asimismo, no se presenta congestión en la red ni demoras. Es importante mencionar que, a diferencia del SMS, el CBS presenta una mayor longitud de contenido, es decir, 93 caracteres por envío. También brinda la opción de seleccionar el idioma que prefiera el abonado o usuario.

m. Aplicaciones

- Alerta de emergencia ante desastres naturales.
- Alerta de emergencia de personas desaparecidas.
- Avisos gubernamentales.
- Avisos de salud por epidemias.
- Avisos comerciales.
- Avisos policiales.

III. ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ALERTA TEMPRANA DE HONDURAS (SISTRATEH) PARA EWBS Y CBS

La arquitectura del sistema sobre EWBS y CBS se detalla en la Figura 6, dividiéndose en varios componentes:

- *Centro de Monitoreo y Estudio.* Este componente se encarga del monitoreo de cada una de las estaciones con las que cuenta COPECO, ubicadas en diferentes lugares del país como se ha especificado. Además, un grupo de expertos para cada amenaza atmosférica evalúa la información para diagnosticar protocolos y emitir boletines a la población sobre posibles acontecimientos próximos a ocurrir.
- *Centro de Tecnología de la Información y Comunicación para Desastres.* Este componente se encarga del monitoreo de cada una de las estaciones con las que cuenta COPECO, ubicadas en diferentes

lugares del país como se ha especificado. Además, un grupo de expertos para cada amenaza atmosférica evalúa la información para diagnosticar protocolos y emitir boletines a la población sobre posibles acontecimientos próximos a ocurrir.

- *Estaciones de transmisión.* Este componente, una vez que recibe la información del satélite, se activa automáticamente transmitiendo el mensaje a la zona que tiene cobertura en televisores, teléfonos móviles, radios, computadoras, tabletas, bocinas o cualquier aparato digital que sea incorporado al sistema.
- *Receptores.* Son los encargados de emitir el mensaje final al usuario para que tomen las medidas necesarias, evitando pérdidas materiales y humanas. Dentro de estos receptores, tenemos televisores digitales, teléfonos móviles, entre otros.

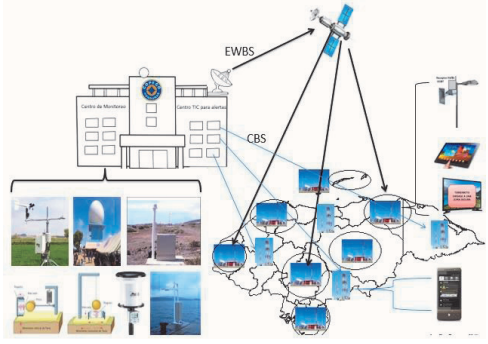


Figura 7. Topología del sistema de transmisión de alerta temprana para EWBS y CBS.

Debido a que este sistema tiene que funcionar en caso de emergencia, debe contar con un sistema de respaldo de energía. Ante un fenómeno de gran magnitud, la energía proporcionada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) podría fallar, dejando a la población incomunicada y al sistema de transmisión de alerta temprana en Honduras inoperante, lo que impediría la transmisión de la información. Por lo tanto, en la Figura 7 se muestra el mapa de las líneas eléctricas en riesgo por parte de la ENEE.

Figura 8. Mapa de líneas eléctricas en riesgo.

n. Topología para EWBS

Todos los datos de cada una de las estaciones pluviométricas, meteorológicas, hidrometeorológicas, pluviohidrológicas, mareométricas, sísmicas y automáticas para detectar rayos eléctricos serán enviados al centro de monitoreo, el cual a su vez se enlazará con el Centro de Tecnología de la Información y Comunicación (TIC) para desastres. Ambos estarán ubicados en COPECO. El equipo de transmisión de EWBS de este último, previamente configurado, será capaz de enviar el contenido de la alerta al satélite para hacerlo llegar al *data center* de todas las estaciones transmisoras de televisión en Honduras. Este equipo en el *data center*, a través de la bandera de inicio para la alerta de emergencia, cambiará de 0 a 1 si el código de área de su estación coincide con el que envió el Centro TIC.

En ese caso, el transmisor de dicha estación enviará la alerta a todos los televisores y dispositivos que hayan incorporado el receptor EWBS, como computadoras, tabletas, celulares, y bocinas. En caso de que la información no coincida con el código de área enviado por el Centro TIC de emergencia, el *data center* de la estación retendrá la información y, por lo tanto, no la enviará al transmisor y la estación no se activará.

Para que este contenido llegue a cada televisor, este debe tener por defecto el estándar ISDB-T o se le puede incorporar un prototipo de receptor EWBS que cuente con terminal HDMI o USB. Este prototipo tendrá la opción de conectarse a las bocinas para que estas puedan activarse y emitir el contenido de la alerta. En el mercado latinoamericano, ya existen receptores con el estándar ISDB-T en forma de miniatura para aparatos portátiles que se les puede incorporar a través de un puerto micro USB.

Para llevar la implementación de este sistema a mayor escala, lo ideal sería la creación de un laboratorio que fabrique e incorpore el prototipo a los televisores que no cuentan con el estándar ISDB-T. La idea es instalar el receptor EWBS internamente en lugar de incorporarle una caja o prototipo de forma externa. Además, las empresas comercializadoras de aparatos electrónicos podrían cooperar llevando sus dispositivos que no tengan el estándar ISDB-T al laboratorio, para que se instale el receptor internamente. De esta manera, cuando el usuario adquiera el televisor, ya estará configurado con las alertas de emergencia.

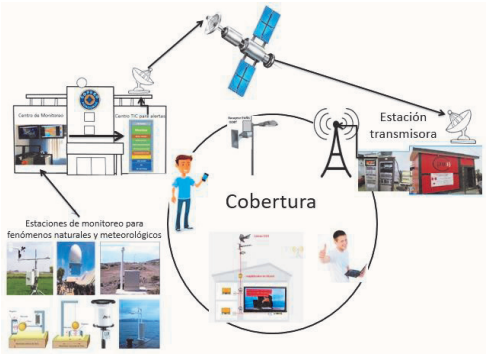


Figura 9. Topología SISTRATEH para EWBS.

o. Topología para CBS

El monitoreo efectuado en COPECO de los distintos desastres naturales, donde el mismo se encargará del sistema CBS en la TIC, contará con los equipos para la difusión del contenido cell broadcast. El TIC elabora el contenido de alerta, define el área de emergencia y envía dicha información a la CBE, que realiza el procesamiento de este contenido y lo distribuye a los módulos de difusión de mensajes cell broadcast. Los módulos de difusión extraen la información de la base de datos para ubicar estaciones base en el área de emergencia y transmiten a los operadores móviles.

La interconexión entre los nodos de SISTRATEH y la red de operadores de telefonía móvil, a través del CBC, utilizará enlaces redundantes en dos rutas de fibra óptica para los operadores Tigo y Claro, teniendo en cuenta su cobertura. Los operadores se encargan de hacer llegar el contenido a los abonados o usuarios mediante las distintas estaciones de difusión, como se muestra en la Figura 9.

Los terminales móviles deben estar configurados con SISTRATEH, de manera que se debe estandarizar una aplicación para la recepción del contenido. Asimismo, contará con un formato de audio y vibración establecido por la TIC, siguiendo el estándar de ETSI que recomienda canales ya definidos para los sistemas de alerta públicos.

El contendido debe llevar lo necesario mostrando un título («Alerta de emergencia») en un canal ya establecido, hora, fecha, información necesaria del desastre natural, ya que cuenta con 93 caracteres. Mediante otros canales se pueden hacer contenido de información, pruebas y ejercicios de simulacro.

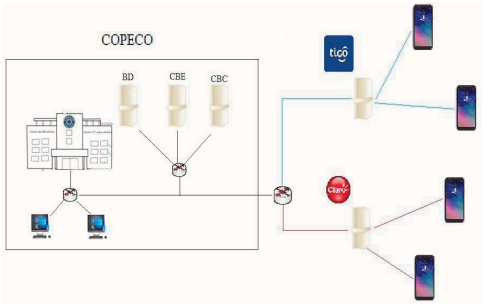


Figura 10. Topología SISTRATEH para CBS.

IV. CONCLUSIONES

Los departamentos más afectados por fenómenos naturales en Honduras son Cortés, Colón, Francisco Morazán, Comayagua, Olancho, Choluteca y Atlántida. Es por ello que se recomienda que sean las áreas en las que se inicie la implementación del sistema de transmisión de alerta temprana en Honduras. También en las zonas donde no haya cobertura de televisión y telefonía móvil se instalarán nuevas estaciones transmisoras para llevar el contenido a través de bocinas adaptadas con el receptor EWBS.

De todas las personas que ven televisión en Honduras, solo el 28 % utiliza TDT, por lo que se debe concienciar a la población sobre los servicios que este ofrece de forma gratuita, siendo uno de ellos el sistema de alerta de emergencia (EWBS). Esto se debe a que muchas personas tienen el servicio con un operador de pago mensual y solo ven canales locales, pero por falta de conocimiento, podrían sintonizar dichos canales con una antena receptora.

En Honduras existen cuatro fallas sísmicas. Dado que no sabemos cuándo nos afectarán, es necesario profundizar en la incorporación de un encendido automático para los televisores, lo que garantizaría que la alerta llegue a los usuarios

La implementación de cualquier sistema requiere gastos económicos y, para que estos sean menores, los operadores de telefonía móvil, televisión y empresas proveedoras de aparatos electrónicos podrían cooperar incorporando el equipo de EWBS en las estaciones transmisoras de televisión. Además, los operadores de telefonía móvil podrían brindar el servicio de difusión, y las empresas proveedoras podrían incorporar el sistema en los nuevos productos en caso de que estos no sean compatibles.

V. AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, queremos expresar nuestro agradecimiento a la Universidad Nacional Autónoma de Honduras por brindarnos la oportunidad de formar parte de su comunidad

académica y por permitirnos estudiar la carrera de Ingeniería Eléctrica Industrial.

Agradecemos a nuestros padres y familia por su amor incondicional, su confianza en nosotros y por proporcionarnos los recursos necesarios para llevar a cabo nuestros estudios.

Queremos agradecer al ingeniero Mario Salvador Martínez por su valiosa orientación y conocimientos científicos para el desarrollo de esta investigación, sin su apoyo no habríamos logrado completarla con éxito.

También deseamos agradecer a todas las instituciones y personas que colaboraron y brindaron su apoyo durante el desarrollo de esta investigación. En particular, queremos reconocer a COPECO, al Departamento de Ciencias de la Tierra de la Escuela de Física de la UNAH, CONATEL y JICA.

Por último, pero no menos importante, queremos expresar nuestra gratitud a nuestros compañeros de Ingeniería Eléctrica. Su motivación, colaboración y sugerencias fueron de gran ayuda para mejorar los detalles de esta investigación.

VI. REFERENCIAS

[1] G. Suárez y W. J. Sánchez, *Desastres, riesgo y desarrollo en Honduras,* Tegucigalpa (Honduras): PNUD Honduras, 2012, pp. 1-86.

[2] P. Munro-Faure y A. Herrera Garibay, *Desastres naturales y tenencia de la tierra,* Tegucigalpa (Honduras): FAO, 2008.

[3] Corporación OSSO, «DesInventar», 2016. Acceso: Jun. 2018 [En línea]. Disponible: https://www.desinventar.org

[4] E. Silva, *Inventario y caracterización SAT,* Tegucigalpa (Honduras): COPECO, 2011.

[5] R. D. Alonso, «Sistema de alerta temprana municipalidad La Masica», pp. 1-13, 2014.

[6] UNESCO, *Inventario y caracterización de los Sistema de Alerta Temprana: Honduras,* San José de Costa Rica (Costa Rica), 2012, pp. 1-55 [En línea]. Disponible: https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000227607

[7] Congreso Nacional de Honduras, «Ley del Sistema Nacional de Gestión de Riesgos», *La Gaceta,* 2009.

[8] UIT, *Manual sobre telecomunicaciones de emergencia,* Ginebra (Suiza), 2005.

[9] P. L. C. Alonso, *Cuadernos de comunicación e innovación,* Telefónica de E*spaña,* 2009.

[10] E. M. G. Guillen, *Sistema Brasileño de Television Digital Terrestre,* Quito (Ecuador), 2007.

[11] D. D. J. J. Rafael Sotelo, *Sistema de Transmision ISDB-T,* Montevideo (Uruguay), 2011.

[12] Namazu-tron, *Wikimedia,* Marz. 17, 2008. Acceso: Agost. 5, 2018 [En línea]. Disponible: https://commons.wikimedia.org/wiki/

[13] [13] Digital Broadcasting Expert Group, *ISDB-T,* Sept. 9, 2001. Acceso: Agost. 6, 2018 [En línea]. Disponible: http://www.ar.emb-japan.go.jp/Notas/090901TelevisionDigital.pdf.

[14] CONATEL, *Desempeño del sector de telecomunicaciones en Honduras,* Tegucigalpa (Honduras), 2017.

[15] F. Hiroyuki, *Emergency Warning Broadcasting Systems (EWBS) on ISDB-T,* Japón, 2010.

[16] D. Villacrés, *Implementación de un Sistema Piloto de Transmisión de Alerta de Emergencia sobre la Televisión Digital Terrestre en el Ecuador,* Quito (Ecuador): Escuela Politécnica del Ejército, 2013.
[17] Gadgerss [En línea].
[18] T. tecnológicos. «Redes móviles» [En línea]. Disponible: https://www.temastecnologicos.com/redes-moviles/elementos/.
[19] Tigo, «Cobertura Tigo» [En línea]. Disponible: http://www.4amsaatchi.com/tigo/HN/cobertura/index.html.
[20] Claro, «Cobertura Claro» [En línea]. Disponible: https://www.pinterest.es/pin/336362665890453790/.
[21] Ministerio de Transportes y Comunicaciones, «SISMATE», 2018.
[22] One2many, «Estructura del sistema» [En línea]. Disponible: https://www.one2many.eu/es/cell-broadcast/estructura-del-sistema.

VOLUME CALCULATION BASED ON A POINT CLOUD GENERATED WITH HAN ULTRASONIC SENSOR HC-SR04

Axel Ariel Mejía Álvarez, Horus Estéfano Díaz, Daniel Alejandro Flores Pérez
daniel.flores@unah.edu.hn
https://orcid.org/0000-0002-1599-5253
Departamento de Ingeniería Eléctrica Industrial
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Abstract— This document presents the results obtained from research performed on the design of a three-dimensional image reconstruction system, which allows obtaining data to make the digitized model of a specific object, by acquiring distance values with the use of an ultrasonic sensor. The process consists of 4 steps. In the first step, the points measurement is performed with the use of the ultrasonic sensor to obtain the surface depth of the object to be scanned. In the second step, this data is exported by two microcontrollers that carry out the data processing and transmission via serial communication. The third step consists of transforming the points obtained in Spherical coordinates into Cartesian for correct digital processing. In the fourth step, the data are imported into a program, MATLAB, that performs the processing of the point cloud and displays the reconstructed 3D model and calculates the volume of the chosen object.

Keywords— Distance measurement, image reconstruction, MATLAB, microcontrollers, servomotors, ultrasonic transducers.

I. INTRODUCCIÓN

La reconstrucción o mapeo 3D ha sido una herramienta útil en labores que necesiten el estudio e inspección de estructuras físicas [1] [2], así como de mapas digitalizados que requieran de precisión y que puedan dar una vista más detallada que la que puede ofrecer una imagen fotográfica [3]. Esta práctica incurre en el área médica con el uso de herramientas de ultrasonido [4], digitalización facial [5], sistemas autónomos de navegación en interiores [6] y áreas que requieran de la manipulación de una imagen 3D. Para realizar el proceso se han desarrollado distintas técnicas, como la representación de objetos 3D utilizando cámaras de profundidad [7], la construcción de superficies a partir de imágenes 2D con el uso de imágenes reflejadas en espejos [8], por medio de módulos láser para la reconstrucción a partir de nube de puntos [9], en este caso, se hace uso de la reconstrucción mediante nube de puntos y la triangulación de los mismos que son obtenidos por medio de un sensor láser y un sensor ultrasónico, respectivamente; dicha transmisión de datos se realiza mediante comunicación serial.

II. FUNDAMENTO TEÓRICO

a. Sensor ultrasónico

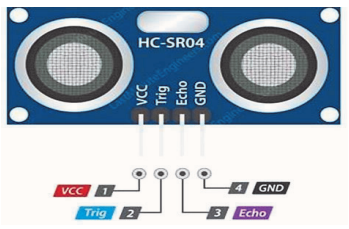


Figura 1. Sensor ultrasónico HC-SR04.

El sensor ultrasónico es un dispositivo electrónico que cuenta con un emisor y receptor de ondas a una frecuencia de 40 kHz, fuera del alcance del oído humano, por lo que no genera perturbación a la percepción de sonido. Este dispositivo posee ciertas limitaciones, como el hecho de que tiene una apertura máxima de δm (ángulo máximo), por lo que si el dispositivo no detecta un obstáculo en ese rango de apertura a una distancia máxima de 4 m, la medición será errónea o no habrá una medición para ese punto [10] [11].

La distancia se puede calcular con (1), donde L_u es la distancia, T_u es el tiempo entre la emisión y la recepción en el sensor ultrasónico, y C es la velocidad del sonido (el valor se multiplica por ½, ya que T_u es el tiempo de recorrido de ida y vuelta) [12].

$$L_u = \frac{1}{2} * T_u * C \qquad (1)$$

b. Nube de puntos

La nube de puntos es la totalidad de los puntos obtenidos por medio de los sensores de distancia, estos puntos contienen la información de las coordenadas específicas en la lectura del espacio o dimensiones de un objeto. Dichos puntos pueden extraerse en coordenadas esféricas, cilíndricas o cartesianas [13]. Los resultados pueden ser utilizados con propósitos de creación de modelos 3D, animación 3D, medicina reconstructiva y aplicaciones que el usuario desee.

c. Triangulación de Delaunay

La triangulación de Delaunay es un antiguo principio matemático introducido por Delaunay en 1924. Describe un método incremental para generar mallas de triángulos cerrados. La triangulación de Delaunay se puede generar de dos maneras diferentes: diagrama de Voronoi, basado en un criterio de circunferencia. Para la construcción de diagramas de Voronoi, se determina una línea entre los pozos vecinos, en un primer paso, mientras que, en un segundo paso, se calcula la bisectriz perpendicular del lado.

Al agregar más puntos al sistema, se calculan las nuevas bisectrices y se eliminan las partes existentes no relevantes, por lo tanto, para cada punto surge un área convexa. Las regiones con bordes de borde de conexión se conectan y representan el casco convexo del conjunto de puntos [14].

MATLAB posee la función Delaunay para su aplicación a la nube de puntos, realiza la reconstrucción por medio del uso de triángulos o tetraedros [15] [16].

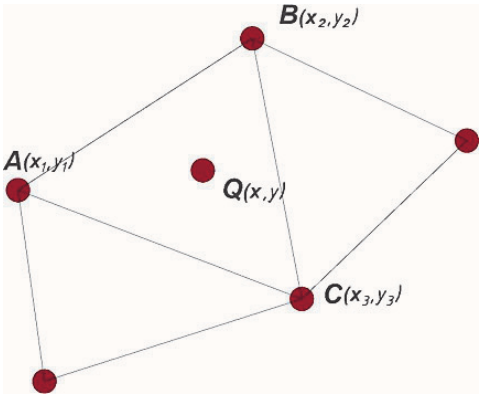


Figura 2. Punto dentro de triángulo para estimación de ubicación en relación a los vértices del triángulo ABC.

Ya que es necesario saber si el punto está dentro o fuera de un triángulo, se debe calcular el determinante de la matriz que se construye a partir del triángulo cuyos vértices son $A = (x_1,y_1)$, $B = (x_2,y_2)$ y $C = (x_3,y_3)$, que contienen el punto $Q = (x,y)$. Para ello se utiliza el criterio del signo de los determinantes Δ(A,B,Q), Δ(A,Q,C) y Δ(Q,B,C), por ejemplo:

$$M_{4x4} = \begin{pmatrix} X_1 & Y_1 & X_1^2 + Y_1^2 & 1 \\ X_2 & Y_2 & X_2^2 + Y_2^2 & 1 \\ X_3 & Y_3 & X_3^2 + Y_3^2 & 1 \\ X & Y & X^2 + Y^2 & 1 \end{pmatrix} \quad (2)$$

$$\Delta_M = \begin{vmatrix} X_1 & Y_1 & X_1^2 + Y_1^2 & 1 \\ X_2 & Y_2 & X_2^2 + Y_2^2 & 1 \\ X_3 & Y_3 & X_3^2 + Y_3^2 & 1 \\ X & Y & X^2 + Y^2 & 1 \end{vmatrix} \quad (3)$$

$$\Delta_M = \begin{vmatrix} X_1 - X & Y_1 - Y & (X_1 - X)^2 - (Y_1 - Y)^2 \\ X_2 - X & Y_2 - Y & (X_2 - X)^2 - (Y_2 - Y)^2 \\ X_3 - X & Y_3 - Y & (X_3 - X)^2 - (Y_3 - Y)^2 \end{vmatrix} \quad (4)$$

$$\Delta_M = (X_1 - X) \cdot \begin{vmatrix} Y_2 - Y & (X_2 - X)^2 - (Y_2 - Y)^2 \\ Y_3 - Y & (X_3 - X)^2 - (Y_3 - Y)^2 \end{vmatrix} - (Y_1 - Y) \cdot \begin{vmatrix} X_2 - X & (X_2 - X)^2 - (Y_2 - Y)^2 \\ X_3 - X & (X_3 - X)^2 - (Y_3 - Y)^2 \end{vmatrix} + ((X_1 - X)^2 - (Y_1 - Y)^2) \cdot \begin{vmatrix} X_2 - X & Y_2 - Y \\ X_3 - X & Y_3 - Y \end{vmatrix}$$

$$\Delta_M > 0$$

Si el determinante de la matriz es mayor que 0, el punto $Q(x, y)$ se encuentra dentro del circuncentro, entonces, desecha dicho punto. Si el determinante de la matriz es menor que 0 e incluso igual a 0, el punto se encuentra fuera del circuncentro, entonces, realiza una nueva triangulación:

$$\Delta_M > 0 \quad (5)$$

Es decir, el vértice se encuentra dentro del circuncentro, por lo tanto, el algoritmo limita a tomarlo para una nueva triangulación:

$$\Delta_M \leq 0 \qquad (6)$$

Es decir, el vértice se encuentra fuera del circuncentro, por lo tanto, el algoritmo permite tomarlo para una nueva triangulación.

III. HIPÓTESIS

Con el empleo del sensor ultrasónico HC-SR04, a una frecuencia de muestreo de 3Hz, idealmente, se realiza la reconstrucción de una imagen tridimensional con un error sistemático menor o igual a l10 % en el valor de volumen, en comparación con mediciones realizadas con métodos tradicionales. La reconstrucción realizada a partir de una nube de puntos consta de 5916 muestras, con un alcance máximo de 50 cm de radio, realizadas en el interior del objeto.

IV. METODOLOGÍA

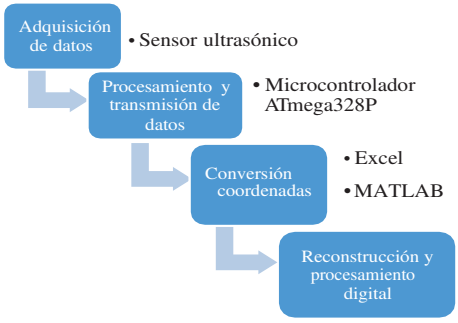


Figura 3. Esquema de metodología.

a. Adquisición de datos

La adquisición de datos se obtiene mediante el uso del sensor de medición de distancia, el cual envía la información hasta el microcontrolador, en este caso, un ATmega328P.

El sensor ultrasónico HC-SR04 está montado sobre un motor de pasos que le permite realizar un desplazamiento vertical y así medir la distancia desde un punto fijo por cada paso que realiza. Este motor de pasos está sobre un disco que se mueve 360° por el accionamiento de un servomotor.

La coordinación de los motores está programada de tal manera que se miden datos de la distancia solamente cuando estos cambian de ángulo. Seguido, los datos son procesados y transmitidos mediante un microcontrolador ATmega328P.

En el accionamiento y el cambio de nivel en los grados de inclinación, se ha estimado la incorporación de un final de carrera, el cual envía un bit al microcontrolador para indicar la posición de rotación horizontal al realizar un ciclo de 360°, y así desplazar el servomotor que controla la posición vertical del sensor con un salto de 15°; esto depende del sensor que se utilice, debido a la apertura que presenta cada dispositivo de medición.

b. Procesamiento de datos

En el procesamiento de datos es creada una matriz de M × N, (M filas, N columnas), representando cada fila un nivel de rotación del azimut φ del sólido y cada columna la inclinación θ, ambas con su respectiva distancia «r», medida desde el punto de origen, el cual

se encuentra donde están el sensor con los servomotores.

c. Conversión de coordenadas

La adquisición de datos se realiza en coordenadas esféricas debido al movimiento que realiza el sensor, estas, posteriormente, se convierten a coordenadas cartesianas debido al algoritmo que se utiliza para la reconstrucción.

Se ejecuta una programación en MATLAB Excel para trasladar las coordenadas cartesianas a rectangulares, mediante la multiplicación de la matriz por el elemento «r», ya que los demás componentes se anulan.

$$\begin{matrix} x \\ [y] \\ z \end{matrix} \quad \begin{matrix} sin\Theta cos\varphi & cos\Theta cos\varphi & -sin\varphi \\ sin\Theta sin\varphi & cos\Theta sin\varphi & cos\varphi \\ cos\Theta & -sin\Theta & 0 \end{matrix} \cdot \begin{matrix} r \\ [0] \\ 0 \end{matrix} \qquad (7)$$

Resultando:

$$x = rsin\Theta cos\varphi, \quad y = rsin\Theta sin\varphi, \quad z = cos\Theta$$

Dónde: **φ** = Ángulo del azimut
θ = Ángulo de elevación
r = Distancia medida desde el sensor

d. Test de Grubbs

Se usa para detectar la presencia de un solo valor atípico en un conjunto de datos invariado, cuya distribución es aproximadamente gaussiana. Debido a la poca precisión del sensor ultrasónico HC-SR04, aplicamos un filtro de las mediciones de la distancia «r» mediante Grubbs y la media móvil.

El procedimiento es el siguiente:

Se calcula el promedio $\boldsymbol{x}$ y la desviación estándar s del conjunto de datos de la distancia «r». El valor de $\boldsymbol{T_C}$, para nuestro cálculo de la muestra es de 5 puntos, con un nivel de confianza del 90 %, que es 1.602.

Luego es calculada $\boldsymbol{T_G}$, como antes mencionada, mediante (8):

$$T_G = \frac{max \mid x_i - \bar{x} \mid}{S} \qquad (8)$$

Finalmente, se aplica una condicional dentro de la misma hoja de cálculo de Excel para descartar datos atípicos, comparando $\boldsymbol{T_G}$ con $\boldsymbol{T_C}$.

$\boldsymbol{T_G} < \boldsymbol{T_C}$: El punto no es atípico y se mantiene en la nube de puntos.

$\boldsymbol{T_G} > \boldsymbol{T_C}$: El punto es atípico, se descarta.

En este caso el modelo se utilizará para determinar los datos atípicos relacionados al valor de «r», y así poder hacer una mejor reconstrucción del modelo 3D.

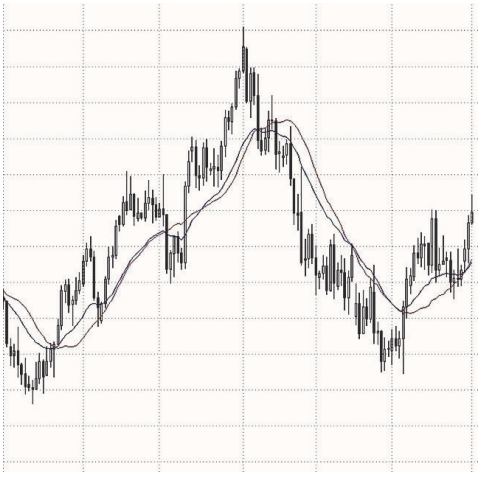


Figura 4. Filtro de media móvil.

Para obtener un modelo más preciso del mapeo del objeto, no basta con eliminar datos atípicos, sino filtrar y hacer una media móvil de los datos obtenidos.

Matemáticamente, se puede definir a la media móvil como un tipo de convolución, la cual, por ejemplo, podría asemejarse a un filtro de pasa-bajo utilizado para el procesamiento de señales, logrando «suavizar» los datos obtenidos en las mediciones.

Los valores del pronóstico se resumen en la siguiente fórmula:

$$F_{(t+1)} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} A_{t-1+1} \qquad (9)$$

Donde, *N:* Número de periodos a promediar, *At:* Valor de la muestra, *Ft:* Valor del promedio pronosticado.

f. Reconstrucción y procesamiento digital

MATLAB posee una amplia librería de funciones que son de mucha utilidad para el modelado del objeto y su volumen, facilitando la implementación de constructores geométricos de gran importancia en la geometría computacional, tanto en conjuntos de puntos en 3D como en 2D.

MATLAB incluye su función de triangulación de Delaunay: TRI = delaunay (x, y, z). Esta crea una triangulación 3D de los puntos (x, y, z), los cuales son vectores columna.

TRI es una matriz que representa el conjunto de tetraedros que compensa la triangulación. Cada fila de TRI especifica un tetraedro definido por los índices con respecto a los puntos. Utilizada precisamente para calcular la triangulación del objeto tridimensional.

Para el posterior cálculo de volumen, se utiliza la triangulación de Delaunay en la función de MATLAB de la envolvente convexa, también de gran importancia en la geometría computacional:

[tri, V] = convhull (x, y, z)

IV. RECOLECCIÓN DE DATOS

Con la metodología y el prototipo en funcionamiento, se realizaron cinco mediciones por cada objeto (Figuras 5 y 6), generando una nube de puntos de tamaño 5915 por cada medición, las cuales son guardadas separadamente en una hoja de cálculo de Excel en coordenadas esféricas.

Figura 5. Recipiente.

Figura 6. Tambor de lavadora.

V. ANÁLISIS DE DATOS

Con la nube de puntos obtenida y procesada por medio de la metodología planteada, se pasa a transformar de coordenadas esféricas cada uno de los 5915 puntos a coordenadas rectangulares, ya que la función para triangulación de Delaunay está diseñada para trabajar con objetos en coordenadas rectangulares. Se utilizaron las fórmulas para realizar dicha conversión y se calculó su volumen con MATLAB. En la Figura 7 se observa que su representación se encuentra diferente de cómo debería ser el recipiente.

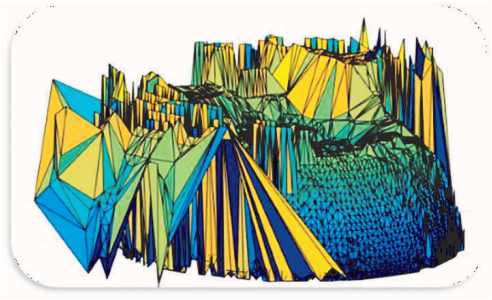


Figura 7. Modelo tridimensional de recipiente con triangulación, incluyendo puntos distantes.

La distorsión de la imagen digitalizada, en comparación con el objeto real, varía debido a los puntos atípicos, tomados en cuenta en la triangulación de los puntos que conforman la superficie del objeto, como lo muestra la Figura 8, esto genera que cree planos que no forman parte del objeto original, lo cual puede llegar a afectar los resultados que se desean obtener.

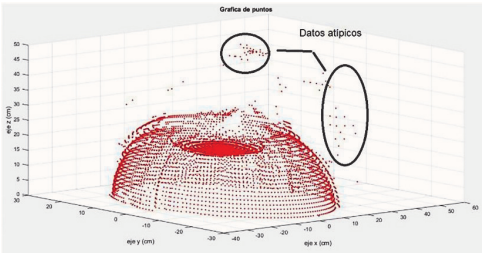


Figura 8. Muestras de datos que se alejan de la superficie de la nube de puntos.

Se debe tener en cuenta que el sensor utilizado posee gran incertidumbre para la obtención de datos, por lo cual se utilizará el test de Grubbs para eliminar datos de volumen atípicos y un filtro digital de media móvil para un mejoramiento en la posición de los puntos. Los resultados de este filtrado se muestran en la Figura 9:

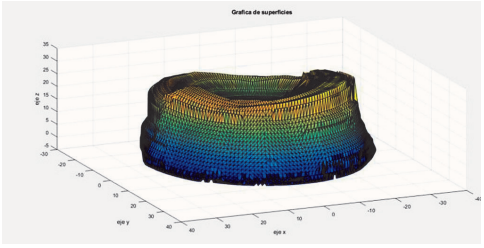


Figura 9. Modelo tridimensional del recipiente después del filtrado de datos atípicos.

Se realizaron mediciones de dos objetos, estos con dos superficies diferentes, el objeto de la Figura 5 posee una superficie lisa, mientras que el objeto de la Figura 6 posee una superficie perforada. Ambos con volumen teórico lo más similar posible de 66,000 cm^3 y el otro 88,000 cm^3, respectivamente.

Una vez obtenidos los datos e importados a Excel, se procedió a aplicar el filtro de

media móvil y el de conversión de coordenadas. El filtro de media móvil se configuró para abarcar un intervalo de 100 mediciones, así, algunos datos que no fueron favorables se corrigen para poder tener una mejor representación del objeto digitalizado (Figuras 10 y 11). Nuestras correcciones realizadas por el filtro de media móvil para el recipiente y el tambor, respectivamente:

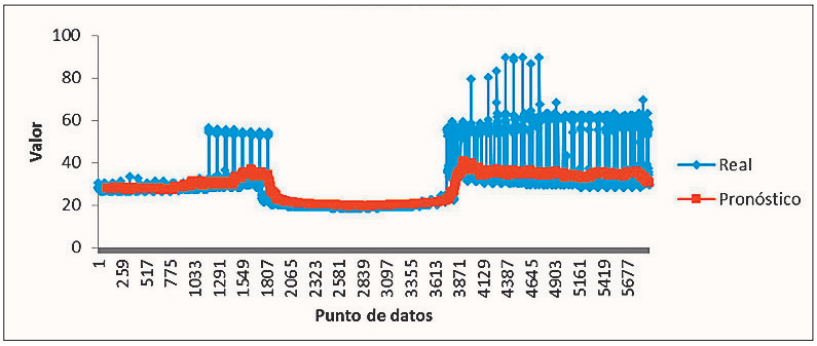


Figura 10. Filtro de media móvil para el recipiente.

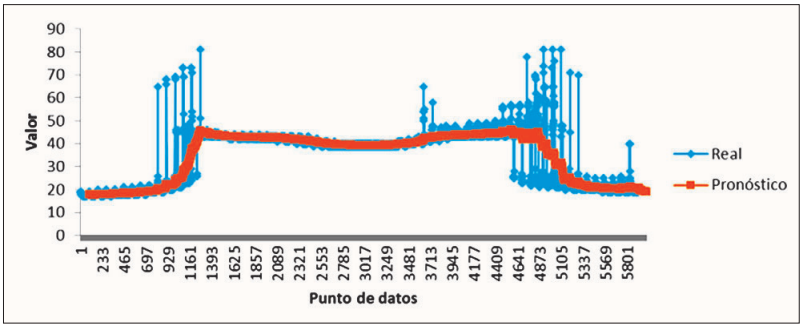


Figura 11. Filtro de media móvil para el tambor.

Se obtuvieron los resultados en las Tablas 1 y 2 para el recipiente y el tambor, respectivamente. Se calculó el volumen, sin calcular el filtro de media móvil, y también aplicando el filtro de media móvil.

Errores sin filtro y errores con filtro fueron obtenidos comparándolos con el valor teórico, estos se calcularon mediante métodos tradicionales, como medir la cantidad de agua que puede contener el recipiente, o uso de fórmulas para el tambor.

TABLA 1. Cálculo de volumen y errores para recipiente

Medición	Sin filtro (cm^3)	Con filtro (cm^3)	Error sin filtro %	Error con filtro %
Primera	252,910	79,263	280.31	19.19
Segunda	285,050	88,940	328.64	33.74
Tercera	55,755	48,171	16.15	27.56
Cuarta	123,770	51,307	86.12	22.84
Quinta	163,500	75,477	145.86	13.49
Cálculo teórico	66,500			

TABLA 2. Cálculo de volumen y errores para tambor

Medición	Sin filtro (cm^3)	Con filtro (cm^3)	Error sin filtro %	Error con filtro %
Primera	256,270	101,400	190.06	14.77
Segunda	269,670	101,410	205.23	14.78
Tercera	301,670	104,250	241.45	18.00
Cuarta	235,280	100,890	166.30	14.19
Quinta	223,170	96,192	152.60	8.88
Cálculo teórico	88,350			

Se procedió a hacer un análisis de datos para comprobar la hipótesis planteada en la investigación, se utilizó la media y desviación estándar para calcular la probabilidad de error en las mediciones, pero primero se comprobó que estos datos fueran normales.

Al ser muestras muy pequeñas (n = 5), se utilizó el método de Shapiro-Wilk, con 5 % de significancia en el software SPSS (Figura 12).

Pruebas de normalidad							
		Kolmogorov-Smimov ✗			Shapiro-Wilk ✓		
	VAR	Estadístico	gl	Sig	Estadístico	gl	Sig
VAR00003	Reciplem	.126	5	.200	.997	5	.997
	Tambor	.308	5	.136	.887	5	.344

Figura 12. Pruebas de normalidad gaussiana.

El valor de significancia en la prueba Shapiro-Wilk es mayor a 0.05, por lo tanto, tenemos la confianza de que un 95 % de los datos se comportan de forma normal, así que procedimos a calcular la media y la desviación estándar de las muestras, se obtiene la Tabla 3.

Se plantea la hipótesis, mencionada al inicio de la investigación, y se procede a evaluar.

Ho: Probabilidad de error de medición es menor a 10 %.

Hi: Probabilidad de error de medición es mayor a 10 %.

TABLA 3. Estimaciones de probabilidad de error

	Tambor	Recipiente
Media	14.12 %	23.37 %
Desviación estándar	3.29 %	3.87 %
Error del sistema cubriendo un 95.45 % de probabilidad	14.12 % +- 6.59 %	23.37 % +- 7.75 %
Probabilidad de un error menor a 10 %	18.74 %	0 %
Probabilidad de un error mayor a 10 %	81.26 %	100 %

Se observó que los datos no son favorables para la evaluación del prototipo, por lo tanto, se procedió a realizar conclusiones.

VI. CONCLUSIONES

El prototipo que se ha construido tiene un comportamiento satisfactorio, dentro de las limitaciones que presenta, teniendo en cuenta que la tarjeta de circuito se ha impreso con técnicas no profesionales, siendo incluso capaz de adaptarse otro tipo de sensor para realizar las mediciones necesarias para el mapeo tridimensional, sin embargo, es posible mejorarlo con un sistema de giro para poder controlarlo mejor.

Dado que en los resultados se ha obtenido un error mayor al 10 %, con una probabilidad de más del 80 %, se rechaza la hipótesis, teniendo en cuenta que no se cumplen las condiciones planteadas en la misma.

El algoritmo implementado reporta buenos resultados, dado que representa los puntos que se extraen de la medición del prototipo y realiza la triangulación de la superficie para la representación tridimensional del interior del objeto, esto permite la visualización de las dimensiones del mismo.

El software utilizado para la ejecución del algoritmo presenta una ventaja, dado que ya posee una interfaz de funciones gráficas para poder mostrar la nube de puntos y la superficie de los puntos triangulados, aparte de eso, es una herramienta que realiza el proceso de triangulación de forma rápida y eficiente.

Para obtener mejores resultados es necesario realizar el diseño de la tarjeta PCB de manera profesional, dado que por las circunstancias de salud, debido al COVID-19, se realizó la construcción de la misma con métodos caseros, así como la substitución del sensor por el sensor láser micro LiDAR, para el cual se había diseñado el prototipo desde un principio.

VII. REFERENCIAS

[1] T. Xu, L. Xu, X. Li y J. Yao, «Detection of Water Leakage in Underground Tunnels Using Corrected Intensity Data and 3D Point Cloud of Terrestrial Laser Scanning», vol. 6, pp. 32471-32472, 2018. Acceso: 2018. [En línea]. Disponible doi: 10.1109/ACCESS.2018.2842797.

[2] S. Yang, S. Yang y X. Yi, «An Efficient Spatial Representation for Path Planning of Ground Robots in 3D Environments», vol. 6, pp. 41539-415310, 2018. Acesso: 2018. [En línea]. Disponible doi: 10.1109/ ACCESS.2018.2858809

[3] P. Razi, J. T. Sumantyo, D. Perissin, D. Kuze, M. Y. Chua y G. F. Panggabean, «3D Land Mapping and Land Deformation Monitoring Using Persistent Scatterer Interferometry (PSI) ALOS PALSAR: Validated by Geodetic GPS and UAV», vol. 6, pp. 12395-12404, 2018.

[4] Ó. H. Bernal Romero, M. L. Molina-Prado y N. A. Arias-Hernández, «Simulación de entorno 3D y cálculo a punto en radioterapia por procesamiento de imágenes diagnósticas», *Iteckne,* vol. 11, n.º 2, pp. 129, 132, 133, 2014.

[5] C. Ye y N. Xiao, «Shortcut-Upsampling Block for 3D Face Reconstruction and Dense Alignment via Position Map», *IEEE Access,* vol. 7, pp. 125146-125147, 2019. [En línea]. Disponible doi: 10.1109/ ACCESS.2019.2938878

[6] Z. Huang, J. Zhu, L. Yang, B. Xue, J. Wu y Z. Zhao, «Accurate 3-D Position and Orientation Method for Indoor Mobile Robot Navigation Based on Photoelectric

[7] Scanning», *IEEE Access,* vol. 64, n.º 9, pp. 2519-2520, Sept. 2015.

[8] C. Zhang, «CuFusion2: Accurate and Denoised Volumetric 3D Object Reconstruction Using Depth Cameras», *IEEE Access,* vol. 7, pp. 49882-49884, 2019. [En línea] Disponile doi: 10.1109/ ACCESS.2019.2911119

[9] T. Nguyen Nguyen, H. H. Huynh y J. Meunier, «3D Reconstruction With Time-of- Flight Depth Camera and Multiple Mirrors», *IEEE Access,* vol. 6, p. 38106, 38108, 2018. [En línea] Disponible doi: 10.1109/ ACCESS.2018.2854262

[10] Y. Son, S. Yoon y H. Soohee, «A Lightweight and Cost-Effective 3D Omnidirectional Depth Sensor Based on Laser Triangulation», *Open Access Journal,* vol. 7, p. 58742, 2019.

[11] D. Pérez, «Picmania», [En línea]. Disponible: http://picmania.garcia-cuervo.net/recursos/redpictutorials/sensores/sensores_de_distancias_con_ultrasonidos.pdf. [Último acceso: abril 2020].

[12] J. L. Armijos Llerena, «Acondicionamiento de sensores de ultrasonido para aplicaciones de robótica móvil e implementación en una plataforma móvil», Quito, 2000.

[13] Cytron Technologies Sdn. Bhd, «Electrónicos Caldas», 2012. [En línea]. Disponible: www.electronicoscaldas.com/datasheet/HC- SR04.pdf. [Último acceso: marzo 2020].

[14] ScanPhase, «ScanPhase», 2016. [En línea]. Disponible: https://www.scanphase.com/nubes-de-puntos. [Último acceso: abril 2020].

[15] C. Teutsch, «The Delaunay Triangulation», *Model-based Analysis and Evaluation of Point Sets from Optical 3D Laser Scanners,* Magdeburg, Shaker, 2016, p. 22.

[16] [MathWorks, «MathWorks» 2020. [En línea]. Disponible: https://www.mathworks.com/help//MATLAB/ref/delaunay.html. [Último acceso: abril 2020].

[17] N. Romero y R. Barrón-Fernandez, «Validación de la triangulación Dealunay empleando álgebra geométrica conforme», *Computación y Sistemas,* vol. 20, n.º 4, pp. 790-791, 2016, doi: 10313053/CyS-20-4-2387,

[18] M. Kazhdan, M. Bolitho y H. Hoppe, «Poisson Surface Reconstruction», *Eurographics Symposium on Geometry Processing,* vol. 1, pp. 1-3, 2-4, Jun. 2008.

[19] J.-F. A. P. Biasutti, «Dissoccclusion of 3D LiDAR Point clouds using range Images», *Annals of the Photometry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences,* vol. 4, n.º 1, p. 2, 2017.

[20] A. S. Lalos, E. Vlachos, G. Arvanitis, K. Moustakas y K. Berberidis, «Signal Processing on Static and Dynamic 3D Meshes: Sparse Representations and Applications», *Open Access Journal,* vol. 7, pp. 15781-15782, Feb. 2019.

[21] Y. Peng, M. Chang, Q. Wang, Y. Qian, Y. Zhang, M. Wei y X. Liao, «Sparse-to-Dense Multi-Encoder Shape Completion of Unstructured Point Cloud», *Open Access Journal,* vol. 8, p. 30970, Feb. 2020.

[22] L. Hou, X. Chen, K. Lan, R. Rasmussen y J. Roberts, «Volumetric Next Best View by 3D Occupancy Mapping Using Markov Chain Gibbs Sampler for Precise Manufacturing», *Open Access Journal,* vol. 7, p. 121952, Sept. 2019.

[23] R. K. Wangsness, «Campos Electrmagnéticos», G. Noriega, Ed., México D. F., LIMUSA, 2001, pp. 49-51.

[24] Benewake (Beijing) Co. Ltd., «Benewake», [En línea]. Disponible: www.benewake.com. [Último acceso: abril 2020].

[25] M. Urvoy y A. Florent, «Application of Grubbs Test for Outliers to the Detection of Watermarks», *Conference Paper,* p. 3, Jun. 2014, doi: 10.1145/2600918.2600931

ESP32 LIKE CENTRAL NODE FOR IOT PLATFORM AND WIRELESS CONTROL OR MONITORING BASED ON SX1278 TRANSCEIVERS

Wesly Mejía, Carlos Banegas, Daniel Alejandro Flores Pérez
daniel.flores@unah.edu.hn
https://orcid.org/0000-0002-1599-5253
Departamento de Ingeniería Eléctrica Industrial
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Abstract— This work shows how to implement wireless control or monitoring of electrical systems using LoRa technology and the integration of an IoT Platform that will have a graphical interface created in Blynk. The prototype consists of a final node (sensors/actuators) and a central node (gateway), which will be made up of a development board based on the ESP32-WROOM-32 SoC that has features to operate in industrial environments, and a radio chip based on the SX1278 transceiver. Additionally, an industrial control board is manufactured to perform the System tests, where highlights the use of a True RMS current transducer from NK Technologies for data acquisition, which in turn is compared and calibrated with a Fluke 375 clamp meter. Finally, a brief statistical analysis of the data obtained is shown.

Keywords— Analog digital conversion, chirp modulation, internet of things, radio transceivers, UHF propagation, microcontrollers, indoor radio communication, remote control, remote monitoring, wireless communication, industrial control.

I. INTRODUCCIÓN

Las comunicaciones en la industria son parte fundamental de sus procesos, mediante estas se mantiene un control y monitoreo constante de datos de suma importancia. En estos procesos, tradicionalmente, las soluciones alámbricas han demostrado buenos resultados, convirtiéndose en una alternativa segura y rápida. Sin embargo, ¿qué pasa cuando un espacio físico se vuelve inaccesible o presenta dificultades importantes para instalar estos sistemas de comunicación alámbricos? No es una novedad que las tecnologías inalámbricas han llegado para facilitar y beneficiar las comunicaciones, haciendo viables múltiples aplicaciones. Temas como IoT e, incluso, Industria 4.0 pretenden lograr automatización y conexión a la red de máquinas y dispositivos.

El sector industrial en Honduras, así como otras áreas o aplicaciones no industriales, ocasionalmente utiliza sistemas como estos. Independientemente de esto, la implementación de estas tecnologías puede ser potencialmente favorable cuando se aplican en entornos adecuados. Por ejemplo, en el monitoreo de silos de café o cemento, que están considerablemente alejados de un centro de control, o incluso en todo el sistema de automatización de una industria. Antes de emprender una gran inversión, se podría plantear la opción de analizar y utilizar tecnologías inalámbricas que abaraten costos y ofrezcan soluciones satisfactorias, de esta manera surge la siguiente pregunta: ¿cómo se puede implementar un sistema de control o monitoreo inalámbrico de maquinaria y sensores, mediante radiofrecuencia (UHF), en una industria o en zonas remotas y qué cobertura tendría?

Con la implementación de diferentes dispositivos, como sensores, relés optoacoplados, transceptores SX1278 [1], SoC ESP32 [2] y la fabricación de un tablero de control industrial, se podrá desarrollar un sistema que permita controlar o monitorear maquinaria eléctrica (en este caso un motor 220 VAC monofásico 3 Hp) de manera inalámbrica. El prototipo constará de dos etapas principales: la etapa de lectura de datos y actuadores, a la cual se le denominará nodo final, y la etapa de procesamiento y control de datos, donde se establece la conexión a internet para implementar una plataforma IoT. A esta última etapa se le llamará nodo central (gateway). En la Figura 1 se muestra con arquitectura de bloques el sistema propuesto.

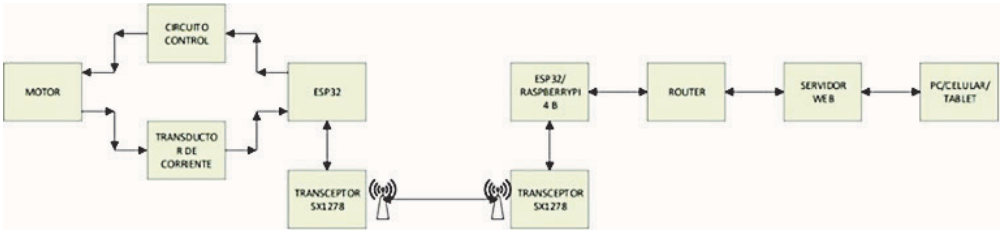


Figura 1. Diagrama de bloques con las etapas del sistema.

II. COMUNICACIÓN ENTRE NODOS

Principalmente, se utilizan chips XL1278-SMT, basados en el transceptor SX1278 del fabricante Semtech. Estos transceptores cuentan con tecnología LoRa (Long Range), que proporciona comunicación de espectro extendido (CSS) de rango ultra-largo y alta inmunidad a interferencias, mientras minimiza el consumo de corriente. Utilizando la técnica de modulación LoRa, patentada de Semtech, el SX1278 puede lograr una sensibilidad de más de -148dBm [1].

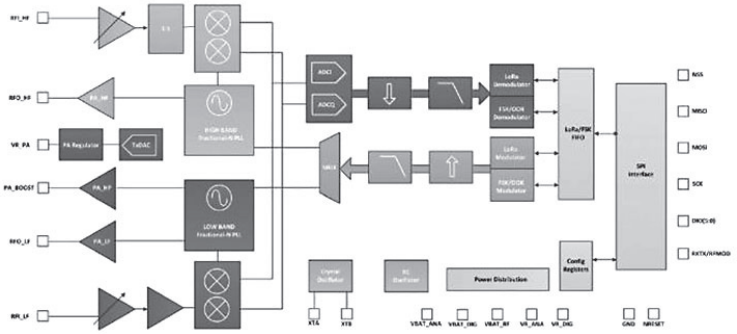


Figura 2. Representación de bloques del chip SX1278 [1].

LoRa utiliza una técnica de modulación llamada CSS en su capa física, esta modulación usa pulsos chirp, con una variación lineal de la frecuencia en el tiempo para codificar la información. Debido a la linealidad de los pulsos chirp, los desfases de frecuencia entre el receptor y el transmisor son equivalentes a los desfases en el tiempo, lo que hace que esta modulación tenga inmunidad al efecto Doppler [3].

En LoRa predomina el tráfico del uplink sobre el downlink, esto se debe a que su uso está destinado para que los nodos finales envíen información al nodo central. La Figura 3 muestra la forma de estos pulsos.

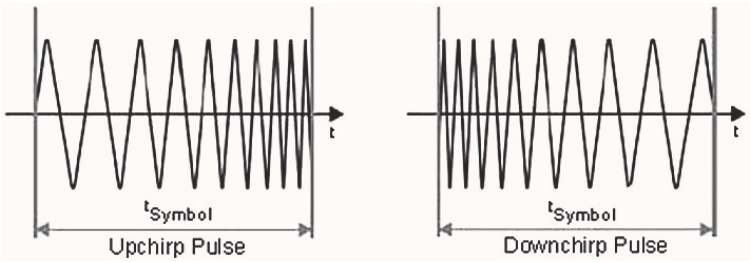


Figura 3. Representación de pulsos upchirp y downchirp.

Para una máxima flexibilidad, el usuario puede modificar el valor de los parámetros del ancho de banda (BW), del factor de propagación (SF) y de la tasa de corrección de errores (CR). Conociendo estos parámetros, se puede calcular la tasa de bits útil (Rb), como se muestra en (1). Otro beneficio de la modulación de dispersión es que cada factor de expansión es ortogonal, por lo que varias señales transmitidas pueden ocupar el mismo canal sin interferir. Esto también permite una coexistencia simple con los sistemas basados en FSK existentes. También proporciona modulación GFSK, FSK, OOK y GMSK estándar para permitir la compatibilidad con sistemas o estándares existentes, como IEEE-802.15.4g [1].

$$R_b = SF \cdot \frac{BW}{2^{SF}} \cdot CR \qquad (1)$$

Las placas de desarrollo basadas en el SoC ESP32-WROOM-32 se encargan del control de los chips XL1278-SMT mediante comunicación SPI. Estos chips transceptores disponen de un búfer de datos RAM de 256 bytes. Esta área de RAM se define como búfer de datos FIFO. El tamaño de FIFO se fija en 64 bytes, los cuales se dividen a la mitad para el modo de transmisor y receptor, respectivamente [1].

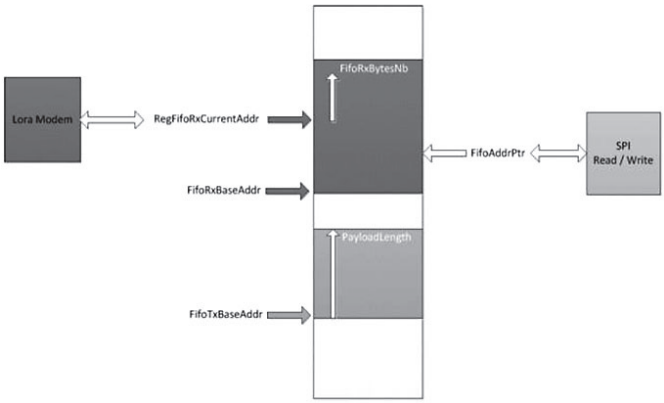


Figura 4. Búfer de datos FIFO para el modo LoRa [1].

a. Nodo final (ESP32 Nod MCU-32)

La función principal de este nodo es recopilar información directamente de la maquinaria y controlar la misma, siendo el ESP32 especialmente útil. Al contar con hasta 18 canales ADC de 12 bits, con una frecuencia de muestreo de 2 Msps, en principio, podría detectar cambios en los sensores en el orden de los microsegundos.

b. Nodo central (ESP32 NodeMCU-32)

Similar a la configuración del nodo final, el nodo central se comportará como gateway,

permitiendo conexión a internet para aplicar un sistema IoT; este nodo se encargará de procesar los datos enviados por el nodo final, constando de una interfaz para monitoreo de datos y control sobre actuadores de manera remota, establecerán comunicación a internet mediante WiFi, estándar IEEE 802.11 b/g/n para el ESP32.

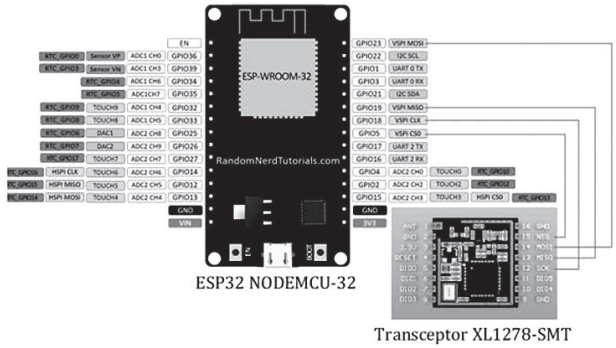


Figura 5. Conexión entre ESP32 NodeMCU-32 y XL1278-SMT.

TABLA 1. Características de la placa ESP32 NodeMCU-32

Parámetro	Placa de desarrollo
	NodeMCU-32
Procesador	Dual-core Xtensa® LX6 de 32 bits
Frecuencia	Entre 160 MHz y 240 MHz
Interfaz SPI	Soporta 4 canales (FIFO de hasta 64 bytes)
ADC	Hasta 18 canales de 12 bits (Hasta 2 Msps)
DAC	2 canales de 8 bits
GPIO	24
WiFi	IEEE 802.11 b/g/n

III. SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS

a. Sistema de control

En el presente trabajo, se preparó el diseño y construcción de un tablero de control como prototipo, el cual consiste en el circuito de un arranque directo de un motor eléctrico de 220 VAC/3HP monofásico, dicho circuito tendrá incorporado la opción de dos modos de operación (modo remoto y modo local). De esta manera, en su modo local, el circuito podrá ser maniobrado en su ubicación física, lo que

es útil al momento de dar mantenimiento a la maquinaria que se controlará. Por otra parte, en el modo remoto, el sistema será controlado únicamente de manera inalámbrica, a través de una plataforma IoT, a excepción de un paro de emergencia que estará disponible en ambos modos de operación. En la Tabla 2 se muestra el resumen de los dispositivos utilizados, en las Figuras 6, 7 y 8 se muestran los diagramas propuestos diseñados.

TABLA 2. Dispositivos utilizados para fabricar el tablero

Cantidad	Dispositivo
3	Relé HF18FF bobina 220 VAC
1	Módulo de 4 reles optoacoplados 5 V (10 A/250 VAC)
4	Lámpara indicadora STECK SLDS220 220 VAC
1	Lámpara indicadora / Amperímetro digital AD16-22DSA 220 VAC con transformador de corriente (0-100 A)
1	Botonera Marcha/Paro Schneider
1	Paro de Emergencia EBC
1	Transductor de corriente NK Technologies ATR1-420-24L-SP
1	Fuente de alimentación conmutada Phoenix Contact 24VDC UNO-PS/1AC/24DC/60W
1	Breaker Phoenix Contact 24 VDC/1 A
1	Breaker LS 3 A de hasta 400 VAC
1	Guardamotor SIEMENS, Clase 10
1	Contactor SIEMENS

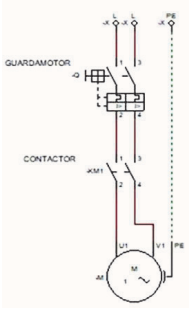


Figura 6. Circuito de potencia.

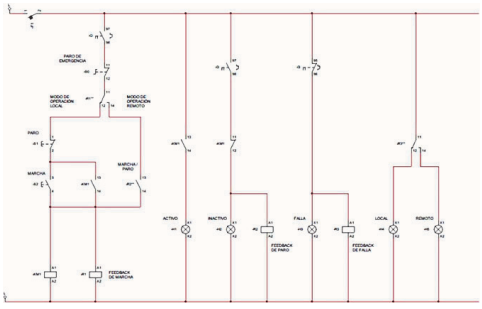


Figura 7. Circuito de control.

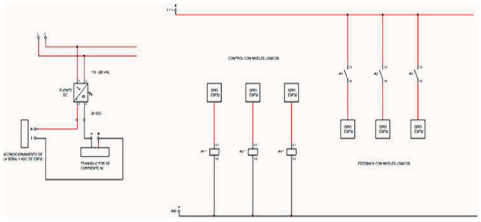


Figura 8. Circuito de sistema alimentado por bucle y *feedback.*

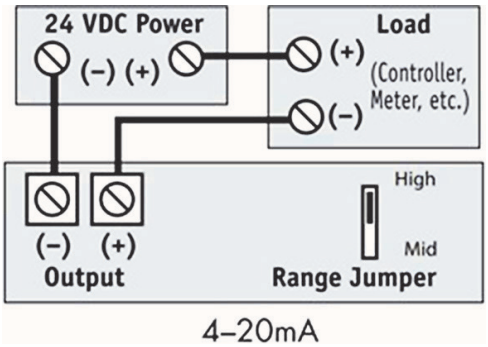


Figura 9. Conexión del transductor para obtener la señal de 4-20 mA.

b. Sistema de adquisición de datos

En este trabajo, se utilizó un transductor de corriente True RMS de NK Technologies, específicamente, el modelo ATR1- 420-24L-SP de NK Technologies. Estos transductores de corriente proporcionan una salida True RMS (de verdadero valor eficaz) en formas de onda distorsionadas, con numerosos picos y caídas en cada ciclo, que se encuentran en salidas de VFD o SCR, y en cargas lineales en entornos de energía «ruidosos». Los transductores ATR utilizan un algoritmo matemático llamado «True RMS», que integra las formas de onda reales a lo largo del tiempo. La salida es el componente de amperaje de la potencia real (valor calorífico) de las formas de onda de la corriente CA. Opera en un rango de 3 escalas (0-10 A, 0-20 A y 0-50 A), también proporciona una señal de salida de corriente estándar (4-20 mA), utilizada para instrumentación industrial, funcionando así, en un sistema loop-powered [4] para obtener los datos del transductor. Con el sistema loop-powered se sigue el siguiente diagrama de conexiones de la Figura 9.

Ya que el transductor tiene como señal de salida de 4 a 20 mA en un sistema alimentado por bucle (loop-powered), en el receptor (ESP32) deberá acondicionarse la señal, para leer los datos apropiadamente, en este caso, se conecta una resistencia equivalente (Req) de 152.78 Ω, aproximadamente, en el circuito en serie. Dado que el 100 % de la señal equivale a 20 mA en la salida, se asegura así un voltaje de 3.0556 V, de esta manera, el ADC del ESP32 podrá leer correctamente estos valores, ya que no se superaría su referencia de 3.3 V. Idealmente, la resistencia debería tener tolerancia en el orden de ppm.

Para tratar los datos que obtendrá el ADC por parte del transductor de corriente, se parte de los valores teóricos esperados, en primer lugar, se calcula la sensibilidad o valor más pequeño que este podrá leer, como se muestra en (2); donde N es la resolución en bits, de esta manera, se podrá calcular el valor real de entrada al ADC mediante (3), donde N_{read} será el valor de salida del ADC en bits.

$$V_{LSB} = \frac{V\,ref}{2^N} \qquad (2)$$

$$V_{IN} = V_{LSB} \cdot N_{read} \qquad (3)$$

Para cada rango seleccionado en el transductor, se tendrá una curva que definirá el valor de corriente leído, dicha curva se obtiene a partir del rango de entrada del mismo y las tensiones mínimas y máximas entregadas en la Req para este rango. En la Tabla 3 se muestra en resumen los valores teóricos esperados para obtener las curvas.

TABLA 3. Valores teóricos para el cálculo de las curvas de corriente en cada rango de transductor

Entrada al transductor [A]	Salida del transductor [mA]	Entrada al ADC [V]	Pendiente [A/V]
Rango de corriente High (0-50 A)			
50	20	3.0556	20.454
0	4	0.61112	
Rango de corriente Mid (0-20 A)			
20	20	3.0556	8.1817
0	4	0.6112	
Rango de corriente Low (0-10 A)			
10	20	3.0556	4.09085
0	4	0.6112	

A partir de estos valores, las curvas para el rango High, Mid y Low estarán dadas por (4), (5) y (6), respectivamente.

$$I_{High} = 20.454 \cdot V_{IN} - 12.5 \quad (4)$$

$$I_{Mid} = 8.1817 \cdot V_{IN} - 5 \quad (5)$$

$$I_{Low} = 4.09085 \cdot V_{IN} - 2.5 \quad (6)$$

Para asegurar, en la medida de lo posible, una señal precisa a la salida del ADC, se hará uso de un filtro digital FIR (Respuesta Finita al Impulso), en este caso se utilizará el filtro de media móvil (Moving Average Filter). Específicamente, se aplicará el filtro en la lectura digital Nread.

El filtro de media móvil opera promediando un número de puntos de la señal de entrada, para producir cada punto en la señal de salida. Para la implementación del filtro se utilizó (7), donde *x* es la señal de entrada, *y* es la señal de salida y *M* es el número de puntos en el promedio. Esta ecuación solo usa puntos en el lado de la muestra de salida que se está calculando [5].

$$y[i] = \frac{1}{M} \sum_{j=0}^{M-1} x[i+j] \quad (7)$$

IV. PLATAFORMA IOT

El propósito de IoT es brindar servicios integrales a cualquier cosa, en cualquier momento y en cualquier lugar. Las tecnologías de IoT juegan un papel crucial en todas partes, lo que trae la cuarta revolución de las tecnologías disruptivas, después del internet y las tecnologías de la información y la comunicación (TIC). La comunidad de investigación y desarrollo ha pronosticado que el impacto de IoT será más que internet y las TIC en la sociedad, lo que mejorará el bienestar de la sociedad y las industrias [6].

La tecnología del IoT ha recorrido un largo camino (casi una década) y ofrece numerosas oportunidades. Se están desarrollando muchos componentes y dispositivos de IoT con múltiples estándares de comunicación, protocolos de mensajería, tecnologías de computación y algoritmos de seguridad. Por ejemplo, diferentes proveedores como ARMN, Atmel, Silicon Labs, Texas Instruments, Intel, NVIDIA, Samsung, etc., son los principales productores de componentes y chips de IoT, y de herramientas de desarrollo con sus estándares. BLE, ZigBee, WiFi, Z-Wave, Sigfox, LoRa, NB-IoT, 5G, etc., son los estándares de comunicación utilizados por los dispositivos IoT para comunicaciones de corto y largo alcance [6].

En el presente proyecto se creó una interfaz gráfica en la plataforma Blynk para poder monitorear o controlar el sistema en tiempo real a través de internet. En la Figura 10 se puede observar la arquitectura para comunicarse con el ESP32 desde cualquier lugar con acceso a internet.

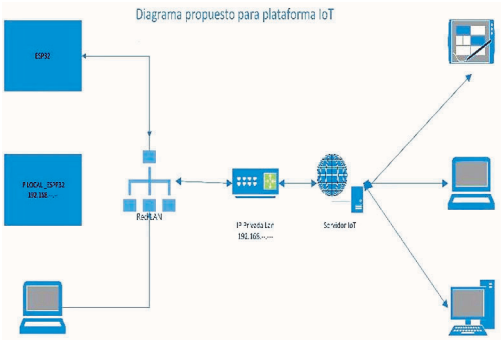


Figura 10. Arquitectura cliente-servidor al utilizar el ESP32 con Blynk.

V. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA

Según se indica en la sección «Sistema de control y adquisición de datos», se fabricó un tablero con los circuitos de potencia y control propuestos, para poder aplicar las pruebas pertinentes del sistema; de igual manera, se realizaron las conexiones del ESP32 (nodo final) con el módulo de relés optoacoplados y de los relés repetidores que funcionan como feedback; por otra parte, se efectuaron las conexiones para que el sistema loop-powered sea compatible con el ESP32; y, finalmente, se integraron las conexiones al chip XL1278-SMT. En la Tabla 4 se muestra la disposición de los pines del ESP32 utilizados en el nodo final.

TABLA 4. Disposición de los pines del ESP32

ESP32 PIN	Función	XL1278-SMT	Tablero de control
3.3 V	Alimentación	VCC	
GND	Tierra	GND	
GPIO5	SPI NSS	NSS	
GPIO18	SPI CLK	CLK	
GPIO19	SPI MISO	MISO	
GPIO23	SPI MOSI	MOSI	
GPIO34	ADC		Señal del transductor
GPIO4	Entrada nivel lógico		Feedback de marcha
GPIO26	Entrada nivel lógico		Feedback de paro
GPIO25	Entrada nivel lógico		Feedback de falla
GPIO12	Salida nivel lógico		Selección de modo (Local/Remoto)
GPIO13	Salida nivel lógico		Indicacion de modo (Local/Remoto)
GPIO14	Salida nivel lógico		Control (Marcha/Paro)

En la Tabla 4 se puede observar que el SoC ESP32 estará conectado mediante interfaz SPI al chip XL1278-SMT. Este último podrá controlar el tablero con niveles lógicos, enviando estos niveles al módulo de relés optoacoplados. Dichos relés se activan con niveles lógicos bajos. Por ejemplo, al enviar un nivel lógico bajo (0 V) al GPIO14, este activaría la marcha de la máquina siempre que esté seleccionado el modo remoto. Por otra parte, los feedback enviarán valores lógicos al ESP32 para informar el estado de la máquina. Por ejemplo, si el GPIO4 recibe un valor lógico alto (3.3 V), significará que la máquina está en marcha. Todos los feedback están conectados al ESP32 con una configuración pull-up para evitar lecturas erróneas. Además, el ESP32 recibirá señales del sistema loop-powered mediante el GPIO34 (canal 6 del ADC) para finalmente procesar esta señal y enviarla al nodo central, que a su vez la enviará a la plataforma IoT, donde será constantemente monitoreada. En la Figura 11 se muestra el tablero de control fabricado.

Ya que los chips transceptores SX1278 no pueden establecer una comunicación full-du-

plex y la finalidad del proyecto es monitorear o controlar el sistema en tiempo real, se optó por utilizar el sistema en un solo sentido, ya sea para monitorear el motor eléctrico o para controlarlo, por lo que se podrá contar con el sistema de control inalámbrico o el sistema de adquisición de datos inalámbrico. Finalmente, utilizando la plataforma Blynk, se creó una interfaz gráfica que permite controlar o monitorear la máquina desde cualquier smartphone conectado a internet. En la Figura 12 se muestra la estructura de conexión entre el nodo final y el nodo central, así como la conexión del sistema a internet. Por otra parte, la Figura 13 muestra la propuesta de interfaz gráfica.

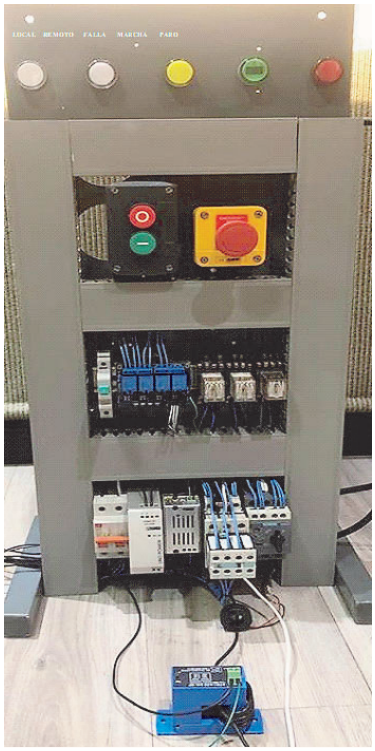


Figura 11. Tablero de control fabricado con los circuitos propuestos.

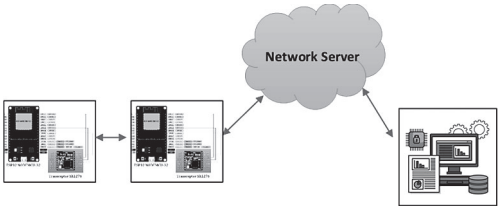


Figura 12. Estructura de comunicación entre nodos y conexión a internet.

Figura 13. Interfaz gráfica creada en Blynk.

En la Figura 14 se muestra el sistema en funcionamiento y el mecanismo utilizado para la obtención de datos. En la Figura 15 se presenta el motor utilizado en las pruebas y sus características.

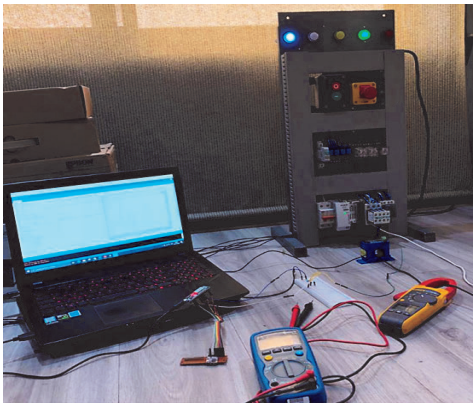


Figura 14. Sistema en funcionamiento y lectura de datos.

Figura 15. Motor eléctrico utilizado y sus características.

VI. DATOS Y RESULTADOS EXPERIMENTALES

a. Prueba de distancia en la transmisión de datos

Utilizando dos placas ESP32 NodeMCU-32 conectadas a los chips XL1278-SMT, que se encargan de la comunicación inalámbrica, se configuraron como transmisor y receptor, mediante programación software. La prueba constó de dos escenarios diferentes: prueba indoor y prueba outdoor.

Prueba indoor. Se ubicó el transmisor Tx en un cuarto cerrado a una altura de 6 m, seguidamente, con el receptor Rx se hicieron lecturas en distintos puntos alrededor de Tx; se logró obtener un radio de transmisión de datos a una distancia de 65 m.

Prueba outdoor. Se ubicó el Tx a una altura de 12 m, con el Rx en movimiento, se procedió a tomar lecturas de datos en diferentes puntos alrededor de Tx; se logró establecer un enlace de transmisión (con línea vista) a una distancia de 4600 m (4.6 km-2.9 millas).

El mecanismo utilizado para obtener las distancias de los enlaces fue el software Google Earth Pro, este indicó datos de localización geográfica, tanto del transmisor como el receptor. Se ingresó la ubicación más alejada del transmisor a la que se logró establecer un enlace de comunicación satisfactorio con el receptor.

Figura 16. Vista lateral del enlace de comunicación en la prueba *outdoor*.

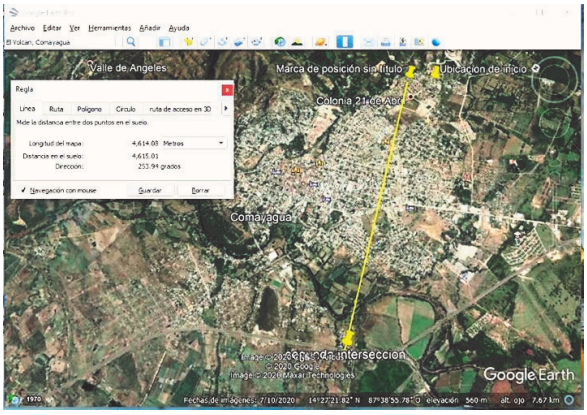


Figura 17. Vista superior del enlace de comunicación en la prueba *outdoor* y estimación de distancia.

b. Obtención de valores del transductor de corriente

Principalmente, se utiliza el filtro de media móvil para acondicionar la salida limpia del ADC. En la Figura 18 se muestra la señal obtenida sin filtrar y filtrada.

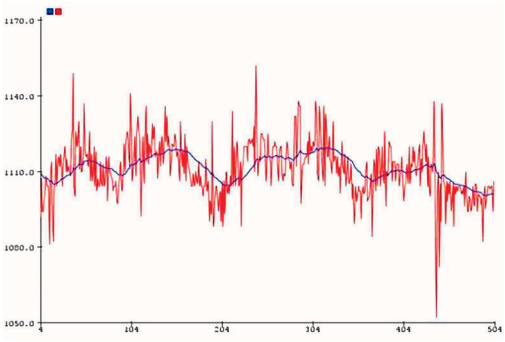


Figura 18. Señal filtrada (azul) en la salida del ADC.

Una vez configurado el filtro y programados los nodos central y final, se procedió a monitorear la corriente que consume el motor, para ello se puso en marcha el sistema, se utilizó la tenaza amperimétrica Fluke 375 como referencia para tomar el valor de corriente real. Cuando se estabilizó el valor de corriente, se tomaron los valores procesados por el nodo final mediante el monitor serial utilizando el softwre Arduino IDE, a su vez, se tomaron los datos mostrados en la plataforma IoT implementada. El comportamiento de dichos valores se muestra en la Figura 19. Cabe mencionar que se programó la curva de corriente correspondiente al rango Mid (0-20 A) del transductor, ya que el motor puede llegar a consumir más de 10 A según sus características (Figura 15).

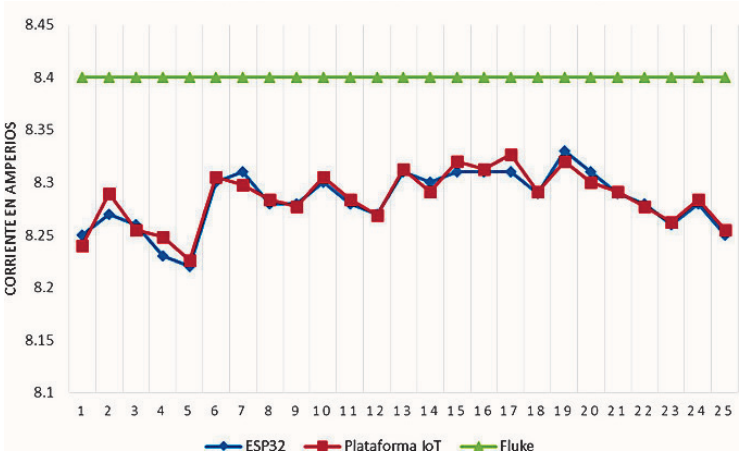


Figura 19. Gráfico de los valores de corriente obtenidos por el ESP32 y los vistos en la plataforma IoT.

Como se puede observar, tanto los valores de corriente en el ESP32 como en la plataforma IoT no corresponden al valor de referencia proporcionado por la tenaza Fluke. Para corregir este pequeño error, se debió calibrar la curva de corriente utilizada. Se implementó un mecanismo sencillo para estimar el valor de la nueva curva. Este consistió en obtener el valor en bits (salida del ADC) para dos medidas distintas de corriente obtenidas por la tenaza Fluke; dichos valores se observan en la Tabla 5.

TABLA 5. Valores para calibrar la curva de corriente

Corriente leída con la tenaza Fluke [A]	Salida del ADC [bits]
6.5	1550
6.4	1530

Con estos valores y el uso de (3) y (5), se puede obtener un VLSB práctico que satisfaga los valores de corriente mostrados en la tenaza Fluke, en este caso, para una corriente de 6.5 A se obtiene VLSB de 0.000906823 V/bit, de igual manera, para 6.4 A el VLSB resulta ser 0.000910688 V/bit; finalmente, se calcula el promedio de ambos VLSB para que la pendiente funcione en la mayoría de las medidas, así el nuevo V_{LSB} resulta en 0.000908755 V/bit, por lo que (3) ahora se calculará con (8).

$$V_{IN} = 9.08755 \times 10^{-4} \cdot N_{read} \quad (8)$$

La lectura de valores de corriente con la curva calibrada y para una referencia de 6.4 A tomados con la tenaza Fluke, se muestran en la Figura 20.

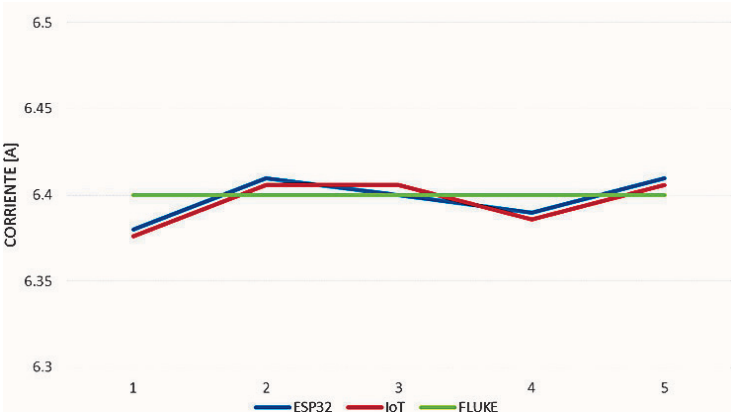


Figura 20. Gráfica de los valores de corriente obtenidos por el ESP32 y los vistos en la plataforma IoT con VLSB calibrado.

Utilizando los datos presentados en la Figura 19, se determina si estos siguen una distribución normal, tanto en el ESP32 como en la plataforma IoT, ya que el tamaño de la muestra es de 25 puntos. Se utilizó la prueba de Shapiro-Wilk con un nivel de significancia de 0.05, en la Tabla 6 se muestra un resumen con los resultados de la prueba.

TABLA 6. Resumen de los resultados obtenidos en el test de Shapiro-Wilk

Prueba de Shapiro-Wilk con nivel de significancia α = 0.05		
Valor	ESP32	IoT
W	0.944603035	0.966604008
Valor p	0.188957	0.560731
Mínimo valor de W para α = 0.05	0.918	0.918

Se observa que en ambos casos el *W* calculado supera el mínimo valor esperado, por otra parte, el valor *p* es mayor que el nivel de significancia seleccionado. Por lo tanto, los datos obtenidos de corriente presentan una distribución normal. En la Tabla 7 se muestran algunos valores estadísticos para el conjunto de datos de la Figura 19.

TABLA 7. Valores estadísticos para los datos de la Figura 19

Valor	ESP32	Plataforma IoT
Media μ	8.2832	8.285
Desviación estándar σ	0.02734349	0.02637865
Varianza σ^2	0.00074767	0.00069583
Coef. de correlación ρ	0.94911688	

Se puede observar que la dispersión de datos alrededor de la media es de 0.027 para el ESP32 y de 0.026 para la plataforma IoT, lo que sugiere una precisión aceptable en la obtención de datos. Además, se nota una correlación del 94.9 %, lo cual es esperado dado que, en última instancia, representan la misma variable.

VII. CONCLUSIONES

Se logró el control y monitoreo del prototipo satisfactoriamente, aunque en un solo sentido. Si bien es cierto que los transceptores SX1278 pueden establecer comunicación half-duplex, la implementación de este podría afectar el funcionamiento en tiempo real, ya sea del control o del monitoreo. Una opción muy acertada seria utilizar dos módulos transceptores SX1278 en el nodo final y central, de esta manera, se aseguraría una comunicación full-duplex y se brindaría un canal exclusivo tanto para el control como para el monitoreo.

Pese a no utilizar una resistencia con tolerancia en ppm en el acondicionamiento de la señal, para ser leída SoC ESP32, lo que es habitual y recomendado en equipos de instrumentación, se obtienen valores bastante buenos en los niveles de corriente consumida por el motor, luego de aplicar el filtro de media móvil y calibrar el valor del V_{LSB} a utilizar en la curva de corriente.

La implementación de transceptores con tecnología LoRa en el sistema propuesto resulta muy atractiva, ya que añade la posibilidad de supervisar o controlar maquinaria a grandes distancias (algunos kilómetros), siempre que se cuente con línea de vista. Esto es especialmente útil en industrias con entornos contaminados por obstáculos que pueden interferir las transmisiones inalámbricas a distancias cortas, gracias a la alta sensibilidad de recep-

ción de la tecnología LoRa. Sin embargo, para industrias que disponen de servicios de internet en gran parte de sus instalaciones, puede ser una mejor opción aprovechar las capacidades del SoC ESP32-WROOM-32. Este SoC incorpora los protocolos para funcionar con el estándar IEEE 802.11 b/g/n (WiFi), lo que permite conectar la maquinaria de interés a un router principal o punto de acceso instalado en las proximidades. Esto no solo garantiza una mayor velocidad de transferencia de datos, sino también una comunicación full-duplex y un mejor control de posibles errores o colisiones en las transmisiones de datos.

VIII. REFERENCIAS

[1] SEMTECH, «SX1276/77/78/79 datasheet», *2020.* Acceso: Sept., 2020. [En línea]. Disponible: https://www.semtech.com/products/wireless-rf/lora-transceivers/sx1276.

[2] Espressif, «ESP32 Series Datasheet», 2020. Acceso: Sept. 22, 2020. [En línea]. Disponible: https://www.espressif.com/sites/default/files/documentation/esp32_datasheet_en.pdf.

[3] A. Augustin, J. Yi, T. Clausen y W. M. Townsley, «A Study of LoRa: Long Range & Low Power Networks for the Internet of Things», *Sensors,* vol. 16, Sept. 2016.

[4] NK Technologies, «ATR Series AC Current Transducers», Acceso: Nov. 18, 2020. [En línea]. Disponible: https://www.nktechnologies.com/ac-current-transducers/atr-current-transducers/.

[5] S. W. Smith, *The Scientist and Engineer's Guide to Digital Signal Processing,* California (Estados Unidos): Technical Publishing, 1999,

[6] S. N. Swamy y S. R. Kota, «An Empirical Study on System Level Aspects of Internet of Things (IoT)», *IEEE Xplore,* vol. 8, pp. 188082-188134, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3029847.

[7] M. W. Condry and C. B. Nelson, «Using Smart Edge IoT Devices for Safer, Rapid Response with Industry IoT Control Operations», *Proceedings of the IEEE,* vol. 104, n.º 5, pp. 938-946, 2016, doi: 10.1109/JPROC.2015.2513672.

[8] E. Gatial, Z. Balogh y L. Hluchý, «Concept of Energy Efficient ESP32 Chip for Industrial Wireless Sensor Network», IEEE 24th International Conference on Intelligent Engineering Systems (INES), Reykjavík, Iceland, 2020, pp. 179-184, doi: 10.1109/ INES49302.2020.9147189.

[9] Wei-Shinn Wey y Yu-Chung Huang, «A delta-sigma true RMS-to-DC converter using an indirect-charge-transfer filter», *Digest of Papers,* pp. 93-94, 1999, doi: 10.1109/VLSIC.1999.797247.

[10] C. Pham, «Investigating and experimenting CSMA channel access mechanisms for LoRa IoT networks», 2018 IEEE Wireless Communications and Networking Conference (WCNC) Barcelona, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/WCNC.2018.8376997.

[11] N. Hayati, K. Ramli, M. Suryanegara y Y. Suryanto, «Potential Development of AES 128-bit Key Generation for LoRaWAN Security», 2019 Second International Conference on Communication Engineering and Technology (ICCET),

Nagoya, Japan, 2019, pp. 57-61, doi: 10.1109/ ICCET.2019.8726884.

[12] N. Nikolov and O. Nakov, «Research of Secure Communication of Esp32 IoT Embedded System to.NET Core Cloud Structure using MQTTS SSL/TLS», IEEE XXVIII International Scientific Conference Electronics (ET), Sozopol, Bulgaria, 2019, pp. 1-4, doi: 10.1109/ ET.2019.8878636.

[13] N. Aihara, K. Adachi, O. Takyu, M. Ohta and T. Fujii, «Q-Learning Aided Resource Allocation and Environment Recognition in LoRaWAN With CSMA/CA», *IEEE Xplore,* vol. 7, pp. 152126-152137, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2948111.

[14] F. T. Micehele Luvisotto, «On the Use of LoRaWAN for Indoor Industrial IoT Applications», *Wireless Communications and Mobile Computing,* 2018, doi: 1-11. 10.1155/2018/3982646.

[15] L. Leonardi, F. Battaglia y L. Bello, «RT-LoRa: A Medium Access Strategy to Support Real-Time Flows Over LoRa-Based Networks for Industrial IoT Applications», *IEEE Internet of Things Journal,* vol. 6, n.º 6, pp. 10812-10823, Dic. 2019, doi: 10.1109/JIOT.2019.2942776.

[16] J. Liando, «Known and Unknown Facts of LoRa: Experiences from a Large-scale Measurement Study», *ACM Transactions on Sensor Networks,* vol. 15, pp. 1-35, 2019, doi: 10.1145/3293534.

[17] Y. Li, J. Yang and J. Wang, «DyLoRa: Towards Energy Efficient Dynamic LoRa Transmission Control», IEEE Conference on Computer Communications, Toronto, Canadá, 2020, pp. 2312-2320, doi: 10.1109/INFOCOM 41043.2020.9155407.

[18] [R. Hedayati, «A Study of Successive Approximation Registers and Implementation of an Ultra Low Power 10-bit SAR ADC in 65nm CMOS Technology», Tesis de grado, Department of Electrical Engineering Electronic Device, Linköping University, Linköping (Suecia), 2011.

[19] H. Sherazi, L. Grieco, M. Imran y G. Boggia, «Energy-Efficient LoRaWAN for Industry 4.0 Applications», *IEEE Transactions on Industrial Informatics,* vol. 17, n.º 2, pp. 891-902, Feb. 2021, doi: 10.1109/TII.2020.2984549.

[20] E. Farshidi, «A current-mode true RMS-DC converter based on electronically simulated translinear principle», International Conference on Signals, Circuits and Systems, Monastir, 2008, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICSCS 2008.4746899.

[21] C. A. Cruz-Blas, A. López-Martín, A. Carlosena y J. Ramírez-Angulo, «1.5-V current-mode CMOS true RMS-DC converter based on class-AB transconductors», *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs,* vol. 52, n.º 7, pp. 376-379, Jul. 2005, doi: 10.1109/TCSII. 2005.850429.

[22] CONATEL, «Comisión Nacional de Telecomunicaciones», 2014. [En línea]. Disponible: http://181.210.2.136/SIGERPAC/Consultas_Frecuencias/ConsultarFqz.aspx?fq=430&u=MHz

[23] Adnan, M. Rizal y A. A. Ilham, «Performance of LoRa Gateway based Energy Consumption and Different Frame Sizes», Conference on Computer and Information Technology, Makassar (Indonesia),

2018, pp. 159-162, doi: 10.1109/EICon-CIT.2018.8878628.
[24] NK Technologies, *Supplemental illustrations*. Acceso: Nov. 24, 2020. [En línea]. Disponible: https://www.nktechnologies.com/ac-current-transducers/atr-current-transducers/
[25] Espressif, *ESP32-WROOM-32 Datasheet,* 2019. Acceso: Sept. 2020 [En línea]. Disponible: https://www.espressif.com/
[26] Sites/default/files/documentation/esp32-wroom-32_datasheet_en.pdf. Acceso:
[27] Espressif Systems, *ESP32 Technical reference manual,* 2020. [En línea]. Disponible: https://www.espressif.com/sites/default/files/documentation/

IMPACTO DE LA INSTALACIÓN DE CARGADORES DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS TIPO CONDUCTIVO DE NIVEL 1 Y 2 EN LA ALIMENTACIÓN DE UNA RESIDENCIA EN ZONIFICACIÓN D4 EN TEGUCIGALPA, HONDURAS

Daniel Martínez, César Gómez, Daniel Alejandro Flores Pérez
daniel.flores@unah.edu.hn
https://orcid.org/0000-0002-1599-5253
Departamento de Ingeniería Eléctrica Industrial
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Abstract— The possible market penetration of electric vehicles (EV) in Honduras means that it is important to understand their effect over the distribution network. Since EV's are not widespread in Honduras, this study focuses on the effect of a single EV charger in a single household. This was studied measuring a household load to obtain a probabilistic model describing that load; to this load, the EV charger load was added and the final circuit was solved to find the fluctuations on the household's input voltage when an EV charger would be in use. These fluctuations barely reached 1 % from their previous expected value, implying that a level 2 EV charger load barely affects the system's voltage**.**

Keywords— Electric vehicles, voltage fluctuations, battery charger, load modelling.

I. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, se ha experimentado cierta evolución tecnológica, debido a la irremediable escasez de los recursos de combustibles fósiles y a las preocupaciones de contaminación del medio ambiente por gases de efecto invernadero. Esta evolución permite que el ser humano pueda cubrir su necesidad de transporte sin perjudicar gravemente al planeta que habita, lo que ha llevado al desarrollo de lo que hoy conocemos como *vehículo eléctrico.* Cabe destacar que se ha tenido una creciente producción de estos, a tal grado que cada vez existe una necesidad mayor de estaciones de carga de vehículos eléctricos, con altas cargas para obtener menores tiempos de cargado de las baterías de los vehículos. Dicho esto, la conexión masiva de estos cargadores tiene efectos sobre la red eléctrica, como cambios en los flujos de potencia, caídas de tensión, pérdidas de energía, contaminación armónica. Sin embargo, en Honduras, que no se percibe un rápido incremento de la densidad de vehículos eléctricos, como es el caso de países del primer mundo, se puede empezar a realizar un estudio mucho más acotado, en el cual se desea obtener el impacto que podría tener un cargador de vehículo eléctrico doméstico sobre la alimentación de una residencia de referencia en zonificación D4.

II. MARCO TEÓRICO

a. Sistema de carga de EV

Un sistema de cargador de vehículo eléctrico es un equipo que permite la transferencia de energía de una red eléctrica a la batería de un vehículo eléctrico [1]. Estos se pueden clasificar en varios tipos [1], [2]; en este trabajo se pretende estudiar cargadores de uso doméstico. De acuerdo a la tabla de niveles de potencia estándar de las regiones de Estados Unidos y la Unión Europea en [1], los niveles de carga apropiados a analizar son de nivel 1 y 2 para cargadores conductivos y tipo On Board. Con base a esta referencia, se seleccionaron algunos vehículos eléctricos de la Tabla 1 para consultar sus niveles de potencia a utilizar en este estudio.

TABLA 1. Vehículos eléctricos y sus cargas características

Vehículo y tipo	Capacidad de batería	Nivel de carga/tensión/ demanda de carga
Toyota Prius PHEV	4.4 kWh	1/120 V/1.4 kW 2/240 V/3.8 kW
Chevrolet Volt PHEV	16 kWh	1/120 V/0.96-1.4 kW 2/240 V/3.8 kW
Nissan Leaf EV	24 kWh	1/120 V/1.8 kW 2/240 V/3.3 kW
Hyundai Kona EV	39.2 kWh	2/240 V/7.2-10.5 kW
BMW i3 EV	42.2 kWh	2/230 V/3.7 kW

Vehículo y tipo	Capacidad de batería	Nivel de carga/tensión/ demanda de carga
Tesla Roadster EV	53 kWh	1/120 V/1.8 kW 2/240 V/9.6-16.8 kW
Volkswagen ID.3 EV	58 kWh	2/240 V/7.4-11 kW

Algunos de los datos fueron obtenidos de la tabla anterior [1] y otros por ficha técnica de fabricante.

b. Impacto de los cargadores de EV sobre la red

Se han realizado muchos estudios sobre el impacto de la instalación de cargadores para EV en redes de distribución, los cuales han analizado el efecto que tienen los cargadores sobre una red y han revelado que al introducirlos masivamente se pueden producir: desviaciones entre 12 % y 44 % de voltaje para penetración entre 20 % y 80 % [1] (mayores al 10 % permitido por la norma europea [3]), introducción de armónicos impares en la corriente que aumentan la distorsión armónica total (THD) [1], aumento de pérdidas entre 40 % y 62 % en periodos fuera de demanda pico y en demanda pico [1], y aumento de pérdidas entre 10 % y 1000 % dependiendo de la ubicación de la estación (o estaciones) de carga en el sistema de prueba de 33 barras de IEEE [4].

c. Modelo circuital de residencia

Un modelo sencillo de este sistema en Tegucigalpa se puede construir mediante lo siguiente [5]: el secundario del transformador de distribución, las líneas de alimentación en el centro de carga de la residencia y las cargas representativas de todos los dispositivos eléctricos conectados a cada una de las fases, más las cargas entre ambas fases, donde cada una de ellas demanda cierto nivel de potencia activa y reactiva que no son fijas, pues dependen de la operación de los aparatos eléctricos.

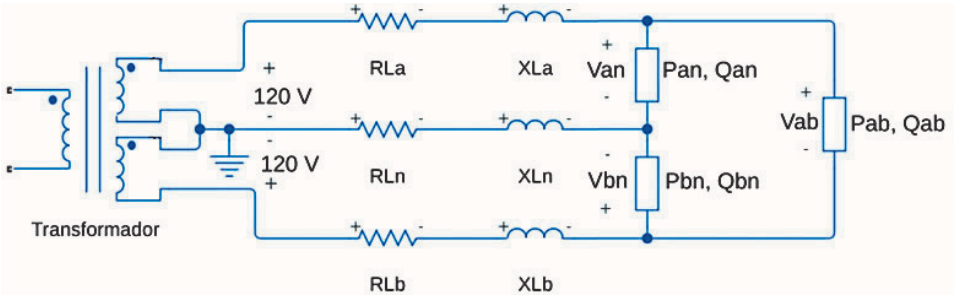


Figura 1. Modelo circuital de la instalación eléctrica residencial con impedancias de línea.

El circuito en la Figura 1 se puede resolver conociendo los voltajes de la alimentación y las potencias activas y reactivas de la carga, planteando las ecuaciones de mallas y nodos, a la par de las relaciones de potencia. Asumiendo que las tres impedancias de línea son iguales, se tiene lo siguiente:

$$v_a = Z_L(i_a - i_n) + v_{an} \quad v_b = Z_L(i_b - i_n) + v_{bn}$$

$$\begin{aligned} i_a &= i_{an} + i_{ab} & i_{bn} &= i_b + i_{ab} \\ -i_n &= i_{an} + i_{bn} & v_{ab} &= v_a - v_b \\ S_{an} &= i_{an} v_{an} & S_{bn} &= i_{bn} v_{bn} \\ S_{ab} &= i_{ab} v_{ab} \end{aligned} \quad (1)$$

Todos los voltajes y las corrientes en el sistema de ecuaciones 1 son fasoriales y todas las potencias son potencias complejas.

d. Modelo de carga estática ZIP

Se puede representar un cargador de vehículo eléctrico como carga estática, donde se percibe su sensibilidad en términos de potencias activas y reactivas [6]. En este caso, el modelo ZIP (polinomial) permitirá describir las potencias activas y reactivas:

$$P = P_0(p_1 \bar{V}^2 + p_2 \bar{V} + p_3) \quad (2)$$

$$Q = Q_0(q_1 \bar{V}^2 + q_2 \bar{V} + q_3) \quad (3)$$

Donde P_0 y Q_0 representan el voltaje activo y reactivo nominal, p_i y q_i son los parámetros del modelo, con i variando de 1 a 3, y $\bar{V}$ es el nivel de tensión aplicada p. u., tomando como base el valor nominar V_0 [6].

Los parámetros de este modelo se pueden obtener para diferentes formas de ondas de la tensión suministrada al cargador, de acuerdo a la siguiente tabla.

En esta tabla, «Ideal» representa una onda sinosoidal pura; «PT», onda con crestas puntiagudas; y «FT», onda con superficie plana.

TABLA 2. Interpretación de modelos exponencia y ZIP para cargador de vehículos eléctricos [7]

Tensión suministrada	PF1	Modelo α	Exp. β	P1	P2	Modelo P3	ZIP Q1	Q2	Q3
Ideal (¡ 1 p. u.)	0.998	0.88	2	0	0.89	0.11	1	0	0
PT (¡ 1 p. u.)	0.999	0.89	2	0	0.9	0.1	1	0	0
FT (¡ 1 p. u.)	0.995	0.89	2	0	0.9	0.1	1	0	0
Ideal (≥ 1 p. u.)	0.998	0.08	0.46	0	0.08	0.92	0	0.47	0.53
PT (≥ 1 p. u.)	0.999	0.03	0	0.01	0.02	0.97	0	0	1
FT (≥ 1 p. u.)	0.995	0.07	0.51	0	0.07	0.93	0	0.51	0.49

III. METODOLOGÍA

Se ha utilizado un registrador de potencia Fluke 1736 para medir, cada 10 segundos, voltajes de las fases de la residencia, corrientes de línea, potencia activa y reactiva (cada una en RMS y fundamental), factor de potencia, y los armónicos en los voltajes y corrientes de línea con la distorsión que estos generan. A partir de estas mediciones y el modelo circuital de la residencia, se obtendrá el voltaje línea de alimentación en el secundario del transformador (componente fundamental), el cual se considerará constante al variar la carga de la casa, es decir, como una barra infinita.

Para combinar los armónicos con el estudio, el tratamiento de datos se basará en los cinco intervalos en que el Fluke midió armónicos; se utilizará una carga distinta para representar la casa en cada intervalo, y se considerará como una carga de potencia activa y reactiva constante en la fundamental de acuerdo a los datos medidos, su valor dependerá del comportamiento de las señales de P y Q registradas en esos intervalos. Mientras que el efecto del cargador EV agregado se estudiará modelando su conexión, mediante un modelo de carga estática ZIP para las distintas potencias y voltajes de carga características de la Tabla 1.

El sistema de ecuaciones con el agregado del cargador se resolverá en *Wolfram Mathematica* para encontrar las tensiones de fase en el centro de carga, las corrientes en el sistema y potencias demandadas por el cargador, cada una componentes fundamentales. Finalmente, la hipótesis se pondrá a prueba comparando los voltajes de fase obtenidos del sistema combinado, más la contribución armónica de las mediciones, con los esperados en la residencia sin un cargador de EV.

IV. DATOS RECOPILADOS DE LA RESIDENCIA

Con las distancias estimadas de las líneas de alimentación al centro de carga, utilizando tablas para conductor AWG6 [8] y el modelo planteado por Grainger y Stevenson [9] para inductancias en líneas trifásicas, los resultados de resistencia y reactancia de estas líneas son:

$R_{AW\ G6} = 4.26\text{m}\Omega$, $R_{AW\ G4} = 1.3485\text{m}\Omega$ y $X_L = 3.2\text{m}\Omega$.

Los voltajes de línea RMS fundamentales recopilados pasaron por una prueba de normalidad mediante el test de Shapiro-Wilk, con un nivel de significancia $\alpha = 0.05$, siendo los resultados negativos.

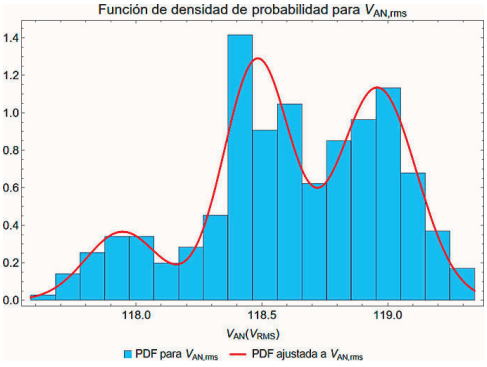


Figura 2. PDF para Van RMS medido con el registrador de potencia.

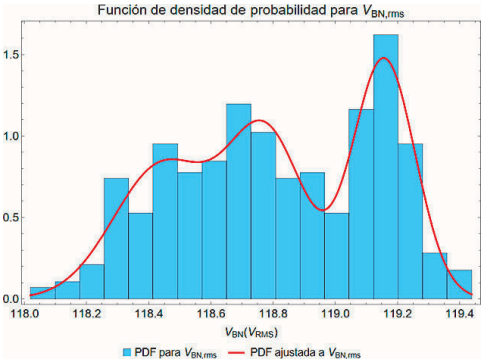


Figura 3. PDF para Vbn RMS medido con el registrador de potencia.

Cabe resaltar que, ante un test de Anderson-Darling de significancia del $\alpha = 0.05$ para distribuciones mixtas de tres normales, las PDF encontradas dieron un resultado contundente. Esta forma de presentar los voltajes facilitará comparar los resultados después de agregar la carga del EV a la residencia, utilizando como referencia el equivalente μ y μ 3σ, donde el primero representa el valor esperado de la distribuciones encontradas y el segundo representa los valores que tienen probabilidades equivalentes a las de μ 3σ en una distribución normal.

TABLA 3. Voltajes de línea RMS de referencia según las distribuciones encontradas para las mediciones

Voltaje de línea	μ − 3σ	μ	μ + 3σ
Van, Ref. (VRMS)	117.610	118.621	119.385
Vbn, Ref. (VRMS)	118.028	118.809	119.426

Se obtuvieron las funciones de densidad de probabilidad (PDF) para las potencias activa y reactiva fundamentales recopiladas en cada uno de los cinco intervalos en los que el Fluke 1736 midió armónicos. Se asumió normalidad en cada una de ellas; sin embargo, bajo un test de Shapiro-Wilk, algunos intervalos fallaron estrepitosamente.

V. MODELADOS DEL SISTEMA

a. Voltaje de alimentación

Para encontrar el voltaje de alimentación en ambas líneas, se consideró únicamente la componente fundamental de las mediciones de tensión de fase y corrientes de línea y se asumió un factor de potencia unitario, lo que permitió obtener como resultado para cada fase distribuciones compuestas de tres modas, con resultados similares a los de tensión de fase en los test de Shapiro-Wilk y Anderson-Darling. Por ello, se utilizó el equivalente μ y $\mu \pm 3\sigma$ de estas distribuciones para modelar el voltaje del secundario del transformador, tratándolo como una barra infinita en el análisis del sistema con los cargadores de EV.

TABLA 4. Voltajes de línea en la alimentación según las distribuciones encontradas

Voltaje de línea	$\mu - 3\sigma$	μ	$\mu + 3\sigma$
Va_F (V_{RMS})	117.622	118.578	119.333
Vb_F (V_{RMS})	118.081	118.759	119.362

b. Carga en la residencia

Con los voltajes seleccionados para la alimentación, el sistema de ecuaciones en 1 se puede resolver conociendo las potencias de todas las cargas. Partiendo de las PDF de las potencias, se aplicó, como criterio para escoger un nivel de P y Q para la carga, lo siguiente: si en el intervalo la señal de potencia activa/reactiva se aproxima a una distribución normal bajo aprobación del test de Shapiro-Wilk, se utiliza el modelo $\mu_{Pa} + 3\sigma_{Pa}$ y si no exhibe ningún comportamiento, se utiliza la potencia activa/reactiva, que representa una condición más hostil para el sistema. Esto resulta en las siguientes cargas para cada intervalo:

TABLA 5. Cargas a utilizar para modelar la residencia en cada intervalo de medición

n.º	Pa (W)	Qa (var)	Pb (W)	Qb (var)
Intervalo 1	35.4073	-10.1798	78.8813	13.7313
Intervalo 2	35.4951	-10.3279	77.4554	13.7455
Intervalo 3	35.7475	-10.2272	73.9361	-10.3213
Intervalo 4	1651.82	-12.3619	1611.36	-8.57437
Intervalo 5	571.605	-10.6588	538.079	-8.58674

c. Modelo del cargador de EV

Conociendo la forma de onda del voltaje de entrada del cargador, se pueden determinar los parámetros del modelo ZIP. La forma de onda medida sin el cargador de EV es referencia suficiente para ello, de forma que se ha realizado una recreación de la misma por medio de los primeros 50 armónicos de voltajes de fase en la residencia, asumiendo contrafase perfecta, y obteniendo como resultado una onda de puntas. Ya que los voltajes RMS medidos antes de instalar el cargador son menores a 1 p. u., se utilizaron los datos de la Tabla 2 para obtener el modelo ZIP, con un factor de potencia de desplazamiento de 0.999:

$$P = P_0(0.9V_{pu} + 0.1) \quad (4)$$

$$Q = Q_0 V_{pu}^2 \quad (5)$$

VI. RESULTADOS DEL SISTEMA CON CARGADOR DE EV

El sistema se ha resuelto para algunos vehículos de la Tabla 1, utilizando demandas de potencia representativas. En cada caso, se evaluó el voltaje de la línea de alimentación. Se han comparado gráficamente los valores de la tensión de cada fase en el centro de carga con el intervalo de referencia de cada fase obtenido mediante las mediciones, los cuales se encuentran dados por los valores de la Tabla 3.

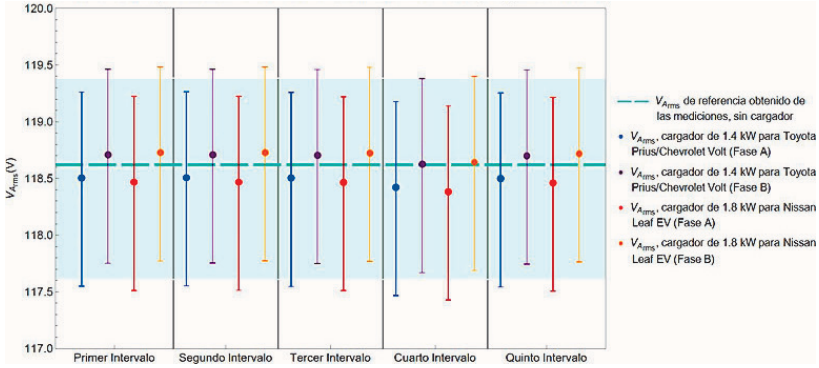


Figura 4. Comparativo entre los resultados de tensión de alimentación del centro de carga Fase ARMS y cargadores para EV de nivel 1 conectados a 120 V en los cinco intervalos en que se midieron armónicos.

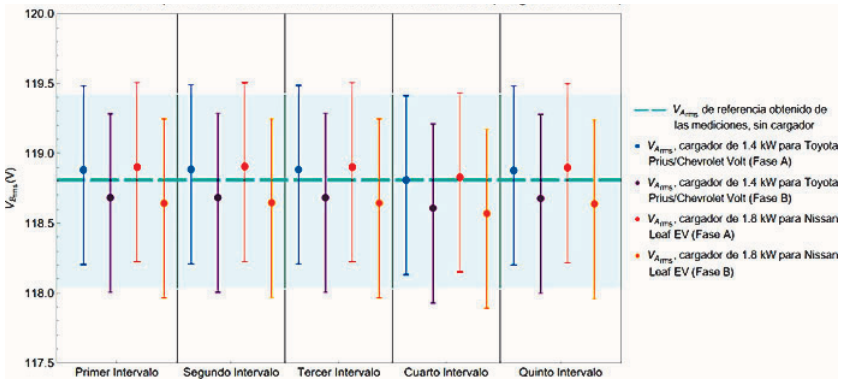


Figura 5. Comparativo entre los resultados de tensión de alimentación del centro de carga Fase BRMS y cargadores para EV de nivel 1 conectados a 120 V en los cinco intervalos en que se midieron armónicos.

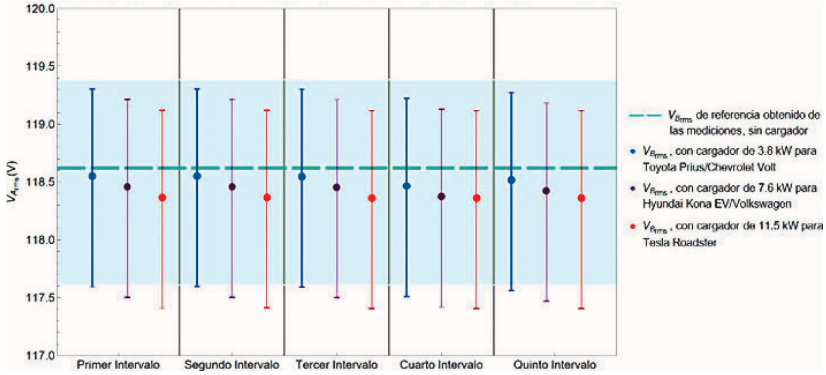


Figura 6. Comparativo entre los resultados de tensión de alimentación del centro de carga Fase ARMS y cargadores para EV de nivel 2 conectados a 240 V en los cinco intervalos en que se midieron armónicos.

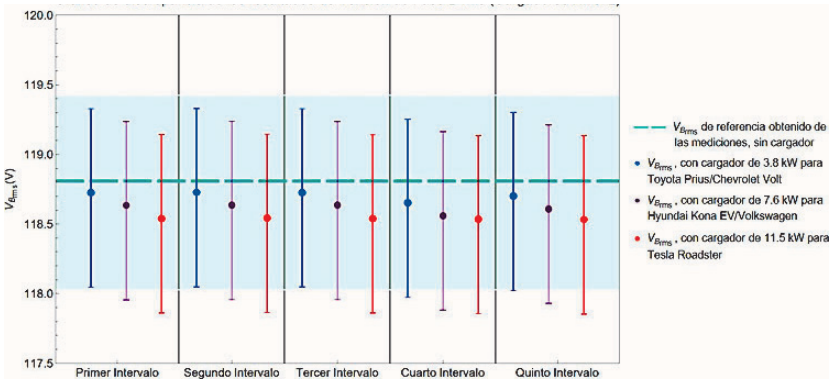


Figura 7. Comparativo entre los resultados de tensión de alimentación del centro de carga Fase BRMS y cargadores para EV de nivel 2 conectados a 240 V en los cinco intervalos en que se midieron armónicos.

Para cuantificar qué tan alejados se encuentran los resultados de tensión de fase obtenidos del valor esperado, se han calculado los porcentajes de error máximo y mínimo de los valores obtenidos respecto al valor esperado de referencia medido. Esto se realizó para cada uno de los cinco intervalos en los que se llevó a cabo el estudio. Por practicidad solo se mostraron los porcentajes de error más altos obtenidos entre las dos fases:

TABLA 6. Porcentajes de error del valor más bajo de los resultados de tensión de Fase ARMS en cada intervalo respecto al valor esperado de referencia medido

Cargadores nivel 1	Intervalo				
Vehículo	1	2	3	4	5
Toyota / Chevrolet (FA) -1.4 kW	0.90	0.90	0.90	0.97	0.91
Toyota / Chevrolet (FB) -1.4 kW	0.73	0.73	0.73	0.80	0.74
Nissan Leaf. (FA) -1.8 kW	0.93	0.93	0.94	1.01	0.94
Nissan Leaf. (FB)-1.8 kW	0.72	0.71	0.72	0.79	0.72
Cargadores nivel 2	Intervalo				
Vehículo	1	2	3	4	5
Toyota / Chevrolet -3.8 kW	0.87	0.86	0.87	0.94	0.89
Hyundai / Volkswagen -7.6 kW	0.94	0.94	0.94	1.01	0.97
Tesla Roadster -11.5 kW	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02

VII. CONCLUSIONES

Con base en los resultados de la solución del sistema para cada cargador escogido en cada intervalo, la hipótesis no se rechaza, sino que es completamente acertada. Las desviaciones con respecto al voltaje escogido de referencia (la media en el intervalo escogido) son menores al 5 %; es importante resaltar que todas estas desviaciones representan una reducción en el voltaje con respecto a la referencia, ninguna representa un aumento. Además, en los cargadores de 240 V, se observa que las desviaciones de cada nivel de potencia del cargador de vehículos eléctricos son mayores cuanto mayor sea la potencia demandada por el cargador; los resultados indicaron que las desviaciones más pequeñas se observan en el Chevrolet Volt/Toyota Prius (3.8 kW), aumentando por nivel de potencia hasta llegar al Tesla Roadster (11.5 kW), y todas estas son disminuciones en el voltaje con respecto a su valor de referencia antes del cargador. Este comportamiento es típico de sistemas de potencia: un aumento en la carga resulta en una disminución de voltaje. Los cargadores de 120 V presentan un comportamiento más complejo, debido a que solo aumentan la carga en una fase. En las Figuras 4, 5, 6 y 7 se observa que en la fase en que se conectan presentan una disminución de voltaje, mientras que cuando quedan libres se produce un aumento de voltaje. Es destacable que, a pesar de que el nivel de potencia de estos cargadores es bastante menor al de los cargadores de 240 V, las desviaciones en la fase en que se conecta el cargador de 120 V para los dos cargadores (1.4 kW y 1.8 kW) son similares

a las del Hyundai Kona (7.6 kW); el aumento de voltaje que se observa en la fase libre se asemeja a la disminución en el cargador del Chevrolet Volt/Toyota Prius de 3.8 kW.

Además, se observa en las desviaciones más altas con respecto al valor nominal de 120 V o 240 V un comportamiento similar al de los casos descritos anteriormente: las más altas se obtienen en el Tesla Roadster (11.5 kW), pero se debe notar que las desviaciones de los cargadores de 120 V se asemejan a las del Hyundai Kona (7.6 kW). Aun así, las desviaciones obtenidas con el Tesla Roadster de 11.5 kW son pequeñas, todas menores al 2.5 % y muy por debajo del 10 % permitido por la norma [3].

Pese a que los resultados se encontraron en condiciones sumamente hostiles (cuando se consideró el menor voltaje posible), el voltaje de fase no varía tanto de sus valores previos. Si solo se considera el comportamiento del voltaje y se asume que la instalación eléctrica de la residencia se puede redimensionar para lidiar con el drástico aumento en corriente, se concluye que la instalación de un cargador de EV nivel 2 hasta de 11.5 kW es viable en esta residencia con el consumo que se observó durante las mediciones.

VIII. REFERENCIAS

[1] R. M. Khalid, I. A. Khan, S. Hameed, M. S. Asghar y J.-S. Ro, «A comprehensive review on structural topologies, power levels, energy storage systems, and standards for electric vehicle charging stations and their impacts on grid», *IEEE Access*, 2021. Disponible doi; 10.1109/ ACCESS.2021.3112189.

[2] B. Morris, F. Foiadelli, C. Leone y M. Longo, «Eletric vehicles charging technology review and optimal size estimation», *Electrical Engineering & Technology,* 2020. Disponible doi: 10.1007/ s42835-020-00547-x.

[3] H. Markiewicz y A. Klajn, «Voltage Characteristics in Public Distribution Systems», *Voltage Disturbances,* 2004.

[4] S. Deb, K. Tammi, K. Kalita y P. Mahanta, «Impact of electric vehicle charging station load on distribution network», *Energies,* 2018. Disponible doi: 10.3390/en11010178.

[5] C. K. Alexander and M. N. O. Sadiku, *Fundamentos de circuitos eléctricos*, McGraw-Hill, 2013.

[6] H. Tian, D. Tzelepis, y P. N. Papadopoulos, «Electric vehicle charger static and dynamic modelling for power system studies», *MDPI Access*, 2021. Disponible doi: 10. 3390/en14071801.

[7] X. H. M. Xiao, P. Kourtza, A. Collin, G. Harrison, and S. Djokic, «Component-based modelling of EV battery chargers», *IEEE Access,* 2015. Disponible doi: 10.1109/PTC.2015. 7232690.

[8] Anixter, *Technical Information Handbook. Wire and Cable,* Technical Handbook, 2013.

[9] J. J. Grainger y W. D. S. Jr., *Análisis de sistemas de potencia*, McGraw Hill, 1996.

DETERMINACIÓN DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL (THD) EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE UNA CARGA NO LINEAL DE UN CALL CENTER EN TEGUCIGALPA

Óscar René Martínez, Óscar Daniel Armijo, Daniel Alejandro Flores
daniel.flores@unah.edu.hn
https://orcid.org/0000-0002-1599-5253
Departamento de Ingeniería Eléctrica Industrial
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— En la presente investigación se realiza una serie de mediciones para determinar el impacto de los elementos no lineales en redes eléctricas, asimismo, el análisis en cuanto a la viabilidad de tener en cuenta estos fenómenos para el diseño de dichas redes considerando la aplicación de factores de aumento (filtros en casos especiales), con el fin de reducir el efecto de la distorsión armónica. Finalmente, basados en las mediciones y cálculos usando fórmulas, nos sirvió para determinar si realmente es necesaria la implementación de medidas para mitigar este efecto o si resulta ser no factible para todos los involucrados.

Palabras clave— Frecuencia, distorsión armónica total, distorsión armónica de tensión, distorsión armónica de corriente, factor de potencia, voltaje, corriente.

I. NOMENCLATURA

THD: distorsión armónica total.
THD_V: distorsión armónica de tensión.
THD_I: distorsión armónica de corriente.
IHDn: armónicos individuales.
TDD: distorsión total de demanda.
FP: factor de potencia.
V: voltaje.
I: corriente.

II. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, hay un auge de las tecnologías de las comunicaciones que cada día avanza a pasos agigantados, proceso que viene a facilitarnos la vida en nuestro diario vivir y nuestra forma de trabajar en los diferentes ámbitos, ya que con el uso de herramientas como hardware, computadoras, teléfonos, tablets, celulares inteligentes, reguladores de voltajes y dispositivos de electrónica como también dispositivos de comunicaciones, se facilita la gestión de la información de cualquier organización.

En ese sentido, la presente investigación nos lleva a analizar la siguiente pregunta: ¿Qué tanto afecta el uso de esos dispositivos electrónicos antes mencionados en el sistema eléctrico, su calidad y la eficiencia energética, así como sus frecuencias armónicas en una organización y, en el caso particular de esta investigación, qué tanto afecta en un *call center*?

La presente investigación demostrará el estudio y el análisis realizado sobre las frecuencias armónicas haciendo mediciones con el registrador de calidad eléctrica Fluke 1736. Estos resultados darán a conocer si se requiere la inversión de filtros para que las empresas tengan mejores resultados en sus operaciones diarias.

III. MARCO TEÓRICO

Actualmente, los sistemas eléctricos cuentan con una gran cantidad de elementos llamados no lineales, los cuales generan, a partir de formas de onda sinusoidales a la frecuencia de la red, otras ondas de diferentes frecuencias ocasionando el fenómeno conocido como *generación de armónicos*. Los armónicos son un fenómeno que causa problemas tanto para los usuarios como para la entidad encargada de la prestación del servicio de energía eléctrica ocasionando diversos efectos nocivos en los equipos de la red [1].

El reciente aumento del uso de la carga residencial no lineal basada en la electrónica de potencia es un gran reto para las empresas de servicios públicos para mantener los estándares de calidad de la energía relacionados con los armónicos. El efecto colectivo de la corriente armónica inyectada en la fuente por diferentes cargas residenciales no lineales es considerable, lo que provoca una gran distorsión de la forma de onda en el sistema de distribución. Esta distorsión armónica de la red puede provocar fallos dieléctricos en el cable de la línea de distribución, interferencias en la línea telefónica, daños en los condensadores de corrección del factor de potencia (PFC), sobrecalentamiento y pérdidas en las máquinas eléctricas, reducción de la vida útil de los transformadores y los cables, etc. [14].

a. Definición de armónicos

Los armónicos son tensiones o corrientes sinusoidales que poseen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia a la cual el sistema de alimentación está diseñado para operar. La forma de onda distorsionada puede ser descompuesta en una suma de la señal de frecuencia fundamental y sus múltiplos. La distorsión armónica se origina debido a las características no lineales de los equipos y cargas de un sistema de potencia [7].

b. Origen de los armónicos

En un sistema eléctrico, los aparatos y equipos que se conectan a él, tanto por la propia empresa, así como por los clientes, están diseñados para operar 60 Hertz con una tensión y una corriente senoidal. Por diferentes razones, se puede presentar un flujo eléctrico a otras frecuencias diferentes de 50 o 60 Hertz, conocidos como armónicos, que son normalmente definidos como las distorsiones periódicas de la forma de onda de tensión y/o corrientes de un estado estable en los sistemas eléctricos.

El efecto principal causado por los armónicos consiste en la aparición de tensiones no senoidales en diferentes puntos del sistema; estos son producidos por la circulación de corrientes distorsionadas a través de las líneas.

La circulación de estas corrientes provoca caídas de tensión de formadas que obliga en los nodos del sistema no lleguen tensiones puramente senoidales. Mientras mayores sean las corrientes armónicas circulantes a través de los alimentadores de un sistema eléctrico, más distorsionadas serán las tensiones en los nodos del circuito y más agudos los problemas que pueden presentarse por esta causa [10].

En general, los armónicos son producidos por cargas no lineales, lo cual significa que su impedancia no es constante (está en función de la frecuencia). Estas cargas no lineales, a pesar de ser alimentadas con una señal senoidal, devuelven una señal no senoidal a través del neutro, y se puede considerar como fuentes de intensidad que inyectan armónicos en la red. En la mayoría de los casos, los armónicos son un disturbio en estado estable, por lo que no se deben confundir con fenómenos transitorios.

c. Clasificación de los armónicos

Cada armónico está asociado con cada nombre, frecuencia y secuencia, de la siguiente forma en la Tabla 1 [13].

Normalmente, las ondas que circulan por la red tienen las mismas componentes positivas que negativas (en forma simétrica), con lo cual no suelen aparecer armónicos de orden par. Ver Tabla 2.

TABLA 1. Clasificación de armónicos

Nombre	Fundamental	2º	3º	4º	5º	6º	7º
Frecuencia	60	120	180	240	300	360	420
Secuencia	+	–	0	+	–	0	+

TABLA 2. Clasificación de armónicos en contracción

Nombre	Fundamental	2º	3º	4º	5º	6º	7º
Frecuencia	60	180	300	420	540	660	780
Secuencia	+	–	0	+	–	0	+

La secuencia se refiere al sentido de giro de los fasores con respecto a la fundamental, expresado en otras palabras: indica el sentido en que giraría el rotor de un motor al ser excitado por esa señal; secuencia directa (+) indica que el sentido de giro es el horario; secuencia inversa (-) indica un sentido de giro antihorario; y secuencia cero (0) indica que no gira.

Dependiendo de su secuencia y rotación, los armónicos presentan diferentes efectos:

- Secuencia (+): rotación directa puede producir calentamiento de conductores, rotura de circuitos, etc.
- Secuencia (-): rotación inversa produce un freno en el motor, además, calentamiento de conductores y pueden quemar los motores de inducción trifásicos.
- Secuencia (0): los armónicos de secuencia cero (llamados normalmente triplens) se suman al neutro de la red (si esta es de cuatro hilos) y son los causantes de sobrecalentamientos.

d. Fuentes de los armónicos

Las cargas no lineales pueden clasificarse, básicamente, en tres categorías. A continuación, se presenta una lista con las más importantes:

- *Basadas en arcos y descargas eléctricas.* Lámparas de descarga (fluorescentes, ahorradoras de energía, neón, vapores de sodio y mercurio, etc.) soldadores de arco, hornos de arco eléctrico.

- *Basadas en inductancias saturables.* Transformadores, motores, reactancias para limitar los arcos de descarga.

- *Electrónicas.* Rectificadores para cargas resistivas e inductivas.

Fuentes de alimentación (aparatos electrónicos domésticos y de oficina, variadores de frecuencia, sistemas de alimentación ininterrumpida, lámparas electrónicas, etc.).

Reguladores y recortadores (variación de velocidad de pequeños motores, ahorradores de energía para motores, reguladores de luz, compensadores estáticos de energía reactiva [SVC, TCR] reguladores para dispositivos de caldeo, etc.) cargadores de baterías.

Convertidor continuo-alterno sobre la red (energía solar, accionamientos con recuperación de energía, transmisión de energía en corriente continua, etc.).

e. Efectos de los armónicos en los sistemas eléctricos

En los sistemas eléctricos, los armónicos a menudo son usados para definir distorsiones de la onda senoidal, asociados con las amplitudes de corrientes y tensiones a frecuencias diferentes de la onda fundamental que tienen efectos combinados sobre los equipos y dispositivos conectados a las redes de distribución.

Entre estos efectos, se pueden mencionar la reducción de la vida útil del equipo, así como la degradación de su eficiencia y mal funcionamiento de los elementos (conductores, alimentadores, transformadores, subestaciones y las cargas) de un sistema eléctrico en general. Otras características del efecto armónico con otros dispositivos del sistema eléctrico. Los efectos perjudiciales de estos armónicos dependen del tiempo de la carga instalada como son los efectos instantáneos y a largo plazo.

A continuación, describimos algunos de los principales problemas que pueden ocasionar los armónicos, en relación con el funcionamiento de los equipos eléctricos principales presentes en el sistema de distribución:

- *Transformadores:* aumento del nivel de pérdidas eléctricas, cobre y hierro; riesgo de saturación en la presencia de armónicos pares; reducción de la vida debido al sobrecalentamiento y/o desgarro del aislamiento.
- *Máquinas asíncronas:* aumento del nivel de calentamiento, en particular, en los dobles de jaulas.
- *Conductor neutro:* calentamiento por encima de lo normal debido a la presencia de armónicos de secuencia cero. Los equipos electrónicos generan importantes niveles de armónicos tercero, quinto y séptimo orden, aparecen junto con los armónicos triplens. Teniendo en cuenta un sistema trifásico equilibrado, los triplens son de secuencia cero y, por lo tanto, se suman en el conductor neutro.
- *Controles electrónicos:* la distorsión en tensión puede también afectar de manera diversa a los controles electrónicos para conversión de potencia, controles de velocidad y fuentes de potencia. Muchos de estos equipos dependen de una señal exacta que cruce por el cero para generar la sincronización para el disparo de los tiristores. Cuando la onda de tensión está significativamente distorsionada, estas señales de sincronía son inexactas y causan funcionamiento no predecible.
- *Condensadores de potencia:* aumento del nivel de calentamiento, petición de aislamiento y la pérdida de la vida.
- *Cables y conductores eléctricos:* aumento del nivel de pérdidas óhmicas y dieléctricas, lo que lleva a la vida reducida.
- *Interferencia en las comunicaciones:* las armónicas, por ser ondas a una mayor frecuencia, son más fácilmente irradiadas y pueden interferir con ciertos sistemas de comunicación o con señales electrónicas.
- *Efectos sobre otros usuarios:* aunque los efectos causados por despreciables son capaces de provocar problemas a otros usuarios conectados a la misma red, por

eso es que las compañías suministradoras han establecido o están estableciendo límites máximos a los niveles de armónicas que un usuario puede inyectar a la red. Internacionalmente existe una gran cantidad de estándares para limitar los efectos de las armónicas, tanto para el funcionamiento de la red eléctrica como para la seguridad de los usuarios y sus instalaciones.

f. Efectos provocados por las corrientes armónicas

Los efectos nocivos producidos por el flujo de armónicos son cada día más significativos en los sistemas eléctricos. Dependiendo de la intensidad relativa de las fuentes emisoras, se resumen en: [9]

Problemas de funcionamiento en dispositivos electrónicos de regulación, tanto de potencia como de control. Mal funcionamiento en dispositivos electrónicos de protección y medición.

Interferencias en sistemas de comunicación y telemando. Sobrecalentamiento de los equipos eléctricos (motores, transformadores, generadores, etc.) y el cableado de potencia con la disminución consecuente de la vida útil de los mismos, e incremento considerable de pérdidas de energía, fallo de capacitores de potencia, efectos de resonancia que amplifican los problemas mencionados anteriormente y pueden provocar accidentes eléctricos, fallas destructivas de equipos de potencia o mal funcionamiento.

g. Distorsión armónica total

THD corresponde a distorsión total armónica (tasa de distorsión armónica global). La tasa de distorsión armónica es frecuentemente utilizada para definir la importancia del contenido armónico de una señal alternativa. Para una señal y (t), la tasa de distorsión armónica está definida por la ecuación: [11]

$$THD = \frac{\sum_{h=2}^{\infty} {y_h}^2}{y_1} \text{x}100\%$$

Cuando se trata con armónicos de tensión, la expresión se convierte en:

$$\text{THD}_\text{V} = \frac{\sqrt{V^2{}_2+V^2{}_3+V^2{}_4+\cdots}}{V_1} \text{x}100\%$$

Para armónicas en alguna instalación eléctrica puedan ser.

Cuando se trata con armónicos de intensidad, la expresión se convierte en:

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{I^2{}_2+I^2{}_3+I^2{}_4+\cdots}}{I_1} \text{x}100\%$$

Esta ecuación es equivalente a la mostrada a continuación, la cual es más directa y fácil de utilizar cuando se conoce el valor eficaz total:

$$\text{THD}_\text{I} = \sqrt{\left(\frac{I_{RMS}}{I_1}\right)^2 - 1} \text{ x}100\%$$

Para armónicos individuales:

$$\text{IH}D_n = \frac{V_n}{V_1} \text{x}100\%$$

Distorsión total de demanda: es la relación entre la corriente armónica y la demanda máxima de la corriente de carga.

$$TDD = \frac{\sqrt{I^2_2+I^2_3+I^2_4+\cdots}}{I_{Dem\ Max}} x100\%$$

$$TDD = THD_I \ x \frac{I_1}{I_L}$$

Cuando se efectúan mediciones relacionadas con armónicas en los sistemas eléctricos es común encontrar niveles de THD altos en condiciones de baja carga que no afectan la operación de los equipos, ya que la energía distorsionante que fluye es también baja. Para evaluar adecuadamente estas condiciones se define el TDD qué es el parámetro de referencia que establece los límites aceptables de distorsión en corriente en la norma IEEE 519-1992.

h. Factor K

En la gran mayoría de los casos, cuando un transformador alimenta cargas no lineales, este transformador presenta sobrecalentamiento aun cuando no ha alcanzado sus KVA nominales. Se estima que el calentamiento de los transformadores debido a las armónicas es directamente proporcional al cuadrado de la armónica multiplicado por las pérdidas que esta produce. De esta manera, aparece el factor K el cual es aplicado a transformadores [11].

Este factor K viene especificado en los datos de placa de algunos transformadores, indicando la capacidad del transformador para alimentar cargas no lineales sin exceder la temperatura de operación a la cual están diseñados, esto es

$$Factor\ K = \sum_{h=1}^{\infty} \left(\frac{I_h}{I_{RMS}}\right)^2 x\ h^2\ x100\%$$

Donde la corriente de esta expresión es la corriente de la carga no lineal, la cual será o es alimentada por el transformador.

Los factores K más comunes de transformadores son de 4 y 13, los cuales son utilizados para alimentar cargas que utilizan rectificación principalmente.

i. Reducción de armónicos

Para reducir los armónicos de corriente que se inyectan de nuevo a la red, hay varios tipos de filtros de potencia disponibles, principalmente clasificados como filtros de potencia pasivos, activos e híbridos [16].

j. Filtros de potencia pasiva

Los filtros pasivos están diseñados con una combinación de pasivos componentes como resistencias, condensadores y/o inductores con la intención de dirigir los componentes indeseables a través de una ruta diferente y/o proporcionando una alta impedancia ruta para que los componentes no deseados lo bloqueen. Hay varias topologías en las que los tres componentes pasivos básicos pueden estar conectado para obtener la respuesta de frecuencia deseada; algunos de la configuración o topologías populares son shunt, series, híbrido, simple, doble y amortiguado. Basado en el tipo de conexión, los filtros pasivos se pueden clasificar en serie, derivación e híbrido.

k. Filtros de potencia pasiva shunt

Los PPF en derivación se conectan en derivación o en paralelo a través de la carga. Esto

proporciona una ruta de baja impedancia para la corriente armónica. La ventaja con PPF de derivación es que el filtro no necesita estar diseñado para el corriente del sistema de carga, por lo tanto, puede diseñarse solo para absorber la carga de corriente armónica. La configuración RLC más simple en serie. La resonancia en serie es un fenómeno donde el mínimo la impedancia es ofrecida por un circuito a una frecuencia particular llamada frecuencia resonante.

Esta naturaleza del circuito se utiliza para redirigir la ruta de un componente armónico particular a suelo. Estos tipos de filtros se denominan filtros de muesca/filtros simples, filtro sintonizado. El diseño y la elección de los componentes dependen de la potencia nominal y la frecuencia sintonizada. El diseñador debe asegúrese de que el filtro ofrece alta impedancia para la corriente en frecuencia fundamental, si no lo hace, el filtro sobrecarga y pérdida de energía innecesaria [9]. Esta es una práctica común para desafinar el filtro para evitar sobrecargas a frecuencias armónicas.

Múltiples filtros sintonizados están hechos por combinando filtros individuales sintonizados para obtener la deseada respuesta frecuente. Los filtros de paso alto se utilizan para redirigir todos los armónicos de alta frecuencia que normalmente se observan en convertidores de conmutación [9], [10]. El principal problema con las FPP de derivación es resonancia; la rejilla tiene una impedancia que varía continuamente con las cargas conectadas y desconectadas y el entorno condiciones mentales. La impedancia de la red puede interactuar con la impedancia del filtro para crear una respuesta de frecuencia no deseada.

Esto puede hacer que fluyan cantidades relativamente altas de corrientes a través del filtro provocando una sobrecarga. En algunos casos, la corriente que fluye a través del filtro a una frecuencia de resonancia puede hacer que el voltaje excesivo aparezca a través del filtro. Esta puede afectar al filtro y al sistema al que está conectado.

También puede causar un factor de potencia deficiente en condiciones de carga ligera debido a una excesiva inyección de potencia reactiva a la fuente [12]. Usando múltiples filtros sintonizados como cuádruple afinado o más se vuelve antieconómico y complejo. Por lo tanto, los filtros sintonizados múltiples generalmente se diseñan hasta triplicar configuraciones sintonizadas.

l. Filtros de potencia pasiva serie

Los PPF de la serie están conectados en serie con la carga. Esta alta impedancia para corrientes armónicas y, por lo tanto, bloquea a ellos. Al igual que los PPF, en derivación existen varias configuraciones. Los filtros de serie en la práctica no preferido sobre un filtro de derivación equivalente como los filtros de serie tienen que estar diseñados para absorber la corriente de carga del sistema completo y tal que ofrece baja impedancia para los fundamentales componentes de corriente para evitar pérdidas excesivas y voltaje soltar. Esto hace que el diseño sea más voluminoso y caro. Los efectos son menores en comparación con su contraparte de derivación. Los tipos de filtros se utilizan en sistemas con clasificaciones de potencia pequeñas.

m. Filtros híbridos de potencia pasiva

Estos tipos de filtros son una combinación de serie y derivación FPP. La mejor característica de ambos tipos de filtros puede ser obtenido combinando cuidadosamente los dos en diferentes configuraciones. Un ejemplo de ello es una combinación de series filtro pasivo sintonizado simple y un filtro de derivación pasivo. En esta configuración, el filtro pasivo ofrece la ruta de baja impedancia a la corriente armónica, mientras que en condiciones de carga ligera el filtro en serie absorbe la potencia reactiva y, por lo tanto, mejora el factor de potencia. Por lo general, combinando derivación y serie, las características deseadas se pueden obtener con menos componentes lo que lo hace factible y, por ende, se utilizan comúnmente en industrias [16].

n. Filtro de potencia activa (APF)

Los filtros pasivos pueden atender solo ciertos componentes de contaminación armónica y, en algunos casos, es difícil lograr límites armónicos con solo la ayuda de un filtro pasivo. Los filtros activos hacen uso de dispositivos electrónicos de potencia y técnicas de control para alimentar la corriente armónica requerida por la carga de modo que solo la carga extraiga la corriente limpia.

Especialmente, en el caso de sistemas trifásicos, existen problemas tales como desequilibrio de carga, factor de potencia deficiente, corriente neutra y potencia reactiva excesiva. Esto puede reduce fácilmente con la ayuda de filtros activos. El aumento de la gravedad de los problemas de calidad de la energía ha obligado al sistema eléctrico que los ingenieros consideren los filtros de potencia activa. Filtros de potencia activa se pueden clasificar en derivación, serie e híbrido.

Los APF de derivación se utilizan comúnmente para la mitigación de armónicos de corriente, compensando la potencia reactiva y equilibrio de carga en sistemas trifásicos. Se utilizan APF de la serie para mejorar el perfil de voltaje y equilibrar el voltaje del terminal la edad. Este tipo de APF utiliza un transformador de acoplamiento.

Los APF híbridos suelen ser una combinación de activos y pasivos. Esta configuración se utiliza en sistemas de alta potencia. El filtro pasivo es responsable del filtrado masivo y el filtro activo es responsable de la compensación de la potencia reactiva.

Mejora de la mitigación de armónicos de corriente y el equilibrio de carga. Los APF en serie y en derivación solo se adaptan a determinadas calidades de energía, por lo tanto, en algunos casos, una combinación de dos activos se utilizan filtros. Por lo general, en la etapa del inversor de activo, los filtros pueden estar hechos de inversores de fuente de voltaje (VSI) o inversor de fuente de corriente (CSI). Los VSI son más populares debido a la simplicidad del diseño y la implementación [16].

IV. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

A continuación, se utilizó el siguiente equipo para la medición:

TABLA 3. Equipos y tipos de computadoras

Tabla de equipos	Potencia (kW)	Cantidad
Impresora	0.221	1
Minirefrigeradora	0.055	1
Lámparas Led	0.025	8
Microonda	2	1
Router	0.021	1
Cargadores de celular	0.01	3
Cargadores de teléfonos	0015	3

Computadoras laptop	Potencia	Cantidad
Lenovo	35 Wh	2
Dell	750 W	7
HP	65 W	1

En una casa residencial, ubicada en Residencial Prados Universitarios, se realizó la toma de mediciones con el uso del registradores de calidad eléctrica Fluke 1736, al cual sus terminales fueron conectadas en las terminales de la caja de breaker de la residencia, en las terminales de la L_1 y la L_2 y neutro, respectivamente, conectamos las pinzas amperimétricas y las pinzas de voltaje.

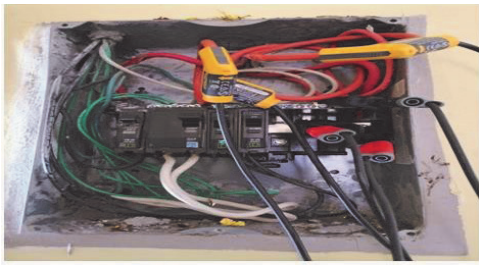


Figura 1. Conexión del registrador de calidad eléctrica Fluke 1736 a la caja de breakers de la residencia.

Se utilizó con una población de 10 computadoras como una simulación de la carga del *call center*. Esta carga es 1/4 de la carga que el *call center* tendrá con la compra de 40 computadoras laptops. En vista de no lograr un acceso de una empresa similar por cuestiones de la pandemia del COVID-19, con el objetivo de hacer las mediciones y obtener los valores de la corriente, voltaje, frecuencia, THD_V y THD_I y factor de potencia y su comportamiento gráfico de cada computadora de manera gradual hasta llegar a las 10 computadoras, así tomando la muestra para poder hacer un análisis de la carga que tendrá el *call center.*

Una vez conectado el registrador de calidad eléctrica Fluke 1736, procedemos a hacer la primera medición, la cual es de una sola computadora. Para esto, es muy importante que la computadora no esté cargada en su totalidad, ya que, cuando la computadora está completamente cargada corta el paso de la energía y la computadora ya no será parte de la carga.

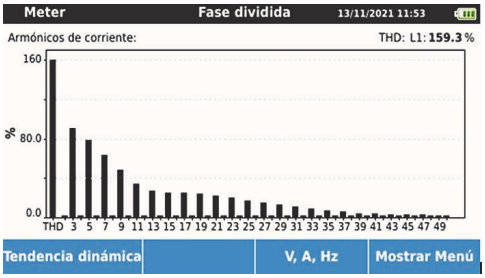


Figura 2. Captura de pantalla %THDi en L1, registrador de calidad eléctrica Fluke 1736, carga de 1 computadora.

Registramos los datos en el registrador de calidad eléctrica Fluke 1736 con una toma de mediciones cada 10 segundos, durante 5 minu-

tos por cada carga. Una vez realizada la toma de datos de la primera carga, continuamos agregando una computadora a cada muestra.

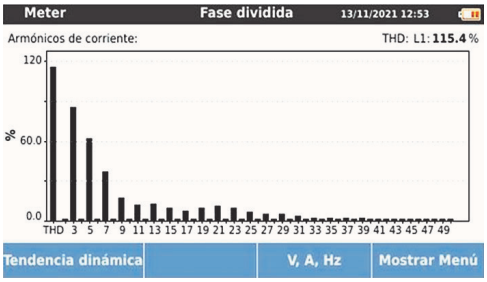


Figura 3. Captura de pantalla %THDi en L1, registrador de calidad eléctrica Fluke 1736, carga de 5 computadoras.

Convenientemente, para esta toma de datos experimentales todas las computadoras fueron conectadas en una sola fase (L1), así forzamos la muestra pensando en uno de los peores escenarios en el cual la carga del *call center* no esté bien distribuida, procurando que las cargas estén distribuidas equitativamente.

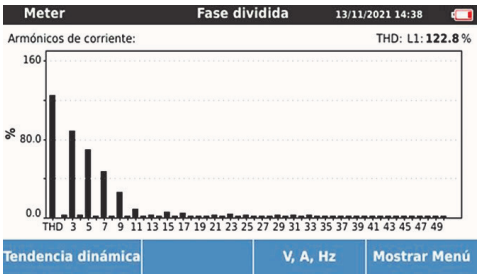


Figura 4. Captura de pantalla %THDi en L1, registrador de calidad eléctrica Fluke 1736, carga de 10 computadoras.

Como podemos observar, el %THDi va disminuyendo a medida que conectamos más carga, como intuitivamente pensábamos: que a mayor número de computas iba a crecer este porcentaje de THDi. Finalmente, se hizo la última medición con la carga total de la casa, tratando de simular lo más posible un *call center.* Se conectaron las 10 computadoras, más aparatos electrónicos, lámparas fluorescentes, minirefrigeradora, microondas, etc.

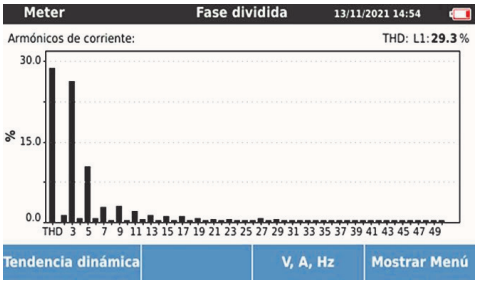


Figura 5. Captura de pantalla %THDi en L1, registrador de calidad eléctrica Fluke 1736 carga total, simulación de un *call center.*

Podemos descartar el THDv, ya que su variación es mínima, también tenemos que agregar que el sistema eléctrico residencial ya trae un THDv que es alrededor del 2 %. Hicimos la medición sin carga de la residencia y el THDv sin ninguna carga. El registrador de calidad eléctrica Fluke 1736 arrojó el siguiente dato:

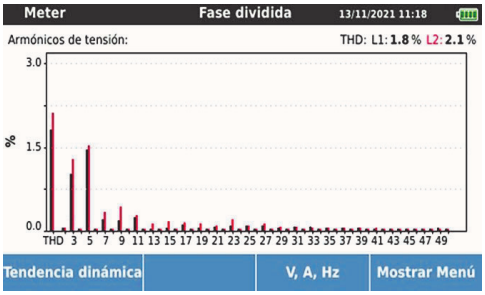


Figura 6. Captura de pantalla %THDv en L1 y L2, registrador de calidad eléctrica Fluke 1736 sin carga.

V. ANÁLISIS DE DATOS

Para la toma de datos experimentales, medimos una a una las computadoras y fuimos sumando la carga hasta tratar de simular la carga de un *call center,* añadiendo aparatos que se utilizan en el mismo para poder ver los comportamientos de THD tanto de voltaje como de corriente, y estos fueron los resultados.

TABLA 4. Medición del THD_I con 1 computadora

Carga 1 Computadora						
Hora (h)	Voltaje en L1 (V)	Voltaje en L2 (V)	Corriente L1 (A)	THDv L1 (%)	THDi L1 (%)	Frecuencia (Hz)
27:30.0	117.419	117.67	0.197669	1.89651	156.35	59.952
27:40.0	117.582	117.733	0.194388	1.87567	158.055	59.9516
27:50.0	117.519	117.749	0.195099	1.8147	157.371	59.9573
28:00.0	117.504	117.815	0.193929	1.78087	158.477	59.9537
28:10.0	117.546	117.865	0.204834	1.81093	158.809	59.9469
28:20.0	117.54	117.838	0.198727	1.81383	160.677	59.9513
28:30.0	117.411	117.725	0.194826	1.8298	160.686	59.9564
28:40.0	117.313	117.733	0.194739	1.9155	157.964	59.9573
28:50.0	116.919	117.554	0.196252	2.00439	160.008	59.9494
29:00.0	116.738	117.595	0.18455	2.09908	160.225	59.9539

TABLA 5. Medición del THD_I con 2 computadoras

Carga 2 Computadora						
Hora (h)	Voltaje en L1 (V)	Voltaje en L2 (V)	Corriente L1 (A)	THDv L1 (%)	THDi L1 (%)	Frecuencia (Hz)
45:00.0	117.541	117.325	0.372247	1.63679	116.437	60.0291
45:10.0	117.514	117.305	0.373676	1.63098	115.735	60.0207
45:20.0	117.445	117.24	0.375205	1.64418	114.571	60.0078
45:30.0	117.486	117.316	0.460991	1.62818	114.653	60.0284
45:40.0	117.51	117.269	0.59053	1.626	114.422	60.0312
45:50.0	117.614	116.94	0.582048	1.57852	114.156	60.0332
46:00.0	117.8	117.13	0.496909	1.64392	113.635	60.0277
46:10.0	117.819	117.174	0.475078	1.61933	113.971	60.0303
46:20.0	117.77	117.138	0.452601	1.62232	113.752	60.0085
46:30.0	117.961	117.083	0.428353	1.64147	113.851	60.0082

TABLA 6. Medición del THD_I con 3 computadoras

Carga 3 Computadora						
Hora (h)	Voltaje en L1 (V)	Voltaje en L2 (V)	Corriente L1 (A)	THDv L1 (%)	THDi L1 (%)	Frecuencia (Hz)
03:40.0	118.421	117.96	1.07894	1.6752	109.437	60.0411
03:50.0	118.529	117.829	1.08895	1.65661	108.735	60.0412
04:00.0	118.651	117.925	1.08549	1.64453	107.571	60.0502
04:10.0	118.808	117.744	1.10408	1.6389	107.653	60.0397
04:20.0	118.671	117.98	1.10409	1.60959	107.422	60.0481
04:30.0	118.688	118.075	1.19491	1.61689	107.156	60.0557
04:40.0	118.534	117.993	1.07981	1.6368	106.635	60.0417
04:50.0	118.433	118.172	1.09563	1.62075	106.971	60.0457
05:00.0	118.468	118.25	1.07678	1.62653	106.752	60.0502
05:10.0	118.426	118.183	1.07978	1.67379	106.851	60.0239

TABLA 7. Medición del THD_I con 4 computadoras

Carga 4 Computadora						
Hora (h)	Voltaje en L1 (V)	Voltaje en L2 (V)	Corriente L1 (A)	THDv L1 (%)	THDi L1 (%)	Frecuencia (Hz)
19:20.0	119.201	119.201	1.17984	1.80818	105.134	60.0097
19:30.0	119.184	119.184	1.18642	1.84316	106.095	59.986
19:40.0	119.221	119.221	1.25526	1.84368	107.784	59.9557
19:50.0	119.156	119.156	1.15535	1.86532	107.063	59.9789
20:00.0	118.978	118.978	1.15791	1.86547	106.186	59.9732
20:10.0	119.1	119.1	1.15118	1.8258	105.868	60.0014
20:20.0	119.134	119.134	1.14785	1.78339	105.518	60.0151
20:30.0	119.114	119.114	1.1502	1.754	105.361	60.0133
20:40.0	119.056	119.056	1.13872	1.7775	107.06	59.9931
20:50.0	119.074	119.074	1.17889	1.74623	107.335	59.9495

TABLA 8. Medición del THD_I con 5 computadoras

Carga 5 Computadora						
Hora	Voltaje en L1	Voltaje en L2	Corriente L1	THDv L1	THDi L1	Frecuencia
31:20.0	119.242	118.287	1.55198	1.89171	116.134	59.9979
31:30.0	119.382	118.392	1.66486	1.85061	116.095	60.0081
31:40.0	119.401	118.415	1.55628	1.82953	117.784	59.9929
31:50.0	119.357	118.347	1.45115	1.87307	117.063	59.9785
32:00.0	119.347	118.308	1.43995	1.92689	116.186	59.971
32:10.0	119.285	118.099	1.42454	1.93886	115.868	59.9761
32:20.0	119.241	118.105	1.45947	1.94042	115.518	59.9911
32:30.0	119.401	118.312	1.45634	1.88086	116.361	60.0326
32:40.0	119.319	118.163	1.44786	1.8648	117.06	60.0291
32:50.0	119.282	118.527	1.45446	1.849	117.335	60.0187

TABLA 9. Medición del THD_I con 6 computadoras

Carga 6 Computadora						
Hora	Voltaje en L1	Voltaje en L2	Corriente L1	THDv L1	THDi L1	Frecuencia
45:20.0	119.234	118.439	1.66794	1.94699	117.937	59.968
45:30.0	119.253	118.524	1.66322	1.89248	117.235	59.9968
45:40.0	119.409	118.727	1.66915	1.89416	116.071	60.0499
45:50.0	119.293	118.607	1.63236	1.89489	115.153	60.0418
46:00.0	119.303	118.657	1.6308	1.86765	114.922	60.0357
46:10.0	119.229	118.358	1.62332	1.86689	114.251	60.0299
46:20.0	119.315	118.051	1.60502	1.88384	116.135	60.031
46:30.0	119.167	118.325	1.6005	1.92804	114.971	60.006
46:40.0	119.269	118.447	1.59201	1.91334	114.252	59.9891
46:50.0	119.216	118.374	1.58571	1.90901	115.351	59.9835

TABLA 10. Medición del THD_I con 7 computadoras

Carga 7 Computadora						
Hora	Voltaje en L1	Voltaje en L2	Corriente L1	THDv L1	THDi L1	Frecuencia
59:00.0	119.31	119.135	1.91512	1.82359	116.35	60.0278
59:10.0	119.375	119.18	1.82904	1.76684	118.055	60.0327
59:20.0	119.406	119.143	1.795	1.76404	117.371	60.048
59:30.0	119.491	119.215	1.79052	1.74881	118.477	60.0471
59:40.0	119.462	119.208	1.83062	1.79343	118.809	60.0444
59:50.0	119.437	119.2	1.8585	1.80279	120.677	60.0417
00:00.0	119.341	119.201	1.86964	1.81903	120.686	60.04
00:10.0	119.41	119.303	1.89361	1.82805	117.964	60.0403
00:20.0	119.459	119.353	1.82683	1.81232	120.008	60.037
00:30.0	119.409	119.318	1.80722	1.84102	120.225	60.0271

TABLA 11. Medición del THD_I con 8 computadoras

Carga 8 Computadora						
Hora	Voltaje en L1	Voltaje en L2	Corriente L1	THDv L1	THDi L1	Frecuencia
14:50.0	119.502	119.19	2.48707	1.83911	110.437	60.0321
15:00.0	119.469	119.174	2.42415	1.87748	109.735	60.0227
15:10.0	119.328	119.029	2.38368	1.93302	108.571	60.024
15:20.0	119.402	119.161	2.42585	1.92282	108.653	60.0182
15:30.0	119.369	119.098	2.34051	1.9482	108.422	59.9946
15:40.0	119.431	119.17	2.3449	1.90797	108.156	59.9641
15:50.0	119.422	119.176	2.31975	1.94078	107.635	59.9912
16:00.0	119.399	119.141	2.36947	1.92609	107.971	60.0235
16:10.0	119.414	119.12	2.36321	1.91127	107.752	60.0422
16:20.0	119.514	119.266	2.35893	1.85944	107.851	60.0349

TABLA 12. Medición del THD_I con 9 computadoras

Carga 9 Computadora						
Hora	Voltaje en L1	Voltaje en L2	Corriente L1	THDv L1	THDi L1	Frecuencia
31:50.0	119.237	119.18	2.64911	2.07861	109.134	59.9774
32:00.0	119.131	119.091	2.65731	2.19274	110.095	59.9783
32:10.0	119.064	119.076	2.84992	2.20077	111.784	59.9918
32:20.0	119.112	118.98	2.76409	2.15716	111.063	60.009
32:30.0	119.315	118.977	2.57494	2.18189	110.186	60.031
32:40.0	119.302	118.891	2.54452	2.1026	109.868	60.0074
32:50.0	119.216	119.164	2.49657	2.11313	109.518	60.0131
33:00.0	119.41	118.861	2.42072	2.08069	109.361	60.0235
33:10.0	119.426	118.722	2.44993	2.07162	111.06	60.0003
33:20.0	119.397	118.717	2.47594	2.09714	111.335	59.9604

TABLA 13. Medición del THD_I con 10 computadoras

Carga 10 Computadora						
Hora	Voltaje en L1	Voltaje en L2	Corriente L1	THDv L1	THDi L1	Frecuencia
31:00.0	119.51	119.399	3.7265	2.19063	109.816	59.991
31:10.0	119.619	119.373	3.70446	2.19826	110.328	59.9619
31:20.0	119.625	119.409	3.74782	2.21459	110.126	59.972
31:30.0	119.686	119.48	3.71897	2.20401	110.202	59.9956
31:40.0	119.717	119.509	3.73318	2.16751	111.454	59.9983
31:50.0	119.54	119.434	3.67869	2.18013	112.034	59.9766
32:00.0	119.632	119.437	3.68961	2.13834	112.286	59.9782
32:10.0	119.828	119.354	3.71072	2.11136	112.683	59.9734
32:20.0	119.903	119.224	3.66879	2.16388	112.702	59.9726
32:30.0	119.944	119.064	3.66037	2.18144	112.445	59.9741

TABLA 14. Medición del THD_I simulación carga total

Carga total simulación de Call Center						
Hora	Voltaje en L1	Voltaje en L2	Corriente L1	THDv L1	THDi L1	Frecuencia
47:10.0	118.46	119.313	5.62158	2.23239	49.0186	59.9705
47:20.0	118.521	119.365	5.56469	2.18948	49.0143	59.9586
47:30.0	118.494	119.36	5.59807	2.20118	49.2278	59.9736
47:40.0	118.439	119.316	5.55638	2.26304	48.8852	59.973
47:50.0	118.371	119.247	5.59902	2.28174	49.2732	59.9511
48:00.0	118.452	119.134	5.65172	2.25218	49.6615	59.9652
48:10.0	118.501	118.913	5.54816	2.2802	49.2227	59.9355
48:20.0	118.594	118.995	5.52418	2.26141	49.0796	59.9671
48:30.0	118.621	119.038	5.56629	2.27383	48.7875	59.9515
48:40.0	118.551	118.942	5.54472	2.30578	48.9208	59.9378

Podemos ver estos resultados más claramente en esta gráfica, en la cual podemos observar su comportamiento según vamos aumentando de carga.

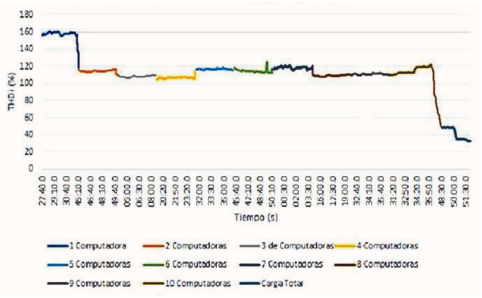


Figura 7. Gráfica de comportamiento de la carga no lineal.

Primero calculamos el TDD del sistema con los datos obtenidos en la medición realizada. Tenemos que calcular el TDD, ya que solo con el THDi no nos da un dato resultante con el cual podamos llegar a una conclusión. Para esto utilizamos la ecuación:

$$TDD = 43.2842 \text{ x} \frac{4.2515}{15.9619} = 11.52\%$$

Luego calculamos la proporción Isc/I_L, que nos servirá para poder utilizar la Tabla 4, pero primero calculamos la Isc, para la cual tomamos el transformador del que la residencia está conectada, y este es de 5 KVA; ya que no tenemos las especificaciones de ese transformador, tomamos las especificaciones de un transformador de 5 KVA en venta de la página de Equipos Industriales Honduras. Con las especificaciones del transformador podemos calcular la Isc que necesitamos. Para que el proceso sea más rápido, lo calculamos en Excel y este es el resultado.

TABLA 15. Especificaciones del transformador de 5KVA

Transformador 5KVA	
Tensión primaria	13.2 Kv
Tensión secundaria	240 / 120 V
Impedancia	3 %
Isc	694.4 A

Una vez obtenida la Isc, ahora podemos calcular la proporción de corrientes Isc/I_L

$$\frac{Isc}{IL} = \frac{694.4\ A}{15.9619\ A} = 43.5035$$

VI. CONCLUSIONES

A través de la toma experimental de datos, pudimos observar el comportamiento de las cargas no lineales que está representado por la Figura 6. Llegamos a la conclusión de que el THDi tiene valores muy dispersos con el aumento de la carga no lineal, como se realizó en la toma de datos de la muestra, con lo cual se hace imposible poder realizar una interpolación o línea de tendencia de cómo se comportará la carga si colocamos 40 computadoras en el sistema eléctrico. No obstante, la muestra de ¼ de la carga que se sometió a mediciones nos puede ayudar a llegar a una conclusión. Basados en la norma IEE-519 (Tabla 4), observamos que el TDD permisible con un Isc/I_L entre 20 < 50 es de 8.0 %, con lo cual nuestro valor de Isc/I_L es

de 43.5 según los cálculos realizados con los valores obtenidos de la toma de datos experimentales, dándonos así un valor de TDD de 11.52 % arriba del 8 % admisible por la norma IEE-519. Por lo tanto, llegamos a la conclusión de que nuestras primera y segunda hipótesis son verdaderas, ya que la carga que tendrá el *call center* irá creciendo y será mayormente carga no lineal, y el THDi y THDv irán aumentando.

VII. REFERENCIAS

[1] Circutor, «Procedimientos para el estudio y análisis de perturbaciones armónicas» [En línea]. Disponible http://circutor.com/docs/procedimientos_sp.pdf.

[2] M. Brugnoni, «Componentes armónicos de la demanda y sus efectos sobre las redes de distribución eléctrica», Grupo Energía y Ambiente, Departamento de Electrotecnia, Universidad de Buenos Aires, Argentina.

[3] C. Valenzuela y R. Vidal, «Análisis de armónicos en redes de distribución» [En línea]. Disponible: http://cybertesis.ubiobio.cl/tesis/2010/valenzuela_c/doc/valenzuela_c.pdf.

[4] J. Lundquist*, On Harmonic Distortion in Power Systems,* 2001. [En línea]. Disponible: http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.531. 4194&rep=rep1&type=pdf. [Último acceso: 2021].

[5] G. Reyes Calderón, «Armónicas en sistemas de distribución de energía eléctrica», 1996. Acceso: 2017 [En línea]. Disponible: http://eprints.uanl.mx/7622/1/1020115478.PDF.

[6] «Los armónicos en las instalaciones eléctricas», Acceso: enero, 2017. [En línea]. Disponible: file:///C:/Users/s/T025%20LOS%20ARMONICOS%20EN%20LAS%20INSTALACIONES%20ELECTRICAS_unlocked.p df.

[7] «Armónicos en las redes eléctricas», Universidad Politécnica Salesiana.

[8] C. E. Pérez Nicho y E. Villegas, Análisis de armónicos en un sistema de distribución.

[9] Skvarenina, Power Electronic Handbook, 2004.

[10] «Circutor, procedimientos para el estudio y análisis de perturbaciones armónicas», [En línea]. Disponible: http://circutor.com/docs/procedimientos_sp.pdf.

[11] «Armónicos en redes eléctricas», cap. 2, Universidad Politécnica Salesiana, https://www.ucursos.cl/ingenieria/2011/2/EL5203/1/material_ docente/bajar?id_material=384495.

[12] IEEE Std 519™-2014 IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.

[13] «IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems», in *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, pp. 1-29, 11, Acceso: junio, 2014, doi: 10.1109/ IEEESTD.2014.6826459.

[14] M. S. Munir, Y. W. Li y H. Tian, «Residential distribution system harmonic compensation using priority driven droop controller», CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, vol. 5, n.º 3, pp. 213-223, Acceso: 2020, doi: 10.24295/CPSSTPEA.2020.00018.

[15] Aintablianl, *Armonic currents generated by personal computers their effects on the power system and methods of harmonic reduction.* Acceso: junio, 1994, Ohio: The Faculty of the Russ College of Engineering and Technology.

[16] P. S. Sanjan *et al.,* «Enhancement of Power Quality in Domestic Loads Using Harmonic Filters» en IEEE Access, vol. 8, pp. 197730-197744, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3034734.

[17] S. Yanchenko, F. B. Costa and K. Strunz, 2021 «A Simulation Tool for Accurate and Fast Assessment of Harmonic Propagation in Modern Residential Grids», IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 36, n.º 4, pp. 2118- 2128, doi: 10.1109/TPWRD.2020.3020754.

[18] W. T. Douglas, 1928 «Harmonics in A.C. circuits», Transactions of the South African Institute of Electrical Engineers, vol. 19, n.º 12, pp. 239-246

[19] G. Artale *et al.,* «Measurement of Simplified Single and Three-Phase Parameters for Harmonic Emission Assessment Based on IEEE 1459-2010», IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 70, pp. 1-10, 2021, n.º 9000910, doi: 10.1109/TIM.2020.3037949

[20] H. Hu, Y. Shao, L. Tang, J. Ma, Z. He and S. Gao, «Overview of Harmonic and Resonance in Railway Electrification Systems», IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 54, n.º 5, pp. 5227-5245, 2018 doi: 10.1109/TIA.2018.2813967

IMPLEMENTACIÓN DE UNA FPGA PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE DESPACHO ECONÓMICO POR MEDIO DEL MÉTODO DE ECUACIONES DE LAGRANGE

Anthony Contreras, Fredis Rodríguez, Daniel Alejandro Flores Pérez
daniel.flores@unah.edu.hn
https://orcid.org/0000-0002-1599-5253
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Abstract— Design an algorithm that can perform an economic dispatch with restriction but not including power losses. Using the method of Lagrange multiplier in the structure of the algorithm to find a way for optimizing the economic dispatch using hardware and compare the results with a software driven implementation. Check if the solution is within the 3 % of precision target for this investigation.

Index terms— Power generation dispatch, field programmable gate arrays, power generation control MATLAB.

I. INTRODUCCIÓN

El despacho económico surge como resultado de buscar el flujo óptimo de potencia de un sistema eléctrico donde todas las variables se encuentran dentro de rangos preestablecidos para garantizar continuidad y eficiencia en el servicio eléctrico. Dicho despacho se centra en minimizar los costos de generación a partir de conocer las funciones de costo asociadas a cada planta, dando prioridad a despachar más potencia con la planta más económica. Existen diversos métodos para resolver este tipo de problemática, y el elegido es el método de multiplicadores de Lagrange [1]. Si bien el despacho económico surge como solución a la necesidad de reducir costos, al momento de com- putar el algoritmo en un ordenador la máquina sufre retardos cuando se agregan más nodos al sistema, porque debe procesar una mayor cantidad de datos para resolver el algoritmo. Es por este motivo que presentamos una alternativa hardware a un sistema que exige respuestas rápidas con el uso de una FPGA, pues, resultan fáciles de diseñar y son superior a los controladores basados en software por sus altas velocidades de procesamiento [2]. Esta investigación se centra en despachar potencia sin restricciones ni perdidas de potencia activa en lo que llamamos chip 1; después, como un módulo externo, se introducen restricciones al sistema en lo que llamamos chip 2, con ello presentamos un algoritmo fácilmente extensible a más nodos sin sacrificar la velocidad de ejecución de ambos chips.

II. MARCO TEÓRICO

a. Despacho económico

Los sistemas eléctricos de distribución de sistema de potencia forman una parte fundamental en el desarrollo cotidiano de nuestra sociedad, ya que sustentan actividades de gran importancia como hospitales, centros comerciales, la industria, etc. La eficiencia y optimización económica de la operación y planificación de los sistemas de generación siempre han ocupado una importante posición en la industria eléctrica [3].

Dado que estas actividades del día a día generan diferentes demandas al sistema en diferentes lapsos de tiempo, se tiene que en diferentes horas hay distintas demandas el sistema. Y ya que, actualmente, no es económicamente viable guardar grandes cantidades de energía eléctrica se tiene que consumir la energía que es producida [4].

Métodos de despacho económico

Ya que el despacho económico juega un papel fundamental en la industria eléctrica, se han implementado diversos métodos para la optimización del despacho económico, nombrando algunos métodos:

- Programación dinámica [5], un método que toma en cuenta diversas formas de llegar a la ruta más corta que, en este caso, sería la más económica.
- Por medio de funciones de Lagrange [6], un método que utiliza un sistema de ecuaciones para encontrar el multiplica-

dor de Lagrange, y así darle respuefunción objetivo.

- *Unit decommitment* [7] es una forma de hacer el despacho económico en la cual todas las unidades están en lista para su despacho y se van descartando según la demanda y su precio.
- Método del gradiente [8] es un método enfocado a la minimización de la función objetivo por medio de la búsqueda del gradiente.
- Método de Newton [3] es un método que utiliza pasos superiores al método del gradiente, enfocado a igualar la divergencia del polinomio de Lagrange a cero.
- Despacho económico con ecuaciones lineales por partes [9], el cual es un método que comienza con todas las unidades con su mínima restricción y va aumentandosu potencia de salida según la demanda y el costo de las unidades dando prioridad a las más económicas.

Método de Lagrange

Según el teorema de Lagrange [10], podemos llegar a calcular los máximos y mínimos de una función con múltiples variables, estando sujeta a un conjunto de restricciones. La función que se pretende maximizar o minimizar se le llama función objetivo. Una función objetivo puede constar con distintas soluciones que en esta ocasión le llamaremos curvas de nivel. El punto óptimo de la función objetivo ocurre cuando una de estas curvas de nivel es tangente a la curva de la restricción, como se pude ver en la Figura 1.

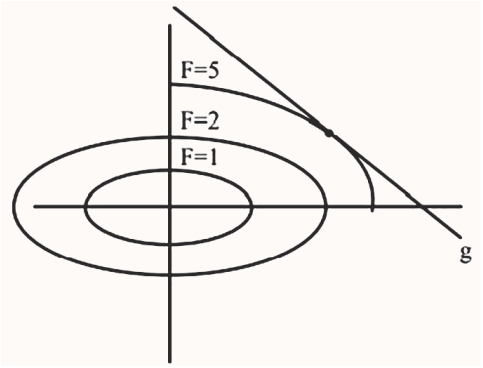


Figura 1. Curvas de nivel con restricción.

Según el número de generadoras tendremos un $N+1$, número de ecuaciones al cual se le tendrá que dar solución para encontrar la potencia despachada por cada generadora. El problema que se estudiara será un sistema de tres unidades generadoras conectadas a una sola barra abasteciendo a una sola carga P_{load}.

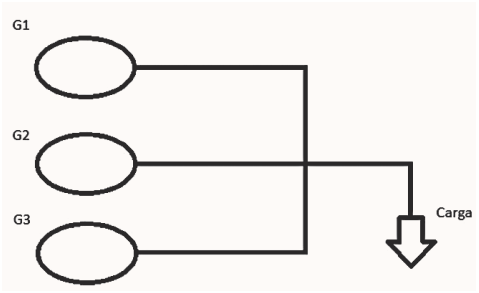


Figura 2. Representación del sistema.

La unidad de costo de cada generadora será representado por Fi, la potencia eléctrica entregada por cada generadora será representada por Pi y la función objetivo será representada por Ft, la cual se podrá representar por dicha ecuación:

$$F_T = \sum_{i=1}^{N} Fi(P_i) \qquad (1)$$

Para establecer las condiciones necesarias para un valor extremo de la función objetivo, se suma función objetivo con la función de restricción después de haber multiplicado la función de restricción por el multiplicador indeterminado de λ. [10]. Esto es llamado funciones de Lagrange [3].

$$L = F_T + \lambda\theta \qquad (2)$$

Las condiciones para el valor extremo de la función objetivo se dan cuando se hace la primera derivada a la función de Lagrane con respecto a cada variable independiente de cada generadora. Se presentan N + 1 variables N de cada generadora que está conectada al sistema más la variable del multiplicador de Lagrange. Las N ecuaciones que resultan cuando se hace la derivada parcial de las funciones de Lagrange con respecto a las potencias da como resultado:

$$0 = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda \qquad (3)$$

La condición necesaria para la existencia del mínimo costo de operación es que el grado de incremento sea igual al valor indeterminado λ. Por lo que también la suma de las potencias despachadas deberán ser igual a la potencia demandada Así que, para resolver este sistema utilizaremos las funciones de Lagrange y se establecerán estas condiciones para resolver el despacho.

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda$$

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{imax}$$

$$\sum_{i=1}^{N} P_i = P_{carga}$$

Donde:

- $P_{i,min}$ representa el valor de restricción de la potencia mínima que se puede llegar a generar.
- $P_{i,max}$ representa el valor de restricción de la potencia máxima que se puede llegar a generar.
- λ multiplicador de Lagrange que servirá para encontrar la solución al problema planteado.

III. MANEJO DE DATOS EXPERIMENTALES

a. Ejemplo de resolución

Tres unidades generadoras tienen los siguientes datos:

Unidad 1:
- Precio 1.1 Um
- Máxima Potencia 600 MW
- Mínima Potencia 150 MW
- Ecuación de la unidad 1: $510 + 7.2P_1 + 0.00142P^2$

Unidad 2:
- Precio 1 Um
- Máxima Potencia 400 MW
- Mínima Potencia 100 MW
- Ecuación de la unidad 2: $510 + 7.2P_1 + 0.00142P^2$

Unidad 3:
- Precio 1 Um
- Máxima potencia 200 MW

- Mínima potencia 50 MW
- Ecuación de la unidad 3: 78 + 7.97P_1 + 0.00482P_1^2

b. Resolución del problema planteado

Para el chip 1: para la obtención de datos según el modelo de ecuaciones de Lagrange se tiene que derivar y resolver un sistema de ecuaciones para encontrar la variable λ. Dada la dificultad del proceso de derivación y la resolución del sistema de ecuaciones, diseñamos una ecuación que con los mismos valores de entrada encuentra la variable λ.

Para el diseño de la ecuación se tomó en cuenta de límite dos generadoras. En este caso de estudio, nicamente el caso de estudio, ya que no tomamos en consideración las pérdidas del sistema, por lo que el polinomio a resolver es de la siguiente manera:

$$a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \qquad (4)$$

La ecuación diseñada para la obtención de λ utilizando 3 generadoras es la siguiente:

$$\lambda = \frac{P_d + \frac{b_1}{2c_1} + \frac{b_2}{2c_2} + \frac{b_3}{2c_3}}{\frac{1}{2\theta_1 c_1} + \frac{1}{2\theta_2 c_2} + \frac{1}{2\theta_3 c_3}} \qquad (5)$$

Siendo:

- P_d la potencia demandada.
- b_i la constante que acompaña al valor de primero grado.
- c_i la constante que acompaña al valor de segundo grado.
- θ_i el precio de la unidad.

- Habiendo encontrado el valor de λ se prosigue a calcular los valores que se despachará en cada generadora con las siguientes ecuaciones:

$$P_1 = \frac{\lambda - b_1\theta_1}{2c_1\theta_1} \qquad (6)$$

$$P_2 = \frac{\lambda - b_2\theta_2}{2c_2\theta_2} \qquad (7)$$

$$P_3 = \frac{\lambda - b_3\theta_3}{2c_3\theta_3} \qquad (8)$$

Obteniendo las tres potencias despachas P2 y P3 se puede sumar para encontrar la potencia total Ptotal de lo que se ha despachado.

$$P_{total} = P_1 + P_2 + P_3 \qquad (9)$$

Para la utilización de los datos de entrada multiplicamos los datos por 10^5 para no trabajar con números decimales, por lo cual, 20 bits fue el número más ancho de entrada. Al trabajar con número de bits tan cercanos a límite de nuestro equipo, el cual tiene una capacidad de hasta 32 bits, llevó a truncar los bits menos significativos.

Resolución chip 2: siguiendo el algoritmo propuesto por el autor Allen J. Wood en su libro *Generación, operación y control de potencia* se da con el caso donde el costo de una generadora es modificado afectando así todo el despacho sacando de límite dos generadoras. En este caso de estudio, continuamos sin considerar pérdidas del sistema, por lo que el polinomio a resolver mantiene su estructura, sin contar la generadora que presenta problemas después de un análisis previo de costo incremental.

$$a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \qquad (10)$$

La ecuación diseñada para la obtención de λ_{E1} en el supuesto de que la generadora con problema a corregir es P_1, con $P_{E1} = P_{1_{man}}$ o $P_{E1} = P_{1_{max,}}$ según sea el caso y utilizando 3 generadoras, es la siguiente:

$$\lambda = \frac{P_d - P_{E1} + \frac{b_2}{2c_2} + \frac{b_3}{2c_3}}{\frac{1}{2\theta_2 c_2} + \frac{1}{2\theta_3 c_3}} \qquad (11)$$

Siendo:

- P_d la potencia demandada.
- b_i la constante que acompaña al valor de primer grado.
- c_i la constante que acompaña al valor de segundo grado.
- θ_i el precio de la unidad.
- P_{1min} mínimo de potencia que puede suplir la generadora en MW.
- P_{1max} máximo de potencia que puede suplir la generadora en MW.

Al haber encontrado el valor de λ_{E1}, se prosigue a calcular los valores que se despachará en cada generadora con las siguientes ecuaciones:

$$P_2 = \frac{\lambda_{E1} - b_2\theta_2}{2c_2\theta_2} \qquad (12)$$

$$P_3 = \frac{\lambda_{E1} - b_3\theta_3}{2c_3\theta_3} \qquad (13)$$

Obteniendo las tres potencias despachas P_1, P_2 y P_3 se puede sumar para encontrar la potencia total P_{total} de lo que se ha despachado.

$$P_{total} = P_{E1} + P_2 + P_3 \qquad (14)$$

Las ecuaciones anteriores son con el supuesto de que la unidad que falló fue la generadora 1, sin embargo, el algoritmo es similar para un fallo en las demás generadoras. Continuamos evitando trabajar con números decimales que implican un proceso engorroso de operar vectores punto flotante en VHDL con las librerías que esto conlleva.

c. Datos experimentales

Para el chip 1

TABLA 1. Demanda de 500 MW

Datos obtenidos FPGA	P despachada en MW	Datos obtenidos MATLAB	P despachada en MW
G_1	233	G_1	228.9
G_2	206	G_2	202.2
G_3	70	G_3	68.9
Total	509	Total	500

TABLA 2. Demanda de 550 MW

Datos obtenidos FPGA	P despachada en MW	Datos obtenidos MATLAB	P despachada en MW
G_1	256	G_1	252.2732
G_2	224	G_2	221.1602
G_3	77	G_3	76.5666
Total	557	Total	550

TABLA 3. Demanda de 600 MW

Datos obtenidos FPGA	P despachada en MW	Datos obtenidos MATLAB	P despachada en MW
G_1	281	G_1	275.7560
G_2	244	G_2	240.0675
G_3	86	G_3	84.1765
Total	611	Total	600

TABLA 4. Demanda de 650 MW

Datos obtenidos FPGA	P despachada en MW	Datos obtenidos MATLAB	P despachada en MW
G_1	304	G_1	299.2388
G_2	262	G_2	258.9747
G_3	93	G_3	91.7865
Total	659	Total	650

TABLA 5. Demanda de 700 MW

Datos obtenidos FPGA	P despachada en MW	Datos obtenidos MATLAB	P despachada en MW
G_1	326	G_1	322.7215
G_2	280	G_2	277.8820
G_3	100	G_3	99.3965
Total	706	Total	700

TABLA 6. Demanda de 750 MW

Datos obtenidos FPGA	P despachada en MW	Datos obtenidos MATLAB	P despachada en MW
G_1	353	G_1	346.2043
G_2	301	G_2	296.7892
G_3	108	G_3	107.0065
Total	761	Total	750

TABLA 7. Demanda de 800 MW

Datos obtenidos FPGA	P despachada en MW	Datos obtenidos MATLAB	P despachada en MW
G_1	374	G_1	369.6871
G_2	319	G_2	315.6965
G_3	116	G_3	114.6164
Total	809	Total	800

TABLA 8. Demanda de 850 MW

Datos obtenidos FPGA	P despachada en MW	Datos obtenidos MATLAB	P despachada en MW
G_1	396	G_1	393.1698
G_2	337	G_2	334.6038
G_3	123	G_3	122.2264
Total	856	Total	850

TABLA 9. Demanda de 900 MW

Datos obtenidos FPGA	P despachada en MW	Datos obtenidos MATLAB	P despachada en MW
G_1	422	G_1	416.6526
G_2	358	G_2	353.5110
G_3	131	G_3	129.8364
Total	911	Total	900

TABLA 10. Demanda de 950 MW

Datos obtenidos FPGA	P despachada en MW	Datos obtenidos MATLAB	P despachada en MW
G_1	444	G_1	440.1354
G_2	376	G_2	372.4183
G_3	139	G_3	137.4464
Total	959	Total	950

TABLA 11. Demanda de 1000 MW

Datos obtenidos FPGA	P despachada en MW	Datos obtenidos MATLAB	P despachada en MW
G_1	467	G_1	463.6181
G_2	394	G_2	391.3255
G_3	146	G_3	145.0563
Total	1007	Total	1000

d. Tratamiento de datos experimentales

Para el chip 1

TABLA 12. Análisis de error de datos obtenidos

Potencia demandada en MW	Potencia despachada según la FPGA en MW	Error	% de error
500	509	9	1.80 %
550	557	7	1.27 %
600	611	11	1.83 %
650	659	9	1.38 %
700	706	6	0.86 %
750	761	11	1.47 %

Potencia demandada en MW	Potencia despachada según la FPGA en MW	Error	% de error
800	809	9	1.13 %
850	856	6	0.71 %
900	911	11	1.22 %
950	959	9	0.95 %
1000	1007	7	0.70 %

e. Gráficas de error

Para el chip 1

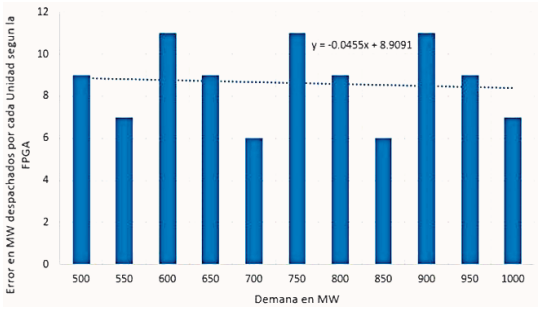


Figura 3. Error de cálculo del despacho por la FPGA utilizando el algoritmo de ecuaciones de Lagrange.

Para el chip 2

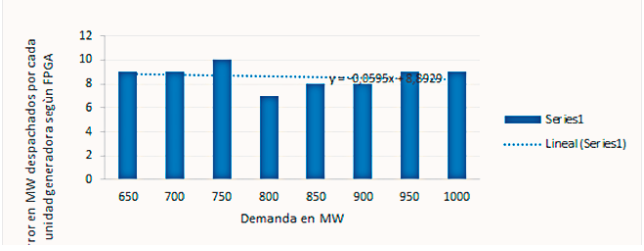


Figura 4. Error de cálculo del despacho por la FPGA utilizando el algoritmo de ecuaciones de Lagrange para la generadora 1 chip 2 para cuando incumple la potencia máxima.

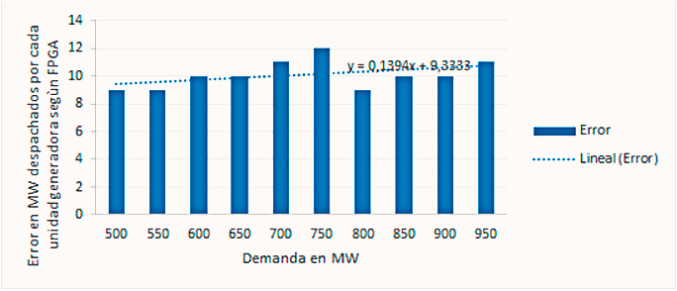


Figura 5. Error de cálculo del despacho por la FPGA utilizando el algoritmo de ecuaciones de Lagrange para la generadora 1 chip 2 para cuando incumple la potencia mínima.

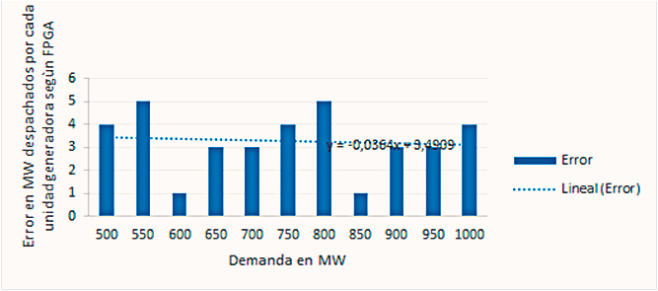


Figura 6. Error de cálculo del despacho por la FPGA utilizando el algoritmo de ecuaciones de Lagrange para la generadora 2 chip 2 para cuando incumple la potencia máxima.

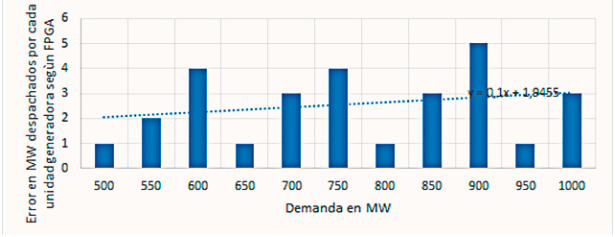


Figura 7. Error de cálculo del despacho por la FPGA utilizando el algoritmo de ecuaciones de Lagrange para la generadora 2 chip 2 para cuando incumple la potencia mínima.

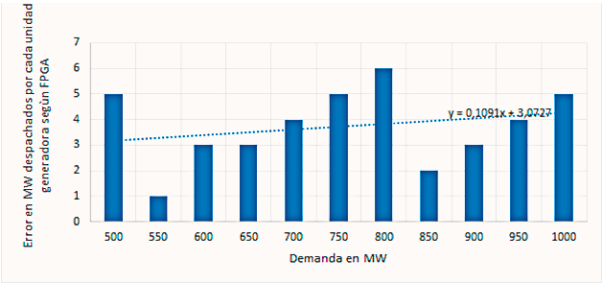


Figura 8. Error de cálculo del despacho por la FPGA utilizando el algoritmo de ecuaciones de Lagrange para la generadora 3 chip 2 para cuando incumple la potencia máxima.

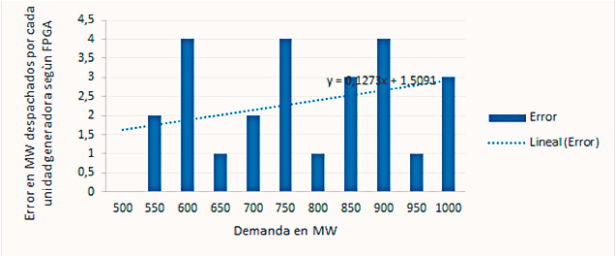


Figura 9. Error de cálculo del despacho por la FPGA utilizando el algoritmo de ecuaciones de Lagrange para la generadora 3 chip 2 para cuando incumple la potencia mínima.

f. Estadística de error

Chip 1:

- Error promedio = 8.63 MW
- Desviación estándar = 1.911686547
- Con 95 % de probabilidad el error máximo esperado y el error mínimo esperado pueden llegar a ser:

  a. Error máximo esperado = 12.45 MW
  b. Error mínimo esperado = 4.81 MW

Chip 2:

Estadística de error caso G1 excedido límite inferior, chip 2

- Error promedio = 10.10 MW
- Desviación estándar = 0.99
- Con 95 % de probabilidad el error máximo esperado y el error mínimo esperado pueden llegar a ser:

  a. Error máximo esperado = 12.09 MW
  b. Error mínimo esperado = 8.11 MW

Estadística de error caso G1 excedido límite superior, chip 2

- Error promedio = 8.63 MW
- Desviación estándar = 1.92
- Con 95 % de probabilidad el error máximo esperado y el error mínimo esperado pueden llegar a ser:

    a. Error máximo esperado = 10.46 MW
    b. Error mínimo esperado = 6.79 MW

Estadística de error caso G2 excedido límite inferior, chip 2

- Error promedio = 3.73 MW
- Desviación estándar = 1, 49
- Con 95 % de probabilidad el error máximo esperado y el error mínimo esperado pueden llegar a ser:

    a. Error máximo esperado = 6.71 MW
    b. Error mínimo esperado = 0.75 MW

Estadística de error caso G2 excedido límite superior inferior, chip 2

- Error promedio = 3.27 MW
- Desviación estándar = 1,35
- Con 95 % de probabilidad el error máximo esperado y el error mínimo esperado pueden llegar a ser:

    a. Error máximo esperado = 5.971 MW
    b. Error mínimo esperado = 0.58 MW

Estadística de error caso G3 excedido límite inferior, chip 2

- Error promedio = 2.55 MW
- Desviación estándar = 1.44
- Con 95 % de probabilidad el error máximo esperado y el error mínimo esperado pueden llegar a ser:

    a. Error máximo esperado = 5.42 MW
    b. Error mínimo esperado = −0.33 MW

Estadística de error caso G3 excedido límite superior, chip 2

- Error promedio = 2.27 MW
- Desviación estándar = 1.42
- Con 95 % de probabilidad el error máximo esperado y el error mínimo esperado pueden llegar a ser:

    a. Error máximo esperado = 5.51 MW
    b. Error mínimo esperado = −0.57 MW

III. CONCLUSIONES

Según el estudio de los datos obtenidos, pudimos concluir que la tolerancia que propusimos con el manejo de datos se ha alcanzado satisfactoriamente. Sin embargo, observando los resultados de las potencias despachadas no es satisfactorio, ya que se puede llegar a entregar hasta 12 MW extras de lo demandado (en el peor de los casos). Por lo tanto, al estudiar la manera de resolución de nuestro código podemos decir que aún queda un gran camino de optimización de recursos y

datos obtenidos, ya que en un sistema de *N* de generadoras crecerá la complejidad y se deberá de utilizar los recursos de la manera más óptima posible. El retardo máximo de la ruta combinatoria fue de 281.484ns, por lo que también queda espacio para mejorar el tiempo de resolución de nuestro diseño.

La implementación de despacho económico con programación de hardware en FPGA permite establecer un método veloz para el cálculo del despacho entre generadoras según los resultados de síntesis en el orden de 281.484ns, con ello concluimos que nuestro sistema cumple satisfactoriamente con los requisitos del modelo matemático con un error no mayor al 3 % de tolerancia propuesto, sin embargo, en este momento se encuentra limitado a ser un modelo idealizado donde no se consideran rangos de operación entre generadoras.

Al agregar rangos de operación entre generadoras en un código adicional que funcione como módulo externo al chip original, se logra un algoritmo con el método de Lagrange capaz de realizar el despacho económico para el caso donde alguna generadora no se encuentre dentro de su rango de operación habitual, manteniendo la precisión del 3 % en la potencia despachada y velocidad menor a los 200 ns planteados para el chip original. Para lograr este cometido y no tener evidencias para rechazar nuestra hipótesis, damos con las siguientes restricciones en la operación de este chip.

Es necesario acotar los vectores que conforman el código para escatimar recursos de la FPGA, pero en este afán damos con el concepto de desborde en el vector Lamb Err 1 que solo soporta 1024 valores con anchura de 10 bits, ocasion- ando como resultado un mal cálculo en el despacho de la generadora 1 en su límite inferior para 1000 MW de demanda.

No esperamos potencias negativas en el despacho de las generadoras por la naturaleza del sistema es por este motivo que los vectores utilizados son del tipo sin signo, así que para el buen funcionamiento del chip se debe procurar que la demanda no comprometa el signo de las gener- adoras al exigirle despachar una cantidad menor a la ingresada en G1, G2, y G3.

Estudios futuros: El diseño de despacho económico en FPGA muestra su ventaja en términos de velocidad en comparación con la tecnología de referencia MATLAB. Para aprovechar esta ventaja se debe procurar implementar más nodos al sistema; es por ello que esta tesis sirve como precedente a la hora de querer extender la capacidad de generadoras a despachar con solo redefinir las ecuaciones con la que operan los módulos y el número de estos, además de extender el ancho de los vectores que puedan presentar desborde.

IV. REFERENCIAS

[1] D. Anzola, J. Castro y D. Giral, «Software en MATLAB para el flujo óptimo clásico para el despacho hidrotérmico», 2017. Acceso: 19 de octubre de 2021, https://repository.udistrital. edu.co/handle/11349/16140?mode=full.

[2] Michal Kocur, Stefan Kozak, Branislav Dvorscak, «Design and Implementation

of FPGA - digital based PID controller», 2014. doi: 10.1109/CarpathianCC. 2014. 6843603.

[3] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control,* 2.º ed. Nashville, TN John Wiley & Sons, 1996.

[4] S. Stoft. *Power system economics: Designing markets for electricity.* Wiley-IEEE Press, 2002.

[5] A. M. A. A. Joned, I. Musirin y T. K. A. Rahman, «Solving Dynamic Economic Dispatch Using Evolutionary Programming», IEEE International Power and Energy Conference (2006). doi: 10.1109/ PECON. 2006.346636

[6] E. L. da Silva E. C. Finardi and C. Sagastizábal, «Solving the unit commitment problem of hydropower plants via Lagrangian Re-laxation and Sequential Quadratic Programming», *Comput. Appl. Math* (2005). doi: 10.1590/S0101-82052005000300001.

[7] T. Sawa and K. Furukawa, «Unit commitment using quadratic programming and unit decommitment», *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting* (2012). doi:10.1109/ PESGM.2012.6344882.

[8] M. Said S. Deb D. S. Abdelminaam and E. H. Houssein, «Recent Methodology- Based Gradient-Based Optimizer for Economic Load Dispatch Problem», *IEEE Access* 9 (2012). doi:10.1109/ PESGM. 2012.6344882.

[9] D. Cartes J. Tang and T. Baldwin, «Economic dispatch with piecewise linear incremental function and line loss», 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (2003). doi: 10.1109/PES. 2003.1270435.

[10] J. Stewart, *Calculo: trascendentes tempranas.* Cengage Learning Editores, 2012.

a. Chip 1 completo

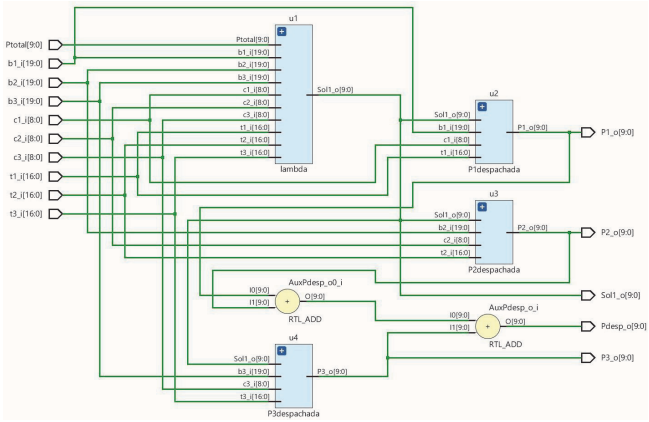


Figura. 10. Chip 1 completo.

b. Chip 2 completo

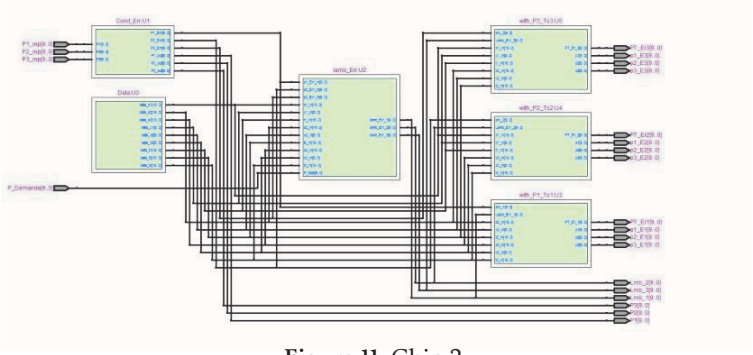


Figura 11. Chip 2.

EVALUACIÓN DE LA RED 4G LTE CON EQUIPO DE USUARIO EN EL BULEVAR MORAZÁN

Douglas Zelaya, Willians Fernández, Daniel Alejandro Flores Pérez
daniel.flores@unah.edu.hn
https://orcid.org/0000-0002-1599-5253
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

***Abstract*—** The 4G LTE network can be measured in terms of coverage by reference signal received power (RSRP) and speed with user equipment (UE). RSRP and speed measurements were made with a Samsung Galaxy S7 Edge smartphone on Morazán Boulevard with one of the mobile operators in Honduras, Tigo. The RSRP is plotted along the route where the measurements were taken, statistically analyzed using the cumulative distribution function (CDF) and the probability density function (PDF) of the Gaussian distribution and the speed measurements are compared with the theoretical speed of the network. The statistical characteristics of the RSRP and the velocity comparison obtained are discussed in the conclusion.

***Keywords*—** 4G mobile communication, cellular phones, downlink, LTE, radio propagation, RSRP, uplink, telecommunications.

I. INTRODUCCIÓN

En la década de los 90, el sistema de telecomunicaciones comenzó a ser más dinámico pensando en cómo debería de ir avanzando la telefonía para el desarrollo de la sociedad, así que, con el desarrollo de la red de segunda generación (2G) o el GSM las personas empezaron a tener un mayor interés por las telecomunicaciones de telefonía celular debido a las grandes ventajas que representa. La telefonía celular no solo se quedó para el uso de llamadas, porque con el Internet en crecimiento la población iba necesitando mayor versatilidad en sus teléfonos móviles, por ello, se desarrolló la red de tercera generación (3G), la cual permitía navegar en Internet con una interfaz más amigable; el tráfico solo va en crecimiento y por eso se desarrolló mejoras hasta llegar a la red de cuarta generación Long Term Evolution (4G LTE), la cual posee grandes mejoras en rendimiento de la red, mayor velocidad de transmisión de datos, ancho de banda más grande y el uso de frecuencias cada vez más altas, menor latencia, entre otras mejoras más.

En Honduras operan dos empresas de telecomunicaciones que cuentan con amplia cobertura en todo el país y están basadas en tecnologías de la 2G, 3G y 4G LTE. La meta de la investigación es evaluar la red 4G LTE en el bulevar Morazán con equipo de usuario, mediante prueba de manejo para medir el parámetro de rendimiento RSRP que indica los niveles de cobertura y medir la velocidad de la red, con el fin de mejorar la experiencia del usuario.

El resto del documento está organizado de la siguiente manera: en la sección II se encuentra una descripción de la red 4G y los parámetros de rendimiento; seguidamente, en la sección III está la metodología para la toma de mediciones; después, en la sección IV, están los resultados y el análisis estadístico de las mediciones; y, por último, en la sección V se encuentran las conclusiones y trabajos futuros.

II. 4G LTE

a. Descripción general de LTE

La red de acceso LTE es una red de estaciones base, Nodo B evolucionado (eNB), que genera una arquitectura plana. No hay un controlador inteligente centralizado y los eNB normalmente están interconectados a través de la interfaz X2 y hacia la red central mediante la interfaz S1. La razón para distribuir la inteligencia entre las estaciones base en LTE es acelerar la configuración de la conexión y reducir el tiempo requerido para un traspaso.

Para el acceso múltiple, 3GPP tomó un enfoque de múltiples portadoras. Para el enlace descendente, se seleccionó OFDMA (acceso múltiple por división de frecuencia ortogonal) y para el enlace ascendente SC-FDMA (portadora única - acceso múltiple por división de frecuencia).

OFDM es una tecnología multiportadora que subdivide el ancho de banda disponible en una multitud de subportadoras de banda estrecha ortogonales mutuas [1].

b. Espectro de frecuencia para 3G/4G LTE

Se han identificado una serie de bandas de frecuencias para uso móvil y, específicamente, para las telecomunicaciones móviles internacionales (IMT). Muchas de estas bandas, en primera instancia, se definieron para operar con WCDMA/HSPA, pero ahora se comparten con implementaciones de LTE y 5G.

En las especificaciones de LTE se incluyen ambas bandas emparejadas, donde se asignan rangos de frecuencia separados para el enlace ascendente y el enlace descendente, y las bandas no emparejadas con un solo rango de frecuencia para el enlace ascendente y el enlace descendente. Las bandas emparejadas se utilizan para la operación dúplex por división de frecuencia (FDD), mientras que las bandas no emparejadas se utilizan para la operación dúplex por división de tiempo (TDD) [2].

Las bandas a diferentes frecuencias tienen diferentes características. Debido a las propiedades de propagación, las bandas a frecuencias más bajas son buenas para implementaciones de cobertura de área amplia, tanto en entornos urbanos, suburbanos y rurales. Las propiedades de propagación de las frecuencias más altas las hacen más difíciles de usar para una cobertura de área amplia y, por lo tanto, las bandas de frecuencias más altas se han utilizado en mayor medida para aumentar la capacidad en despliegues densos.

c. Parámetros de rendimiento de LTE

En el entorno de la red celular, dado que el UE se desplaza de un eNB a otro eNB y realiza el traspaso durante la selección o reselección de celdas, necesita medir algunos parámetros de rendimiento esenciales antes de tomar una decisión.

Calidad de recepción de señal de referencia (RSRQ)

Se define como:

$$RSRQ[dB] = 10 \log N + RSRP\,[dB] - RSSI\,[dBm] \quad (1)$$

El indicador de intensidad de señal recibida (RSSI) de la portadora E-UTRA comprende la media lineal de la potencia total recibida en Watts o dBms observada solo en determinados símbolos OFDM de las subtramas de medición a lo largo de N bloques de recursos por el equipo de usuario procedentes de todas las fuentes, incluidas las células que sirven y las que no sirven en el mismo canal, la interferencia del canal adyacente, el ruido térmico, etc. [3].

Se utiliza para lograr un traspaso fiable y una reselección de una célula al disponer de información adicional a la hora de decidir qué célula utilizar cuando las mediciones del RSRP no son adecuadas. A diferencia del RSRP, el RSRQ se ve afectado por el ruido, las interferencias y el número de usuarios.

Potencia recibida de señal de referencia (RSRP)

Se define como la media lineal sobre las contribuciones de potencia en Watts o dBms de los elementos de recurso que transportan

señales de referencia específicas de la célula dentro del ancho de banda de frecuencia de medición considerado. El punto de referencia para la RSRP será el conector de la antena del UE. El nivel de RSRP no está relacionado directamente con el SINR, sin embargo, en las áreas suburbanas y rurales un nivel de RSRP alto conlleva a tener un mejor SINR a través de largas distancias [4].

El rango de valores típicos de RSRP se sitúa entre -44 dBm, que corresponde a una fuerza de célula excelente, hasta -140 dBm en el borde de la célula [5].

$$RSRP[dBm] = RSSI\ [dBm] - 10\ LOG\ 12 \cdot N \quad (2)$$

TABLA 1. Intervalos de RSRP y su interpretación [4]

Intervalo RSRP (dBm)	Interpretación	Color
[-115, -106]	Muy baja	
[-105, -96]	Baja	
[-95, -86]	Media	
[-85, -76]	Muy buena	
[-75, -50]	Excelente	

Relación señal-interferencia más ruido (SINR)

El parámetro más importante es el de SINR. El SINR es la relación entre la potencia portadora modulada media recibida y la suma de la potencia media de interferencia cocanal y la potencia de ruido de otras fuentes. El UE puede identificar nuevas celdas intrafrecuencia y realizar las mediciones RSRP y RSRQ de celdas intrafrecuencia identificadas sin una lista explícita de vecinos intrafrecuencia que contenga PCI. Cabe destacar que el SINR mínimo es -4 dBm para todas las bandas, mientras que el RSRP depende de la banda de frecuencia dBm [4].

Identidad de la célula física

Es uno de los identificadores más significativos de las celdas en una red inalámbrica del sistema LTE: tiene un valor de 0 a 503. Se utiliza en el diseño de la red para evitar la estrecha reutilización y ayudar a aumentar la eficiencia de la utilización de los recursos y también la calidad del servicio (QoS) del abonado del sistema LTE.

III. METODOLOGÍA

Para realizar las mediciones de RSRP utilizamos la aplicación de CellMapper [6] en un teléfono inteligente Samsung Galaxy S7 Edge con el operador Tigo. El recorrido se hizo en carro y el teléfono inteligente se colocó en el asiento del pasajero delantero. La Figura 1 ilustra el proceso para adquirir las mediciones por medio de la aplicación en un teléfono inteligente.

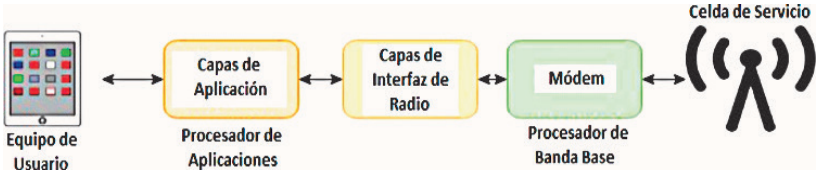


Figura 1. Proceso para obtener las mediciones de RSRP por medio de la aplicación.

Las mediciones se realizaron en Tegucigalpa en el bulevar Morazán en un área de, aproximadamente, 1 km^2, desde el 6 de noviembre hasta el 9 de noviembre de 2021, entre las 15:00 y las 19:30 horas, la velocidad en que recorrimos el área estuvo entre 20 a 40 km/h y la temperatura en 23 °C. Se configuró en CellMapper para que las mediciones se tomaran cada 2 segundos. El área del bulevar Morazán se puede considerar como urbana y el terreno en algunas partes es irregular.

Figura 2. Área de prueba de manejo.

IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Se muestra la representación de las medidas del parámetro de rendimiento RSRP a lo largo del bulevar Morazán en Google Earth y, mediante una gráfica de línea en 3D hecha en MATLAB, del día 9 de noviembre de 2021 en el que se obtuvieron un total de 1062 mediciones.

Para el intervalo de muy bajo RSRP [-115, -106] dBm hay 4 puntos, para el intervalo de bajo RSRP [-105, -96] dBm hay 102 puntos, para el intervalo de medio RSRP [-95, -86] dBm hay 288 puntos, para el intervalo de muy bueno RSRP [-85, -76] dBm hay 412 puntos y para el intervalo de excelente RSRP [-75, -50] dBm hay 256 puntos.

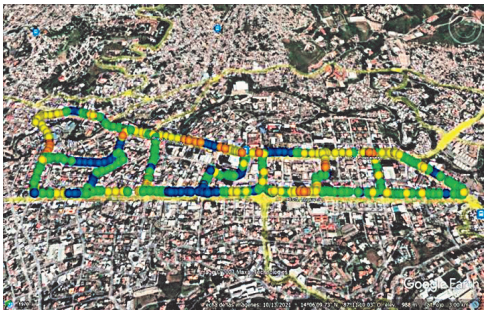


Figura 3. Representación de las mediciones de RSRP en colores en Google Earth.

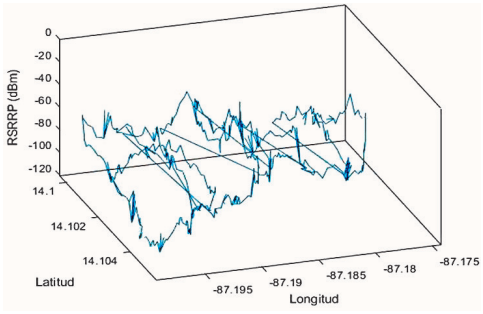


Figura 4. Gráfica 3D de RSRP de rutas tomadas en el bulevar Morazán.

Las mediciones de velocidad de la red 4G LTE se hicieron cuando se estaba en la banda de frecuencia 4 en diferentes lugares, tomando en cuenta ciertas condiciones de la red, el RSRP y el SNR, dentro de los cuales fueron pocas las zonas en las que el SNR estaba por encima de 25 dB mientras que el RSRP oscilaba entre -110 dBm a -52 dBm.

A continuación, se muestran las mediciones más relevantes de velocidad de la red 4G LTE de un total de 24 muestras.

TABLA 2. Mediciones de velocidad en UE con Speedtest

n.º	Velocidad de bajada [Mbps]	Velocidad de subida [Mbps]
1	27.2	30.0
2	27.3	39.3
3	32.1	38.0
4	41.5	32.0
5	47.9	32.0
6	51.8	44.7

En ningún momento el valor alcanzó a llegar a los 100Mbps de velocidad de bajada, el más cercano fue de 51 Mbps de velocidad de bajada de 24 muestras tomadas, sin embargo, esto no quiere decir que no se puedan alcanzar los 100 Mbps, sino que es poco probable alcanzarlos en condiciones normales de la red.

Para el análisis estadístico se tuvieron en cuenta las mediciones de RSRP del día martes 9 de noviembre de 2021 con una cantidad de 1062 muestras. Para una mejor comprensión de la comparación de medidas, se trazaron como cuadros descriptivos el histograma, la CDF y la PDF de las medidas. Estos datos son de la red actual 4G LTE de la proveedora de servicios de telefonía Tigo.

Los valores de RSRP tomados con la app CellMapper en un teléfono Samsung Galaxy S7 Edge se acumulan desde -52 dBm hasta -110 dBm.

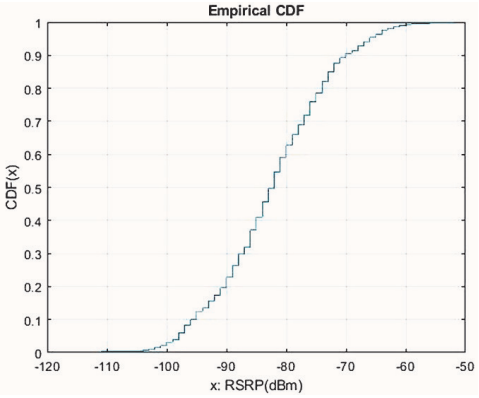


Figura 5. CDF de mediciones RSRP tomadas en el bulevar Morazán.

Se puede observar que un 40 % del tiempo se encuentran con un nivel de señal medio, bajo y muy bajo, según la Tabla 1, desde -86 dBm a -110 dBm de RSRP.

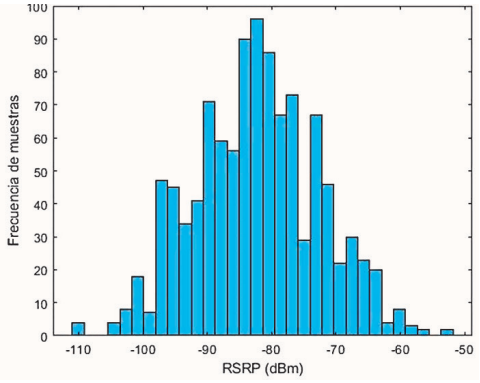


Figura 6. Histograma de mediciones de RSRP en el bulevar Morazán.

En el histograma se aprecia como la mayor cantidad de veces el RSRP se encuentra en -82 dBm siendo este el promedio; tiene un comportamiento aproximado de una distribución normal, lo que nos permite decir que un 95 % de las veces se va a encontrar entre 2 desviaciones estándar, lo que equivale a un intervalo de -101.26 dBm y -62.74 dBm.

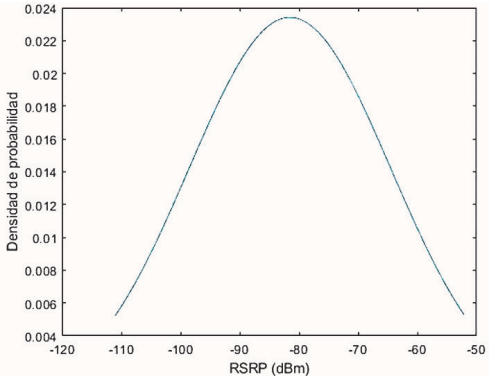


Figura 7. PDF de mediciones de RSRP.

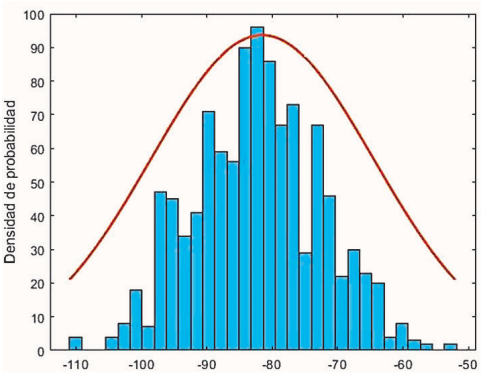


Figura 8. Superposición para análisis de normalidad.

En la Figura 8 anterior se muestra la superposición del PDF y el histograma, del cual podemos decir que tiene una distribución normal.

V. CONCLUSIONES

Mediante las mediciones de RSRP hechas en la zona del bulevar Morazán a través de una prueba de manejo, se obtuvo que el 60 % de los datos tomadas se encuentra en el rango de -85 a -50 dBm, lo que se puede interpretar como una RSRP muy buena o excelente y en la representación de estos puntos en Google Earth se observó que estos cubren la mayor parte del área de estudio.

Por medio del análisis estadístico obtuvimos que la medida que más se repitió en todo el recorrido fue -82 dBm y que las mediciones se aproximan a una distribución normal, entonces se puede decir que la mayor parte de las mediciones está en -82 ± 19 dBm.

La red 4G LTE de Tigo cuenta con una velocidad máxima de 100 Mbps, aunque esta

es muy difícil de alcanzar en los UE como se puede observar de las mediciones tomadas en el bulevar Morazán, ya sea por motivos de tráfico, condiciones de propagación, modulación, banda de frecuencia, arreglo de antenas, entre otras; lo que está claro es que esta velocidad puede aumentarse con la implementación de diferentes tecnologías. Cabe recordar que las demandas de datos siguen en aumento, los equipos de usuarios aumentan tanto en número como en requerimientos de capacidad de red y, por ende, es necesario ir optimizando la actual red 4G LTE. Con la evaluación realizada se concluye que, aunque ha sido una red bien planificada en términos de cobertura, la velocidad de la red es algo limitada.

Un trabajo futuro puede ser la optimización de la red actual 4G LTE, que pudiera parecer una pérdida de tiempo y recursos teniendo en cuenta que ya se está implementando la red 5G en una gran cantidad de países, sin embargo, se está avanzando a tener redes cada vez más heterogéneas. Una forma de optimizar la red actual que pueda servir como base para la red emergente 5G es comenzando con la densificación de las ciudades más urbanizadas, en la cual se podría utilizar un algoritmo de optimización multiobjetivo, como ser el algoritmo genético de clasificación non-dominated II (NSGA II) para ubicar los mejores puntos entre los puntos previamente seleccionados en donde colocar las pequeñas celdas.

VI. REFERENCIAS

[1] 3GPP, 2021. Acceso: 30 de noviembre de 2021[En línea]. Disponible: https://www.3gpp.org/technologies/keywords-acronyms/98-lte

[2] E. Dahlman, S. Parkvall y J. Sköld, 4G. LTE-Advanced Pro and The Road to 5G, Elsevier, 2016.

[3] 3GPP, 2021. Acceso: 18 de noviembre de 2021 [En línea]. Disponible: https://portal.3gpp.org/desktopmodules/Specifications/S pecificationDetails.aspx?specificationId=2428

[4] A. Elnashar, M. A. El-saidny and M. R. Sherif, Design, Deployment and Performance of 4G-LTE Networks, John Wiley y Sons, Ltd, 2014.

[5] H. Al-Shamisi, H. Al-Shamsi, I. Kostanic and J. Zec, «Verifying of LTE Received Power Measurements in an Android App», IEEE, pp. 889-894, 2018.

[6] CellMapper, Acceso: 20 de octubre de 2021 [En línea]. Disponible: https://www.cellmapper.net/First_Time_Startup

ANÁLISIS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED PARA ALIMENTAR LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA CLÍNICA PERIFÉRICA DE EMERGENCIA DE LA COLONIA HATO DE ENMEDIO

Michelle A. García, Hellen M. García, Daniel Alejandro Flores
daniel.flores@unah.edu.hn
https://orcid.org/0000-0002-1599-5253
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Abstract— The electric market liberalization and the steady rise of the penetration of renewable Distributed Generation DG favoured by both political and regulatory mark are the two main points that have determined the rising interest in the power quality associated to renewable electricity. In order to study the feasibility of using grid-connected photovoltaic systems (SFVCR) to introduce low-voltage distributed generation, in this research a SFVCR is dimensioned to cover the daytime demand of the Clínica Periférica de Emergencia Hato de Enmedio, which is intended to be covered with an installed power of 9.8kWp. This study presents the demand curves invoiced by the EEH and experimental curves measured with the PCE-830 power and harmonics analyzer. Finally, the adopted configuration for the system, the equipment and methodology used for the characterization of the inverter and an economic study are shown.

Keywords— Demand, photovoltaic system, on-grid, solar potential, radiation.

I. INTRODUCCIÓN

Debido a que existen recursos limitados para la energía convencional, la necesidad de recursos de energía renovable está creciendo exponencialmente. La demanda de suministros de energía renovable está aumentando debido a sus características ventajosas inherentes, como la capacidad de regeneración, la disponibilidad constante, las propiedades libres de contaminación y el bajo costo de mantenimiento después de la puesta en marcha. El sistema fotovoltaico se considera el recurso de energía renovable más importante a nivel mundial, con aplicaciones tanto en la generación como en la integración de la red [1]. La energía solar se ha convertido en los seis últimos años en una de las opciones factibles en la generación de energía eléctrica en Honduras, dado que es necesario plantearse un cambio en el sistema energético actual para eliminar la gran dependencia que este tiene de los combustibles fósiles y los problemas ambientales que trae consigo. La instalación de 4.3 MW de potencia fotovoltaica instalada en la ciudad de Tegucigalpa, anticipa que la demanda se mantendrá alcista por el alto costo de la energía eléctrica y debido a esto, hay un fuerte crecimiento en la implementación de las denominadas granjas solares instaladas principalmente sobre techos [2]. Esta investigación se centra en dimensionar y modelar un sistema fotovoltaico conectado a la red, que pueda satisfacer la demanda diurna de la Clínica Periférica de Emergencia ubicada en la colonia Hato de Enmedio, y se presenta un análisis para evaluar la viabilidad económica de su implementación. A través de este análisis será posible cuantificar los principales indicadores económicos y el tiempo necesario para el retorno de la inversión.

II. MARCO TEÓRICO

a. Demanda energética

La demanda de energía eléctrica está creciendo sin cesar en todo el mundo. La mayor parte de las demandas energéticas se satisface con los combustibles fósiles. Pero debido al agotamiento exponencial y al aumento día a día de los problemas ambientales, deja espacio para las energías renovables, fuentes que buscan satisfacer la creciente demanda energética y conllevan ventajas significativas, que incluyen ahorro de costos, disponibilidad a gran escala y pérdidas mínimas. Entre todas las fuentes de energía renovable, la generación de energía solar o fotovoltaica tiene mayor participación debido a su abundancia en la naturaleza, es ecoamigable y confiable [3].

b. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se basa en la utilización de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando sobre los mismos incide la radiación solar. El silicio es la base de la mayoría de los materiales más ampliamente utilizados en el mundo para la construcción de células solares [4].

La estabilidad de los sistemas de generación de energía solar, generalmente, se evalúa en términos de la relación de rendimiento. Por lo general, la relación de rendimiento de la generación de energía fotovoltaica está en el rango de 0,7-0,9. La insolación y la temperatura son los factores principales afectando la generación de energía fotovoltaica [5].

Los componentes principales del sistema de techo incluyen módulos solares, sistema de instalación, cables y otros accesorios [6].

c. Energía solar en Honduras

Las primeras inversiones fotovoltaicas en Honduras comenzaron en 2015, cuando se instalaron 388 MW y 45 MW más en 2016 en la zona sur del país. Según los boletines de la ENEE, hasta mayo de 2019, hay una potencia instalada de 510.8 MW. La tecnología que más se utiliza en Tegucigalpa (donde el potencial solar disponible es 4.21 kWh/m2/día, +/- 5% de error del equipo) son los paneles policristalinos. Entre las marcas de paneles policristalinos que más se utilizan son Jinko Solar de 250, 255 y 315 W, Gintech de 250 y 300 W, además se utiliza el Yingli y Trina Solar; todos son de origen asiático. En el caso de los inversores, los más utilizados son los ABB de 3 a 27.6 kW y *SMA* de 2 a 34 kW [2].

III. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

a. Pregunta principal

Una instalación fotovoltaica con un perfil de potencia de 15 kWp, y una jerarquía de generación dividida en dos sistemas de 7.5 kWp cada uno, conectados a la red eléctrica de distribución a través de inversores de 7.6 kW, ¿satisface el 70 % de los 2330 kWh de energía promedio mensual demandada por la Clínica Periférica de Emergencia de la colonia Hato de Enmedio?

b. Pregunta secundaria

Desde el punto de vista económico, ¿es factible implementar un sistema con tecnología fotovoltaica conectado a la red para satisfacer la demanda diurna de la Clínica Periférica de Emergencia de la colonia Hato de Enmedio?

IV. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

a. Hipótesis principal

El 70 % del consumo energético promedio mensual de 2330 kWh en la Clínica Periférica se satisface a partir de la implementación de un generador fotovoltaico con una potencia nominal de 15 kW compuesto por 34 placas solares de 450 W cada una, orientadas al suroeste con una inclinación de 15°, considerando un factor de rendimiento del sistema de 0.8 y conectado a la red a través de dos inversores de 7.6 kW.

b. Hipótesis secundaria

Considerando precios actuales de la energía eléctrica, una tasa anual del 12 % de aumento de los mismos y un periodo de utilidad del sistema de 20 años, se estima que la imple-

mentación del sistema fotovoltaico interconectado a la red para suplir la demanda diurna de la clínica es factible, pues, la tasa interna de retorno (TIR) es superior al 16 %, el valor actual neto (VAN) es positivo tomando una tasa de descuento menor al 20 % y, el *payback* de la totalidad de la inversión se obtiene durante los primeros 8 años de operación del sistema.

V. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

a. Ubicación geográfica

La presente investigación para la implementación del sistema fotovoltaico se llevó a cabo en Clínica Periférica de Emergencia de la colonia Hato de Enmedio. Con la ayuda del programa Google Earth se obtuvo una imagen satelital del lugar y las coordenadas siguientes:

TABLA 1. Ubicación de la Clínica Periférica de Emergencia Hato de Enmedio

Coordenadas		
Grados decimales		Altitud (m)
Latitud	Longitud	
14° 04’ 21’’ N	87°10’ 42’’ W	991

b. Datos meteorológicos

Los parámetros meteorológicos que se tomaron en consideración para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico son radiación solar, temperatura, velocidad del viento y humedad relativa. Estos datos se obtuvieron con mediciones directas de las instituciones: Agencia Hondureña de Aeronáutica Civil (AHAC), Meteorología Aeronáutica, Climatología Aeronáutica e Instituto de Investigación en Energía UNAH.

Figura 1. Ubicación de la Clínica Periférica de Emergencia.

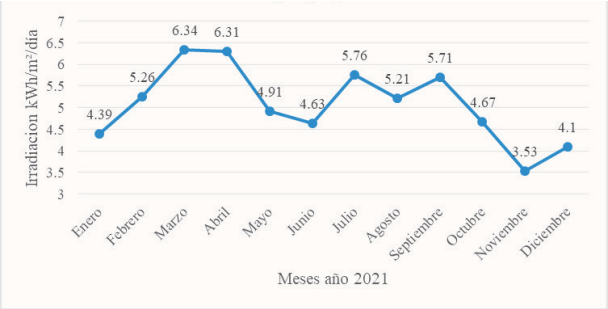


Figura 2. Valores promedios mensuales de la irradiación solar en Tegucigalpa.
Fuente: Instituto de Investigación en Energía UNAH.

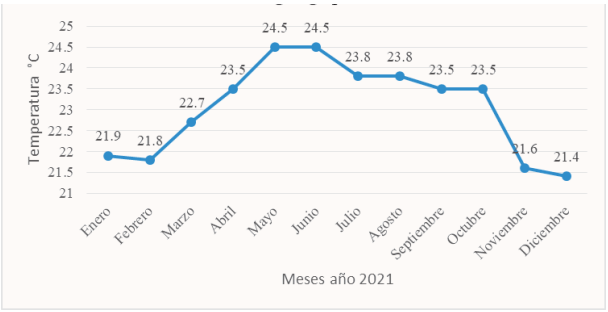


Figura 3. Valores promedios mensuales de la temperatura en Tegucigalpa.
Fuente: Agencia Hondureña de Aeronáutica Civil.

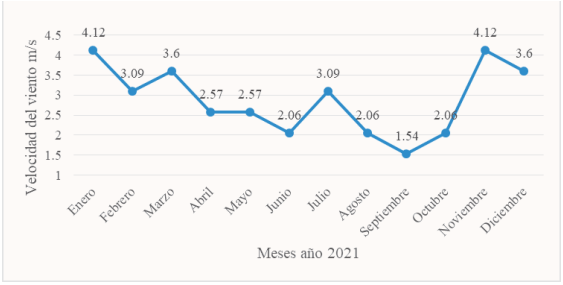


Figura 4. Valores promedios mensuales de la velocidad del viento en Tegucigalpa.
Fuente: Agencia Hondureña de Aeronáutica Civil.

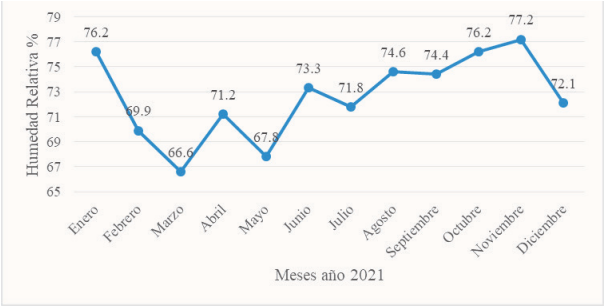


Figura 5. Valores promedios mensuales de la humedad relativa en Tegucigalpa.
Fuente: Agencia Hondureña de Aeronáutica Civil.

c. Descripción general de la carga en la Clínica Periférica de Emergencia Hato de Enmedio

En la Figura 6 se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico y el sistema de generación térmica diésel con el que cuenta actualmente la Clínica Periférica de Emergencia.

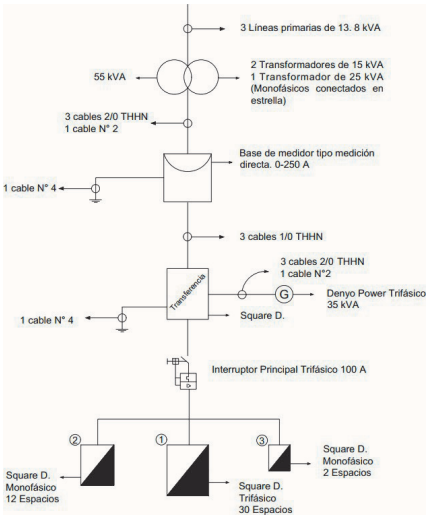


Figura 6. Diagrama unifilar de carga Clínica Periférica de Emergencia.

La Figura 7 representa el diagrama unifilar del centro de carga principal para el cual será proyectado el sistema SFVCR.

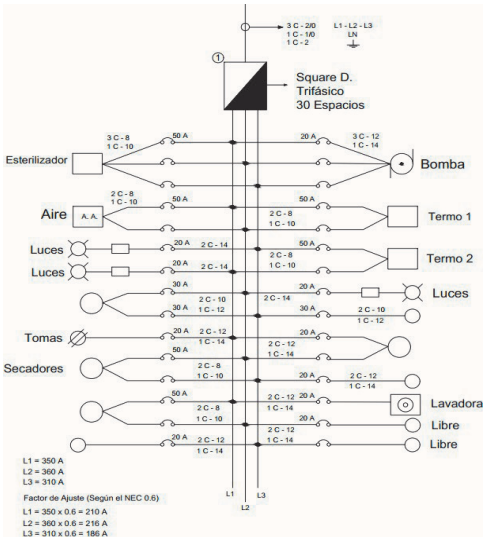


Figura 7. Diagrama unifilar de panel de carga.

d. Demanda energética

En la Figura 8 se comparan los consumos de energía de 2020-2021 y 2021-2022 para observar los comportamientos de la demanda.

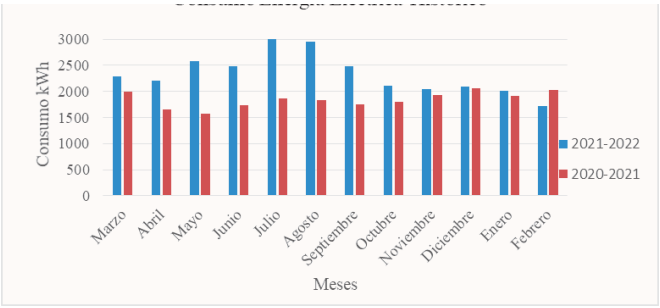


Figura 8. Histórico de consumo facturado 2020-2022 en la Clínica Periférica.

En general, no se observa un comportamiento lineal o una tendencia similar en cada uno de los meses. Para efectos de la investigación, se tomará como referencia para la evaluación de los niveles potenciales de energía a sustituir por energía solar fotovoltaica el consumo que se muestra en la Figura 9 para los meses desde marzo 2021 a febrero 2022 de la Clínica en estudio, obtenido por la Empresa Energía Honduras (EEH).

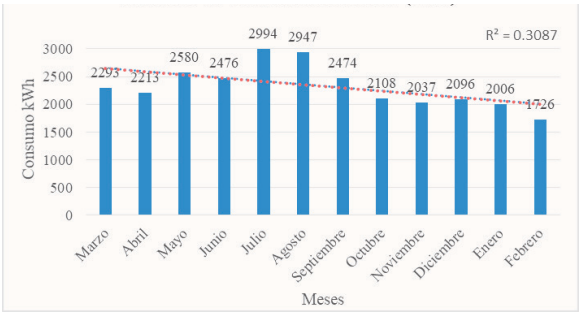


Figura 9. Histórico de consumo facturado 2021-2022 en la Clínica Periférica.
Fuente: Empresa Energía Honduras (EEH).

e. Perfil de carga diurna

A partir de los datos registrados por el Analizador de Potencia y Armónicos PCE-830, se presentan en la Figura 10 los perfiles de potencia eléctrica muestreada cada 15 minutos en el centro de carga de la Figura 7, durante los días marcados en gris en el calendario de la siguiente figura.

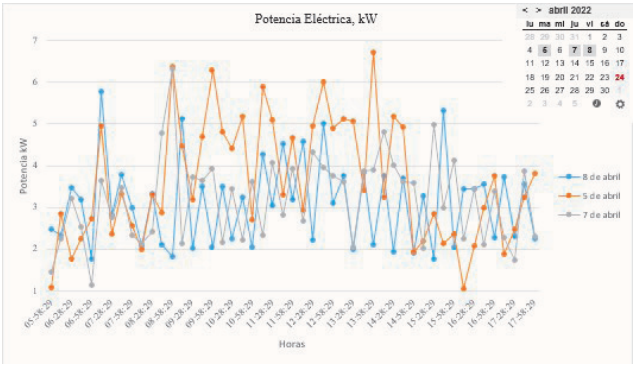


Figura 10. Perfiles de demanda del 5, 7 y 8 de abril de 2022.

f. Estimación del consumo

Para los cálculos de la implementación del sistema fotovoltaico conectado a la red se partió de las mediciones de potencia de la Clínica Periférica de Emergencia de la colonia Hato de Enmedio, las cuales se efectuaron durante 12 horas con el analizador de potencia y armónicos PCE-830 los días 5,7 y 8 de abril de 2022.

La Figura 11 muestra el consumo total en kWh medido en el centro de carga de la Figura 7 desde las 6:00 a. m. a 6:00 p. m.

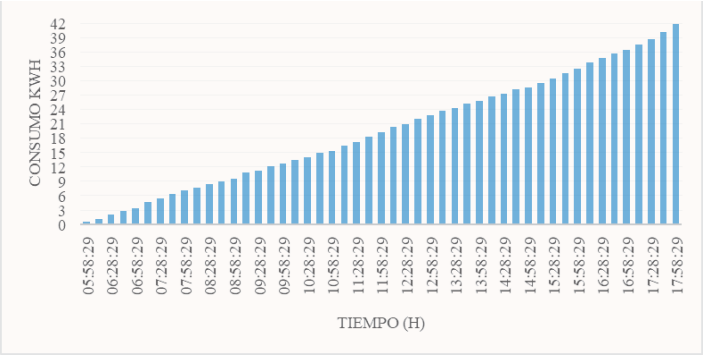


Figura 11. Promedio acumulado de la demanda diurna en la Clínica Periférica.

g. Área disponible en la Clínica Periférica de Emergencia

La instalación del panel fotovoltaico depende de la disponibilidad del área; el presente estudio propone utilizar el espacio aprovechable del techo. La Figura 12 muestra la superficie útil para situar el SFCR con un total de 177.32 m^2.

Figura 12. Área disponible en la Clínica Periférica Hato de Enmedio.

h. Configuración del sistema fotovoltaico

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red se emplean módulos solares de 350 W Jinkosolar JKM 350PP-72-DV y un inversor ABB de 10 kW. Las Tablas 2 y 3 indican las principales características de los módulos y del inversor respectivamente. El funcionamiento de los módulos se muestra en la Figura 13, datos obtenidos mediante el software de PVSYST.

TABLA 2. Características del módulo fotovoltaico

Módulo fotovoltaico Jinkosolar	
Características generales-eléctricas	Modelo JKM 350PP-72-DV
Potencia nominal (P_{nom}) -/+3%	350 W
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	48 V
Voltaje pico (V_{mpp})	38.6 V
Corriente pico (I_{mpp})	9.07
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.36
Dimensiones ($L \times W \times H$)	$1968 \times 992 \times 6\ mm$
Voltaje máximo del sistema	1500 V
Coeficiente de temperatura de I_{sc}	5.6 mA/°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc}	-0.39 %/°C
Peso	28 kg

En el informe brindado por el Instituto de Investigación en Energía UNAH [7], se indica que la irradiancia incidente en Tegucigalpa es 860.33 W/m^2.

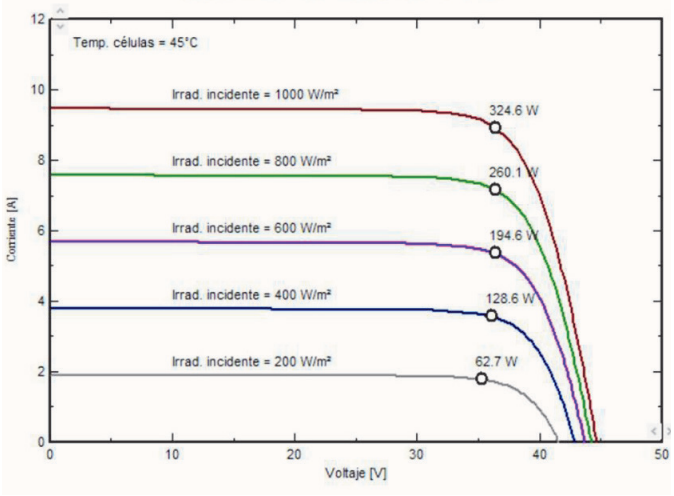


Figura 13. Funcionamiento del módulo fotovoltaico, curvas de I-V para distintos valores de irradiación solar.

TABLA 3. Características del inversor

Inversor ABB	
Características generales–eléctricas	Modelo PVI-10-I-OUTD-S1-US-208
Peso	48.5 kg
Dimensiones $W \times H \times D$	645 × 958 × 222 mm
Datos de entrada	
Potencia FV recomendada	10 kW – 11 kW
Rango de tensión MPP	120 V – 470 V
Tensión máx. de C. C.	520 V
Corriente continua máx.	58 A
N. º de entradas de C. C.	2
Datos de salida	
Potencia nominal de C. A.	10.5 kW
Tensión nominal de red	183-228 V
Máxima corriente de salida permanente con Vnom	30 A
Frecuencia nominal de red	50 Hz – 60 Hz
Rendimiento máximo	96.50 %

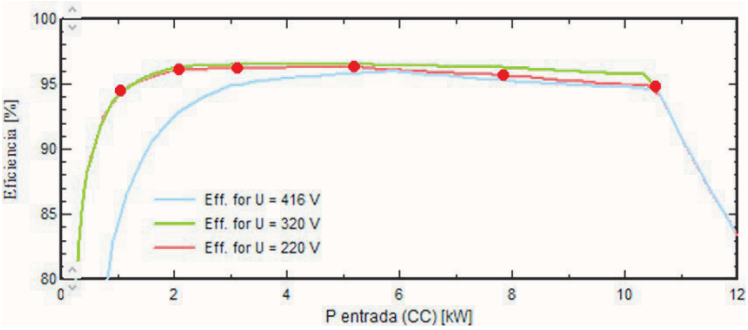


Figura 14. Curva de eficiencia del inversor.

i. Disposición de los paneles fotovoltaicos

Con los resultados obtenidos en la sección F, el perfil de consumo promedio en kWh que se debe cubrir para el centro de carga 1, durante 12 horas del día es 41.9 kWh.

Para realizar el dimensionamiento, se utilizará un valor de 4.18 HSP en un día:

$$P_{GFV} = \frac{41.90kWh}{4.18\ HSP} \approx 10kW$$

A partir de las ecuaciones obtenidas en [8], se determina la cantidad de módulos fotovoltaicos e inversores necesarios.

$$n.°\ de\ inversores = \frac{P_{GFV}}{P_{inv}}$$

$$n.°\ de\ inversores = \frac{10\ kW}{10\ kW} = 1$$

$$n.°\ de\ paneles\ fotovoltaicos = \frac{P_{GFV}}{P_{nominal\ PFV}} = \frac{10kW}{350W} \approx 28$$

$$P_{Pico} = (n°\ de\ paneles\ fotovoltaicos)(P_{nominal\ PFV})$$

$$P_{Pico} = (28)(350) = 9.8\ kW$$

De esta manera se obtiene 1 inversor y 28 paneles fotovoltaicos necesarios para cubrir la potencia nominal del sistema, con una capacidad de 10 kW.

Posterior, se obtiene el arreglo fotovoltaico a partir de las ecuaciones en [9]

$$N_s \geq \frac{V_{inv\ mín}}{V_{mpp}} = \frac{200\ V}{38.6\ V} = 5.18 \approx 5\ \text{Paneles en serie.}$$

$$N_s \leq \frac{V_{inv\ máx}}{V_{mpp}} = \frac{470\ V}{48\ V} = 9.79 \approx 10\ \text{Paneles en serie}$$

$$N_p \leq \frac{I_{inv\ máx}}{I_{sc}} = \frac{48\ A}{9.07\ A} = 5.29 \approx 5\ \text{Cadenas.}$$

Con los resultados obtenidos, se instalarán 28 paneles para cubrir la potencia nominal del sistema y un inversor central. Los arreglos fotovoltaicos quedan en 7 paneles en serie y 4 cadenas.

j. Cálculo del cableado en C. C. y C.

Los cables comerciales que se proyectan utilizar en el sistema fotovoltaico cumplen con la caída de voltaje máxima del 1,5 %.

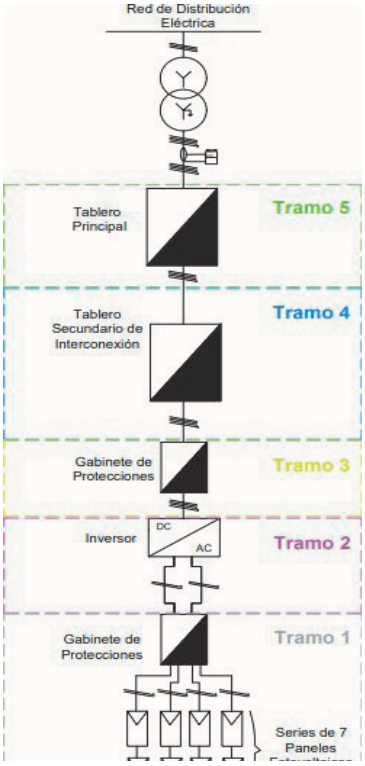


Figura 15. Tramos de cableado del SFVCR.

TABLA 4. Cableado del SFVCR

Tramo	Voltaje	Corriente (A)vv	Longitud (m)	Caída de voltaje		Cable THHN AWG n.º
				(%)	(V)	
1 y 2	270.2 Vcc	11.7	56	1.28	3.45	6
3	228 Vac	37.5	1.2	0.02	0.045	1
4	228 Vac	37.5	2	0.05	0.114	2
5	228 Vac	37.5	5	0.12	0.27.6	2

k. Protecciones del SFVCR

En la Figura 16 se muestra el diagrama unifilar simplificado del sistema fotovoltaico. La Tabla 5 muestra un resumen de las protecciones a utilizar para el sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de distribución según [10].

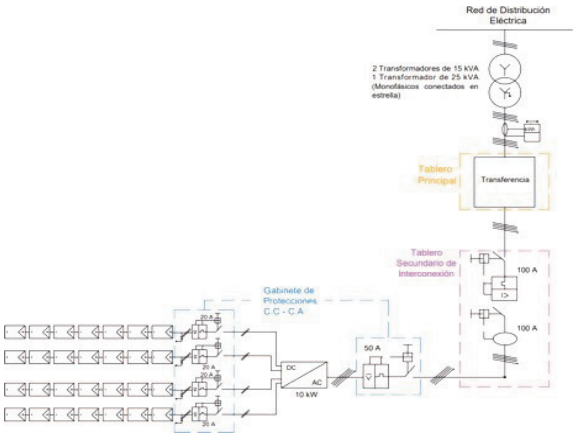


Figura 16. Diagrama unifilar del SFVCR con protecciones.

TABLA 5. Protecciones del SFVCR

Protección	Corriente nominal (A)	Cantidad
Interruptor termomagnético bipolar de corriente continua tipo riel	20	4
Limitador de sobretensiones de corriente continua	-	4
Interruptor termomagnético tetrapolar de caja moldeada	50	1
Interruptor termomagnético tetrapolar de caja moldeada	100	1
Interruptor de circuito por falla a tierra	100	1

l. Operación del sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico conectado a la red está orientado al autoconsumo de la Clínica Periférica de Emergencia durante su funcionamiento habitual. La Figura 17 muestra la curva de demanda total de la clínica durante el año 2021 versus la generación proyectada del SFVCR.

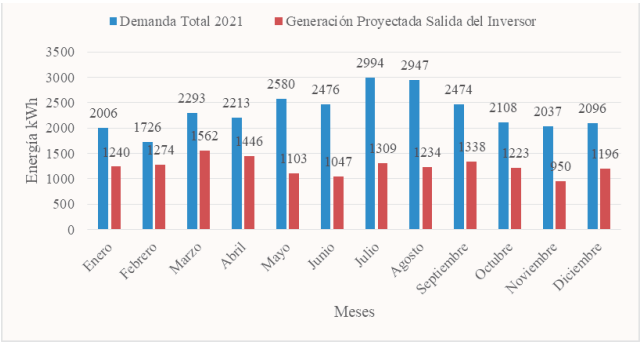


Figura 17. Gráfica de demanda total vs. generación proyectada.

Se proyecta que el SFVCR genere 14.92 MWh al año, la clínica demanda anualmente un promedio de 27.96 MWh, es decir, que se estaría supliendo el 53.36 % de la demanda promedio total con la instalación del SFV.

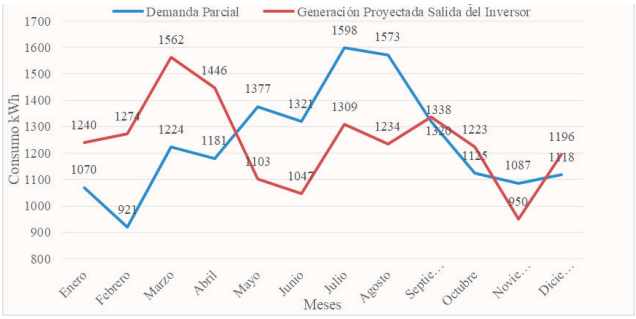


Figura 18. Curva de 53.36 % de la demanda vs. generación del SFV.

m. Función de probabilidad del consumo energético

El SFVCR está dimensionado para cubrir la demanda diurna promedio del centro de carga 1.

En la Figura 19 se presenta la función de probabilidad del consumo energético por hora asumiendo distribución normal en dicho centro de carga.

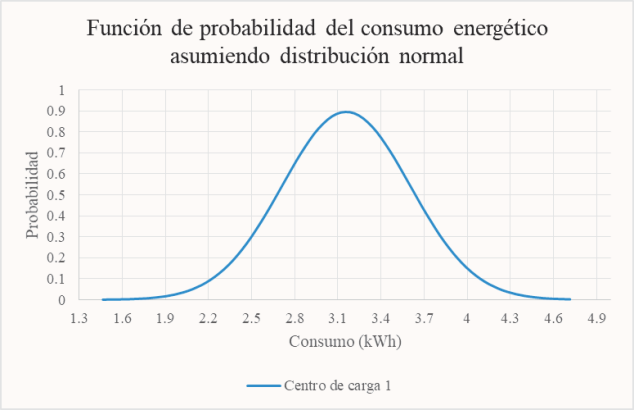


Figura 19. Probabilidad del consumo energético del centro de carga 1.

- Consumo promedio = 3.1575 kWh
- Desviación estándar = 0.4455
- Con 95 % de probabilidad el consumo máximo y mínimo por hora esperado podrían ser:

  a. Consumo máximo esperado: 4.73 kWh
  b. Consumo mínimo esperado: 2.2665 kWh

Se estima que el SFV genere 4.17 kWh/kWp/día valor que estaría por encima de la media calculada en la función de probabilidad del consumo energético asumiendo distribución normal, para la cual se utilizaron los datos muestreados experimentalmente.

V. ANÁLISIS FINANCIERO

a. Presupuesto para la elaboración del proyecto

El estudio financiero permite conocer la rentabilidad del presente proyecto. Para ello, se aplican los métodos de evaluación denominados, tasa interna de retorno (TIR), valor actual neto (VAN) y el periodo de retorno de la inversión (*payback*). En la Tabla 6 se detalla la inversión de la instalación.

TABLA 6. Inversión del SFVCR

Cantidad	Descripción	Precio unitario ($)	Precio total ($)
28	Panel fotovoltaico JKM 350PP-72-DV	135.00	3,780.00
1	Inversor PVI-10-I-OUTD-S1-US-208	3,896.19	3,896.19
28	Soporte para panel fotovoltaico	42.19	1,181.32
	Conductores y otros componentes	778.76	778.76
	Mano de obra calificada	2,248.60	2,248.60
			11,884.87

TABLA 7. Gastos anuales del SFVCR

Descripción	Costo anual ($)	Costo total ($)
Mantenimiento del SFCR	419.06	419.06

b. Evaluación del SFVCR a 20 años

Para este análisis se considera que el sistema fotovoltaico suplirá el 54 % de la demanda promedio de la Clínica Periférica de Emergencia Hato de Enmedio; se considera una disminución en la producción energética de los módulos fotovoltaicos de 0.5 % anual y el sistema eléctrico cubre el 46 % restante logrando así el 100 % del consumo promedio, tomando en cuenta el precio actual de la energía eléctrica con un aumento del 12 % anual.

La Tabla 8 muestra los resultados del análisis con una VAN positiva, una TIR mayor a la tasa de descuento y un periodo de recuperación de la inversión de 3.56 años, como se muestra gráficamente en la Figura 20 donde a partir de ese año se empieza a tener un flujo de efectivo positivo considerando ya todos los gastos.

TABLA 8. Evaluación finaciera

Inversión	L 289,158.89	Plazo	20 años	Tasa de descuento	16 %		
Periodos	Precio energía eléctrica	Costo de facturación 46.64	Generación del 53.36 % SFVC R	Gastos del SFVC R	Ahorro con SFVC R	Ahorro acumulado con SFVC R	Balance final
0					L 289,158.89		- L 289,158.89
1	L 147,709.73		L 78,817.91	L 10,200.00	L 68,617.91	L 68,617.91	- L 220,540.98
2	L 165,434.90	Costo de facturación 46.64	L 87,834.68	L 10,506.00	L77,328.68	L145,946.59	- L 143,212.30
3	L 185,287.09	%	L 98,374.84	L 10,821.18	L87,553.66	L233,500.26	- L 55,658.63
4	L 207,521.54	L 96,788.04	L 110,179.82	L 11,145.82	L 99,034.01	L 332,534.26	L 43,375.37
5	L 232,424.12	L 108,402.61	L 123,401.40	L 11,480.19	L 111,921.21	L 444,455.48	L 155,296.59
6	L 260,315.01	L 121,410.92	L 138,209.57	L 11,824.60	L 126,384.98	L 570,840.45	L 281,681.56
7	L 291,552.82	L 135,980.23	L 154,794.72	L 12,179.33	L 142,615.39	L 713,455.84	L 424,296.95
8	L 326,539.15	L 152,297.86	L 173,370.09	L 12,544.71	L 160,825.37	L 874,281.21	L 585,122.32
9	L 365,723.85	L 170,573.60	L 194,174.50	L 12,921.05	L181,253.44	L 1,055,534.65	L 766,375.76
10	L 409,610.71	L 191,042.44	L217,475.44	L 108,102.99	L 109,372.45	L 1,164,907.10	L 875,748.21
11	L 458,764.00	L 213,967.53	L 243,572.49	L 13,707.95	L 229,864.54	L 1,394,771.64	L 1,105,612.75
12	L 513,815.68	L 239,643.63	L 272,801.19	L 14,119.19	L 258,682.00	L 1,653,453.64	L 1,364,294.75
13	L 575,473.56	L 268,400.87	L 305,537.33	L 14,542.76	L 290,994.56	L 1,944,448.20	L 1,655,289.31
14	L 644,530.39	L 300,608.97	L 342,201.81	L 14,979.05	L 327,222.76	L 2,271,670.96	L 1,982,512.07

Inversión	L 289,158.89	Plazo	20 años	Tasa de descuento	16 %		
Periodos	Precio energía eléctrica	Costo de facturación 46.64	Generación del 53.36 % SFVC R	Gastos del SFVC R	Ahorro con SFVC R	Ahorro acumulado con SFVC R	Balance final
15	L 721,8 74.04	L 336,6 82.05	L 383,2 66.03	L 15,42 8.42	L 367,8 37.61	L 2,639, 508.57	L 2,350, 349.68
16	L 808,4 98.92	L 377,0 83.90	L 429,2 57.95	L 15,89 1.27	L 413,3 66.68	L 3,052,1 875.25	L 2,763, 716.36
17	L 905,5 18.79	L 422,3 33.96	L 480,7 68.90	L 16,36 8.01	L 464,4 00.89	L 3,517, 276.14	L 3,228, 117.25
18	L 1,014, 181.05	L 473,0 14.04	L 538,4 61.17	L 16,85 9.05	L 521,6 02.12	L 4,038, 878.26	L 3,749, 719.37
19	L 1,135, 882.77	L 529,7 75.72	L 603,0 76.51	L 17,36 4.82	L 585,7 11.69	L 4,624, 589.95	L 4,335, 431.06
20	L 1,272, 188.70	L 593,3 48.81	L 675,4 45.69	L 17,88 5.77	L 657,5 59.93	L 5,282, 149.88	L 4,992, 990.99

VAN	L 607,2 82.01
TIR	36 %
PR (años)	3.56

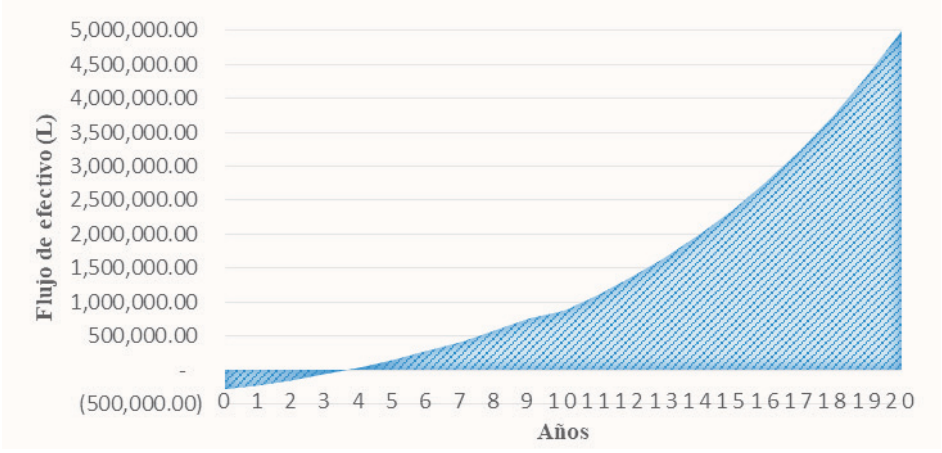


Figura 20. Periodo de utilidad del SFVCR.

VI. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis de los datos obtenidos del potencial solar, la Clínica Periférica de Emergencia Hato de Enmedio, ubicada en Tegucigalpa, cuenta con un promedio anual de 5.06 HSP en el día, valor óptimo para la incorporación de proyectos fotovoltaicos. A partir de los datos experimentales, se estima que la demanda diurna promedio del centro de carga principal de la Clínica Periférica es de 41.90 kWh, registrada en la jornada entre las 6:00 a. m. y 6:00 p. m.; se calculó entonces un total mensual de 1257 kWh, valor que representa el 53.95 % del consumo promedio de marzo 2021 a febrero 2022 de la Clínica, para el cual se dimensionó un SFV con una potencia instalada de 9.8 kWp, que consta de 28 paneles de 350 Wp y un inversor de 10 kW. Por lo que se rechaza la hipótesis principal, pues el perfil de la demanda que se puede suplir con el SFVCR es inferior al 70 %.

Se rechazó la hipótesis secundaria, ya que la TIR del proyecto obtenida es de 36 %, la cual supera al costo de capital promedio ponderado de 16 %. El retorno de la totalidad de la inversión se obtiene en los primeros 3.56 años a partir de la implementación del SFV y presenta un VAN positivo de L 607,282.01. Con la información anterior, se puede concluir que el proyecto es factible, y se calcula que el costo de la energía para este tipo específico de tecnología está por debajo del costo convencional de electricidad consumida por la Clínica Periférica a lo largo de los 20 años proyectados de utilidad del SFVCR.

VII. REFERENCIAS

[1] A. Kumar y P. Kumar, «Power Quality Improvement for Grid-connected PV System Based on Distribution Static Compensator with Fuzzy Logic Controller and UVT/ADALINE based Least Mean Square Controller», *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,* vol. 9, n.º 6, pp. 1289-1300, 2021.

[2] J. Sandoval, E. Gómez, J. Martínez y H. Álvarez, «Crecimiento del uso de energía solar fotovoltaica en Tegucigalpa, Honduras. Análisis de 2012 al 2019», *Revista de la Escuela de Física,* vol. 8, pp. 109-116, 2020.

[3] P. K. Bonthagorla y S. Mikkili, «Performance investigation of hybrid and conventional PV array configurations for grvid-connected/standalone PV systems», *CSEE Journal of Power and Energy Systems,* 2020.

[4] J. A. Carta González, R. C. Pérez, A. C. Santos y M. A. Castro Gil, *Centrales de energía renovable: generación eléctrica con energías renovables,* Pearson Education, 2009, p. 236.

[5] G. G. Kim, J. H. Choi, S. Y. Park, B. G. Bhang, W. J. Nam, H. L. Cha, N. Park y H.-K. Ahn, «Prediction Model for PV Performance With Correlation Analysis of Environmental Variables», *IEEE Journal Of Photovoltaics,* vol. 9, n.º 3, pp. 832-841, 2019.

[6] I. Akhtar, S. Kirmani, M. Jameel y F. Alam, «Feasibility Analysis of Solar Technology Implementation in Restructured Power Sector With Reduced Carbon Footprints», I*EEE Access,* vol. 9, pp. 30306-30320, 2021.

[7] B. S. M. Valladares, «Estadística de Variables Meteorológicas, Astronómicas y Recursos Energéticos», Tegucigapa, 2020.

[8] M. C. Tobajas, Energía solar fotovoltaica, 2018.

[9] A. Castejón Oliva y G. Santamaría Herranz, *Instalaciones solares fotovoltaicas,* 2010.

[10] Empresa Nacional de Artes Gráficas, «Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables», *La Gaceta,* pp. A1-A15, 29, junio 2007.

[11] L. H. Berrío y C. Zuluaga, «Smart grid y la energía solar fotovoltaica para la generación distribuida: una revision en el contexto energético mundial», *Ingeniería y Desarrollo,* vol. 32, p. 2, 2014.

[12] J. E. García Garnica, S. B. Sepúlveda Mora y J. Ferreira Jaimes, «Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico en una planta de tratamiento de agua», *INGE CUC,* vol. 14, n.º 1, pp. 41-51, 2018.

[13] M. Pareja Aparicio, Energía solar fotovoltaica, 3.ª ed., Marcombo, 2016, p. 316.

[14] R. Pereira Micena, O. R. Llerena P., W. de Queiróz Lamas y J. Luz Silveira, «Estudio técnico del uso de energía solar y biogás en vehículos eléctricos en Ilhabela, Brasil», *Ingenius,* Revista de Ciencia y Tecnología, p. 20, 2018.

[15] A. J. Sierra Salgado, O. Rodríguez Villalón y M. M. León Sánchez, «Análisis tecno-ecónomico de la operación en esquema de red inteligente y reserva energértica en usuarios conectados a paneles fotovoltaicos». Los retos de la competitividad ante la industria, vol. 13, p. 4, 2020.

[16] O. Style, *Energía solar autónoma: planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo,* 1.ª ed., 2012, p. 178.

EVALUATION OF THE PZEM-004T METER AS POWER QUALITY ANALYZER

Héctor Emilio Sierra Valdez, Daniel Alejandro Flores Pérez
daniel.flores@unah.edu.hn
https://orcid.org/0000-0002-1599-5253
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Abstract— This article presents the implementation of an acquisition and evaluation system of the PZEM-004T meter as a power quality analyzer according to standards from different institutions, beginning with the main variables of power quality, applied to the particular case of single-phase electrical systems. The evaluation algorithm is implemented in the Python programming language, using the Arduino Mega R3. The block diagram is shown to know the serial connection process to obtain data; the sampling frequency used in this first stage of investigation is mentioned, which must be raised in a second stage of investigation to know the maximum limits that the meter will offer. In the same way, at the end, the improvement of the algorithm that is in charge of evaluating the meter.

Keywords— Current, data acquisition, energy, frequency, graphical models, open source software, Python, PZEM-004T.

Resumen— Este artículo presenta la implementación de un sistema de adquisición y evaluación del medidor PZEM-004T como analizador de calidad de energía, según estándares de diferentes instituciones, iniciando con las variables principales de la calidad energética, aplicado al caso particular de sistemas eléctricos monofásicos. El algoritmo de evaluación se implementa en el lenguaje de programación Python, utilizando como dispositivo de conexión el Arduino Mega R3. Se muestra el diagrama de bloques para conocer el proceso de conexión serial para la obtención de datos y se menciona la frecuencia de muestreo utilizada en esta primera etapa de investigación, misma que debe ser elevada en una segunda etapa de investigación para conocer los límites máximos que ofrecerá el medidor. De igual forma, al final se plantea el mejoramiento del algoritmo que se encarga de evaluar el medidor, para así ofrecer una nueva alternativa que sea capaz de evaluar calidad energética.

Palabras clave— corriente, adquisición de datos, energía, frecuencia, modelo gráfico, software de código abierto, Python, PZEM-004T,

I. INTRODUCCIÓN

En el presente documento de investigación se realiza un levantamiento y recopilación de información, descripción y análisis en relación con la calidad de energía eléctrica del sector residencial, así como de todos los aspectos, conceptos teóricos y técnicos que se derivan de ellos, todo esto con el fin de visualizar el esquema de estructuración de los tipos de cargas eléctricas usadas en las residencias por los diferentes usuarios finales y, de esa manera, comprender las consecuencias que conlleva el uso de los diferentes dispositivos (cargas eléctricas) usados en las residencias, como el daño del propio dispositivo o un aumento a la tarifa eléctrica.

Por lo anterior, esta investigación centra su atención en la evaluación del medidor PZEM-004T como analizador de calidad de energía eléctrica para, a partir de ello, presentar un modelo teórico–matemático que permita evaluar los dispositivos usados con frecuencia en una residencia por el usuario final. Del mismo modo, tiene el propósito de plantear mejoras necesarias y que a partir del algoritmo se obtengan resultados óptimos donde se pueda ayudar a los usuarios finales en acciones como la reducción en su tarifa eléctrica o en el cuidado de sus dispositivos, asimismo, es importante conocer a detalle qué es el medidor PZEM-004T, para la construcción del algoritmo que evaluará el medidor que se encargará de analizar la calidad de energía eléctrica.

II. ESTUDIO DE LA INVESTIGACIÓN

a. Objetivo de la investigación

Diseñar un algoritmo para evaluar el medidor PZEM-004T como analizador de calidad de energía eléctrica residencial, desde una perspectiva gráfica donde se permita reproducir en casas que cuenten con el servicio de energía eléctrica, utilizando el medidor PZEM-004T, reproducirlo y analizar su comportamiento antes los diferentes fenómenos que disminuyen la calidad energética.

Definir las capacidades con las que cuenta el medidor PZEM-004T para la medición de los parámetros eléctricos esenciales como la corriente y tensión.

Comparar las mediciones realizadas con el medidor PZEM-004T con respecto a un multímetro digital y una pinza amperimétrica para la precisión y eficiencia del análisis de resultados.

Explicar mediante un diagrama de bloques la forma de comunicación que tendrá el medidor PZEM-004T con el lenguaje de programación Python para la obtención de los parámetros eléctricos.

b. Hipótesis de la investigación

La utilización de diferentes dispositivos manuales, multímetros y pinzas amperimétrica para obtener los parámetros básicos de electricidad, corriente y voltaje, solo nos sirven para observar sus valores eficaces, pero a partir de ello no podemos realizar un análisis de calidad energética o diagnosticar fallas en una red eléctrica residencial. Por tal razón, se estudia la calidad de energía eléctrica implementando

un dispositivo digital que recolectará los datos de los parámetros eléctricos iniciales; en este caso, es el medidor PZEM-004T para evaluar los fenómenos que disminuyen la calidad eléctrica y usar estos resultados para analizar problemas de forma eficiente.

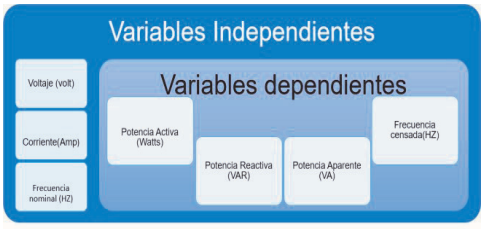


Figura 1. Relación entre variables de la hipótesis.

c. Pregunta principal

¿Cuáles son los problemas específicos y las características de los diferentes tipos de carga que afectan en la calidad de energía eléctrica residencial donde se nos permita implementar, de manera eficiente, un software que se encargue de evaluar el comportamiento del medidor PZEM-004T?

III. ESTUDIO DE LA PROBLEMÁTICA

El hecho de contar con el suministro eléctrico se ha tornado una problemática por parte del consumidor, debido a los altos precios que estos deben de pagar como consecuencia del crecimiento de las actividades industriales y domésticas. La demanda de energía se ha incrementado notablemente y, sobre todo, en los países subdesarrollados, presentándose la necesidad, por parte de los usuarios, de tener un suministro permanente. Pese a esto, históricamente en los sistemas eléctricos de potencia no se ha tenido en cuenta la problemática asociada a calidad de la energía, ya que se tenía la concepción de que al no existir interrupciones se contaba con un óptimo suministro, sin embargo, como se menciona, hasta hace muy poco tiempo el único factor que se consideraba importante era la continuidad del servicio, que para la mayoría de usuarios podría ser considerado como satisfactorio.

La monitorización de la calidad de energía eléctrica es la mejor manera de detectar y diagnosticar problemas en sistemas de energía eléctrica, no obstante, los equipos utilizados son generalmente muy costosos. Este trabajo presenta el desarrollo de un algoritmo para evaluar el medidor PZEM-004T como analizador de los fenómenos que disminuyen de calidad de la energía, que incluye como hardware para la adquisición de datos el medidor PZEM-004T, el algoritmo de evaluación y el sistema de adquisición de datos se aprovecharán de las herramientas computacionales Python y Excel.

Del algoritmo realizado se dará una calificación de acuerdo con los resultados obtenidos para determinar la precisión del medidor PZEM-004T, con el fin de proporcionar una nueva alternativa para poder observar los niveles de calidad energética.

IV. MARCO TEÓRICO

a. Calidad de energía eléctrica

La calidad de la energía se entiende cuando la energía eléctrica es suministrada a los

equipos y dispositivos con las características y condiciones adecuadas que les permita mantener su continuidad sin que se afecte su desempeño ni provoque fallas a sus componentes [4].

La calidad de suministro eléctrico es la normalización del suministro eléctrico mediante reglas que fijan los niveles, parámetros básicos, forma de onda, armónicos, niveles de distorsión armónica, interrupciones, etc. Podemos decir que existe un problema de calidad de la energía eléctrica cuando ocurre cualquier desviación de la tensión (voltaje), la corriente o la frecuencia que provoque la mala operación de los equipos de uso final y deteriore la economía o el bienestar de los usuarios; asimismo, cuando ocurre alguna interrupción del flujo de energía eléctrica.

Los efectos asociados a problemas de calidad de la energía son:

- Daños a la producción, a la economía y la competitividad empresarial.
- Incremento del costo, deterioro de la confiabilidad, de la disponibilidad y del *confort.*
- Incremento en las pérdidas de energía.

Actualmente, el estudio de la calidad de la energía eléctrica ha adquirido mucha preponderancia [1] y, tal vez, la razón más importante es la búsqueda del aumento de productividad y competitividad de las empresas [2]. Asimismo, porque existe una interrelación entre calidad de la energía eléctrica, la eficiencia y la productividad [3].

Es importante aclarar aquí que, si bien la definición que se ha propuesto está acorde con la argumentación presentada, la aplicación del concepto de CEL es relativa, pues, depende de las necesidades del usuario; por ejemplo, para un usuario residencial urbano o rural la calidad de la energía eléctrica está referida más a la continuidad que a la calidad de la señal, mientras que para un usuario industrial con equipos de control basados en microelectrónica la exigencia no solo es de calidad en la continuidad del servicio, sino en las señales de tensión y corriente.

Con base en lo anterior, se pueden caracterizar cinco variables que definen la CEL:

- La amplitud.
- La frecuencia.
- La forma de la señal.
- El balance de las fases.
- La continuidad.

La calidad del servicio de energía eléctrica tiene que ver directamente con el tiempo, es decir, la continuidad del servicio.

La calidad de la potencia eléctrica se refiere a las variaciones en la forma de onda, frecuencia y amplitud de las señales de corriente y tensión.

b. Medidor PZEM-004T

El módulo de monitoreo PZEM-004T permite medir el voltaje RMS, corriente RMS, potencia activa y energía que toma una carga conectada a una línea monofásica de 110/220 V como, por ejemplo, una estufa, nevera, motor, entre otros dispositivos.

Figura 2. Medidor PZEM-004T.

V. MODELO MATEMÁTICO

a. Desviación de la frecuencia

La desviación de la frecuencia (%DF) se evaluó como una regulación de frecuencia censada, comparándola con la nominal y observando el porcentaje de desviación para determinar el riesgo que corren los dispositivos con estos cambios.

$$\%DF = \left| \frac{Fs - Fn}{Fn} \right| * 100\ \% \quad (1)$$

Fs = Frecuencia censada
Fn = Frecuencia nominal

b. Variación relativa de voltaje

La variación relativa de voltaje (%DV) es un fenómeno en el cual el voltaje de una línea eléctrica sufre perturbaciones con respecto a la carga que está conectada en él. Se evaluó como una regulación de voltaje con carga, comparándola con el voltaje que no tiene carga y observando el porcentaje de variación.

$$\%\ \Delta V = \left| \frac{Vs - Vn}{Vn} \right| * 100\ \% \quad (2)$$

Vs = Voltaje con perturbaciones de carga
Vn = Voltaje sin perturbaciones de carga

c. Distorsión armónica

Para evaluar este fenómeno, el algoritmo matemático determinará, mediante una transformada rápida de Fourier (FFT) en MATLAB, el espectro armónico, que se calcula hasta el armónico más significativo, y para poder hacer el análisis correspondiente se calcula la distorsión armónica total (THD), tanto para la señal de voltaje como para la de corriente (IEEE 519) [19]. Se seleccionó el THD como de medida de la distorsión, por ser el factor medición más conocido, por ello, es recomendable para medir la distorsión en parámetros individuales [20]. La expresión del cálculo del THD es la siguiente:

$$THDV = \frac{\sqrt{v^2_2 + v^2_3 + v^2_4 + \cdots}}{v_1} * 100\ \% \quad (3)$$

$$THDI = \frac{\sqrt{I^2_2 + I^2_3 + I^2_4 + \cdots}}{I_1} * 100\ \% \quad (4)$$

VI. METEDOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

a. Sistema de adquisición de datos

El algoritmo a desarrollar se hará en torno al medidor PZEM-004T para evaluar la precisión de este medidor en el tema de calidad

energética, que será el que obtendrá las variables como corriente, voltaje, frecuencia y potencia, y este el enlace directo para obtener los datos. Por lo tanto, se hará diagrama de bloques donde se pretende mostrar el sistema de adquisición de datos para luego ser procesados en los diferentes programas a utilizar.

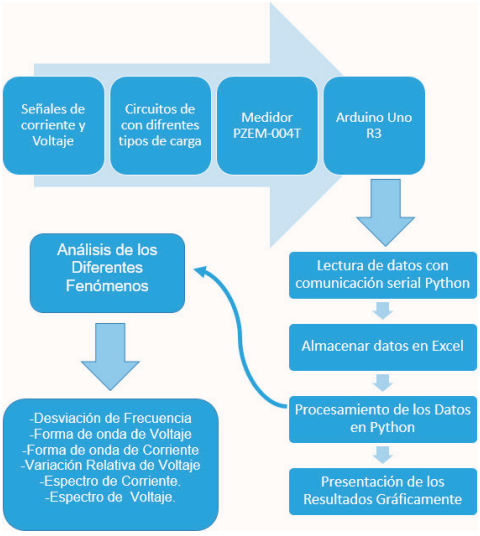


Figura 3. Diagrama de bloques del sistema de adquisición de datos.

b. Carga a utilizar

A continuación, se mostrará el montaje del equipo para la medición de las diferentes cargas eléctricas. En este caso, se calibró todo el sistema con dos focos incandescentes. Gracias a ellos podremos observar las variaciones y perturbaciones del sistema de energía eléctrica que vamos a utilizar, por ello, es importante conocer las características de estos focos.

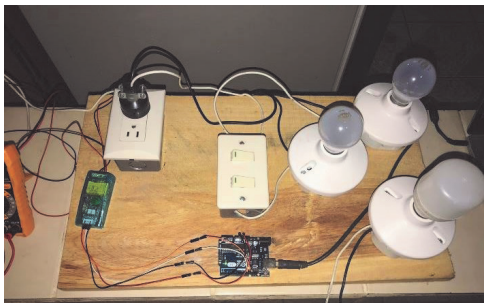


Figura 4. Conexión de panel con la carga de dos focos incandescentes.

c. Procesamiento de datos

Primer paso. En el sistema de verificación se tiene la revisión de los datos de manera manual usando dos dispositivos, multímetro y pinza amperimétrica para observar la corriente y el voltaje.

Segundo paso. Se tiene la conexión del medidor PZEM-004T al tablero donde tenemos las cargas correspondientes, de igual manera, se conecta al Arduino Mega R3 únicamente para utilizar la librería que este microcontrolador tiene, para luego establecer comunicación serial con el lenguaje de programación Python.

Tercer paso. Se conecta el Arduino Mega R3 a la computadora para ejecutar el primer algoritmo donde se comenzará la lectura de datos que serán guardados en una hoja de Excel; este archivo se guardará con el nombre que el usuario coloque antes de ejecutar el algoritmo.

Cuarto paso. Tenemos la ejecución del algoritmo para analizar los datos de corriente y voltaje y, de esa forma, empezar a generar las gráficas de diferentes características donde se verificará si el medidor tiene la precisión necesaria para actuar como analizador de calidad energética.

```
import xlsxwriter
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
import scipy.fftpack as fourier
import winsound
from matplotlib.backends.backend_pdf import PdfPages
from IPython.display import Image
from pylab import *

#import matplotlib as plt
df = pd.read_excel("casa_flores_foco_foco.xls")
print(df)

tiempo=[]
segundos=2;
for x in range(len(df["Corriente"])):
    tiempo.append(segundos)
    segundos=segundos+2
df. insert (loc = len (df.columns) , column = 'Segundos', value = tiempo)


#Archivo con gráficas
#pp = PdfPages("Save multiple plots as PDF.pdf")
# Histogramas
#Corriente

minimo=df["Corriente"].min().min()
maximo=df["Corriente"].max().max()
```

Figura 5. Algoritmo de procesamiento de datos.

VII. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Una vez que la información ha sido recopilada en los pasos descritos en la metodología de la investigación, la información deberá ser capturada y ordenada para proceder a su análisis; en este caso, se hará de manera gráfica, ya que la cantidad de datos no se adecúa para presentar los datos en forma de tabulada, por lo que se presentarán histogramas con la cantidad datos a analizar, con la finalidad de identificar la cantidad de datos adquiridos e identificar precisión que nos brindará el medidor PZEM-004T. Se mostrarán los resultados clasificados por instituciones donde se realizó la recolección de datos para mostrar las diferencias que se puedan mostrar con respecto a la energía eléctrica de cada lugar.

a. Voltaje y corriente forma discreta

Estas gráficas nos servirán para mostrar la frecuencia de muestreo inicial de los datos para intentar aproximarse a su forma de onda.

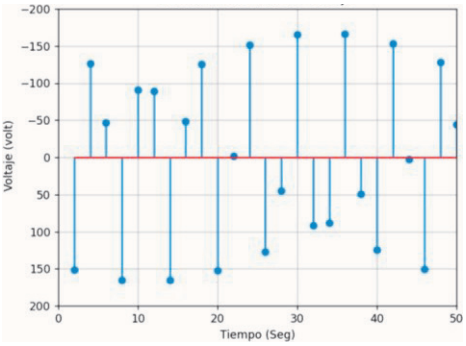


Figura 6. Gráfica de voltaje en forma discreta.

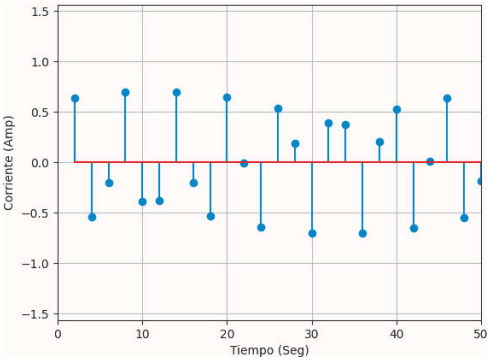


Figura 7. Gráfica de voltaje en forma discreta.

b. Comportamiento del voltaje a través del tiempo

Se presentará gráficamente el resultado de las tres residencias estudiadas para identificar el tiempo de cambio que sufre el voltaje a través del tiempo.

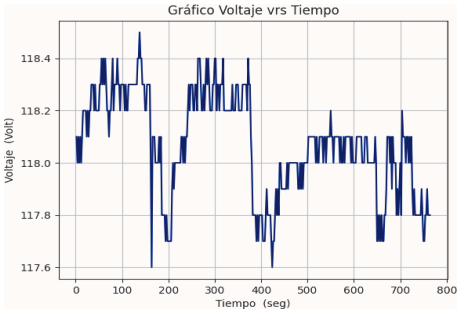


Figura 8. Comportamiento de voltaje a través del tiempo en la residencia uno.

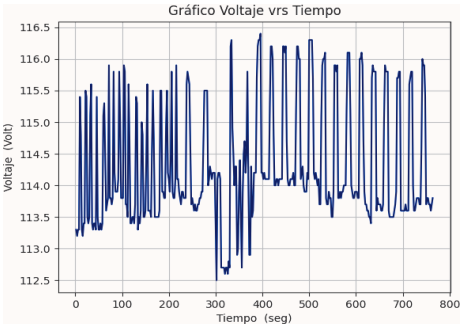


Figura 9. Comportamiento de voltaje a través del tiempo en la residencia dos.

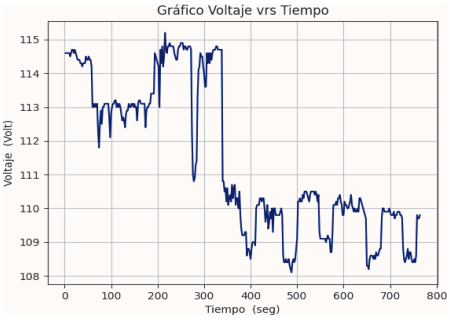


Figura 10. Comportamiento de voltaje a través del tiempo en la residencia tres.

c. Comportamiento de la corriente a través del tiempo

Se presentará gráficamente el resultado de las tres residencias estudiadas para identificar los efectos indeseados que presenta la corriente a través del tiempo.

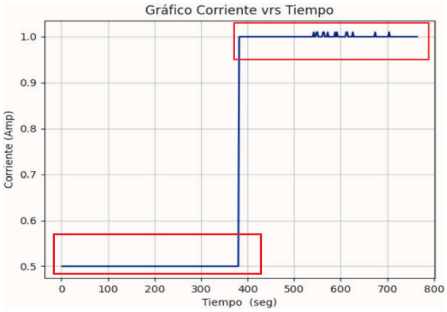


Figura 11. Comportamiento de corriente a través del tiempo en la residencia uno.

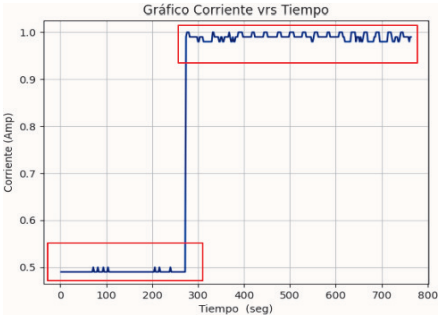


Figura 12. Comportamiento de corriente a través del tiempo en la residencia dos.

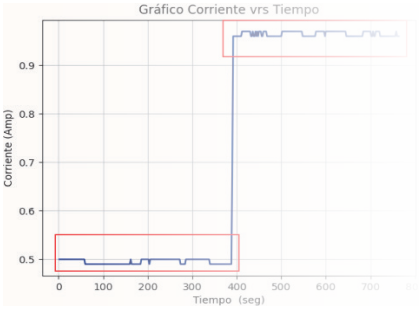


Figura 13. Comportamiento de corriente a través del tiempo en la residencia tres.

d. Comportamiento de la frecuencia a través del tiempo

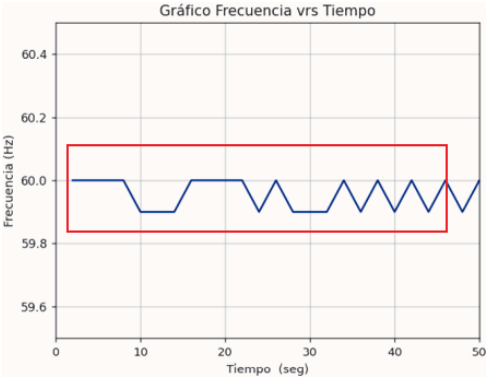


Figura 14. Estudio de la lectura de la frecuencia a través del tiempo.

VIII. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Al realizar el algoritmo de lectura para la obtención de datos se toma en cuenta que el medidor obtiene 382 muestras en un lapso de 12.73 minutos, teniendo así una frecuencia de muestreo de 0.5 Hz.

Al tener la frecuencia de muestreo, podemos observar que el algoritmo adquiere un dato cada dos segundos. El tiempo de muestreo se puede cambiar para que la frecuencia de muestreo sea más elevada y la lectura de datos sea más rápida; en el algoritmo a utilizar se implementó una lectura lenta para poder observar los disturbios eléctricos y determinar si el medidor es capaz de medir los cambios de voltaje y corriente para, de esa forma, analizar las 4 variables que miden la calidad energética en la señales: la frecuencia, la forma de señal, el balance de fases y la continuidad.

Para poder recuperar la señal original se debe utilizar la frecuencia Nyquist, pero al tener una frecuencia de muestreo baja de 0.5Hz el algoritmo n.º *1 2 3 4 5 Universidad Nacional Autónoma de Honduras, Ingeniería Eléctrica Industrial 2022 56* será capaz de recuperar la señal original, de voltaje y corriente, al querer utilizar la frecuencia Nyquist, pero, para los fines iniciales donde se quiere observar los cambios de voltaje y corriente, el algoritmo demuestra que el medidor sí es capaz de poder tomar en cuenta las variables (la forma de la señal, la continuidad y el balance de fases), teniendo en cuenta que para futuros desarrollos se deberá elevar la frecuencia de muestreo en el algoritmo.

La siguiente variable que es importante en la calidad energética para la forma de señal es la frecuencia. Se observa en la Figura 14 que el medidor es capaz de detectar las variaciones que sufre la frecuencia, teniendo en cuenta que la frecuencia nominal es de 60 Hz; en la Figura 14 el valor más bajo que alcanza la frecuencia es de 59.90 Hz, por lo que esta variable con respecto a la calidad energética el medidor puede leerla de manera precisa. Al tener el valor de frecuencia se podrá tener un análisis de cuál es el porcentaje de desviación de dicha variable y observar la forma de señal con los cambios de frecuencia en el sistema eléctrico.

Esta variable nos ayudará a poder verificar que los dispositivos utilizados en las viviendas no sufran daños, ya que la mayoría funcionan en el rango de 55 Hz a 60 Hz.

Si se observan las gráficas de la corriente con respecto al tiempo de cada vivienda, se puede verificar que el dispositivo sufre de

ruido adicional en la precisión de lectura de la corriente, y esto se verifica viendo los rectángulos rojos de cada gráfica donde el comportamiento de la carga pierde su linealidad con respecto a la lectura que brinda la pinza amperimétrica.

De igual manera, se puede observar que conforme se analiza la lectura de corriente en cada vivienda el dispositivo posee más variaciones en las lecturas, perdiendo la linealidad que se debe tener con respecto a la carga que se está analizando, y eso lo podemos observar gráficamente; estas variaciones aumentan un 1 % en el error para la precisión de la lectura de datos.

Al analizar el voltaje, se observan las gráficas de voltaje a través del tiempo, que este parámetro sufre muchas alteraciones cuando se conectó la carga, esto puede ser provocado por el ruido que presenta el dispositivo o el voltaje que llega a las residencia está siendo afectado no solamente en la vivienda, sino en el circuito en general; en este caso se analiza que al estar conectado no directamente a la computadora el dispositivo intermedio puede ser un factor principal para que el voltaje medido llegue con bastante distorsión, pero aun así, comparando las mediciones con un multímetro, este medidor tiene una precisión bastante buena para poder confiar en un análisis de resultados que el algoritmo pueda mostrar en las gráficas.

Algo fundamental para verificar calidad energética es inspeccionar la distorsión armónica, sobre todo, ver los espectros armónicos y poder cuantificar el valor de cada armónico, ya que esto nos brindará ver los efectos indeseados que se presentan en una red eléctrica y poder buscar soluciones según las normas que brinda el IEEE. Inicialmente, el algoritmo está programado para poder sacar los espectros de voltaje y corriente, pero, al tener una frecuencia de muestreo muy baja, el algoritmo no podrá presentar resultados eficientes sobre la distorsión armónica, por lo que en esta primera etapa de investigación este proceso de cuantificar los armónicos no se tomará en cuenta.

El sistema desarrollado presenta excelentes resultados en cuanto a la evaluación de la calidad de la energía en sistemas monofásicos en primera instancia. En comparación con las soluciones actuales del mercado con dispositivos que miden calidad energética, esta podrá ser una alternativa para tener mediciones de buena calidad a bajo costo.

IX. CONCLUSIONES

La hipótesis principal de la investigación no se rechaza, ya que ambos parámetros eléctricos como corriente y voltaje, medidos por el PZEM-004T, tienen grado de precisión del 91 %, comparándolos con los dispositivos de medición de manual: multímetro y pinza amperimétrica.

La validación de las variables, comparándolas con instrumentos comerciales, multímetro y pinza amperimétrica, verificó que se puede implementar de manera confiable el medidor PZEM-004T como un instrumento que permita analizar la calidad de la energía de una red eléctrica.

Según los datos expuestos, podemos concluir que el medidor PZEM-004T podrá

medir sin sufrir daños con los diferentes dispositivos usados en las viviendas, porque nos ayudará a medir voltajes arriba de 220 voltios y corrientes entre 0 a 100 amperios. Es importante usar una conexión apropiada para medir la corriente y no sobrepasar los límites que tiene dicho dispositivo.

X. TRABAJOS FUTUROS

La elaboración de una librería propia del medidor PZEM-004T en Python orientada a la calidad de energía eléctrica para conectar de forma inmediata el medidor con la computadora usando una conexión tipo USB, lo que ayudará al cliente a poder usar con más facilidad el software.

Desarrollar una GUI para software analizador de calidad de energía eléctrica para mostrar numéricamente los resultados en porcentajes y no solamente en gráficas para una mejor interpretación del análisis de resultados de tal manera que dicho programa pueda ser entendido con más facilidad.

Crear un algoritmo específico y único para la medición del Flicker desarrollando un modelo matemático apropiado en Python para un análisis propio de este fenómeno.

Diseñar una página web para administrar la información recopilada por el software analizador de calidad de energía eléctrica permitiendo generar una base de datos para evaluar la calidad de energía eléctrica de la residencia y obtener los análisis de los datos por medio de inteligencia artificial para tener respuesta inmediata frente a problemáticas.

XI. REFERENCIAS

[1] J. L. Díaz Rodríguez, L. D. Pabón Fernández, y J. L. Contreras Peña, «Low-cost platform for the evaluation of single phase electromagnetic phenomena of power quality according to the IEEE 1159 standard», *DYNA,* vol. 82, n.º 194. Universidad Nacional de Colombia, pp. 119-129, dic. 21, 2015. doi: 10.15446/dyna.v82n194.46922.

[2] Ze-jun, D., Yuan, J., Huang, R. and Sen, O., «Research of fuzzy synthetic evaluation method of power quality based on improved membership function». IEEE Proc. for Power Engineering and Automation Conference (PEAM), Hangzhou, pp. 1-4, 2012. doi: 10.1109/PEAM.2012.

[3] Zhai, X. L, Lin, Z., Wen, F. S. and Huang, J. S., «Power quality comprehensive evaluation based on combination weighting method. Proc. for Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012)», IEEE Int. Conf., Hangzhou, pp. 1-5, 2012.

[4] Leng, S., Edrington, C. S. and Cartes, D. A., «A new harmonic distortion measurement algorithm for power quality evaluation and compensation. Proceedings for Power and Energy Society General Meeting», IEEE, San Diego, California, pp. 1-8, 2011. doi: 10.1109/PES.2011.6039131.

[5] Sánchez, P. and Montoya, F. G., Manzano-Agugliaro, F., Consolación, G., «Genetic algorithm for S-transform optimization in the analysis and classification of electrical signal perturbations», *Expert Systems with Applications,* 40(17), pp. 6766-6777, 2013. doi: 10.1016/j.

[6] López, D. J., Camacho, G. A., Díaz, O., Gaviria, C. A. and Bolaños G., «A novel hybrid PWM algorithm having superior harmonic performance», *Revista Ingeniería e Investigación,* 29(1), pp. 82-89, 2009.

[7] Francess, G., Sumpera, A., Díaz, F. and Galceran, A. S., «Flicker mitigation by reactive power control in wind farm with doubly fed induction generators», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 55, pp. 285-296 2013. doi: 10.1016/j.ijepes.2013.09.016.

[8] Kilter, J., Meyer, J., Howe, B. and Zavoda, F., «Current practice and future challenges for power quality monitoring perspective Harmonics and Quality of Power (ICHQP)», IEEE Proceedings 15th Int., Conference on, Hong Kong, pp. 390- 397, 2012. doi: 10.1109/ICHQP.2012.6381311.

[9] Joao, L., Batista A. J., Sepúlveda, M. J., «Low cost digital system for power quality monitoring», *Información Tecnológica,* 18(4), pp. 15-23, 2003. doi: 10.4067/S0718- 07642007000400004.

[10] Mago, M. G., Valles, L. and Olaya, J. J., «An analysis of distribution transformer failure using the statistical package for the social sciences (SPSS) software», *Ingeniería e Investigación,* 32(2), pp. 40-45, 2012.

[11] IEEE Standard 1159. «Recommended practice for monitoring electric power quality a status update», IEEE, 1995. doi: 10.1109/IEEESTD. 2009.5154067.

[12] Dugan, R. C., McGranaghan, M. F., Santoso S. and Beaty, W. H., *Electrical Power Systems Quality,* 2.ª ed., McGraw-Hill, 2004.

[13] IEEE 100™, *The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms.*

[14] G. ConduMex, Manual técnico de instalaciones eléctricas en baja tensión, Col. Granada, 2009.

[15] I. Wiley Publishing, *La operación del sistema eléctrico para Dummies,* Madrid: Centro Libros PAPF, 2013.

[16] C. Alexander y M. Sadiku, *Fundamentos de circuitos eléctricos,* 3.ª ed., , McGraw-Hill, 2013.

[17] S. G. Team, «Seenco Group», 26 enero 2017. [En línea]. Disponible: https://www.seencogroup.com/distorsion-armonica-total-que-paso-con-mi-onda- perfecta/#:~:text=La%20Distorsi%C3%B3n%20Arm%C3% B3nica%20Total%20(THD)%20es%20una%20medida%20de%20cu%C3%A1nto,forma%20de%20onda%20sinusoidal %20limpia. [Último acceso: 10 octubre 2022].

[18] Banos, R., Manzano-Agugliaro, F., Montoya, F. G., Gil, C., Alcayde, A. and Gómez, J., «Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review». *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* 15(4), pp. 1753-1766, 2011. doi: 10.1016/j.rser.2010.12.008.

[19] IEEE Std. 519-1992 IEEE. «Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems», IEEE, 1992. doi: 10.1109/IEEESTD.1993.114370.

[20] Pabón-Fernández, L. D., Andrés-Caicedo, E. and Díaz-Rodríguez, J. L., «Comparative analysis of 9 levels cascade multilevel converters with selective harmonic elimination, in Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)», 2015 IEEE Workshop on,

2-4 junio, 2015, pp. 1-6. doi: 10.1109/PEPQA.2015.7168244.

[21] Mora, J. F. *Máquinas eléctricas*. McGraw-Hill, 6.ª edición, 2008.

[22] Amestica, O. E., Melin, P. E., Duran-Faundez, C. R., & Lagos, G. R. (2019). «An Experimental Comparison of Arduino IDE Compatible Platforms for Digital Control and Data Acquisition Applications», 2019 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, information and Communication Technologies (CHILECON). doi: 10.1109/chilecon47746.2019.8986865

[23] Chooruang, K., & Meekul, K. (2018). «Design of an IoT Energy Monitoring System», 2018 16th International Conference on ICT and Knowledge Engineering (ICT&KE). doi: 10.1109/ictke.2018.8612412

[24] Abhilash, D., Chandrashekar, C., & Shalini, S. (2017). «Economical, energy efficient and portable home security system based on Raspberry Pi 3 using the concepts of OpenCV and MIME», 2017 International Conference on Circuits, Controls, and Communications (CCUBE). doi: 10.1109/ccube.2017.8394155

[25] Hwang, Y., Choi, D., An, H., Shin, S., & Lee, C. G. (2019). «Development of Python-MATLAB Interface Program for Optical Communication System Simulation», 2019 International Conference on Green and Human Information Technology (ICGHIT). doi: 10.1109/icghit.2019.00018

[26] Huifa, X., & Feng, L. (2010). «Spectrum Estimation of Pseudo-random Nonuniformly Sampled Signals in the Fractional Fourier Transform Domain», 2010 WASE International Conference on Information Engineering. doi: 10.1109/icie.2010.161

CLASS III OIML R-076 DIGITAL WEIGHING SCALE INDICATOR FOR A 10, 20 OR 30 KG STRAIN GAUGE LOAD CELL

Heber I. Cerrato, Nelson A. Reyes, Daniel Flores
daniel.flores@unah.edu.hn
https://orcid.org/0000-0002-1599-5253
Departamento de Ingeniería Eléctrica Industrial
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

***Abstract*—** A weighing scale consists of two main parts: a load cell and an electronic stage called an indicator. According its specific characteristics, the OIML (International Organization of Legal Metrology) established different classifications and standards that allow users to select the devices that are more appropriate for their application. For instance, the accuracy class is an important parameter when choosing a scale and it involves a large number of technical considerations that must be previously met by the manufacturer. This paper presents the electronic design of a 10, 20 and 30 kg digital indicator complying with the OIML R-076 recommendations for a class III non-automatic weighing instrument using a 16-bit ADC and an ATMEGA328P.

***Keywords*—** Bridge circuits, circuit testing, electronic circuits, measurement techniques, weight measurement.

I. INTRODUCCIÓN

Desde mediados de la década de 1960, los instrumentos de medición de peso experimentaron un gran auge gracias al rápido desarrollo de la electrónica, permitiéndole al usuario funcionalidades que hasta ese entonces eran poco o nada existentes. Hoy en día, estos dispositivos de medición de peso —sean balanzas o básculas— siguen en constante progreso tecnológico debido a su gran uso y aplicación, ya sea en la industria o en el ámbito científico-académico.

Una de las dos partes principales de estos dispositivos es el transductor llamado celda de carga. Estas son ampliamente utilizadas en muchos tipos de industrias, incluso en las más modernas como la robótica, por lo que su estudio es de mucho interés en diferentes campos académicos. Además, según sea su aplicación, esta puede ser de diferente tipos; la más común es la compuesta por galgas extensiométricas, elaboradas de un material flexible que varía su resistencia de forma proporcional al esfuerzo mecánico aplicado sobre la estructura que las contienen, provocando tensión o compresión sobre él. Este fenómeno físico es conocido como efecto Poisson [1].

Por otro lado, se tiene a la etapa electrónica encargada de convertir la señal analógica de la celda, procesarla digitalmente y posteriormente mostrarla en una pantalla; esta recibe el nombre de *indicador* [2].

Muchas veces, debido a distintas razones, las balanzas fallan y estas pueden requerir de una intervención técnica en cuyos casos su reparación podría implicar un reemplazo de la celda de carga o de componentes electrónicos. Sin embargo, existen casos en que el repuesto no está vigente en el mercado nacional y este debe ser importado de tal forma que podría provocar retrasos en la empresa que hace uso de la balanza, lo cual a la larga generaría cuantiosas pérdidas económicas.

Por otro lado, también existen empresas o particulares que hacen uso de equipo que no cuenta con un soporte técnico accesible o cuyos equipos ya están obsoletos. Como una posible solución a este problema, se propone el diseño de un indicador digital para celdas de carga de 10, 20 o 30 kg, basado en la norma OIML R-076 para clase III, de bajo costo y con funcionalidad IoT por medio de bluetooth.

II. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

La Figura 1 muestra las etapas del circuito implementado para el diseño del indicador digital.

a. Voltaje de referencia

Se decidió utilizar el circuito integrado LT1236-5, el cual es una referencia con precisión del 0.05 %, una baja deriva de 5 ppm/ºC y un bajo nivel de ruido, además de ser un circuito integrado recomendado para aplicaciones en balanzas o básculas digitales.

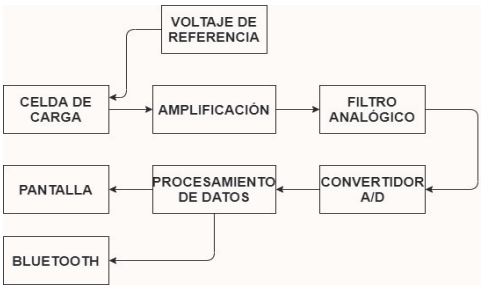


Figura 1. Etapas del sistema.

b. Celda de carga

Las pruebas fueron realizadas por medio de celdas de carga de 10, 20 y 30 kg, cuyas sensibilidades son de 1, 1, y 0.8 mV/V respectivamente y con una impedancia de salida de 350 Ω.

$$H_{celda} = \frac{Sen \cdot V_{DC}}{C_{max}} \qquad (1)$$

La Ecuación 1 describe la relación entre la entrada y salida de la celda de carga en donde *Hcelda* está dado en mV/kg *Sen* representa la sensibilidad de la celda de carga (dada en mV/V), VDC el voltaje de alimentación (dado en V) y Cmax la capacidad máxima (kg). La OIML (Organización Internacional de Metrología Legal) establece, en su folleto OIML R076, una serie de recomendaciones que un dispositivo de medición de peso no automático debe cumplir, con el fin de que esté en una determinada clase de precisión. La Tabla 1 muestra estos valores.

TABLA 1. Especificaciones técnicas OIML-R076 para balanzas de 10, 20 o 30 kg

Clase	Capacidad (kg)	Intervalo de verificación (g)	Número de divisiones	Capacidad mínima
III	10	5	2000	100
III	20	5	4000	100
III	30	10	3000	200

c. Amplificación

El voltaje entregado a la salida de la celda de carga debe ser mayor o igual al voltaje mínimo que puede leer el ADC (1 LSB). En esta etapa el amplificador tendrá la capacidad de cambiar su ganancia según sea necesario, ya que la magnitud de la salida de voltaje de la celda de carga depende de la capacidad máxima de esta, así que se plantea un sistema de conmutación con transistores MOSFET para cambiar la resistencia de ganancia característica de un amplificador de instrumentación (Rg) (ver Figura 2).

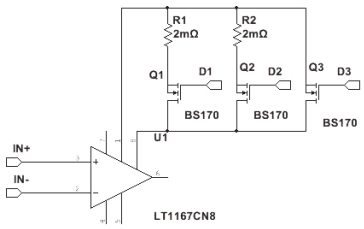


Figura 2. Circuito de selección de amplificación.

El amplificador seleccionado es el LT1167C del fabricante Linear Technology, este cumple los requerimientos necesarios para el correcto funcionamiento del dispositivo. Según la hoja de datos, el CMRR a una ganancia de 100 es de 128 dB, además, posee un bajo ruido interno de 7.5 n V/Hz, asegurando la integridad de la señal recibida desde las terminales del puente de Wheatstone de la celda de carga.

d. Filtro analógico

Una de las mayores limitantes para la realización de mediciones precisas es el ruido. Este puede ser provocado por distintas fuentes como interferencia electromagnética, armónicos de la fuente de potencia (50/60 Hz), circuitos térmicamente inestables, amplificadores y/o vibración mecánica de la celda de carga [3].

Para ello, se agregó un filtro activo pasa bajas en la salida del amplificador con una frecuencia de corte de 10 Hz. El amplificador operacional seleccionado es el MCP6021 de Microchip Technology debido, principalmente, a su bajo nivel de ruido (8.7 nV/(Hz)) y de distorsión armónica total (THD = 0.00053 %). Por otro lado, con el fin de no tener pérdidas de referencia de voltaje hacia el ADC, se diseñó la PCB de tal forma que las capas de esta fueran el circuito de tierra [4]. Esta consideración es importante, ya que, si el voltaje de referencia del ADC no es constante, las mediciones realizadas tampoco lo serán.

e. Convertidor analógico-digital

En esta etapa se necesita que el convertidor analógico digital sea capaz de leer el voltaje de división de escala y tenga la capacidad de tomar varias muestras en cada ciclo de reloj. De esta manera, es posible implementar un filtro digital promediando los datos para así mostrar un valor estable en pantalla.

El ADC a utilizar es el ADS1115 del fabricante Texas Instruments. Este ADC es de 16 bits y trabaja con un voltaje de referencia interno de 4,096 V cuando la ganancia del PGA (amplificador de ganancia programable) es unitaria, de esta manera se obtiene un LSB de 0,125 mV, el cual es un valor de voltaje menor a la división de escala que la salida del amplificador de instrumentación para cada celda de carga.

Haciendo uso de la ecuación 1 y multiplicando por el factor de amplificación puede obtenerse la ecuación 2, que relaciona el número de bits procesados y la masa.

$$H_{ADC} = \frac{Sens \cdot V_{DC} \cdot G}{C_{MAX}} \cdot \frac{2^n}{V_{ref}} \qquad (2)$$

Donde Vref es el voltaje de referencia del A/D y n la cantidad de bits.

f. Procesamiento de datos

En esta etapa se necesita un microcontrolador que posea una interfaz de comunicación I2C, de tal manera que sea capaz de recopilar los datos enviados por el ADC para después convertir la información recibida a valores de masa. Asimismo, este debe disponer de un puerto para comunicación serial para la transmisión de datos por un enlace de radiofrecuencia bluetooth y frecuencia de operación de 16 MHz.

El microcontrolador seleccionado es el Atmega 328P del fabricante Atmel. Este microcontrolador, según su hoja de datos, cumple con los requerimientos necesarios para la tarea de procesamiento y puede trabajar a una frecuencia de operación de 16 MHz.

g. Software del sistema

El software a implementar debería de estar basado en una estructura de máquinas de estado de Mealy, de esta manera se reduce la complejidad de la programación del microcontrolador. La transición entre estados ocurre si se cumple la condición correspondiente entre los botones, los cuales son on/off, tare/yes, menú, no, arriba y abajo.

Cuando se presiona un botón, ocurre una interrupción en el microcontrolador y se corre una subrutina que cambia la variable correspodiente para que orcurra la transición de un estado a otro. El tiempo también es una variable de entrada a la máquina de estados, esta entrada es un valor en milisegundos y es una condición para que pueda existir una transición entre estados.

h. Pantalla

La pantalla tiene que ser capaz de mostrar valores y desplegar el menú a conveniencia del usuario, siendo a la vez entendible y perfectamente legible. La OIML R-076 recomienda que la altura de la figura numérica mostrada en pantalla debe de tener por lo menos 9.5 mm de altura. La pantalla a utilizar es del tipo cristal líquido con iluminación LED, esta no cumple con la recomendación de la OIML (ya que la figura numérica posee una altura de 7 mm), por lo que a futuro tendrá que ser reemplazada.

i. Circuito de alimentación

En su etapa inicial, el dispositivo estará compuesto por una fuente conmutada (MSP-C1500IC12.0) que convertirá el voltaje alterno de 100 VAC-240 VAC a 9 VDC. Una de las principales razones para utilizar una fuente de este tipo se debe a su bajo costo y gran disponibilidad en el mercado. Posterior a ello, se decidió emplear un regulador de baja caída o LDO por sus siglas en inglés (Low Dropout Voltage) de 500 mA, dado el consumo total del dispositivo, tal y como se muestra en la Tabla 2.

TABLA 2. Consumo total de corriente

Componente microncontrolador ATMEGA328P	Consumo nominal 0.3 mA
Celdas de carga	10-30 mA
LCD	100-200 mA
LEDs	60 mA

Componente microncontrolador ATMEGA328P	Consumo nominal 0.3 mA
Bluetooth	67 mA
Max232 (convertidor serial)	10 mA
Total	≈ 400mA

TABLA 3. Comparación de especificaciones técnicas entre dos LDO para IOUT = 400 MA y TA = 25 ºC

Característica	LP38691	BD42754FPJ
Voltaje de entrada (V_{IN})	2.7 V - 10 V	-0.3 V - 45 V
Precisión de voltaje de salida	2 % (25 ºC)	2 % (ºC)
Voltaje de caída	250 mV	250 mV - 500 mV
Corriente de salida (I_{OUT})	500 mA	500 mA
Corriente de pin a tierra (I_{GND})	55 µA	75 µA
Resistencia térmica ($R_{\theta JA}$)	68.5 ºC/W	80.7 ºC/W
Temperatura de unión	-40¡T_J < 150(C)	-40¡T_J < 150(C)

La Tabla 3 muestra las especificaciones técnicas más importantes para el LDO LP38691 (encapsulado TO-252) y el LDO BD42754FPJ (encapsulado TO-252) de los fabricantes Texas Instruments y ROHM, respectivamente.

$$T_J = T_A + (R_{\vartheta JA} \times P_D) \quad (3)$$

$$P_D = [(V_{IN} - V_{OUT} \times I_{OUT}] + (V_{IN} \times I_{GND} \quad (4)$$

La Ecuación 3 y Ecuación 4 indican cómo calcular la temperatura de unión (Junction Temperature) para ambos LDO, la cual debe estar dentro del rango proporcionado por el fabricante de acuerdo a la Tabla 3.

El valor calculado de TJ para el primer LDO fue de 134.63 ºC/W, en cambio, para el segundo LDO fue de 154.17 ºC/W, por lo que se decidió hacer uso del LDO Texas Instruments LP38691 con empaquetado TO-252.

j. Diseño de la PCB

Para integrar las etapas mencionadas anteriormente fue necesario el diseño de una PCB de doble capa; este diseño se elaboró en el software de uso libre KiCad. Su diseño se muestra en la Figura 3.

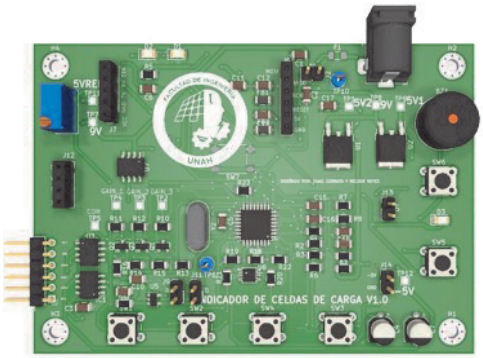


Figura 3. Diseño final de la PCB.

k. Módulo de protección

Para aislar la placa electrónica del ambiente y del usuario, y de esta manera evitar un corto circuito o electrocución, se optó por diseñar un armazón de ácido poliláctico (PLA) que contuviera la placa electrónica y sus componentes (ver Figura 4).

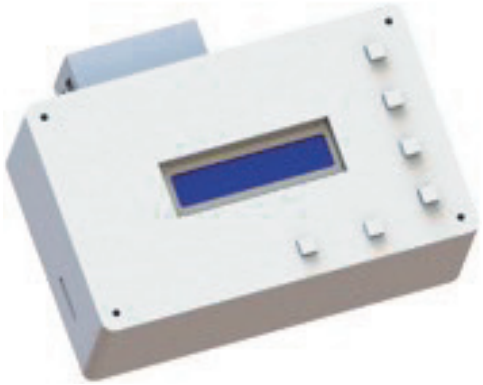


Figura 4. Módulo de almacenamiento, diseñado en SolidWorks.

III. RESULTADOS OBTENIDOS

Se realizaron pruebas en tres etapas del circuito para así observar su comportamiento lineal, así como también pruebas de excentricidad y repetibilidad. Para cada medición de voltaje se utilizó un multímetro digital marca EEVBlog BM235, cuya precisión es de 0.3 % + 0.02 mV para mediciones de 0 a 600 mV y de 0.4 % + 0.002 V para mediciones de 60 a 600 V.

a. Celda de 10 kg

La Figura 5 muestra la recta de ajuste correspondiente a los datos obtenidos en donde, de acuerdo a la Ecuación 1, «m» es igual a 0.5455 mV/kg. Por medio de este valor, es posible calcular el valor real de sensibilidad de la celda de carga de 10 kg a la vez que es posible observar su error respecto al valor teórico. Este valor es de 1.07 mV/V, dando un error de 7 %.

Además, la Tabla 4 muestra que la celda de carga da un comportamiento lineal, dado que el coeficiente de correlación es muy cercano a 1.

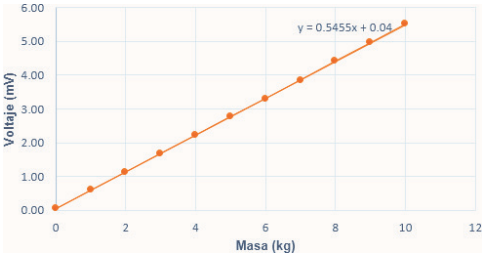


Figura 5. Comportamiento de la celda de 10 kg.

TABLA 4. Resultados de la regresión lineal para la celda de carga de 10 kg

Coeficiente de correlación múltiple	0.999999153
Coeficiente de determinación R2	0.999998306
R2 ajustado	0.999998094
Error típico	4.472135955

Además, se calculó la incertidumbre debido a la contribución de error por excentricidad y repetibilidad [5] dando como resultado la Tabla 5.

TABLA 5. Incertidumbres por contribución de errores debido a excentricidad y repetibilidad

Contribución de error	Incertidumbre
δIecc	$1{,}925 \times 10^{-3}$
δIdig0	$2{,}88 \times 10^{-3}$
δIdig1	$2{,}88 \times 10^{-3}$

b. Celda de 20 kg

La Figura 6 muestra la recta de ajuste correspondiente a los datos obtenidos en donde, de acuerdo a la Ecuación 1, m es igual a 0.2418 mV/kg. Por medio de este valor, es posible calcular el valor real de sensibilidad de la celda de carga de 20 kg a la vez que es posible observar su error respecto al valor teórico. Este valor es de 0.95 mV/V, y da un error de 4.7 %.

Además, la Tabla 6 muestra que la celda de carga da un comportamiento lineal, dado que el coeficiente de correlación es muy cercano a 1.

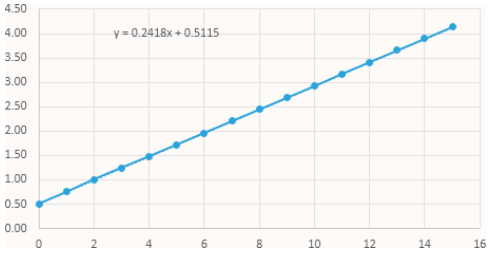


Figura 6. Comportamiento de la celda de 20 kg.

TABLA 6. Resultados de la regresión lineal para la celda de carga de 20 kg

Coeficiente de correlación múltiple	0.999999153
Coeficiente de determinación R2	0.999984627
R2 ajustado	0.999983529
Error típico	0.004672016

Además, se calculó la incertidumbre debido a la contribución de error por excentricidad y repetibilidad dando como resultado la Tabla 7.

TABLA 7. Incertidumbres por contribución de errores debido a excentricidad y repetibilidad

Contribución de error	Incertidumbre
δIecc	$1{,}237 \times 10^{-3}$
δIdig0	$2{,}88 \times 10^{-3}$
δIdig1	$2{,}88 \times 10^{-3}$

c. Celda de 30 kg

La Figura 7 muestra la recta de ajuste correspondiente a los datos obtenidos en donde, de acuerdo a la Ecuación 1, m es igual a 0.1465 mV/kg. Por medio de este valor, es posible calcular el valor real de sensibilidad de la celda de carga de 30 kg a la vez que es posible observar su error respecto al valor teórico. Este valor es de 0.87 mV/V, y da un error de 8.3 %.

Además, la Tabla 9 muestra que la celda de carga da un comportamiento lineal, dado que el coeficiente de correlación es muy cercano a 1.

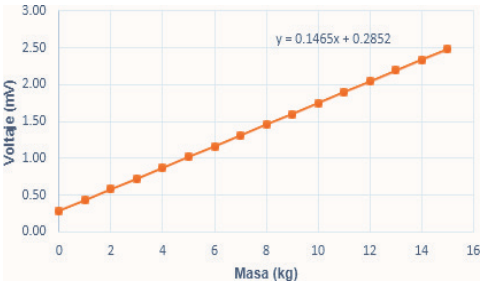


Figura 7. Comportamiento de la celda de 20 kg.

TABLA 8. Resultados de la regresión lineal para la celda de carga de 30 kg

Coeficiente de correlación múltiple	0.999990424
Coeficiente de determinación R2	0.999980847
R2ajustado	0.999979479
Error típico	0.003158954

Además, se calculó la incertidumbre debido a la contribución de error por excentricidad y repetibilidad dando como resultado la Tabla 9.

TABLA 9. Incertidumbres por contribución de errores debido a excentricidad y repetibilidad

Contribución de error	Incertidumbre
δI_{ecc}	$0{,}866 \times 10^{-3}$
δI_{dig0}	$2{,}88 \times 10^{-3}$
δI_{dig1}	$2{,}88 \times 10^{-3}$

IV. CONCLUSIONES

El valor de sensibilidad teórico de las celdas de carga utilizadas no fue el establecido en sus hojas de especificaciones, aportando un error máximo en las terminales de salida de la celda de carga de 7 % para la celda de 10 kg, 4 % para la celda de 20 kg y de 1 % para la de 30 kg. Debido a esto, la celda de carga de 10 kg no se adaptó correctamente a la amplificación teóricamente calculada. La linealidad de los datos se mantuvo a lo largo de las etapas del circuito, lo cual se vio reflejado en los coeficientes de correlación y determinación de la etapa de conversión analógica digital debido a que estos valores se acercan a 1, lo cual permitió digitalización de los datos.

V. REFERENCIAS

[1] I. Muller, R. d. Brito, C. E. Pereira y V. Brusamarello, «Load Cells in Force Sensing Anlysis: Theory and A Novel Application», *IEEE Instrumentation Measurement Magazine,* pp. 15-19, 2010.

[2] OIML R76-1, International Recommendation, Non-automatic Weighing Instruments, T.2.2.2, edición 2006.

[3] A. L. L. F. C. Yeong-Kang Lai, «Fast and High-Accuracy Design and Implementation for Home», 2005, *Digest of Technical Papers.* International Conference on Consumer Electronics, ICCE.

[4] P. Wilson, *The Circuit Designer's Companion,* 3.ª ed., Oxford: Newnes, 2012. Centro Español de Metrología, Procedimiento ME-005 para la calibracioón de balanzas monoplato, procedimiento de calibración.

IMPACTO DE LOS ARMÓNICOS EN LA CALIDAD DE ENERGÍA

Erick Fong Lam, Ernesto Zúniga Mendoza, Miguel Gómez Flores, Rolando Castillo
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— La investigación se centra en la definición de la calidad de energía con base en la normativa IEEE e IEC. Se definen los fenómenos electromagnéticos que inciden sobre la calidad de energía eléctrica, tomando como enfoque los armónicos. Un caso de estudio general y común de inyección de corrientes armónicas a los sistemas eléctricos son las cargas no lineales. Por ende, se realizó un modelado mediante el software MATLAB con su herramienta de simulación Simulink de un sistema de distribución en presencia de cargas no lineales para observar el comportamiento e impacto en la red. Utilizando indicadores de distorsión armónica como el THD, se procede a la evaluación e implementación de técnicas de mitigación como filtros, mediante el procesamiento digital de la señal.

Palabras clave— Distortion, filters, harmonics, mitigation, nonlinear loads, power quality, THD, TDD.

I. INTRODUCCIÓN

El estudio de la calidad de energía se ha desarrollado en plenitud en las últimas dos décadas. Los ingenieros en el área se han planteado la idea de aumentar la calidad de energía examinando lo que antes era imperceptible. El desarrollo de la tecnología nos ha brindado comprensión del mundo actual y avances en el mismo. Concretamente, en los sistemas de potencia se ha desarrollado el estudio de los fenómenos electromagnéticos que inciden sobre la calidad de energía. Dichos fenómenos tienen diferentes impactos en los sistemas de potencia, pero todos con llevan a una calidad de energía pobre.

Ante la necesidad de limitar y controlar los niveles de calidad de energía, se han desarrollado métodos de evaluación y técnicas de mitigación de los problemas. Gracias a la electrónica analógica y digital es posible la detección y medición en tiempo real de estos fenómenos y, asimismo, la corrección inmediata mediante dispositivos complejos de mapeo, regulación y procesamiento digital de la señal.

II. OBJETIVOS

Los objetivos de este capítulo son los siguientes:

- Comprender el concepto de calidad de energía y los problemas generales que la definen.
- Comprender los conceptos fundamentales de armónicos y las técnicas de mitigación principales para alcanzar los estándares según la normativa.
- Modelar un caso de estudio particular asociado a un problema de calidad de energía y una solución al mismo.

III. MARCO TEÓRICO

a. Calidad de energía

La definición del término calidad de energía eléctrica no es única y varía según el país y sus normativas. Según los estándares internacionales, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) e International Electrotechnical Commission (IEC), la calidad de energía se define como:

- El estándar IEC 61000-4-30 define calidad de energía como «las características de la electricidad en un punto dado de una red de energía eléctrica, evaluadas con relación a un conjunto de parámetros técnicos de referencia» [13].
- El estándar IEEE 1159-1995 define calidad de energía como «una gran variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente en un instante dado y en un punto determinado de la red eléctrica» [11].

La calidad de energía, como la calidad en otros bienes y servicios, es difícil de cuantificar. No existe una única definición aceptada de calidad de energía. Pero existen estándares de voltaje y otros criterios técnicos que pueden medirse, pero la medida final de

la calidad de energía está determinada por el rendimiento y productividad del equipo del usuario final.

b. Problemas comunes que afectan la calidad de energía

Es cualquier problema manifestado en voltaje, corriente o desviaciones en la frecuencia que resulta en fallas o mal funcionamiento de los equipos de los clientes [1].

Las fuentes de una calidad de energía pobre pueden categorizarse en dos grupos:

- Cargas actuales, equipos y componentes.
- Subsistemas de los sistemas de transmisión y distribución.

Una calidad de energía pobre es normalmente causada por disturbios en las líneas de potencia tales como impulsos, caídas de voltaje, aumentos de voltaje, desbalances en la corriente y voltaje, interrupciones momentáneas y distorsiones armónicas. La clasificación de la IEC e IEEE de la calidad de energía incluye pérdidas de balance como una fuente de disturbio, los otros contribuidores a una pobre calidad de energía son los armónicos y potencia reactiva [1]. La categorización de los fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia del estándar IEEE 1159-2009 se muestra en la Tabla 1.

TABLA 1. Caracterización de fenómenos electromagnéticos del sistema de potencia

Categorías	Duración típica	Magnitud de voltaje típica
1.0 Transientes	< 50 ns	
1.1 Impulsivo		
1.1.1 Nanosegundo	50 ns-1 ms	
1.1.2 Microsegundo	> 1 ms	
1.1.3 Milisegundo	0.3-50 ms	
1.2 Oscilatorio	20 µs	
1.2.1 Baja frecuencia	5 µs	0-4 p. u.
1.2.2 Media frecuencia		0-8 p. u.
1.2.3 Alta frecuencia		0-4 p. u.
2.0 Variaciones de corta duración		
2.1 Instantáneos		
2.1.1 Interrupción		

Categorías	Duración típica	Magnitud de voltaje típica
2.1.2 Sag (Caída)		
2.1.3 Swell (Aumento)		
2.2 Momentáneo	0.5-30 ciclos	< 0.1 p. u.
2.2.1 Interrupción	0.5-30 ciclos	0.1-0.9 p. u.
2.2.2 Sag (Caída)	0.5-30 ciclos	1.1-1.8 p. u.
2.2.3 Swell (Aumento)		
2.3 Temporal	30 ciclos-3 s	< 0.1 p. u
2.3.1 Interrupción	30 ciclos-3 s	0.1-0.9 p. u.
2.3.2 Sag (Caída)	30 ciclos-3 s	1.1-1.4 p. u.
2.3.3 Swell (Aumento)		
	3 s-1 min	< 0.1 p. u.
	3 s-1 min	0.1-0.9 p. u.
	3 s-1 min	
		1.1-1.2 p. u.
3.0 Variaciones de larga duración		
3.1 Interrupción sostenida	> 1 min	0.0 p. u.
3.2 Subtensiones	> 1 min	0.8-0.9 p. u.
3.3 Sobretensiones	> 1 min	1.1-1.2 p. u.
4.0 Voltaje desbalanceado	Estado estacionario	0.5-2 %
5.0 Distorsión de forma de onda	Estado estacionario	
5.1 *Offset* DC	Estado estacionario	0-0.1 %
5.2 Armónicos	Estado estacionario	0-20 %
5.3 Interarmónicos	Estado estacionario	0-2 %
5.4 Notching (Muescas)	Estado estacionario	
5.5 Ruido		0-1 %
6.0 Fluctuaciones de voltaje	Intermitente	0.1-7 % 0.2-2 Pst
7.0 Variaciones en frecuencia	< 10 s	

c. Caracterización de los fenómenos electromagnéticos

La IEC clasifica los fenómenos electromagnéticos de la siguiente forma:

Transientes

- Impulsivos: un transiente impulsivo es un repentino cambio en el estado estable de la señal de voltaje o corriente en donde el incremento es de polaridad singular, el cual se caracteriza por el incremento abrupto a una tasa de decaimiento muy alta, en el orden de los microsegundos [2].
- Oscilatorios: un transiente oscilatorio es un repentino cambio en el estado estable de la señal de voltaje o corriente en donde el incremento es en ambas polaridades. Se caracteriza principalmente por su contenido espectral, duración y magnitud [2].

Variaciones de larga duración

Este tipo de fenómenos se caracterizan por tener una duración mayor a 1 minuto, lo que en un sistema de potencia es de mucha duración. Estos fenómenos ocurren principalmente por la energización de una carga pesada o la acción de conmutación en el sistema. Según la IEC [13], se definen como:

- Sobretensión: es un incremento en la señal de voltaje rms mayor al 110 % de la señal deseada a la frecuencia fundamental con duración mayor a 1 minuto. Se puede generar por la desconexión de una carga pesada o la energización de un banco de capacitores [19].
- Subtensión: es un decremento en la señal de voltaje rms menor al 90 % de la señal deseada a la frecuencia fundamental con duración mayor a 1 minuto. Sus causas son exactamente opuestas a los de una sobretensión.
- Interrupciones sostenidas: se considera interrupción prolongada cuando la alimentación se ha vuelto cero por un periodo mayor a 1 minuto según IEEE, pero la IEC cataloga este fenómeno cuando la duración es mayor a 3 min [2].

Variaciones de corta duración

Las variaciones de corta duración abarcan la categoría IEC de caídas de tensión e interrupciones cortas. De acuerdo a la clasificación IEEE-1159, existen tres tipos de eventos de corta duración que son las variaciones instantáneas, momentáneas o temporales [19].

- Interrupciones de corta duración: una interrupción ocurre cuando el suministro de voltaje o corriente de carga disminuye a menos de 0.1 p. u. por un periodo de tiempo que no excede 1 minuto. Las interrupciones pueden ser resultado de fallas en el sistema de potencia, fallas en equipos, mal control, etc. [4].
- Aumentos de voltaje (Voltage Swell): se define como el incremento del voltaje rms entre el rango de 1.1-1.8 p. u. a la frecuencia fundamental con duraciones de 0.5 ciclos a 1 minuto.

- Caídas de tensión (Voltage Sag): una caída de tensión es una reducción del voltaje eficaz entre 0.1 a 0.9 p. u. con una duración entre 0.5 ciclos a 1 minuto [4,19].

Armónicos

Un armónico en un sistema de potencia se define como el componente de frecuencia de una onda periódica, el cual su frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental. En los sistemas de potencia, la frecuencia fundamental puede ser 50 Hz o 60 Hz [6]. En la práctica, se define 2 tipos de armónicos:

- Interarmónicos: son los armónicos que se forman a frecuencia mayor a la frecuencia fundamental, pero el orden es no entero.
- Subármonicos: son los armónicos que se forman a frecuencia menor a la frecuencia fundamental, pero el orden es no entero.

d. Fuentes de armónicos

En la práctica, las fuentes de armónicos son extremadamente variadas. Desde cargas de 1 kVA hasta de 1 MVA. Desde tiristores usados para la conmutación o los bancos de capacitores que se utilizan para la corrección del factor de potencia hasta máquinas de soldar y transformadores trabajando en saturación, eso es por nombrar algunas, pero, en realidad, hay muchos otros dispositivos y cargas que alteran la forma de onda del sistema.

Muchos de estos dispositivos están hechos a base de componentes electrónicos. Generalmente, cualquier dispositivo que requiera de algún tipo de rectificación o el uso de inversores genera armónicos debido a todos los componentes electrónicos que componen el circuito. Se sabe que la mayoría de componentes electrónicos tienen un comportamiento no lineal.

Transformadores

El transformador es quizás el componente más utilizado en un sistema de potencia, por lo tanto, vale la pena considerar el efecto que tiene cuando no opera en condiciones óptimas. Generalmente, hay dos posibles escenarios: cuando el voltaje es mayor a la nominal o la potencia es mayor a la nominal.

Un fenómeno particular de los transformadores es que cuando llegan a desenergizarse, ya sea porque hay baja demanda, siempre hay un flujo magnético remanente en el núcleo, el cual es muy difícil de deshacerse. Este flujo se queda almacenado en el núcleo, lo cual se refleja como un pequeño voltaje. El efecto negativo es que cuando el transformador es energizado de nuevo, ya tiene un flujo por lo tanto lo voltajes tienden a incrementar significativamente, de tal forma que el núcleo se satura y ocasiona el mismo efecto mencionado antes. Este efecto, según la capacidad nominal del transformador, suele durar de unas fracciones de segundo a segundos enteros [7].

Reactores controlados por tiristores

Los compensadores de potencia reactiva son una gran fuente de armónicos. Un elemento

fundamental de estos reactores es el tiristor, el cual se puede instalar de diferentes formas dependiendo de la aplicación y las necesidades del sistema. Y según sea la instalación, así será el tipo de armónico. Todas las configuraciones insertan distorsión a la forma de onda. Este tipo de configuraciones es esencial para la conmutación del reactor en tiempos de necesidad [7].

Hornos de arco eléctrico

Este tipo de hornos son altamente utilizados a nivel industrial. Se usan bastante para el proceso de fundición de algún material de interés. Este tipo de dispositivo genera cantidades substanciales de armónicos, debido al proceso de ignición. El proceso de ignición de estos dispositivos se caracteriza por usar componentes en los cuales la curva característica es no lineal. Además, que durante el proceso de fundición los efectos electromagnéticos empiezan a tomar forma [7].

d. Impacto de armónicos en los sistemas

El impacto en los sistemas de potencia se ve reflejado en los equipos que los componen y demás elementos. Ya sea en el funcionamiento, en el tiempo de vida, en sobrecalentamientos e, inclusive, en el deterioro total del componente. Algunos de los más comunes son los bancos de capacitores, transformadores, motores y generadores, equipo de protección. Y tomando el caso de una central fotovoltaica como fuente de armónico principal, y el impacto que generan en sí al sistema.

Transformadores

El transformador es el elemento constructor de los sistemas de potencia, junto con otros diversos elementos. Su comportamiento lineal es bastante predecible, hay diversos modelos para comprender el funcionamiento. Claro, el transformador tiene una curva característica no lineal, por lo tanto, es razonable considerar los efectos del mismo cuando opera de una forma no lineal [1].

Los efectos que se presentan en los transformadores son bastante notorios y fáciles de razonar. Generalmente, cuando hay un alto contenido armónico en el sistema, los transformadores tienden a sobrecalentarse y a reducir su eficiencia. El embobinado del núcleo se degrada de forma prematura debido al sobrecalentamiento y acorta la vida útil del transformador. También cuando hay muchos armónicos en la señal, se producen pérdidas en el núcleo y el cobre, debido al efecto Joule y las consideraciones del diseño del mismo. Finalmente, cuando hay demasiados armónicos, el núcleo empieza a vibrar y produce sonidos a alta frecuencia, debido a la vibración [2].

Entra en acción también el efecto de histéresis y corrientes de Eddy en el núcleo. Esto ocasiona pérdidas en el cobre y núcleo del transformador que están fuera de consideración. Estas pérdidas representan aproximadamente un 10 % a plena carga.

Banco de capacitores

Los bancos de capacitores también son componentes esenciales en los sistemas de potencia. Ayudan a corregir el factor de potencia

para un mejor rendimiento. Estos capacitores suelen ser de muy alta capacidad en términos de voltaje, y tienen una curva de carga bastante característica.

La presencia de armónicos en el sistema y en los bancos de capacitores afecta considerablemente el comportamiento del equipo. A un nivel macro y a largo plazo, se va perdiendo la capacidad dieléctrica del capacitor; hay cambios de temperatura que afectan la vida útil.

De igual forma, cuando hay armónicos, los capacitores pueden llegar a tener resonancia serie o paralela, lo que ocasiona sobre tensiones y corrientes altas, alterando el sistema en sí, hasta llegar a un punto de destrucción del capacitor [8].

Lo que sucede para que un banco de capacitores no funcione de la forma correcta es también el tipo de resonancia. Lo que sucede con las resonancias es que la reactancia inductiva y la reactancia capacitiva se igualan hasta llegar a una frecuencia armónica de resonancia.

Cuando hay resonancia paralela, el banco de capacitores ofrece una impedancia en terminales muy alta a la frecuencia de resonancia, lo cual incrementa los armónicos de voltaje y corriente. Cuando hay resonancia serie, resulta en corrientes altas y los armónicos de voltaje de baja amplitud. Estos son efectos catastróficos para el banco de capacitores, ya que no opera a los valores nominales y podría llegar a dañar el equipo permanentemente, generando un impacto económico considerable.

Motores y generadores

El impacto en los motores es bastante fácil de determinar, ya que hay considerables efectos físicos que altera el funcionamiento del motor. Cuando hay armónicos en las terminales de un motor, suele haber flujo armónico dentro del motor, esto ocasiona que el motor rote a una frecuencia diferente, lo que induce corrientes altas en el rotor. En consecuencia, ocasiona pérdidas adicionales, sobre calentamiento, vibraciones mecánicas y ruidos característicos que indican una grave distorsión armónica [8].

Con respecto a los generadores, hay efectos similares. Cuando hay armónicos presentes en las terminales en el estator, se inducen corrientes y armónicos que van en secuencia negativa al sistema, lo que ocasiona pérdidas en estator y rotor, afecta el torque en la máquina. Experimentalmente se ha visto que los armónicos de orden 5, 11, 17 y 23 son los más significativos. Tienen el efecto de cancelar mutuamente con el torque a frecuencia fundamental [8].

Equipo de protección

En muchos de los casos, los equipos de protección vienen diseñados para ciertos valores de tensión y sobretensión (expresados en porcentaje) que permiten el buen funcionamiento del sistema. Los armónicos ya van incluidos en ellos, cada uno tiene su nivel de sensibilidad y velocidad de conmutación en caso que uno de ellos se active.

El efecto que tienen los armónicos con respectos a los sistemas de protección es que,

a medida que el relay va operando y con los armónicos presentes, va perdiendo sensibilidad antes ellos, por lo tanto, con el tiempo y el degrade, el relay deja de funcionar correctamente. De igual forma, si se usa un relay digital, el incremento en las señales de voltaje y corriente agrega error a la señal y baja la eficiencia del equipo [7].

Sistemas fotovoltaicos

La introducción de los sistemas fotovoltaicos en baja tensión a la red de distribución ha incrementado en los últimos años, ya que ofrece una alternativa a una energía limpia y segura. Estas unidades siempre están acompañadas de dispositivos de acondicionamiento de señal debido a la naturaleza de la forma de onda obtenida, lo cuales inyectan armónicos al sistema.

Hay que tomar en consideración que los equipos, ya sea estén en un sistema aislado o en un sistema abierto, el tipo de inversor es diferente. Todos los inversores inyectan armónicos, pero todo depende de qué tipo de inversor se esté utilizando en el sistema. Si se desea tener un sistema aislado, se utiliza un inversor de tipo aislado. Si se desea usar un inversor para sistema abierto, se usa un inversor de tipo *grid-on*. Este último es característico porque va en sincronía con la red de distribución, de tal forma que puede inyectar potencia y disminuyendo las pérdidas al máximo con respecto a la transmisión [9].

IV. INDICADORES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA

La tasa de distorsión armónica es el indicador que se utiliza con frecuencia para definir el impacto o nivel de corrientes o voltajes armónicas de una señal.

a. Distorsión armónica total

La norma IEEE 519-2014 define la distorsión armónica total (THD) como la relación de la raíz media cuadrática del contenido armónico, teniendo en cuenta los componentes armónicos hasta el orden 50 y excluyendo específicamente los interarmónicos, expresada como un porcentaje de la fundamental. Se define para el voltaje y corriente en (1) y (2) respectivamente, donde h es el armónico con su magnitud de voltaje y corriente asociado [11].

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad (1)$$

$$THD_I \quad \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (2)$$

Un segundo indicador importante y utilizado como referencia en las normativas IEEE, entre otras, es la distorsión total de demanda (TDD) que básicamente se define de igual manera que el THD con la leve diferencia que este indicador se basa en la corriente máxima de demanda. Es utilizada para analizar la distorsión armónica de corriente en condiciones de plena carga, se define como (3), donde IL es la máxima corriente de demanda.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \quad (3)$$

Los indicadores de armónicos se miden mediante analizadores digitales y técnicas de procesamiento digital de la señal. Con base en los valores digitales, se implementa el algoritmo de la Transformada Rápida de Fourier (FFT) que calcula la amplitud y las fases de los armónicos sobre un gran número de ventanas de observación temporales [23].

V. NORMATIVA IEEE DE LÍMITES Y CONTROL DE ARMÓNICOS

La normativa IEEE STD 519-2014 «Recommended practice and requirements for harmonic control in electrical power systems» se enfoca en la calidad de energía que va ser proporcionada en un punto de acoplamiento común (PCC) en un sistema eléctrico desde el punto de vista de la inyección armónica estableciendo, asimismo, los estándares para el control de armónicos en sistemas eléctricos. Este estándar propone las limitaciones armónicas entre los usuarios finales y las empresas de distribución, donde los usuarios finales tienen la responsabilidad de limitar la inyección de corrientes armónicas, mientras que los operarios de red son principalmente responsables de limitar la distorsión armónica de voltaje en la red de distribución [11].

Las limitaciones de la distorsión armónica de corriente y voltaje para este estándar son analizadas en el punto de acoplamiento común debido a que es el punto en donde comparten la misma red varios usuarios y además permite al operario de red ofrecer servicios de soporte técnico. Esta normativa no puede ser aplicada en piezas de equipos individuales o en ubicaciones dentro de instalaciones del usuario, ya que en la mayoría de los casos, los armónicos de tensión y corriente en estos lugares podrían encontrarse significativamente superiores a los límites recomendados para el punto de acople común, debido a la falta de diversidad, cancelación y otros fenómenos que tienden a reducir los efectos combinados de múltiples fuentes de armónicos a niveles por debajo de la suma algebraica [11]. La norma asigna límites para la inyección de corriente basados en el tamaño de la carga con respecto al tamaño del sistema de potencia, el mismo que está definido por su capacidad de cortocircuito [11]. La relación de cortocircuito (SCR) se define como la proporción de corriente de cortocircuito máximo en el PCC para la máxima demanda de corriente de carga en el PCC. Una relación de cortocircuito alta significa que la carga es relativamente pequeña, caso contrario a cuando se tiene un SCR bajo. Entre mayor sea el SCR, mayor será la distorsión armónica total permisible en el PCC.

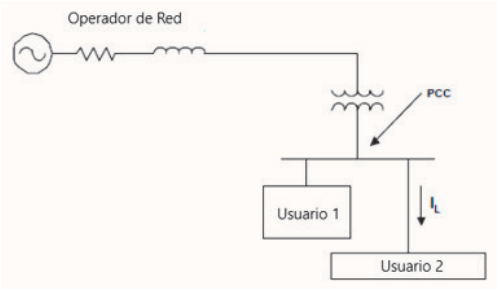


Figura 1. Punto de acoplamiento (PCC) donde se aplican la normativa IEEE STD 519-2014. Adaptado de [23]

a. Medición de armónicos

Los instrumentos de medición utilizados deberían de cumplir con las especificaciones de IEC 61000-4-7 e IEC 61000-4-30. Las mediciones se deben realizar utilizando una ventana con determinada anchura según la frecuencia con la que opera el sistema eléctrico. Además, se debe cumplir con mediciones de determinado tiempo de duración, ya sea de muy corto tiempo o de corto tiempo [11-13].

- Medida del ancho de la ventana: la anchura de la ventana de medición que utilizan los instrumentos de medición digital que emplean la Transformada Discreta de Fourier debería ser de 12 ciclos (aproximadamente 200 ms) para sistemas de potencia de 60 Hz y 10 ciclos para sistemas de potencia de 50 Hz. Con este ancho de ventana, los componentes espectrales estarán disponibles cada 5 Hz [11, 12].
- Mediciones armónicas de muy corto tiempo: los valores de armónicos de muy corto tiempo se evalúan durante un intervalo de 3 segundos basada en 15 ventanas de 12 ciclos consecutivos para sistemas de potencia de 60 Hz y 15 ventanas de 10 ciclos consecutivos para sistemas de potencia de 50 Hz [12].
- Mediciones de armónicos de corto tiempo: los valores de armónicos de corto tiempo se evalúan durante un intervalo de 10 minutos con base en una agregación de 200 valores consecutivos de muy corto tiempo para una componente específica de frecuencia [12].
- Evaluación estadística: los valores de muy corto tiempo y corto tiempo deberían ser acumulados en periodos de un día y una semana, respectivamente. Para mediciones de armónicos de muy corto tiempo, el valor del percentil 99 debe calcularse para cada periodo de 24 horas para la comparación con los límites recomendados. Para mediciones de corto tiempo, los valores del percentil 95 y 99 debe calcularse para cada periodo de 7 días para la comparación con los límites recomendados [11].

b. Límites de tensión armónica recomendada

En el punto de acople común (PCC), los propietarios o los operadores deben limitar los armónicos de tensión de los conductores de línea a neutro de la siguiente manera:

- El percentil 99th diario de valores de muy corto tiempo (3 s) deberían ser menor que 1.5 veces los valores dados en la Tabla 2.
- El percentil 95th semanal de valores de corto tiempo (10 min) deberían ser menor que los valores dados en la Tabla 2.

TABLA 2. Límites de distorsión de tensión

Barra de tensión V en PCC	Armónico individual (%)	Distorsión armónica total THD (%)
V ≤ 1 kV	5.0	8.0
1 kV ≤ V ≤ 69 kV	3.0	5.0
69 kV ≤ V ≤ 161 kV	1.5	2.5
161 kV < V	1.0	1.5[a]

Sistemas de alta tensión pueden tener por encima del 2.0 % del THD, donde la causa es un de HVDC cuyos efectos serían atenuados en puntos de la red donde usuarios futuros tal vez se conecten.

c. Límites de distorsión de corriente para sistemas con valores nominales entre 120 V a 69 kV

Los límites en este estándar se aplican a usuarios conectados, donde la tensión nominal en el punto de acople común (PCC) es 120 V a 69 kV. En el PCC, los usuarios deben limitar sus corrientes armónicas de la siguiente manera:

- El percentil 99th diario de corriente armónicas de muy corto tiempo (3 s) deberían ser menor que 2.0 veces los valores dados en la Tabla 3.
- El percentil 99th semanal de corrientes armónicas de corto tiempo (10min) deberían ser menor que 1.5 veces los valores dados en la Tabla 3.
- El percentil 95th semanal de corrientes armónicas de corto tiempo deberían ser menor que los valores dados en la Tabla 3.

Nota. Las condiciones anteriores se aplican de manera igual a los demás niveles de voltaje, respectivamente.
Nota. Todas las tablas asociadas a los límites de distorsión armónica son tomadas de [11].

TABLA 3. Límites de distorsión de corriente para sistemas de 120 V-69 kV

Corriente máxima de distorsión armónica en porcentaje de I_L Orden de armónico individual (armónico impar) [a, b]						
I_{SC} / I_L	3 ≤ h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h < 50	TDD
< 20[c]	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1k	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1k	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

[a] Los armónicos pares se limitan a 25 % de los límites de los armónicos impares de la Tabla 3.
[b] La distorsión de corriente que resulta en un *offset* de dc, e. g., Los conversores de media onda no están permitidos.
[c] Todos los equipos de generación de energía se limitan a estos valores de distorsión de corriente, independientemente del actual ISC/IL. Donde:
ISC = Máxima corriente de corto circuito en el punto de acople común (PCC).
IL = Máxima corriente de carga demandada (componente de la frecuencia fundamental) en el punto de acople común (PCC) bajo condiciones de operación con carga normal.

Nota. Las condiciones a, b, c se aplican de manera igual en los demás niveles de voltaje, respectivamente.

d. Límites de distorsión de corriente para sistemas con valores nominales entre 69 V a 161 kV

TABLA 4. Límites de distorsión de corriente para sistemas de 69 kV-161 kV

Corriente máxima de distorsión armónica en porcentaje de IL Orden de armónico individual (armónico impar) a, b						
I_{SC} / I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
< 20[c]	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20 < 50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50 < 100	5.0	2.25	2.0	0.8	0.35	6.0
100 < 1k	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
> 1k	7.5	3.5	3	1.25	7.5	10.0

e. Límites de distorsión de corriente para sistemas con valores nominales mayores a 161 kV

TABLA 5. Límites de distorsión de corriente para sistemas de 69 kV-161 kV

Corriente máxima de distorsión armónica en porcentaje de IL Orden de armónico individual (armónico impar) a, b						
I_{SC} / I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
< 25[c]	1.0	0.5	0.38	0.2	0.10	1.5
25 < 50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.50	1.15	0.45	0.22	3.75

VI. NORMATIVA IEC ARMÓNICOS EN EQUIPOS

Las normas IEC STD 61000 engloba las técnicas y métodos de evaluación y medición de los diferentes parámetros de la calidad de energía eléctrica, características del ambiente en donde operaran los equipos, niveles permisibles de emisión armónica de los equipos conectados, instalación y formas de mitigación. El periodo mínimo de evaluación según esta norma deberá ser de una semana [12, 13].

Las normas IEC 61000-3-2 definen los límites de emisión de distorsión armónica de corriente para los equipos y sistemas monofásicos o trifásicos de hasta 16A por fase y equipos mayores a 16A por fase. Estos estándares se enfocan en la limitación de emisión armóni-

ca para los equipos conectados a la red de baja tensión. Además, los fabricantes de dichos equipos deben de certificarse de tal forma que cumplan con la normativa antes mencionada. La clasificación de los equipos, según la IEC 61000-3-2, se muestra en la Tabla 6.

TABLA 6. Clasificación de equipos, IEC 61000-3-2

Categoría	Especificaciones
Clase A	Equipos trifásicos equilibrados, equipos monofásicos no incluidos en las categorías B, C y D.
Clase B	Herramientas de potencia portátiles.
Clase C	Equipos de iluminación de más de 25W, incluyendo dispositivos de atenuación (Dimmer).
Clase D	Equipos monofásicos, sin motor, con consumo de potencia menor a 600W y equipos con forma de onda especial.

La máxima corriente armónica permisible para las clases A, B, C y D es determinada con la medida de amperaje real tomada en la entrada de corriente del equipo [14]. Los límites de corrientes armónicas individuales permisibles según la IEC 61000-3-2 para los equipos de clase A, B, C y D se muestran en las Tablas 7. Cabe destacar que estos valores son para los armónicos individuales de corriente.

TABLA 7. Límites de corrientes armónicas para equipos clases A, B, C y D, IEC 61000-3-2

Armónico orden impar h	Máximo valor de corriente permitido (A) Clase A	Máximo valor de corriente permitido (A) Clase B	Máximo valor de corriente permitido (%) Clase C	Máximo valor de corriente permitido (A) Clase D	Máximo valor de corriente permitido (mA/W) Clase D
3	2.3	3.45	30*FP del Circuito	2.3	3.4
5	1.14	1.71	10.0	1.14	1.9
7	0.77	1.15	7.0	0.77	1.0
9	0.4	0.6	5.0	0.4	0.5
11	0.33	0.5	3.0	0.33	0.35
13	0.21	0.32	3.0	0.21	0.29
$15 \leq h \leq 39$	2.25/h	(2.25/h) *1.5	3.0	2.25/h	3.86/h
Armónico orden par h					
2	1.08	1.62	2.0	-	-
4	0.43	0.65	-	-	-
6	0.3	0.45	-	-	-
$8 \leq h \leq 40$	1.84/h	(1.84/h) *1.5	-	-	-

VII. TÉCNICAS DE MITIGACIÓN DE ARMÓNICOS

La distorsión de la forma de onda más común es debida a los armónicos. La mitigación de los armónicos puede resultar en la reducción del índice de gastos de capital (CAPEX) del 15 % y una reducción del 10 % del índice de gastos operacionales (OPEX) [18].

a. Técnicas pasivas

- Filtros armónicos: uno de los métodos más comunes de controlar la distorsión armónica es realizar una conexión en derivación de filtros armónicos pasivos cerca de las cargas productoras de armónicos. El objetivo de los filtros armónicos es derivar parte de la corriente de carga hacia el filtro, debido a que ellos poseen la capacidad de reducir las corrientes armónicas que fluyen en el sistema de potencia desde la fuente y, por lo tanto, reducen la distorsión armónica en el voltaje del sistema.
- Filtros pasivos: los filtros pasivos consisten en elementos como inductores, capacitores y resistores para el propósito de filtrado, estos también se conocen como filtros de línea de potencia porque son conectados en serie con el sistema de distribución de potencia para presentar una impedancia baja (Z) ante armónicos particulares, tal que esas distorsiones armónicas sean desviadas de su camino normal y pasen a través del filtro. De igual forma, son modificados para presentar alta impedancia frente a otros armónicos particulares para atenuarlos, y así evitar que afecten el circuito. Las modificaciones dependen del filtro, de la configuración y el diseño.
- Rectificadores: cuando se busca reducir la distorsión armónica, que ha sido resultado de unidades de frecuencia variables como caso particular, aunque puede ser extendido a otros casos, entre las opciones se encuentran los rectificadores con un pulso mayor a 6, entendiendo como pulsos a la cantidad de diodos que serán distribuidos equitativamente entre las fases del sistema trifásico, pudiendo formar arreglos de rectificadores con pulsos en números múltiplos de 6, los cuales se conectan a la red a través de un transformador. Mientras que un rectificador de 6 pulsos producirá aproximadamente una corriente con un THD del 25 %, se disminuye a 12 % en uno de 12 pulsos y a 5 % en un rectificador de 18 pulsos [4].
- Reactores de línea AC: los reactores de líneas AC son conformados a partir de una bobina, la cual intenta suprimir los cambios abruptos de corriente, se conectan en serie con la línea de potencia AC, la cual junto con los estranguladores de corriente DC (DC link chokes) ayuda a suavizar el flujo de corriente hacia la carga. Los picos en la corriente de línea son reducidos, esto hace que la corriente se más sinusoidal, bajando el nivel armónico THD en alrededor del 35 % cuando se utiliza un reactor del tamaño adecuado [4]. Este efecto es además beneficioso para el filtro DC formado por capacitores, ya que el rizo de la corriente es reducido. Los capacitores pueden ser pequeños,

así funciona a una menor temperatura y tiende a tener una vida útil mayor. Es una forma económica de realizar el aumento de la impedancia relativa de una carga individual vista desde la fuente. La mitigación de armónicos que este dispositivo realiza es función de la carga misma [17].

b. Técnicas activas

Cuando se usan técnicas activas de reducción de armónicos, la mejora en la calidad de energía proviene de inyectar una corriente o voltaje igual, pero opuesto a la distorsión dentro de la red, cancelando la distorsión original [16]. Normalmente, para inyectar la corriente con la forma de onda deseada se utiliza los filtros armónicos activos (AHFs) en conjunto con conversores IGBT. En su diseño se usan dos métodos:

- Se calcula la FFT de la forma de onda y se calcula la amplitud y fase de cada armónico, luego el dispositivo producirá una corriente de igual magnitud y fase opuesta.
- La forma de onda completa es usada por el controlador del filtro, el cual elimina el componente de frecuencia fundamental y acciona al filtro para inyectar lo inverso de la forma de onda restante.

c. Técnicas híbridas

Las técnicas híbridas se refieren al uso de filtros pasivos y activos. Las topologías de filtros armónicos híbridos (HHF) han sido desarrolladas para resolver los problemas de potencia reactiva y corrientes armónicas, así como para evitar las resonancias que podrían ocurrir en las topologías activas y pasivas. Debido al costo de los filtros activos por sí mismos, se utilizan en una combinación de filtros pasivos de bajo coste, la cual retiene las ventajas de los filtros activos [18]. Hay diferentes configuraciones, entre combinaciones de serie y derivación.

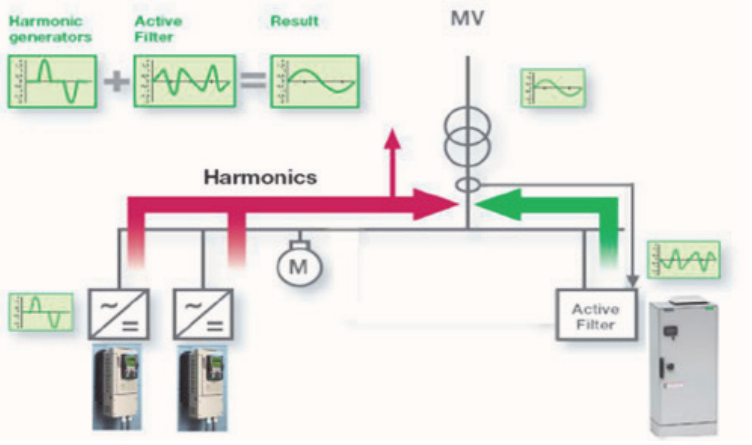


Figura 2. Esquema de incorporación de filtro a la red. Adaptado de [23]

VIII. CASO DE ESTUDIO: CARGAS NO LINEALES

El modelo de un sistema eléctrico que contiene cargas no lineales monofásicas se muestra en la Figura 3. Se modela una fuente de alimentación trifásica de 11 kV, 30 MVA, 60 Hz que podría representar una subestación. Se conecta hacia un transformador de 11 kV/0.4 kV, 1 MVA con conexión delta/estrella que luego alimentará una carga de 100 kW resistiva y tres rectificadores monofásicos con su respectivo filtro. Se simulan perturbaciones de voltaje con armónicos triples causados por rectificadores monofásicos con filtro en cada fase que podrían representar un sistema conversor conectado a la red, con una carga resistiva de 10 y su filtro capacitivo de 500. La potencia activa y reactiva de la carga no lineal se ajusta a 16 kW y 30 kVAR respectivamente de acuerdo a las especificaciones anteriores [21, 22].

Se conectan los medidores y osciloscopios en el lado de alto voltaje (11 kV) y en el lado de bajo voltaje (0.4 kV) para observar el efecto de las cargas no lineales sobre el comportamiento del voltaje y la corriente. Se espera en correlación con la teoría que las cargas no lineales inyecten armónicos al sistema causando una distorsión armónica impar con armónicos de secuencia cero de tercer orden, que es una característica única de los armónicos triples generados por cargas no lineales monofásicas [21].

De acuerdo al estándar IEC 61000-4-7, las mediciones se deben realizar para una ventana de 12 ciclos y hasta un espectro de 2000 Hz para poder analizar el contenido armónico.

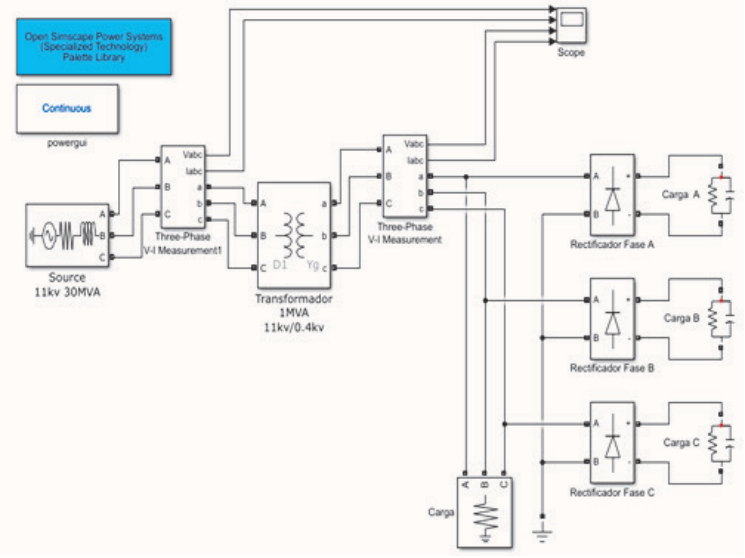


Figura 3. Modelo de Sistema Eléctrico con Cargas No Lineales Monofásicas en Simulink.

IX. SIMULACIÓN Y PROCESAMIENTO DIGITAL

a. Distorsión armónica

En la Figura 4 se puede apreciar la distorsión armónica en la forma de onda del voltaje por las cargas no lineales, y es notable que en el lado de baja tensión se obtiene un THD mayor y en el lado de alta tensión un THD menor debido a que el transformador suprime los armónicos generados, pero siempre quedan componentes espectrales residuales, que en realidad no son de interés y no afectan en gran magnitud al sistema [4].

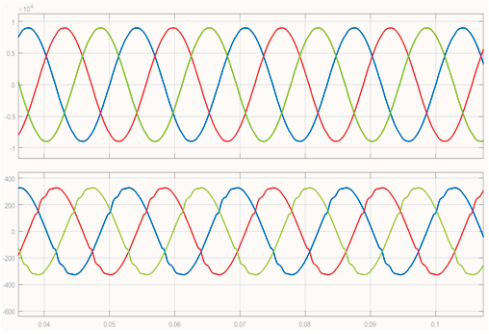


Figura 4. Distorsión armónica de la forma de onda del voltaje en AT y BT.

En la Figura 5 se muestra la forma de onda de la corriente en el lado de alta y baja tensión. La distorsión armónica es mayor en la forma de onda de la corriente, y esto depen de de las impedancias. Notamos que la distorsión armónica afecta significativamente la forma de onda de la corriente generando un THD mayor en ambos niveles del sistema.

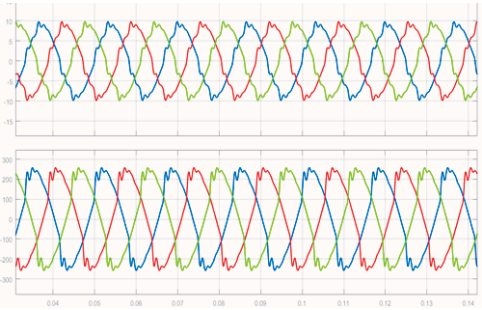


Figura 5. Distorsión de la forma de tamiento de la distorsión armónica en el espectro de la frecuencia y, asimismo, con asistencia del software determinar el THD de cada señal.

Las Figuras 6 y 7 muestran las gráficas de la transformada rápida de Fourier de las señales de voltaje y corriente en ambos niveles, la Tabla 8 muestra la de THD correspondiente a cada señal. En el análisis de la FFT de las señales, se indican los armónicos generados, en donde los armónicos de mayor impacto son los impares (3, 5, 7…). Cabe destacar que los armónicos pares contribuyen de manera mínima a la distorsión armónica y no generan un impacto significativo en la señal.

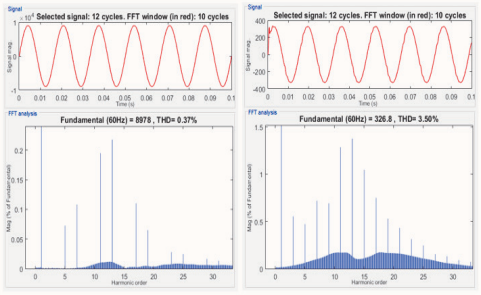


Figura 6. Análisis de la distorsión armónica en la forma de onda del voltaje para una fase. (a) alta tensión (b) baja tensión.

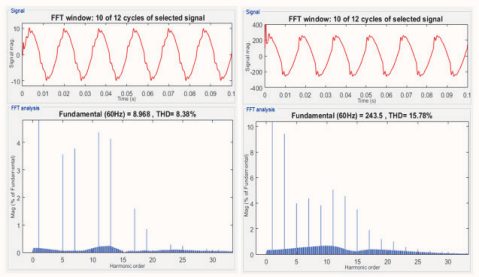


Figura 7. Análisis de la distorsión armónica en la forma de onda de la corriente para una fase. (a) alta tensión (b) baja tensión.

TABLA 8. Datos de THD de las señales

Distorsión armónica total en las señales de voltaje y corriente			
THD Voltaje alta tensión	THD Voltaje Baja tensión	THD Corriente baja tensión	THD Corriente baja tensión
0.37 %	3.50 %	8.38 %	15.78 %

En vista que el THD de la señal de corriente en el lado de baja tensión tiene un valor comprendido entre el 10-50 % indica una distorsión armónica significativa [23]. Lo cual existe un riesgo de que aumente la temperatura, se dañen los conductores, fuentes, los equipos asociados a la red y a su vez que se inyecten armónicos a la red pública. El THD de la señal es relativamente alta y podría reducirse considerablemente si se implementa un filtro digital para eliminar los armónicos generados por la carga no lineal.

b. Prueba de cortocircuito & SCR

Para conocer el valor aceptable de la distorsión armónica total, o bien, la distorsión armónica total de demanda en el punto de acople, es necesario realizar una prueba de cortocircuito para poder conocer la corriente máxima de cortocircuito y así mismo, obtener el SCR del sistema, ya que la normativa IEEE basa su normativa de los límites de corrientes armónicas en base al TDD en función del SCR en el PCC.

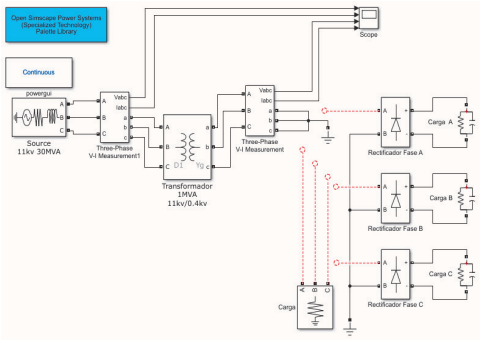


Figura 8. Prueba de cortocircuito.

El SCR se define como (4) donde es la máxima corriente de corto circuito e es la máxima corriente de demanda.

$$SCR = \frac{I_{SC}}{I_L} \tag{4}$$

Los resultados indican que el SCR es de 43.32 entonces utilizando la Tabla 3 como referencia, el TDD en el punto de acople debería ser menor al 8 %. Considerando que la distorsión armónica total excede considerablemente los límites permitidos, se debe procede a realizar una evaluación del sistema e implementar una técnica de mitigación que en este caso será un filtro digital.

$$i(t)=243.5 \sin (120\pi t+0.599)+22.94 \sin (360\pi t+0.182)+9.7 \sin (600\pi t+0.508)+10.64 \sin (840\pi t+0.424)+9.3 \sin (1080\pi t+0.593)+12.25 \sin (1320\pi t+0.293)+11.08 \sin (1560\pi t-0.194)+8.57 \sin (1800\pi t-0.614)+4.6 \sin (2040\pi t-1.035)+2.9 \sin (2280\pi t-0.826)+2.41 \sin (2520\pi t-1.005)+1.41 \sin (2760\pi t-1.058)+-\sin (3000\pi t-1.080)+0.66 \sin (3240\pi t-0.864)+0.44 \sin (3480\pi t-1.035)+0.27 \sin (3720\pi t-0.48)+0.1 \sin (3960\pi t-0.46) \quad (6$$

c. Muestreo de la señal

Se pretende presentar un modelado del procesamiento digital de las señales distorsionadas para mejorar el THD de las señales y así mismo el del sistema como tal. Para este modelado en MATLAB, se toma como referencia la señal de corriente en el lado de baja tensión porque es la que tiene un mayor THD, cabe destacar que el proceso seria el mismo para cualquier otra señal.

Se analizan los datos obtenidos de la FFT para poder determinar los armónicos que tienen mayor impacto en la señal y así mismo poder construir la señal en función del tiempo. Cabe destacar que es una aproximación la que se está realizando y que la forma de onda no será idéntica a la obtenida en la Figura 5, esto debido a que se descartan algunas componentes espectrales que tienen bajo impacto en la distorsión. La Tabla 9 muestra los datos de la señal de corriente en baja tensión y armónicos impares que tienen mayor contribución a la distorsión armónica.

TABLA 9. Datos de la señal de corriente en baja tensión

Datos de la señal de corriente en baja tensión					
Armónicos	Magnitud (%)	Frecuencia	Amplitud	Ángulo grados	Ángulo radianes
Funda-mental	100	60	243.50	34.3	0.599
H3	9.42	180	22.94	10.4	0.182
H5	3.98	300	9.69	29.1	0.508
H7	4.37	420	10.64	24.3	0.424
H9	3.82	540	9.30	34	0.593
H11	5.03	660	12.25	16.8	0.293
H13	4.55	780	11.08		-0.194
H15	3.52	900	8.57		-0.614
H17	1.89		4.60		-1.035
H19	1.19		2.90		-0.826
H21	0.99		2.41		-1.005
H23	0.58		1.41		-1.058
H25	0.41		1.00		-1.080
H27	0.27		0.66		-0.864
H29	0.18		0.44		-1.035
H31	0.11		0.27		-0.480
H33	0.04		0.10		-0.459

Con los datos de la Tabla 9, se obtiene la ecuación (6) que representa la corriente en función del tiempo, o bien, la corriente instantánea en el lado de baja tensión a partir de la ecuación (5).

$$i(t) = \sum_{h=1}^{\infty} I_h \sin(h\omega_0 + \theta_h) \qquad (5)$$

Donde: h está relacionado al número de armónico, es el valor de corriente del armónico y es el desplazamiento angular del armónico.

La frecuencia fundamental de la señal es de 60 Hz, la frecuencia de muestreo debe cumplir con el teorema de nyquist-shannon para poder muestrear la señal de la ecuación (6) de manera adecuada y proceder con el filtrado digital [10].

La Figura 9 es un muestreo de la señal de corriente con distorsión armónica obtenida del modelado en Simulink. Esta señal tiene un THD de 14.15 %, la forma de onda no es completamente igual a la que se observa en la Figura 5 debido a que se tomó en consideración únicamente los armónicos impares, obviando los inter armónicos, además se aproximaron algunas cifras decimales y es por eso que existe una leve diferencia con respecto al THD obtenido. Cabe destacar que el cálculo del THD se realiza mediante el comando de MATLAB «THD (señal, frecuencia de muestreo, numero de armónicos)». Además, similarmente a la transformada rápida de Fourier, se muestra la gráfica de la amplitud espectral de la señal y se pueden apreciar las componentes espectrales que están generando distorsión en la señal de corriente.

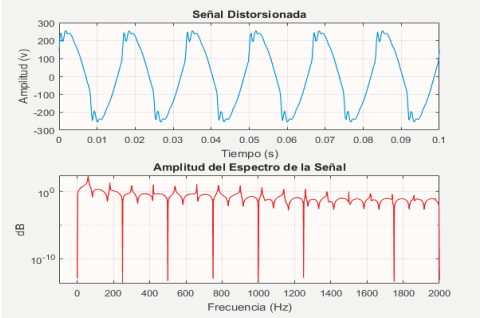


Figura 9. Señal de corriente con distorsión armónica.

d. Diseño del filtro digital

En la actualidad, los filtros digitales se programan o incorporan en microprocesadores u otras placas programables para realizar el procesamiento de las señales [20]. Los equipos de detección y filtrado de marcas de renombre utilizan filtros digitales y procesamiento digital para mejorar el THD. Se propone diseñar un filtro digital en MATLAB para poder filtrar todas las componentes espectrales que generan distorsión armónica en la señal de corriente adquirida anteriormente y mejorar el THD.

El filtro digital diseñado tiene como propósito principal, eliminar las componentes espectrales que están afectando la señal de corriente. Utilizando la herramienta FDATOOL de MATLAB se diseña el filtro digital de tipo FIR basado en ventana Hamming pasa bajas de orden 50 con frecuencia de corte de 200 Hz. Esta herramienta entrega los coeficientes del filtro digital que luego se convolucionan con la señal distorsionada para lograr el filtrado que se desea.

La elección de un filtro de tipo FIR se debe a que tiene mayor estabilidad y tiene una

controlabilidad más fácil y, además, se ajusta a las necesidades planteadas. Aunque en la actualidad los dispositivos electrónicos de filtrado digital por lo general utilizan filtros de tipo IIR debido a un menor consumo de recursos de la placa y tienen una mayor eficiencia computacional, pero su controlabilidad es más difícil. [10,20]. Se elige un filtro con ventana Hamming debido a que es uno de los filtros más potentes a la hora de utilizarlos pues posee una respuesta en frecuencia aproximadamente rectangular, lo que brinda un corte limpio en las frecuencias deseadas, sin embargo, cuando los componentes espectrales deseados se encuentran distribuidos sobre un amplio intervalo de frecuencias tiende a ser drástico, eliminándolos junto con el ruido. Además, posee un menor rizado que las demás ventanas.

La Figura 10 muestra los parámetros y especificaciones del filtro digital que se propone para mejorar el THD de la señal. Además, se puede observar la respuesta en frecuencia del filtro diseñado, en donde se indica la atenuación en dB de las componentes espectrales no deseadas, con una frecuencia de corte de 200 Hz.

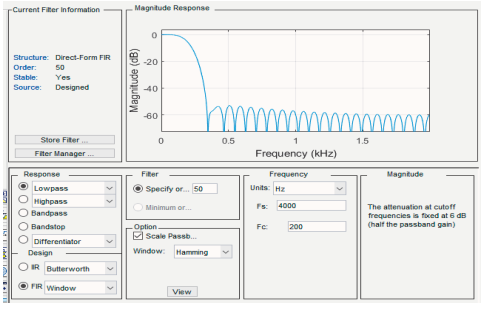


Figura 10. Diseño del filtro digital de tipo FIR basado en la ventana Hamming pasa bajas en MATLAB.

Implementando el filtro digital, la Figura 11 muestra los resultados obtenidos, en donde se refleja el filtrado de los componentes espectrales que estaban generando distorsión armónica en la señal de corriente y así mismo, se logró mejorar el THD de la señal a un 5.9 77%. Al tomar una frecuencia de corte más cercano a la frecuencia fundamental como 120 Hz, es posible que el THD disminuya aún más, logrando mejores resultados, pero el THD obtenido es considerablemente bueno ya que es menor al 8 % recomendado. Aunque en general un THD menor al 10 % es normal para las señales de corriente.

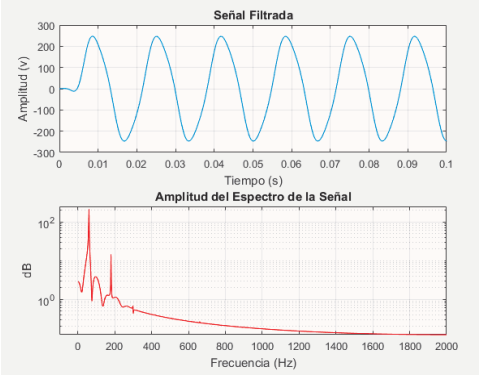


Figura 11. Señal de corriente filtrada por medio de filtro digital

X. CONCLUSIONES

A lo largo de la investigación, se hace hincapié en el impacto que los armónicos tienen sobre una red eléctrica y sus fuentes primarias. Considerando el caso de estudio, podemos concluir que las cargas no lineales son fuentes primarias de armónicos en una red eléctrica, el impacto es negativo y se ve

reflejado en los indicadores de distorsión armónica como el THD o TDD. De igual forma, los resultados de la simulación en efecto muestran un aumento considerable en el THD de la señal.

Las cargas no lineales como inversores, conversores, rectificadores y hornos de arco eléctrico son fuentes primarias de armónicos que afectan tanto al operador de red como al usuario, ya sea a nivel residencial o industrial. Ya que las cargas no lineales son numerosas en los hogares e industrias, el impacto unitario es bajo, pero si se considera el impacto en masa al sistema, se puede demostrar que es significativo.

Los limites que la normativa recomienda está basada en una responsabilidad mutua entre los operadores de red y los usuarios, ya que los usuarios (la mayoría) son los mayores generadores de corrientes armónicas, lo que ocasiona que se produzcan voltajes armónicos que afectan al operador de red y los demás usuarios, lo que convierte al sistema en un bucle de armónicos.

En esta investigación se estudió este caso particular que incide en la calidad de energía, pero existen diferentes fenómenos electromagnéticos clasificados por IEEE e IEC que también generan un impacto negativo en la calidad de energía, como las caídas de tensión, sobretensión, flickers, transientes y desbalance de ondas, pero cabe destacar que muchos de estos fenómenos conllevan a la distorsión armónica.

La normativa IEEE e IEC existente es aplicada en los puntos de acople común clave en los sistemas, ya que de esta forma es fácil conocer el punto de origen de la distorsión armónica. Lo que procede a aplicar a alguna técnica de mitigación según el fenómeno electromagnético. Dentro de la red del usuario, queda a criterio del usuario controlar la emisión de corrientes armónicas al sistema por medio de la implementación de técnicas de detección y mitigación.

XI. REFERENCIAS

[1] M. F. M. S. S. H. W. B. Roger C. Dugan, *Electrical Power Systems Quality,* 2.ª Edition ed., McGraw-Hill Professional Engineering, 2004.

[2] M. M. S. S. Surajit Chattopadhyay, *Electric Power Quality,* 1.ª ed., Springer, 2011.

[3] C. T. S. Kamble, «Characteristics Analysis of Voltage Sag in Distribution System using RMS Voltage Method», ACEEE Int. J. on Electrical and Power Engineering, vol. 3, n.º 01, pp. 55-60, Feb. 2012.

[4] A. Baggini, *Handbook of Power Quality,* 1.ª ed., England, John Wiley & Sons, Ltd, 2008.

[5] E. F. M. Masoum, «Introduction to Power Quality», de *Power Quality in Power System and Electrical Machines,* 2.ª ed., Langford Lane, Elsevier, 2008.

[6] F. C. D. L. Rosa, *Harmonics and Power Systems,* Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group, LLC, 2006

[7] N. R. W. Jos Arrillaga, *Power Systems Harmonics,* 2.ª, Christchurch, New Zealand: John Wiley & Sons, Ltd, 2003

[8] M. T. T. Alexander Kusko, *Power Quality in Electrical Systems,* Unites States of America: The McGraw-Hill, 2007.

[9] F. S. J. S. Gianfranco Chicco, «Characterization and Assessment of the Harmonic Emission of Grid-Connected Photovoltaic Systems», *ResearchGate,* p. 7, 2009.

[10] R. W. S. Alan V. Oppenheim, *Tratamiento de señales en tiempo discreto,* 3.ª ed., Madrid, España: Pearson Educación, 2009.

[11] IEEE Std 519-2014, IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.

[12] IEC Standard 61000-4-7, General Guide on Harmonics and Inter-harmonics Measurement and Instrumentation, for Power Supply Systems and Equipment Connected Thereto.

[13] IEC Standard 61000-4-30, Power Quality Measurement Methods.

[14] IEC Standard 61000-3-2, Límites para emisiones de corrientes armónicas (Equipos con entrada de corriente hasta 16 A por fase).

[15] IEEE Standard 1159-2009, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.

[16] C. R. Bayliss CEng FIET, B. J. Hardy CEng FIET, in *Transmission and Distribution Electrical Engineering,* 4.ª ed., 2012.

[17] John T. Streicher, Rockwell Automation, Line Reactors and AC Drives, 2016.

[18] Hussein A. Kazem, Harmonic Mitigation Techniques Applied to Power Distribution Networks, 2013.

[19] M. H. J. Bollen, «Voltage Sags Characterization», de *Understanding Power Quality Problems,* New York, IEEE Press, 2000.

[20] S. W. Smith, *The scientist and Engineer's Guide to Digital Signal Processing,* San Diego, California: Technical Publishing, 1999.

[21] Rodney H.G. Tan & Vigna K. Ramachandaramurthy, «A Comprehensive Modeling and Simulation of Power Quality Disturbances Using MATLAB/Simulink Ch.3», *IntechOpen.* Nov. 2015

[22] Rodney Tan (2020). Triple Harmonic Caused by Single Phase Bridge Rectifier and (https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/51935-triplen-harmonic-caused-by-single-phase-bridge-rectifier-and), MATLAB Central File Exchange. Retrieved May 19, 2020.

[23] S. Electric, «IEEE Standard-2014», Schneider Electric, 2015.

ENERGÍA DE LAS CORRIENTES MARINAS

Josué Antonio Cuadra García, Junior Josué Ochoa Ordóñez,
José Luis García, Rolando Castillo
Departamento de Ingeniería Eléctrica Industrial
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— En este *paper* se planteará porqué surge la necesidad de reemplazar la generación por combustibles fósiles por la generación de energía por medio de las corrientes del mar, esto es debido a el margen de generación de este tipo de tecnología que nos permite obtener energía en horas en las que la demanda nocturna alcanza su mayor punto, lo cual es muy limitado con otros tipos de generación por fuentes renovables.

Palabras clave— Corrientes marinas, corrientes de marea, energías renovables, factibilidad, turbina.

I. INTRODUCCIÓN

En este trabajo se busca analizar la generación de energía eléctrica por medio de las corrientes del mar, para así poder plantear un estudio financiero del proyecto y verificar la factibilidad del mismo, tomando en cuenta todas las posibles restricciones, ya sea ambiental, jurídico y económico. La mayor parte de la generación de energía con fuentes renovables es hidroeléctrica, lo que crea un problema de generación, el cual podríamos frenar con el estudio he implementación de la energía oceánica. Los altos costos de invertir en torres, turbinas, equipo, etc. dentro del mar se puede compensar en el hecho de que la generación de energía con este sistema es muy alta y, además, tiene muy pocas repercusiones al medio ambiente.

II. OBJETIVOS

a. Implementar un sistema de generación con fuentes renovables para poder contribuir a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica en Honduras de bajo costo de operación y mantenimiento.
b. Aprovechar un gran recurso, como es el océano, para generar energía eléctrica con buena eficiencia y principalmente de manera amigable con el ambiente, siendo este uno de los motivos principales para buscar nuevas formas de generar energía.

III. MARCO TEÓRICO

Con una vasta región de aproximadamente un 70 % de la tierra cubierta por agua, el movimiento de esta en los océanos crea un gran almacén de energía cinética. Investigaciones muestran que la energía marina tiene el potencial de proporcionar una cantidad sustancial de nuevas energías renovables en todo el mundo. El aprovechamiento de la energía marina no genera impactos ambientales ni visuales considerables y constituye un recurso energético con gran capacidad de predicción. Sin embargo, las condiciones hostiles del mar, la fuerza del oleaje y de la corrosión marina, así como la necesidad de contar con mecanismos para trasladar la energía a tierra, hacen que esta tecnología requiera de grandes inversiones y que aún esté, salvo alguna excepción en fase precomercial.

Entre los tipos de energía provenientes de los mares se nos presentan algunos ejemplos como ser la energía undimotriz, energía de gradiente salino, energía térmica oceánica, energía mareomotriz y la energía de las corrientes marinas.

Obtenida del aprovechamiento de la energía cinética de las corrientes marinas. Las corrientes marinas tienen un potencial importante para la futura generación de electricidad, con fuentes de energía más predecibles que el viento y la luz solar.

Las corrientes marinas son causadas principalmente por la subida y bajada de las mareas como resultado de las interacciones gravitacionales entre la Tierra, la Luna y el Sol. Otros efectos, como las diferencias regionales en la temperatura, la salinidad y

el efecto coriolis debido a la rotación de la tierra son también influencias principales. La energía cinética de las corrientes marinas se puede convertir en su mayor parte, de la misma forma que una turbina eólica extrae energía del viento, utilizando varios tipos de rotores de flujo abierto. El potencial de generación de energía eléctrica a partir de las corrientes marinas de la marea es enorme.

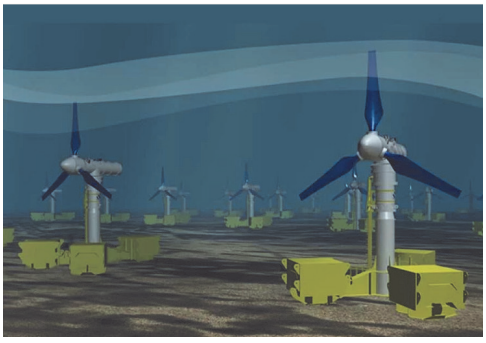


Figura 1. Generación por corrientes marinas.

Con la generación por medio de las corrientes marinas, podríamos generar energía eléctrica hasta 20 horas al día sin ningún problema, lo cual sabemos que no ocurre con otras fuentes renovables como la solar, eólica e hidroeléctrica de filo de agua.

Figura 2. Energía generada hora-hora en un día.

Ventajas:

- Las corrientes marinas cuentan con una alta predictibilidad, ya que tanto las corrientes provocadas por causas inerciales como las maréales mantienen sus caudales conocidos y prácticamente constantes según la época del año.
- Factores de planta del 40 % al 60 %, llegando a ser el doble que otras energías renovables.
- Impacto medioambiental mínimo; no producen contaminación visual, polución o ruido, ya que sus rotores son lo suficientemente lentos, no afectando a la vida marina.
- Poseen una alta capacidad energética, pues la densidad del agua del mar tiene de promedio el valor de 1,027 kg/m³, mayor que el aire.
- Las condiciones bajo el mar durante una tormenta son relativamente benignas.
- Menores costes de construcción y mantenimiento.
- Los retornos de inversión son cortos.

Desventajas:

- Impacto en la navegación; zonas ubicadas principalmente en estrechos o desembocaduras de ríos con gran transito marino.
- Para que el proceso sea efectivo, es necesario que la amplitud de la marea sea como mínimo de cinco metros, por lo que solo existe un número limitado de lugares en todo el mundo en que las condiciones de la marea son adecuadas para su explotación energética.

TABLA 1. Centrales corrientes marinas

Proyecto	Capacidad (MW)	Locación	Año
Seagen	1.2	Reino Unido	2008
Meygen	6.0	Escocia	2016

a. Ubicación geográfica

Para poder obtener la ubicación óptima donde se puede instalar el parque de generación de energía eléctrica por medio de las corrientes de marea, se debe hacer un análisis de varios factores físicos y ambientales, por ejemplo:

- Los cambios constantes en la velocidad de la marea.
- Las áreas protegidas que cuentan con restricciones especiales dependiendo del tipo de ecosistema.
- Las zonas de desarrollo económico.

Golfo de Fonseca, a pesar de que sus mareas cuentan con velocidades óptimas, está lleno de puertos muy transitados. También es una de las aáreas protegidas más grandes de Honduras contando con 21 subsistemas, por lo que resulta difícil la implementación de un parque generador de energía eléctrica por corrientes marinas.

El Porvenir (Atlántida) cuenta con características menos favorables, pero se tiene la facilidad de no interferir con ninguna área protegida o restricción ambiental. Considerando que la energía eléctrica producida será inyectada a la red eléctrica nacional para ayudar a suplir la demanda energética, se considera también la cercanía con la que disponemos debido a que por la zona pasa una línea de alta tensión de 138KV a la que se podría hacer la respectiva conexión.

Figura 3. Área de localización del parque de generación.

En vista de lo expuesto anteriormente en el capítulo 1, se concluye que el lugar más viable de los dos comparados es el municipio de El Porvenir (Atlántida), esto es porque a pesar de contar con variaciones de mareas menores, las restricciones ambientales del golfo de Fonseca hacen que la realización del proyecto sea prácticamente imposible y además de esto, las turbinas utilizadas en el proyecto tienen un buen funcionamiento aun con la velocidad con la que contamos en El Porvenir.

b. Apartado legal

En la siguiente tabla se muestra el registro de las leyes y decretos que regulan las actividades, incentivos y proyectos del sector energético renovable.

TABLA 2. Resumen de decretos relacionados con el sector renovable

Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto n.º 158-94 del 26 de noviembre de 1994	Regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el país. A fin de ampliar la oferta de energía eléctrica, permite por primera vez la participación de la iniciativa privada en la generación y distribución de la energía eléctrica.
Decreto n.º 267-98 de diciembre de 1998	Ley de incentivos emitida en abril de 1998 (Decreto n.º 85-98). El Congreso Nacional de Honduras con este Decreto tiene el objetivo de incentivar el uso de los recursos renovables para la cual brinda una serie de prebendas incluyendo: exoneración de impuestos sobre ventas (durante construcción), pago de todos los impuestos, tasas y derechos de importación (durante estudio y construcción) exoneración de impuesto sobre la renta (primeros 5 años de operación), pago de un 10 % por encima del costo marginal de corto plazo cuando la capacidad instalada no exceda de 50 MW o que los efectos directos del proyecto sean para el control de inundaciones.
Decreto n.º 9-2001	Se declara al Proyecto Eolo Eléctrico Honduras 2000, con el carácter de proyecto piloto privado, gozando plenamente de los incentivos prescritos en el Decreto n.º 267-98. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) garantizará a los desarrolladores de este proyecto piloto, así como a los desarrolladores de otros proyectos de fuentes renovables que califican en el Decreto n.º 267-98, mediante provisiones adecuadas en los contratos de suministro de energía que se suscriban, la compra de toda la energía eléctrica que generen los proyectos durante el plazo de vigencia de estos, a los precios establecidos mediante el Decreto n.º 267-98.
Decreto n.º 70-2007	Ley de Incentivos a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.
Decreto n.º 138-2013, Artículo 2	Reformas a la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.

c. Energía cinética de las corrientes de marea

Nos interesa saber cómo se aprovecha esta energía cinética para poderla convertir en energía eléctrica.

La cantidad de potencia presente en las mareas depende de su masa y la velocidad en que se mueven.

$$E_k = \frac{1}{2}mv^2 \qquad [1]$$

Sabiendo que la masa depende del volumen de un cuerpo multiplicado por su densidad, podemos hacer una sustitución a la ecuación anterior.

$$P = \frac{1}{2}\rho \times A \times v^3 \qquad [2]$$

d. Ley de Betz

La ecuación anterior no es del todo correcta; hay que definir el coeficiente de Betz, pues, si se pudiera extraer toda esta energía a la salida de la turbina la velocidad de la marea, sería cero.

$$P = \frac{1}{2}C_f \times \rho \times A \times v^3 \qquad [3]$$

Si le damos valores arbitrarios a la velocidad de salida podemos hacer la siguiente gráfica.

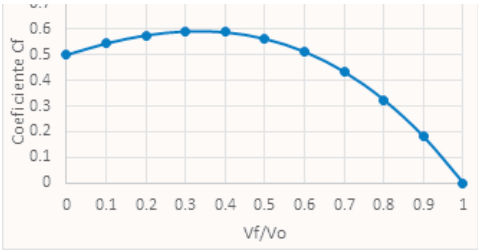


Figura 4. Gráfica de coeficientes de Betz.

e. Proyectos actuales

La generación por corrientes marinas plantea un futuro prometedor con un potencial bastante importante para la generacion de energía renovable.

A lo largo de los años, diferentes proyectos han salido al mercado, siendo los proyectos con rotores de flujo Axial los de mayor éxito. A continuación, detallaremos brevemente algunos proyectos que alcanzaron un éxito reconocible.

TABLA 3. Proyectos actuales

Proyectos	Año	Capacidad instalada
Seagen	2008	1.2 MW
Magallanes	2018	2 MW
Meygen	2018	6 MW

Proyecto Seagen, un proyecto desarrollado en Irlanda del Norte en el 2008. Hasta su decomiso en el 2019, exportó más de 11.6 GWh, contando con una capacidad de 1.2 MW.

Proyecto Magallanes comprende una plataforma flotante llamada Atir, conectada mediante un mástil vertical a la góndola en la cual están ubicados dos generadores. Su potencia nominal es de 2 MW de potencia y sus rotores cuentan con un diámetro de 19 m.

Proyecto Meygen se presenta como el mayor proyecto planeado de energía oceánica del mundo, un proyecto ambicioso que busca generar 398 MW en un área de 3.5 km^2. En dicho proyecto se planea utilizar tres diferentes tipos de turbinas; la primera es la Atlantis Resources AR1500; la segunda es la Andritz Hydro Hammerfest AH1000 MK1, ambas de 1.5 MW con un rotor de 18 m y una velocidad nominal de 3 m/s; y la tercera es la Atlantis AR2000 con capacidad de 2 MW a una velocidad nominal de 3.05 m/s, con un rotor de 20 m.

f. ¿Qué es una turbina?

Una turbina es una conjunto de piezas mecánicas que conforman una máquina motriz que aprovecha el flujo continuo de un fluido empleando la energía cinética y la presión del mismo para transformarlo en un trabajo mecánico mediante las aspas. En la misma turbina vemos incorporado un generador que es el que aprovecha el trabajo mecánico y genera la energía eléctrica.

Selección de turbina

Para determinar la turbina a elegir se debe realizar una comparación de las turbinas que se encuentran actualmente en el mercado, tomando en cuenta tanto sus datos técnicos como su acoplamiento en la zona previamente elegida en El Porvenir, Atlántida.

Para la comparación tomaremos en cuenta cuatro tipos de turbinas que están teniendo un gran desempeño en la actualidad, las cuales son la AR1500, la AR2000, la MK1 y la turbina Magallanes.

Análisis de turbinas

La turbina AR2000 y la turbina Magallanes presentan una potencia nominal mayor a las otras dos turbinas, de hasta 2MW. El inconveniente de la turbina Magallanes es la obstrucción del tráfico marítimo, ya que su estructura es superficial y la turbina AR2000, aunque su fase final de desarrollo se encuentra completa aún está bajo periodo de prueba a la par de la nueva estructura Stroma.

La turbina MK1 y la turbina AR1500, ambas presentan características similares cuanto a datos técnicos, pero la diferencia radica en que el tamaño de la turbina MK1 es mayor, limitando esto la instalación, ya que requeriría de una zona de mayor profundidad, tomando todo esto en cuenta la turbina seleccionada sería la AR1500.

SPECIFICATIONS - AR1500 HIGH FLOW

Operational Data		**Gearbox**	
Rated Operational	3.0 m/s	Type	Two-Stage Planetary Flexi-Pin
Maximum Operational	5.0 m/s	Rating	1500 kW @ 14 rpm
		Ratio	1:27
Dimensions		Cooling	Passive (sea water)
Turbine Length	12 m		
Weight in air	150T	**Power Conversion**	
		Type	Four Quadrant MV Converter
Rotor		Rating	1500 kW
Blade Diameter	18 m		
Hub Diameter	2.4 m	**Brakes**	
Pitch-able blades	Yes	Type	Fail-safe, stored energy released
Generator		**Stab & Foundation**	
Type	Radial flux PMG	Yaw Drive System	Yes
Rating	1500 kW	Foundation Type	Gravity-Based or Pylon
Voltage	4.16 kV		
Efficiency	97%		

Figura 5. Datos técnicos turbina AR1500.

Figura 6. Turbina AR1500.

g. Mercado nacional

El sector energético en Honduras es de gran importancia para el desarrollo desde el punto

de vista económico, social y para el funcionamiento de las actividades productivas.

Es preciso mencionar que entre las ventajas que hacen competitivo el sector es la gran capacidad de recursos naturales con los que cuenta el país, así como un marco legal del subsector eléctrico abierto a la inversión nacional y extranjera.

h. Demanda histórica del Sistema Interconectado Nacional

A continuación, presentamos una gráfica de la demanda nacional, notando un crecimiento en la demanda anual para la última década.

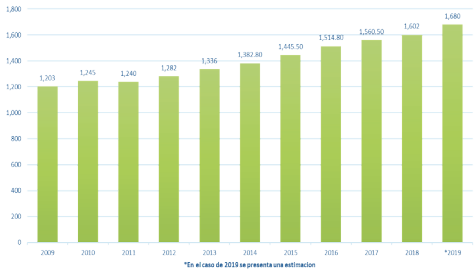


Figura 7. Demanda máxima histórica del Sistema Interconectado Nacional.

Capacidad total instalada

Como podemos notar en la siguiente tabla, el sector eléctrico de Honduras es bastante diversificado. Tiene una gran variedad de fuentes de producción energética en el país, dentro de las que destacan la energía hidroeléctrica, la electricidad a partir de combustibles fósiles y la energía solar como los principales tipos de energía eléctrica en Honduras.

Demostrando una clara dependencia hacia los combustibles que dependen del precio internacional, ya que Honduras no cuenta con pozos petroleros ni refinerías.

TABLA 4. Capacidad total instalada

Capacidad instalada	MW	%
Hidráulica	705.79	26.31 %
Biomasa	209.67	7.82 %
Eólica	225	8.39 %
Fotovoltaica	510.8	19.04 %
Geotérmica	35	1.30 %
Carbón	114	4.25 %
Térmica (Fósiles)	882.1	32.89 %
Total	2,682.36	100.00 %

i. Costos de la energía oceánica

Para hablar acerca de los costos de la energía producida por los océanos, debemos de tomar como referencia algunos estándares de precios de países que implementan dichas tecnologías debido a que, en la actualidad y como se hizo referencia en el capítulo 1 del presente documento, hay mucha diversidad en cuanto a estas tecnologías. Para los fines de esta investigación, haremos referencia a los costos con base en los antecedentes de proyectos existentes tanto de los que crearon esta forma de generación como de otras que su funcionamiento es diferente, pero aprovechando el mismo recurso.

Con base en el mercado nacional, un costo variable para ser competitivos es alrededor de 0.15 $/kWh. En general, los costos de producción, según estudios europeos, la generación mareomotriz está alrededor de los 183.97 $/MWh y 248.90 $/MWh, en cambio, pueden elevarse por costos operativos adicionales dado que deben hacerse estudios ecológicos, de control y seguimiento, entre otros. En este año, se estima que los costos nivelado está en el rango de los 270.54 $/MWh y los 508.61 $/MWh. Por otro lado, los costos de estas tecnologías se espera que se reduzcan hasta en un 40 %, dado que constantemente se están realizando avances en la creación, actualización e integración de nuevas infraestructuras o el mejoramiento de otras.

Estudio de factibilidad

Para este análisis tenemos que considerar dos factores principalmente: la producción de energía posible y el costo de generarla. Si consideramos que la planta genera energía durante 18 horas al día, desde las 05:01 a. m. hasta las 10:59 p. m.

Una turbina al día genera 22.34 MWh, el parque cuenta con 33 turbinas, por lo que al día generamos 737.36 MWh. Si trabajamos todos los días del año tendríamos que multiplicar esa energía por 365 días, Eso significa una generación anual de 269.14 GWh. Esto es considerando que trabajamos 18 horas al día sin descanso.

Sabemos que la energía nominal al año de nuestra planta es de 433.62 GWh, con esto podemos encontrar el máximo factor de planta al que podemos trabajar.

$$fp = \frac{269.14GWh}{433.62GWh} * 100\% = 62.06\%$$

Ahora que sabemos cuánto es la mayor cantidad de energía que podríamos generar al año también podemos saber entonces cuál podría ser nuestro ingreso financiero anualmente, tanto el cargo variable como el fijo.

Costo variable

El costo variable es aquel que depende de la producción de energía de la planta, es decir, se cobra por cada kWh inyectado a la red, si no se genera no se cobra. Como habíamos visto anteriormente los estudios indican que la energía oceánica tiene un costo de 0.215 $/kWh, aunque hay proyectos que sugieren un costo de hasta 0.30 $/kWh, también vamos a plantear un escenario en el que podemos ser competitivos cobrando 0.15 $/kWh, pues los costos anteriores son un poco elevados; a otras generadoras en Honduras no les fue bien con esos costos, por ejemplo: Elcosa (80 MW) tenía un costo de 0.1965 $/kWh y Lufussa I (39.5 MW) cobraba 0.2637 $/kWh.

$$Ingreso\ variable = Energia * Costo\ variable \quad [14]$$

Para el caso que se cobre 0.215 $/kWh y se trabaje al 62.06 % de factor de planta:

Ingreso variable:

$$= 269.14\ GWh * \frac{1{,}000{,}000\ KWh}{1GWh} * \frac{\$\ 0.215}{KWh} = \$57{,}866{,}805.81$$

Costo fijo

El costo fijo no depende de la producción de energía, es un cargo que siempre está presente, aunque no se produzca nada. Por lo general, es del 15 % del costo variable y en La comisión de tarifas especifica un cobro de 8.78 $/kW-mes.

$$Ingreso\ fijo = Potencia\ instalada * Costo\ fijo * \quad [15]$$

Para nuestra planta de 49.5 MW:

$$Ingreso\ fijo = 49{,}500\ KW * \left(\frac{\$\,8.78}{KW - mes}\right) * 12\ meses$$
$$= \$\,5{,}215{,}320.00$$

Ingreso total:

Es la suma de los ingresos variable con los ingresos fijos:

$$= \$57{,}866{,}805.81 + \$5{,}215{,}320.00\ USD$$
$$= \$63{,}082{,}125.81$$

Este ingreso es considerando que se genere al 62.07 % de factor de planta y costo variable de 0.215 $/kWh. Gráficamente lo podemos ver como una serie de pagos anuales durante 25 años, para así poder representarlo como un valor actual con una devaluación de la moneda de un 4 % por periodo.

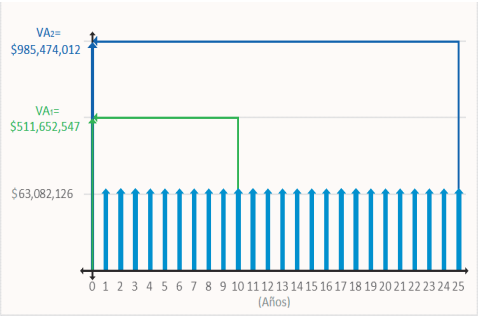


Figura 8. Flujo de efectivo.

Lo que podemos ver en la Figura 8 es que con esta serie de pagos podríamos hacer una inversión de 511,652,547.00 dólares estadounidenses y recuperarlos en 10 años si el cargo variable es de 0.215 $/kWh y se trabaja a un factor de planta del 62.07 %.

Para tener un mejor panorama de esta inversión, vamos a hacer un análisis de sensibilidad tomando distintos valores para el factor de planta y costo variable.

TABLA 5. Valor recuperado de la inversión en 10 años

		Centavos de dólar por kilowatt-hora		
		15	21.5	30
Factor de planta	0 %	$ 42,300,916	$ 42,300,916	$ 42,300,916
	15 %	$121,434,466	$ 155,725,670	$ 200,568,015
	30 %	$ 200,568,015	$ 269,150,424	$ 358,835,113
	50 %	$ 306,079,414	$ 420,383,429	$ 569,857,911
	62 %	$ 369,755,543	$ 511,652,547	$ 697,210,169

En la Tabla 5 podemos ver cuál es el capital que debemos invertir para recuperarlo en 10 años siempre y cuando cumplamos también el factor de planta adecuado, y si no cumplimos ese factor de planta también podemos ver que tanto estamos perdiendo de esa inversión.

Ejemplo:

Si traemos al presente todos los costos posibles desde su año de realización, como:

- Año 0: Compra, transporte e instalación de maquinaria, pago de permisos, construcción del centro de mando, etc. ($ 471,403,964.00)
- Serie anual: Salario de personal (20 personas con salario de L 20,000 = $ 224,899.00 anualmente)
- Serie cada 5 años: Mantenimiento. ($ 10,000,000.00 cada 5 años)

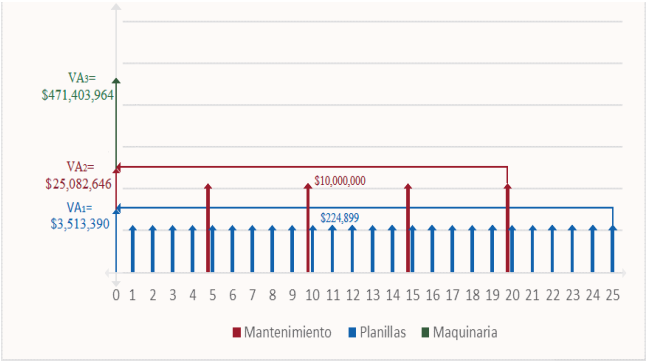


Figura 9. Costos a considerar en este proyecto.

En la Figura 9 podemos representar dichos costos y traerlos al presente, como podemos ver la suma de ellos es 500 millones de dólares, con esto podemos ver en la Tabla 5 que si nosotros queremos ser competitivos y le damos un costo variable de 0.15 $/kWh no hay ningún caso en el que podamos recuperar esa inversión en 10 años, ni aun generando energía 18 horas al día, todos los días durante 10 años.

Sin embargo, si nuestro costo variable lo fijamos en 0.215 $/kWh entonces podemos cubrir la inversión en 10 años si generamos energía con un factor de planta cercano al 62.07 %, lo cual parece ser muy poco probable, pues es un costo elevado considerando las demás generadoras. Podría mencionarse el caso de Elcosa que no se le prorrogó el contrato, ya que no se le compraba energía y su costo variable era de 0.196 $/kWh, entonces sería muy arriesgado construirla basado en ese costo.

TABLA 6. Valor recuperado de la inversión en 25 años

		Centavos de dólar por kilowatt-hora		
		15	21.5	30
Factor de planta	0 %	$ 81,474,145	$ 81,474,145	$ 81,474,145
	15 %	$ 233,890,187	$ 299,937,139	$ 386,306,229
	30 %	$ 386,306,229	$ 518,400,132	$ 691,138,313
	50 %	$ 589,527,618	$ 809,684,123	$ 1,097,581,091
	62 %	$ 712,171,727	$ 985,474,012	$ 1,342,869,308

En la Tabla 6 podríamos ver cuánto sería el total de ingresos de la planta en los 25 años, esto sin considerar el patrimonio neto del proyecto. Con esto sabremos al final cuánto ganamos o perdimos, si no logramos ser competitivos y mantener el factor de planta que esperábamos.

Si consideramos el ejemplo anterior en el que debemos invertir 500 millones de dólares, con la tabla notamos que si la demanda es bastante y mantenemos al 62 % el factor de planta podríamos tener un buen margen de ganancias, pues los ingresos serían de 985 millones de dólares, con un costo de 0.215 $/kWh, aunque ya habíamos mencionado poco probable que a estos costos la demanda sea tan grande, aunque si bajamos nuestro costo a 0.15 $/kWh pese a que no se recupere la inversión 10 años los ingresos al final de la vida útil del proyecto será de 712 millones de dólares; esto es un margen de ganancia de 212 millones de dólares aproximadamente.

La decisión de bajar el costo variable estaría bajo discusión de que es mejor generar energía a menos del costo de producción que solamente tener ingresos fijos, pues en la Tabla 6 podemos ver que los ingresos si el factor de planta es 0 % son de $ 81,474,145.97 y este valor es claramente más bajo que los $ 712,171,727.21 que obtendríamos si lo vendemos a 0.15 $/kWh y nos demandan generar bastante energía eléctrica.

X. CONCLUSIONES

La propuesta que nos presenta la energía oceánica es muy interesante debido a que es un tipo de tecnología que va en ascenso. A medida se desarrolle en el mercado, como lo han hecho otras energías renovables, tendrá el potencial de producir energía de forma constante y a un precio competitivo, además que es un tipo de generación de energía muy amigable con el ambiente debido a la poca contaminación visual, auditiva y ambiental.

Los altos costos de inversión para este tipo de tecnología implican que sus cargos variables son relativamente elevados comparados a los de otras generadoras renovables del país, cuyos precios están alrededor de los 0.15 $/kWh y no resulta competitiva. Los estudios indican una reducción del 40 % de estos costos a futuro, y esto se verá reflejado

a medida que se produzca en mayor cantidad el equipo necesario para la generación de energía eléctrica por corrientes de marea.

La energía oceánica a futuro podría ser de gran importancia mundialmente, debido a la gran cantidad de energía cinética y potencial que este almacena y por su cualidad de ser aprovechable en horas nocturnas, donde existe una mayor demanda energética que otras energías renovables no son capaces de satisfacer.

XI. REFERENCIAS

[1] ENEE. (2019). *ENEE.* Obtenido de ENEE: http://www.enee.hn/planificacion/2019/PROYECCION%20DE%20LA%20DEMANDA%20DE%20ENERGIA%20ELECTRICA%202019-2033.pdf

[2] (ICF/DAP), H. G. (junio de 2015). Plan de manejo subsistema de áreas naturales protegidas de la zona sur de Honduras (SAPZ-SURH). Marcovia: Instituto Nacional de Conservación y Desarrollo Forestal, Áreas Protegidas y Vida Silvestre (ICF).

[3] CREE. (2019). Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. (Gobierno de la República). Recuperado el 17 de febrero, de 2020, http://www.cree.gob.hn/mapa-del-sistema-interconectado-nacional/

[4] Desconocido. (octubre de 2015). MiningPress. Obtenido de MiningPress: http://miningpress.com/289211/las-plantas-de-energia-mareomotriz-mas-grandes

[5] ENEE. (2019). Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica en Honduras. Tegucigalpa: ENEE.

[6] Marina Mercante de Honduras. (2016). Dirección General de la Marina Mercante de Honduras. (Gobierno de la República). Recuperado el 12 de marzo de 2020, http://marinamercante.gob.hn/

[7] Operador del Sistema (2020). ODS. (Gobierno de la República) Recuperado el 17 de febrero de 2020, http://www.ods.org.hn/pdf/2019/08/Solicitud%20Participaci%C3%B3n%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20Nacional_V1_05_2019.pdf

[8] Ruud Kempener (IRENA), F. N. (junio de 2014). Irena. Obtenido de Irena: https://www.irena.org/

[9] SIMEC Atlantis Energy (2020). SIMEC Atlantis Energy (Atlantis). Recuperado el 19 de febrero de 2020, https://simecatlantis.com/projects/meygen/

[10] Sinclair, R. (21 de abril de 2014). SMRU Consulting. (SMRU Consulting). Recuperado el 17 de febrero de 2020, http://www.smruconsulting.com/marine-current-turbines-seagen-in-the-news/

[11] Tabla de mareas. (16 de marzo de 2020). Tabla de mareas. Recuperado el 16 de marzo de 2020, https://tablademareas.com/hn/atlantida/la-ceiba#_oleaje

[12] Tides Chart. (16 de marzo de 2020). TidesChart. Recuperado el 16 de marzo de 2020, https://es.tideschart.com/Honduras/Atlantida/El-Porvenir/Weekly/

MECANISMOS DE SUBASTAS PARA LA CONTRATACIÓN DE ENERGÍA EN MERCADOS ELÉCTRICOS

H. M. Hernández, J. Z. Donaire, D. J. Méndez, Rolando Castillo
Departamento de Ingeniería Eléctrica Industrial
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— En el trabajo se presentan los antecedentes que justifican la investigación, así como un marco teórico que va encaminado a verificar cuál es el mecanismo más idóneo para atenuar los problemas que se han identificado en la estructura de mercado hondureño para la atención de demanda de largo plazo, contrastado con el mecanismo actual. Estableciendo ventajas y desventajas tanto en las subastas de reloj descendente como en los mecanismos de licitaciones de sobre cerrado y determinar el esquema que pueda brindar mejores condiciones de competencia del mercado hondureño y un referenciamiento internacional con mercados de estructura similar a la de dicho mercado. Por último, simular el proceso de una subasta de reloj descendente bajo las condiciones actuales del mercado eléctrico hondureño.

Palabras clave— Contratos, Honduras, licitación, mercados eléctricos, subastas inversas, subastas de reloj descendente, subastas de sobre cerrado.

I. INTRODUCCIÓN

Los mercados eléctricos son un tema de estudio constante debido a las diversas ramas que se pueden analizar: como el poder de mercado, mercados a corto plazo o largo plazo, mercados libres, oferta y demanda, el impacto de los diferentes mecanismos a nivel nacional e internacional, entre otros. En todos ellos, analizamos soluciones o metodologías para estudiar el comportamiento futuro de los agentes y las estimaciones de precios y cantidades, ya sea para evaluar, vigilar o controlar múltiples situaciones que puedan suceder en el futuro o solucionar problemas actuales en el entorno de los mercados eléctricos.

Los mercados eléctricos vienen sufriendo una serie de cambios a nivel internacional, en especial en aquellos países donde se busca competencia a nivel de generación. Se presenta tendencia mundial a mitigar la exposición a la volatilidad de precios de los mercados *spot* y, a su vez, garantizar la suficiencia en la atención de la demanda. Los casos más comunes son los mecanismos de contratación bilaterales entre generadores y representantes de la demanda que pueden ser empresas de distribución o la figura de comercializador, cuando está presente. Estos tipos de contratos varían dependiendo del país o mercado que los adopte, pasando por contrataciones directas hasta licitaciones públicas que permiten ofertar energía a precios que consideren los generadores que pueden cubrir sus riesgos.

II. MARCO TEÓRICO

Mientras los mercados eléctricos en el mundo están llegando a ser más competitivos, los riesgos asociados con el incremento del precio y disponibilidad de los combustibles, los cambios políticos y económicos, entre otros, están confrontando comportamiento de estos mercados.

El diseño de los mercados eléctricos busca principalmente satisfacer la demanda de los consumidores de electricidad a un costo eficiente, requiriendo en el corto plazo la eficiencia de la operación de los recursos existentes al mínimo costo y en el largo plazo la eficiencia de la inversión en la cantidad y la mezcla de recursos.

a. Aspectos de diseño de una subasta de energía eléctrica

En las subastas, las empresas compiten por hacerse adjudicatarias de un contrato para el suministro de energía, garantía de potencia o ambas. Determinar el objeto de la subasta implica a su vez la consideración de varias decisiones claves:

- Determinar el mecanismo de licitación.
- Determinación de la cantidad.
- Energía vs capacidad.
- Características del acuerdo de compra de electricidad.
- Precalificación.
- Requisitos exigidos a las ofertas.
- Información suministrada.
- Precios máximos (techo).
- Determinación del precio final.

- Oferta mínima y cláusula de nulidad.
- Garantías.
- Sanciones por incumplimiento o retrasos.
- Criterio de selección de proyectos ganadores.

b. Tipos de contratos en las licitaciones de suministro eléctrico

Actualmente, si queremos hablar de los tipos de contratos de suministros de energía eléctrica nos encontraremos con un término muy usado en los últimos tiempos en el sector de las energías que son los denominados PPAs, que es un acrónimo de Power Purchase Agreement (en español, acuerdo de venta de energía).

¿Qué se persigue con los contratos? Los generadores buscan cerrar contratos de energía porque habitualmente aseguran un precio de venta estable durante un periodo de tiempo largo, y con ello garantizan ingresos con los que poder financiar sus proyectos, mientras que los compradores fijan sus costes de aprovisionamiento de electricidad a largo plazo.

c. Contratos de energía renovable

Las energías renovables son cada vez más competitivas dada su reducción de precios y su incremento de eficiencia.

Existen diversos tipos de PPA en función del punto de inyección de la energía:

- *PPA Onsite:* es un contrato para el suministro de energía eléctrica desde una instalación fotovoltaica montada *ad hoc* en las instalaciones del cliente y conectada a su red interior.
- *PPA Offsite:* es un contrato asociado a un parque eólico o instalación fotovoltaica *utility scale* conectado a la red de transporte o distribución del sistema eléctrico del país para llevar la energía desde su punto de origen al de consumo.

d. Subastas inversas

Dentro de los diferentes tipos de subastas que hay, encontramos la subasta inversa. Las subastas inversas son una modalidad especializada de subasta en donde se invierten los papeles de los participantes. Los compradores son los que desean adquirir un producto o servicio y generan las subastas en reversa para que los posibles vendedores participen ofreciendo el menor precio de adjudicación.

Tipos de subasta inversa:

- Subasta inglesa en reversa.
- Subasta holandesa en reversa.
- Subasta de primer precio en reversa.
- Subasta Vickrey en reversa.

e. Subastas de sobre cerrado

Las subastas a sobre cerrado se pueden clasificar de la siguiente forma:

1. *Subastas de objeto único (single object auction):*

- Primer precio.
- Segundo precio.

2. *Subastas de múltiples objetos (multiple object auction):*

- Precio uniforme.
- Pay-As Bid.

f. Subasta de reloj descendente

La subasta de reloj descendente es una subasta para bienes divisibles y sustitutos, dinámica (de formato abierto) y precio uniforme. Se propuso una subasta dinámica en vez de una de formato cerrado porque el proceso de descubrimiento del precio reduce el riesgo de los generadores al permitirles ajustar sus ofertas a lo largo de la subasta.

g. Reglas de la subasta reloj descendente

- El precio inicial de la subasta debe ser lo suficientemente alto para asegurar un exceso de oferta importante.
- Un generador solo puede mantener o disminuir la cantidad ofertada a medida que disminuye el precio, de manera que su curva de oferta sea monótona ascendente.
- *Regla de 3 vendedores pivótales*. Esta regla condiciona que la oferta máxima que pueden nominar los agentes considerados como esenciales debe ser menor que un determinado porcentaje de la cantidad de demanda requerida lo cual se aplica a las tres empresas con mayor participación en el mercado o con mayor oferta.

h. Procesos de la subasta reloj descendente

La subasta se desarrolla de la siguiente manera:

- El subastador declara un precio de inicio (máximo precio de la ronda) y un precio fin (mínimo precio de la ronda).
- Los generadores entregan sus ofertas al subastador, informando qué cantidad de productos está dispuesto a vender si el precio está entre el precio de inicio y el precio fin de la ronda.
- El subastador recibe las ofertas, construye la oferta agregada y determina un nuevo precio fin menor que el anterior. El nuevo precio de inicio es el mismo precio fin de la ronda anterior.
- Los numerales 2 y 3 se repiten hasta que la oferta agregada sea igual o menor que la curva de demanda. El precio en el que se da este equilibrio es el precio de cierre de la subasta.

i. Referenciamiento internacional

Con el fin de tener señales de otros mercados y sus diferentes esquemas de contratación de energía de largo plazo, se realizó referenciamiento internacional sobre el funcionamiento del mercado, estructura del mercado para Guatemala, España, Colombia, Brasil. Estos mercados fueron seleccionados dado que tienen elementos similares en su estructura, de tal forma que se pudieran identificar elementos que permitan asociar soluciones ante diferentes problemas relacionados con el esquema de venta de contratos de largo

plazo y la búsqueda de la eficiencia y competencia.

Guatemala

Se rige por el Reglamento del Mercado Mayorista y según la Ley General de Electricidad estará a cargo de un ente privado, denominado Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

Los participantes o agentes que integran el Mercado Mayorista son los definidos en el Reglamento de la Ley General de Electricidad:

- Generadores: con una potencia mayor a cinco megavatios (5 MW).
- Comercializadores: comprar o vender bloques de energía asociados a una oferta firme eficiente o demanda firme de por lo menos dos megavatios (2 MW).
- Distribuidores: tener un mínimo de quince mil usuarios.
- Transportistas: tener capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10 MW).

El mecanismo utilizado en esta licitación se destaca por lo siguiente:

- Subastas a sobre cerrado primer precio: Obtener al mínimo costo el suministro de potencia y energía de las distribuidoras por medio de las ofertas de potencia y energía disponible.
- Subasta inversa: de varias rondas realizadas de forma electrónica, es decir, un sistema fue diseñado exclusivamente para representar el papel del subastador y mediante una red local, bajo un ambiente controlado.

España

Uno de los países de donde se puede aprender bastante sobre la evolución de sus mecanismos de subastas de mercados eléctricos es en definitiva España, donde veremos que el cambio de mecanismos de subastas eléctricas es un proceso no de un día o meses, sino de años o décadas hay muchos hechos históricos que tuvo que pasar España para llegar a ser mencionado como ejemplo para otros países.

La estructura actual del mercado eléctrico de España se define bajo el Artículo 11 de la Ley 54/1997, esta detalla que la producción de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia, el cual está integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

También el de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados.

De la misma forma, los agentes comercializadores en este mercado se ven con la disyuntiva, si arriesgar todas sus compras a lo que resulte en el mercado diario, o pueden tener el interés en llegar a acuerdos de compra a plazo a un precio determinado.

El hecho de que los generadores y los comercializadores tengan estrategias com-

plementarias de aseguramiento es lo que posibilita la viabilidad del mercado a plazo de electricidad y de que puedan cerrarse contratos entre ellos.

Colombia

El mercado mayorista eléctrico en Colombia es un mercado competitivo creado por la Reforma Eléctrica en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados.

El mercado se divide en dos segmentos: mercado de contratos bilaterales (largo plazo) y la bolsa de energía (corto plazo). La energía puede ser transada en bolsa o mediante contratos bilatares con otros generadores, comercializadores o directamente con los grandes consumidores o usuarios no regulados (aquellos cuya demanda es 100 kW o 55 MWh/mes).

La bolsa de energía (mercado de corto plazo) es un mercado para las 24 horas del día siguiente con obligación de participación para todos los generadores registrados en el mercado con reglas explicitas de cotización y en que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo.

En Colombia se llevan a cabo procesos de licitación para el cubrimiento del suministro de los usuarios. Estas pueden ser a través de contratos bilaterales y también a través de licitaciones por el cargo de confiabilidad.

- Los contratos bilaterales se realizan a través de subastas de sobre cerrado con libre participación de los generadores.
- Por el cargo por confiabilidad se realiza a través de una subasta de reloj descendente u holandesa.

Brasil

Todos los participantes consumidores deben tener contratada su demanda por lo que se obliga a las distribuidoras a contratar la energía a precios óptimos. Sin embargo, en el caso que se presente una sobrecontratación, tampoco será trasladada a la tarifa del consumidor final.

En Brasil se llevan a cabo dos licitaciones anuales para incorporar nueva capacidad de generación. Además, otras licitaciones más en el año para contratar el suministro a corto plazo.

Las licitaciones de largo plazo establecen fechas de inicio de suministro de 3 y 5 años a partir de realizada la licitación. Esto para que proyectos de diferente tecnología tengan el tiempo suficiente para construir y habilitar la central.

Regularmente estos tipos de contratos son firmados con los generadores por 15 años para las térmicas y 30 años para las hidroeléctricas. En este tipo de licitaciones únicamente participan centrales nuevas.

j. Mercado eléctrico hondureño

El mercado eléctrico en el sistema nacional está administrado por el Operador del Sistema y se compone de:

- Mercado de contratos.
- Mercado de oportunidad.

En las licitaciones internacionales toda compra de potencia firme, energía y servicios complementarios que requiera cada empresa distribuidora se realizará mediante un proceso de licitación pública internacional. No se puede contratar directamente con ningún proveedor, la duración de los contratos no será inferior a diez años.

El procedimiento para la licitación se detalla a continuación:

- Obligación de licitar
- Modalidad de la licitación
- Generalidades de los procesos de licitación: las licitaciones de las empresas distribuidoras deben cumplir con algunos lineamientos.

Contratos de suministros de energía en Honduras

Debido a la estructura del mercado eléctrico de Honduras, prácticamente la totalidad de los generadores privados tienen una operación comercial basada en Power Purchase Agreements (PPA) con la ENEE como contraparte.

Enfoque conceptual de los requisitos de contratación

El marco regulatorio del sector eléctrico definido por la LGIE exige la contratación por parte de las empresas distribuidoras del 100 % de la demanda de energía y potencia.

Las necesidades de contratación surgen como consecuencia de dos fenómenos independientes:

- La finalización de los contratos afectados.
- El crecimiento de la demanda.

Si en las contrataciones futuras se sigue el criterio de garantizar la cobertura de la carga máxima, entonces deben hacerse contratos de potencia firme suficiente. Surge así un requerimiento de contratos de mayor capacidad, que incluyan: la potencia de los PPA que finalizan, el crecimiento de la demanda y los niveles de reserva adecuados para garantizar la confiabilidad del suministro.

III. SIMULACIÓN SUBASTA DE RELOJ DESCENDENTE BAJO LAS CONDICIONES DEL MERCADO ELÉCTRICO HONDUREÑO

Este ejemplo se realizó con la participación de estudiantes de Ingeniería Eléctrica, los cuales tuvieron la función de tres agentes vendedores (A, B y C). El ejercicio de la subasta se desarrolla atendiendo las especificaciones dadas a continuación.

a. Demanda objetivo

Definida por el ODS en el Informe de Planificación de largo plazo 2020-2022 para el año 2020.

TABLA 1. Déficit de energía demanda base mensual 2020 (GWH)

Mes	Déficit (GWH)
1	0
2	5.8
3	3.23
4	12.06
5	26.14
6	13.41
7	2.16
8	3.75
9	3.34
10	0.7
11	1.12
12	0.36
Total	72.07

Con base a la Tabla anterior, se tomará como energía a asignar en la subasta el total del déficit de energía esperado para el año 2020.

Energía a asignar:

$$EA = 72.05\ [\text{GWh}]$$

Para el periodo de compromiso del año 2020, se calcula la Energía Total (ET) asociada al producto como:

$$ET = \left(D_{Lab} + D_{Sab} * 0.95 + D_{Dom\ y\ Fest} * 0.86\right) * 1000[KWh]$$

En la Tabla, se registran los tipos de días que tendrá el año 2020.

TABLA 2. Tipo de días año 2020

Tipo de días 2020	
Laborales	251
Sábados	51
Domingos y festivos	64

$$ET = (251 + 51 * 0.95 + 64 * 0.86) * 1000[KWh]$$
$$ET = 354.49\ MWh$$

Con el valor de la Energía Total asociada al producto y la energía a asignar en la subasta, se halla el número total de productos de la demanda objetivo (D*)

$$D^* = \frac{EA}{ET} = \frac{72.05\ [\text{GWh}]}{354.49\ MWh} = 203.25 \approx 203\ productos$$

b. Elaboración de la función de demanda

Teniendo en cuenta el valor de la demanda objetivo, se construirá la función de demanda, con antelación a la subasta, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- La demanda objetivo (D*) para el caso del ejemplo es 203 productos, que corresponden a la cantidad máxima de productos a adjudicar en la subasta.
- Pp2 ($/kWh) es el precio máximo para la compra de productos, para este caso se supone un valor Pp2 de 201.8≈202 ($/MWh). Este valor resulta de las proyecciones del costo marginal promedio semanal para el escenario de demanda base del 2020, el cual corresponde al percentil 99.

- Pp1 ($/kWh) es el precio de reserva o inflexión, Por debajo de este precio se compraría la demanda objetivo (D*). Se asumirá un valor de 129.7 ≈ 130 ($/MWh), también con base en las proyecciones del costo marginal promedio semanal parra el escenario de demanda base del 2020, el cual corresponde al valor promedio 99 de los datos.

Con los anteriores parámetros y con el procedimiento propuesto anteriormente, se construye la función de demanda (Figura 1).

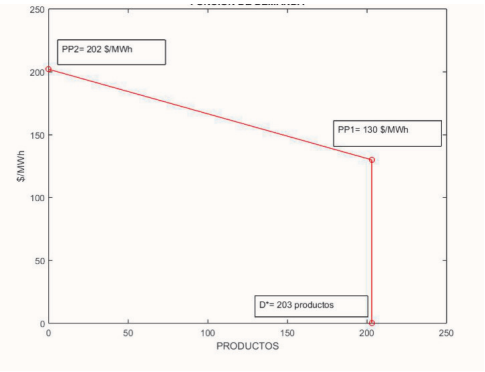


Figura 1. Función de la demanda para el ejemplo de simulación.

c. Desarrollo de la subasta

Para el desarrollo de la subasta de tipo Reloj Descendente se contará con 3 agentes (A, B y C) vendedores o generadores.

Cada vendedor tendrá los parámetros dados en la Tabla, los cuales se basan en la potencia instalada del SIN.

TABLA 3. Características de los vendedores

VENDEDOR A		
PRODUCTOS		PRECIO ($/MWh)
Max	680	220
Min	10	95
VENDEDOR B		
PRODUCTOS		PRECIO ($/MWh)
Max	388	211
Min	5	90
VENDEDOR C		
PRODUCTOS		PRECIO ($/MWh)
Max	216	233
Min	7	70

d. Resultados simulación

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en el ejemplo de simulación propuesto anteriormente.

		RONDA 1			
		Pinicial	202		
		Pcierre	180		
AGENTA A		AGENTE B		AGENTE C	
PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO
200	202	203	202	203	202
200	195	198	200	190	200
200	193	190	198	180	195
200	190	188	196	180	190
200	188	185	190	170	183
OFERTA AGREGADA		EXCESO DE OFERTA		PRECIO CIERRE	
555		353		NUEVA RONDA	

Figura 2. Ronda 1 y resultados de la ronda.

		RONDA 2			
		Pinicial	180		
		Pcierre	150		
AGENTA A		AGENTE B		AGENTE C	
PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO
200	180	185	180	170	180
185	168	180	175	160	170
140	160	175	170	150	160
130	152	170	165	150	155
-	-	160	160	140	150
OFERTA AGREGADA		EXCESO DE OFERTA		PRECIO CIERRE	
430		228		NUEVA RONDA	

Figura 3. Ronda 2 y resultados de la ronda.

		RONDA 3			
		Pinicial	150		
		Pcierre	135		
AGENTA A		AGENTE B		AGENTE C	
PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO
130	150	160	150	140	150
125	140	140	145	120	140
120	138	135	138	110	138
100	135	133	136	90	137
-	-	130	135	90	135
OFERTA AGREGADA		EXCESO DE OFERTA		PRECIO CIERRE	
320		118		NUEVA RONDA	

Figura 4. Ronda 3 y resultados de la ronda.

		RONDA 4			
		Pinicial	135		
		Pcierre	125		
AGENTA A		AGENTE B		AGENTE C	
PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO
100	135	130	135	90	135
95	130	127	129	90	128
80	127	126	127	80	125
60	126	125	126	-	-
-	-	123	125	-	-
OFERTA AGREGADA		EXCESO DE OFERTA		PRECIO CIERRE	
263		61		NUEVA RONDA	

Figura 5. Ronda 4 y resultados de la ronda.

		RONDA 5			
		Pinicial	125		
		Pcierre	100		
AGENTA A		AGENTE B		AGENTE C	
PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO
60	125	123	125	80	125
50	122	110	115	75	105
45	111	90	110	70	100
-	-	88	105	-	-
-	-	80	100	-	-
OFERTA AGREGADA		EXCESO DE OFERTA		PRECIO CIERRE	
195		-7		100	

Figura 6. Ronda 5 y resultados de la ronda.

En la Ronda 5 se obtiene un exceso de oferta negativo (EF= -7), por lo tanto, se da por finalizada la subasta a un precio de cierre igual a:

Precio de Cierre (PC) = 100 $/MWh

Como se obtuvo un EF < 0, se procedió a aplicar el mecanismo de cierre proporcional para asignar de manera justa las obligaciones de energía que puedan suplir la demanda objetivo.

CONJUNTO DE VECTORES (EF>0)					
AGENTA A		AGENTE B		AGENTE C	
PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO	PRODUCTOS	PRECIO
45	111	88	105	75	105
OFERTA AGREGADA					
208					
CALCULO DE PROPORCION					
AGENTE		% DE ASIGNACION		PRODUCTOS (D*)	
A		22%		44	
B		42%		86	
C		36%		73	

Figura 7. Resultados mecanismos de cierre proporcional

e. Resumen de resultados de la simulación

Se asignará la totalidad de la Demanda objetivo de la siguiente manera:

TABLA 4. Resumen de los resultados del ejemplo de simulación

Agente A	44 productos
Agente B	86 productos
Agente C	73 productos
Total	203 productos
Precio Cierre	100 $/MWh

El desarrollo de las rondas en la subasta, hasta llegar al precio de cierre que garantiza el cubrimiento de la demanda objetivo, se observa en la siguiente gráfica:

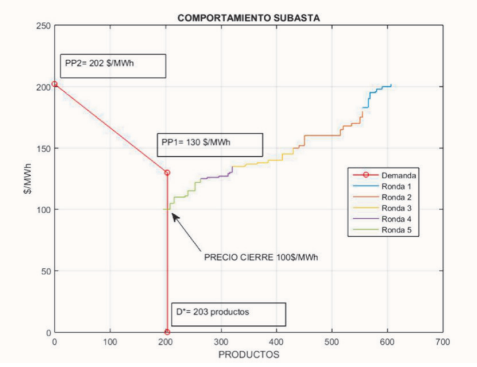


Figura 8. Desarrollo de las 5 rondas de la subasta.

IV. CONCLUSIONES

Debido al proceso de transición por el que pasa actualmente el sector eléctrico hondureño, de un sistema verticalmente integrado hacia un modelo de mercado en base a la competencia, es necesario actualizar el sistema de licitación de los contratos de energía eléctrica para que se adapten a los cambios que trae consigo el nuevo mercado de energía eléctrica. Por lo tanto, como queda evidenciado en las descritas referencias internacionales, el optar por mecanismos de

licitación mediante subastas dinámicas juega un papel fundamental para impulsar la competencia y por lo tanto mejorar la eficiencia del mercado eléctrico.

Dadas las condiciones actuales del mercado eléctrico hondureño y debido a los constantes señalamientos acerca de la sobrevaloración de precios en los contratos de energía adjudicados mediante el mecanismo actual de licitación de sobre cerrado, tradicionalmente utilizado en el país, la opción de licitar mediante el mecanismo de la subasta de reloj descendente propuesta en la presente investigación se planta como la mejor opción para mejorar la transparencia en el proceso, pues como se demostró en el ejemplo de simulación cada agente que oferta puede ver lo requerido para ganar una cantidad en particular. Si un ofertante vende menos, es el resultado consciente de quien realiza la oferta de vender menos cantidad dados los menores precios. Y ya que, adicionalmente, la transparencia es una de las principales razones para que en la práctica se presenten resultados más eficientes con las subastas de reloj descendente.

En base a las experiencias propias adquiridas en la presente investigación, se concluye que aunque el mecanismo de licitación propuesto ofrece claras ventajas en comparación con el modelo actual nacional, para que pueda funcionar en la práctica es necesaria la existencia de un mercado eléctrico completamente establecido en el país, así como también de un marco regulatorio robusto, que garanticen la plena seguridad de todos los participantes del proceso de la subasta.

V. REFERENCIAS

[1] E. Amblar, «EnergyNews», 2020 [Online]. Available: https://www.energynews.es/una-aproximacion-a-los-ppas-de-energia/.

[2] IBERDROLA, 2020 [Online]. Available: https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/top-stories/contrato-ppa-energia.

[3] L. M. P. C. Ausubel, «Dynamic Auctions in Procurement», in Dimitri, Nicola, Gustavo Piga, and Giancarlo Spangolo, Handbook of Procurement, Cambridge University Press, 2006, pp. 220-245.

[4] J. C. Fernández, «Experiencias internacionales en mercados eléctricos liberalizados. Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional», Tesis de Maestría, Universidad Pontificia, 2002, pp. 115-138.

[5] S. I. y Diseños, «Revisión de los mecanismos internacionales de licitación de suministro de energía eléctrica», Informe preparado para la Comisión Nacional de Energía, Santiago Chile, 2011, p. 160.

[6] Diario Oficial La Gaceta, «Ley General de la Industria Eléctrica», Decreto Legislativo n.º 404-2013, 20 mayo 2014.

[7] C. R. d. E. Eléctrica, *La Gaceta,* n.º 33886, Decreto Legislativo n.º 118-2015, 18 noviembre 2015.

[8] I. N. d. M. d. l. E. E. d. Honduras, «Colección Documentos y Proyectos», 2018, CEPAL.

[9] G. d. p. C. e. I. Empresarial, «Plan Estratégico Empresa Nacional de Energía Eléctrica 2016-2020», noviembre 2016.

[10] L. M. P. C. Ausubel, «A Practical Combinatorial Auction Desing, Peter Cramton Yoav Shoham, and Richard Steinberg», in Combinatorial Auctions, MIT Press, 2006, pp. 115-138.

ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN COMPARACIÓN CON EL VEHÍCULO DE COMBUSTIÓN

Martha Elena Salgado Domínguez, Mireya Lizbeth Laínez Galo,
Erlyn Josué Menjívar, Rolando Castillo
Departamento de Ingeniería Eléctrica Industrial
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— En las últimas décadas, la preocupación por el cuidado del medio ambiente ha experimentado un gran incremento en la sociedad global, siendo la liberación de gases de efecto invernadero una de las principales causas del cambio climático. Los vehículos eléctricos surgen como una alternativa para contribuir al cuidado del medio ambiente y, de esta forma, contrarrestar las emisiones de estos gases, principalmente las emitidas por vehículos de combustión interna. Existes cuatro tipos de vehículos eléctricos que son BEV (Battery Electric Vehicle), HEV (Hybrid Electric Vehicle), PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle), FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle). El funcionamiento de cada uno de ellos es distinto, siendo sus principales componentes las baterías, el motor eléctrico, conversor e inversor; también existen diferentes tipos de cargadores y centrales de carga. Los vehículos eléctricos ofrecen una mayor autonomía y bajos costos de mantenimiento en comparación a los vehículos a combustión.

Actualmente, en Honduras, se está implementando el uso de vehículos eléctricos que son importados por compañías como Grupo VESA (siendo el principal distribuidor en la actualidad), KIA y Corporación Jaar. Sin embargo, el precio de estos vehículos no es muy accesible para el público en general, aunque ofrecen una visión muy prometedora debido a los múltiples beneficios que ofrecen. Se presentan ahorros significativos en cuanto al mantenimiento de estos vehículos, además del beneficio ecológico que representan. Por otro lado, aparte de contribuir a la reducción de emisiones de gases, también ayudan a disminuir la contaminación acústica, ya que son vehículos que emiten poco o ningún ruido.

Palabras clave— Vehículos eléctricos, vehículos a combustión interna, motor eléctrico cargadores, emisión de gases, medio ambiente.

I. NOMENCLATURA

VE - Vehículos Eléctricos
VEB - Hybrid Electric Vehicle
VEH - Hybrid Electric Vehicle
VEHP - Plug-in Hybrid Electric Vehicle
E-REV - Extended Range Electric Vehicle
FCEV - Fuel Cell Electric Vehicle
MHEV - Mild Hybrid Electric Vehicle
CO_2 - Dióxido de carbono

II. OBJETIVOS

- Describir las características estructurales, técnicas y beneficios principales de un VE en comparación con un vehículo convencional.
- Corroborar la eficiencia, ahorro energético y analizar el rendimiento, beneficio al utilizar un VE en comparación con un vehículo de combustión interna.
- Analizar las implicaciones e impacto económico que genera la electromovilidad en el mercado automotriz de la región hondureña en comparación con los vehículos de motor de origen fósil, como aquellos que funcionan con gasolina. Se examinarán la sustentabilidad, factibilidad y viabilidad de la electromovilidad, así como el efecto de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) y otros gases de efecto invernadero. Se determinará cómo los vehículos eléctricos pueden ayudar a minimizar estas emisiones, contribuyendo así a un medio ambiente más saludable.

III. INTRODUCCIÓN

Esta investigación nace con el objetivo de hacer estudios sobre la implementación de los autos eléctricos, esto se logra analizando la eficiencia energética de los VE. El análisis de esta variable nos permitirá conocer el consumo de estos motores comparándolos con los motores de combustión interna, también observar que este parámetro tiene un impacto directo en la capacidad energética necesaria y en los costos del vehículo.

Además, este trabajo permitirá mostrar los factores que influyen en el escenario de la adquisición de un vehículo eléctrico, tales como el precio y los atributos de desempeño, que son una de las principales preocupaciones de los usuarios al adquirir uno de estos vehículos. También se abordarán las emisiones de CO_2, las cuales experimentan una reducción progresiva mediante la adopción de vehículos eléctricos, así como el ahorro energético. Otros factores que se mencionarán incluyen la gama, el tiempo de carga, el bajo nivel de ruido, la seguridad, la fiabilidad, la infraestructura, entre otros. Estos elementos nos permitirán hacer una comparativa con los vehículos de motor de combustión interna.

IV. PREPARACIÓN DEL TRABAJO TÉCNICO

Se realizará un estudio en la ciudad de Tegucigalpa (Francisco Morazán), con el fin de investigar el tamaño del parque vehicular que circula diariamente en la ciudad. Se analiza-

rá cuántos vehículos se utilizan para el transporte público y cuántos se usan de manera particular. Además, se evaluará la cantidad de contaminación que estos vehículos producen a diario y se observará qué medidas se están tomando para reducir la emisión de gases CO_2. También se explorará el impacto que podrían tener los vehículos eléctricos (VE) en la reducción de la contaminación atmosférica si se integran en el uso cotidiano en la ciudad de Tegucigalpa.

Al realizar el presente estudio, se utilizará como ejemplo un vehículo particular (el vehículo que sea de los más usados en la ciudad de Tegucigalpa), esto con el objetivo de realizar una comparación de eficiencia en términos de economía, factibilidad y emisiones de gases CO_2.

Dentro de las técnicas a realizar se encuentra la evaluación del consumo de los vehículos de combustión interna y su relación con la distancia recorrida y el consumo de combustible. Esto se lleva a cabo para comparar un vehículo eléctrico (VE) que tenga características similares a las de un vehículo de combustión interna. Se investiga el impacto ambiental, especialmente en términos de emisiones de CO_2 que contribuyen al efecto invernadero.

Además, se investiga qué efectos provocará la instalación de parques de carga para vehículos eléctricos, así como en las residencias de los propietarios. Esto se debe a que el sistema actual no cumple con las condiciones necesarias para cargar las baterías de los vehículos eléctricos.

V. MARCO TEÓRICO

Actualmente, en el mundo hay tres mercados dominantes en cuanto a los autos eléctricos: China, Europa y Estados Unidos.

Los autos eléctricos no son un fenómeno nuevo, ya que existen desde hace alrededor de 200 años, incluso antes que los autos de combustión interna. Sin embargo, debido a la asequibilidad de estos últimos y al precio de los combustibles en ese momento de la historia, los vehículos de combustión interna ganaron popularidad mientras que los vehículos eléctricos declinaron.

En este momento de la historia, donde son visibles los efectos de los gases de efecto invernadero (GEI), se ha apostado por el desarrollo de nuevas tecnologías y la reinvención de otras, siendo los vehículos eléctricos una de ellas.

Se apuesta por un auto 100 % eléctrico, ya que ayudará a disminuir los GEI, la combustión tanto auditiva como ambiental, y de esta manera mejorar la calidad de vida del ser humano en cada una de sus facetas.

Al ser un medio de trasporte 100 % eléctrico, disminuye la dependencia que se ha tenido, a lo largo de los años, de los combustibles fósiles.

1. Principio de funcionamiento de un vehículo eléctrico

Los VE funcionan con electricidad suministrada por baterías recargables, esta energía es transformada en energía cinética. A diferencia de los automóviles convencionales, emplean una transmisión de una velocidad

porque su motor puede entregar su par máximo a distintas velocidades, mientras que los vehículos de combustión interna funcionan quemando combustible.

Figura 1.0. Batería de un VE.

Un motor de inducción es un dispositivo que suministra energía. Los voltajes de corriente alternan (CA) son inducidos por el campo magnético y giratorio del estator en el circuito del rotor. Están construidos con elementos de cobre, acero y aluminio. Los motores de inducción, también conocidos como motores asíncronos, se diferencian de otros tipos de motores eléctricos en el hecho de que no requieren corriente conducida a uno de los arrollamientos. La corriente que circula por uno de los devanados (generalmente el rotor) se debe a la fuerza electromotriz inducida por la acción del flujo del otro devanado, y es por esta razón que se les denomina motores de inducción.

El principio de funcionamiento de un motor de inducción centra sus bases según el principio de inducción mutua de Faraday. Al aplicarse corriente trifásica a las bobinas inductoras, se desarrolla un campo magnético giratorio. La frecuencia es similar a la de la energía alterna con la que se nutre al motor. Este campo al girar alrededor del rotor en estado de reposo inducirá corriente en el mismo, originando un campo magnético que seguirá el movimiento del campo estatórico, produciendo un par motor que hace que el rotor gire.

También se les da el nombre de máquinas asíncronas debido a que la velocidad de giro del rotor no es la de sincronismo impuesta por la frecuencia de la alimentación. Los motores de inducción funcionan con corriente alterna, por lo que su aplicación en VE puede parecer inapropiada al operar con una fuente de corriente continua, como puede ser la batería. Sin embargo, la corriente alterna se puede obtener de forma fiable a través de un inversor.

2. Estructura interna de un vehículo eléctrico

En la estructura de un VE, uno de los principales componentes es su batería, pues su funcionamiento depende completamente de la energía almacenada en la batería. Otras partes fundamentales son su motor o motores, transmisión, etc.

- *Motor eléctrico.* Uno de los componentes fundamentales junto con la batería. Este es capaz de convertir energía eléctrica en energía mecánica de rotación, suficiente para hacer funcionar el VE. Los motores eléctricos tienen una eficiencia superior al 90 % y en algunos casos superior al 95 %. Este es el motivo principal por el cual un coche eléctrico

es más eficiente que un coche con motor de combustión interna, ya que este último, aunque sea moderno y muy avanzado, suele tener una eficiencia de tan solo entre el 25 % y el 40 %, como máximo. Los motores eléctricos son más ligeros y mucho más compactos en comparación con los motores de combustión interna para un mismo nivel de potencia. Además, no requieren sistemas de refrigeración, aunque pueden ser empleados.

- *Transmisión.* Los motores eléctricos no requieren de una caja de cambios con diferentes relaciones para funcionar. Entregan el 100 % del par del motor casi desde 0 rpm, y permiten que el coche vaya ganando velocidad simplemente aumentado el régimen de giro. Solo algunos vehículos eléctricos poseen caja de cambios. Sin embargo, si existe una transmisión, siempre está presente. Consiste en un sistema de varias ruedas dentadas que se encargan de reducir la velocidad de giro del motor para que sea adecuada para hacer girar las ruedas (reductora). Hay que tener en cuenta que el motor eléctrico de un coche típico puede girar a 10,000 o incluso 15,000 rpm.
- *Unidad de control del motor.* Es un dispositivo electrónico que se encarga de regular la velocidad, par y sentido de giro del motor eléctrico, controlando el flujo de energía entre la batería de tracción y el motor. Además, también puede controlar el fijo de energía entre el motor y la batería, cuando este actúa como generador, al retener y frenar el avance del coche en lo que se denomina frenada regenerativa.
- *Inversor.* También llamado convertidor de CC a CA. Es un dispositivo eléctrico bidireccional encargado de convertir la corriente continua almacenada en la batería de tracción en corriente alterna, que es la que alimenta el motor eléctrico. Normalmente, el motor eléctrico es de corriente alterna (CA), como mencionamos anteriormente.
- *Convertidor de CC a CC.* También existe un dispositivo que se encarga de modificar la tensión de la corriente continua, aunque siga siendo igualmente corriente continua, para alimentar la batería convencional de 12 V del coche, que alimenta los elementos eléctricos auxiliares del coche, como luces, radio, etc. (no el motor).
- *Batería de tracción.* Se trata del paquete de baterías recargables que almacenan la energía eléctrica que permite alimentar al motor. Esta suele estar colocada bajo el suelo del habitáculo, entre ambos ejes, para que el centro de gravedad del coche sea también lo más bajo posible. Dentro de un encapsulado exterior normalmente de acero y/o aluminio, para buscar un buen compromiso entre resistencia, seguridad y peso, se encuentra un conjunto de módulos de batería, cableados y conexiones, y, según el caso, también un sistema de refrigeración —e incluso calefacción— de la batería (por aire o por líquido). En cada módulo de batería se agrupan varias celdas de batería, muy habitualmente de tipo plano-laminar. En una batería típica de coche eléctrico moderno, suele haber varias decenas de

módulos y varios cientos de celdas. El conjunto de todas las celdas y módulos suele suponer una capacidad de almacenamiento de entre 40 y 80 kWh, y un peso de entre 250 y 400 kg (aunque puede haber baterías más pequeñas y más grandes, según el coche). Cabe mencionar también que algunos fabricantes utilizan celdas diferentes de tipo cilíndrico, en lugar de las laminares.

- *Sistema de gestión de batería.* (BMS, por sus siglas en inglés). Es un dispositivo electrónico que se encarga de supervisar el estado de la batería, tanto de carga y descarga como de temperatura, entre otros factores, cuya función principal es cuidar por la seguridad y el estado de salud de la batería y evitar deterioro por sobrecalentamiento.
- *Cargador de abordo.* De nuevo se trata de un convertidor de corriente, pero, en este caso, de corriente alterna (CA) a corriente continua (CC). La corriente alterna —que llega por la red de suministro a través de una toma de corriente o punto de recarga— será convertida a continua para recargar la batería de tracción, que opera con corriente continua.
- *Toma de recarga.* Bajo una falsa tapa de depósito de combustible, o en otra disposición según el modelo de coche, se encuentra el «enchufe» al que se conecta la clavija del conector del cable de recarga, que viene desde un punto de recarga o desde una toma de corriente. Este conector en Europa debe ser de tipo 2 Mennekes, y también puede ser de tipo combinado, con 2 bornes adicionales para las estaciones de recarga rápida y súper rápida. En EE. UU. y en Japón emplean el conector tipo 1 Yazaki.

Además de todos estos elementos, los coches eléctricos siguen contando con otros sistemas típicos de cualquier otro coche, como sistema de frenos hidráulicos, aire acondicionado, calefacción eléctrica, faros, ABS y control de estabilidad, etc. El resultado final es un coche muy cómodo y sencillo de conducir y mantener.

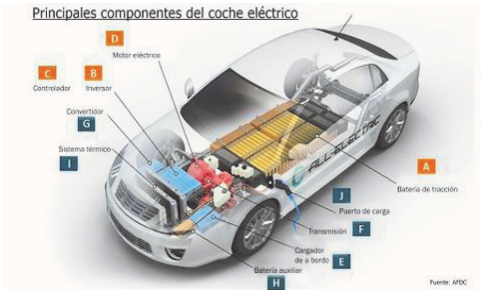


Figura 1.1. Componentes principales de un vehículo eléctrico.

3. Vehículos eléctricos en Honduras

VESA Honduras es hasta el momento la única concesionaria del país que ofrece al mercado autos 100 % eléctricos. En la actualidad, cuenta con dos modelos de la marca Tesla: el Modelo 3 (tipo turismo) y el Modelo Y (tipo camioneta), así como un modelo de dos plazas de la marca Quantum (Bolivia). Estos modelos se encuentran en exhibición en la sucursal de VESA en el mall La Galería.

Figura 2.0. Modelo Quantum.

Figura 2.1. Tesla Modelo 3.

Figura 2.2. Tesla Modelo Y.

Tesla Modelo Y. Con un precio de 72,000 dólares, este vehículo ofrece una velocidad de 0 a 100 km/h en solo 4.8 segundos. Además, cuenta con un atractivo sistema de seguridad integrado que facilita la localización en caso de robo. Con una potencia de 75 kW y una autonomía de 400 km por carga, su batería tiene una vida útil de 10 años.

Tesla Modelo 3. Con una potencia de 50 kW y una velocidad de recorrer 100 km en 5.3 segundos. El precio del cargador del auto Tesla es de 1000 dólares, y cada llanta tiene un valor de 19,000 lempiras, ofreciendo una calidad imponchable. El cargador es de 240 V.

Quantum. Al alcanzar una velocidad de 50 km/h con un precio de $11,000, el cargador es de 120 V.

Otra de las empresas que quiere incursionar e introducir vehículos eléctricos en el país es Toyota, según se mencionó en *Iconos Magazine* (diciembre de 2021). Se espera que para el 2030, la marca lance al mercado un auto eléctrico. Grupo Flores-Toyota Honduras señaló que espera con mucha expectativa la llegada al país del primer auto de esta nueva era de la empresa japonesa, y ya se prepara para estar a la vanguardia del mercado automotriz.

Es oportuno mencionar que en el país existen vehículos híbridos que cuentan con paneles solares y baterías para almacenar la energía obtenida por los rayos del sol. Cabe mencionar que estos vehículos no se conectan a la red del sistema eléctrico del país.

Según noticia de *El Heraldo,* actualmente en Tegucigalpa (capital política de Honduras), circulan alrededor de tres vehículos marca Tesla. Se espera que a medida que au-

mente la demanda y exista un mejor sistema de suministro, mejores regulaciones legales e incentivos, aumente el número de vehículos eléctricos que surque las calles de Tegucigalpa y posteriormente en todo el país.

Como la electromovilidad no solo abarca autos de cuatro ruedas, en Honduras, actualmente el Grupo Q ofrece una motocicleta 100 % eléctrica de la marca Super Soco (ensamblada en China).

4. Costo de electricidad consumida por un vehículo eléctrico

Según el Informe de Ajuste Tarifario del Cuarto Trimestre 2022, el ajuste de los costos de generación de electricidad está especialmente asociado a los costos de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica. Los combustibles fósiles representan aproximadamente el 45 % del total de generación del MEN. Es de suma importancia conocer la matriz energética y las diferentes tecnologías que la componen para así entender los aportes de cada una y determinar si son suficientes para satisfacer la demanda del sistema. Además, diferentes tecnologías implican diferentes costos de generación y contribuyen al déficit de energía y potencia. Otro factor que impacta directamente en los costos de generación y en los costos de activos de la ENEE es el tipo de cambio del dólar estadounidense. Para el cuarto trimestre, se utilizó un tipo de cambio de 24.76 lempiras por dólar, vigente el 27 de septiembre de 2021, lo que representa un aumento del 1 % respecto al anterior.

Con base en lo mencionado anteriormente y teniendo todos los datos de entrada necesarios, se realiza el cálculo de la estructura tarifaria. Esta experimentó un aumento del 7.29 % con respecto a la tarifa promedio del trimestre anterior, pasando de 5.3227 HNL/kWh a 5.7108 HNL/kWh.

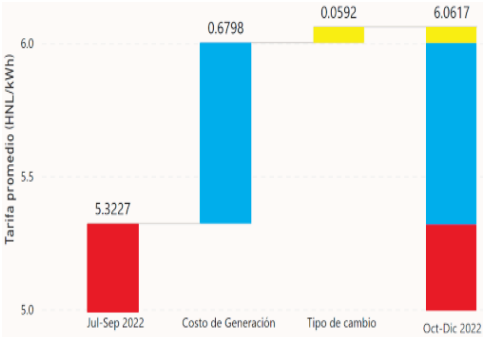


Figura 3.0. Contribución de variables en el cálculo de la tarifa promedio.

5. Definición de vehículos de combustión interna

Un vehículo de combustión interna es un dispositivo que obtiene su energía mediante la combustión de un combustible fósil. Es decir, cuenta con un motor térmico en el cual, durante la ignición, una parte de la energía se transforma en trabajo o movimiento mecánico necesario para el funcionamiento del automóvil. Los combustibles más utilizados para producir esta energía son la gasolina y el diésel. Sin embargo, en la actualidad también se utilizan combustibles como el GLP (Autogas), gas natural, entre otros.

Uno de los inconvenientes de este tipo de vehículos es el bajo aprovechamiento que hacen del contenido energético de los hidrocarburos, ya que no aprovechan más que el 30 % de la energía producida.

No obstante, la eficiencia de los motores ha aumentado de una manera muy importante en las últimas décadas: los vehículos que se fabrican hoy en día consumen unos 4-5 litros de gasolina cada 100 km —a más velocidad, más consumo—, a diferencia de los vehículos de hace unos años que tenían un consumo de hasta 15 litros. Para un vehículo de combustión interna, las reparaciones deben realizarse cada 5000 km, las cuales abarcan cambio de aceite, filtro de aceite, filtro de aire acondicionado, frenos, etc. En cada revisión pueden surgir más cambios o reparaciones (dependiendo del uso que tenga el vehículo).

En un vehículo VE no encontramos un sistema de distribución, por lo que no existe una correa de distribución que haya que cambiar. Tampoco hay combustible en un VE, por lo que se elimina la necesidad de bombas y filtros presentes en los vehículos de combustión interna. Además, en un VE desaparece el sistema de admisión de aire, así como el tubo de escape, lo que conlleva la eliminación de catalizadores y filtros de partículas. Además, no es necesario realizar cambios de aceite y, dependiendo del tipo de vehículo eléctrico, también puede desaparecer el embrague.

El mantenimiento a un VE es más simple, pues este consta de cuatro partes principales, las cuales son el motor (o motores), los transformadores de C. C. a C. A., el pack de baterías y el cargador de abordo. Estas partes funcionan a una temperatura óptima, esto significa que debe existir un sistema de refrigeración que permita mantener dichas temperaturas con sus respectivas bombas eléctricas. Este sistema necesita un mantenimiento constante, también los frenos, neumáticos, la dirección o la caja de cambios. Una de las principales preocupaciones para un motor eléctrico son los rodamientos, ya que, si estos se averían, sería necesario reemplazar el motor completo.

En este caso, los VE tienen un alto costo inicial y un costo de mantenimiento variable considerablemente bajo en comparación con los vehículos de combustión interna, lo que implica que un VE es rentable tomando en consideración su vida útil. Los motores eléctricos tienen alto rango de eficiencia energética en comparación con los motores de combustión.

6. Marco legal nacional

El primer proyecto de cooperación triangular permitió a la SEN orientar el desarrollo de la electromovilidad como una nueva política de estado. Sin embargo, hasta la fecha, en Honduras no existe un marco legal, técnico, regulatorio vinculante, ni incentivos que promuevan o hagan más atractiva la apuesta por un medio de transporte más sostenible.

La Secretaría de Energía impulsa un decreto ejecutivo que dará vida al Comité Nacional de Movilidad Eléctrica (Conmove), para luego trasladarlo a la Presidencia en Consejo de Ministros para instituirse de forma legal, ambos procesos apoyados por el PNUMA como socio cooperante.

En lo que resta del año 2022, la SEN comenzará el proceso del Análisis de Impacto Fiscal (AIF), para definir incentivos que apoyen la importación e introducción de vehículos eléctricos propulsados por tecnologías sostenibles al mercado nacional.

Asimismo, la movilidad eléctrica fue priorizada en Plan de Gobierno y se incluyó en las NDC y Energy Compact.

Sin embargo, cabe mencionar que la Secretaría de Energía (SEN) presentó el 12 de agosto 2022, a instituciones del gobierno, un borrador de la «Estrategia Nacional de Electromovilidad (ENE)», la cual sirve de base para la socialización de un anteproyecto de la que sería la Ley de Movilidad Eléctrica en Honduras (LMEH).

Aproximado en 10 años	Vehículo eléctrico	Vehículo combustible fósil	Vehículo híbrido
Precio (con punto de carga)	L 1,760,300.00	L 691,539.31	L 757,962.00
Gasto en combustible	L 7,912,800.00	L 39,619,840.00	L 23,524,280.00
Gasto en mantenimiento	L 2,000.00	L 5,000.00	L 5,000.00
Gasto en aparcamiento (ORA)		L 54,303.70	L 54,303.70
Gasto de km/inversión	17.339	6.9153931	7.57962
Impuestos	L 20,000.00	L 80,000.00	L 40,000.00
Total	L 9,695,117.34	L 40,450,689.93	L 24,381,553.28

Es importante porque la creación de una política de Estado establece un marco regulatorio que fomenta la adquisición y despliegue de nuevas tecnologías de movilidad en el transporte, impulsadas por dispositivos 100 % eléctricos. De esta manera, se busca lograr una reducción en la dependencia de fuentes de energía contaminantes y una disminución en la contaminación ambiental.

VII. ESTUDIO FINANCIERO

Para comparan económicamente los autos eléctricos, híbridos y de combustión interna, se ha desarrollado un modelo en Excel donde se proponen parámetros como el precio inicial del vehículo, mantenimiento, costos de combustible (dependiendo de la fuente de energía utilizada), impuesto anual de circulación y consumo (l/100km para autos de combustión interna e híbridos y kWh/100km para los VE).

Los modelos comparados son un Tesla modelo 3 (100 % eléctrico), Honda Civic (gasolina) y un Corolla Cross Hybrid (híbrido).

El estudio se realizó en un periodo de diez años, el cual representa la vida útil de la mayoría de baterías que se encuentran en el mercado.

Promedio de vehículo eléctrico Tesla Modelo 3	
Precio	1,733,900.00
Consumo (kWh/100km)	15.70
Alquiler mensual batería (si procede)	
Instalación punto de carga	26,400.00
Precio electricidad estimado (kWh)	5.04
Promedio de vehículo de gasolina Honda Civic 2021	
Precio	691,539.31
Consumo (l/100km)	12.80
Precio combustible estimado (l)	30.59
Otros datos relevantes	
Kilómetros al año previstos	10,000.00
Vida útil del vehículo prevista (años)	10.00
Gasto anual en ORA o similar	5,430.37
Impuesto de circulación	8,000.00
Promedio de vehículo de híbrido Corolla Cross	
Precio	757,962.00
Consumo (l/100km)	7.60
Precio combustible estimado (l)	30.593

Diferencia VE híbrido	Diferencia VE combustión
L 1,002,338.00	L 1,068,760.69
-L 15,611,480.00	-L 31,707,040.00
-L 3,000.00	-L 3,000.00
-L 54,303.70	-L 54,303.70
L9.76	L 10.42
-L 20,000.00	-L 60,000.00
-L 14,686,435.94	-L 30,755,572.59

VIII. RECOMENDACIONES

- Con la elaboración de este documento, se quiere contribuir a la sociedad de nuestro país, dando a conocer nuevas tecnologías que son amigables con el medio ambiente; en este caso, promoviendo el uso de los VE, que son mucho más eficientes en comparación con los vehículos de combustión interna y que no producen contaminación de gases CO_2 que son perjudiciales tanto para el medio ambiente como para la salud de la población. Se destacan estas importantes ventajas para que los propietarios de vehículos de combustión interna tengan la opción de comparar ambos tipos de vehículos y puedan elegir la mejor alternativa. De esta manera, contribuyen al mejoramiento del medio ambiente, un tema de suma importancia que afecta a todos los seres humanos en la actualidad.
- Fomentar la comercialización de vehículos eléctricos a través del Estado, estableciendo una tasa de introducción baja que facilite la importación de este tipo de vehículos para estimular a los usuarios y ofrecerles una alternativa económica en comparación con el costo de los combustibles, al mismo tiempo que proporciona un mejor rendimiento y eficiencia.
- Firmar convenios y tratados con países que tengan en su política las estrategias adecuadas para cuantificar y reducir los porcentajes de contaminación por efecto invernadero, permitiendo tener un mejor control y así poder mitigar y reducir dichas emisiones de (CO_2).
- Indagar las ventajas ecológicas que se pueden obtener al utilizar un VE, especialmente considerando la escasez y el impacto ambiental nocivo de las reservas de petróleo, las cuales están concentradas en unos pocos países del mundo. Además, los efectos del cambio climático ya están manifestándose. Los graves riesgos que plantea este problema exigen detener el consumo excesivo de petróleo y comenzar de nuevo con VE que cuenten con un alto grado de eficiencia energética.

IX. CONCLUSIONES

El interés por los VE está creciendo en todo el mundo. Cada vez más personas están considerando los autos que funcionan con baterías eléctricas, impulsadas por la crisis climática y el eventual agotamiento de los hidrocarburos. En Honduras, se está preparando actualmente para la implementación de estos vehículos, lo que promueve el desarrollo del país. Se espera el total apoyo del gobierno en conjunto con las instituciones de energía del país para una implementación satisfactoria. Sin embargo, se debe tener en cuenta que no es un trabajo sencillo, ya que varios aspectos deben considerarse. Es fundamental contar con talleres de servicio certificados en la reparación y mantenimiento de vehículos eléctricos

Se concluye que es importante desarrollar, por medio de la banca comercial local o bancos multilaterales de desarrollo, modelos o mecanismos financieros accesibles para los usuarios, ya sea a través de la creación de fi-

deicomisos o inversiones internacionales para promover la demanda de dicha tecnología.

Además, para que la electromovilidad tenga un mayor impacto el Gobierno de la República debe ser el garante principal de su promoción, es decir, las instituciones del Estado deben ser las primeras en optar por la movilidad eléctrica, por eso es necesario que los transportes eléctricos estatales estén dentro del presupuesto de compras del Estado, propiciando de esta manera modernización y descarboxilación de las instituciones hondureñas.

X. REFERENCIAS

[1] S. D. T. D. Automoción, *El vehículo eléctrico. Desafíos tecnológicos, infraestructura y oportunidades de negocios,* Barcelona: Publisher, Librooks, 2011, pp. 18-23.

[2] J. G.-O. Serranos, «Vehículo eléctrico, análisis, evolución y perspectivas del futuro», Madrid, 2018.

[3] J. F. M. Cartajena, «Asignación de recursos para la recarga de vehículos eléctricos en estaciones de servicio basado en la respuesta a la demanda», *Revista H+D Tecnológico,* vol. 14, n.º 2, pp. 4-5, 2018.

[4] OPSA, «El futuro automovilística llega a Honduras con el Tesla modelo 3», *Estilo,* pp. 1-4, 21, Feb. 2022.

[5] G. P. Prices, «Precios de la gasolina, litro, 14-marzo-2022». Acceso: Marz. 14, 2022 [En, línea]. Disponible: https://es.globalpetrolprices.com/gasoline_prices/

[6] G. P. Prices, «Precios del diesel, 14-marzo-2022». Acceso: Marz. 14, 2022 [En línea]. Disponible: https://es.globalpetrolprices.com/Honduras/diesel_prices/.

[7] G. P. Prices, «Precios del autogas, 14-marzo-2022». Acceso: Marz. 14, 2022 [En línea]. Disponible: https://es.globalpetrolprices.com/Honduras/lpg_prices/

[8] J. L. S. Ribera, «Análisis comparativo teórico-experimental de la aplicación de las máquinas eléctricas clásicas en el vehículo eléctrico», Valencia, España, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, 2018.

[9] M. A. Martínez Escudero, «Google académico». Acceso: En. 2017. [En línea]. Disponible: https://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/25504/TFG-P-630.pdf?sequence=1&isAllowed=y

PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN HONDURAS

Tania Carolina García González, Zony Roberto Maradiaga Aceituno,
Héctor Eduardo Artiaga Cerrato, Rolando Castillo
Departamento de Ingeniería Eléctrica Industrial
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— El presente documento es el resultado del análisis de las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución. Su estructura ofrece información sobre la problemática en los últimos años referente a las pérdidas de energía eléctrica en Honduras, una breve descripción sobre la clasificación de las pérdidas y, para finalizar, las estrategias para la reducción de las mismas que pueden ser implementadas para afrontar la situación actual o las que se presenten en un futuro. Las pérdidas de energía en una red de distribución eléctrica no se pueden eliminar completamente, pero pueden minimizarse mediante la planificación, el diseño adecuado de las líneas y el uso de tecnologías eficientes tanto a nivel de distribución como de consumo.

Palabras clave— Medida centralizada, pérdidas técnicas, pérdidas no técnicas, seguridad y mantenimiento, barrido de circuito, blindaje de redes.

I. INTRODUCCIÓN

La pérdida eléctrica es un componente clave en la medición de la eficiencia y la sostenibilidad financiera del sector eléctrico. Representa la diferencia entre la cantidad de electricidad que ingresa a la red y aquella que es entregada para consumo final, reflejando el nivel de productividad de la infraestructura en transmisión y distribución.

Existe una problemática común en las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica, la cual se trata del desafío que trae la reducción y el mantenimiento del índice de pérdidas de energía eléctrica. Este indicador relaciona la eficiencia en la entrega de energía al usuario final, determinado por la siguiente expresión:

$$IP = \left(\frac{Energía_{Suministrada} - Energía_{Facturada}}{Energía_{Suministrada}}\right) * 100\%$$

Este índice de pérdidas de energía se ve fuertemente afectado por factores como el mantenimiento de las redes, el estado de los equipos, la condición de las conexiones, los factores ambientales y las conexiones fraudulentas o irregulares, entre otros. Las actividades de conexión fraudulenta son la causa de una considerable pérdida de energía que no se cuantifica ni se factura.

En escenarios ideales, se estima que este índice esté por debajo del 17 %, siendo este valor el promedio aceptable para la región, pero no ocurre así debido a la pérdida de energía durante el transporte, la transformación y la distribución. En la Tabla 1, se presenta la evolución del índice de pérdidas para el caso de la empresa distribuidora ENEE.

Debido a la magnitud de las pérdidas de energía eléctrica, las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica deben mantener unos planes de reducción y control de estas. Entre estas estrategias, destaca la importancia de la implementación de sistemas de medida centralizada como herramientas para reducir las pérdidas de energía eléctrica. Esto se logra mediante un blindaje de la red, teniendo en cuenta las nuevas tecnologías disponibles, las cuales ofrecen eficiencia y un alto grado de confianza.

Se denota la importancia que conlleva un barrido de circuitos atacando dichas pérdidas.

En el desarrollo de este documento, se presentará la motivación que dará origen a la implementación de un plan de reducción de pérdida, así como la descripción del problema y algunas recomendaciones que sean de máximo beneficio para todo el país.

TABLA 1. Evolución histórica del índice de las pérdidas de energía eléctrica en Honduras para el periodo 2012-2021

Periodo	Índice de pérdidas de energía para el periodo [%]
2012	29.82
2013	31.33
2014	31.19
2015	32.51
2016	32.64
2017	33.72
2018	32.52
2019	33.21
2020	34.70
2021	35.15

II. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

Debido a la falta de inversión en distribución, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) ha permitido que las pérdidas de energía eléctrica se incrementen a niveles inaceptables para su sostenibilidad. De acuerdo con la CEPAL, en 2013 Honduras presentó el mayor nivel de pérdidas en Centroamérica, con un 31.2 %. Costa Rica, en contraste, registró el menor porcentaje de pérdidas, con un 11.6 %, mientras que el promedio para la región fue del 17.1%. Desde agosto de 2016, el consorcio Empresa Energía Honduras (EEH) opera el sistema de distribución eléctrica y se comprometió a reducir en 17 puntos porcentuales las pérdidas en dicho sistema en un periodo de 7 años, con una inversión de 358 millones de dólares. Las pérdidas, comúnmente denominadas «pérdidas técnicas y no técnicas», alcanzaron el 33 % de la energía inyectada a la red por las centrales generadoras en 2015, energía que no fue facturada por la ENEE. La cantidad total de estas pérdidas asciende a unos 280 millones de dólares al año.

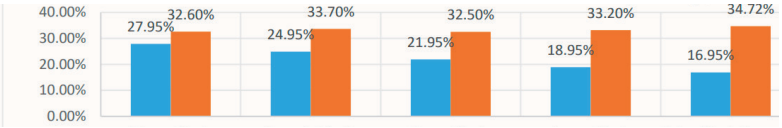


Figura 1. Reducción de pérdidas esperada versus reducción de pérdidas realizada.

La Empresa de Energía Honduras (EEH) fue contratada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para reducir las pérdidas de electricidad, disminuir saldos no pagados y aumentar la inversión en la actividad de distribución, entre otros objetivos. Sin embargo, la EEH no ha cumplido ninguna de estas metas: las pérdidas y niveles de mora han aumentado. Las inversiones de EEH en el sistema de distribución continuamente han estado por debajo del 50 % de lo comprometido en el contrato.

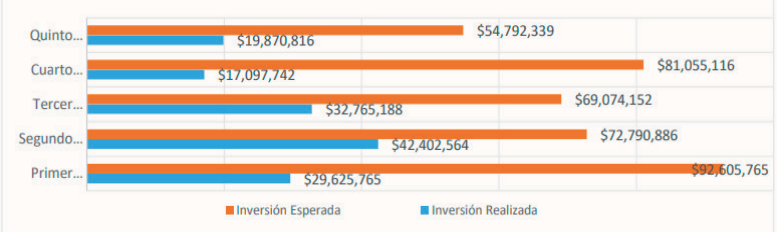


Figura 2. Inversión esperada versus inversión realizada.

De acuerdo con la CEPAL (2014), en el 2013 Honduras tuvo el mayor nivel de pérdidas de energía eléctrica en Centroamérica con 31.2 % (el promedio para la región fue de 17.1 %). Las pérdidas técnicas y no técnicas alcanzaron el 33 % de la energía inyectada a la red por las centrales generadoras en 2015 (véase el Gráfico 1), energía que no es facturada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). La cantidad total de las pérdidas ascendió a 280 millones de dólares por año aproximadamente.

III. MARCO TEÓRICO

El sector eléctrico consta de tres áreas funcionales: generación, transmisión y distribución. La energía eléctrica se genera en las centrales eléctricas, donde se convierten las fuentes de energía primaria en energía eléctrica. La red de transmisión es el siguiente paso en la cadena de suministro y es responsable de transportar la electricidad desde las centrales eléctricas hasta los centros de distribución. Los sistemas de distribución tienen dos redes principales: distribución primaria y secundaria. La distribución primaria alimenta a grandes consumidores conectados a media tensión, así como a transformadores de distribución. Estos transformadores, a su vez, suministran energía a las redes de distribución secundaria, que son el punto de conexión de los consumidores al sistema eléctrico.

Las pérdidas de transmisión y distribución eléctrica representan la mayoría de las pérdidas de energía en todo el sistema. Las mayores cantidades de estás pérdidas ocurren en las líneas de distribución primaria y secundaria, y pueden clasificarse como pérdidas no técnicas o comerciales (comúnmente denominadas pérdidas negras), pérdidas técnicas y pérdidas financieras. Las pérdidas a nivel nacional representan un serio problema que se refleja en deficiencias operativas de las empresas de distribución, lo que ocasiona costos internos elevados y tiene un impacto significativo en las tarifas eléctricas y en la economía de las empresas.

a. Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía. En efecto, esta energía es utilizada por algún usuario para alguna actividad, el cual puede estar registrado o no en la empresa de distribución y por ello recibe solo parte o ninguna retribución por la prestación del servicio, ocasionándole así una pérdida económica. Las pérdidas no técnicas son por naturaleza pérdidas íntimamente vinculadas con la calidad de la gestión entre los clientes y la empresa; el origen de estas pérdidas se da en cada una de las etapas que normalmente se siguen para dar servicio al cliente. Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios.

Según la causa que las produce:

- *Consumo de usuarios no suscriptores o contrabando.* Comprende fundamentalmente la conexión directa de usuarios del servicio a una red sin haber suscrito un contrato o acuerdo con la empresa distribuidora de energía. En este grupo

también se encuentran los usuarios que, habiendo tenido un contrato con la empresa distribuidora, son desconectados de la red y se vuelven a conectar a esta sin autorización y sin tener además medición de energía consumida.

- *Error en la contabilización de energía.* Comprende todos los errores de medición de contadores de energía, lectura y facturación de suscriptores excluyendo de este grupo a los casos de adulteración de los equipos de medición.
- *Error en consumo estimado (de suscriptores sin contador de energía).* Comprende a todos aquellos suscriptores que por cualquier motivo son facturados por una estimación de su consumo.
- *Fraude o hurto.* Comprende todos los casos en los que el usuario, siendo un suscriptor de la empresa distribuidora de energía, altera intencionalmente el equipo de medición o toma directamente la energía de la red.
- *Error en consumo propio de las empresas distribuidoras.* Comprende la energía consumida y no contabilizada por la empresa encargada de la distribución. Incluye generalmente el consumo no medido de auxiliares de alumbrado público.

Es evidente que un sistema de medición defectuoso, la falta de aplicación periódica de procesos de facturación adecuados y la incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales son reflejos de la capacidad administrativa de la empresa distribuidora, o de la falta de mecanismos legales para actuar en estos casos. Así tenemos:

b. Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechada y que el sistema requiere para su operación. Es decir, la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y que sirven para conducir y transformar la electricidad. Estas pérdidas pueden ser determinadas mediante métodos mensurables y analíticos utilizando las herramientas disponibles para la empresa distribuidora, ya sean hardware, software, instrumentos de medición u otros. Representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras. Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente, solo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

Por la función del componente:

- *Pérdidas de transporte.* En líneas de subtransmisión, circuitos de distribución primaria y secundaria.
- *Pérdida por transformación.* En transmisión/subtransmisión, distribución y en transformadores de distribución.

Por la causa que las origina:

- *Pérdidas por efecto Joule.* Cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor isotérmico, se produce la generación de calor. Este efecto se debe a la trans-

ferencia de energía eléctrica a través del conductor, de manera análoga al rozamiento. Conocido como el *efecto Joule,* estas pérdidas se manifiestan principalmente en el calentamiento de cables y bobinados de los transformadores de distribución.

- *Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.* Existe una potencia destinada exclusivamente a magnetizar el núcleo, la cual no tiene otra aplicación práctica. Esta potencia se considera como pérdida en la imantación del núcleo del transformador y se conoce como pérdida por histéresis. Por otro lado, en los equipos eléctricos, los trozos de conductor se mueven en un campo magnético o están ubicados en un campo magnético variable, lo que da lugar a corrientes inducidas que circulan a través del conductor. Estas corrientes, conocidas como corrientes de Foucault, generan pérdidas.

IV. DESARROLLO

a. Estrategias que se están implementando

Barrido de circuitos

Esta estrategia se basa en realizar una revisión cliente por cliente en los circuitos que presentan mayores pérdidas, con el objetivo de detectar anomalías que puedan indicar actividades fraudulentas, como conexiones directas o manipulación de medidores. Para llevar a cabo esta estrategia, es fundamental comenzar por los clientes que representan la mayor demanda eléctrica. En nuestro país, esta situación se observa principalmente en la región noroccidental, específicamente en la zona de Cortés, donde se concentra la mayor cantidad de industrias en operación diaria.

Al realizar el barrido de circuitos, es importante considerar los métodos de medición que se van a emplear. En este aspecto, existen dos tipos de mediciones que se utilizan durante el barrido de circuitos para detectar anomalías y reducir las pérdidas no técnicas en la distribución.

- *Medida directa.* La medida directa en electricidad se refiere a la cantidad de energía obtenida directamente del aparato sin necesidad de cálculos adicionales. Esta medición se realiza mediante instrumentos especializados que ofrecen lecturas directas sobre el dispositivo o proceso en análisis. En otras palabras, el resultado final se obtiene sin requerir de otros valores para su determinación, siendo proporcionado directamente por el instrumento de medición utilizado en ese momento. Se emplean diversos instrumentos, como calibradores, micrómetros y máquinas de medición por coordenadas, para medir las dimensiones del objeto de forma directa. Durante los barridos de circuito, se llevan a cabo mediciones directas desde la acometida hasta el medidor con el objetivo de detectar irregularidades, anomalías y posibles manipulaciones ilícitas en el equipo de medición. Estas mediciones directas se emplean exclusivamente en esa sección del circuito, permitiendo

una detección más precisa de cualquier problema que pueda causar pérdidas de energía.

- *Medida semidirecta.* La medición semidirecta se define como un tipo de conexión en la cual las señales de tensión recibidas por el medidor son las mismas que recibe la carga, mientras que las señales de corriente provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga. En este tipo de medición, las señales de corriente se obtienen a través de transformadores de corriente, mientras que las señales de tensión se toman directamente de las líneas de alimentación hacia la carga. Para calcular la energía consumida por una instalación, es necesario multiplicar la lectura indicada en el medidor por la relación de transformación de los TC utilizados.
- *Medida indirecta.* Es aquella que se caracteriza por tener el medidor de energía conectado no directamente a los conductores de la acometida, sino a bornes de equipos auxiliares de medición, como transformadores de corriente y de tensión. La cantidad de estos equipos depende del tipo de conexión que tenga el transformador en el lado primario (Delta o Y), pudiendo ser de dos o tres elementos. Para calcular la energía consumida por una instalación, es necesario multiplicar la lectura indicada en el medidor por el producto de las relaciones de transformación de los TC y los TT.

Tabla 2. Tipo de medición a utilizar

Tipo de medición	Conexión	Carga (kVA)	Energía
Directa	Monofásico bifilar	≤ 10	Activa
	Bifásico trifilar	≤ 18	Activa
	Trifásico tetrafilar	> 18 y ≤ 28	Activa
Semidirecta	Monofásico trifilar	> 19 y ≤ 43	Activa
	Trifásico	> 28 y ≤ 45	Activa
	Trifásico	> 45	Activa y reactiva
Indirecta	Trifásico	>150	Activa y reactiva

b. Sistema de medida centralizado (AMI)

Esta es quizá la estrategia más viable a corto plazo para atacar las pérdidas no técnicas en el sistema de distribución de energía eléctrica. Consiste en gestionar el intercambio de información entre el sistema de gestión y las unidades de medida. Permite la gestión remota de diferentes funcionalidades como la toma de lecturas, procesos de conexión y desconexión para los medidores que poseen dicha capacidad, eventos y alarmas, el control de acceso a las interfaces, entre otras funcionalidades El objetivo es ofrecer una solución eficiente para la toma oportuna de decisiones preventivas y correctivas.

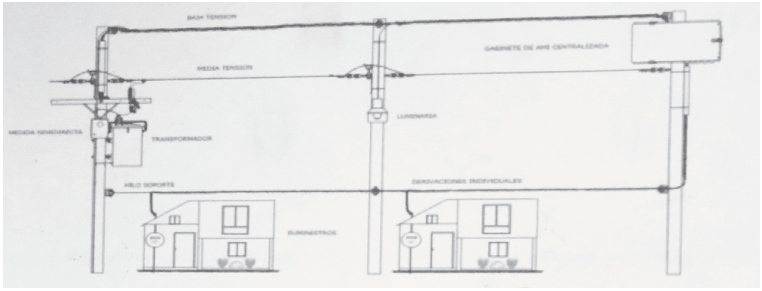


Figura 3. Esquema de construcción de un proyecto AMI centralizado.

El sistema AMI, en orden de funcionar correctamente, consta de diferentes etapas y componentes. Son los siguientes:

- *Terminal de Lectura Individual (TLI).* Son aquellos que se instalan en cada vivienda o comercio, estos miden directamente la energía de cada cliente por separado. Se conectan a las terminales secundarias de su respectivo transformador. Estos dispositivos son bidireccionales, lo que significa que envían y reciben información en tiempo real en todo momento. Además, el TLI consta de un monitor que se instalará en cada vivienda, comercio o industria, donde simplemente se mostrarán los resultados de las mediciones a los usuarios.
- *Gabinete de Medición (GM).* Son medidores ubicados en el lado primario de su respectivo transformador, estos tienen la función de medir la cantidad de energía total que está pasando por este transformador, independientemente del número de clientes que estén conectados a este dispositivo. Estos dispositivos también son bidireccionales para su comunicación con el TLI y el BE.
- *Colector de Datos (CD).* Este dispositivo se encarga de almacenar, enviar y recibir toda la información de los demás elementos del sistema. Gracias a este elemento es que podemos ser capaces de saber en todo momento qué está ocurriendo en los circuitos. Su conectividad puede ser alámbrica o inalámbrica.

- *Balance de Energía (BE)*. Es un elemento que, como su nombre lo dice, se encarga de hacer balances de energía entre todos los GM y TLI conectados; esto gracias a la acción del CD que es el que le envía la información en todo momento para hacer las respectivas correcciones.

El sistema AMI centralizado también debe contar con un Sistema de Gestión y Operación, que consiste en un software o conjunto de aplicaciones informáticas que permiten controlar, administrar y gestionar toda la información y datos relacionados con la medición de consumos de energía de los clientes. Además, es responsable de la configuración, operación y mantenimiento de todos los componentes del sistema. Su funcionalidad incluye el tratamiento de eventos y alarmas, así como la administración y operación de todas las comunicaciones del sistema

El sistema de telegestión y operación debe ser capaz de registrar, como mínimo, los siguientes eventos:

- Permitir la detección de intervenciones no autorizadas a los equipos. Esto con el objetivo de poder hacer algo en tiempo y forma cuando la gente intente manipular un medidor.
- Todas las alarmas y eventos deben ir con su estampa de tiempo. Esto para llevar un registro cronológico de todos los eventos y añadirlos a una base de datos.
- Detectar e identificar el intervalo en el que se restablece la alimentación después de una pérdida del suministro de energía.

c. Blindaje de la red de distribución

El blindaje de la red es un aliado clave en la lucha contra el robo de energía. Este robo se minimiza al proteger todos los puntos que se consideran vulnerables. De esto se deriva la necesidad de tomar medidas técnicas para eliminar vulnerabilidades en la red de distribución de baja tensión. Para ello, es necesario tener en cuenta todos los elementos que componen esta red y que pueden ser manipulados, por ejemplo: líneas de distribución, conectores y medidores de energía

Blindaje de los conductores

Esta parte de la red eléctrica es muy susceptible a la manipulación con fines de conexión ilegal. El principal problema de esta red de distribución es que, a pesar de tener un aislamiento eléctrico adecuado, el aislamiento mecánico es muy fácil de dañar. Se tienen diversos productos para la protección de las líneas de baja tensión:

- *Protector de cables BT*. Estos protectores son cubiertas utilizadas en líneas aéreas de baja tensión. Su instalación es sumamente sencilla y sirve para aislar la zona a proteger, evitando así el contacto accidental y previniendo posibles fallos, como la caída de ramas de árboles o la manipulación por parte de usuarios. El tubo está diseñado para proporcionar un desempeño confiable en empalmes, conexiones y terminaciones eléctricas, además de ofrecer protección mecánica y ambiental.

- *Electroducto metálico corrugado con cubierta de PVC*. El diseño flexible facilita la instalación de difícil acceso, con radios de curvatura cerrados y movimientos repetitivos; asegura conexión a tierra de la instalación y blindaje contra corrientes parásitas originadas por campos magnéticos. Producida a partir de una banda de acero galvanizado, tiene una estructura metálica helicoidal y está recubierta con una capa de PVC negro, que sella el conjunto.
- Sealtubo de Blindaje Especial. Fue diseñado para proteger el cable y prevenir el robo de energía. Consiste en un macarrón de cinta metálica rodeado por una malla metálica trenzada y recubierto externamente con una capa de PVC flexible, lo que proporciona protección adicional en el segmento del cable donde se instala.

Blindaje de medidores de energía

Los medidores de energía representan el último eslabón de una instalación de distribución que es vulnerable a la manipulación por parte de los usuarios finales, quienes cometen fraudes en las instalaciones de las redes secundarias de baja tensión propiedad de las empresas distribuidoras. Las personas han desarrollado varias técnicas para manipular los medidores, dependiendo del tipo. Por lo tanto, el blindaje de medidores de energía proporciona un sistema seguro (antifraude) que evita manipulaciones no autorizadas del medidor y facilita la legalización de conexiones domésticas o industriales. Además, protege el medidor de energía de condiciones ambientales extremas.

Para evitar al máximo la manipulación del medidor a través del blindaje, esta caja cuenta con una pestaña de anclaje superior entre la tapa y la base para asegurarla firmemente. Además, la tapa presenta aletas laterales en su interior que proporcionan un ajuste perfecto con la base, aumentando la rigidez del conjunto y evitando la flexión en las paredes laterales. Estas cajas se fabrican en policarbonato 100 % virgen mediante el proceso de inyección, tanto para la tapa, la base, la parrilla y la subcapa, y están disponibles en versiones transparentes o translúcidas.

d. Repotenciación de circuitos

La repotenciación consiste en una optimización de las líneas de distribución, ya sea por el cambio de calibre de los conductores o la selección del transformador. A continuación, se presentan estos métodos de reducción para las pérdidas técnicas:

Cambio de conductor

Al realizar un cambio en el conductor, se produce una variación en la resistencia, lo que conlleva a una disminución de las pérdidas por efecto Joule al aumentar el calibre del conductor. Antes de efectuar dicho cambio, es crucial determinar si el conductor de la red está sobrecargado. Para ello, se evalúa la energía consumida en la red, calculando la corriente máxima demandada. Se verifica si esta corriente es mayor o no a la capacidad nominal del conductor de la red, a fin de determinar si es

necesario realizar el cambio del conductor. En caso afirmativo, se procede con la sustitución del conductor, o en su defecto, se transfieren abonados a otro circuito para aliviar la carga o se divide el circuito para distribuir la carga de manera equitativa.

Antes de llevar a cabo la renovación de las líneas de distribución, es necesario priorizar las actividades de mantenimiento como primer paso. Posteriormente, se puede proceder con la repotenciación.

Rotación de transformadores

Otra razón de las pérdidas técnicas se debe al dimensionamiento y selección inadecuados del transformador, o al hecho de que el transformador haya alcanzado el final de su vida útil. Los transformadores de distribución pueden aumentar significativamente su porcentaje de pérdidas si operan con cargas muy bajas (debido a las pérdidas en vacío) o muy altas (pérdidas combinadas de vacío y carga). Para reducir las pérdidas en los transformadores de distribución, es posible optimizar su capacidad. La rotación de transformadores permite reubicar aquellos que están sobrecargados con otros que estén sobredimensionados, y viceversa, para asegurar que operen dentro de la curva de eficiencia de los transformadores.

Este método de reducción tiene beneficios para la empresa, como la disminución de las pérdidas en los transformadores, una mejor utilización de la capacidad instalada y la reducción en la necesidad de adquirir nuevas unidades. El cambio de capacidad se lleva a cabo únicamente en los transformadores en los que se realizaron mediciones y se determinaron las pérdidas.

e. Estrategias de innovación

Redes inteligentes (smart grids)

Una red inteligente es aquella que tiene la capacidad de optimizar, en tiempo real, el uso de todos los recursos de la red eléctrica. Esto implica manejar de manera óptima y en tiempo real los generadores conectados a nivel de distribución, la demanda y hasta la misma red. De esta manera, la red pasa de ser un ente pasivo que simplemente suministra electricidad a los clientes, a convertirse en una entidad activa que se comunica constantemente con el resto del sistema de potencia, y además es capaz de gestionar los recursos energéticos en base a las condiciones del sistema.

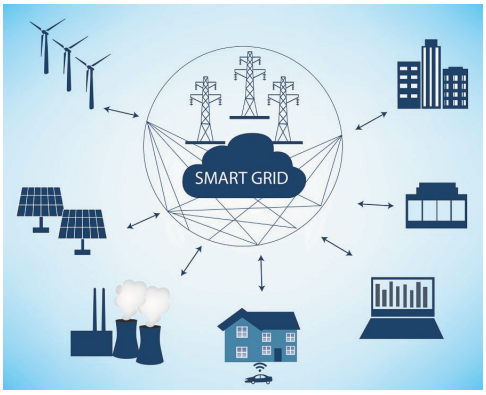


Figura 4. Smart grids.

Esto se logra a través de distintos sensores instalados a lo largo de la red de distribución (también se puede hacer en transmisión). Se les llama *smart sensors,* que son los

que brindan información seleccionada para evaluar y decidir sobre los procesos que requieren una mejora o presentan algún hecho inesperado que demanda atención inmediata.

Figura 5. Smart sensors.

Estos sensores tienen las siguientes características:

- Instalación directa en caliente en el cable de media tensión aéreo, no usan baterías (autoalimentado). Estos se cargan de la propia red eléctrica.
- Flexibilidad de comunicación vía celular (modem celular interno) y comunicación WiFi. Al igual que los gabinetes de medición del sistema de medición AMI.
- Captura instantánea de eventos ocurridos en la red eléctrica.
- Monitoreo y analítica de los diferentes parámetros de mi red a través de software avanzado.

Los principales beneficios que nos ofrecen las redes inteligentes son:

- *Mayor eficiencia.* Este es el concepto principal de una red inteligente, el uso óptimo de recursos. Dependiendo de cómo se configure, una red inteligente permite reducir las pérdidas en las redes de distribución, también reducir la demanda en la hora pico y hacer un mejor uso de los activos de la red. La eficiencia permite reducir los costos de suministro.
- *Reducción de emisiones.* Otro aspecto fundamental de las redes inteligentes es su capacidad para conectar la generación renovable más allá de los límites de las redes pasivas. En una red pasiva, los niveles de inyección de generación están limitados por el diseño de la red, que considera el peor escenario de demanda. Estos límites son estáticos. En cambio, en una red activa, los límites se ajustan en tiempo real para cada condición de la red, siendo límites dinámicos. Como resultado, es posible integrar una mayor cantidad de generación renovable en las redes de distribución, lo que reduce la dependencia de las grandes centrales térmicas y las emisiones de carbono.
- *Mayor confiabilidad.* Las redes inteligentes tienen la capacidad de cambiar su configuración en respuesta a fallas o a las condiciones de distintas zonas de la red. Por ejemplo, pueden aislar la zona de la red que ha fallado, evitando así apagones más generalizados. Además, una red inteligente puede contar con la capacidad de autoabastecerse cuando dispone de generadores y dispositivos de almacenamiento, lo que también permite a la red aislarse del resto del sistema en caso de un apagón generalizado. Como resultado, se incrementa la confiabilidad y seguridad del suministro.

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Implementar un sistema diseñado con nuevas tecnologías de comunicación inalámbrica, siguiendo la filosofía de los sistemas de medición inteligente (smart metering), y que cumpla con los estándares de soluciones industriales, comerciales y residenciales. Además, este sistema debe optimizar los procesos técnicos en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

Según el estudio y el proyecto piloto realizados para implementar el sistema de medición centralizada AMI (Advanced Metering System), podemos concluir que es una herramienta sumamente eficaz para combatir las pérdidas no técnicas en los circuitos de distribución. Esto se logra al limitar las posibilidades de intervención por parte del usuario en los sistemas de medición, lo que resulta en una reducción instantánea de un número significativo de pérdidas no técnicas

Uno de los principales problemas en el aumento de las pérdidas no técnicas es la facilidad con la que se produce el hurto o fraude energético, debido a la falta de supervisión por parte del personal de la empresa distribuidora. Esto permite un abuso total por parte de los usuarios en la manipulación de las redes y medidores de energía. Por lo tanto, realizar barridos frecuentes de circuitos es de gran importancia para el control y verificación del sistema de distribución. Al implementar nuevas estrategias, es crucial asegurarse de que no fracasen y que puedan expandirse para reducir las pérdidas en otras zonas del país, junto con la implementación de nuevas propuestas.

El sistema de medida centralizada utiliza modernas tecnologías de comunicación para llegar hasta los usuarios, permitiéndole a la empresa administrar el servicio de distribución de energía con las siguientes ventajas: medición remota de consumos de energía, desconexión manual y automática de usuarios y seguimiento de consumos consolidados por transformador de distribución, lo cual le facilita a la empresa de energía la detección de fraudes. Además, el sistema da la posibilidad de ofrecer a los usuarios servicios como el seguimiento detallado de sus consumos de energía.

V. REFERENCIAS

[1] G. O. Plata, C. A. Duarte, «Central System Metering on Low Voltage Utility Distribution Networks to Reduce the Energy Loss», Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica 2017.

[2] P. Mena, «Control y reducción de pérdidas no técnicas». UTC, 2013. Disponible: http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/1031/1/T-UTC-1264.pdf

[3] J. García-Hernández, «Recent Progress in the Implementation of AMI Projects: Standards and Communications Technologies», Mechatronics, Electronics and Automotive Engineering (ICMEAE), Cuernavaca, 2015.

[4] V. H. Ventura, R., Carvalho y J. M. Arroyo, «Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de Honduras». Cepal, 2018. Disponile https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/

[5] R. Jiménez, T. Serebisky y J. Mercado, «Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe». Banco Interamericano de Desarrollo (BID), 2014.

[6] Asociación para una Sociedad más Justa, «Estado de país: Honduras 2022. Subsector eléctrico». Disponible: https://estadodepais.asjhonduras.com/docs/

[7] CODENSA, «AE303 Caja para medidor bifásico o trifásico», 2014. Disponible: https://likinormas.micodensa.com/Norma/acometidas_medidores/cajas_armarios_celdas/ae303_caja_medidor_trifasico_especificaciones_generales

[8] Kraus-Muller, «Blindaje de red», 2022. Disponible: https://www.krausmuller.com.br/es/blindaje-de-red/

[9] Taco Chalá, «Pérdidas en distribución de energía eléctrica», Universidad Politécnica Salesiana, 2012, Disponible: https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1898/2/01%20Perdidas%20en%20distribucion.pdf

ANÁLISIS DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA ENEE POR EFECTO DE LA PANDEMIA COVID-19 (ENERO-AGOSTO 2020)

Kevin M. Guillén, Óscar J. Midence, Dennis A. Rivera
drivera@unah.edu.hn
https://orcid.org/0009-0006-2574-098X
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— La pandemia de COVID-19 desató una crisis a nivel mundial que repercutió en diversas empresas e instituciones, tanto públicas como privadas. Esta investigación se centró en analizar y evaluar el impacto económico que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) experimentó a consecuencia de esta situación. Por esta razón, con el objetivo de obtener estos datos se llevó a cabo una revisión de los ingresos y egresos de la ENEE desde el inicio de la cuarentena en el país (20 de marzo de 2020) hasta agosto de 2023.

Las grandes diferencias de costos de producción entre 2019 y 2020 se produjeron gracias a la caída del precio del petróleo. El búnker alcanzó un precio históricamente bajo de 19.12 $/bbl, esto provocó que el costo de generación de 2020 fuera menor que el de 2019, además la generación renovable no tuvo mayores efectos en la diferencia de los costos de generación. Adicionalmente, como consecuencia de las medidas impuestas debido a la pandemia de COVID-19, se observó un aumento del consumo de energía en el sector residencial del 41.1 % al 51.8 %, mientras que en los sectores comerciales e industriales se registró una disminución del 28.7 % al 23 % y del 23.8 % al 19.4 %, respectivamente.

En el aspecto económico, se realizó un análisis de los excedentes durante el periodo de enero a agosto de 2020 y 2019. Los resultados revelan que en 2020 la ENEE registró 457,530 millones de lempiras en excedentes a su favor, en contraste con los -354,575 millones de lempiras de déficit que hubo en 2019. Esto refleja un claro efecto positivo en los excedentes netos de la ENEE dentro de los meses analizados. Sin embargo, a largo plazo, esto no tiene un mayor efecto en la economía de la ENEE, ya que venía cargando grandes deudas desde hace mucho tiempo, las cuales van en aumento. Esto se debe a que las pérdidas de energía se mantienen por encima del 30 % y que el mismo sistema tiene déficit energético en ciertos sectores del país.

Si la ENEE gozara de una total solvencia financiera, la situación del COVID-19 habría sido de gran beneficio por los excedentes positivos, ya que este dinero se invertiría en el mejoramiento del sistema eléctrico nacional y reduciría las pérdidas de carácter

técnico. Por tanto, se recomienda a la ENEE que empiece a analizar las mejores rutas para mejorar su economía, lo cual implica el análisis diario de los datos y la indentificación de las causas de las pérdidas a niveles económicos, así como la implementación de las correcciones necesarias, todo esto trabajado en conjunto con la EEH, la cual debe solventar las pérdidas.

Palabras clave— COVID-19, cuarentena, energía eléctrica, generación, demanda, pérdidas eléctricas, finanzas, costos, ingresos, excedentes.

Abstract— The research determines the effect caused by the COVID-19 pandemic that has unleashed an international crisis, it studies the impact on the economy of the National Electric Power Company (ENEE). It also includes a review of how their income and expenses were during the months that correspond to the quarantine imposed in the country since March 20, and on the due date of the report the situation still continues, the analysis was carried out until August of this year.

There are large differences in production costs between 2019 and 2020 due to the drop in the price of petroleum, reaching a historical price of the bunker of 19.12 $/bbl. The generation cost of 2020 is lower than 2019, and renewable generation did not have major effects on the difference in generation costs. As a result of the quarantine imposed by the COVID-19 pandemic, a substantial increase in energy consumption was seen in the residential sector from 41.1 % to 51.8 %, while the commerce and industry sectors had a decrease from 28.7 % to 23 % and from 23.8 % to 19.4 %.

Focused on the economic part, a final analysis of the profit in the period from January to August of the year 2020 and 2019. It was acquired that the total profit in 2020 were 457,530 millions of lempiras for the ENEE, while In 2019 there were -354,575 millions of lempiras of deficit, seeing a clear positive effect within the profit of the ENEE within the months analyzed, but it doesn't have a major effect on its economy in the long term since they don't know if these numbers will be maintained at the end of the year. The reality is that ENEE has been carrying large debts for a long time and that they are increasing, because energy losses always remain above 30 % and the same system has an energy deficit in certain sectors of the country, although demand has decreased in the current year.

If the ENEE had solvency in its finances, the COVID-19 situation would have been of great benefit due to the positive increase in profit. This money could've been invested in the improvement of the national electricity system and reduce technical losses. Therefore, it is recommended that the ENEE begins to analyze ways to improve its economy. Analyzing the data daily and identifying the cause of the losses at economic levels and making the necessary corrections. Working in conjunction with EEH, which must solve both technical and non-technical losses, since the theft situation at the Residential is a high priority to solve, considering the residential sector represents 40 % of the national demand.

Keywords— Quarantine, electric power, generation, demand, electric losses, finances, costs, revenues, surpluses.

I. COVID-19 [1]

Los coronavirus son una extensa familia de virus que pueden causar enfermedades tanto en animales como en humanos. En los humanos, se sabe que varios coronavirus causan infecciones respiratorias, las cuales pueden ir desde el resfriado común hasta enfermedades más graves como el síndrome respiratorio de Oriente Medio (MERS) y el síndrome respiratorio agudo severo (SRAS). El coronavirus que se ha descubierto más recientemente causa la enfermedad por coronavirus: COVID-19 [1].

Los síntomas más habituales de esta enfermedad son la fiebre, la tos seca y el cansancio. Otros síntomas menos frecuentes que afectan a algunos pacientes son los dolores y molestias, la congestión nasal, el dolor de cabeza, la conjuntivitis, el dolor de garganta, la diarrea, la pérdida del gusto o el olfato y las erupciones cutáneas o cambios de color en los dedos de las manos o los pies. Estos síntomas suelen ser leves y comienzan gradualmente. Algunas de las personas infectadas solo presentan síntomas levísimos [1].

Una persona puede contraer el virus por contacto con otra que esté infectada. La enfermedad se propaga principalmente a través de las gotículas que salen despedidas de la nariz o la boca de una persona infectada al toser, estornudar o hablar. Estas gotículas son relativamente pesadas, no llegan muy lejos y caen rápidamente al suelo. Una persona puede contraer COVID-19 si inhala las gotículas procedentes de una persona infectada. Por eso, es importante mantenerse al menos a un metro de distancia de los demás. Estas gotículas pueden caer sobre los objetos y superficies que rodean a la persona, como mesas, pomos y barandillas, de modo que otras personas pueden infectarse si tocan esos objetos o superficies y luego se tocan los ojos, la nariz o la boca. Por ello, es importante lavarse las manos frecuentemente con agua y jabón o con un desinfectante a base de alcohol [1].

II. PRECIO DEL PETRÓLEO DESDE 2005 HASTA 2020 [2]

El petróleo es una de las materias primas más importantes para la economía mundial. El petróleo y sus derivados son factores productivos en la industria, por lo que las variaciones en los precios van a afectar la producción y, por tanto, los precios finales de los productos. Además, el precio del petróleo incide en el consumo privado, ya que el gasto en transporte es una parte importante del gasto de las familias. El resultado es que el precio del petróleo puede afectar aspectos como el crecimiento económico de un país, la inflación, etc., lo que le confiere una gran relevancia económica que justifica su mención en todo análisis de generación [2].

La Figura 1 muestra cómo ha sido el precio del búnker utilizado por los generadores térmicos en el país, desde 2005 hasta 2020. Podemos observar tres fechas en que el precio del búnker tuvo caídas históricas y cómo esto afectó la economía tanto de quienes venden como de quienes compran este combustible. Esto es de gran relevancia para nuestro análisis de generación, porque se toman los datos de la generación eléctrica total en el país y, dado que esta tuvo unas variaciones bastante

importantes en la pandemia que afectan de manera general los costos y la producción de energía en el país, nos lleva a revisar cómo ha variado el precio de este combustible tan usado para la generación en nuestro país [2].

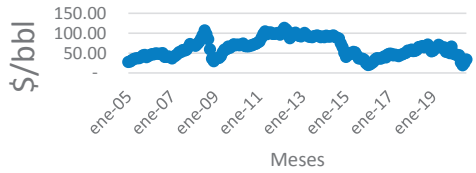


Figura 1. Histórico precio del búnker #6.0, 3.0%S $/bbl NYBTN, enero de 2005 a agosto de 2020.

III. GENERACIÓN ELÉCTRICA EN HONDURAS [3]-[6]

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) suministra aproximadamente el 83 % de la demanda eléctrica del país, la cual, a principios de 2010, dependía en un 70 % de las plantas termoeléctricas. Estas empresas se consolidaron como las principales generadoras de energía en Honduras a raíz de la crisis energética de 1994. Sin embargo, debido a dos años de trabajo bajo las normas del programa de cambio de matriz energética, establecidas por el Plan de Nación y Visión de País del Gobierno Nacional, esta dependencia se ha reducido al 62 % [3]-[4].

El país posee una gran dependencia de la generación térmica. En la Figura 2, podemos observar que esta domina la generación total del país tanto en 2019, con un 52.5 %, como en 2020, con un 54.3 %. Estos datos fueron tomados hasta el mes de agosto. Además, se observa una ligera diferencia en la producción de generación térmica, debido al drástico cambio en el precio del petróleo en 2020 (ver Figura 1). Por esta razón, se aumentó la producción de energía, lo cual resultó beneficioso para el sistema eléctrico debido a los bajos precios que se lograron manejar [5]-[6]

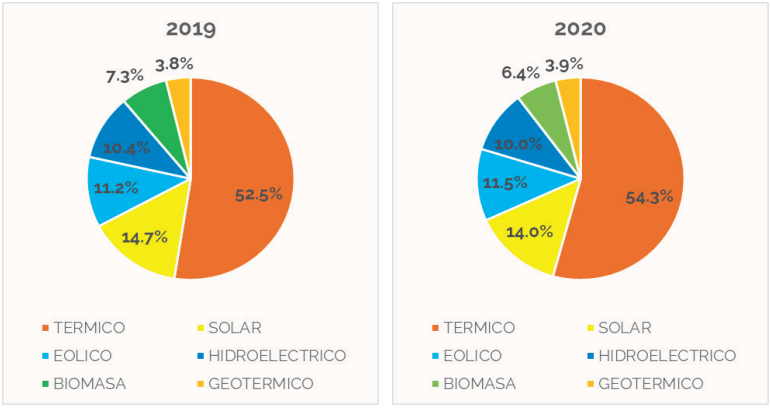


Figura 2. Gráfica de porcentajes de producción de energía de los diferentes tipos de generación en el país, años 2019 y 2020.

IV. ENERGÍA TOTAL GENERADA EN LOS AÑOS 2019 Y 2020 [3]-[6]

La Figura 3 muestra la energía total generada en 2019 y 2020, combinando los datos de generación eléctrica privada mensual con los datos de generación eléctrica pública. En enero, la generación de 2020 alcanza 733.60 GWh, superando los 712.91 GWh de 2019, lo que indica una mayor producción de energía en 2020. Sin embargo, a partir de febrero se observa una disminución en la generación, con valores por debajo de 2019, destacando las grandes diferencias entre ambos años. La pandemia claramente tuvo un impacto en la generación del país. Los meses con mayor diferencia en generación fueron mayo de 2020, con una generación de 758.461 GWh, y en 2019 de 828.526 GWh. Otro de los meses que más se destaca es junio de 2020, con una generación de 739.124 GWh, mientras que en 2019 fue de 798.289 GWh. Estas diferencias se atribuyen a todas las medidas tomadas para frenar el COVID-19 a nivel nacional [3]-[6].

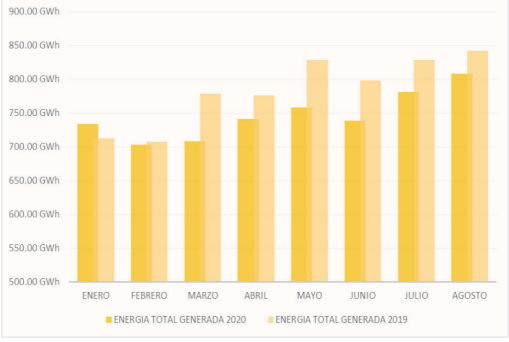


Figura 3. Gráfica comparativa de generación, años 2019 y 2020.

V. DEMANDA ELÉCTRICA EN HONDURAS 2019-2020 [1]-[7]

En la Figura 4, se observa la demanda eléctrica en Honduras durante los periodos de enero a agosto de 2019 y 2020. Los datos presentados corresponden a la energía eléctrica consumida por el país en dichos meses [7].

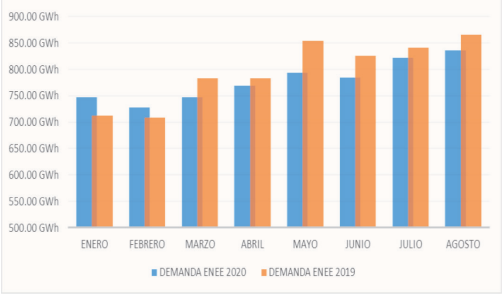


Figura 4. Gráfica comparativa de demanda total, años 2019 y 2020.

En la Figura 4, se puede observar que la demanda de energía eléctrica en 2020 durante los meses de enero y febrero es mayor que la energía consumida en 2019, con cifras de 747.605 GWh y 727.390 GWh en 2020, respectivamente, mientras que la demanda en 2019 durante esos meses fue de 712.563 GWh y 708.685 GWh, respectivamente. Esto se debe a que en esos meses todo transcurría de manera normal en el país, con actividades comerciales, industriales, gubernamentales y la vida cotidiana de los ciudadanos en pleno funcionamiento, lo que resulta en un aumento en la demanda eléctrica cada año. Este mismo incremento se observa también para este año. No obstante, cuando se decretó el estado de alarma por la pandemia de COVID-19, se emitieron medidas para evitar el contagio, se suspendieron las labores en el sector público

y privado el 13 de marzo, y para el 20 de marzo se dio toque de queda a nivel nacional, lo que provocó un cierre total de los negocios, industrias, centros educativos, empresas, entre otros. Por ello, la demanda empezó a caer desde el mes de marzo, y al transcurrir los meses se evidencia la caída en la demanda eléctrica. Esto se mantendría hasta el mes de agosto con 836.214 GWh en 2020 y 865.864 GWh en el 2019 [1].

VI. DEMANDA POR SECTOR DE CONSUMO ACUMULADO 2019-2020 [1], [7]

La Figura 5 corresponde a los porcentajes de demanda por sector de consumo en 2019 y 2020. Se observa que el porcentaje de consumo residencial en 2020 fue del 46.4 %, lo cual es mayor que el 40.7 % de 2019. Asimismo, el sector comercial e industrial muestra cambios: en 2019, la demanda de estos dos sectores representaba el 29.1 % y el 23.5 %, respectivamente, en el sistema de la ENEE. Sin embargo, en 2020, estos valores disminuyeron, alcanzando el 25.3 % y el 22.3 %, respectivamente [1].

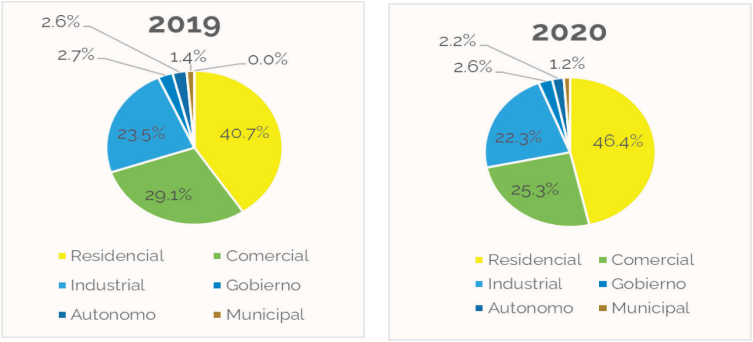


Figura 5. Gráfica comparativa de demanda total, años 2019 y 2020.

VII. DEMANDA EN EL SISTEMA DE LA ENEE POR SECTOR DE CONSUMO 2020[1], [7]

En la Figura 6 se presenta la demanda en el sistema ENEE desglosada por sector de consumo en 2020. Se observa que, en los meses de enero, febrero y marzo, las demandas de los sectores residencial, comercial e industrial se mantienen en valores cercanos al 41 %, 23 % y 28 %, respectivamente. Estos valores se consideran normales para cada sector y se habían mantenido dentro de ese rango durante varios años.

Sin embargo, después de estos meses, se presentaron las mayores diferencias en la demanda. En abril, el consumo de energía en el sector residencial aumentó un 51.8 %, mientras que en el sector comercial e industrial disminuyó un 19.4 % y un 23 %, respectivamente, para el

mismo mes. Fue un acontecimiento histórico para el sistema eléctrico nacional, ya que nunca se habían presentado esos niveles de demanda para cada sector, todo producto de la cuarentena en el país. Debido al toque de queda, los ciudadanos se vieron obligados a permanecer en sus hogares, lo que aumentó la demanda residencial. Además, la suspensión de actividades en los sectores comercial e industrial provocó una disminución en el consumo en esos sectores.

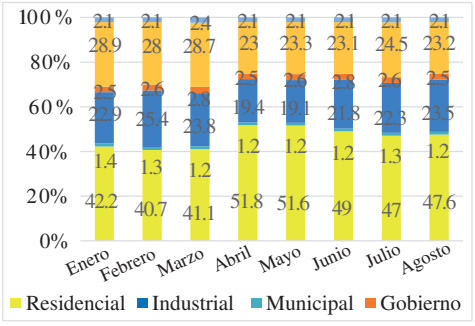


Figura 6. Gráfica de porcentajes de demanda en el sistema de la ENEE por sector de consumo.

VIII. PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DEL SISTEMA DE LA ENEE [1], [3]-[6], [7]

En el análisis de las pérdidas en el sistema de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), se observa una mayor cantidad de pérdidas en el año 2020 en comparación con el año 2019. En la Figura 7, se puede apreciar cómo, para ambos años, las pérdidas superan el 30 %. Durante el transcurso del 2020, estas pérdidas fueron aumentando gradualmente, alcanzando su punto máximo en el mes de junio con un 40 %, mientras que en 2019 solo llegaron al 31 %. Este incremento es alarmante para el sistema, ya que evidencia un deterioro y un deficiente mantenimiento. Esto conlleva a que cada año las pérdidas se mantengan por encima del 30 %, y en cualquier crisis que afecte al país, como la pandemia de COVID-19, el sistema se vea en un estado crítico debido a las altas cifras de pérdidas. Además, esto se traduce en una mayor cantidad de fallas dentro del sistema [3]-[6].

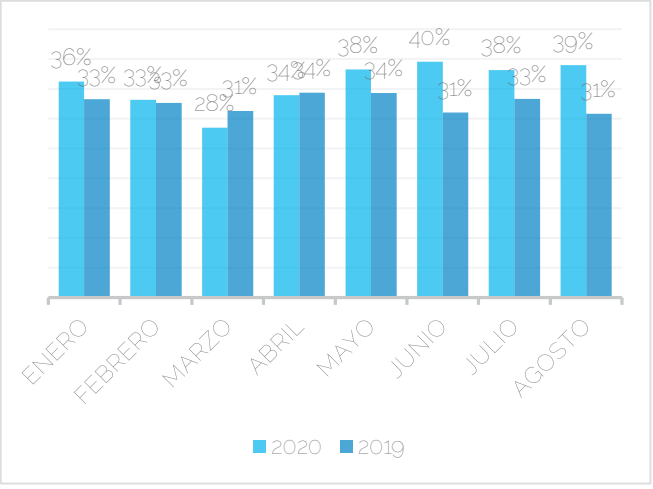


Figura 7. Porcentajes de demanda en el sistema de la ENEE por sector de consumo, años 2019 y 2020.

Como sabemos, estas pérdidas representan la diferencia entre la energía generada y la energía registrada o facturada en el sistema. Este porcentaje de pérdidas por encima del 30 % resulta en un déficit económico y en una limitación del sistema para suministrar energía en ciertos sectores. Al final, este 30 % representa una cantidad considerable de energía por la cual no se generaron ingresos por ventas, lo que se traduce en una pérdida significativa de ingresos para la ENEE. Esto contribuye a que la deuda dentro de la ENEE aumente año tras año [3]-[6].

Ahora bien, el incremento de las pérdidas en el sistema a partir del mes de abril podría haber sido causado por varias razones. Sin embargo, ya sea debido a los eventos típicos en el sistema o a la situación que atraviesa el país, podemos plantear la siguiente hipótesis: el incremento significativo de la demanda en el sector residencial (ver Figura 6), producto de la pandemia, podría haber resultado en un mayor número de morosidad en los pagos de facturas. Esto se debe a que muchos ciudadanos experimentaron una disminución clara en sus ingresos o incluso el desempleo, lo que dificultó el pago de las facturas de energía. Con la población en casa, el consumo de energía aumentó, y aquellos que se enfrentaron al corte de energía podrían haber recurrido al hurto de energía en mayor medida en este sector. Además, este sector siempre ha sido uno de los principales generadores de pérdidas en el sistema y, dada la situación planteada, es probable que haya contribuido aún más al aumento de las pérdidas en la ENEE [7].

IX. COSTOS POR GENERACIÓN ENTRE EL AÑO 2019 Y 2020 [3], [6]

El pago por generación para el año 2020 es menor que el pago por generación de 2019, como se observa en la Figura 8. En enero, hay una pequeña diferencia en el pago por generación, siendo de 1919 millones de lempiras para 2019 y de 1896 millones de lempiras para 2020. Sin embargo, a medida que transcurren los meses, la cantidad de dinero pagada por generación muestra diferencias entre ambos años, siendo más evidente en los meses de abril, mayo y junio, donde la diferencia de pagos es de 569,766, 726,823 y 524,092, respectivamente. Esto se debe a dos factores: primero, que la generación de este año fue menor que la de 2020, y, segundo, que los costos del combustible en 2020 fueron menores que en 2019 [3]-[6].

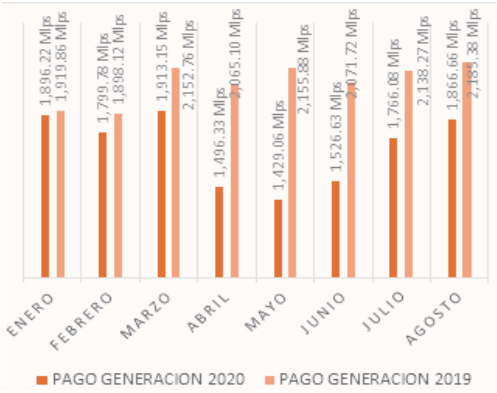


Figura 8. Gráfica de costos por generación entre el año 2019 y 2020.

X. INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA ENTRE EL AÑO 2019 Y 2020 [7]

Para revisar los ingresos por venta de energía dentro de la ENEE, tenemos la Figura 9. En ella podemos observar que los ingresos por venta en 2020, durante los primeros meses, fueron mayores que en 2019. Esto se debió al crecimiento en la demanda, lo que se reflejó en una mayor cantidad de ingresos para estos meses. Sin embargo, a medida que pasaban los meses, los ingresos por venta de 2020 fueron disminuyendo. Destaca especialmente el mes de junio, con la mayor diferencia de ingresos de ventas entre ambos años, con 1953 millones de lempiras para 2020 y 2701 millones de lempiras para 2019, lo que representa una diferencia de 747,604. Como segundo mes con la mayor diferencia de ingreso de venta, tenemos a julio con 718,186, y como tercer mes a agosto con 684,190 millones de lempiras. Todo esto fue producto de la pandemia de COVID-19, la cual provocó un desajuste tanto en la facturación realizada por la ENEE como en el abono para realizar los pagos de la factura de energía mensual. Además de lo mencionado, hubo otros factores que contribuyeron a que los ingresos por venta tomaran esos números marcados para cada año [7].

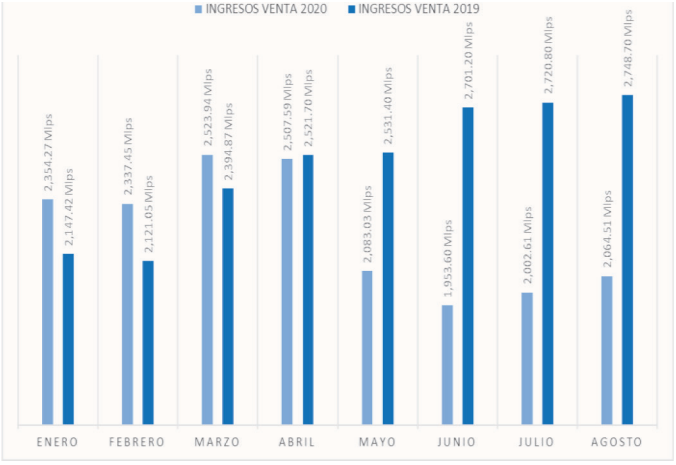


Figura 9. Gráfica de ingresos por venta de energía, años 2019 y 2020.

XI. EXCEDENTES OBTENIDOS EN LA ENEE EN LOS AÑOS 2019 Y 2020[1], [3]-[6], [7]

Con los datos de costos de generación eléctrica (ver Figura 8) y los ingresos por facturación de energía (ver Figura 9), podemos calcular los excedentes en la ENEE durante 2019 y 2020. De esta manera, podremos evaluar el efecto real que causó la pandemia de COVID-19 en la economía de la ENEE [3]-[6].

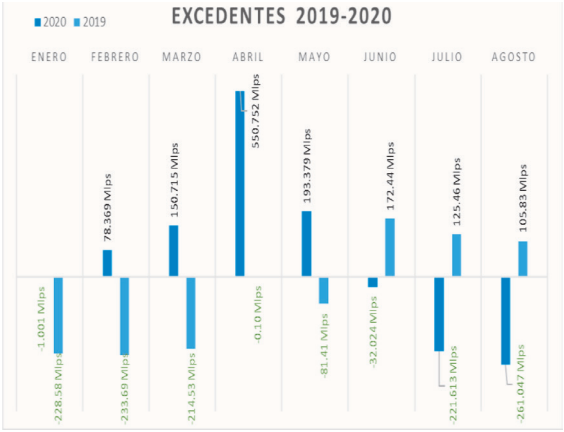


Figura 10. Gráfica de excedentes en las finanzas de la ENEE, años 2019 y 2020.

Al analizar la Figura 10, se observan números positivos en las finanzas de la ENEE en ciertos meses, tanto en 2019 como en 2020, como febrero, marzo, abril y mayo de 2020. Estos números positivos reflejan una producción de 78,368 millones de lempiras en febrero, 150,715 millones de lempiras en marzo, 550,751 millones de lempiras en abril y 193,379 millones de lempiras en mayo. Esto se debe a que los costos de generación (ver Figura 8) fueron lo suficientemente bajos como para generar beneficios en las arcas de la ENEE. Sin embargo, esta situación no perduró mucho, ya que se volvieron a presentar números negativos en los meses de junio, julio y agosto, donde las finanzas fueron mejores en 2019. En julio de 2019 se percibieron 125,46 millones de lempiras, y en agosto, 105,83 millones de lempiras [7].

Se observa un efecto positivo en los ingresos netos de la ENEE durante algunos meses, pero, a largo plazo, esto no tiene un impacto significativo en su economía debido a las grandes deudas que ha acumulado a lo largo de los años, las cuales continúan en aumento cada año. Si la ENEE tuviera una total solvencia en sus finanzas, la situación generada por el COVID-19 habría sido de gran beneficio en términos de ingresos generados. Este dinero podría haberse invertido en la mejora del sistema eléctrico nacional y en la reducción de las pérdidas de carácter técnico [7].

XII. CONCLUSIONES

Uno de los puntos más importantes fue la revelación del total de excedentes, tanto en 2019 como en 2020, desde enero hasta agosto. Esto muestra que la pandemia de COVID-19 generó un beneficio económico para el sector eléctrico nacional en 2020. Se lograron excedentes positivos de 457,530 millones de lempiras, mientras que en 2019 se registró un déficit de -354,575 millones

de lempiras. Como se puede apreciar en la Figura 10, la diferencia de excedentes entre ambos años es bastante significativa.

Dentro del sistema de la ENEE, continúan registrándose grandes pérdidas tanto a nivel técnico, con un 36 % en lo que va del año, como de carácter no técnico, debido a las bajas tasas de recaudación observadas de mayo a agosto del presente año, como se muestra en la Figura 7. Estos datos son un claro indicativo de la precaria situación en la que se encuentra el sistema eléctrico nacional.

La generación eléctrica predominante en el país es la generación térmica, representando el 54.3 % de la generación total en el año, lo cual es mayor que en 2019, cuando fue del 52.3 %. Esto significa que los costos de generación térmica son los que más afectan a las finanzas de la ENEE, y están ligados al cambiante precio del petróleo.

Aunque los excedentes para 2020, desde enero hasta agosto, son muy positivos para el sector eléctrico del país, esto no garantiza una total solvencia al final del año. Como hemos visto, en algunos meses se redujeron los excedentes para este año, por lo que al concluir el año podría resultar muy favorable o no para el sector eléctrico de Honduras.

Se evidenció el impacto del COVID-19 en la generación de energía, que fue menor en comparación con 2019. Asimismo, observamos cómo afectó a la demanda, que se detalló en la Figura 4, mostrando valores inferiores a los de 2019. Por lo tanto, una baja demanda provocó una disminución en la generación de energía en el país.

Aunque la demanda en 2020 disminuyó en comparación con 2019, persistió un déficit energético en ciertos sectores del país, lo que refleja el estado precario del sistema eléctrico nacional y su susceptibilidad a cualquier cambio provocado por crisis en el país.

La energía renovable no experimentó mayores repercusiones debido al COVID-19 en términos de generación o costos. Este tipo de energía es variable y depende del clima, que cambia diariamente. Además, en cuanto a los costos de generación, no se ven afectados por el precio del petróleo, ya que tienen contratos fijos.

XIII. RECOMENDACIONES

La ENEE debe empezar a analizar las mejores rutas para mejorar su economía, de manera que, cuando se produzcan bajones drásticos en el precio del petróleo, pueda aprovechar al máximo los ingresos obtenidos debido al bajo costo de producción de energía y ahorrar agua en los embalses de las hidroeléctricas estatales.

La EEH debe solventar sus pérdidas tanto de carácter técnico como no técnico, ya que en los meses de junio, julio y agosto de este año, las pérdidas aumentaron, alcanzando un valor de más del 30 %, lo cual es alarmante para el sistema eléctrico nacional.

La EEH debe comenzar a ejercer un mayor control sobre los cobros de energía residencial. Debe llevar a cabo diferentes inspecciones para detectar el hurto en este sector, dado que representa casi el 40 % de la demanda eléctrica.

Por su parte, la ENEE debe realizar una evaluación y análisis más exhaustivos de los

datos de ingresos y egresos que se producen diariamente. Esto permitirá detectar en qué ámbitos se producen pérdidas y cómo afectan económicamente.

XIV. REFERENCIAS

[1] Ó. J. Midence, K. M. Guillén, D. A. Rivera, «Análisis del impacto económico en la ENEE por efecto de la pandemia COVID-19 (enero-agosto 2020)», Seminario de Investigación (IE-900), UNAH, 2020.

[2] D. Rivera, «Histórico de precio del búnker #6.0, 3.0 % S $/bbl NY/BTN», Seminario de Investigación (IE-900), UNAH, 2005.

[3] N. Martínez, «Informe preliminar diciembre 2019 para interventora», IEEE-Informes preliminares, 15 de enero de 2020.

[4] ODS, «Informe anual 2019, Generacion», 2019 [En línea]. Disponible: https://ods.org.hn/index.php/informes/informe-anual/2019

[5] ODS, «Informes mensuales: Operación del mercado 2020», 2020 [En línea], Disponible: https://ods.org.hn/index.php/informes/informes-mensuales/operacion-del-mercado/2020

[6] N. Martínez, «Informe preliminar SUG-CG_julio 2020», IEEE-Informes preliminares, 2 de julio de 2020.

[7] ENEE, «Boletines estadísticos: ENEE», 2020 [En línea]. Disponible: http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos

IMPACTO DE LOS CENTROS DE CARGA DE AUTOS ELÉCTRICOS EN EL SIN DE LA ENEE

Fernando J. Medina, Mario J. de Dios, Dennis A. Rivera
drivera@unah.edu.hn
https://orcid.org/0009-0006-2574-098X
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— Este artículo presenta el trabajo realizado en la red equivalente de la zona norte, litoral atlántico y occidente del Sistema Interconectado Nacional. Se llevó a cabo un estudio sobre la conexión de estaciones de carga para vehículos eléctricos, analizando el impacto que esta medida tendría en la red. El estudio se realizó teniendo en cuenta los momentos de mayor demanda durante el día. Se estableció que la potencia de los cargadores sería de 50 kW, correspondientes a una carga rápida.

Se plantearon una serie de escenarios en los cuales se incrementó la cantidad de vehículos. El primer escenario consta de 250 vehículos, aumentando a 1000, 2500 y 5000 vehículos en los escenarios 2, 3 y 4, respectivamente. En cada escenario, se aumentaron las áreas de influencia. Todos los resultados obtenidos en cada escenario se compararon con el estado actual del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) para tener un punto de referencia. Los escenarios 1 y 2 no tuvieron ningún impacto, ya que representan un incremento de carga de 1.6 MW y 6.5 MW, respectivamente.

Para el caso de 2500 vehículos, se abarcaron las áreas de San Pedro Sula, parte del litoral atlántico y el cañaveral. La carga total fue de 17.5 MW y se observó un impacto en la línea de transmisión de PGR-SMT, con un valor de sobrecarga del 101.11 %. Las pérdidas totales aumentaron significativamente a 1.79 MW. Además, los transformadores Progreso T602/T603 alcanzaron un estado de carga final del 111 %, partiendo de un estado inicial del 98 %. Esto implica una sobrecarga que repercute en los transformadores de Bella Vista y Morazán. La única solución inmediata a este problema es el corte de carga en Bella Vista y Morazán, así como el corte de carga o la inyección de generación para Progreso. En el escenario máximo, se contempló un total de 5000 vehículos con una carga total de 37.5 MW, siendo este el nivel más crítico en cuanto al impacto reflejado. Como resultado, se incrementan los niveles de sobrecarga mencionados en el escenario 3, lo que requiere un mayor corte de carga o inyección de generación según corresponda. Los voltajes de algunas subestaciones disminuyeron en 0.01 p. u. Además, las pérdidas en el sistema aumentaron en 2.03 MW. De igual forma, la línea PGR-SMT experimentó un aumento en la sobrecarga.

Palabras clave— Batería, centros de carga, conectores, electromovilidad, electrolineras, vehículos eléctricos.

Abstract— Up next, is shown a research conducted on the electric network equivalent to the North Zone, Atlantic Coast, and the West National Interconnected System is presented. This research tested the connection of charging stations for electric vehicles, analyzing the impact it would have on the network. Our study took into consideration the peak demand periods (during the day). We established that the charger's capacity would be 50 kW, corresponding to fast charging. Several scenarios were proposed where the number of cars increased. The first scenario consisted of 250 vehicles, rising to 1000, 2500, and 5000 vehicles in scenarios 2, 3, and 4 respectively. Each scenario demonstrates an increase in the affected areas. All the collected results were analyzed and compared to the current state of the NIS to provide reference points. Scenarios 1 and 2 had no impact, as they represent a rising in charge of 1.6 MW and 6.5 MW respectively. In the case of 2500 vehicles, areas of San Pedro Sula, parts of the Atlantic Coast, and Cañaveral were encompassed. The total charge was 17.5 MW, and we observed an impact on the transmission line PGR-SMT, with a rise of 101.11 % in overload. Total losses increased significantly by 1.79 MW. Additionally, the Progreso T602/T603 reached a final charge of 111 %, starting with an initial charge of 98 %, implying an opening for overload, which could also apply to the Bella Vista and Morazán transformers. The only immediate solution to this problem would be a load cut in Bella Vista and Morazán, and a load cut or injection of generation in Progreso. In the last scenario, where a total of 5000 vehicles was contemplated, with a total charge of 37.5 MW, making this scenario the most critical for the impact reflected. As a result, levels of overload mentioned in the third scenario increased, requiring a higher load cut or injection in generation as needed. The voltages in some of the substations decreased to 0.01 p. u., and the losses in the system rose to 2.03 MW. Similarly, the transmission line PGR-SMT showed overload.

Keywords— Battery, charging stations, connectors, electro mobility, electro liners, electric vehicles.

I. TIPOS ESTACIONES DE CARGA[2]

La estación de carga es un lugar que suministra electricidad para cargar las baterías de los vehículos eléctricos, así como también las baterías de los vehículos *Plug-in Hybrid*. En la actualidad, estas electrolineras ayudan con el principal problema que es el tiempo de carga. Debido a la forma en que funcionan las estaciones de carga, su infraestructura no ocupa demasiado espacio. A continuación, se detallan las diferentes infraestructuras de recarga para vehículos eléctricos y los lugares donde podemos encontrarlas.

a. Electrolinera en la vía pública

Este tipo de electrolineras consta de un poste con el conector necesario para realizar la carga. Estas se pueden encontrar en las aceras, con el fin de dar carga en parqueaderos. Estos postes se instalan en lugares donde los vehículos pueden obtener energía. La cantidad de postes en las aceras dependerá del número de tomacorrientes que existan, ya sea en forma paralela o lineal.

b. Electrolinera interna (tipo gasolinera)

Este tipo de sistemas de recarga se puede instalar en aparcamientos, gasolineras y viviendas. Estas electrolineras se caracterizan por tener dos o más conectores de carga para varios vehículos. De esta clase de estaciones de carga existen dos diferentes tipos, los cuales se indican en las figuras que se muestran a continuación:

- Monopunto.
- Multipunto.

Figura 1.1. Electrolinera Monopunto.

Figura 1.2. Electrolinera Multipunto.

II. TIPOS DE RECARGA[3]

Actualmente, existen tres tipos de recarga que se clasifican según la velocidad con la que se cargan los vehículos eléctricos: lenta, semirápida y rápida. Hay que tener en cuenta que los tiempos de carga dependerán tanto de la capacidad de carga de la batería del vehículo como del estado de la batería previo a la recarga, también de la potencia máxima disponible que ofrece el cargador, entre otros factores.

TABLA 2.1. Comparativa de los tipos de recarga

	Carga lenta	Carga semirápida	Carga rápida
Potencia e intensidad eléctrica	Corriente monofásica bifásica de 230 V e intensidad de 16 A. Potencia hasta 3.7 kW Corriente trifásica de 400 V e intensidad de 16 A. Potencia hasta 11 kW	Corriente monofásica bifásica de 230 V e intensidad entre 32-63 A. Potencia entre 7.4-14.5 kW Corriente trifásica de 400 V e intensidad entre 32-63 A. Potencia entre 22-43.5 kW.	Corriente continua de hasta 600 V e intensidad hasta 400 A. Potencia hasta 220 kW Corriente alterna de 500 V e intensidad hasta 250 A. Potencia hasta 220 kW
Tiempo estimado de recarga	5.5 horas para una recarga completa con corriente monofásica 2 horas con corriente trifásica	Entre 3 horas (32 A) y 1.5 horas (63 A) con corriente monofásica Entre 1 hora (32 A) y 30 minutos (63 A) con corriente trifásica	Entre 5-8 minutos
Localización óptima	En viviendas, lugares de trabajo, aeropuertos	En centros urbanos, supermercados, centros comerciales	Estaciones de servicio (electrolineras)
¿Cuándo se utiliza?	El VE se deja cargando por un tiempo prolongado (toda la noche, una jornada laboral, etc.)	El VE se deja cargando mientras se realizan compras o se disfruta de algún entretenimiento (cine, teatro, partido de fútbol, etc.)	El VE se carga en un tiempo corto. El usuario puede permanecer en el vehículo o disfrutar de compras, o un almuerzo

III. CONECTORES[4]

Los conectores eléctricos son necesarios para el uso de los coches eléctricos e híbridos enchufables, pues forman parte del proceso de recarga. Existen diferentes conectores para motos y coches eléctricos. No existe ningún tipo estándar, por lo que cada fabricante ha elegido el suyo. Sin embargo, con el paso del tiempo la tendencia está siendo estandarizar cada vez más los conectores y los puntos de recarga.

TABLA 3.1. Tipos de conectores para VE

Modelo del conector	SAE J1772
Conector	
Descripción	Usado en Norteamérica con un voltaje estándar de 120-240 V, corrientes de 16-80 A.
Marca que utiliza el conector	Nissan Leaf, Mitsubishi, Peugeot iON, Citröen C-Zero, Renault Kangoo ZE (tipo 1), Ford Focus Toyota.
Modelo del conector	SAE J1772 DC CCS
Conector	
Descripción	Usado en Norteamérica con un voltaje de 200-600 V, corriente de 200 A
Marca que utiliza el conector	Nissan Leaf Chevrolet Volt Toyota Prius Plugin Hybrid
Modelo del conector	**Tesla**
Conector	
Descripción	Usado en Norteamérica con un voltaje de 110-250 V en C. A. y 480 V en DC, corriente de 12-80-100 A, conexión trifásica
Marca que utiliza el conector	Tesla

Modelo del conector	CHAdeMO
Conector	
Descripción	Usado en Japón con un voltaje de 500 V, corriente de 200 A
Marca que utiliza el conector	Nissan, Toyota, Peugeot iON
Modelo del conector	**Conector único combinado 0 CCS**
Conector	
Descripción	Usado en Europa con un voltaje de 200-850 V, corriente de 65-200 A
Marca que utiliza el conector	Audi, BMW, Daimler, Porsche y Volkswagen
Modelo del conector	**Mennekes**
Conector	
Descripción	Usado en Europa y China con un voltaje de 250-400 V, corriente de 63 A, conexión trifásica
Marca que utiliza el conector	Renault Zoe, Tesla Model S, Volvo V60 plug-in hybrid
Modelo del conector	**Schuko**
Conector	
Descripción	Estándar CEE7/4, soporta corrientes de 16A
Marca que utiliza el conector	Vehículo eléctrico Twizy motocicletas y bicicletas eléctricas

IV. IMPACTO DE LAS ESTACIONES DE CARGA DE AUTOS ELÉCTRICOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

La recarga de vehículos eléctricos en la red eléctrica nacional representa agregar mayor demanda a la generación ya establecida. Sin embargo, un solo vehículo o una cantidad pequeña de los mismos no tendría mayores efectos. En cambio, si se trata de una recarga masiva de estos autos, sí afectaría la red eléctrica significativamente.

Partiendo del hecho de que actualmente el estado de la red eléctrica nacional se encuentra al límite en muchos lugares, específicamente en la zona norte del país donde se realizó el trabajo de investigación, es necesario dimensionar el impacto que tendrían las estaciones de carga de vehículos eléctricos en el estado actual del sistema eléctrico nacional para afrontar la electromovilidad. Para determinarlo, dependerá de una serie de factores, como el parque vehicular, el tipo de vehículos, cuándo, cómo y dónde se realice la recarga de los mismos. En ese sentido, se definieron cuatro escenarios, en los cuales se aumentó tanto el número de vehículos como las zonas a cubrir con centros de carga.

Se inició con 250 vehículos en el escenario 1; luego se amplió a 1000, 2500 y 5000 en los escenarios 2, 3 y 4, respectivamente. También se definió una carga rápida en todos los centros de carga con una potencia de 50 kilowatts. Para llevar a cabo la investigación, se utilizó el software DIgSILENT Power Factory, y las siguientes consideraciones fueron tomadas en cuenta para correr los flujos de potencia: un factor de potencia de 0.95 inductivo para la carga, la máquina de referencia (Central Hidroeléctrica Francisco Morazán) balanceada y un recorte de carga en el reporte de cero.

a. Impacto en el escenario 1

Como primer escenario, se inició con el número de 250 vehículos eléctricos, y la carga se ubicó en las zonas con mayor población, distribuyéndola en las subestaciones de la Tabla 4.1.2., siendo estas las zonas con mayor población. Se investigó la población aproximada de estos lugares y la distribución de la carga se realizó según el porcentaje de población que representaba, como se detalla en la Tabla 4.1.1.

La demanda fue determinada durante el día, suponiendo que se carga el 12 % del parque vehicular diario. La demanda mínima se determinó durante las horas de la noche, suponiendo que se carga el 2 % del parque vehicular del primer escenario. Las anotaciones de los datos se realizaron sin tener en cuenta las estaciones de carga, con el fin de hacer una comparativa del impacto que se tiene al insertar la carga de los centros de carga. Los datos obtenidos se reflejan en la Tabla 4.1.2.

TABLA 4.1.1. Datos de la poblción para la distribución de la carga en el escenario 1

Ciudades	Población	% por población	Carga por ciudad	Carga dividida	Carga (MW)
San Pedro Sula	754,061	0.6072763	948.86915	189.77	0.18977
Choloma	249,217	0.2007047	313.60105		0.3136
Villanueva	161609	0.130150	203.35993		0.2033
Lima	76,823	0.061868	96.669864		0.0966
Total	**1,241,710**	**1**	**1,562.5**		

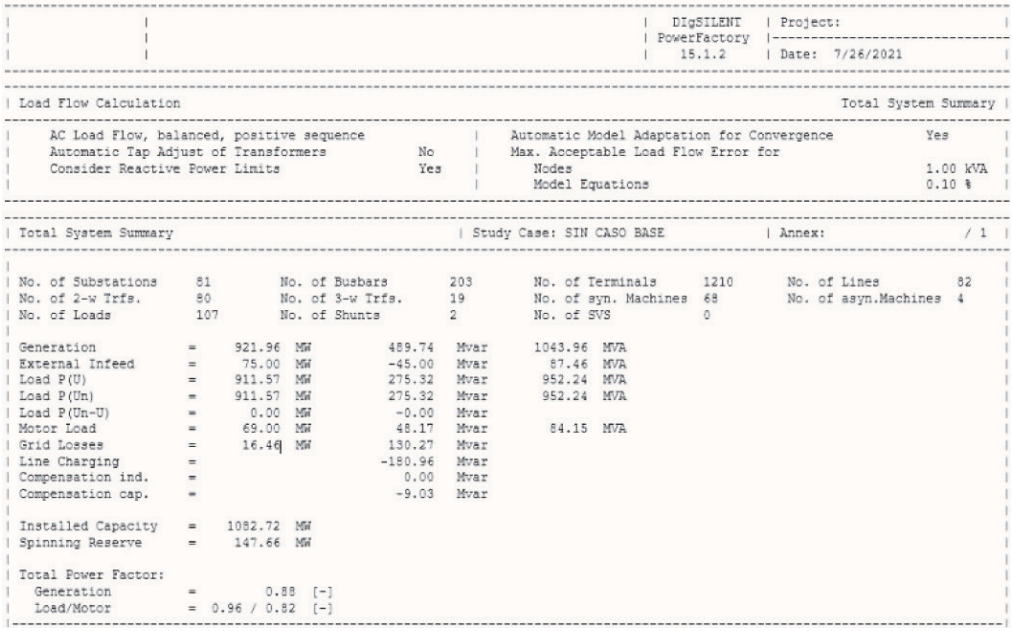
TABLA 4.1.2. Datos obtenidos en el escenario 1

Retorno	Villanueva	Choloma	Santa Marta
0.93	0.92	0.93	0.95
78.022 %	87.306 %	42.922 %	50.381 %
16.30			
1.01	0.99	1	1.01
42.060 %	46.340 %	23.509 %	27.432 %
10.92			
1.01			
3.451 %			
10.92			
N/A			
10.92			

			Subestación	Circunvalación	Bellavista	Bermejo	La puerta
Escenario 1 de 250 autos	**Demanda máxima**	Sin estaciones carga	Voltaje	0.92	0.92	0.92	0.92
			Trafo	59.522 %	106.049 %	92.864 %	20.219 %
			Pérdidas				
		Con estaciones carga	Voltaje	1	0.99	1	1
			Trafo	33.10 7 %	55.648 %	49.296 %	11.032 %
			Pérdidas				
	Demanda mínima	Sin estaciones carga	Voltaje	1	0.99	1	1
			Trafo	33.144 %	25.425 %	24.046 %	49.253 %
			Pérdidas				
		Con estaciones carga	Voltaje	1			
			Trafo	33.162 %			
			Pérdidas				

En este escenario, se introdujo una carga total de 1.56 MW. El efecto de este primer caso no generó un cambio notable en cuanto a las pérdidas y los valores de voltaje de las subestaciones ni en las líneas de transmisión. Sin embargo, observamos que algunos transformadores se acercaron a su límite.

En el reporte total que mostramos en la Figura 4.1, se observan diversos datos, por ejemplo: la generación total del sistema con una potencia activa de 921.96 MW y reactiva de 489.74 MVar. El dato de la carga total en el sistema es de 911.57 MW y consume una reactiva de 275.32 MVar, con pérdidas totales de 16.46 MW.



		DIgSILENT PowerFactory 15.1.2	Project:
			Date: 7/26/2021

Load Flow Calculation — Total System Summary

AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	Yes
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	Yes	Nodes	1.00 kVA
		Model Equations	0.10 %

Total System Summary — Study Case: SIN CASO BASE — Annex: / 1

No. of Substations	81	No. of Busbars	203	No. of Terminals	1210	No. of Lines	82	
No. of 2-w Trfs.	80	No. of 3-w Trfs.	19	No. of syn. Machines	68	No. of asyn.Machines	4	
No. of Loads	107	No. of Shunts	2	No. of SVS	0			

Generation	=	921.96 MW	489.74 Mvar	1043.96 MVA	
External Infeed	=	75.00 MW	-45.00 Mvar	87.46 MVA	
Load P(U)	=	911.57 MW	275.32 Mvar	952.24 MVA	
Load P(Un)	=	911.57 MW	275.32 Mvar	952.24 MVA	
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	-0.00 Mvar		
Motor Load	=	69.00 MW	48.17 Mvar	84.15 MVA	
Grid Losses	=	16.46 MW	130.27 Mvar		
Line Charging	=		-180.96 Mvar		
Compensation ind.	=		0.00 Mvar		
Compensation cap.	=		-9.03 Mvar		
Installed Capacity	=	1082.72 MW			
Spinning Reserve	=	147.66 MW			
Total Power Factor:					
Generation	=	0.88 [-]			
Load/Motor	=	0.96 / 0.82 [-]			

Figura. 4.1. Reporte general de escenario 1.

b. Impacto en el escenario 2

En el segundo escenario, incrementamos el número de vehículos eléctricos a 1000 unidades y asignamos la carga en las zonas del escenario anterior, así como en nuevos lugares, dado que el parque vehicular se triplicó en comparación con el escenario 1. La carga quedó distribuida en las subestaciones según se muestra en la Tabla 4.2.3. Investigamos la población aproximada de los nuevos lugares que agregamos y distribuimos la carga según el porcentaje de población que representaban. Esta información detallada se presenta en la Tabla 4.2.1 y la Tabla 4.2.2.

De la misma manera que en el escenario anterior, determinamos la demanda máxima durante las horas del día, suponiendo que se carga el 13 % del parque vehicular diariamente, y la demanda mínima durante la noche, suponiendo que se carga el 3 % del parque vehicular de este escenario. También realizamos una comparativa con los datos sin las estaciones de carga. Los resultados obtenidos se reflejan en la Tabla 4.2.3.

TABLA 4.2.1. Datos de la población para la distribución de la carga en el escenario 2 en el día

Demanda día	1000 autos	130 autos/ día	6500 kW		
Ciudades	Población	% por población	Carga por ciudad	Carga dividida	Carga (MW)
San Pedro Sula	754,061	0.467855	3041.06	506.843	0.506843
Choloma	249,217	0.154626	1005.07	502.534	0.502534
Villanueva	161,609	0.10027	651.754		0.651754
Lima	76,823	0.047665	309.82	154.91	0.15491
Puerto Cortés	176,463	0.109486	711.659	355.829	0.355829
Progreso	193,568	0.120099	780.642		0.780642
Total	**1,611,741**	**1**	**6.500**		

TABLA 4.2.2. Datos de la población para la distribución de la carga en el escenario 2 en el noche

Demanda noche	1000 autos	30 autos/noche	210 kW		
Ciudades	Población	% por población	Carga por ciudad	Carga dividida	Carga (MW)
San Pedro Sula	754,061	0.4912712	103.17	51.5835	0.05158
Choloma	249,217	0.162365	34.097		0.0341
Villanueva	161,609	0.1052884	22.111		0.02211
Puerto cortes	176,463	0.1149658	24.143		0.02414
Progreso	193,568	0.1261097	26.483		0.02648
Total	**1,534,918**	**1**	**210**		

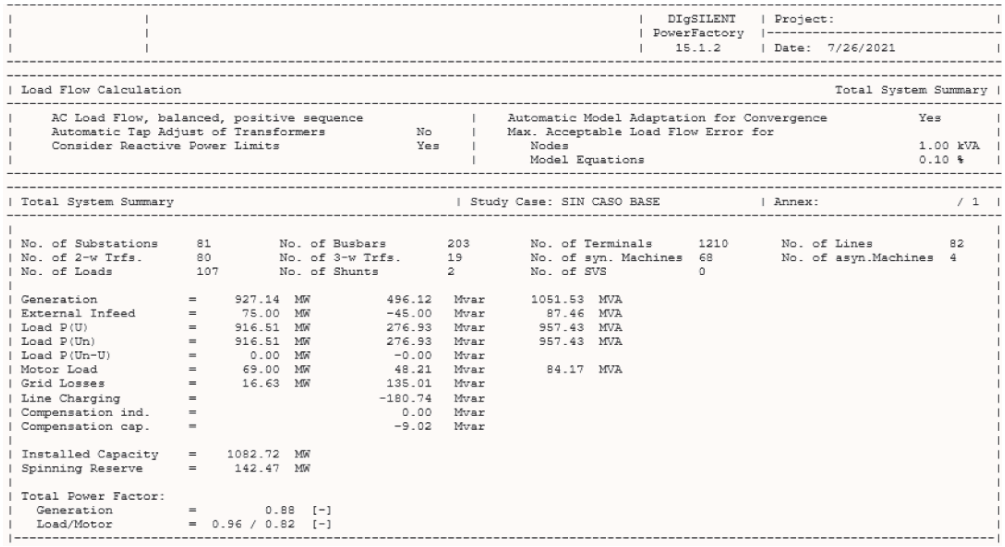
TABLA 4.2.3. Datos obtenidos en el escenario 2

Progreso tras	Progreso tras	Lima	Masca	Térmica Sulzer	La Victoria	Naco
0.98	0.98	0.99	0.92	0.92	0.93	0.92
98.416 %	97.130 %	11.950 %	91.800 %	89.703 %	46.863 %	47.790 %
16.30						
0.98	0.98	0.99	0.92	0.92	0.93	0.92
100.114 %	98.806 %	12.231 %	93.823 %	91.658 %	48.162 %	48.975 %
16.63						
1.04	1.04	1.01	0.99	0.99	1	0.99
23.509 %	46.340 %	42.060 %	11.032 %	49.296 %	55.648 %	33.107 %
10.92						
1.04	1.04	N/A		0.99	N/A	
77.345 %	76.335 %				24.099 %	
10.92						

			Subestación	Circunvalación	Bellavista	Bermejo	La puerta
Escenario 2 de 1000 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	Voltaje	0.92	0.92	0.92	0.92
			Trafo	59.522 %	106.049 %	92.864 %	20.219 %
			Pérdidas	16.30			
		Con estaciones carga	Voltaje	0.92	0.91	0.98	0.92
			Trafo	60.429 %	109.053 %	94.388 %	21.134 %
			Pérdidas	16.63			
	Demanda mínima	Sin estaciones carga	Voltaje	1	0.99	1	1
			Trafo		25.425 %	24.046 %	49.253 %
			Pérdidas	10.92			

			Retorno	Villanueva	Choloma	Santa Marta	Progreso
	Demanda mínima	Con estaciones carga	Voltaje			1	N/A
			Trafo	33.162 %	N/A	49.414 %	
			Pérdidas	10.92			
Escenario 2 de 1000 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.93	0.92	0.93	0.95	0.90
			78.02 %	87.306 %	42.922 %	50.381 %	78.712 %
		Con estaciones carga	0.93	0.92	0.93	0.94	0.90
			80.684 %	89.193 %	44.055 %	51.203 %	80.859 %
	Demanda mínima	Sin estaciones carga	1.01	0.99	1	1.01	0.94
			3.451 %	76.288 %	77.298 %	43.558 %	27.432 %
		Con estaciones carga	0.99	0.99	1	N/A	0.94
			46.392 %	46.392 %	23.576 %		43.621 %

En este escenario, la carga total alcanzó los 6.5 MW. Comenzamos a notar que los niveles de carga de algunos transformadores sobrepasan su capacidad, incluyendo aquellos ubicados en las subestaciones de La Puerta, Villanueva, Bermejo y Bellavista (ver Tabla 4.2.3). En el reporte total que mostramos en la Figura 4.2, se observan diversos datos, por ejemplo: la generación total del sistema con una potencia activa de 927.14 MW y reactiva de 496.12 MVar. El dato de la carga total en el sistema es de 916.51 MW y consume una reactiva de 276.93 MVar, con pérdidas totales de 16.63 MW.



		DIgSILENT PowerFactory 15.1.2	Project:	
			Date: 7/26/2021	

Load Flow Calculation — Total System Summary

AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	Yes
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	Yes	Nodes	1.00 kVA
		Model Equations	0.10 %

Total System Summary — Study Case: SIN CASO BASE — Annex: / 1

No. of Substations	81	No. of Busbars	203	No. of Terminals	1210	No. of Lines	82				
No. of 2-w Trfs.	80	No. of 3-w Trfs.	19	No. of syn. Machines	68	No. of asyn.Machines	4				
No. of Loads	107	No. of Shunts	2	No. of SVS	0						
Generation	=	927.14	MW	496.12	Mvar	1051.53	MVA				
External Infeed	=	75.00	MW	-45.00	Mvar	87.46	MVA				
Load P(U)	=	916.51	MW	276.93	Mvar	957.43	MVA				
Load P(Un)	=	916.51	MW	276.93	Mvar	957.43	MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00	MW	-0.00	Mvar						
Motor Load	=	69.00	MW	48.21	Mvar	84.17	MVA				
Grid Losses	=	16.63	MW	135.01	Mvar						
Line Charging	=			-180.74	Mvar						
Compensation ind.	=			0.00	Mvar						
Compensation cap.	=			-9.02	Mvar						
Installed Capacity	=	1082.72	MW								
Spinning Reserve	=	142.47	MW								
Total Power Factor:											
Generation	=	0.88	[-]								
Load/Motor	=	0.96 / 0.82	[-]								

Figura 4.2. Reporte general del escenario 2.

c. Impacto en el escenario 3

En el tercer escenario, se incrementó el número de vehículos eléctricos a 2500 unidades, y la carga fue asignada tanto en las zonas del escenario anterior como en nuevos lugares, dado que el parque vehicular también aumentó en comparación con el escenario 2. La carga quedó distribuida en las subestaciones según se indica en la Tabla 4.3.3. Se investigó la población aproximada de los nuevos lugares agregados, y luego se distribuyó la carga según el porcentaje de población que representaban. Esta información detallada se presenta en la Tabla 4.3.1 y la Tabla 4.3.2.

De la misma manera que en el escenario anterior, la demanda máxima se determinó durante las horas del día, suponiendo que se carga el 14 % del parque vehicular diariamente, y la demanda mínima durante la noche, suponiendo que se carga el 4 % del parque vehicular de este escenario. Los datos obtenidos se reflejan en la Tabla 4.3.3.

TABLA 4.3.1. Datos de la población para la distribución de la carga en el escenario 3 en el día

Demanda día	2500 autos	350 autos/día	17,500 kW		
Ciudades	Población	% por población	Carga por ciudad	Carga dividida	Carga (MW)
San Pedro Sula	754,061	0.35381344	6191.735	1031.95586	

Demanda día	2500 autos	350 autos/día	17,500 kW		
Ciudades	Población	% por población	Carga por ciudad	Carga dividida	Carga (MW)
Choloma	249,217	0.11693527	2046.367	1023.183	1.023183
Villanueva	161,609	0.07582866	1327.001		1.327001
Lima	76,823	0.03604617	630.807	315.4039	0.315403
Puerto Cortés	176463	0.08279832	1448.970	724.4852	0.724485
Progreso	193,568	0.09082416	1589.422	794.7114	1.589422
Tela	106,136	0.04980014	871.5024		0.871502
La Ceiba	222,055	0.10419057	1823.334		1.823334
Yoro	98,561	0.04624587	809.3027	404.6513	0.404651
Lago de Yojoa	92,746	0.04351741	761.5546	380.7773	0.380777
Total	**2,131,239**	**1**	**17,500**		

TABLA 4.3.2. Datos de la población para la distribución de la carga en el escenario 3 en el noche

Demanda Noche	2,500 autos	100 autos/noche	17,500 kW		
Ciudades	Población	% por población	Carga por ciudad	Carga dividida	Carga (MW)
San Pedro Sula	754061	0.353813439	247.6694	61.91735183	0.06191735
Choloma	249217	0.116935266	81.85468		0.08185
Villanueva	161609	0.075828661	53.08006		0.05308
Lima	76823	0.036046168	25.23231		0.02523
Puerto Cortés	176463	0.082798316	57.95882	28.97941	0.02897
Progreso	193568	0.090824164	63.57691	31.78845	0.03178

Demanda Noche	2,500 autos	100 autos/noche	17,500 kW		
Ciudades	Población	% por población	Carga por ciudad	Carga dividida	Carga (MW)
Tela	106136	0.04980014	34.86009		0.03486
La Ceiba	222055	0.104190567	72.93339		0.07293
Yoro	98561	0.046245869	32.37210		0.03237
Lago de Yojoa	92746	0.043517409	30.46218		0.03046
Total	**2131239**	**1**	**700**		

TABLA 4.3.3. Datos obtenidos en el escenario 3

			Masca	Térmica Sulzer	La Victoria	Naco	Guaymas
Escenario 3 de 2500 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.92	0.92	0.93	0.92	0.98
			91.800 %	89.703 %	46.863 %	47.790 %	26.875 %
			16.30				
		Con estaciones carga	0.91	0.91	0.92	0.98	0.98
			96.654 %	94.365 %	49.874 %	50.263 %	33.655 %
			18.09				
	Demanda mínima	Sin estaciones carga	0.99	0.99	1	0.99	1.03
			49.253 %	24.046 %	25.425 %	57.242 %	14.150 %
			10.92				
		Con estaciones carga	0.99		N/A		1.03
			10.94				14.261 %
			10.94				

			Tela	Ceiba	Morazán	Yoro	Caracol
Escenario 3 de 2500 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.98	0.99	0.99	0.99	0.95
			47.790 %	93.240 %	108.848 %	27.668 %	61.660 %
		Con estaciones carga	0.98	0.99	0.98	0.98	0.94
			50.317 %	100.872 %	117.058 %	31.322 %	63.853 %
	Demanda mínima	Sin estaciones carga	1.01	0.97	1.01	1.01	1.01
			17.069 %	49.814 %	15.834 %	16.325 %	32.975 %
		Con estaciones carga	1.01	0.97	1.01	N/A	1.01
			17.185 %	50.081 %	15.975 %		33.978 %

			Cañaveral	Bellavista	Bermejo	La puerta	Retorno
Escenario 3 de 2500 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.97	0.92	0.92	0.92	0.93
			62.872 %	106.049 %	92.864 %	20.219 %	78.02 %
			16.30				
		Con estaciones carga	0.96	0.91	0.98	0.92	0.93
			63.804 %	109.053 %	94.388 %	21.134 %	80.684 %
			18.09				

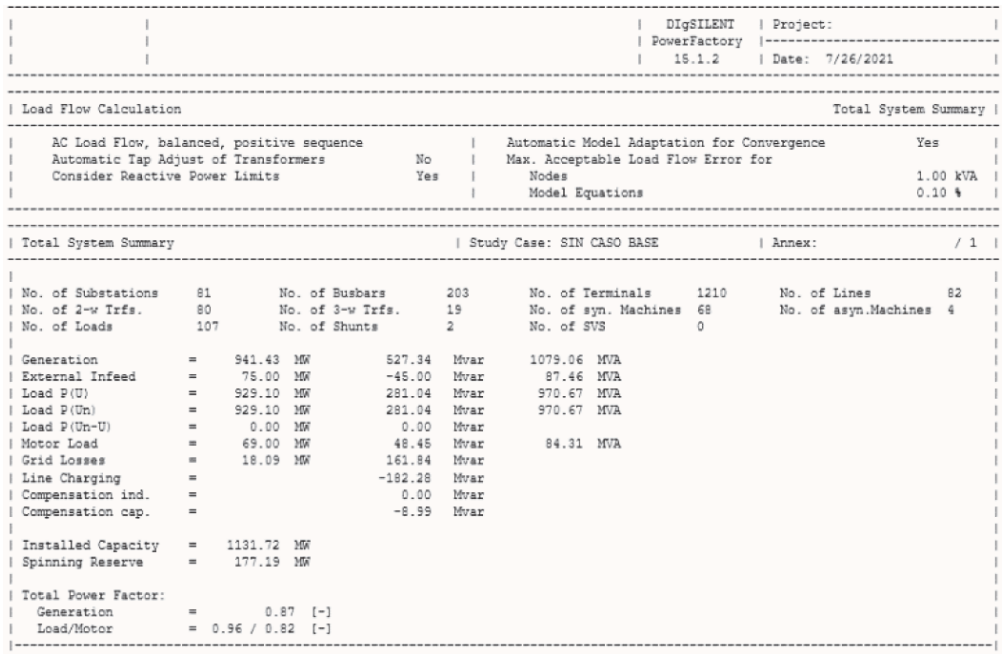
			Cañaveral	Bellavista	Bermejo	La puerta	Retorno
Escenario 3 de 2500 autos	Demanda mínima	Sin estaciones carga	1.01	1	1	1.01	0.99
			26.557 %	49.296 %	11.032 %	42.060 %	46.340 %
			10.92				
		Con estaciones carga	N/A	1		N/A	1.01
				49.441 %			42.303 %
			10.94				

			Villanueva	Choloma	Santa Marta	Progreso	Progreso tras
Escenario 3 de 2500 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.92	0.93	0.95	0.90	0.98
			87.306 %	42.922 %	50.381 %	78.712 %	98.416 %
			16.30				
		Con estaciones carga	0.92	0.93	0.94	0.90	0.98
			89.193 %	44.055 %	51.203 %	80.859 %	111.385 %
			18.09				
	Demanda mínima	Sin estaciones carga	1	1.01	1.01	0.94	1.04
			23.509 %	27.432 %	43.558 %	43.558 %	77.298 %
			10.92				
		Con estaciones carga	0.99	1	1.01	0.94	1.04
			46.464 %	23.670%	27.543 %	43.635 %	77.476 %
			10.94				

			Progreso tras	Lima	Subestación	Circunvalación
Escenario 3 de 2500 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.98	0.99	Voltaje	0.92
			97.130 %	11.950 %	Trafo	59.522 %
					Pérdidas	
		Con estaciones carga	0.98	0.99	Voltaje	0.92
			109.930 %	14.215 %	Trafo	60.429 %
					Pérdidas	
	Demanda mínima	Sin estaciones carga	1.04	1.01	Voltaje	1
			76.288 %	3.451 %	Trafo	33.107 %
					Pérdidas	
		Con estaciones carga	1.04		Voltaje	1
			76.463 %		Trafo	33.174 %
					Pérdidas	

La carga total fue de 17.5 MW y se observó un impacto en la línea de transmisión de PGR-SMT con un valor de 101.11 % de sobrecarga. Los transformadores del Progreso T602/T603 llegaron a un estado de carga final de 111 % (de 150 MVA), siendo el estado de carga inicial 98 %, lo que implica la apertura por sobrecarga que repercute en los transformadores de Bella Vista y Morazán (ver Tabla 4.3.3). La única solución inmediata a este problema es el corte de carga en Bella Vista y Morazán y el corte de carga o inyección de generación para Progreso.

En el reporte total que mostramos en la Figura 4.3, se observan diversos datos, por ejemplo: la generación total del sistema con una potencia activa de 941.43 MW y reactiva de 527.34 MVar. El dato de la carga total en el sistema es de 929.10 MW y consume una reactiva de 281.04 MVar, con pérdidas totales de 18.09 MW.



		DIgSILENT PowerFactory 15.1.2	Project:	
			Date: 7/26/2021	

Load Flow Calculation — **Total System Summary**

AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	Yes
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	Yes	Nodes	1.00 kVA
		Model Equations	0.10 %

Total System Summary — Study Case: SIN CASO BASE — Annex: / 1

No. of Substations	81	No. of Busbars	203	No. of Terminals	1210	No. of Lines	82				
No. of 2-w Trfs.	80	No. of 3-w Trfs.	19	No. of syn. Machines	68	No. of asyn.Machines	4				
No. of Loads	107	No. of Shunts	2	No. of SVS	0						
Generation	=	941.43	MW	527.34	Mvar	1079.06	MVA				
External Infeed	=	75.00	MW	-45.00	Mvar	87.46	MVA				
Load P(U)	=	929.10	MW	281.04	Mvar	970.67	MVA				
Load P(Un)	=	929.10	MW	281.04	Mvar	970.67	MVA				
Load P(Un-U)	=	0.00	MW	0.00	Mvar						
Motor Load	=	69.00	MW	48.45	Mvar	84.31	MVA				
Grid Losses	=	18.09	MW	161.84	Mvar						
Line Charging	=			-182.28	Mvar						
Compensation ind.	=			0.00	Mvar						
Compensation cap.	=			-8.99	Mvar						
Installed Capacity	=	1131.72	MW								
Spinning Reserve	=	177.19	MW								
Total Power Factor:											
Generation	=	0.87	[-]								
Load/Motor	=	0.96 / 0.82	[-]								

Figura 4.3. Reporte general del escenario 3.

d. Impacto en el escenario 4

En el cuarto y último escenario planteado, se incrementó el número de vehículos eléctricos a 5000 unidades, se asignó la carga en las zonas del escenario anterior y en nuevos lugares, ya que el parque vehicular se duplicó comparado con el escenario 3. Quedando la carga distribuida en las subestaciones de la Tabla 4.4.3. Se investigó la población aproximada de los nuevos lugares agregados y fue repartida la carga según el porcentaje de población que representaba. Esta información se detalla en la Tabla 4.4.1. y la Tabla 4.4.2.

De manera similar al escenario anterior, determinamos la demanda máxima durante las horas del día, suponiendo que se carga el 15 % del parque vehicular diariamente, y la demanda mínima en la noche, suponiendo que se carga el 5 % del parque vehicular de este escenario. También realizamos una comparativa respecto a los datos sin las estaciones de carga para determinar su impacto. Los datos obtenidos se reflejan en la Tabla 4.4.3.

TABLA 4.4.1. Datos de la población para distribución de la carga en el escenario 4 en el día

Demanda día	5000 autos	750 autos/día	37,500 kW		
Ciudades	Población	% por población	Carga por ciudad	Carga dividida	Carga (MW)
San Pedro Sula	75,4061	0.3228584	12107.19	2017.865	2.01786
Choloma	249,217	0.1067046	4001.423	2000.711	2.00071
Villanueva	161,609	0.0691944	2594.791		2.59479131
Lima	76,823	0.0328925	1233.468	616.7343801	0.616734
Puerto Cortés	176,463	0.0755543	2833.286	1416.643	1.416643
Progreso	193,568	0.0828779	3107.924	1553.962	1.55396
Tela	106,136	0.0454431	1704.117		1.70411
La Ceiba	222,055	0.0950749	3565.311	1782.655	1.78265
Yoro	98,561	0.0421998	1582.493	791.2468	0.79124
Lago de Yojoa	92,746	0.0397100	1489.128	744.5640	0.74456
Zona de occi-dente	97,383	0.0416954	1563.579	521.1932	0.52119
Colón	106,956	0.0457942	1717.283	572.4278	0.57242
Total	**2,335,57**	**1**	**37,500**		

TABLA 4.4.2. Datos de la población para distribución de la carga en el escenario 4 en el noche

Demanda noche	5000 autos	250 autos/noche	1750 kW	
Ciudades	Población	% por población	Carga por ciudad	Carga dividida
San Pedro Sula	754,061	0.32285841	565.0022	141.2505
Choloma	249,217	0.10670464	186.733	93.36655
Villanueva	161,609	0.06919443	121.090	

Demanda noche	5000 autos	250 autos/noche	1750 kW	
Ciudades	Población	% por población	Carga por ciudad	Carga dividida
Lima	76,823	0.0328925	57.5618	28.78093
Puerto Cortés	176463	0.07555432	132.220	66.11002
Progreso	193,568	0.08287799	145.036	72.51823
Tela	106,136	0.04544314	79.5254	
La Ceiba	222,055	0.09507497	166.381	83.19059
Yoro	98,561	0.04219983	73.8497	36.92485
Lago de Yojoa	92,746	0.03971008	69.4926	34.74632
Zona de occidente	97,383	0.04169546	72.9670557	24.3223519
Colón	106,956	0.04579423	80.1399	26.71330
Total	**2,335,57**	**1**	**1750**	

TABLA 4.4.3. Datos obtenidos en el escenario 4

			Erandique	San Isidro	Reguleto	Isletas	Bonito Oriental
Escenario 4 de 5000 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.98	0.99	0.99	1	1.01
			20.963 %	136.121 %	68.636	75.245 %	11.195 %
		Con estaciones carga	0.97	0.99	0.98	0.99	1
			23.353 %	145.817 %	71.720 %	78.452 %	13.751 %

			Erandique	San Isidro	Reguleto	Isletas	Bonito Oriental
Escenario 4 de 5000 autos	Demanda mínima	Sin estaciones carga	0.98	0.97	0.96	0.96	0.97
			12.395	75.694 %	41.674 %	45.503 %	1.749 %
		Con estaciones carga	0.98	0.97	0.96	0.96	0.97
			12.502	76.177 %	41.852 %	45.691 %	1.868 %

			La Victoria	Naco	Guaymas	Tela	Ceiba
Escenario 4 de 5000 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.93	0.92	0.98	0.98	0.99
			46.863 %	47.790 %	26.875 %	47.027%	93.240 %
		Con estaciones carga	0.93	0.91	0.98	0.98	0.98
			51.963 %	52.527 %	33.515 %	53.838 %	100.756 %
	Demanda mínima	Sin estaciones carga	1	0.99	1.03	1.01	0.97
			25.425 %	57.242 %	14.150 %	17.069 %	49.814 %
		Con estaciones carga	1	N/A	1.03	1.01	0.97
			25.635		14.400 %	17.316 %	50.077 %

			Morazán	Yoro	Caracol	Cañaveral	Flores
Escenario 4 de 5000 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.99	0.99	0.95	0.97	0.98
			108.948 %	27.668 %	61.660 %	62.872 %	61.508 %
		Con estaciones carga	0.99	0.98	0.95	0.97	0.97
			124.377 %	34.737 %	65.428 %	64.981 %	66.158 %
	Demanda mínima	Sin estaciones carga	1.01	1.01	1.01	1.01	0.99
			15.834 %	16.325 %	32.975 %	26.557 %	37.862 %
		Con estaciones carga	1.01	1.01	1.01	1.01	0.99
			16.000 %	16.646 %	33.132%	26.642 %	38.037 %

			Santa Rosa	La puerta	Retorno	Villanueva	Choloma
Escenario 4 de 5000 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.99	0.92	0.93	0.92	0.93
			71.726 %	20.219 %	78.02 %	87.306 %	42.922 %
		Con estaciones carga	0.98	0.91	0.93	0.91	0.93
			73.989 %	23.830 %	88.463 %	94.676 %	47.375 %

			Santa Rosa	La puerta	Retorno	Villanueva	Choloma
Escenario 4 de 5000 autos	Demanda mínima	Sin estaciones carga	0.98	1	1.01	0.99	1
			42.295 %	11.032 %	42.060 %	46.340 %	23.509 %
		Con estaciones carga	0.98	1	N/A	0.99	1
			42.391 %	11.259 %		46.625 %	23.696%

			Santa Marta	Progreso	Progreso tras	Progreso tras	Lima
Escenario 4 de 5000 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.95	0.90	0.98	0.98	0.99
			50.381 %	78.712 %	98.416 %	97.130 %	11.950 %
		Con estaciones carga	0.94	0.91	0.98	0.98	0.99
			53.508 %	82.491 %	113.131 %	111.652 %	16.564%
	Demanda mínima	Sin estaciones carga	1.01	0.94	1.04	1.04	1.01
			27.432 %	43.558 %	77.298 %	76.288 %	3.451 %
		Con estaciones carga	1.01	0.94	1.04	1.04	1.01
			27.563 %	43.734 %	77.750 %	76.734 %	3.377 %

			Masca	Térmica Sulzer	Sub estación	Circun-valación	Bella-vista	Bermejo
Escenario 4 de 5000 autos	Demanda máxima	Sin estaciones carga	0.92	0.92	Voltaje	0.92	0.92	0.92
			91.800 %	89.703 %	Trafo	59.522 %	106.049 %	92.864 %
					Pérdidas			
		Con estaciones carga	0.91	0.91	Voltaje	0.92	0.91	0.92
			99.736 %	97.363 %	Trafo	62.966 %	117.888 %	98.744 %
					Pérdidas			
	Demanda mínima	Sin estaciones carga	0.99	0.99	Voltaje	1	0.99	1
			49.253 %	24.046 %	Trafo	33.107 %	55.648 %	49.296 %
					Pérdidas			
		Con estaciones carga	0.99	0.99	Voltaje	1	0.99	0.99
			49.528 %	24.196 %	Trafo	33.260 %	56.306 %	49.628 %
					Pérdidas			

La carga total fue de 37.5 MW, siendo este el nivel más crítico en cuanto al impacto reflejado. Como resultado se incrementan los niveles de sobrecarga mencionados en el escenario anterior, para lo cual se requiere mayor corte de carga o inyección de generación según corresponda (ver Tabla 4.4.3).

Los voltajes de algunas subestaciones disminuyeron 0.01 p. u. Las pérdidas en el sistema incrementaron 2.03 MW. De igual forma, la línea PGR-SMT se disparó por sobrecarga. En el reporte total mostrado en la Figura 4.4, se observan diversos datos, por ejemplo: la generación total del sistema con una potencia activa de 959.60 MW y reactiva de 527.79 MVar. El dato de la carga total en el sistema es de 947.51 MW y consume una reactiva de 287.06 MVar, con pérdidas totales de 18.33 MW.

		DIgSILENT PowerFactory 15.1.2	Project:	
			Date: 7/27/2021	

Load Flow Calculation — **Total System Summary**

AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	Yes
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	Yes	Nodes	1.00 kVA
		Model Equations	0.10 %

Total System Summary | Study Case: SIN CASO BASE | Annex: / 1

No. of Substations	81	No. of Busbars	203	No. of Terminals	1210	No. of Lines	82
No. of 2-w Trfs.	80	No. of 3-w Trfs.	19	No. of syn. Machines	68	No. of asyn.Machines	4
No. of Loads	107	No. of Shunts	2	No. of SVS	0		

Generation	=	959.60 MW	527.79 Mvar	1095.17 MVA	
External Infeed	=	75.00 MW	-45.00 Mvar	87.46 MVA	
Load P(U)	=	947.51 MW	287.06 Mvar	990.04 MVA	
Load P(Un)	=	947.51 MW	287.06 Mvar	990.04 MVA	
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	-0.00 Mvar		
Motor Load	=	69.00 MW	48.31 Mvar	84.23 MVA	
Grid Losses	=	18.33 MW	156.39 Mvar		
Line Charging	=		-182.65 Mvar		
Compensation ind.	=		0.00 Mvar		
Compensation cap.	=		-8.96 Mvar		
Installed Capacity	=	1155.72 MW			
Spinning Reserve	=	183.02 MW			
Total Power Factor:					
Generation	=	0.88 [-]			
Load/Motor	=	0.96 / 0.82 [-]			

Figura 4.4. Reporte general de escenario 4.

VI. CONCLUSIONES

Como consecuencia de lo expuesto en el trabajo, se comprobó que la red eléctrica del país no está preparada para afrontar la conexión de los centros de carga. Se observó que al ingresar una carga total de 17.5 MW, la línea de transmisión de PGR-SMT alcanza un valor de sobrecarga del 101.11%. Las pérdidas totales aumentaron significativamente en 1.79 MW. Además, los transformadores del Progreso T602/T603 alcanzaron un estado de carga final del 111 % (de 150 MVA), siendo el estado de carga inicial del 98 %.

Actualmente existen problemas de baja tensión en la zona norte. Por lo tanto, al aumentar considerablemente la carga, estos disminuyen aún más, poniendo en peligro el funcionamiento del sistema. En el escenario máximo (ver sección 4.4), los voltajes de algunas subestaciones disminuyeron 0.01 p. u.

La recarga rápida presenta como principal inconveniente la alta potencia demandada por el cargador, con una potencia promedio de unos 50 kW. Por lo tanto, en el caso de una carga masiva de vehículos eléctricos y la falta de una infraestructura de recarga robusta y confiable, la red se verá afectada.

En los casos donde los datos de los transformadores y las líneas de transmisión llegan al 100 % o más de su capacidad, la única solución inmediata a este problema es el corte de carga o inyección de generación según sea el caso.

Las métricas más importantes para determinar el impacto de la implementación de la

movilidad eléctrica son porcentajes de carga que aumentan en los transformadores, llevándolos más allá del límite de su capacidad, así como a pérdidas generadas en el sistema.

VII. RECOMENDACIONES

La capacidad de transformación y construcción de líneas de transmisión en el sistema eléctrico es fundamental para garantizar la calidad y confiabilidad del servicio actual, así como para soportar la conexión de los centros de carga.

Incentivar la recarga de vehículos eléctricos durante las horas nocturnas mediante tarifas especiales permite aprovechar la energía disponible y evitar así la carga durante las horas pico.

Implementar dispositivos de electrónica de potencia como el SVC para corregir los niveles de tensión en las subestaciones.

La ubicación de centros de carga debe ser en puntos estratégicos, de tal manera que sean accesibles para los clientes y a una distancia no mayor de 100 km entre cada uno, por ejemplo, en gasolineras.

VIII. REFERENCIAS

[1] F. Medina y M. Urquia, «Impacto de los centros de carga de los VE en el SIN de la ENEE», Seminario de Investigación IE900, Tegucigalpa, 2021.

[2] Endesax, «Tipos de recarga en coches eléctricos», Acceso: Jul. 27, 2021 [En línea]. Disponible: https://www.endesax.

[3] H. P. Barros y L. A. Ortega, «Análisis y diseño de la instalación eléctrica de una electrolinera en la ciudad de Cuenca», 2018, pp. 12-21.

[4] LugEnergy, «Lugenergy. Soluciones para la recarga coches eléctricos», Acceso: Nov., 2012. [En línea]. Disponible: https://www.lugenergy.com/tipo-de-conectores-vehiculo-electrico/.

DISEÑO, DESARROLLO Y ACONDICIONAMIENTO DE SEÑAL PARA UN ELECTROCARDIÓGRAFO (ECG)

Freek E. Figueroa, Ricardo A. Urrutia, Dennis A. Rivera
drivera@unah.edu.hn
https://orcid.org/0009-0006-2574-098X
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— Esta investigación surge del interés en proporcionar soluciones integrales a problemas de salud, centrándose en ofrecer apoyo para el diagnóstico temprano de enfermedades cardíacas. Además, ofrece una interfaz interactiva para uso académico. El objetivo es crear un diseño electrónico para un prototipo real de un electrocardiógrafo, que consiste en una tarjeta electrónica capaz de recoger las delicadas señales eléctricas del cuerpo humano y realizar el acondicionamiento de señal necesario. El diseño se basa en una recomendación proporcionada por el fabricante de dispositivos semiconductores, Analog Devices.

Basándose en las especificaciones del fabricante [3], se realizaron una serie de modificaciones al diseño original, incluyendo el ajuste del valor de la resistencia de ganancia del amplificador instrumental, la determinación de la frecuencia de corte de los filtros activos y la configuración de la ganancia de la etapa de salida. El prototipo incluye una etapa de filtrado analógico, así como la capacidad de modificar la amplitud de la señal de salida variando un único parámetro eléctrico.

Para verificar cada etapa del diseño, se llevaron a cabo simulaciones correspondientes utilizando el programa NI Multisim en su versión 14.1. Se procedió a diseñar una placa de circuito impreso (PCB) para el prototipo, utilizando el programa KiCad en su versión 5.1.1. La placa fue producida en China por la empresa JLCPCB, y se llevó a cabo el montaje y la soldadura de los componentes en la PCB diseñada para realizar las pruebas finales del prototipo (Figura 12).

Se recomienda incorporar un microcontrolador en la siguiente versión de la placa electrónica, junto con una pantalla de previsualización para el electrocardiograma. Esto eliminará la necesidad de utilizar componentes externos para visualizar la señal ECG. Además, se sugiere una futura incorporación de un módulo de comunicación inalámbrica Bluetooth que permita enviar el registro de datos a un teléfono celular, lo que facilitaría la visualización de la señal desde una aplicación.

Palabras clave— ADC, amplificador operacional, Arduino, corazón, electrocardiógrafo, electrocardiograma, electrodos, filtros activos, KiCad, NI Multitim, PCB, osciloscopio.

***Abstract*—**This research arises from the interest of providing comprehensive solutions to health problems, seeking support in providing early diagnoses of heart disease, as well as providing an interactive interface for academic use. It is intended to create an electronic design for a real prototype of an electrocardiograph (Section 11), an electronic card that is capable of collecting the delicate electrical signals of the human body, making the necessary signal conditioning. The elaboration of the design arises from a recommendation provided by the manufacturer of semiconductor devices, Analog Devices. One of its ICs (AD620) was used, which is designed for instrumentation applications, including EKG signal conditioning.

Taking its specification sheet [3], a series of modifications were made to the original design, the value of the gain resistance of the instrumental amplifier, the cutoff frequency of the active filters and the gain of the output stage were established. The prototype includes an important analog filtering stage for signal cleaning, as well as the possibility of modifying the amplitude of the output signal by varying a single electrical parameter. For the verification of each of the design stages, the respective simulations were carried out in the NI Multisim software 14.1 version. Some design calculations were verified for the integrated AD620, the cutoff frequencies of the designed filters and the gain value at the output stage. Having this, we proceeded to make a printed circuit board (PCB) to the prototype, its design and verification was carried out in the KiCad software in its 5.1.1 version. The board was printed in China with the JLCPCB company, the components were assembled and soldered on the PCB board designed to carry out the final tests of the prototype (Figure. 12).

It is recommended to incorporate a microcontroller in the next version of the electronic board, together with a preview screen for the electrocardiogram, this will avoid the need to use external components to display the ECG signal. It is also recommended a future incorporation of a Bluetooth wireless communication module that allows sending the data record to a cell phone to view the signal from an application.

***Keywords*—** ADC, operational amplifier, arduino, heart, electrocardiograph, electrocardiogram, electrodes, active filters, KiCad, NI multitim, PCB, oscilloscope.

I. EL CORAZÓN

El corazón es uno de los órganos más importantes del cuerpo humano, cuya función es bombear la sangre oxigenada que proviene de los pulmones hacia el resto del cuerpo, así como la sangre con alta concentración de CO_2 que proviene de los diferentes órganos hacia los pulmones [11]. El corazón es de gran importancia, ya que este órgano muscular, hueco en su interior y aproximadamente del tamaño de un puño, es la bomba muscular reforzada más potente que promueve el envío de la sangre por todo el organismo. La mitad derecha de este órgano recibe sangre desoxigenada y la impulsa hacia los pulmones; el lado izquierdo recibe sangre oxigenada de los pulmones para impulsarla por la aorta y otras cavidades de comunicación, para posteriormente distribuirla por todo el cuerpo [12]. El corazón se contrae unas setenta veces por minuto, late más de cien mil veces al día, durante todos los días de una vida, lo que ha incentivado a la ciencia y la tecnología a crear dispositivos que permitan conocer a profundidad este órgano [12]. Para que se produzca un latido cardíaco, el cerebro envía una señal al nodo sinoauricular que genera un impulso eléctrico el cual se propaga a través de las células del miocardio, haciendo posible la contracción y dilatación de sus diferentes cámaras [11].

II. ACTIVIDAD ELÉCTRICA DEL CORAZÓN

El nodo sinoauricular (nodo SA) actúa como el marcapasos natural del corazón. Su función es generar un potencial de acción o impulso eléctrico a una frecuencia específica. El potencial de acción de reposo de las células del nodo SA es de -55 mV. Estas células están rodeadas por canales de sodio que se abren constantemente, lo que permite que el voltaje interno de las células aumente. Cuando este voltaje alcanza los -40 mV, se genera el impulso eléctrico. A este proceso, en el que el voltaje interno de la célula se vuelve más positivo, se le conoce como despolarización [8].

El impulso eléctrico se expandirá por las aurículas a través de las tres vías internodales (primero la vía anterior o de Bachmann, luego la vía media o de Wenckebach y finalmente la vía intermodal posterior o de Thorel) que conducen el impulso eléctrico hacia el nodo auriculoventricular (nodo AV). El tiempo que tarda en llegar a este nodo varía entre 0.03 y 0.04 segundos [9].

La función del nodo AV es retrasar el impulso eléctrico durante aproximadamente 0.09 segundos. Este lapso de tiempo permite que las aurículas se contraigan mientras los ventrículos están relajados. Luego, el impulso eléctrico recorre el haz de His, lo que genera otro retraso de 0.04 segundos. Finalmente, llega a las fibras de Purkinje, que llevan el impulso eléctrico a los ventrículos, lo que resulta en su contracción y permite que la sangre sea bombeada tanto hacia los pulmones como hacia el resto del cuerpo [8], [9].

El electrocardiógrafo es un dispositivo electrónico que permite realizar un electrocardiograma (ECG), un examen que registra la actividad eléctrica del corazón durante un latido, mostrando la magnitud y dirección de las señales eléctricas producidas por el co-

razón, además de evaluar el ritmo y la regularidad de los latidos. El corazón emite una señal eléctrica que tiene una amplitud que se expresa en milivoltios (mV), en un rango que va desde 0.5 mV hasta 2 mV; además, posee ondas características que se producen a partir de las variaciones del potencial eléctrico durante el ciclo cardíaco [10].

III. TÉCNICA DE FILTRADO DE HARDWARE PARA EL PROCESAMIENTO

Por lo general, el espectro de frecuencia de la señal de ECG normal varía de 0.01 Hz a 100 Hz, y el 90 % de la energía espectral de la señal se concentra en un rango de 0.25 Hz a 35 Hz. El ruido de frecuencia de la señal de ECG se distribuye principalmente en dos bandas. Una de ellas se deriva de la línea de base, generada por la respiración y el movimiento muscular, principalmente en el rango de 0.05 a 2 Hz. La otra es una interferencia de frecuencia de 50/60 Hz generada por la red pública. Esta interferencia también se deriva de la línea de base y pertenece a la señal de baja frecuencia [5].

IV. DERIVACIONES DEL ECG

Existen doce derivaciones de ECG, conocidas como derivaciones convencionales. Seis de estas derivaciones se denominan derivaciones de extremidades, mientras que las otras seis se conocen como derivaciones de pecho o precordiales. Las derivaciones de extremidades registran el potencial a través del plano frontal, mientras que las derivaciones precordiales registran el potencial a través del plano horizontal, utilizando sus respectivos electrodos. Tres de las derivaciones de extremidades son derivaciones bipolares, conocidas como derivaciones estándar de las extremidades, y las otras tres se denominan derivaciones aumentadas unipolares. Cada cable de las derivaciones de extremidades estándar registra la diferencia de potencial entre dos extremidades, como se detalla a continuación y se ilustra en la Figura 1 [6], [7].

1. Cable estándar I: entre el brazo izquierdo y el brazo derecho.
2. Cable estándar II: entre la pierna izquierda y el brazo derecho.
3. Cable estándar III: entre la pierna y el brazo izquierdo.

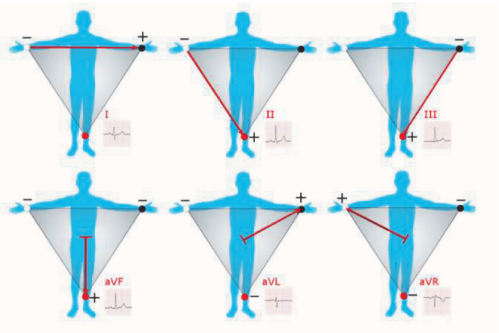


Figura 1. Representación gráfica de las posiciones de lectura del triángulo de Einthoven.

Los cables I, II y III tienen sus terminales positivos conectados al brazo izquierdo, la pierna izquierda y la pierna derecha, respectivamente. Estos tres cables unipolares

miden el voltaje (V) en un solo punto en relación con un electrodo unido a la pierna derecha, que tiene un potencial cero. El potencial detectado por las extremidades unipolares está aumentado y se indica con una pequeña «a», como se muestra en la Figura 1. Estos cables aumentados son «aVR: brazo derecho», «aVL: brazo izquierdo» y «aVF: pierna izquierda», con su terminal positivo unido a la extremidad respectiva. Las seis derivaciones precordiales unipolares están unidas a la pared torácica y se denominan V1-V6. Las doce derivaciones de ECG convencionales pueden considerarse como el reflejo de una vista tridimensional de la actividad eléctrica en el corazón [6], [7].

V. ONDAS, SEGMENTOS E INTERVALOS DEL ECG

Las ondas características del ECG son la «onda P», que indica que las aurículas son estimuladas eléctricamente para enviar la sangre hacia los ventrículos. Posteriormente, se produce una elevación seguida de dos caídas en conjunto conocidas como el «complejo QRS», que indica que los ventrículos son estimulados eléctricamente para bombear la sangre hacia fuera. El siguiente segmento, que es corto y prácticamente plano en ascenso, se llama «segmento ST». Este segmento indica el tiempo transcurrido desde el final de la contracción ventricular hasta el inicio del periodo de reposo. La onda siguiente al segmento ST es ascendente y se denomina «onda T»; esta onda muestra el periodo de recuperación de los ventrículos [10].

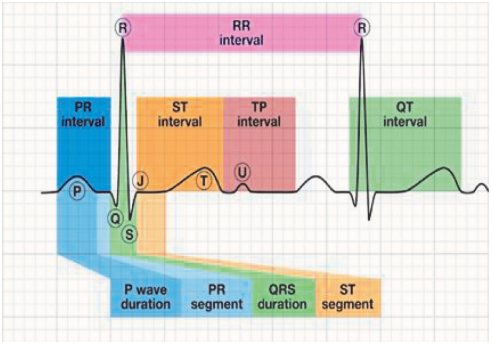


Figura 2. Segmentos e intervalos de dos ciclos de una onda electrocardíaca.

VI. ELECTROCARDIÓGRAFO

El electrocardiógrafo es un equipo médico que registra la señal eléctrica del corazón y la amplifica para que pueda ser analizada por médicos cardiólogos. Para la captación de la señal, se utilizan electrodos ubicados en partes predeterminadas del cuerpo humano: cuatro en las extremidades y seis en posiciones precordiales.

El procesamiento de las señales del corazón en un electrocardiógrafo puede llevarse a cabo mediante métodos analógicos o digitales. A continuación, se describen estos dos métodos, aunque se profundizará más en el método analógico debido a que es el que se implementó en este proyecto de titulación.

VII. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL HARDWARE

Existen dos maneras de realizar la adquisición de las señales eléctricas del corazón y el acondicionamiento de las derivaciones cardíacas:

el método análogo y el método digital. Ambos presentan sus ventajas y desventajas. En este proyecto, se optó por realizar el acondicionamiento de las señales mediante el método análogo, debido a la facilidad con la que se pueden conseguir los elementos necesarios para la implementación de cada una de las etapas en el módulo electrónico.

Además, para este proyecto en particular, se decidió implementar el método análogo. Esto se debe a que, al tratarse de un módulo de un prototipo, es importante tener acceso a las diferentes etapas y así facilitar la lectura de la señal. Gracias a esto, se tiene la posibilidad de observar cada etapa que se implementó, tanto para la adquisición de los datos como para el acondicionamiento de las señales.

En la Figura 3 se muestra el diagrama de bloques del proyecto. Cada una de estas etapas es importante, ya que con esto se logró eliminar el ruido o señales no deseadas y así obtener solamente las derivaciones bipolares, las cuales conforman el triángulo de Einthoven. Estas señales son utilizadas para la obtención del dipolo cardíaco.

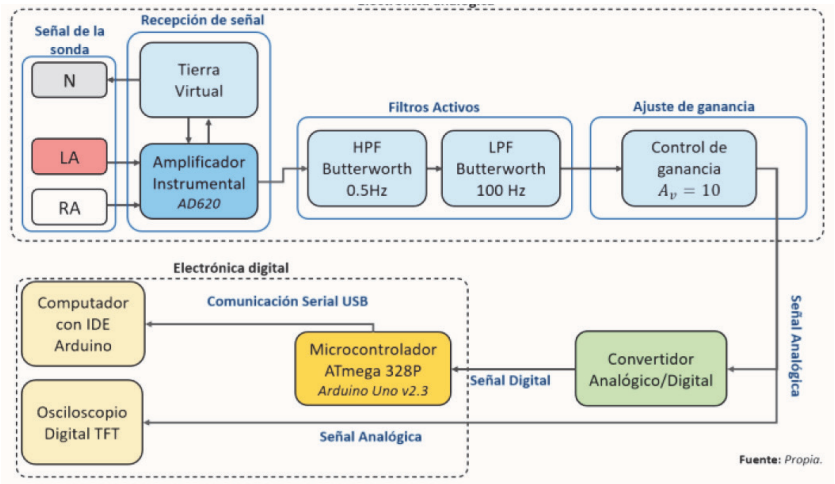


Figura 3. Ejemplo de un diagrama unifilar de un sistema de interconexión.

Para el acondicionamiento de las señales eléctricas del corazón, se realizaron cuatro etapas, la especificación de cada una de estas se realiza más adelante. Estas etapas de instrumentación ayudan a cumplir con la limpieza de la señal y acondicionarla para que pueda ser visualizada en un osciloscopio, o bien, es la plataforma de Arduino.

VIII. ETAPA DE PREAMPLIFICACIÓN

Para esta etapa del proyecto, se utilizará un integrado de numeración AD620, que es un amplificador de instrumentación de alta precisión. Este integrado requiere de una resistencia externa para determinar la ganancia, la cual puede variar desde 1 hasta 10,000. En

la hoja de especificaciones (datasheet) del integrado se encuentra un esquema similar al mostrado en la Figura 4, donde se puede observar una de las conexiones disponibles para obtener las diferentes derivaciones del corazón.

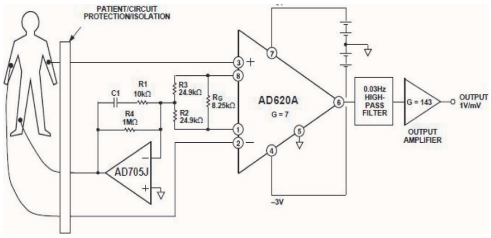


Figura 4. Conexión sugerida en el datasheet del integrado AD620, Analog Devices [2].

Para el diseño se desea obtener una ganancia de diez (G = 1000), por ende, se debe calcular el valor que iría entre los pines 1 y 8 del integrado AD620. Se colocó esta ganancia inicialmente debido a que la amplitud de la señal eléctrica del corazón se encuentra en el rango de los microvoltios (μV), y se quiere que la amplitud de la señal esté en el rango de 0 V-2.5 V.

Considerando la ganancia requerida y utilizando la ecuación proporcionada para Rg en el datasheet, podemos determinar el valor necesario para alcanzar la ganancia mencionada:

$$R_G = \frac{49.4k\Omega}{G-1} + 1 \qquad (1)$$

$$R_G = \frac{49.4k\Omega}{G-1} + 1 = 50.4494\ \Omega$$

Normalizando el valor de la resistencia teórica a un valor comercial:

$$R_G = 47\ \Omega \qquad (1.1)$$

De esta manera, el valor teórico para la ganancia, despejando la ecuación, debería ser:

$$R_G = \frac{49.4k\Omega}{47\ \Omega} + 1 = 102.063\ V/V$$

IX. ETAPA FILTRADO ANALÓGICO

El filtro de paso alto utilizado es un filtro de segundo orden con estructura de Sallen Key, como se observa en la Figura 5. Al ser este filtro activo, tiene una impedancia de entrada alta.

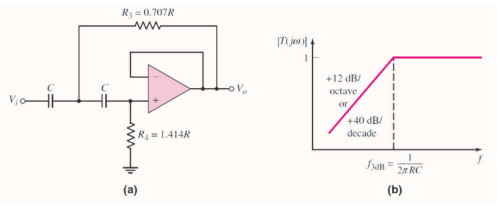


Figura 5. (a) Filtro Butterworth de paso alto de dos polos con topología Sallen Key y (b) Diagrama de Bode, magnitud de la función de transferencia [3].

La ecuación de la frecuencia de corte se encuentra en la Ecuación 2.2:

$$f_c = \frac{1}{2\ \pi\ R\ C} \qquad (2)$$

Para el proyecto, la frecuencia de corte de este filtro paso alto es *0.5 Hz.* Para hallar el valor de R, se asume el valor de [valor faltante] y se reemplazan los datos en la Ecuación 2.1, despejando para R.

$$R = \frac{1}{2\pi \cdot f_{-3dB} \cdot C} = \frac{1}{2\pi \cdot 0.5 \cdot 330n}$$

$$= 964.5754k\Omega$$

$$R_7 = \frac{R}{\sqrt{2}} = 682.0578\ k\Omega$$

$$R_6 = R \cdot \sqrt{2} = 1.3641\ M\Omega$$

Para la comprobación del funcionamiento correcto del filtro y la verificación de la frecuencia de corte, se utilizó el simulador NI Multisim y sus herramientas virtuales, como el generador de funciones y el graficador del diagrama de Bode, para determinar la respuesta en frecuencia del filtro diseñado.

La frecuencia de corte para un filtro paso alto Butterworth está definida a -3dB. Teniendo esto en cuenta, se puede verificar en el Bode Plotter que la frecuencia de corte simulada sea la correcta según el diseño.

El filtro paso bajo que se utilizó es un filtro de segundo orden con estructura de Sallen Key, como se observa en la Figura 6. Al ser este filtro activo, tiene una impedancia de entrada alta.

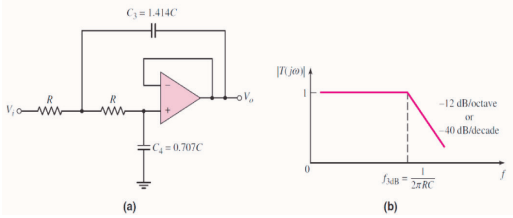


Figura 6. (a) Filtro Butterworth de paso alto de dos polos con topología Sallen Key y (b) Diagrama de Bode, magnitud de la función de transferencia [3].

La ecuación de la frecuencia de corte se encuentra en la Ecuación 2.2:

$$f_c = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot C} \qquad (2.1)$$

Para el proyecto, la frecuencia de corte de este filtro paso bajo es *100 Hz*. Para hallar el valor de C, se asume el valor de [valor faltante] y se reemplazan los datos en la Ecuación 2.1, despejando para C.

$$C = \frac{1}{2\pi \cdot f_{-3dB} \cdot R} = \frac{1}{2\pi \cdot 100 \cdot 100k}$$

$$= 0.159155nF$$

$$C_5 = C \cdot \sqrt{2} = 22.5079nF$$

$$C_4 = \frac{C}{\sqrt{2}} = 11.2539nF$$

X. ARDUINO UNO Y PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

Arduino es una placa con un microcontrolador. Este modelo de Arduino está conformado por el microcontrolador ATmega2560. Como se observa en la Figura 7, esta placa cuenta con 54 pines digitales (entradas o salidas), 16 entradas analógicas, 4 UARTs, un cristal de 16 MHz, un puerto que permite la conexión USB, leds y un botón que permite el reseteo del microcontrolador.

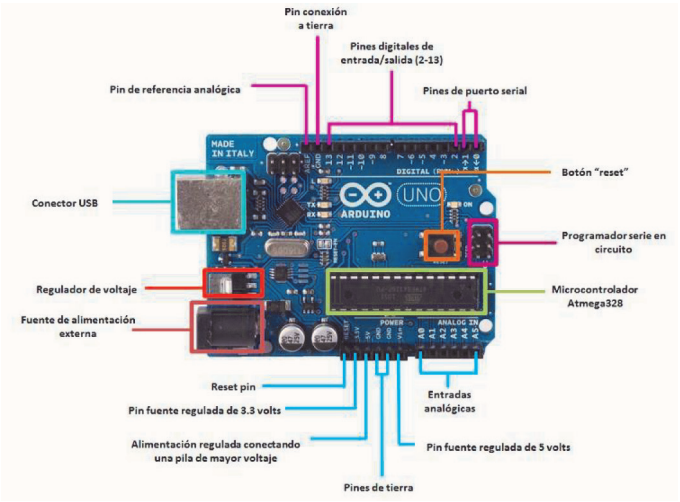


Figura 7. Señal de prueba para el circuito de la Figura 2.17. Entrada de 499.245 mV [4].

Para enviar las señales de cada una de las derivaciones al Arduino, se deben acondicionar. Toda esta información se encuentra en la sección anterior. La forma de comunicación que se utilizó es la comunicación serial, y la velocidad de transmisión es 9600 baudios. Algunas especificaciones eléctricas del Arduino se pueden observar en la Tabla 1.

TABLA 1. Especificaciones eléctricas del Arduino uno[4]

Parámetro	
Voltaje de alimentación	5 V
Corriente DC por cada pin E/S	40 mA
Flash Memory	256 KB
SRAM	8 KB
EEPROM	4 KB
Cristal	16 MHz

Para la programación de esta placa, se utilizó el software llamado Arduino. Antes de comenzar a programar, se elige el tipo de placa a programar en la pestaña de herramientas (tools). En este caso, se seleccionará Arduino/ Genuino Mega or Mega 2560. En la misma pestaña donde se selecciona la placa, se elige el puerto al que está conectado, el cual se puede identificar en el Administrador de Dispositivos.

XI. DISEÑO DE LA PLACA PC

Para poder realizar una PCB en KiCad, se debe realizar una representación esquemática del circuito electrónico, esto se consigue utilizando la extensión «Schematic Layout Editor».

a. Se comienza a colocar los elementos correspondientes al circuito, para ello se realiza la búsqueda correspondiente en las librerías del programa.
b. Luego de identificar y colocar todos los elementos necesarios, se deben realizar las conexiones de las pistas. Una vez las pistas estén conectadas, se puede verificar que las conexiones estén correctamente realizadas y que no falten nodos utilizando la herramienta «Control de reglas eléctricas».

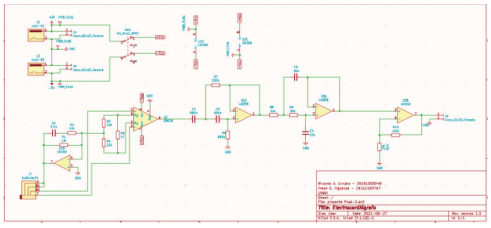


Figura 8. Diagrama esquemático verificado.

c. Después de asignar una huella a cada componente, el siguiente paso es generar una lista de redes (Netlist), ya que esta lista será utilizada por la extensión «PCB_New».
d. Una Una vez completado este paso, se dispone de todos los materiales necesarios para empezar a trabajar en el diseño de la placa. Esto se logra utilizando otra extensión de KiCad llamada «PCB_New». Para que esta herramienta pueda funcionar, necesita leer una lista de componentes y la conexión existente entre cada uno de ellos.
e. El siguiente paso consiste en cargar la NetList en el PCB_New para comenzar a colocar, ordenar y diseñar la disposición de los elementos en la placa. Se debe ubicar cada una de las huellas en el lugar que se considere adecuado, procurando evitar en la medida de lo posible muchos cruces de líneas guías.
f. Luego de colocar las huellas en el sitio adecuado y delimitar las dimensiones de la placa, el diseño está listo para trazar las pistas que conecten todas las huellas según la disposición realizada en el esquemático.

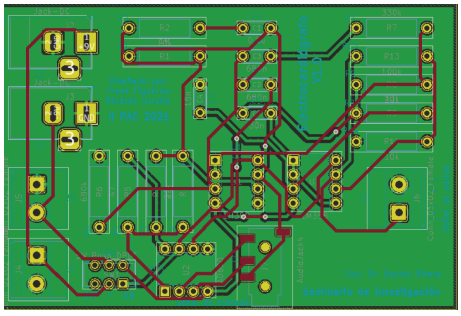


Figura 9. Ruteo de las pistas en el diseño de PCB_New.

g. Ya que el Jack Dc y el Jack de Audio no posee por defecto un modelo 3D en la librería de KiCad, se procedió a descargar un modelo sólido para la representación de estos.

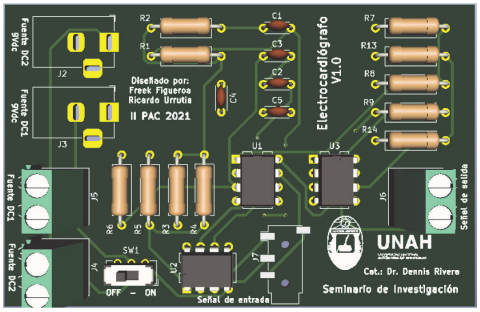


Figura 10. Representación de la placa del electrocardiógrafo sin los componentes Jack Dc y el componente Jack de Audio.

h. Como último paso, se procede a generar los archivos en forma Gerber para una posterior impresión en una empresa extranjera.

i. En este punto solo queda comprimir estos archivos en formato ZIP, ya que la mayoría de empresas solicitan los archivos Gerber de esta forma.

j. Teniendo esto se puede hacer fácilmente una cotización del costo de la placa que se ha creado, se tomará como ejemplo la empresa china JLCPCB.

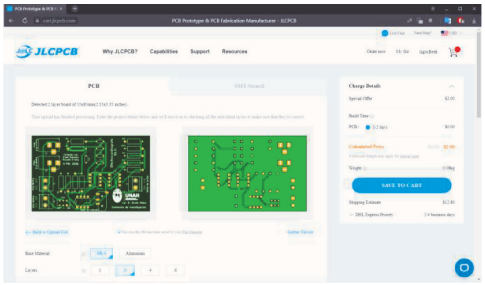


Figura 11. Cotización de la impresión de la placa diseñada con la empresa JLCPCB.

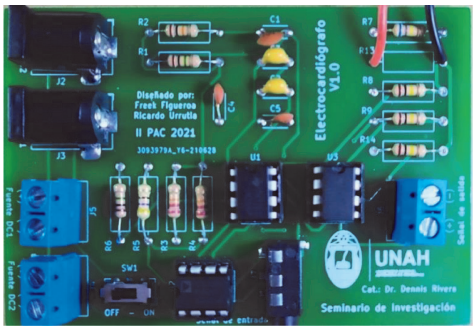


Figura 12. Placa de circuito impreso con sus componentes soldados.

XII. ARDUINO UNO Y PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

En la Figura 14 se muestra la placa de circuito impreso desarrollada en la sección anterior junto con las conexiones realizadas para las mediciones con el osciloscopio y la plataforma Arduino.

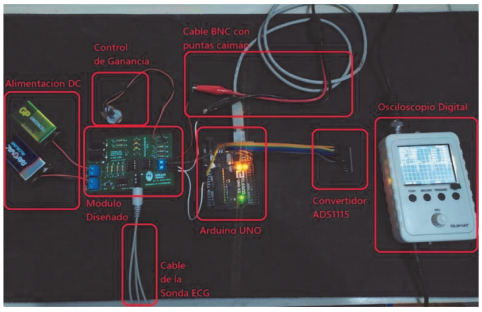


Figura 13. Conexión del equipo de instrumentación utilizado para las mediciones.

El módulo es alimentado por un par de baterías de 9 V, formando una fuente simétrica de -9 V a 0 V y de 0 V a + 9 V. Este recibe la señal entrante a través de un conector Jack de 3.5 mm, donde se conecta la sonda de tres

canales que se adhiere al cuerpo del paciente para recibir la señal diferencial y la referencia a tierra virtual. En la salida, se realiza una conexión doble en paralelo con una de las cuatro entradas analógicas del ADS1115, el cual está conectado al Arduino mediante el protocolo I2C; la otra conexión se hace con el canal del osciloscopio mediante unas puntas caimán de tipo BNC. A continuación, se presentan una serie de capturas que muestran diferentes pruebas de medición realizadas en el osciloscopio AUKUYEE.

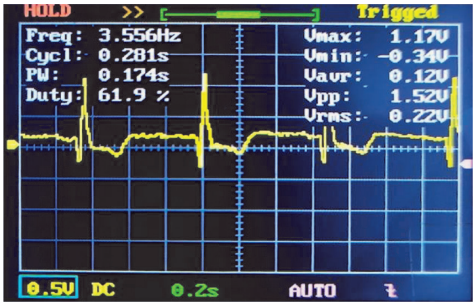


Figura 14. Señal de salida sin ganancia de la etapa final aplicada.

La otra opción de medición implica la lectura de la señal de salida a través de la plataforma Arduino, utilizando un convertidor analógico-digital como intermediario.

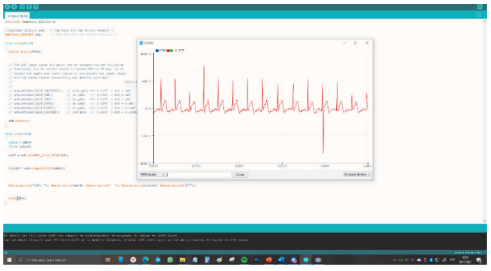


Figura 15. Señal de salida en el Serial Plotter con un porcentaje de ganancia final aplicada.

XIII. CONCLUSIONES

La elaboración del diseño surge de una recomendación brindada por el fabricante de dispositivos semiconductores, Analog Devices. Se utilizó uno de sus integrados (AD620), el cual está diseñado para aplicaciones de instrumentación, incluyendo el acondicionamiento de señales de electrocardiograma. Tomando su hoja de especificaciones [2], se realizaron una serie de modificaciones al diseño original, como el ajuste del valor de la resistencia de ganancia (Rg) del amplificador instrumental, la configuración de las frecuencias de corte de los filtros activos y la determinación de la ganancia de la etapa de salida. El prototipo incluye una etapa de filtrado analógico importante para la limpieza de la señal, además de ofrecer la posibilidad de modificar la amplitud de la señal de salida mediante la variación de un único parámetro eléctrico.

Para verificar cada una de las etapas del diseño, se realizaron las simulaciones respectivas utilizando el programa NI Multisim en su versión 14.1. Se verificaron algunos cálculos de diseño para el integrado AD620, así como las frecuencias de corte de los filtros diseñados y el valor de ganancia en la etapa de salida. Con estos resultados, se procedió a diseñar una placa de circuito impreso (PCB) para el prototipo, cuyo diseño y verificación se llevaron a cabo utilizando el programa KiCad en su versión 5.1.1. La placa fue producida en China con la empresa JLCPCB, y se realizó el montaje y soldadura de los componentes en la placa PCB diseñada para llevar a cabo las pruebas finales del prototipo. La gráfica final de la señal cardíaca registrada en la salida de la placa se

muestra en la Figura 14. El voltaje de entrada de la señal es del orden de 500 µV. Después de acondicionar y amplificar la señal, se obtuvo un valor de 1.33 V en la salida del módulo. Este valor puede amplificarse aún más si es necesario; sin embargo, es adecuado para ser ingresado a un microcontrolador o visualizado en un osciloscopio.

El ruido y la interferencia de la red han sido factores que afectan la forma de onda del electrocardiógrafo. El electrodo de la pierna derecha desempeña un papel crucial al crear una referencia virtual a tierra. Esta referencia no solo protege al paciente de corrientes inversas, sino que también sirve como referencia eléctrica para la señal diferencial (dual) de los otros dos electrodos. Sin esta conexión, no se puede formar la señal de electrocardiograma.

El incumplimiento de los valores exactos de resistencia y capacitores en los filtros analógicos puede provocar una ligera desviación en la frecuencia de corte establecida.

Este prototipo es ideal para experimentar con señales débiles, utilizando amplificadores operacionales. Se pueden modificar los valores de preamplificación y amplificación final según sea necesario.

XIV. RECOMENDACIONES

Se recomienda incorporar un microcontrolador en la próxima versión de la placa electrónica, junto con una pantalla de previsualización para el electrocardiograma. Esto eliminará la necesidad de utilizar componentes externos para la visualización de la señal ECG. Además, se sugiere la futura incorporación de un módulo de comunicación inalámbrica Bluetooth, que permita enviar el registro de datos a un teléfono celular para ver la señal desde una aplicación.

Para mejorar la calidad de la señal, se propone implementar un filtro analógico notch a 60 Hz, diseñado para eliminar el ruido de la red eléctrica. Se puede diseñar una fuente simétrica virtual para la referencia de tensión de los amplificadores operacionales, eliminando así la necesidad de dos fuentes de alimentación.

Para realizar procesos de procesamiento digital de la señal (DSP), se sugiere implementar un microcontrolador más potente que el ATmega328P. Además, se propone la implementación de filtros digitales (pasa altos, pasa bajos, pasa banda, notch, etc.) para mejorar aún más la calidad de la señal.

Si es necesario, se podría diseñar una jaula de Faraday para evitar interferencias de radiofrecuencia (RF) en la señal de instrumentación analógica.

Para las pruebas que se realicen, se recomienda que la persona que esté conectada al módulo evite realizar movimientos exagerados.

XV. REFERENCIAS

[1] F. E. Figueroa, R. A. Urrutia, «Diseño, desarrollo y acondicionamiento de señal para un electrocardiógrafo». Tegucigalpa, Honduras, 2021.

[2] A. Devices, «Low Cost Low Power Instrumentation Amplifier AD620. Product

Page Quick Links». Norwood, Massachusetts, pp. 13-17, 2016.

[3] D. Neamen, *Microelectronics,* New York: McGraw-Hill, 2010.

[4] Radionics, «Datasheet Arduino Uno», December 2015.

[5] Jianqiang L., Genqiang D., Wei W., Huihui W., and Zhong M., «Design of a Real-Time ECG filter for Portable».

[6] A. S. Fauci, «Harrison's principles of internal medicine», in *Medical Publishing Division,* vol. 2. New York: McGraw-Hill, 2008.

[7] A. Goldberger, «Atrioventricular (AV) heart block», in *Clinical Electrocardiography: A Simpli_ed Approach*. USA: Mosby, 2006.

[8] Guyton and John Hall, «El corazón», *Tratado de fisiología médica,* España, 2011.

[9] L. Azcona, «El electrocardiograma», *Libro de la salud cardiovascular del Hospital Clínico San Carlos y la Fundación BBVA,* Bilbao: Editorial Nerea S.A., 2009.

[10] Arango, J. J., Vélez, H., Rojas, W., Borrero, J., y Restrepo, J., *Manual de Electrocardiografía*, Medellín, Colombia: Corporación para Investigaciones Biológicas, 2003.

[11] Carlos A. Alva, Wilfredo Reaño, Joel O. Castillo. «Diseño y Construcción de un electrocardiógrafo de bajo costo».

[12] L. Finance, C., El cuerpo humano: corazón y sistema circulatorio, 1975.

MONTAJE DE LA BASE DE DATOS PARA EL CÁLCULO DE LOLP Y LOLE (SIN) (USANDO DIGSILENT)

Alexis J. Padilla, César F. Blandin, Dennis A. Rivera
drivera@unah.edu.hn
https://orcid.org/0009-0006-2574-098X
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— En esta investigación se calcularon los índices de confiabilidad LOLP (Loss of Load Probability), o probabilidad de pérdida de carga, y LOLE (Loss of Load Expectation), o pérdida de carga esperada, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los resultados obtenidos fueron 0.10393 y 910.4268 hrs./años o 37.9344 días/años, respectivamente, lo que representa el déficit de generación en el sistema. Se calculó utilizando el LOLP, el ELCC (Effective Load-Carrying Capability) o capacidad efectiva para cubrir la carga de la central eólica Cerro de Hula, que resultó en 22.7088 MW. Esta es la potencia firme que la planta puede inyectar en el sistema. Para realizar estos cálculos, se empleó el software DIgSILENT con el Sistema Interconectado Nacional de Honduras. Se utilizó una herramienta del programa llamada «Análisis de Adecuación de Generación», diseñada específicamente para calcular el LOLP (a través del cual se obtiene el LOLE) y la demanda esperada no suministrada (EDNS) del sistema.

El Análisis de Adecuación de Generación toma en cuenta cada generador del sistema, considerando específicamente la indisponibilidad de generación debido a fallas o requerimientos de mantenimiento, variación en la carga del sistema y variaciones en la producción renovable, especialmente la producción eólica. La investigación consiste en modelar toda la generación del sistema, haciendo uso de información sobre las fallas de generación contenidas en el anexo de fallas del Informe Anual de Operación del Mercado Eléctrico Nacional (AOMEN) del Operador del Sistema (ODS) correspondiente a los años 2019 y 2020. Además, se emplea el gráfico en tiempo real de la generación despachable por tipo de tecnología del sitio web del ODS, datos de velocidad y potencia del viento del Cerro de Hula, publicados en el *Diario Oficial La Gaceta* del 26 de marzo de 2009, entre otros datos referentes a las cargas del SIN. No se obtuvieron datos sobre las aperturas o tiempos de falla de los aerogeneradores. Además, los perfiles de carga, que ya estaban contenidos en el sistema, no se correspondían con los registros reales de perfiles de medición Por lo tanto, los cálculos obtenidos deben considerarse como valores de referencia.

Por lo anterior, se recomienda al Operador del Sistema (ODS) y a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) mejorar la base de datos de DIgSILENT para obtener

resultados más realistas. Una vez se cuente con una base de datos que refleje la realidad del SIN, será posible calcular la potencia firme para cada planta renovable eólica y fotovoltaica utilizando el ELCC, empleando la metodología utilizada en esta investigación. Esta metodología es la misma que se utilizó en Uruguay [2] y por NERC [3].

Palabras clave— Adecuación, carga, confiabilidad, DIgSILENT, ELCC, LOLE, LOLP, Monte Carlo, SIN.

Abstract— In this research, the reliability indices LOLP (Loss of Load Probability) and LOLE (Loss of Load Expectation) in the National Interconnected System (SIN) were calculated. The results obtained were 0.10393 and 910.4268 hours/years or 37.9344 days/years, respectively, which represent the generation deficit in the system. It was calculated using the LOLP, the ELCC (Effective Load-Carrying Capability) for the Cerro de Hula wind power plant, which resulted in 22.7088 MW. This is the firm power that the plant can inject into the system. To perform these calculations, DIgSILENT software was used with the Honduran National Interconnected System. Using a tool in the program called Generation Adequacy Analysis, which is specifically designed to calculate the LOLP (through which the LOLE is obtained) and the Expected Demand Not Supplied (EDNS) of the system.

The Generation Adequacy Analysis takes into account each generator of the system, specifically considering: the unavailability of generation due to faults or maintenance requirements, variation in the load of the system and variations in the renewable production (especially the wind production), using the Monte Carlo simulation method. The research consists in modeling the entire generation of the system, making use of: information on generation failures contained in the annex of failures of the Annual Report of the Operation of the National Electrical Market (AOMEN) of the System Operator (ODS) of the year 2019 [7] and 2020 [8], the graph in real time of the generation dispatchable by type of technology of the ODS website, data on wind speed and power of the Cerro de Hula shown in the Official Journal *La Gaceta* of March 26, 2009, among other data concerning the loads of the SIN. No data were obtained on the openings or failure times of the wind generators, in addition to the fact that the load profiles (which were already contained in the system) did not correspond to the actual records of measurement profiles, the calculations obtained should be understood as reference values.

Therefore, it is recommended to the System Operator (ODS) and the Electric Energy Regulatory Commission (CREE) to improve the DIgSILENT database in order to obtain results that are more realistic. Once we have a database that represents the reality of the SIN, we will be able to calculate the firm power for each renewable wind and photovoltaic power plant based on the ELCC using the methodology used in this research, which is the same as that used in Uruguay [2] and the NERC [4].

Keywords— Adecuacy, load, reliability, DIgSILENT, ELCC, LOLE, LOLP, Monte Carlo, SIN.

I. PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA[4]

LOLP (Loss of Load Probability) es un índice de confiabilidad que indica la probabilidad de que una parte de la carga no sea satisfecha por la capacidad de generación disponible. Más específicamente, se define como la proporción de días por año u horas por año cuando la capacidad de generación disponible es insuficiente para atender todas las cargas diarias u horarias. LOLP generalmente se expresa como una relación de tiempos; por ejemplo, 0.1 días por año equivale a una probabilidad de 0.000274 (es decir, 0.1 / 365). Los niveles de LOLP objetivo se establecen normalmente en EE. UU. y Europa para la planificación a largo plazo. Por ejemplo, el LOLP objetivo que se utiliza con frecuencia en los EE. UU. para grandes sistemas interconectados es un día cada diez años; en los países europeos, el estándar correspondiente varía de un día en quince años a un día en dos años y medio. LOLP es actualmente el índice de confiabilidad más utilizado; también es quizás el más incomprendido debido al uso inapropiado de la palabra *probabilidad* en su nombre. En realidad, LOLP representa una duración esperada para todas las interrupciones en lugar de la probabilidad de que ocurra una interrupción, es decir, LOLP es una unidad de tiempo. Esta situación se confunde aún más por el hecho de que a veces se calcula el LOLP anual empleando solo una serie de cargas máximas diarias (se usan 365 cargas para representar un año), mientras que el cálculo apropiado de LOLP anual implica el uso de datos de carga por hora (usando 8,760 cargas). Aunque los resultados de ambos cálculos pueden expresarse en unidades de días por año (los datos por hora generalmente se suman y convierten a días por año), un LOLP calculado sobre la base de 365 picos diarios siempre será más alto que un LOLP calculado con datos por hora porque supone implícitamente que la carga máxima se produce durante las 24 horas de cada día. En un intento de aclarar esta confusión, Billinton ha definido la pérdida de expectativa de carga (LOLE), que es el número esperado de días (u horas) por año en los que se dispone de capacidad de generación insuficiente para atender la carga máxima diaria (u horaria). LOLP se define entonces como LOLE/N, donde N es el número de incrementos de tiempo en el cálculo de LOLE (N = 365 si LOLE se calcula a partir de los datos de carga máxima diaria y se expresa en términos de días, mientras que N = 8,760 si LOLE se calcula a partir de datos de carga por hora). De esta forma, LOLP se expresa correctamente como probabilidad. LOLE y LOLP todavía se usan indistintamente. LOLP no es un índice muy significativo para los sistemas hidrodominados. Normalmente, una medida como la energía no servida esperada es más relevante. Sin embargo, en los sistemas hidroeléctricos con centrales hidroeléctricas de altura variable, LOLP tiene cierto mérito.

II. CAPACIDAD EFECTIVA DE CUBRIR LA CARGA[3]

El ELCC descompone la contribución del generador individual a la confiabilidad del sistema. Puede discriminar entre generado-

res con diferentes niveles de confiabilidad, tamaño y entregas en horas pico y fuera de horas pico. Las plantas que son capaces de producir de manera constante durante periodos de alta demanda tienen un ELCC alto, mientras que las plantas menos confiables tienen un ELCC más bajo. Para generadores variables como el viento, el método puede discriminar entre diferentes regímenes de viento: aquellos que proporcionan energía de manera constante durante periodos de alto riesgo, aquellos que a veces suministran energía durante esos periodos y aquellos que nunca lo hacen durante periodos de alto riesgo. De hecho, ELCC puede proporcionar un continuo de valores de capacidad sobre estos resultados potenciales. El ELCC es impulsado por la sincronización de las horas con LOLP altas. La Figura 1 muestra una curva de duración típica de LOLP.

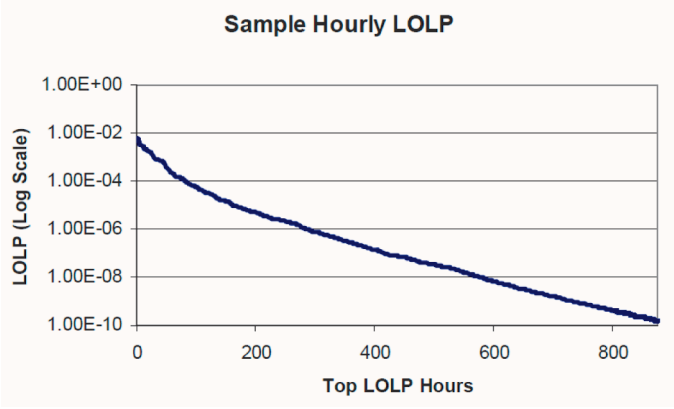


Figura 1. LOLP cae rápidamente desde su valor máximo, como lo muestra esta curva de duración LOLP. Tenga en cuenta la escala logarítmica LOLP.

Para calcular el ELCC, se requiere una base de datos que contenga los requisitos de carga por hora y las características del generador. Para los generadores convencionales, los requisitos principales incluyen la capacidad nominal, las tasas de interrupción forzada y los programas de mantenimiento específicos. Para un recurso variable como el viento, se necesita al menos un año de producción de energía por hora, aunque más datos siempre son mejores. Aunque existen algunas variaciones en el enfoque, el ELCC se calcula en varios pasos. Por lo general, el sistema se modela sin el generador de interés. Para esta discusión, asumimos que el generador de interés es un generador renovable, pero no es necesario que sea el caso. Las cargas se ajustan para lograr un nivel determinado de confiabilidad. Una vez que se alcanza el objetivo deseado de LOLE (Loss of Load Expectation), el generador renovable se agrega al sistema y el modelo se vuelve a ejecutar. Se observa el nuevo LOLE más bajo (mayor confiabilidad) y se retira el generador del sistema. Luego, se agrega la unidad de referencia al sistema en pequeñas ca-

pacidades incrementales hasta que el LOLE con la unidad de referencia coincida con el LOLE que se logró con el generador renovable. Luego se anota la capacidad de la unidad de referencia, y eso se convierte en el ELCC del generador renovable. Es importante señalar que el ELCC documenta la capacidad que alcanza el mismo nivel de riesgo que se lograría sin el generador renovable. La representación gráfica del ELCC aparece en la Figura 2. Agregar la generación adicional reduce el LOLP (Loss of Load Probability) y desplaza la curva de confiabilidad hacia la derecha. Con el objetivo de LOLE de 1 día en 10 años, el valor de la capacidad eólica es de 400 MW.

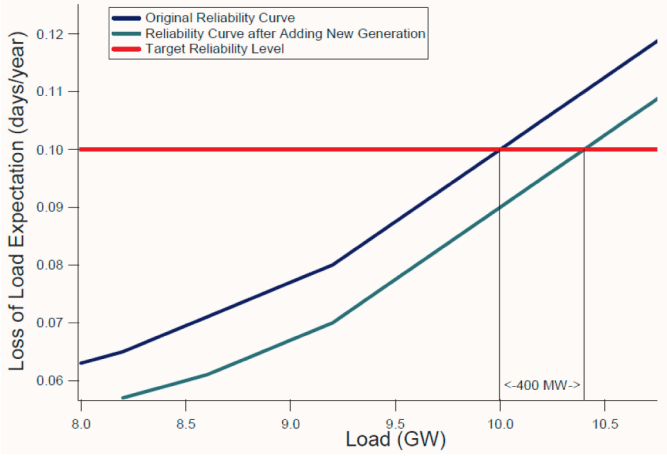


Figura 2. El ELCC es la distancia vertical entre las curvas de confiabilidad, medida en el nivel de confiabilidad objetivo (400 MW a 1 día / 10 años).

III. ADECUACIÓN DE LOS RECURSOS DEL SISTEMA[4]

La adecuación de los recursos del sistema de energía se mide típicamente al realizar una comparación entre la capacidad instalada y las cargas máximas en un horizonte temporal. Dado que todos los generadores tienen una probabilidad de falla distinta de cero, y las cargas no pueden conocerse con certeza de antemano, el sistema debe contar con un margen de reserva de planificación. Este margen de reserva de planificación representa un nivel de capacidad instalada que supera la demanda máxima esperada y, por lo general, se analiza con uno o más años de anticipación. Un enfoque comúnmente utilizado consiste en emplear un nivel fijo de reserva de planificación, como el 15 %, y determinar si la capacidad de la flota de generación instalada es un 15 % mayor que la carga esperada. Si la capacidad instalada cumple con el criterio de reserva de planificación, el sistema se considera adecuado. Sin embargo, este

enfoque no considera el papel de las tasas de interrupción forzada de los generadores en la adecuación, ni cuantifica el porcentaje de tiempo en que el sistema puede resultar inadecuado. Un enfoque más riguroso para evaluar la adecuación del sistema se basa en la teoría de confiabilidad del sistema eléctrico. Utilizando un modelo de cargas por hora, la capacidad de generación y las tasas de interrupción forzada, es posible calcular la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) o una métrica de confiabilidad similar para el sistema. Dado que LOLP es una probabilidad que normalmente se calcula para cada hora, es deseable convertirla en una medida anual de adecuación del sistema. Esto se logra a menudo calculando el producto de probabilidades y horas, lo que resulta en una Pérdida de Esperanza de Carga (LOLE). LOLE se mide en unidades como horas/año, días/año o días/10 años, y proporciona una medida de cuán adecuado es el sistema.

IV. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL[5]

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) establece que la red de transmisión constituye toda la infraestructura con una tensión igual o superior a 60,000 voltios. Esto corresponde a los niveles de tensión de 69, 138 y 230 kV. A principios de 2019, las longitudes de las líneas de transmisión alcanzaban aproximadamente 700, 1025 y 1015 km, respectivamente. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) se muestra en la Figura 3.

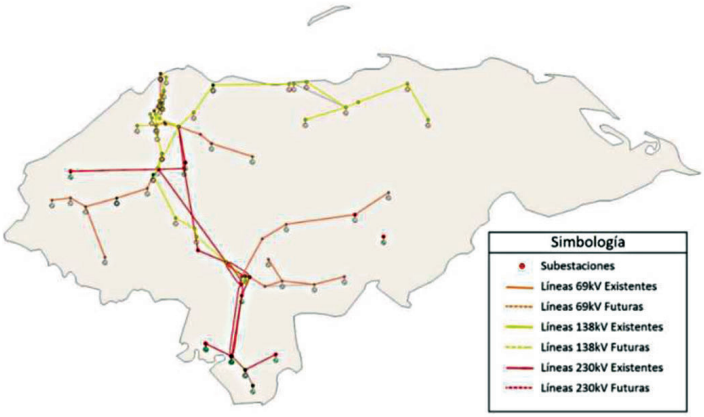


Figura 3. Sistema Interconectado Nacional de Honduras, 2019.

El Sistema Interconectado Nacional de Honduras en DIgSILENT está dividido en tres zonas: la zona noroccidental, la zona centro-sur y la zona de Olancho. Este sistema tiene nueve generadores eólicos asignados como máquinas asíncronas, un generador eólico y catorce generadores solares fotovoltaicos asignados como generadores estáticos, dos

sistemas solares fotovoltaicos (PV System) y ciento treinta y seis generadores representando la generación térmica, hidroeléctrica, biomasa, etc., asignados como máquinas síncronas, sumando un total de ciento cincuenta y dos generadores en el sistema (esta cifra no necesariamente refleja el número real de generadores en el sistema, ya que en algunos casos un generador representaba a varios). Datos extraídos de DIgSILENT nos indican que la generación disponible de este sistema es de 1581 MW y la demanda es de 1458.28 MW. Además, la capacidad instalada es de 1878.03 MW. En este sistema se planteó llevar a cabo el cálculo de los índices LOLP, LOLE y ELCC para la central eólica de Cerro de Hula, utilizando la herramienta de «Análisis de Adecuación de Generación».

V. ANÁLISIS DE ADECUACIÓN EN DIGSILENT[6]

La herramienta de «Análisis de Adecuación de Generación» en PowerFactory está diseñada específicamente para probar la adecuación del sistema. Con esta herramienta, es posible determinar la contribución de la generación eólica a la capacidad general del sistema, así como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la demanda esperada no suministrada (EDNS). El análisis de adecuación de generación se completa utilizando el método de Monte Carlo (probabilístico). En el método de Monte Carlo se realiza una simulación de muestreo. Usando secuencias uniformes de números aleatorios, se genera un estado del sistema aleatorio. Este estado del sistema consiste en generar aleatoriamente estados operativos y de puntos temporales aleatorios.

Los estados operativos generadores tendrán una correspondiente producción de energía de generación, mientras que los puntos de tiempo tendrán una demanda de energía correspondiente. El valor de demanda no suministrada (DNS) se calcula entonces para dicho estado. Este proceso se realiza para un número de iteraciones. Al final de la simulación, los valores de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), pérdida de expectativa de carga (LOLE), demanda esperada no suministrada (EDNS) y pérdida de energía. Los índices de expectativa (LOEE) se calculan como valores promedio de todas las iteraciones realizadas. La evaluación analítica de la adecuación de la generación requiere que a cada generador del sistema se le asigne un número de estados probabilísticos que determinan la probabilidad de que un generador funcione en varios niveles de salida. Asimismo, a cada una de las cargas del sistema se le puede asignar una característica basada en el tiempo que determina el nivel de carga real del sistema para cualquier momento.

Los índices de probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la demanda esperada no suministrada (EDNS) son las medidas críticas.

$$\mathrm{LOLP} = \frac{N_{\mathrm{DNS}}}{N} \times 100\% \qquad (1)$$

$$\mathrm{EDNS} = \frac{\sum \mathrm{DNS}}{N} \qquad (2)$$

Existen varios objetos de base de datos en PowerFactory relacionados específicamente con el análisis de adecuación de generación:

1. Modelo estocástico para modelo de generación

Este objeto se utiliza para definir los estados de disponibilidad de un generador, un ejemplo del cual se muestra en la Figura 4.

Es posible un número ilimitado de estados con cada estado dividido en:

- Disponibilidad de generación (en %)
- Probabilidad de ocurrencia (en %)

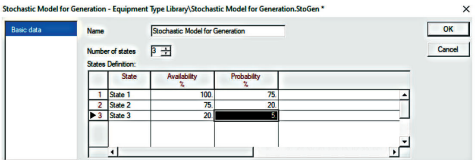


Figura 4. Modelo estocástico para cuadro de diálogo de generación.

2. Tipo de curva de potencia

Este objeto se utiliza para especificar la velocidad del viento (en m/s) frente a la salida de potencia nominal (MW o p. u.) para el viento para generadores de turbina. La curva se muestra en la Figura 5**.**

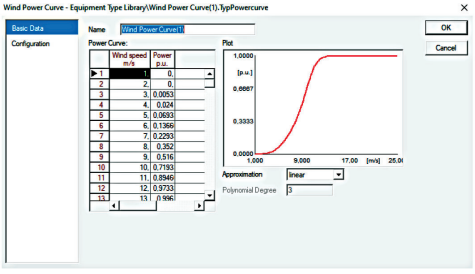


Figura 5. Tipo de curva de potencia.

VI. MODELOS ESTOCÁSTICOS CREADOS EN DIGSILENT PARA EL ANÁLISIS DE ADECUACIÓN DE GENERACIÓN DEL SISTEMA

Para el análisis de adecuación de generación es requerido crear modelos en los generadores para cada tipo de generación. Debido a ello, en esta investigación se crearon tres tipos de modelos, uno para la generación eólica, otro para la generación solar y uno para el resto de generación, como la térmica e hidroeléctrica. Estos modelos se asignaron a cada generador del sistema en DIgSILENT para poder realizar el análisis de adecuación de generación.

1. Modelo estocástico de dos estados

A excepción de la generación eólica y solar, se utilizó un modelo de dos estados para el resto de la generación, ya que se ajusta bien a los datos disponibles para los generadores del sistema. En este modelo, se asigna una disponibilidad del 100 % para un estado, lo que indica que la generación está completamente disponible, y una disponibilidad del 0 % para el otro estado, lo que evidentemente indica que la generación no está disponible. Además de la disponibilidad, en este modelo se asigna una probabilidad asociada a cada estado; la probabilidad de que la generación esté disponible está determinada por

$$P = \frac{\mu}{\mu+\lambda} \qquad (3)$$

Donde μ es la tasa de reparación y λ es la tasa de fallas del generador. Debido a que

el modelo es de dos estados, claramente la probabilidad de que la generación no esté disponible es *1-P*.

La ecuación 3 fue extraída del material del curso de posgrado Confiabilidad de Sistemas de Potencia del Instituto de Energía Eléctrica, San Juan, Argentina, 1996. Este material se utiliza en la clase de Teoría de la Probabilidad IE-423 de la UNAH.

Los datos μ y λ se obtuvieron del Informe Anual de la Operación del Mercado Eléctrico Nacional (AOMEN) del Operador del Sistema (ODS), utilizando los informes correspondientes a los años 2019 [7] y 2020 [8].

En la Tabla 1 se presenta un ejemplo de cálculo realizado en Excel de las probabilidades del modelo para una unidad de generación en Cajón.

TABLA 1. Ejemplo del cálculo para el modelo de dos estados

Probabilidad Cajón U-1		
Tasa de fallas del bloque (/a)	λ =	6
Tiempo medio de reparación (h)	E(TF) = 1/μ =	34.29
Tasa de reparación (/a)	μ =	255.468066
P (%)	P = μ/(μ + λ) =	97.7052647
1 - P (%)	1- μ/(μ + λ) =	2.29473529

En la Figura 6 se muestra el modelo de dos estados para la unidad 1 del Cajón.

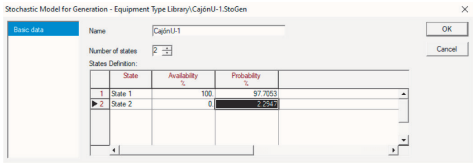


Figura 6. Modelo estocástico de dos estados.

2. Modelo estocástico multiestado para generación solar fotovoltaica

La generación solar fotovoltaica difícilmente puede modelarse con dos estados, ya que obviamente depende del sol y varía durante las horas en que este está disponible. Por ello, se creó un modelo de cuatro estados para los generadores solares, que se ajusta mejor a las características que presenta esta forma de generación.

Para asignar las disponibilidades y probabilidades de este modelo, llevamos a cabo un análisis no muy riguroso del gráfico de generación solar despachada disponible en la página web del ODS [9] del 6 de noviembre de 2021. El gráfico de la generación solar despachada se muestra en la Figura 7.

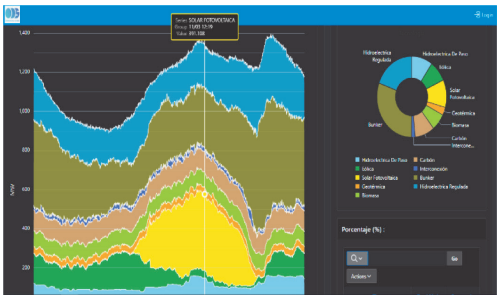


Figura 7. Gráfico de la generación solar despachada en tiempo real.

Fruto del análisis del gráfico, se seleccionaron disponibilidades del 100 %, 90 %, 80 % y 0 %, asociadas con probabilidades del 12.42 %, 15 %, 19 % y 53.58 % respectivamente. Estas probabilidades fueron calculadas según las horas del día en que cada una de las disponibilidades de la generación se cumplía. Este modelo fue asignado a todos los generadores solares del SIN. El modelo creado en DIgSILENT se muestra en la Figura 8.

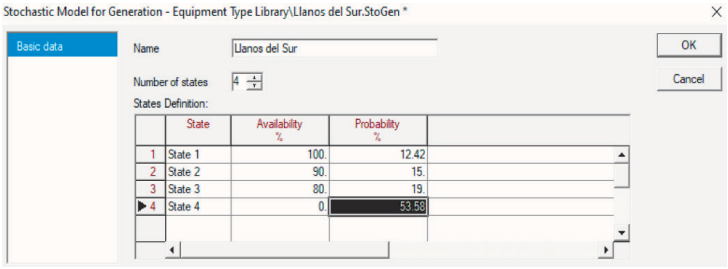


Figura 8. Modelo estocástico de cuatro estados para la generación solar fotovoltaica.

3. Modelo estocástico de viento para generación eólica

La generación eólica puede modelarse mediante la Distribución Weibull al introducir en el generador la curva de potencia del viento, la velocidad media del viento y el parámetro de forma β. Para toda la generación eólica, se utilizaron los datos de la curva de potencia eléctrica versus velocidad del viento que aparece en el *Diario Oficial La Gaceta* del jueves 26 de marzo de 2009 [10], los cuales se muestran en la Tabla 2. Asimismo, para completar el modelo, se utilizaron datos de velocidad media de 6.20358 m/s y un factor β de 3. Estos datos de velocidad media y del factor β se pueden obtener siguiendo un procedimiento similar al explicado en [11].

La curva de potencia del viento se muestra en la Figura 9, y el modelo de viento creado en DIgSILENT es aquel que se ve en las Figuras 5 y 1.

TABLA 2. Curva de potencia eléctrica versus velocidad del viento

Velocidad (m/s)	Potencia (kW)	Potencia (p. u.)
1	0	0
2	0	0
3	8	0.00533333
4	36	0.024
5	104	0.06933333
6	205	0.13666666
7	344	0.22933333
8	528	0.352
9	774	0.516
10	1079	0.71933333
11	1342	0.894666667
12	1460	0.973333333
13	1494	0.996
14	1500	1
15	1500	1
16	1500	1
17	1500	1
18	1500	1
19	1500	1
20	1500	1
21	1500	1
22	1500	1
23	1500	1

Velocidad (m/s)	Potencia (kW)	Potencia (p. u.)
24	1500	1
25	1500	1
26	0	0
27	0	0
28	0	0
29	0	0
30	0	0

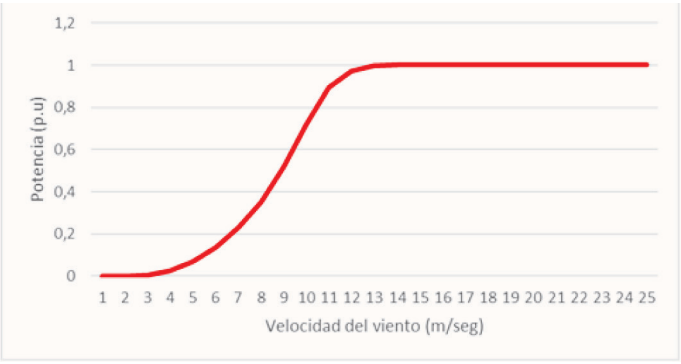


Figura 9. Curva de potencia del viento generada a partir de los datos de la Tabla 2.

Figura 10. Definición del modelo de viento estocástico.

VII. RESULTADOS DE LOLP Y LOLE

En la Figura 11 se muestra el gráfico de generación de reserva total (sin restricciones). A partir de este gráfico, es posible inferir el LOLP. Específicamente, el LOLP puede medirse desde el punto en que la curva de generación de reserva total se interseca con el eje x hasta el final del gráfico. Esta manera de obtener el LOLP únicamente es válida cuando la demanda no es constante. Como se puede observar en la Figura 12, es nuestro caso.

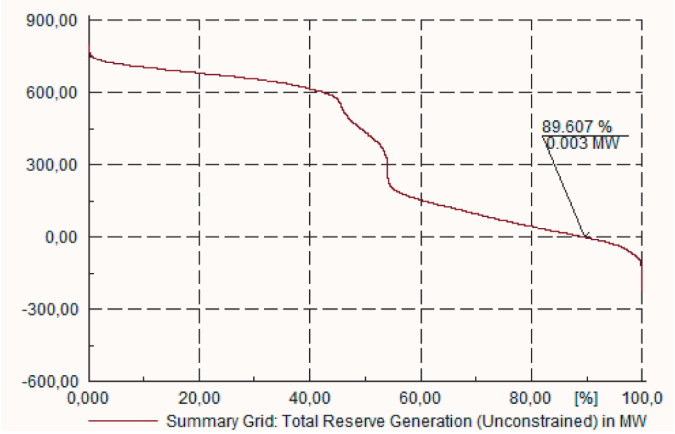


Figura 11. Gráfico de distribución de la generación de reserva total (sin restricción).

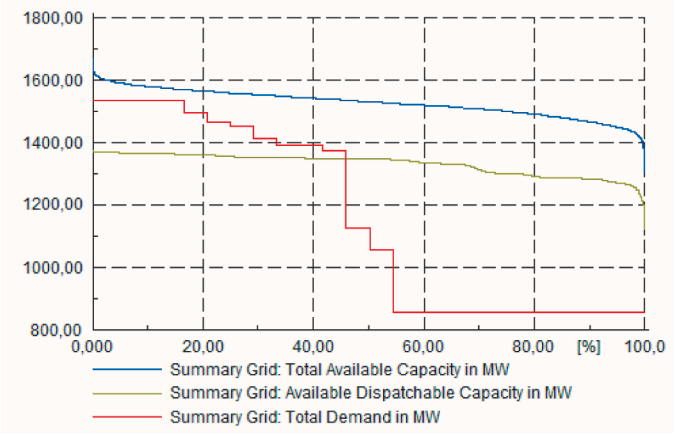


Figura 12. Curvas de distribución de la capacidad disponible total, capacidad despachable disponible y demanda total.

De la Figura 11 se nota que la curva se interseca con el eje x en 89.607 %, entonces el LOLP es:

$$\text{LOLP} = 100\,\% - 89.607\,\% = 10.393\,\% \quad (4)$$

Por lo tanto, la probabilidad de que la generación disponible sea insuficiente para satisfacer la demanda es del 0.10393 o 10.393 %. Esto nos indica que hay un déficit de generación, ya que al comparar el LOLP obtenido con el nivel de LOLP objetivo que se fija, por ejemplo, en los Estados Unidos (0.000274 o 0.0274 %), se observa una gran diferencia. El LOLE se obtiene del LOLP mediante la definición de que LOLP = LOLE/N, entonces:

$$\text{LOLE} = 0.10393\left(365\,\frac{\text{días}}{\text{año}}\right) = 37.9344\,\frac{\text{días}}{\text{año}} \quad (5)$$

$$\text{LOLE} = 0.10393\left(8760\,\frac{horas}{\text{año}}\right) = 910.4268\,\frac{horas}{\text{año}} \quad (6)$$

En la Figura 13 se muestra el gráfico de convergencia del LOLP. En él, se puede observar el valor al cual converge el LOLP en la enésima iteración del método de Monte Carlo (por defecto, se realizan 100,000 iteraciones en el análisis). Naturalmente, este valor debe ser idéntico al inferido del gráfico de distribución de la Figura 10. De esta manera, se confirman los resultados obtenidos.

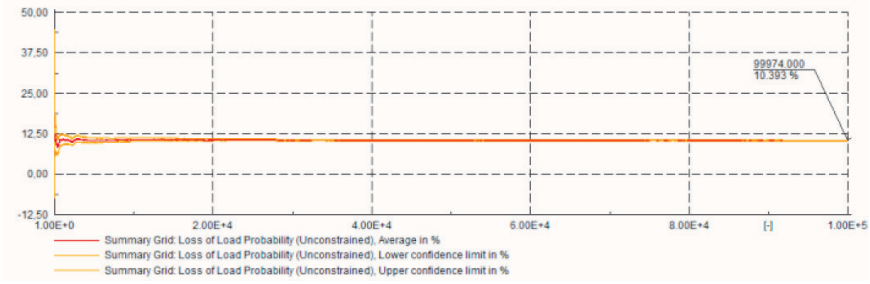


Figura 13. Gráfico de convergencia de LOLP.

VIII. CÁLCULO DEL ELCC PARA LA CENTRAL EÓLICA DE CERRO DE HULA

El procedimiento para calcular la ELCC (para la central eólica de Cerro de Hula es similar al mostrado en [2] y se puede explicar de la siguiente manera: inicialmente, se sacó de servicio la central eólica en cuestión y se calculó el LOLP. Además, se tomó el dato de la demanda total del sistema, y estos resultados se muestran en la Tabla 3. Luego, se incluyó la central eólica en el sistema y, además, se agregó una carga constante de un valor arbitrario. Se calculó el LOLP para este nuevo escenario y se comparó con el LOLP obtenido sin la central eólica. Nótese que el objetivo es incrementar esta carga constan-

te adicional hasta que el LOLP vuelva a ser igual al calculado sin la central, entendiendo entonces esta potencia como la carga que la central es capaz de cubrir sin alterar los índices de confiabilidad del sistema. Dado que la carga adicional no puede ser calculada analíticamente, el procedimiento es iterativo. La Tabla 4 muestra las iteraciones realizadas en el procedimiento, además del ELCC obtenido por interpolación. Finalmente, en la Figura 14 se muestra el cálculo del ELCC gráficamente.

TABLA 3. LOLP y demanda máxima sin la Central Eólica de Cerro de Hula

LOLP sin CDH (%) =	15.303
Demanda máxima (MW) =	1458.28

TABLA 4. LOLP y demanda máxima sin la central eólica de Cerro de Hula

Iteración	Carga adicional (MW)	Demanda (MW)	LOLP (%)
1	0	1458.28	10.393
2	6.795	1465.255	11.85
3	11.795	1470.255	12.96
4	16.795	1475.255	14.223
5	21.795	1480.255	15.128
6	23.795	1482.255	15.511
ELCC (MW) =	22.70883812		

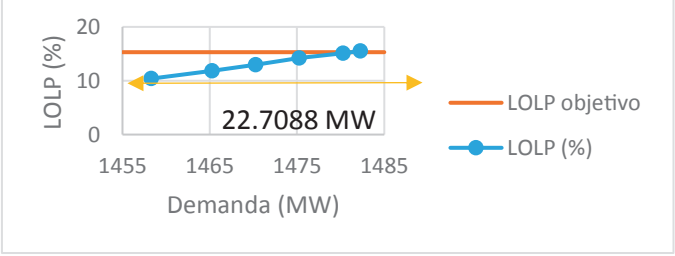


Figura 14. Cálculo del ELCC de la central eólica de Cerro de Hula.

IX. CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos, se observa un déficit de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), representado por el LOLP y el LOLE calculados, los cuales fueron de 0.10393 y 910.4268 horas/año, respectivamente.

Es importante tener en cuenta que los resultados obtenidos no representan necesariamente los valores reales. Para los generadores de tipo eólico, no fue posible obtener datos de fallas, ya que los operadores de estos generadores no proporcionaron esta información al ODS. Además, los perfiles de carga empleados son típicos y no corresponden a registros reales. Por lo tanto, estos cálculos deben entenderse como valores aproximados y de referencia

Una vez que se disponga de una base de datos que refleje la realidad del SIN, será posible calcular la potencia firme para cada central de tipo renovable, ya sea eólica o fotovoltaica, utilizando la metodología empleada en esta investigación, que es la misma utilizada en Uruguay [2] y por el NERC [3]. Es importante destacar que la potencia firme de las centrales actualmente existentes en Honduras está determinada en sus respectivos contratos, y que esta metodología debe aplicarse a nuevas centrales de tipo renovable que se conecten al SIN.

X. RECOMENDACIONES

Se recomienda a los operadores de generación eólica, así como a los operadores de otros tipos de generación en general, que proporcionen datos al ODS sobre la cantidad de aperturas y los tiempos de duración de las fallas por aerogenerador. Esto permitirá obtener mejores resultados en el estudio de adecuación de la generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Se sugiere mejorar el modelo estocástico para la generación fotovoltaica mediante el uso de registros estadísticos más precisos de esta forma de generación.

Además, se recomienda al ODS y a la CREE mejorar la base de datos de DIgSILENT para obtener resultados más fieles a la realidad.

XI. REFERENCIAS

[1] A. J. Padilla y C. F. Blandín, «Montaje de la base de datos para el cálculo de LOLP y LOLE (SIN) (usando DIgSILENT)», Tegucigalpa, 2021.

[2] I. León, J. Paccini, D. Vidarte y M. Vignolo, «Cálculo del valor de la capacidad de la generación eólica en el Uruguay», 2002. [En línea]. Disponible: https://www.fing.edu.uy/sites/default/files/eventos/mini-workshop-%E2%80%9Criesgos-y-oportunidades-para-el-mercado-electrico-como-fruto-de-los-cambios-en-la-mat/12-Ca%CC%81lculo%20del%20Valor%20de%20la%20Capacidad%20Eo%CC%81lica%20en%20

[3] M. Milligan y K. Porter, «Determining the Capacity Value of Wind: An Updated Survey of Methods and Implementation», *WindPower,* Houston, Texas, 2008.

[4] International Atomic Energy Agency, *Expansion Planning Electrical Generating Systems,* Viena, 1984, pp. 245-246.

[5] Operador del Sistema, «Plan Indicativo de Expansión de Generación 2020-2029», 2019 [En línea]. Disponible: http://www.ods.org.hn/pdf/2020/Plan%20Indicativo%20de%20Expansion%20de%20Generacion_2020%20-%202029.pdf.

[6] DIgSILENT PowerFactory, «DIgSILENT GmbH Gomaringen», 2014.

[7] Operador del Sistema ODS , «Informe anual de la operación del mercado eléctrico nacional», 2019 [En línea]. Disponible: https://www.ods.org.hn/ftp/2020/IMEN/Informe%20AOMEN%202019.pdf.

[8] Operador el Sistema ODS, «Informe anual de la operación del mercado eléctrico nacional», 2020 [En línea]. Disponible: https://www.ods.org.hn/ftp/2020/IMEN/Informe%20Anual%202020.pdf.

[9] Operador del sistema ODS, «Operación Tiempo Real», [En línea]. Disponible: https://otr.ods.org.hn:3200/odsprd/ods_prd/r/operador-del-sistema-ods/otr.

[10] La Gaceta , «Anexo C-IV, parámetros requeridos de los generadores, las turbinas y dispositivos», *Diario Oficial La Gaceta,* p. 59, Marz. 2009.

[11] S. H. R. G. Jangamshett, «Site Matching of Wind Turbine Generators: A Case Study», *IEEE,* vol. 14, n.º 4, 1999.

[12] L. J. Durón y R. G. Iscoa, «Determinación de la capacidad de potencia firme de generación variable eólica y solar», Tegucigalpa, 2021.

INVESTIGACIÓN SOBRE NUEVOS TIPOS DE BATERÍAS DE POTENCIA (COMPARACIÓN DE PRECIOS, EFICIENCIAS Y VIDA ÚTIL) Y NUEVAS TECNOLOGÍAS DE BATERÍAS

Nathalie V. Funes, Yoly G. Velásquez, Dennis A. Rivera
drivera@unah.edu.hn
https://orcid.org/0009-0006-2574-098X
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— Se realizó un breve estudio sobre las diferentes tecnologías de baterías de potencia, incluyendo comparación de eficiencias, vida útil y precios de cada tipo de tecnología. Se concluyó que dentro del mercado nacional la tecnología predominante es la de plomo ácido contando con un promedio de 1500 a 2000 ciclos de descarga al 50 % de su profundidad de descarga. Sin embargo, existen nuevas tecnologías como las de Ion Litio con un promedio de 3200 a 3600 ciclos de descarga al 100 % de su profundidad de descarga, que resultan más factibles en cuanto a eficiencia, y en cuanto a costos estas representan hasta de 5 a 12 veces el costo de otras tecnologías. Hay que tomar en cuenta que actualmente en el mercado nacional se encuentra predominante la tecnología de plomo ácido y gel, y de tecnología Ion Litio únicamente se encuentra en el mercado la batería Luna2000 de la marca Huawei. Cualquier otro tipo de tecnología debe ser importada vía marítima.

La investigación se realizó mediante diseño de un sistema solar fotovoltaico, los cuales pueden ir desde residencias con baja demanda eléctrica (111.6 kWh), donde no resultó factible la implementación del sistema solar fotovoltaico, ya que la inversión resultó de L 178,546.30 con un banco de baterías de Plomo ácido, hasta viviendas con consumo promedio (228.2 kWh) y máximo (854.6 kWh), donde la implementación de dicho sistema resulta ser una de las mejores opciones en cuanto a inversión con costos de L 178,598.00 y L 276,541.00 implementando un banco de baterías de la tecnología Ion Litio. A partir del análisis técnico y económico que se realizó, se determinó que el banco de baterías es un factor importante de inflación representando aproximadamente un 80 % en los costos de instalación de sistemas de energía solar fotovoltaica. Permite identificar la tecnología Ion Litio como la más factible para el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento de energía en viviendas de consumo promedio y alto, ya que brinda las mejores características técnicas y económicas para el sistema.

En el caso de un hogar que cuente con un alto consumo energético, se recomienda que implemente un sistema de almacenamiento por medio de baterías inteligentes (Sonnen y

Luna2000), las cuales incluyen control inteligente de demanda y gestión de carga, regulador integrado, entre otros; lo que hace que las baterías inteligentes sean más factibles y con un mayor grado de comodidad para el usuario. A pesar de que el costo de este tipo de baterías va desde L 90,827.00 (Huawei) hasta L 554,369.00 (Sonnen), representando hasta 3 veces el costo de un sistema de almacenamiento de Ion Litio. Desde el punto de vista económico, bajo las tarifas de energía eléctrica actuales y los precios de las tecnologías, los tiempos de recuperación de la inversión son infactibles para residencias de bajo consumo energético (34 años). Sin embargo, para las viviendas de consumo promedio la recuperación de la inversión resulta factible (15.7 años) al igual que en las de alto consumo (6.2 años). No obstante, desde el punto de vista de seguridad del suministro es invaluable el hecho de poder mantener el tiempo de autonomía en 2 días, con la refrigeradora, lavadora, iluminación, dispositivos electrónicos, entre otros. Y cargar el banco de baterías por medio de un generador de combustible dentro 4 a 12 horas.

Palabras clave— Autonomía, batería, costos, demanda, sistema fotovoltaico, eficiencia, vida útil.

Abstract— It has been performed a brief study about the different power battery technologies, including the comparison between efficiencies, useful life, and the prices from every type of technology. It was concluded that inside the national market, the most important technology is the one from acid lead with an average of 1500 to 2000 download cycles at 50 % of its download depth, however, there are new technologies like the lithium-ion with an average of 3200 to 3600 download cycles at 100 % of its download depth, which become more feasible in terms of efficiency, and in terms of costs, this represents up to 5 to 12 times the cost of other technologies. Let's consider that currently in the national market there is the most predominant technology of acid lead and gel, and the lithium-ion technology only the Luna2000 battery from Huawei is found in the market.

Any other type of technology has to be imported by sea. This research was made by designing a solar photovoltaic system, which can go from low energy demand residential zones of 111.6 kWh where it was not feasible the implementation of this kind of systems because the investment needed is L 178,546.30 with an acid lead battery bank, to residential zones with an average demand of 228.2 kWh and a maximum demand of 854.6 kWh where the implementation of this system results to be one of the best options in terms of investment with costs of L 178,598.00 and L 276,541.00 with an ion-lithium technology battery bank. Starting from the technical and economic analysis that was made, it was determined that the battery bank is an important factor of inflation representing approximately an 80 % of the costs of the installation. Allowing to identify the ion lithium technology as the most feasible to the sizing of an energy storage system in residential zones with an average demand and high demand, because it gives the best technical and economic characteristics to the system.

In the case of a home that has a high energy demand, it is recommended that it must be implemented a storage system by intelligent batteries (Sonnen and Luna2000) which includes an intelligent demand control and load management, integrated regulator, and many others, which makes that the intelligent batteries be more feasible and with a higher grade of commodity for the user. Despite that the cost of this type of batteries goes from L 90,827.00 (Huawei) to L 554,369.00 (Sonnen), representing up to three times the cost of an ion lithium storage system. From the economic point of view of the currenly electrical energy rates and the prices of this technologies, the time of investment recovery are feasible to residencies with a low energy demand (34 years). However, for residencies with an average demand, the time of investment recovery is feasible (15.7 years) as the ones with a high demand (6.2 years). Nevertheless, form the supply security point of view is priceless the fact of maintaining the autonomy time in two days, with the refrigerator, the washing machine, lights, electronic devices, and many others. And charging the battery bank by a fuel generator between 4 to 12 hours.

Keywords— Autonomy, battery, costs, demand, photovoltaic system, efficiency, useful life.

I. TIPOS DE TECNOLOGÍAS DE BATERÍAS

Una batería es un dispositivo que consta de dos o más celdas electroquímicas que almacenan energía química y la convierte en energía eléctrica. El funcionamiento de una batería está basado en el proceso de reducción-oxidación, también conocido como redox, el cual consiste en que uno de los componentes se oxida o pierde electrones mientras el otro se reduce o gana electrones.

Los tipos de baterías se diferencian por su estructura física, modo de funcionamiento o composición química. Cuentan con distintas ventajas y/o desventajas, que pueden ser aprovechadas según su uso. Todos los tipos de baterías contienen un electrodo positivo y uno negativo sumergidos en un electrolito, y el conjunto completo se encuentra dentro de un recipiente.

Las baterías son unas de las formas de almacenamiento de energía más utilizada. Están presentes en casi todo lo que nos rodea: como en automóviles, teléfonos, aparatos médicos, sistemas de comunicaciones, dispositivos electrónicos, maquinaria, entre otros. Por consiguiente, el estudio e implementación de las mismas es fundamental para el desarrollo actual.

Las tecnologías de baterías han evolucionado a lo largo de los años y actualmente siguen en desarrollo, como se aprecia en la Figura 1, estas van desde las tecnologías maduras, como ácidas, alcalinas y de altas temperaturas, entre las intermedias las de ion-litio y flujo redox, hasta las de litio-azufre, metal-aire y sodio-ion que se encuentran en desarrollo.

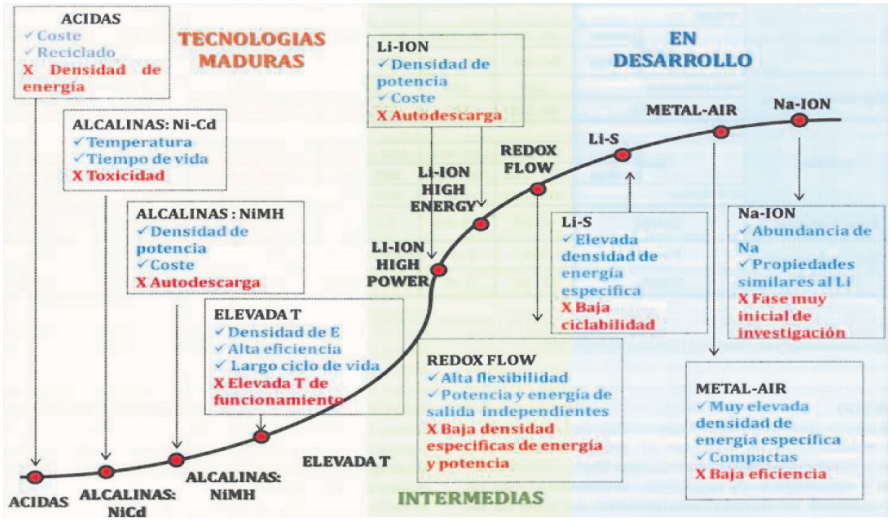


Figura 1. Evolución tecnologías de baterías.

II. LEVANTAMIENTO DE CARGAS

Se realizó un estudio para tres residencias de distinto consumo, con el fin de establecer un análisis comparativo de los diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento electroquímico.

Antes de realizar el dimensionamiento y estudio de las distintas baterías, es necesario conocer la demanda en los tres hogares, ya que de esta depende la cantidad de elementos a utilizarse en la instalación. Por ello, se realizó un levantamiento de cargas donde se especifícan los electrodomésticos utilizados en cada hogar, su potencia, su correspondiente consumo mensual y sus respectivos costos.

En la primera vivienda el consumo energético mensual es de 111.56 kWh, el cual representa un porcentaje de energía bajo y equivale a un costo de L 437.89. Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y el banco de baterías se seleccionó la refrigeradora, televisor, computadora, ventilador y focos, que son electrodomésticos de uso básico en el hogar y representan una carga de 386 W, como se observa en la Tabla 1.

TABLA 1. Levantamiento de cargas caso 1

Electrodomésticos	Cantidad	Potencia (W)	Consumo kWh/mes
Refrigeradora	1	156	28.08
Televisor pequeño	1	88	15.84
Computadora	2	45	10.8
Microondas	1	1130	6.78
Ventilador	2	65	23.4
Licuadora	1	444	0.44
Focos ahorrativos	7	25	10.5
Focos LED	4	7	2.52
Otros			13.2
Consumo total			**11.56**

En la Tabla 2 se especifican los electrodomésticos utilizados en la segunda vivienda, la potencia específica de cada uno y su consumo energético mensual. Haciendo un total de consumo energético mensual de 228.22 kWh que equivale a L 948.82, siendo este superior al del primer caso, lo cual representa un consumo intermedio. Los electrodomésticos que serán alimentados mediante el sistema fotovoltaico y el banco de baterías son refrigeradora, televisor, computadora, ventilador y focos, cuya demanda a suplir es de 569 W.

TABLA 2. Levantamiento de cargas caso 2

Electrodomésticos	Cantidad	Potencia (W)	Consumo kWh/mes
Refrigeradora	1	78	56
Televisor pequeño	1	30.4	7.3
Televisor plasma	2	360	54
Computadora	4	65	6.48
Microondas	1	1350	8.1
Ventilador	2	11.07	22.5
Licuadora	1	444	0.44
Percoladora	1	1025	23
Focos ahorrativos	13	25	18
Lavadora	1	639	19.2
Otros			13.2
Consumo total			**228.22**

En la Tabla 3 se aprecia el levantamiento de cargas realizado a una vivienda en la cual viven 5 personas, en dicha tabla se especifican los electrodomésticos utilizados con su respectiva potencia y el consumo energético mensual asociado a cada equipo. Para este caso, el total del consumo energético mensual es de 854.62 kWh, que equivale a L 3,692.20, siendo el caso de mayor consumo, esto debido principalmente al uso de aires acondicionados. Los electrodomésticos que serán alimentados mediante el sistema fotovoltaico y el banco de baterías son filtro de piscina y agua potable, refrigeradora, televisor, computadora, ventilador y focos, que corresponden a un consumo de 1317 W.

TABLA 3. Levantamiento de cargas caso 3

Electrodomésticos	Cantidad	Potencia (W)	Consumo kWh/mes
Lavadora	1	639	19.2
Secadora	1	4000	20
Aire acondicionado	3	1734	416
Bomba de cisterna	1	600	18
Ducha	3	1500	27
Filtro de piscina	2	168	10.08
Filtro de agua potable	1	88	7.92
Refrigeradora	1	600	144
Televisor plasma	3	360	81
Computadora	4	65	6.48
Microondas	1	1350	8.1
Ventilador	2	11.07	22.5
Licuadora	1	444	0.44
Percoladora	1	1025	23
Focos ahorrativos	29	25	37.7
Otros			13.2
Consumo total			**854.62**

III. DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL

Un sistema fotovoltaico está compuesto por paneles solares, regulador, inversor y un banco de baterías. Cada uno de estos elementos será seleccionado de acuerdo a sus características y su relación calidad-precio.

a. Dimensionamiento panel

Para todos los casos, se seleccionó el panel fotovoltaico de manera que la cantidad de

baterías fuera mínima con el propósito de reducir los costos. El número de paneles varía según el tipo de batería y la capacidad de la misma. El panel seleccionado tiene una potencia de 370 W.

b. Dimensionamiento baterías

La capacidad (Ah) que tendrá el banco de baterías se determina de la siguiente manera:

$$\text{Capacidad banco de baterías} = \frac{\text{Energía a suplirbanco de baterías}}{\text{Voltaje del sistema}} \quad [1]$$

c. Dimensionamiento regulador

La capacidad de corriente que requiere el regulador se calcula haciendo uso de la potencia entregada por los paneles y el voltaje del sistema, los cuales se relacionan mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Corriente del regulador} = \frac{\text{Potencia entregada por los paneles}}{\text{Voltaje del sistema}} \quad [2]$$

Los reguladores utilizados en este estudio son:

- Regulador Bluesun tipo MPPT de 200 A.
- Regulador Felicity solar tipo MPPT de 120 A.

d. Dimensionamiento inversor

El dimensionamiento del inversor se hizo de acuerdo al consumo de cada una de las viviendas, es decir, la demanda que se debe suplir.

Con base en lo anterior, se seleccionaron los siguientes inversores:

- Inversor MPPT de 1000 W, dicho inversor se usa en el primer y segundo caso.
- Inversor bonjour solar de 1500 W, este inversor se utiliza en el tercer caso.

IV. ESTUDIO DE BATERÍAS

A partir de las tecnologías de baterías que se estudiaron en los capítulos anteriores, se realizó una búsqueda de nuevas tecnologías de baterías que pudieran ser importadas e incluidas en el mercado del país. Obteniendo como resultado las baterías que se mostrarán a continuación con sus características principales y el costo de instalación total de un sistema fotovoltaico residencial enfocado en los tres casos mencionados en el Capítulo 2, los cuales se dimensionaron con la estructura del Capítulo 3.

a. Baterías SONNEN

Batería de 10 kWh a 30 kWh, de tecnología Ion Litio con una capacidad de descarga del 100 % y cuenta con 10,000 ciclos de vida con costos que van desde L 360,339.85 hasta L 554,369.00.

TABLA 4. Baterías de potencia y sus características

	Energía	Tecnología	Costo
TROJAN 4 V/2145 Ah	8.58 kWh	Plomo ácido - Ciclo profundo	L 53,281.00
TROJAN 6 V/210 Ah	1.26 kWh	Gel - Ciclo profundo	L 12,654.00
TROJAN 6 V/210 Ah	1.26 kWh	Plomo ácido - Ciclo profundo	L 4,742.08
TROJAN 6 V/435 Ah	2.61 kWh	Plomo ácido - Ciclo profundo	L 13,808.00
TROJAN 6 V/1225 Ah	7.35 kWh	Plomo ácido - Ciclo profundo	L 45,937.00
TROJAN 12 V/105 Ah	1.26 kWh	Plomo ácido - Ciclo profundo	L 5,447.41
TROJAN 12 V/225 Ah	2.7 kWh	Gel - Ciclo profundo	L 31,323.00
BSLBATT 12 V/500 Ah	6 kWh	Ion Litio	L 28,598.95
TROJAN 12 V/230 Ah	2.76 kWh	VRLA(AGM) - Ciclo profundo	L 21,745.00
BSLBATT 24 V/120 Ah	2.88 kWh	Ion Litio	L 23,223.82
BSLBATT 24 V/300 Ah	7.2 kWh	Ion Litio	L 87,244.13
BATERÍA 36 V/200 Ah	7.2 kWh	Ion Litio	L 73,077.15
BSLBATT 48 V/160 Ah	7.68 kWh	Ion Litio	L 103,032.73
PYLONTECH 48 V/100 Ah	4.8 kWh	Ion Litio	L 44,657.83

Características:

- Incluye regulador, inversor y software de control inteligente.
- Control inteligente de la demanda y gestión de carga.
- Posee una aplicación de software que permite visualizar datos tanto del consumo como de la producción de energía.
- Carcasa para exteriores, por lo cual posee un nivel de seguridad alto.
- La empresa Sonnen ofrece una garantía de hasta 10 años.

b. Batería LUNA2000-Huawei

Batería de 5 kWh a 15 kWh, de tecnología Ion Litio con una capacidad de descarga del 100 % y cuenta con 10,000 ciclos de vida con costos que van desde L 90,827.00 hasta L 228,331.00.

Características:

- Diseño modular con optimización inteligente de 5 kWh a 15 kWh.
- Batería con regulador incluido.
- Diseño de carcasa para exteriores resistente al agua.
- Detección y generación de alarmas en caso de detectar problemas en el funcionamiento de la batería, indicando las posibles causas.
- Baterías diseñadas para trabajar con inversores Huawei.
- Compatibilidad con inversores Huawei SUN2000.
- La marca Huawei ofrece una garantía de hasta 10 años por módulo.

TABLA 5.1. Equivalencia entre las baterías inteligentes con las demás tecnologías

Baterías inteligentes		
Nombre	Energía	
SONNEN	15	kWh
LUNA2000 (Huawei)	15	kWh

TABLA 5.2. Equivalencia entre las baterías inteligentes con las demás tecnologías

Baterías de menor escala				
Nombre		Energía		Equivalencia
TROJAN	4 V/2145 Ah	8.58	kWh	1.75
TROJAN	6 V/210 Ah	1.26	kWh	11.90
TROJAN	6 V/210 Ah	1.26	kWh	11.90
TROJAN	6 V/435 Ah	2.61	kWh	5.75
TROJAN	6 V/1225 Ah	7.35	kWh	2.04
TROJAN	12 V/105 Ah	1.26	kWh	11.90
TROJAN	12 V/225 Ah	2.7	kWh	5.56

Baterías de menor escala				
Nombre		Energía		Equivalencia
BLSBATT	12 V/500 Ah	6	kWh	2.50
TROJAN	12 V/230 Ah	2.76	kWh	5.43
BLSBATT	24 V/120 Ah	2.88	kWh	5.21
BLSBATT	24 V/300 Ah	7.2	kWh	2.08
BLSBATT	36 V/200 Ah	7.2	kWh	2.08
BLSBATT	48 V/160 Ah	7.68	kWh	1.95
PYLONTECH	48 V/100 Ah	4.8	kWh	3.13

V. MÉTODOS DE IMPORTACIÓN

a. Solaris

Equipo distribuido por la empresa: Batería Trojan (Plomo ácido).

b. Fusión Solar

Equipo distribuido por la empresa:

- Baterías Huawei Luna2000
- Inversor Huawei Sun200

c. Avolta Energy

Equipo distribuido por la empresa:

- Batería Sonnen Core
- Batería Sonnen Eco

VI. ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

Equipo distribuido por la empresa: Baterías Trojan (Plomo ácido, Gel, VRLA).

Medio de importación: empresa de transporte de contenedores vía marítima, iContainers.

a. Alibaba Group

Equipo distribuido por la empresa: Batería BSLBATT y PYLONTECH (Ion Litio).

Medio de importación: envío directo a Estados Unidos proseguido de envío por medio de la empresa SerCargo Express a Honduras.

VII. ANÁLISIS DE GRÁFICOS

TABLA 6. Costos minímos de instalación de sistema solar fotovoltaico

		Caso 1	Caso 2	Caso 3
Pago mensual		L 437.89	L 948.82	L 3,692.20
Costo más bajo		L 178,546.30	L 178,597.61	L 276,540.79
Batería		TROJAN 12 V/105 Ah	PYLOTECH 48 V/100 Ah	BLSBATT 12 V/500 Ah
Tiempo de recuperación	Meses	408	188	75
	Años	34.0	15.7	6.2
Vida útil	Ciclos de vida	1300	4200	3000
	Ciclos por año	183	183	183
	Años de vida útil	7	23	16

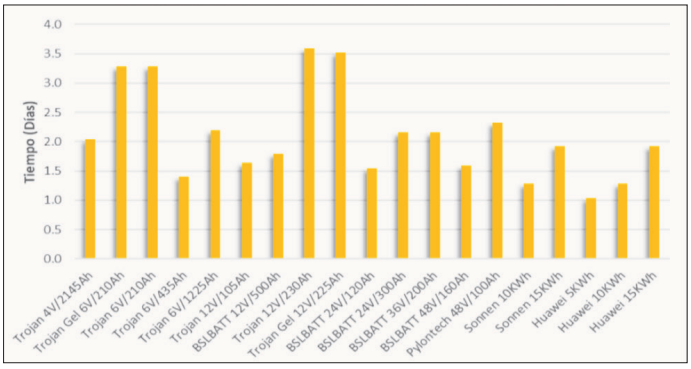


Figura 2. Autonomía de banco de baterías estudiado en el caso 1.

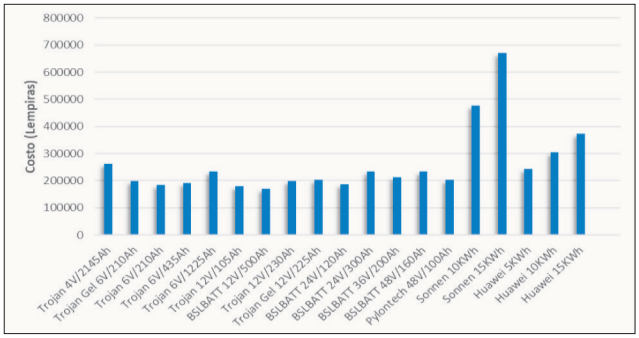


Figura 3. Costo de instalación de sistema solar fotovoltaico con la implementación del banco de baterías en el caso 1.

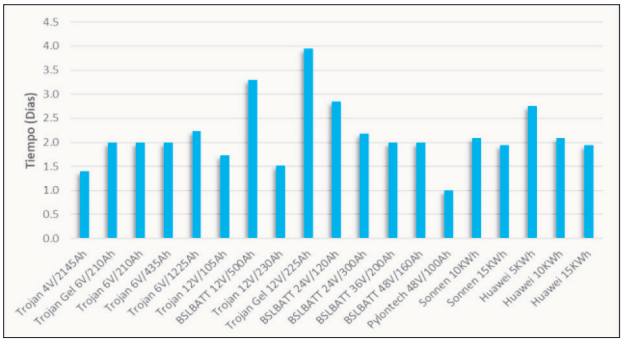


Figura 4. Autonomía de banco de baterías estudiado en el caso 2.

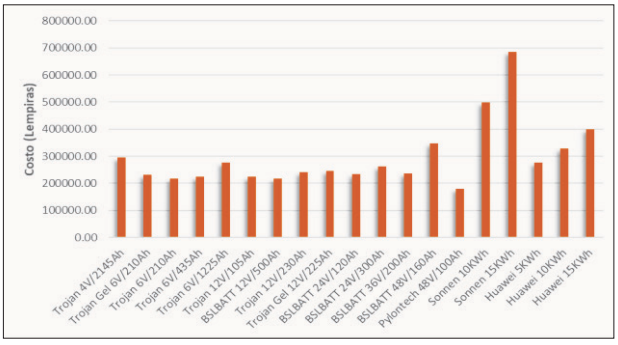


Figura 5. Costo de instalación de sistema solar fotovoltaico con la implementación del banco de baterías en el caso 2.

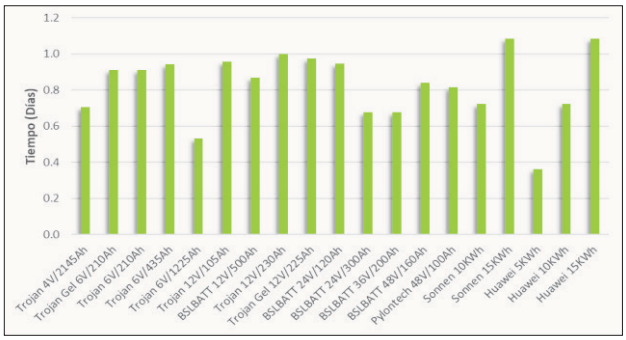


Figura 6. Autonomía de banco de baterías estudiado en el caso 3.

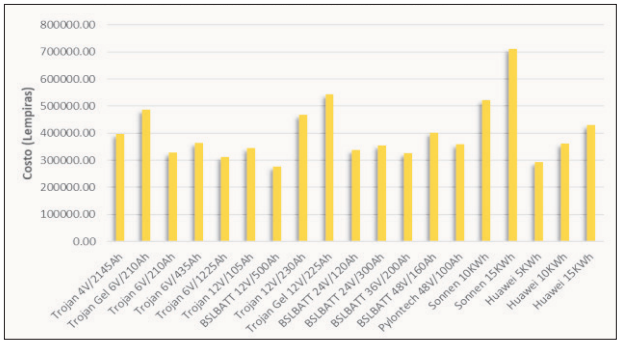


Figura 7. Costo de instalación de sistema solar fotovoltaico con la implementación del banco de baterías en el caso 3.

En la Tabla 6 se pueden observar la clasificación del tipo de banco de baterías que resulta más factible para cada caso de estudio. En donde en el caso de menor consumo se utiliza la batería Trojan 12 V/105 Ah, en el caso de consumo promedio la batería Pylontech 48 V/100 Ah y en el caso de consumo máximo la batería Bslbatt 12 V/500 Ah, determinando de este modo que la opción más confiable para un sistema solar fotovoltaico residencial tanto por su costo como por su capacidad es la tecnología Ion Litio.

VIII. CONCLUSIONES

En el mercado nacional, la tecnología predominante es la de plomo ácido contando con un promedio de 1500 a 2000 ciclos de descarga al 50 % de su profundidad de descarga. Sin embargo, existen nuevas tecnologías como las de Ion Litio con un promedio de 3200 a 3600 ciclos de descarga al 100 % de su profundidad de descarga, que resultan más factibles en cuanto a eficiencia, y en cuanto a costos estas representan hasta de 5 a 12 veces el costo de otras tecnologías. Hay

que tomar en cuenta que actualmente en el mercado nacional se encuentra predominante la tecnología de plomo ácido y gel, y de tecnología Ion Litio únicamente se encuentra en el mercado la batería Luna2000 de la marca Huawei. Cualquier otro tipo de tecnología debe ser importada vía marítima.

La investigación se realizó mediante el diseño de un sistema solar fotovoltaico, los cuales pueden ir desde residencias con baja demanda eléctrica (111.6 kWh), donde no resultó factible la implementación del sistema solar fotovoltaico, ya que la inversión resultó de L 178,546.30 con un banco de baterías de plomo ácido, hasta viviendas con consumo promedio (228.2 kWh) y máximo (854.6 kWh), donde la implementación de dicho sistema resulta ser una de las mejores opciones en cuanto a inversión con costos de L 178,598.00 y L 276,541.00 implementando un banco de baterías de la tecnología Ion Litio.

A partir del análisis técnico y económico que se realizó, se determinó que el banco de baterías es un factor importante de inflación representando aproximadamente un 80 % en los costos de instalación de sistemas de energía solar fotovoltaica. Permitiendo identificar la tecnología Ion Litio como la más factible para el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento de energía en viviendas de consumo promedio y alto, ya que brinda las mejores características técnicas y económicas para el sistema.

En el caso de un hogar que cuente con un alto consumo energético, se recomienda que implemente un sistema de almacenamiento por medio de baterías inteligentes (Sonnen y Luna2000), las cuales incluyen control inteligente de demanda y gestión de carga, regulador integrado, entre otros; lo que hace que las baterías inteligentes sean más factibles y con un mayor grado de comodidad para el usuario. A pesar de que el costo de este tipo de baterías va desde L 90,827.00 (Huawei) hasta L 554,369.00 (Sonnen), representando hasta 3 veces el costo de un sistema de almacenamiento de Ion Litio.

Desde el punto de vista económico bajo las tarifas de energía eléctrica actuales y los precios de las tecnologías, los tiempos de recuperación de la inversión son infactibles para residencias de bajo consumo energético (34 años). Sin embargo, para las viviendas de consumo promedio la recuperación de la inversión resulta factible (15.7 años) y las de alto consumo (6.2 años). No obstante, desde el punto de vista de seguridad del suministro es invaluable el hecho de poder mantener el tiempo de autonomía en 2 días, con la refrigeradora, lavadora, iluminación, dispositivos electrónicos, entre otros. Y cargar el banco de baterías por medio de un generador de combustible dentro 4 a 12 horas.

IX. RECOMENDACIONES

Para hogares de bajo consumo energético, se recomienda que, si se desea obtener un alto nivel de autonomía y que el sistema resulte económico, se implemente un banco de baterías de la tecnología plomo ácido. Para la instalación de un sistema fotovoltaico económico con un banco de baterías pequeño, se recomienda elevar la cantidad de paneles solares para mantener un nivel alto de autonomía del sistema.

Para hogares de consumo energético promedio, se recomienda instalar bancos de baterías de la tecnología Ion Lito, ya que los sistemas que implementan este tipo de baterías resultan ser más económicos ofreciendo un alto nivel de autonomía,

En hogares de consumo promedio, se recomienda tomar en cuenta la implementación de la batería inteligente Luna2000 de la marca Huawei, ya que dicha batería, a pesar de representar una mayor inversión, permite una alta eficiencia del sistema dada sus características de innovación tecnológica.

Para los hogares con una demanda energética muy alta, se recomienda implementar directamente baterías inteligentes, ya que los costos de los bancos de baterías que ofrecen mejores características para este caso resultan ser semejantes a la implementación de dichas baterías, tomando en cuenta que las baterías inteligentes ofrecen una mayor comodidad para el usuario.

X. REFERENCIAS

[1] N. V. Funes, Y. G. Velásquez y D. A. Rivera, «Investigación sobre nuevos tipos de baterías de potencia (comparación de precios, eficiencias y vida útil) y nuevas tecnologías de baterías», Seminario de Investigación (IE-900), III periodo de 2021.

[2] F. J. Gómez Zafra, «Situación actual de las baterías de ion-litio para almacenamiento de energía eléctrica», Tesis de grado, Jaén, julio de 2021.

[3] J. C. Rodríguez Méndez, «Almacenamiento de energía mediante baterías para aliviar la curva de demanda del alimentador 0524», Tesis de Maestría en Ciencias, Cuenca, Ecuador, octubre de 2020.

[4] C. A. Gonzáles Santacruz, «Análisis técnico de los diferentes tipos de baterías comercialmente disponibles para su integración en el proyecto de una microrred aislada», Proyecto de grado, Bogotá, 2015.

[5] «Yuasa», [En línea]. Available: https://www.yuasa.es/informacion [Último acceso: 17 noviembre 2021].

[6] M. Gil Augusti, L. Zubizarreta, V. Fuster y A. Quijano, «Baterías: Estado actual y futuras tendencias», Universidad Politécnica de Valencia, Valencia, 2015.

[7] [En línea]. Available: https://mitesla.com/bateria-sonnen-todo-lo-que-debes-saber/. [Último acceso: septiembre 2021].

[8] «Cambio energético», [En línea]. Available: https://www.cambioenergetico.com /blog/bateria-litio [Último acceso: septiembre 2021].

[9] «Solaris», [En línea]. Available: https://www.solarishn.com/sobre-nosotros. [Último acceso: septiembre 2021].

[10] «Fusion Solar», [En línea]. Available: http://fusionsolarhn.com/ [Último acceso: septiembre 2021].

[11] «Avolta Energy» [En línea]. Available: https://avoltaenergy.com/ [Último acceso: septiembre 2021].

[12] «Alibaba Group», [En línea]. Available: https://www.alibaba.com/?_redirected__=1. [Último acceso: sep-tiembre 2021].

[13] «Alternativa energética», [En línea]. Available: http://bateriasindustriales.com.mx/. [Último acceso: septiembre 2021].

PROPUESTA DE INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR MEDIO DE BATERÍAS DE POTENCIA

Carlos D. Laines, Eduardo J. Torres, Dennis A. Rivera
drivera@unah.edu.hn
https://orcid.org/0009-0006-2574-098X
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— El análisis para efectuar el diseño e instalación de un sistema de almacenamiento de energía con base en baterías de potencia, con la finalidad de poder mitigar las variaciones de potencia producidas por la generación de las energías renovables eólica y fotovoltaica, siendo la energía fotovoltaica la que presenta una mayor variación con aproximadamente 97 MW de 510.8 MW instalados, en comparación con la variación de potencia promedio que tiene la generación de energía eólica que es de aproximadamente 39 MW de 235 MW instalados.

Para poder calcular las variaciones, se hizo el análisis de las curvas de generación y demanda provistas por el Centro Nacional de Despacho (CND), anteriormente llamado ODS. Este análisis conllevó a observar donde ocurrían los picos y valles en la curva de generación de la energía eólica y fotovoltaica, tomando diversos datos entre los días 16 de junio del año 2022 hasta el día 27 de junio del año 2022, y ver de cuánto eran las variaciones que se producía, y de esta forma poder calcular un promedio diario. Con el valor obtenido de 4 días en los que se hizo el análisis se obtuvo potencia de variación promedio de 107 MW.

El diseño e instalación de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías de potencia (BESS) no solo ayudara a mitigar dichas variaciones, también ayudara a aliviar la sobrecarga que se presenta en la subestación eléctrica El Progreso-T602/T603, 230 kV/138 kV, ubicada en el norte de Honduras; dicha subestación tiene un gran flujo de potencia, ya que está conectada a otras subestaciones importantes del país.

Los costos que supone la instalación de un sistema de almacenamiento en base de baterías de potencia en el territorio nacional son de aproximadamente 3,643.6 millones de lempiras (MUSD 150), costos que resultan del diseño del banco de baterías como todos los elementos necesarios para el correcto funcionamiento del mismo, como también de los costos necesarios de los elementos para poder instalar dicho sistema de almacenamiento a la Subestación Eléctrica San Pedro Sula Sur. La instalación de esta central resulta factible constituye un costo de 1.4 MUSD/MW valor que resulta competitivo con otros tipos de tecnologías, la instalación de un sistema de almacenamiento de energía en base de baterías de potencia para este estudio fue

de 107 MW; para este estudio la estimación de los precios de los inversores y baterías se hizo la comparación de los precios con otros tipos de inversores con distinta capacidad como los ABB, Solar Seeker, Jinang Deming Power Equipment; para las baterías se estimó con precios de marcas como ser BSLBATT, Enerbyte, OEM. Por lo cual, para obtener un mejor estimado de los costos totales del proyecto, se recomienda que se haga la respectiva cotización con los respectivos fabricantes para los inversores Power Electronics y para las baterías CNHF Solar.

Palabras clave— Almacenamiento de energía con baterías, baterías de potencia, inversores, subestación eléctrica, variaciones.

Abstract— The analysis developed to implement the design and installation of a Battery Energy Storage System, in order to mitigate the power variations produced by the generation of renewable wind and photovoltaic energies, being photovoltaic energy the one that presents a greater variation with approximately 97 MW of 510.8 MW installed, compared with the power variation that wind generation has, which is approximately 39 MW of 235 MW installed.

In order to calculate the variations, an analysis of the generation and demand curves provided by Centro Nacional de Despacho (CND), previously called ODS, was made. This analysis led to observing where the peaks and valleys occurred in the wind energy generation curve and the photovoltaic generation curve, taking samples of data from the days between June 16th, 2022 and June 27th, 2022; The design and installation of a Battery Energy Storage System (BESS) will not only help mitigate these variations; it will also help alleviate the overload that occurs in the electrical substation El Progreso – T602/T603, 230 kV/138 kV, located in the north of Honduras; this substation has a large power flow, since it is connected to other important substations.

The costs involved in the installation of a Battery Energy Storage System (BESS) in the national territory are approximately 3,643.6 millons lempiras (MUSD 150), These costs result from the design of the battery bank, all the necessary elements for its correct operation, as well as the necessary costs of the elements to be able to install the storage system at the electrical substation called San Pedro Sula Sur. The installation of this plant is feasible and constitutes a cost of 1.4 MUSD/MW a value that is competitive with other kind of technologies. The installation of a Battery Energy Storage System for this study was 107 MW, for this study the estimation of the prices of inverters and batteries was made by comparing prices with other types of inverters with different capacities such as ABB, Solar Seeker, Jinang Deming Power Equipment; for the batteries, it was estimated with brands such as BSLBATT, Enerbyte, OEM. To obtain a better estimate of the total costs of the project, it is recommended quote be made with the respective manufacturers for the Power Electronics inverters and for the CNHF Solar Batteries.

Keywords— Battery energy storage system, potency batteries, inverters, electrical substation, variations.

I. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS (BESS)[1]

Los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías, también conocidos como sistemas BESS por sus siglas en inglés, son la evolución más avanzada en la actualidad para los sistemas flexibles de transmisión AC (FACTS). Estos sistemas de almacenamiento de energía se consideran como el equipo ideal dentro de los FACTS, ya que gestiona el control de todas las variables dentro de los sistemas de potencia, teniendo la capacidad de controlar tanto la potencia activa como la reactiva de manera lineal, lo que produce un gran beneficio sobre la operación de los sistemas de potencia.

Los sistemas BESS, como su nombre lo indica, se encargan de almacenar la energía por medio de una tecnología de batería . Representan un mecanismo químico de almacenamiento de energía, de manera que son seguros, flexibles y relativamente económicos. Se estima que más del 90 % de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica que existen incorporan las baterías como elemento de almacenamiento.

Estos sistemas son empleados con el propósito de garantizar un flujo de energía constante, incluso, en ocasiones en las que la red eléctrica principal se encuentre fuera de servicio. Es importante considerar el hecho de que los sistemas BESS pueden ser instalados de forma independiente o conectados en conjunto con una central generadora, ya sea solar fotovoltaica o eólica.

a. Componentes de este sistema

Se considera que un sistema de almacenamiento de energía está compuesto de 4 fases, cada una de especial importancia para un correcto funcionamiento total del sistema. Las fases o etapas que componen al BESS son:

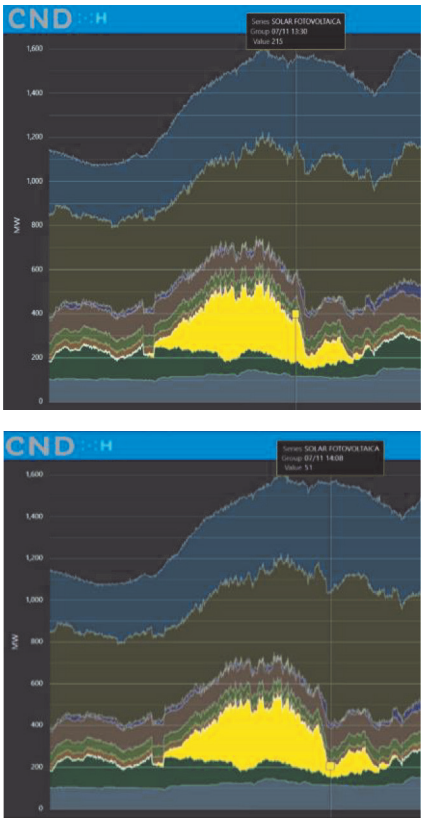
- Conexión a la red eléctrica: transformador.
- Conversión de energía: conversor (cumpliendo la función de inversor y rectificador).
- Almacenamiento: arreglo de baterías.
- Monitoreo: sistema de gestión de baterías (BMS), controlador y sistema de protección.

Cada una de las etapas que integran el sistema están compuestas por varios equipos. Estos sistemas son modulares y se acomodan a las necesidades y aplicaciones que les dará el comprador. Dependiendo del proveedor se ofrecen sistemas integrados donde vienen todos los equipos necesarios para entregar la potencia y energía requerida. Los equipos necesarios dependen, entre muchas cosas, de condiciones ambientales, tecnología de las baterías, nivel de tensión de la barra de conexión [2].

II. VARIACIONES EN LA GENERACIÓN SOLAR FV Y EÓLICA[1]

Las tecnologías de generación de energía solar FV y eólica son energías renovables no convencionales cuyos recursos son variables. Debido a esto, tanto la luz solar como el viento no pueden ser regulados ni controla-

dos por la actividad humana. La variabilidad presentada produce, a su vez, intermitencia en la generación de potencia, lo cual representa un grave problema al momento suplir la demanda de energía con la mayor confiabilidad posible. Lo anteriormente mencionado se resume de forma gráfica en la Figura 1 que se muestra a continuación.



a)

b)

Figura 1. Curva de generación mediante renovable Solar FV [3].

La Figura 1 muestra la curva de generación que representa la generación del conjunto de centrales solares FV de Honduras para un día cualquiera. Es evidente que dicha curva muestra grandes variaciones entre picos y valles, en el caso de la Figura a) nos encontramos en un pico con una generación de 215 MW, 40 minutos después la curva muestra una caída en dicha generación, produciendo alrededor de 51 MW. La diferencia entre la generación de los puntos que se muestra en la Figura 1 a) y b) representa la variación de energía, dicha diferencia resulta en alrededor de 164 MW, debido a esto las variaciones tienen una incidencia importante en la generación. Es importante resaltar que dichas variaciones se producen reiteradamente a lo largo de todas las horas aprovechables en la generación de las centrales.

Los sistemas BESS representan una excelente opción para combatir las variaciones en las generaciones solar FV y eólica, de esta forma solventa los problemas que esta acarrea. Dichos sistemas pueden instalarse como central independiente o acoplarse a las centrales renovables, siendo esta última lo ideal.

III. DIMENSIONAMIENTO DE LA CARGA[1]

En esta investigación lo que se busca es instalar una planta de almacenamiento de baterías de potencia. Es necesario el buen dimensionamiento del banco a utilizar; para ello, se requiere saber qué tipo de batería se va a usar, las especificaciones técnicas de la misma y la carga que se desea conectar. En este caso, definir la carga resulta más complejo de hacer para un banco de baterías que para una casa. En el caso de una casa, se puede tomar como una carga aislada del sistema y definir la carga total de la casa es más sencillo.

En este caso, lo que se busca es la planta de almacenamiento por medio de baterías de potencia que cubra las variaciones de potencia debidas a las centrales eólicas y a las centrales fotovoltaicas, que al depender de un recurso natural no es constante y la generación de estas es muy variable; por lo cual, las oscilaciones en la generación son bien marcadas con picos y caídas de generación significante. Sin embargo, estos valores no siempre serán lo mismo; por lo cual, para calcular la carga se tomaron datos de diferentes días de la generación de las centrales; datos obtenidos del Centro Nacional de Despacho (CND) [3], antes mejor conocido como el ODS.

TABLA 1. ODS tiempo real 16/6/2022, consultado a las 9:43 a. m.

Tipo de energía	Valor máximo (MW)	Valor mínimo (MW)	Diferencia (MW)
Fotovoltaica	313	209	104
	256	200	56
Eólica	165	109	56
	107	44	63

TABLA 2. ODS tiempo real 20/6/2022, consultado a las 10:40 p. m.

Tipo de energía	Valor máximo (MW)	Valor mínimo (MW)	Diferencia (MW)
Fotovoltaica	287	17	270
	318	246	72
Eólica	247	39	208
	110	82	28

Utilizando los datos de la Tabla 1, se obtuvo un promedio para la energía fotovoltaica 80 MW de variaciones, y en energía eólica 60 MW. Utilizando los datos de la Tabla 2, se obtuvo un promedio para la energía fotovoltaica 183 MW de variaciones, y en energía eólica 28 MW.

Utilizando los datos de la Tabla 3, se obtuvo un promedio para la energía fotovoltaica 100 MW de variaciones, y en energía eólica 43 MW.

TABLA 3. ODS tiempo real 26/6/2022, consultado a las 10:24 p. m.

Tipo de energía	Valor máximo (MW)	Valor mínimo (MW)	Diferencia (MW)
Fotovoltaica	281	180	101
	118	19	99
Eólica	86	34	52
	106	72	34

TABLA 4. ODS tiempo real 27/6/2022, consultado a las 10:57 p. m.

Tipo de energía	Valor máximo (MW)	Valor mínimo (MW)	Diferencia (MW)
Fotovoltaica	40	351	51
	355	336	19
	366	362	4
Eólica	97	48	49
	27	26	1

TABLA 5. Promedio final de las variaciones de potencia según el tipo de generación de energía

Tipo de energía	Potencia (MW)
Fotovoltaica	97
Eólica	39

Utilizando los datos de la Tabla 4, se obtuvo un promedio para la energía fotovoltaica 25 MW de variaciones, y en energía eólica 25 MW. Posteriormente, se calculó un promedio de los 4 días consultados para obtener una carga más definida para el banco de baterías.

Como se observa en los datos de la Tabla 5, la energía que presenta más variaciones en la generación es la energía fotovoltaica con 97 MW. Estas variaciones son superiores a las ocasionadas por la energía eólica que son 39 MW. Debido a ello, para poder dimensionar el banco de baterías de la central, se utilizará una carga de 107 MW, donde se incluye un 10 % de holgura en la carga.

IV. ELECCIÓN DEL INVERSOR A UTILIZAR[1,4]

El inversor adecuado para este estudio es un inversor cargador, por motivos de las características de trabajo que ofrece; ya que permite cargar las baterías por medio de la red eléctrica o también suministrar energía a la red. El inversor cargador detecta cuando la tensión de la batería baja hasta el mínimo y activa la función de cargador, dando la orden a grupos electrógenos (como un generador), o permitiendo el suministro de la red eléctrica para recargar las baterías.

El inversor a utilizar para este diseño será un inversor de la marca Power Electronics, modelo Freemaq PCSK, con referencia FP4390k, el cual nos da una potencia de salida de 4390 kVA/kW, y su voltaje de salida es de 690 V ± 10 %. Las ventajas que ofrece este inversor es el fácil mantenimiento del mismo; tiene una topología multinivel, conformada por una topología IGBT de 3 niveles que reduce las pérdidas de etapa; aumenta la eficiencia del inversor; y minimiza la distorsión armónica total.

Este inversor en su entrada puede ser alimentado por voltajes de corriente continua que estén en el rango de 934 V a 1500 V, siendo los 1500 V el voltaje máximo que este soporta; este inversor tiene una eficiencia del 98 % al 99 %, por lo cual, vemos que gran parte de la energía que buscamos convertir, ya sea de corriente directa a corriente alterna o viceversa, será la energía que obtengamos en la salida de este inversor, y al ser un inversor cargador puede trabajar en ambos modos.

Este modelo de inversor en concreto, como la mayoría de los inversores/cargadores, proporcionan una corriente alterna de tipo senoidal, y el valor del voltaje varía según el tipo de inversor que se esté usando. La frecuencia, por lo general, puede ser de 60 Hz (como en el caso de Honduras) o 50 Hz (como en el caso de Europa); esta señal senoidal es la que más se asemeja a la que proporciona la red eléctrica. En la Tabla 6 se muestra un resumen de los datos de importancia para la realización de este estudio. En la Figura 2 se observa una imagen del inversor en la vida real.

TABLA 6. Características del inversor cargador [4]

Tipo de inversor	Inversor cargador
Marca	Power Electronics
Modelo	Freemaq PCSK FP4390k
Potencia	4390 kW
Tipo de onda	Senoidal pura
Frecuencia	60 Hz
Voltaje de salida	690 V
Voltaje de entrada	934-1500 V

Figura 2. Inversor cargador de la marca Power Electronics, Modelo Freemaq PCSK FP4390k.

V. ELECCIÓN DE LA BATERÍA A UTILIZAR[1]

Después del estudio realizado, tanto de los diferentes tipos de tecnologías de baterías que existen como de las baterías que podemos encontrar en el mercado, se decidió utilizar para este estudio una batería que funcione con la tecnología del Ion-Litio. Estas baterías tienen un mayor ciclo de vida y la descarga que ofrecen llega a ser del 100 % ofreciendo un mayor aprovechamiento de la energía almacenada en dichas baterías. En la Figura 3, se observa una fotografía de la batería utilizada para este proyecto, en la Tabla 7 se presenta un resumen con los parámetros de importancia para los fines de este estudio.

Figura 3. Batería a utilizar de la marca CNHF Solar.

TABLA 7. Características técnicas de la batería a utilizar

Batería 48 V/2500 Ah	
Energía	120 kWh
Tecnología	Ion-Litio
Capacidad de descarga	100 %
Ciclos de vida	≥ 6000

VI. DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS[1]

La finalidad de esta investigación es el diseño de una central de almacenamiento de energía por medio de baterías. Se busca instalar en una subestación eléctrica, específicamente en la Subestación San Pedro Sula Sur, ya que es una de las subestaciones que tiene un fuerte flujo de potencia, debido a que está conectada a otras subestaciones importantes en el norte del país. Mediante el análisis del dimensionamiento de la carga y teniendo el conocimiento del equipo con el cual se trabajará, se procede al diseño del banco de baterías a utilizar.

El voltaje al que trabaja el equipo o carga a alimentar = 1008 V

El cual lo obtenemos de 21 baterías en serie = 48*21 = 1008 V.

Las baterías que se está utilizando tiene los siguientes datos:

- 48V/2500 Ah
- Potencia de trabajo = 107 MW
- Autonomía = 4 horas.

Este valor de autonomía es definido debido a las variaciones resultantes de la generación de energía fotovoltaica y de energía eólica, ya que como se sabe, al depender de un recurso natural el cual no es constante, es normal que estas tecnologías de generación presenten estas variaciones; y observando los datos del ODS, vemos que estas variaciones no ocurren por más de 4 horas.

También cabe resaltar que este dato es una consideración que está incluida en el plan indicativo de expansivo de la generación 2022-2031.

Cantidad de inversores a utilizar =
107 M /4390 kW = 24.3736 ≈ 24
Energía a acumular =
4.39 MW * 4 h = 17.56 MWh
Amperaje requerido =
17.56 MWh/ 1008 V = 17.42 kAh
Cantidad de bloques seriados que deben conectarse en paralelo
NR = A/ 2500 = 6.967 ≈ 7

Por tanto, la cantidad total de baterías sería igual a:
NR * 21 ≈ 147 baterías por inversor
Total = 147*24 = 3528

TABLA 8. Tabla resumen del diseño del banco de baterías

Potencia de trabajo	107 MW
Cantidad de inversores a usar	24
Autonomía	4 horas
Energía	17.56 MKW

Potencia de trabajo	107 MW
Amperaje requerido	17.42 kAh
Número de ramales en paralelo	7
Número de baterías	147
Total	3528

VII. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA A INSTALAR SAN PEDRO SULA SUR[1]

Lo que se busca con este estudio es que esta central de almacenamiento de energía, por medio de baterías de potencia, se conecte a la Subestación San Pedro Sula Sur, cuya ubicación podemos observar en la Figura 4. Esta subestación está cerca de la capital industrial del país: San Pedro Sula, y posee un enorme flujo de potencia, ya que, como se observa en el diagrama unifilar (Figura 5) esta subestación está conectada por medio de líneas de 138 kV a otras subestaciones cercanas, como ser la subestación Agua Prieta, subestación La puerta y la Subestación Villanueva [5].

Figura 4. Ubicación en el mapa de la Subestación San Pedro Sula Sur.

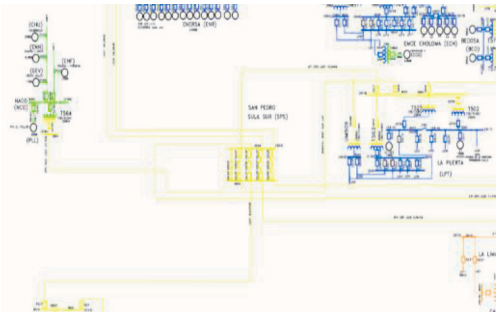


Figura 5. Diagrama unifilar de la Subestación San Pedro Sula Sur[5].

La conexión se hará por medio de un interruptor medio conectado entre la barra B558 y el bloque 52E23, ahí es donde se conectará el transformador que tendrá instalado el sistema de almacenamiento de energía para elevar el voltaje de salida de los inversores a niveles de tensión necesarios para ser conectada a la red eléctrica. En este caso, será elevarlo a un voltaje de 138 kV que es el voltaje con el cual opera dicha subestación, esta conexión se hará por medio de media varilla con 2 interruptores.

VIII. COSTOS DEL PROYECTO[1]

En esta sección se presenta un resumen de todos los costos que supone la implementación de un sistema de almacenamiento de energía con base en baterías de potencia, en Honduras, y contando con los costos que supone conectar este sistema a una subestación en el norte del país de 138 kV, específicamente en la Subestación San Pedro Sula Sur.

TABLA 9. Costos del proyecto

Costos de la planta			
Elemento	Precio (L)	Cantidad	Total (L)
Baterías	965,931.84	3528	3,407,807,532
Contenedores	62,362.3	24	1,496,695.2
Inversor	4,218,184.63	24	101,236,431.1
Transformadores 690 V/13.8 kV	2,811,573.83	24	67,477,771.92
Total			**3,578,018,430**
Costo de equipo necesario para conectar la planta a la Subestación			
Elemento	Precio (L)	Cantidad	Total (L)
Bahía de línea 138 kV	10,389,574.91	1	10,389,574.91
Bahía de transformador 138 kV SPS	6,363,166.18	1	6,363,166.18
Transformador 138 V/13.8 kV	48,842,517.01	1	48,842,517.01
Total			**65,595,258.1**
Costo total del proyecto			**3,643,613,688**

En la Tabla 9, se observa que la inversión de este proyecto supone un monto de L 3,643,613,688, precio que incluye lo necesario para poder conectar el sistema de almacenamiento de energía en base a baterías de potencia a la Subestación Eléctrica San Pedro Sula Sur. Los costos que supone la conexión a la subestación son muy bajos (L 65,595,258.1), en comparación con los costos de la inversión para la instalación solo del BESS (L 3,578,018,430); lo que conlleva gran parte de la inversión para este proyecto son los inversores; esto debido a las características de los mismos que están diseñados para trabajar con altas potencias y las ventajas que ofrece para la constante verificación del estado de las baterías; no cualquier empresa se encarga de la fabricación de esto, porque son empresas con alto nivel de especialización en el tema.

El equivalente de esta inversión en dólares es de MUSD 150¸ lo que supone un costo total de instalación de 1.4 MUSD/MW, precio por el cual resulta factible la instalación de este sistema, ya que comparando con los precios de instalación de otros tipos de energía: 0.883 MUSD/MW (solar fotovoltaica), 1.355 MUSD/MW (energía eólica), 2.543 MUSD/MW (bioenergía), 4.468 MUSD/MW (geotérmica), 1.870 MUSD/MW (hidroeléctrica) [6].

IX. CONCLUSIONES

Entre los dos tipos de generación de energía renovables analizadas (eólica y fotovoltaica), observando la Tabla 5 la que presenta una mayor variación es la energía fotovoltaica con un promedio de 97 MW de 510.8 MW instalados, en comparación con la variación de potencia promedio que tiene la generación de energía eólica que es de 39 MW de 235 MW instalados.

La instalación de este Sistema de Almacenamiento con Baterías de Potencia ayudará a alivianar los picos de demanda de la Subestación El Progreso, brindar servicios de regulación de frecuencia a la red; evitar que oscile la potencia de otros generadores, como puede ser el cajón.

Como se aprecia en la Figura 5, la instalación de este sistema de almacenamiento de energía, por medio de baterías de potencia en la Subestación San Pedro Sula Sur, supondrá un gran alivio al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Debido a su capacidad de potencia instalada (107 MW), esta ayudará a reducir la sobrecarga en la Subestación El Progreso; dicho proyecto será el primero en el país marcando un antes y un después en la operación del Sistema Interconectado Nacional.

De la Tabla 9 podemos observar que los costos que supone la instalación de un sistema de almacenamiento en base de baterías de potencia en el territorio nacional, siendo un total de 3,643.6 millones de lempiras (MUSD 150), costos que resultan del diseño del banco de baterías como todos los elementos necesarios para el correcto funcionamiento del mismo, como también de los costos necesarios de los elementos para poder instalar dicho sistema de almacenamiento a la subestación eléctrica.

Se obtuvo un precio de instalación de 1.4 MUSD/MW, precio por el cual resul-

ta factible la instalación de este sistema, ya que comparando con los precios de instalación de otros tipos de generación de energía al año 2020: 0.883 MUSD/MW (solar fotovoltaica), 1.355 MUSD/MW (energía eólica), 2.543 MUSD/MW (bioenergía), 4.468 MUSD/MW (geotérmica), 1.870 MUSD/MW (hidroeléctrica) [6]; precio que resulta ser altamente competitivo ante las demás tecnologías de generación.

X. RECOMENDACIONES

Se recomienda que para futuros proyectos de generación de energía renovable, por medio de energía eólica y fotovoltaica, estos se hagan en el norte país. Esto debido a que al aumentar la generación en el sur del país supone un aumento en la congestión de la subestación que en este estudio busca aliviar, ya que esta energía que se produce en el sur del país no llega al norte. Además, se les debería incorporar desde un inicio un sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías de potencia, para que los efectos de las variaciones provocadas por estas mismas sean mínimos.

Se recomienda conectar el sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías al sistema de monitoreo de la subestación para tener un mayor control sobre el estado de la central, y que no ocurra una eventualidad que suponga un daño al sistema o a la red.

Se incita a las empresas privadas y a los entes públicos a que fomenten investigaciones y desarrollo de este nuevo tipo de almacenamiento de energía, no solo para mitigar las variaciones de potencia, sino que se investigue en el uso de los demás servicios que brindan los sistemas de almacenamiento de energía para que el sistema interconectado nacional sea más eficiente y estable.

El manejo de esta central de almacenamiento de energía se debe delegar a personal adecuado, ya que los dispositivos con los que se está trabajando tienen un alto costo.

Se recomienda que se le realice una inspección a toda la central de almacenamiento. de energía cada año, a modo que se verifique que las baterías estén conectadas de la mejor manera, el estado en la que se encuentran, como también una revisión al inversor, que esté conectado de la mejor manera, y cualquier elemento que este defectuoso proceder a reemplazarlo lo antes posible.

Para este estudio la estimación de los precios de los inversores y baterías se hizo la comparación de los precios con otros tipos de inversores con distinta capacidad como los ABB, Solar Seeker, Jinang Deming Power Equipment; para las baterías se estimó con precios de marcas como ser BSLBATT, Enerbyte, OEM; por lo cual para obtener un mejor estimado de los costos totales del proyecto se recomienda que se haga la respectiva cotización con los respectivos fabricantes para los inversores Power Electronics y para las baterías CNHF Solar.

Para una correcta estimación de la potencia de trabajo, se recomienda que los datos obtenidos a partir de las curvas de generación y demanda provistas por el CND (Centro Nacional de Despacho), se recopilen a lo largo de un mayor tiempo (1 mes, por lo menos).

XI. REFERENCIAS

[1] Carlos D. Laines, Eduardo J. Torres, «Propuesta de instalación de una planta de almacenamiento de energía por medio de baterías de potencia», Seminario de Investigación (IE-900), II periodo de 2022.

[2] Luis A. Estrada, Henry J. Alarcon, Ernesto A. Chavarri, Odriel W. Quispe, «Diagnóstico, análisis y evaluación de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías para su aplicación en la regulación primaria de frecuencia en una central de ciclo combinado del sistema eléctrico peruano», Tesis de Maestría en Gestión de las Energías, Perú, septiembre 2019.

[3] «CND: Operación en tiempo real», Centro Nacional de Despacho. https://otr.ods.org.hn:3200/odsprd/ods_prd/r/operador-del-sistema-ods/otr.

[4] «Freemaq PCSK: Inversores para grandes plantas de almacenamiento de baterías», Power Electronics https://power-electronics.com/almacenamiento-energetico/pcsk-multi-pcsk/

[5] Amaru Contreras, Liz Morales, Omar Martínez, «Unifilar del Sistema Interconectado Nacional», Tegucigalpa, 2019.

[6] «Costos de generación de energía renovable en 2020», IRENA, 2020.

VALORACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEJORAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN DEL ODS (2020-2029)

Daniel A. Pineda, Christofer J. Soriano, Dennis A. Rivera
drivera@unah.edu.hn
https://orcid.org/0009-0006-2574-098X
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Nacional Autónoma de Honduras

Resumen— La investigación se basó sobre un análisis de valoraciones económicas que se encuentra en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (2020-2029), publicado en la hoja web del operador del sistema (ODS). Logrando concluir que el país requiere de manera urgente la implementación de una planta de gas natural de 450 MW y que el plan de expansión antes mencionado no incluye esta obra y al implementar esta planta en la zona norte del país, en Puerto Cortés aliviaría el déficit energético que se tiene en esta zona y a nivel nacional. La inclusión de una planta de gas natural estaría sujeta también a la construcción de una subestación en Puerto Cortés, y otra en La Victoria cerca de Choloma, ambas para recibir la generación de esta planta y a su vez conectarse con el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Incluyendo, de igual manera, dos líneas de 230 kV entre la subestación La Victoria y Puerto Cortés, llevar a cabo la expansión en la subestación de La Victoria, adquisición de nuevas bahías y nuevos transformadores de 150 MVA en 230 kV, construir líneas de transmisión entre La Victoria y la Subestación Bermejo en 138 kV, al igual que entre La Victoria y Choloma. Para completar la transmisión en 230 kV, se requieren dos nuevas líneas de transmisión desde la Subestación La Victoria hasta la Subestación de San Pedro Sula Sur, también se requiere la construcción de una nueva bahía para recibir la energía transmitida en las líneas de transmisión de 230 kV. Se identificaron dos escenarios, en el escenario número 1 el generador llevaría a cabo la construcción de la Subestación de Puerto Cortés y las líneas de transmisión con un costo aproximado de 440 millones de dólares y la ENEE pagaría dicha inversión en mensualidades por el periodo de tiempo establecido en las bases de la licitación. Para el escenario dos, el generador se haría cargo mediante la licitación solamente de la construcción de la planta de gas natural a un costo aproximado de 381 millones de dólares y la ENEE debe de licitar la transmisión descrita anteriormente, en este caso, la ENEE puede utilizar la Subestación de Puerto Cortés en 230 kV para instalar un transformador de 150 MVA en la Subestación Térmica Sulzer y el tramo de línea la Subestación de Puerto Cortés con la térmica Sulzer con un costo aproximado de 64 millones de dólares.

Palabras clave— Generación, transmisión, subestación, transformador, líneas, planta de gas natural.

Abstract— Research was based on an analysis economic valuations found in the 2020-2029 transmission network expansion plan published on the system operator's website (ODS). Concluding that the country urgently requires the implementation of 450 MW natural gas plant and that aforementioned expansion plan does not include this work and by implementing this plant in the north of the country, Puerto Cortés would alleviate the deficit energy available in this area and at national level. The inclusion of a natural gas plant would also be subject to the construction of a substation in Puerto Cortés and another in La Victoria both to receive the generation of this plant and connect to the National Interconnected System (SIN). Also including two 230 kV lines between La Victoria substation and Puerto Cortés. Carry out the expansion in La Victoria substation, acquisition of new bays and new transformers from 150 MVA to 230 kV. Build transmission lines between La Victoria and Bermejo substation at 138 kV, as well as between La Victoria and Choloma.

To complete 230 kV transmission, two new transmission lines are required from La Victoria substation to San Pedro Sula Sur substation. Construction of a new bay is also required to receive the energy transmitted in the 230 kV transmission lines. Two scenarios were identified, in scenario number 1 the generator would carry out the construction of the Puerto Cortés substation and the transmission lines with an approximate cost of 440 million dollars and ENEE would pay said investment in monthly installments for a period established in the bases of the tender. Scenario 2, the generator would be responsible for bidding only the construction of natural gas plant at an approximate cost of 381 million dollars and ENEE must tender the transmission described above, in this case ENEE can use the substation of Puerto Cortés in 230 kV to install a 150 MVA transformer in the Sulzer substation and the section of line between the Puerto Cortés substation and the Sulzer thermal at an approximate cost 64 million dollars.

Keywords— Generation, transmission, substation, transformer, lines, natural gas plant.

I. RED DE TRANSMISIÓN ACTUAL Y SUS DEFICIENCIAS[1]

La red de transmisión nacional está constituida por miles de kilómetros, que van desde los 69 kV a los 230 kV en donde las líneas de transmisión de 230 kV forman parte de la Red de interconexión Centroamericana entre todos los países del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, de las cuales Honduras tiene cinco líneas de interconexión con tres países vecinos; dos que lo conectan con El Salvador; dos con Nicaragua y una con Guatemala.

El Sistema Principal de Transmisión espera fuertes mejoras e inversiones luego de la elaboración del plan de expansión de la generación y transmisión. Esto es evidenciado por auditorías a los bienes de transmisión, en las cuales a pesar de que se observa que las subestaciones eléctricas recientes presentan ejecución de nivel internacional, el resto muestran síntomas de deterioro debido a su envejecimiento, tomando en consideración que gran parte de las instalaciones tienen más de treinta años de operación.

En el año 2020, la matriz de generación de Honduras se caracteriza por una significativa integración de energías renovables variables, las cuales representan un porcentaje importante de la capacidad instalada del país, con un 26.5 % combinando la capacidad solar fotovoltaica y eólica. Otro componente significativo de la capacidad instalada es la generación hidroeléctrica, la cual combinando las centrales con embalse de regulación y las centrales a filo de agua suman 837 MW, un 29.7 % de la capacidad instalada total.

La biomasa suma un 7.9 %, 221 MW, de la capacidad total instalada, mientras que la única central geotérmica en operación en 2020 representa un 1.4 % de la capacidad total instalada. Finalmente, la capacidad a base de centrales termoeléctricas de combustible fósil representa un 34.6 % del total instalado, siendo el mayor porcentaje de la capacidad instalada por tecnología, sumando 975 MW.

Particularmente, en el sistema de transmisión de la zona norte se concentra la mayor cantidad de consumo eléctrico del país como se muestra en la Figura 1.2, mientras que en la zona sur se ubica una gran parte de la generación renovable variable. Esto ocasiona un flujo de potencia dominante en dirección sur-norte desde uno de los principales centros de generación a un importante foco de consumo. En la zona norte se encuentran en su mayoría tramos en 138 kV. Esta es una zona altamente mallada, aunque parte de los elementos operan con un considerable nivel de carga.

En la zona norte del país, específicamente en Puerto Cortés, se tiene el conocimiento que es una de las zonas del país con más problemas energéticos, debido a la pobre red de transmisión que se cuenta en esa zona. En el medio y largo plazo, que comprende el periodo de 2022 a 2024 y de 2025 a 2029, respectivamente, se recomiendan distintas obras de transmisión. En este sentido, se debe ejecutar las obras de repotenciación del corredor Puerto Cortés, Choloma (Subestación La Victoria), San Pedro Sula (Subestación Bermejo) por la alta prioridad de dar competitividad a la licitación de capacidad firme planificada para el año 2024.

II. PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN DEL ODS[2]

El plan de expansión está elaborado en conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) donde el Operador del Sistema tiene la responsabilidad de elaborar un Plan de Expansión de la Red de Transmisión con periodicidad de dos años, considerando un horizonte de planificación de diez años. El suministro de la creciente demanda eléctrica es el principal motor que motiva la planificación del sistema, considerando que la electricidad es un pilar del desarrollo de cualquier país el crecimiento natural de la demanda eléctrica, se requiere de refuerzos en la red de transmisión para poder transportar la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo de forma segura y garantizando la continuidad del suministro eléctrico, tomando en cuenta los criterios técnicos y económicos acorde a la regulación vigente en el país. Entre los años 2007 y 2019, el consumo de electricidad pasó de 6271 GWh a 10,664 GWh, representando un crecimiento anual de 4.52 %. Durante todo el periodo mencionado, el consumo aumentó sin excepción en todos los años. Sin embargo, en el año 2021, la demanda de potencia máxima alcanzó 1757.7 MW, sucedida durante el mes de mayo, demostrando un incremento de la demanda en comparación al año 2019, la cual fue de 1,639.4 MW, traduciéndose en un aumento de 118.3 MW en dos años.

El presente plan de expansión contempla un horizonte de estudio de diez años, considerando criterios como el crecimiento de la demanda eléctrica, las incorporaciones al parque de generación eléctrica, actualmente en desarrollo, y las que resultan del Plan Indicativo de Expansión de la Generación en el mismo horizonte de tiempo, así como los proyectos de transmisión en desarrollo. La demanda del sistema en los años previo al 2020 ha mostrado una tendencia al alza, lo cual es de esperar debido a su crecimiento natural, siendo este definido por diversos factores socioeconómicos que influyen sobre el consumo eléctrico. En la Figura 1 se puede observar el crecimiento de la demanda de energía y máxima demanda de potencia en los últimos 13 años.

El plan de expansión carece de la licitación de 450 MW que este consta de la construcción de una subestación en Puerto Cortés y la incorporación de nuevas líneas de 230 kV, fortaleciendo la red de transmisión, principalmente en la zona norte del país y a nivel nacional.

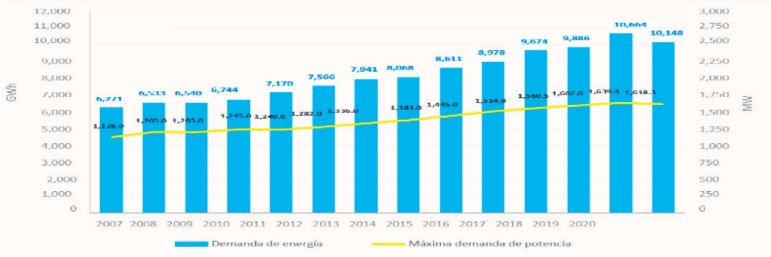


Figura 1. Demanda de energía y máxima demanda de potencia.

III. TÉCNICA DE FILTRADO DE HARDWARE PARA EL PROCESAMIENTO

Las licitaciones públicas internacionales son el mecanismo para cubrir los requerimientos de capacidad firme y energía de la ENEE e implementar las recomendaciones del PIEG en cuanto a la política energética nacional con base en lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE). Estas licitaciones públicas internacionales se desarrollan bajo la supervisión de la CREE, la que elabora los términos de referencia (TdR) para preparar las bases de licitación de estos procesos, que deberán ser sometidas por la ENEE para aprobación de la CREE. Según la LGIE, la duración de los contratos producto de estas licitaciones no podrá ser inferior de diez (10) años.

Los requerimientos de capacidad firme y energía para un horizonte de 10 años remitidos por la ENEE establecen una necesidad de contratación de 450 MW como se muestra en la Figura 2 entrando en operación comercial dentro del primer trimestre del 2024 como fecha máxima, pudiendo iniciar el suministro a partir del 2022, inclusive de manera parcial.

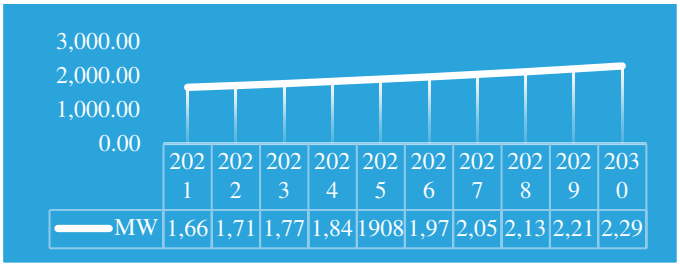


Figura. 2. Demanda proyectada para los próximos 10 años.

IV. NECESIDAD DE UNA CENTRAL DE GAS NATURAL EN HONDURAS[2]

En la actualidad, se tiene un déficit energético muy grande en la zona norte del país, específicamente en Puerto Cortés, por lo tanto, hemos identificado que la inclusión de una planta de generadora de gas de 450 MW en la zona de Puerto Cortés podría resolver esta problemática. El proyecto se realizaría en las costas de Puerto Cortés y para complementar la construcción de la central de gas también se necesita la construcción de un subestación que esta debería de correr la inversión por parte del generador.

El cálculo del costo de inversión para esta tecnología es basado principalmente en el Manual Gas Turbine World del 2020. Con base en GTW, se obtiene el costo de un CCGN de gran escala, el cual incluye las turbinas de gas, las turbinas de vapor, el sistema de recolección de calor, los generadores,

equipo eléctrico y mecánico auxiliar, la ingeniería y la construcción de la planta. Por tanto, se crea una cadena de costos que refleje el costo de inversión de esta tecnología y escala en Honduras, estos incluyen, pero no se limitan a costo de adquisición de terreno, costo de subestación eléctrica e interconexión a la red, interconexión de gas, transporte marítimo del equipamiento, repuestos iniciales, seguros y permisos y licencias.

TABLA 1. Cadena de costos para el costo de inversión unitario de una central CCGN en Honduras

Características generales de CCGN	Unidades	Valor
Capacidad instalada neta en condiciones ISO	MW	450
Configuración		3x1
Costos asociados de construcción de CCGN		
Costo de inversión en central	USD	265,000,000
Costo de adecuación de unidades de central	USD	34,524,647.89
Costo de adquisición de predio asociada a CCGN	USD	6,400,000
Total de construcción de CCGN		305,924,647.89
Costos de interconexión eléctrica		
Costo de adquisición de predio asociado a subestación	USD	1,600,000
Costo unitario de transformadores	USD	3,842,300.8
Costo de adquisición de transformadores	USD	15,369,203.28
Casa de control y auxiliares	USD	1,737,347.53
Bahías	USD	3,887,624.92
Total de interconexión eléctrica		22,594,175.73
Costos de conexión de gas		
Tubería	USD	870,105.56
Estación de medición de gas	USD	4,500,000
Total de conexión de gas		5,370,105.66

Características generales de CCGN	Unidades	Valor
Costos adicionales misceláneos		
Mitigadores de ruido	USD	2,395,114.01
Transporte	USD	1,960,000
Repuestos iniciales	USD	7,866,746.72
Total de adicionales misceláneos		12,21,860.73
Otros costos		
Contingencias	USD	51,916,618.50
Seguros	USD	2,650,000
Total de otros costos		54,566,618.5
Permisos y estudios		
Licencia ambiental	USD	12,493.55
Permiso de construcción	USD	3,243,611.24
Estudios eléctricos	USD	20,000
Total permisos y estudios		3,276,104.79
Total		403,953,513.3
USD/Kw neto en condiciones en sitio		1,098.74

Tomando en cuenta esta metodología y la referencia disponible en el GTW para una central de 450 MW netos, se obtiene un costo unitario de inversión referenciado al 2021 de 1098.74 USD/kW. Esto se complementa con información pública del EIA, la cual declara que para esta tecnología el costo de operación y mantenimiento fijo anual es 12.91 USD/kW año. Adicionalmente, se utiliza un costo de inversión de 1272.96 USD/kW y costo de operación y mantenimiento fijo anual de 17 USD/kW año para una CCGN de 391 MW de capacidad en sitio, con características similares a una central de este tipo en desarrollo en Panamá, la cual es una central CCGN de considerable flexibilidad.

En cuanto al costo de inversión de la central, estos son informados con base en un alcance de un contrato llave en mano, incluyendo el suministro de equipo principal, ingeniería de planta y construcción. El alcance del proyecto llave en mano se basa en un diseño

de planta estándar de requerimientos mínimos básicos para operación con un solo combustible. El equipo principal incluye turbinas de gas, turbinas de vapor, sistema de recuperación de calor de vapor, generadores, sistema de control, auxiliares eléctricos y mecánicos asociados al BOS, ingeniería y construcción del CCGN.

Se adicionan costos asociados a la interconexión eléctrica, los costos se basan en información de referencia de ENEE. Estos costos contemplan transformadores con una capacidad de 150 MVA, bahías con espacio para integrar cuatro transformadores y dos líneas de transmisión, y los transformadores de voltaje y corrientes necesarios. A la vez, incluye el costo asociado a casa de control y auxiliares que se compone de casa de control, servicio propio, servicios auxiliares y banco de baterías, caseta de vigilancia y comunicaciones e interfaz computacional. Además, incluye el costo de tratamiento de suelo previo a instalación del equipo eléctrico de interconexión como estabilizar, conformar, explanar, cercos, cableado de yarda, calles y demás obras civiles.

TABLA 2. Costos de proyecto PTC-LVI-BER

n.º	Elemento	Cantidad	Costo unitario	Costo (MUSD)
1	Bahía de línea 230 kV LVI	1	668,909.40	0.669
2	Bahía de transformador 138 kV LVI	2	637,451.53	1.25
3	Bahía de transformador 138 kV LVI	3	259,136.90	0.777
4	Transformador LVI T6XX 230/138 kV de 150 MVA	3	3,842,300.82	11.527
5	Bahía de línea 138 kV LVI	2	423,110.47	0.846
6	Bahía de línea 138 kV VER	2	423,110.47	0.846
7	Línea L6XX PTC-MAS, 455 MVA x C 2C Poste de concreto	7.3 km	329,334.12	2.404
8	Línea L6XX MAS-LVI, 455 MVA x 2C Torre de acero	29.5 km	298,934.26	8.819
9	Línea L5XX LVI-VER, 273 MVA x C 2C Poste de concreto	7.0 km	277,829.70	1.945
10	Conductor CHM-LVI 138 kV 274 MVA 1C	4.1 km	79,940.67	0.328
11	Bahía de línea 138 kV en LVI	1	423,110.47	0.423
Total				**29.859**

V. PROYECTO PUERTO CORTÉS, LA VICTORIA, BERMEJO[1]

Actualmente, se observan dificultades para inyectar generación de gran escala en la zona norte del país, principalmente en Puerto Cortés y zonas aledañas. Para solventar este inconveniente, se propone la construcción de una línea de transmisión en 230 kV con una configuración de doble circuito con capacidad de 455 MVA por circuito entre una nueva subestación en Puerto Cortés y la Subestación La Victoria, y una línea de transmisión en 230 kV con una configuración de circuito sencillo con capacidad de 455 MVA, entre la nueva subestación en Puerto Cortés.

Adicionalmente, considerando las limitaciones de espacio en la Subestación Bermejo, que no permiten la inclusión de elementos en 230 kV, se propone enlazar la subestación La Victoria mediante una línea de transmisión en 138 kV, de doble circuito con capacidad de 273 MVA por circuito con la subestación Bermejo. Adicional a las líneas de transmisión, se requieren transformadores de potencia para enlazar los elementos de 230 kV con los de 138 kV.

Por ello, se contempla la inclusión de tres transformadores 230/138 kV con capacidad de 150 MVA en la Subestación La Victoria. El conjunto de transformadores 230/138 kV considerados evita incluso sobrecargas en sí mismos en caso de una contingencia de alguno de ellos. En la siguiente tabla se puede observar el costo de todas las obras antes descritas.

VI. MODIFICACIONES EN SUBESTACIÓN SAN PEDRO SULA SUR[2]

La Subestación San Pedro Sula Sur está al Sur de dicha ciudad industrial y esta subestación es de las más importantes en la zona norte, ya que se conecta con muchas subestaciones de otras regiones noroccidentales del país.

TABLA 3. Costos del proyecto San Pedro Sula Sur

n.º	Elemento	Cantidad	Costo unitario	Costo (MUSD)
1	Bahía de línea 230 kV LVI	1	668,909.40	0.669
2	Bahía de línea 230 kV SPS	2	668,909.40	0.669
3	Línea L6XX LVI-SPS, 455 MVA 2C Poste de concreto	6.0 km	261,319.62	1.568
4	Linea L6XX LVI-SPS, 455 MVA 2C Torre de acero	14.0 km	245,235.20	3.433
Total				**6.339**

Para mejorar la capacidad de transporte en el departamento de Cortés en escenarios de transferencias regionales de exportación, se considera la construcción de una línea de transmisión en 230 kV entre las Subestaciones San Pedro Sula Sur y La Victoria. Este proyecto permite aliviar carga de los circuitos en 138 kV al sur de la Subestación Bermejo, Se propone una línea de transmisión de 455 MVA de capacidad, sobre estructuras de doble circuito montando inicialmente uno de los circuitos. Debido a las condiciones geográficas de la traza de referencia estimada, se puede utilizar, por ejemplo, un montaje sobre postes de concreto o estructuras de acero, según corresponda, con configuración de doble conductor 477 MCM por fase mostrando el costo de estas obras en la tabla y en la Figura 4 podemos observar el diagrama unifilar nuevo con las obras elaboradas.

VII. RED DE TRANSMISIÓN CON MEJORAS[2]

La red nacional de transmisión con las mejoras elaboradas entre los años 2020-2029 cubriría en gran medida el déficit de demanda. Se espera una inversión de US$240.5 millones de nuevas obras de transmisión identificadas en el presente plan de expansión, asociadas al sistema de transmisión. Además, se espera una inversión de US$126.4 millones en obras previamente identificadas y aprobadas en procesos de planificación anteriores, las cuales se han mantenido como necesarias en el presente plan de expansión. Ambos grupos de obras conforman un total de US$366.9 millones de nuevas inversiones para el abastecimiento adecuado de la demanda del país.

Entre los beneficios de los distintos proyectos de transmisión contemplados se encuentra, adicionalmente, facilitar el aumento de la renovabilidad en el sistema eléctrico nacional y la reducción de emisiones de dióxido de carbono, el incremento de la cobertura eléctrica y la mejora de la competitividad del país. Por otro lado, se identifican entre las consecuencias de retrasar la implementación de los proyectos del plan de expansión el incremento de la dificultad de reducir los costos globales de operación del sistema, dada la limitada capacidad de la red de transmisión de incorporar generación de gran escala con mayores niveles de eficiencia, el aumento de la dificultad para garantizar el suministro de la totalidad de la demanda futura proyectada de forma segura debido a las posibles sobrecargas y problemas de voltaje que se prevén en la red de transmisión, y la reducción esperable de la máxima capacidad de transferencia de potencia regional, limitándose así la capacidad de importación y exportación del país.

VIII. ESCENARIO 1 DE LICITACIÓN[3]

Realizamos un análisis donde resaltamos dos escenarios, y en el presente capítulo hablamos del escenario uno. Este consiste que en la licitación publicada por la comisión reguladora de energía eléctrica diría que se requiere en la licitación una inversión de la construcción de una central energética de

gas natural de 450 MW en Puerto Cortés, a su vez, también es necesaria la construcción por parte del generador de una subestación en cercanías de la central energética. La Subestación se encargaría de la interconexión de la central energética con el sistema nacional interconectado por medio de la construcción de una línea de transmisión en 230 kV con una configuración de doble circuito con capacidad de 455 MVA por circuito entre una nueva subestación en Puerto Cortés y la Subestación La Victoria.

Eso es lo que licitaría la CREE en el primer escenario que cabe resaltar que para nuestro análisis sería la idea más congruente. Por otra parte, la ENEE tendría que hacer una inversión en su red para poder recibir toda la energía de la nueva central energética. Estas inversiones serían la construcción de una nueva línea de transmisión en 230 kV desde la Subestación La Victoria hasta la Subestación de San Pedro Sula Sur. También tendría que hacerse responsable de las mejoras que mencionamos anteriormente en la Subestación de La Victoria, todas estas obrar serían para poder tener una red adecuada para poder cubrir el déficit energético en el país.

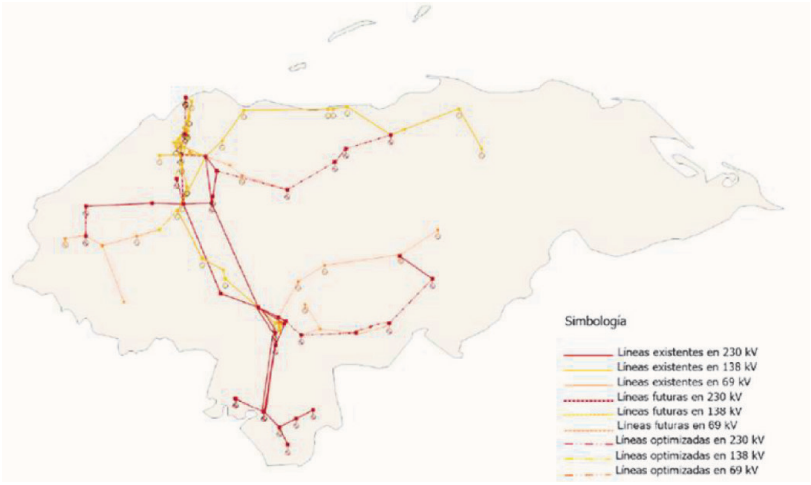


Figura 3. Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el año 2029.

TABLA 7. Costos totales escenario 1

Costos en la licitación que debería de cubrir el generador	
Construcción de planta de gas natural	$ 381,359,338
Subestación PTC para interconexión	$ 22,594,175
Líneas de transmisión PTC-LVI	$ 11,223,000
Total de gasto del generador	$ 415,176,513
Costos en licitación que debería de cubrir la ENEE	
Líneas de transmisión SPS-LVI	$ 6,339,000
Proyecto de mejoras en subestación LVI	$ 18,636,000
Total de gastos de la ENEE	$ 24,975,000

IX. ESCENARIO 2 DE LICITACIÓN[4]

En el segundo escenario se plantea, adicionalmente, la construcción de una central energética de gas natural de 450 MW en Puerto Cortés. A su vez, también es necesaria la construcción de una subestación en cercanías de la central energética.

También, tomando en cuenta la construcción de una línea de transmisión en 230 kV con una configuración de doble circuito con capacidad de 455 MVA por circuito entre una nueva subestación en Puerto Cortés y la subestación La Victoria, y una línea de transmisión en 230 kV con una configuración de circuito sencillo con capacidad de 455 MVA entre la nueva subestación en Puerto Cortés y la Subestación Térmica Sulzer. Adicionalmente, considerando las limitaciones de espacio en la Subestación Bermejo, que no permiten la inclusión de elementos en 230 kV, se propone enlazar la Subestación La Victoria mediante una línea de transmisión en 138 kV, de doble circuito con capacidad de 273 MVA por circuito con la Subestación Bermejo, paralela a la línea de transmisión existente.

Para las obras del proyecto se identifica que podría considerarse un cambio de nivel de tensión de la línea existente L404 TSZ-BER. Adicional a las líneas de transmisión, se requieren transformadores de potencia para enlazar los elementos de 230 kV con los de 138 kV. Por ello, se contempla la inclusión de un transformador 230/138 kV en la Subestación Térmica Sulzer con capacidad de 150 MVA, y tres transformadores de las mismas características en la Subestación La Victoria. El conjunto de transformadores 230/138 kV considerados evita incluso sobrecargas en sí mismos en caso de una contingencia de alguno de ellos. Para la estimación de los costos de inversión, se identifican distintos segmentos constructivos debido a las condiciones geográficas de la zona.

TABLA 8. Costos totales escenario 2

Costos en la licitación que debería de cubrir el generador	
Construcción de planta de gas natural	$ 381,359,338
Total de gasto del generador	$ 381,359,338
Costos en licitación que debería de cubrir la ENEE	
Subestación PTC para interconexión	$ 22,594,175
Líneas de transmisión SPS-LVI	$ 6,339,000
Proyecto PTC-LVI-VER-TSZ	$ 35,506,000
Total de gastos de la ENEE	$ 64,439,175

X. CONCLUSIONES

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica está en la obligación de agilizar los procedimientos para la ejecución de la licitación de 450 MW a base de gas natural debido que en el documento del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (2020-2029) se proyecta el funcionamiento parcial de esta planta para los primeros meses del 2022. A la fecha, esta licitación no se ha llevado a cabo, provocando un desfase de tiempo considerable.

Se concluye que la implementación de la licitación de 450 MW con nuevas tecnologías en el país (gas natural) provocaría un desarrollo considerable en la red eléctrica nacional, por medio de las ampliaciones y modificaciones en las Subestaciones La Victoria, Bermejo y San Pedro Sula Sur para la incorporación de las nuevas líneas de tensión de 230 kV. Teniendo como resultado un alivio a la sobre demanda principalmente en la zona norte del país y a nivel nacional.

Los beneficios obtenidos por medio de los proyectos en las subestaciones La Victoria, Bermejo y San Pedro Sula Sur se basarían en la incorporación de una capacidad de transmisión a gran escala optimizando El Sistema Interconectado Nacional (SIN) incrementando su capacidad de transporte regional.

La ampliación de la red de transmisión por medio de la licitación pública de 450 MW y los demás proyectos involucrados antes mencionados representan una inversión total que ronda los $ 440 millones de dólares, siendo este un reto importante para los inversionistas y la estatal eléctrica nacional, ya que se requerirá de múltiples estudios y análisis para la ejecución optima y transparente de este proyecto.

XI. RECOMENDACIONES

Se sugiere al Centro Nacional de Despacho (CND) que la construcción de la planta de gas natural de 450 MW en Puerto Cortés sea

un proyecto de urgencia máxima a realizarse y centrar su atención a dicho proyecto que debería de entrar en operación para más tardar en el segundo semestre del año 2024.

La localización óptima de la construcción de la nueva planta de gas natural es Puerto Cortés, ya que se reducirían gastos de transporte debido a que los buques con el gas natural desembarcarían directamente en la planta reduciendo costos al generador.

Del sistema debe realizar un análisis de factibilidad y económico sobre los dos posibles escenarios analizados en esta investigación y determinar si al conectar una línea de 230 kV desde la Subestación Puerto Cortés hacia la Subestación Sulzer tendría los suficientes beneficios comparándolas con la inversión necesaria para ejecutar este proyecto.

El escenario de licitación uno sería la propuesta más coherente para el país debido a la situación económica en la que se encuentra la ENEE, esto asegura que el generador sería el responsable del diseño y construcción de la subestación Puerto Cortés y las líneas de tensión de 230 kV hacia la Subestación La Victoria.

Se recomienda al ODS incluir en sus próximas ediciones del Plan de Expansión de la Red de Tansmisión nacional las mejoras en la red que se llevaron a cabo en la presente investigación de tesis.

XII. REFERENCIAS

[1] Daniel A. Pineda, Christofer J. Soriano, «Valoraciones económicas de las mejoras del Plan de Expansión de la Red de Transmisión, 2020-2029», Tegucigalpa, 2022.

[2] Operador del Sistema (ODS), «Plan de Expansión de la Red de Transmisión, 2020-2029», Tegucigalpa, 2019.

[3] Diario oficial de la República de Honduras, «Ley General de la Industria Eléctrica», *Diario Oficial La Gaceta,* 20 de mayo de 2014.

[4] Operador del sistema (ODS), «Centro Nacional de Despacho», 22 de julio de 2022. [En línea]. Available: https://www.ods.org.hn/ [Último acceso: 22 de julio de 2022].

[5] Operador del Sistema (ODS), «Plan Indicativo de Expansión de Generación, 2022-2031», Tegucigalpa, 2022.

[6] Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), «Resolución 24-2021», Tegucigalpa, 2021.

[7] Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), «Diagrama del Sistema Interconectado Nacional», Tegucigalpa, 2019.

[8] Endesa, «Fundacion Endesa», 30 de agosto de 2020. [En línea]. Available: https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional-ciclo-combinado. [Último acceso: 29 de junio de 2022].

[9] Invenergy, «Invenergy», 21 de abril de 2021. [En línea]. Available: https://latinamerica.invenergy.com/que-hacemos/gas-natural. [Último acceso: 11 de julio de 2022].

ÍNDICE

NOTAS INTRODUCTORIAS A LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA EN ENERGÍA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES 7

Sistema de transmisión de alerta temprana en Honduras para EWBS y CBS 15
Volume Calculation Based on a Point Cloud Generated with han Ultrasonic Sensor HC-SR04 35
ESP32 Like Central Node for Iot Platform and Wireless Control or Monitoring Based on SX1278 Transceivers 47
Impacto de la instalación de cargadores de vehículos eléctricos tipo conductivo de nivel 1 y 2 en la alimentación de una residencia en zonificación D4 en Tegucigalpa, Honduras 67
Determinación de la distorsión armónica total (THD) en el sistema eléctrico de una carga no lineal de un *call center* en Tegucigalpa 79
Implementación de una FPGA para resolver el problema de despacho económico por medio del método de ecuaciones de Lagrange 97
Evaluación de la red 4G LTE con equipo de usuario en el bulevar Morazán 101
Análisis para la implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red para alimentar la demanda energética en la Clínica Periférica de Emergencia de la colonia Hato de Enmedio 121
Evaluation of the PZEM-004T Meter as Power Quality Analyzer 141
Class III OIML R-076 Digital Weighing Scale Indicator for a 10, 20 or 30 kg Strain Gauge Load Cell 155
Impacto de los armónicos en la calidad de energía 165
Energía de las corrientes marinas 189
Mecanismos de subastas para la contratación de energía en mercados eléctricos 203
Análisis de la eficiencia energética en los vehículos eléctricos en comparación con el vehículo de combustión 217
Plan de reducción de pérdidas de energía del sistema de distribución en Honduras 231
Análisis del impacto económico en la ENEE por efecto de la pandemia COVID-19 (enero-agosto 2020) 245
Impacto de los centros de carga de autos eléctricos en el SIN de la ENEE 257

Diseño, desarrollo y acondicionamiento de señal para un electrocardiógrafo (ECG) 285
Montaje de la base de datos para el cálculo de LOLP y LOLE (SIN) (usando DIgSILENT) 299
Investigación sobre nuevos tipos de baterías de potencia (comparación de precios, eficiencias y vida útil) y nuevas tecnologías de baterías 317
Propuesta de instalación de una planta de almacenamiento de energía por medio de baterías de potencia 333
Valoración económica de las mejoras del plan de expansión de transmisión del ODS 2020-2029 347

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE HONDURAS
Rector: Odir Fernández. *Vicerrectora académica:* Lourdes Murcia

EDITORIAL UNIVERSITARIA
Director: Carlos Ordóñez. *Editor en jefe:* Carlos Aguilar. *Corrección de estilo:* Silvia Matute y Dilia Martínez. *Portada:* Daniela Lozano. *Diagramación:* Luis Matute. Primera edición, julio de 2024. Ciudad Universitaria, Tegucigalpa, Honduras, Centroamérica.
Teléfono: (504) 2216-5100 / ext. 100351 / editorial.univ@unah.edu.hn /
ISBN: 978-99979-75-05-8

Queda rigurosamente prohibida, bajo las sanciones establecidas en las convenciones internacionales y leyes nacionales, la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier medio, incluyendo la reprografía y el tratamiento informático, sin la autorización escrita de la Editorial UNAH.

Editorial UNAH