



Revista Técnica

Julio 2022

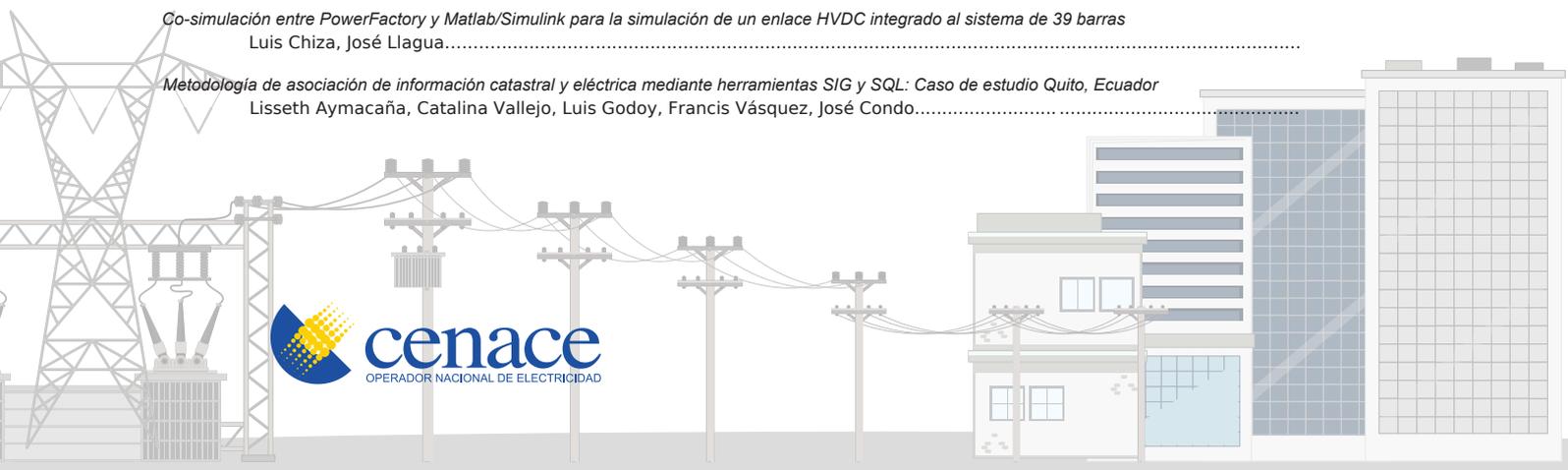
Edición N° 19
ISSUE I

(ISSN 1390-5074)

TÍTULO / AUTOR

ISSUE 1

<i>Diseño y Dimensionamiento de un Transformador tipo Zig-Zag para Puesta a Tierra en la Central de Generación Illuchi 1 de ELEPCO</i> Joel Erazo, Hugo Arcos.....	
<i>Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano</i> Santiago Chamba, Diego Echeverría, Walter Vargas, Jonathan Riofrio.....	
<i>Protocolo de pruebas y validación de reguladores de velocidad – Aplicación práctica en la central hidroeléctrica Delsitanisagua</i> Walter Vargas, Santiago Chamba, Aharon De La Torre, Diego Echeverría.....	
<i>Determinación de los parámetros de un sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico planteando un caso de expansión en una central de generación distribuida</i> Diego Monga, Cristian Changoluisa, Roberto Salazar, Diego Jiménez, Xavier Proaño.....	
<i>Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del Sistema Nacional Interconectado utilizando la plataforma SimSEE</i> Carlos Jaramillo, Jorge Benítez, Diego Echeverría, Jaime Cepeda.....	
<i>Evaluación del efecto de las Variables Meteorológicas en el desempeño Térmico de una Edificación residencial a Partir de Datos Monitoreados</i> Francis Vásquez, Carlos Naranjo, Andrea Lobato.....	
<i>Control orientado de voltaje del sistema de generación de energía eólica conectado a la red</i> Armando Freire, Luis Toapanta, Carlos Quinatoa.....	
<i>Gestión Óptima De La Energía En Un Proceso Paulatino Y Controlado Para Contribuir A La Descarbonización Del Sector Eléctrico</i> Roberto Galarza, Cristian Cuji.....	
<i>Inversor D-STATCOM multinivel aplicado para la reducción de la distorsión armónica total en un sistema de distribución eléctrica con cargas no lineales</i> Marlon Callacando, Wilson Pavón, Leony Ortiz.....	
<i>Reducción de la distorsión armónica total a través de generación fotovoltaica y el filtro activo unificado (UAPF)</i> Pablo Tupiza, Wilson Pavón, Manuel Jaramillo.....	
<i>Filtro Activo de Potencia (APF) Híbrido con integración de Generación Fotovoltaica para la Mejora del Perfil de Tensión</i> William Llimitaxi, Wilson Pavón, Nataly Pozo, Leony Ortiz.....	
<i>Evaluación del rendimiento de una bomba de calor de expansión directa asistida por energía solar mediante simulación numérica del proceso de estrangulamiento en el dispositivo de expansión</i> Isaac Simbaña, William Quitiaquez, José Estupiñan, Fernando Toapanta, Leonidas Ramírez.....	
<i>Evaluación de Eficiencia Energética del Sistema Eléctrico para Mejorar los Indicadores de Desempeño IDEn en la Finca “La Cordillera” Perteneciente al Cantón Mejía, Provincia de Pichincha</i> Diego Jiménez, Gabriel Pesántez, Paúl Potes, Xavier Proaño.....	
<i>La viabilidad del autoconsumo energético por medio de placas solares en los servicios del agua en España</i> Marcos García, Borja Montano, Joaquín Melgarejo.....	
<i>Co-simulación entre PowerFactory y Matlab/Simulink para la simulación de un enlace HVDC integrado al sistema de 39 barras</i> Luis Chiza, José Llagua.....	
<i>Metodología de asociación de información catastral y eléctrica mediante herramientas SIG y SQL: Caso de estudio Quito, Ecuador</i> Lisseth Aymacaña, Catalina Vallejo, Luis Godoy, Francis Vásquez, José Condo.....	



Sizing of a Zig-Zag Type Transformer for Grounding in ELEPCO's Illuchi 1 Generation Plant

Dimensionamiento de un Transformador tipo Zig-Zag para Puesta a Tierra en la Central de Generación Illuchi 1 de ELEPCO

 J.J. Erazo¹

 H.N. Arcos¹

¹Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
E-mail: joel.erazo@epn.edu.ec; hugo.arcos@epn.edu.ec

Abstract

In this document, the technical-economic study for the specification of a Zig-Zag transformer for grounding of Illuchi I generation power plant, is presented. Starting with the creation of a database with the electrical parameters of the elements that are part of from the power station, a model is implemented in the Power Factory software on which power flows and short circuits are executed. The results obtained are analyzed by a DPL programmed script that decides the electrical parameters needed for the earthing transformer specification Zig-Zag. Then, the behavior of the system is verified with the connection of the Zig-Zag transformer and the system of overcurrent protections in the transmission line Illuchi I - The Calvary with the rest of the ELEPCO system is coordinated. Also, an assessment is made of the costs and benefits associated with the implementation of the grounding system using the Zig-Zag transformer. It is important to set up that a correctly selected and designed earthing system supplies safety and protection both to people and to the elements of power plants.

Index terms— Illuchi I, grounding system, Zig-Zag transformer, technical-economic study, electrical protections.

Resumen

En este documento se presenta el estudio técnico-económico para la especificación de un transformador Zig-Zag para puesta a tierra de la Central de Generación Illuchi I. Partiendo con la creación de una base de datos con los parámetros eléctricos de los elementos que forman parte de la central, se implementa un modelo en el software Power Factory en el que se ejecutan flujos de potencia y cortocircuitos. Los resultados obtenidos se analizan mediante un script programado en DPL que determina los parámetros eléctricos necesarios para la especificación del transformador de puesta a tierra Zig-Zag. Después, se verifica el comportamiento del sistema con la conexión del transformador Zig-Zag en la central y se coordina el sistema de protecciones de sobrecorriente de la línea de transmisión Illuchi I - El Calvario con el resto del sistema de ELEPCO. También, se realiza una valoración de los costos y beneficios asociados a la implementación del sistema de puesta a tierra mediante el transformador Zig-Zag. Es importante establecer que un sistema de puesta a tierra correctamente seleccionado y diseñado brinda seguridad y protección tanto a las personas como a los elementos de las centrales eléctricas.

Palabras clave— Illuchi I, puesta a tierra, transformador Zig-Zag, estudio técnico-económico, protecciones eléctricas.

Recibido: 16-02-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Erazo, J.; Arcos, H. (2022). "Dimensionamiento de un Transformador tipo Zig-Zag para Puesta a Tierra en la Central de Generación Illuchi 1 de ELEPCO". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 1-12

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.504>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

En sus inicios, muchos de los sistemas de potencia eran diseñados y operados con el neutro aislado, es decir, sin una conexión intencional a tierra. Este método era útil especialmente ante fallas ocasionadas por contactos momentáneos de una de las fases a tierra, ante las cuales el sistema podía seguir operando por un determinado tiempo hasta que la falla se despeje por si sola o fuera localizada y reparada, evitando así interrupciones prologadas del servicio. Sin embargo, con la expansión de los sistemas de potencia, tanto en capacidad como en nivel de voltaje, fenómenos de característica transitoria ocasionados por fallas, maniobras y descargas atmosféricas generaban sobrevoltajes recurrentes muy altos que ponían en riesgo el aislamiento de los equipos. Por estos motivos la mayoría de los sistemas eléctricos empezaron a operar conectados sólidamente a tierra o a través de una impedancia, permitiendo despejar automática y selectivamente cada circuito con falla [1].

En la actualidad, existen varios métodos y criterios para la conexión a tierra de un sistema de potencia y cada uno tiene su propio propósito.

De manera general, los sistemas de puesta a tierra cumplen una función importante en cuanto a seguridad y protección, manteniendo los niveles de voltaje a tierra dentro de límites seguros tanto para las personas como para el aislamiento de los equipos. Adicionalmente los sistemas de puesta a tierra proporcionan un flujo de corriente que permite la detección de una conexión no deseada entre los conductores del sistema y tierra; esta detección inicia el arranque y operación de dispositivos automáticos de protección que aíslan a los elementos y equipos protegidos, prolongando su vida útil [2].

La conexión a tierra de un sistema de potencia considera una gran cantidad de factores tales como: tipo de conexión a tierra, factores de puesta a tierra, relación de impedancias de secuencia, corrientes de cortocircuito, sobrevoltajes, etc., factores que no pueden definirse individualmente debido a su interdependencia. En este contexto, seleccionar y diseñar un método de puesta a tierra que ofrezca un equilibrio en términos técnicos y económicos es una tarea difícil.

En sistemas de potencia antiguos como el de la Central Illuchi I, en donde el neutro no existe, es común la presencia de fenómenos de origen transitorio, estos generalmente son sobrevoltajes con magnitudes superiores al nominal que resultan de una condición resonante establecida entre la reactancia inductiva del sistema y la capacitancia distribuida a tierra durante una falla monofásica [1]. Estas sobretensiones transitorias presentes en las fases sanas son destructivas, ya que causan fallas en el aislamiento en múltiples ubicaciones del sistema y particularmente en los generadores.

Otro problema asociado a la ocurrencia de fallas monofásicas sostenidas es el exagerado tiempo que se emplea para localizar la falla, aspecto que, sin importar el procedimiento que se siga, afecta notablemente a la continuidad del servicio. A esto se suma el hecho de que, si no se puede ubicar la falla antes de que ocurra una segunda falla monofásica, se producirá una falla bifásica [2].

Todo el sistema de protecciones de la red de ELEPCO está coordinada en función de las protecciones de sobrecorriente, de tal forma que al no existir una conexión a tierra que permita el flujo de corrientes de falla las protecciones en la central Illuchi I no operan coordinadamente con el resto del sistema interconectado. En este contexto, cualquier contingencia que ocurra en el nexo eléctrico comprendido entre la subestación Illuchi I y la subestación El Calvario ocasiona la desconexión innecesaria de elementos.

En este artículo se presenta la especificación de un transformador Zig-Zag para la puesta a tierra del sistema eléctrico de la Central Illuchi I. Para el efecto se realiza una modelación en DigSilent Power Factory mediante la cual se obtienen los parámetros eléctricos y características constructivas del transformador, especificaciones que permiten estimar los costos para la implementación de esta solución técnica por parte de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi.

La operación del transformador Zig-Zag permitirá la circulación de corrientes de secuencia cero por sus devanados, posibilitando la coordinación del sistema de protecciones de sobrecorriente, adicionalmente evitará daños en el aislamiento de los equipos dada la reducción en la magnitud de los sobrevoltajes transitorios esperados en fases sanas, evitando la salida innecesaria de elementos del sistema y las pérdidas económicas asociadas a la indisponibilidad de la central.

A continuación, se presentan conceptos, características de funcionamiento y parámetros técnicos de dimensionamiento y selección del transformador Zig-Zag, seguido del procedimiento utilizado para la modelación y determinación de los parámetros del transformador Zig-Zag de puesta a tierra propuesto. Finalmente se detallan y analizan los resultados, luego de lo cual se presentan las conclusiones y recomendaciones.

2. TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA ZIG-ZAG

El transformador de puesta a tierra en Zig-Zag permite convertir un sistema trifásico de tres hilos sin conexión a tierra en un sistema trifásico de cuatro hilos con conexión a tierra. La función principal de un transformador de puesta a tierra es crear un camino de baja impedancia para la corriente de secuencia cero durante una falla a tierra o en condiciones de desbalance de carga, esto con la finalidad de reducir la magnitud de posibles sobrevoltajes.

2.1. Estructura y Conexiones Internas

El transformador de puesta a tierra Zig-Zag está conformado por tres devanados externos (Zig) y tres devanados internos (Zag). Los terminales del transformador que se conectan al sistema trifásico existente pertenecen a los devanados externos. De igual manera, los devanados internos se conectan entre sí para formar el terminal neutro que se conecta directamente o mediante una resistencia a tierra. La Fig. 1 muestra una representación detallada.

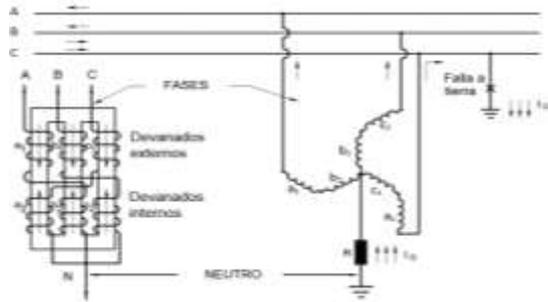


Figura 1: Conexión de devanados en un transformador Zig-Zag

La conexión de los devanados del transformador Zig-Zag es denominada estrella interconectada, puesto que el devanado Zig de una fase está conectado en serie sustractiva con el devanado Zag de la otra fase. De esta forma, cada una de las fases del transformador Zig-Zag está formada por dos devanados idénticos, pero enrollados en dirección opuesta, asegurando una alta impedancia en condiciones normales de operación y una impedancia muy baja cuando se ha producido una falla a tierra.

La Fig. 2 muestra los voltajes en los devanados del transformador, en tanto que en (1) se muestra la equivalencia entre estos voltajes [3].

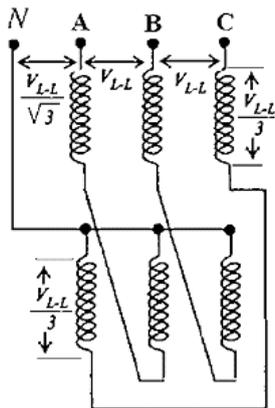


Figura 2: Relación de voltajes en un transformador Zig-Zag [6]

$$V_{Zig} = V_{Zag} = \frac{V_{L-N}}{\sqrt{3}} = \frac{V_{L-L}}{3} \quad (1)$$

donde V_{Zig} , V_{Zag} son los voltajes en los devanados zig y zag y V_{L-N} , V_{L-L} son los voltajes de fase y línea.

2.2. Funcionamiento

En condiciones normales de operación, con voltaje nominal trifásico balanceado y sin presencia de fallas, por los devanados del transformador de puesta a tierra solo circula una pequeña corriente magnetizante [4], [5].

Cuando ocurre una falla a tierra en cualquiera de las fases del sistema, como se muestra en la Fig. 3, el transformador de puesta a tierra divide la corriente de falla en tres componentes iguales; estas corrientes fluyen en los devanados y están en fase entre sí. En estas condiciones, las corrientes en los dos devanados en la misma rama del núcleo fluyen en direcciones opuestas y los flujos magnéticos creados por estas dos corrientes se opondrán y se neutralizarán.

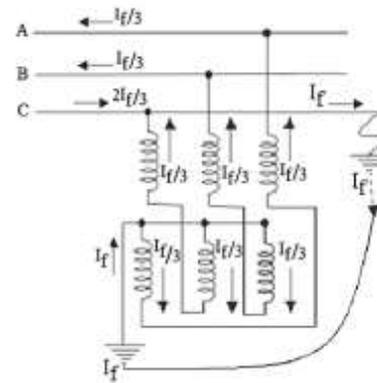


Figura 3: Flujo de corriente durante una falla en la fase 'c'

Al no existir un aumento en el flujo debido a la corriente de falla, no se induce voltaje adicional a través del devanado, de esta manera, se puede concluir que el transformador de conexión a tierra tipo Zig-Zag, mantiene el voltaje nominal en condiciones normales de operación, así como cuando se produce una falla.

2.3. Parámetros Técnicos de un Transformador de Puesta a Tierra Zig-Zag

Para especificar un transformador de puesta a tierra, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

2.3.1 Voltaje en el primario.

El voltaje en el devanado primario es el voltaje nominal del sistema al que se va a conectar el transformador de puesta a tierra, es decir es el voltaje de línea a línea para el cual está diseñado el transformador. Es importante también especificar el nivel de impulso básico (BIL) correspondiente del transformador, característica que le permite soportar sobretensiones de frente rápido.

2.3.2 Corriente continua en el neutro

La corriente continua en el neutro se define como tres veces la corriente de fase o, en otras palabras, la corriente de secuencia cero. Para un sistema equilibrado este valor es cero. Sin embargo, se debe considerar que puede



circular una corriente de fuga a tierra que no es una función simétrica y su valor no debe activar los circuitos de protección. Este valor de corriente se obtiene de las pruebas de cortocircuito realizadas al modelo del sistema en el que se va a instalar el transformador.

2.3.3 Duración de la falla

La corriente de falla determina la capacidad térmica del transformador de puesta a tierra. Este valor de corriente es necesario para calcular el calentamiento durante el tiempo que dura la falla en el sistema y debe determinarse a partir de pruebas de cortocircuito realizadas al modelo del sistema en el que se va a instalar el transformador. Los valores típicos van desde unos cientos de amperios hasta unos pocos miles de amperios, con tiempos de duración expresados en segundos y no en ciclos.

La duración de la falla es un parámetro crítico para el diseño de transformadores, cuando los esquemas de protección utilizan un transformador de puesta a tierra, para las funciones de disparo se especifica una duración de tiempo relativamente corta (5 a 10 segundos). Por otro lado, cuando el transformador de puesta a tierra se utiliza para mostrar una alarma, se requerirá una mayor duración de la corriente de falla por el neutro del transformador.

2.3.4 Capacidad

La capacidad del transformador de puesta a tierra hace referencia a la potencia aparente trifásica. Esta potencia se calcula como se expresa en (2) [6].

$$S_x = \frac{V_{L-N} \times I_N}{\sqrt{3}} \quad (2)$$

donde S_x es la capacidad del transformador e I_N es la corriente que circula por el neutro en condición de falla.

Cada devanado del transformador transporta un tercio de la corriente total que circula por el neutro y tiene un voltaje inferior al de fase, por lo que la potencia se reduce en un factor de raíz de tres.

Generalmente, para los transformadores de puesta a tierra se usa una clasificación de tiempo de 10 segundos a 1 minuto, aunque se pueden especificar otras clasificaciones como las sugeridas en la Norma AIEE para "Dispositivos de puesta a tierra neutra" [7]. Por esta razón, su tamaño y costo son menores que los de un transformador de servicio continuo de igual capacidad.

Al aplicar un factor de reducción K a la capacidad nominal de corto plazo del transformador de puesta a tierra, como se indica en (3), se obtiene una capacidad reducida que puede usarse para una estimación de precio.

Se sugiere una capacidad continua del 3% para una unidad con una clasificación de tiempo de 10 segundos.

$$S_k = S_x \times K \quad (3)$$

donde S_k es la capacidad trifásica reducida del transformador de puesta a tierra, S_x es la capacidad dimensionada de operación en presencia de falla y K es el factor de reducción para estimar el costo del transformador

2.3.5 Impedancia

La impedancia del transformador debe asegurar que los voltajes en las fases sanas se encuentren dentro de los límites de sobretensión temporal del transformador y de los equipos asociados; también se puede seleccionar la impedancia del transformador de puesta a tierra para limitar las corrientes de fallas a tierra.

Esta impedancia relaciona las magnitudes de voltaje y corriente presentes en el transformador cuando ocurre una falla a tierra y se determina a partir de estudios técnicos realizados en el modelo del sistema en conjunto con las expresiones (4) y (5), con una tolerancia de $\pm 2.5\%$ a casi un $\pm 10\%$ [8].

$$Z_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{L-L}}{I_f} - Z_1 - Z_2 \quad (4)$$

$$Z_0 = \sqrt{(R_0 + 3 \cdot R_n)^2 + (X_0 + 3 \cdot X_n)^2} \quad (5)$$

donde I_f es la corriente de falla monofásica que circula por el neutro, Z_1, Z_2 son las impedancias de secuencia positiva y negativa, R_0 es la resistencia de secuencia cero, R_n es la resistencia de puesta a tierra conectada al neutro del transformador, X_0 es la reactancia de secuencia cero y X_n es la reactancia de puesta a tierra conectada al neutro del transformador.

2.3.6 Protecciones del transformador Zig-Zag

Al conectar un transformador de puesta a tierra Zig-Zag en un sistema aislado, se debe considerar la siguiente filosofía de protecciones:

- El sistema debe estar protegido ante cualquier falla producida en el transformador Zig-Zag.
- Es necesario una protección de respaldo que actúe cuando la protección primaria no pueda despejar la falla a tierra.
- La protección debe estar configurada de manera selectiva para evitar cortes innecesarios.

Cuando el transformador de puesta a tierra es la única fuente de tierra del sistema, siempre debe estar energizado. Es preferible que el transformador esté conectado directamente a la barra principal de un sistema de alimentación, sin interruptores o fusibles, para evitar que quede fuera de servicio inadvertidamente por la operación de los dispositivos que intervienen. De esta forma, el transformador se considera parte de la barra y está protegido por el relé de protección de la barra. Sin embargo, el transformador también puede ser energizado a través de un interruptor de alimentación dedicado.



El esquema de protección eléctrica para el transformador de puesta a tierra Zig-Zag está conformado por relés instantáneos de sobrecorriente conectados en delta y la protección de respaldo se proporciona mediante un relé de sobrecorriente temporizado conectado a un transformador de corriente en el neutro del transformador Zig-Zag.

La Fig. 4 muestra el esquema de protecciones de los generadores, transformadores de potencia y transformador Zig-Zag [9]–[14].

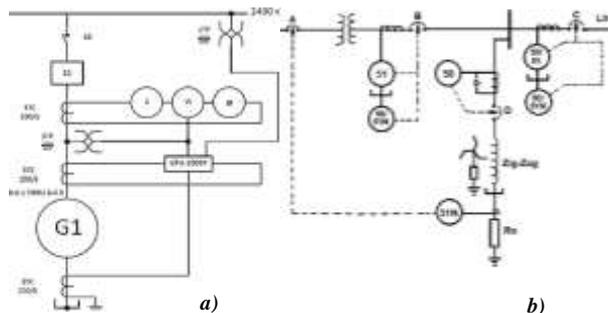


Figura 4: Esquema de protección: a) Generadores, b) Transformadores y Zig-Zag.

3. MODELACIÓN

3.1. Modelación de la Central Illuchi I

La Central Illuchi I está formada por 4 generadores en conexión estrella que generan un total de 5 MVA a un nivel de voltaje de 2.4 kV, este voltaje se eleva hasta 22 kV mediante 3 transformadores con conexión delta-estrella y una potencia de 1.75 KVA cada uno. La central se conecta con la subestación El Calvario a través de una línea de transmisión de tres hilos con una longitud de 9.5 km aproximadamente.

Los datos técnicos y eléctricos de la Central Illuchi I permiten modelar sus elementos en el software de análisis de sistemas de potencia Power Factory [9], [11], [15]–[18]. El modelo con todos los elementos que forman parte de la central se ilustra en la Fig. 5.

3.2. Punto de Conexión del Transformador Zig-Zag

El punto de conexión del transformador se lo establece en la barra de 22 kV de la subestación de elevación Illuchi I. En este punto, cuando una falla a tierra ocurre en la línea, por el neutro del transformador Zig-Zag circula una corriente de magnitud $3 \cdot I_0$ que permite la operación del relé de sobrecorriente y la apertura de todos los interruptores asociados a la línea.

La Fig. 6 muestra el diagrama unifilar simplificado de la Central Illuchi I con el transformador Zig-Zag conectado a la barra de 22 kV. A partir de este unifilar se desarrollan los diagramas respectivos de secuencias positiva, negativa y cero de tal manera que se pueda visualizar la configuración del sistema para cada secuencia de red al incluir el transformador Zig-Zag.

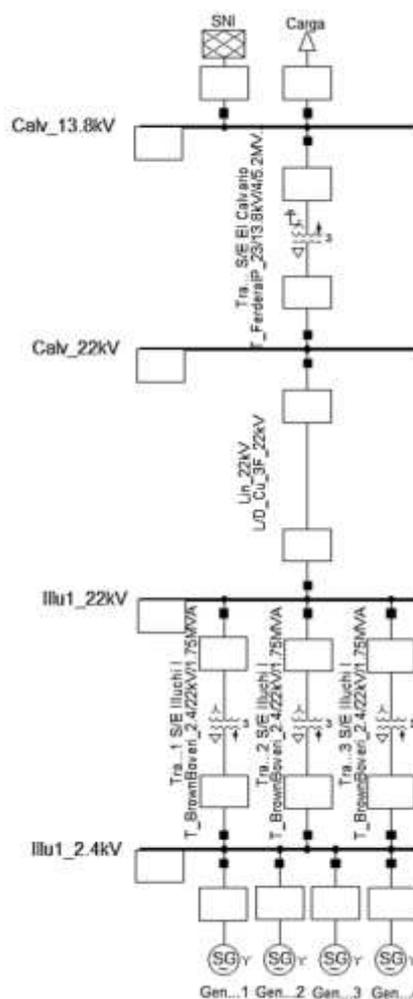


Figura 5: Modelo de la Central Illuchi I en Power Factory

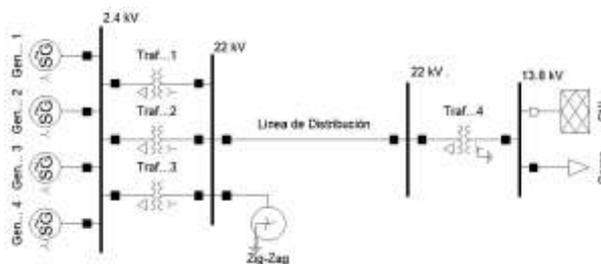


Figura 6: Unifilar de la Central Illuchi I con el transformador Zig-Zag

El diagrama de secuencia de la Fig. 7 muestra que el transformador de puesta a tierra es el único que tiene una conexión a tierra a través del neutro, de tal manera que la impedancia de secuencia cero se puede calcular estableciendo la corriente de falla a tierra máxima que circulará por el neutro y calculando las impedancias de secuencia positiva y negativa del sistema en el punto de conexión del transformador, como se expresa en (4) y (5).

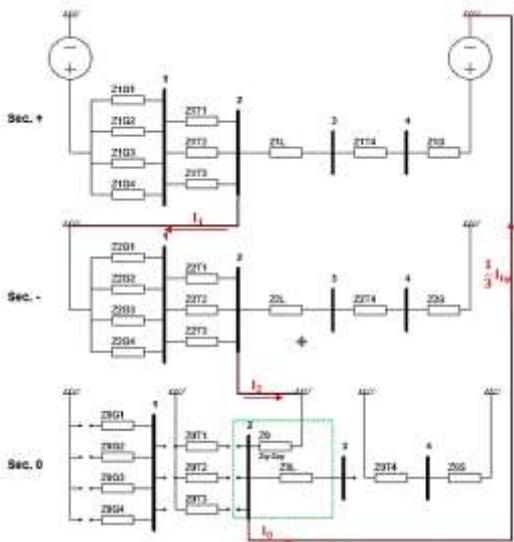


Figura 7: Conexión de las redes de secuencia de la Central Illuchi I cuando ocurre una falla monofásica en la barra 2 de 22kV

3.3. Modelación de transformador Zig-Zag

Para modelar el transformador Zig-Zag en Power Factory es necesario determinar sus parámetros eléctricos y en especial la impedancia de secuencia cero. Esta impedancia en particular relaciona muchos parámetros que influyen de manera directa e indirecta como son: el factor de puesta a tierra, la corriente máxima de falla, la resistencia externa de puesta a tierra conectada al neutro del transformador y las relaciones de impedancias en el punto de conexión. Por este motivo, se desarrolla un script en DPL que interactúa directamente con los elementos del modelo de la central Illuchi I y permite calcular los parámetros eléctricos del transformador Zig-Zag.

3.3.1. Estructura del script

La Fig. 8 muestra la estructura general del script programado en DPL, el cual relaciona entradas, salidas, intercambio de datos, objetos y las funciones creadas para calcular los parámetros eléctricos del transformador Zig-Zag que se muestra en la Fig. 9.



Figura 8: Diagrama general del script en DPL para calcular los parámetros eléctricos del transformador Zig-Zag

3.3.2. Configuración del script

La Fig. 10 muestra la configuración utilizada en el script. Se observa que el 60% de la corriente de falla trifásica se toma como valor mínimo y el factor de falla a tierra de referencia se configura con 1.3, ya que su valor básicamente dependerá del nivel de sobrevoltaje que se desee en las fases sanas durante la falla a tierra.

- Script\ZigZag_Z5ec0:

Name	Order	Type	Object modified	Object modified by
F_SCC	-1000000		10/12/2020 15:14:58	Joel Errazo
F_TZZ	-1000000		14/12/2020 12:27:35	Joel Errazo
F_ZXR	-1000000		17/12/2020 18:02:42	Joel Errazo
F_IJZ	-1000000		17/12/2020 18:21:35	Joel Errazo
F_WRITE	-1000000		17/12/2020 20:15:19	Joel Errazo
F_OUT	-1000000		17/12/2020 20:30:34	Joel Errazo
SCC	-1000000		21/1/2021 13:55:49	Joel Errazo
RES			16/12/2020 12:00:54	Joel Errazo
RES1			16/12/2020 11:43:54	Joel Errazo
RES2			11/12/2020 20:19:12	Joel Errazo

Figura 9: Funciones y objetos complementarios del Script

La corriente de falla máxima se asigna en función de la máxima corriente que los generadores pueden aportar durante una falla, de esta manera al considerar una corriente de falla máxima de 800 A en el punto de conexión del transformador, los generadores aportan un máximo del 120% de su corriente nominal.

Name: ZigZag_Z5ec0

General Selection: [v] [d]

Input parameters:

	Type	Name	Value	Unit	Description
1	double	PorcentajeF3	60	%	Porcentaje de la corriente trifásica q...
2	double	FactorFT	1.3	-	Factor de falla a tierra de referencia...
3	double	Tolerancia	0.0001	-	Tolerancia de cálculos e iteraciones...
4	double	CorrienteFmax	800	A	Corriente de falla monofásica máxima...
5	int	FFSimetrico	1	-	Permite calcular los FFT iguales para...
6	double	ResPT	0.2	ohms	Resistencia de la malla de puesta a t...
7	int	TestOut	1	-	Muestra los cálculos en cada iteraci...

Figura 10: Condiciones iniciales usadas para determinar los parámetros eléctricos del transformador Zig-Zag

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Ejecución del Script

El script para el cálculo de los parámetros eléctricos del transformador Zig-Zag realiza los cálculos considerando los siguientes escenarios:

- Con transformador de puesta a tierra Zig-Zag
- Con transformador de puesta tierra Zig-Zag y resistencia de puesta tierra

Una vez ejecutado el script se muestra el reporte de la Fig. 11 en la ventana de salida de Power Factory. Esta muestra los parámetros eléctricos del sistema con y sin la conexión del transformador Zig-Zag, de esta forma se pueden comparar los parámetros eléctricos, verificar el funcionamiento y los cambios que produce el transformador de puesta a tierra en el modelo de la central Illuchi I. A continuación, se analizan los resultados obtenidos.

Escuela Politécnica Nacional													Joel Josué Erazo Monar			
Transformador ZigZag													Central Illuchi I			
Resultados en la barra de conexión del Transformador ZigZag: → Illul_22kV													https://www.linkedin.com/in/joel-erazo/			
Estado	Barra	Fase	U nominal [kV]	V fase [kV]	FFT	Sk" Potencia [MVA]	Ik" I falla [kA]	Secuencia+ R1 [ohm]	X1	Secuencia- R2 [ohm]	X2	Secuencia0 R0 [ohm]	X0	Realación X0/X1 R0/X1 R0/X0 [-]		
UGround	Illul_22kV	A	22.000	00.000	0.000	0.014	0.001	2.60	12.40	3.48	12.94	12.48	-37586.62	3032.09	1.01	0.00
		B	22.000	24.210	1.733	0.000	0.000	2.60	12.40	3.48	12.94	3.10	37.11	2.99	0.25	0.08
		C	22.000	24.214	1.733	0.000	0.000	2.60	12.40	3.48	12.94	3.10	37.11	2.99	0.25	0.08
+ZigZag	Illul_22kV	A	22.000	00.000	0.000	8.435	0.664	2.60	12.40	3.48	12.94	3.10	37.11	2.99	0.25	0.08
		B	22.000	18.031	1.276	0.000	0.000	2.60	12.40	3.48	12.94	3.10	37.11	2.99	0.25	0.08
		C	22.000	16.727	1.214	0.000	0.000	2.60	12.40	3.48	12.94	3.10	37.11	2.99	0.25	0.08
ZZ+Rext	Illul_22kV	A	22.000	00.000	0.000	10.161	0.800	2.60	12.40	3.48	12.94	5.30	25.81	2.08	0.43	0.21
		B	22.000	16.414	1.156	0.000	0.000	2.60	12.40	3.48	12.94	5.30	25.81	2.08	0.43	0.21
		C	22.000	15.930	1.154	0.000	0.000	2.60	12.40	3.48	12.94	5.30	25.81	2.08	0.43	0.21

Parámetros eléctricos del Transformador ZigZag: → ZigZag													Resistencia de P.T: 0.20 ohm			
Estado	Elemento	Fase	U nominal [kV]	3*I0 Ineutral [A]	Sx Potencia [MVA]	Tiempo de Falla [Seg]	Sk Potencia [kVA]	Inc Icontinuo [A]	Impedancia R [ohm /fase] X		Z%	R ext [ohm]	X/R			
+ZigZag	ZigZag	ABC	22.00	664.72	4.87	10.00	146.09	19.92	3.090	37.078	1.123	0.000	12.00			
ZZ+Rext	ZigZag	ABC	22.00	800.55	5.87	10.00	176.00	24.00	2.149	25.794	0.941	1.047	12.00			

Figura 11: Reporte generado por el script con los parámetros eléctricos del transformador considerando factor de falla simétrico.

4.1.1. Sin transformador Zig-Zag

Con la finalidad de conocer el comportamiento inicial del sistema aislado ante una falla a tierra, el reporte de la Fig. 11 muestra el estado “UGround” para hacer referencia que los cálculos fueron realizados sin considerar la conexión del transformador Zig-Zag.

Al producirse la falla a tierra en la fase “a” de la barra de 22 kV de la subestación Illuchi I, los voltajes de fase a tierra en las fases sanas “b” y “c” incrementan su magnitud en un factor de 1.73 dando como resultado un valor de 24.21 kV, valores superiores al voltaje de línea de 22 kV. También se puede observar que la corriente de falla monofásica tiene un valor de cero ya que no existe una conexión a tierra; esto se evidencia con más claridad al ver el elevado valor de la impedancia de secuencia cero.

4.1.2. Con transformador Zig-Zag

El reporte de la Fig. 11 también muestra el estado “+ZigZag” que indica el comportamiento y los parámetros eléctricos del sistema con la conexión del transformador Zig-Zag.

Al considerar el valor de corriente inicial recomendado por [2] del 60% de la falla trifásica, se puede observar que los sobrevoltajes en las fases sanas “b” y “c” se reducen considerablemente, teniendo un factor de falla máximo de alrededor 1.28 para una corriente de falla monofásica de 664 A.

Por otro lado, se puede apreciar que el valor de la impedancia de secuencia cero se ha reducido considerablemente, dando como resultado una reactancia de 37.11 Ω y una resistencia de 3.10 Ω que corresponden a los valores de impedancia de secuencia cero del transformador Zig-Zag. También se observa que las impedancias de secuencia positiva y negativa no han cambiado su valor por la presencia del transformador y que las relaciones entre reactancias y resistencias de secuencia están dentro de los límites recomendados en [2], [19], [20].

4.1.3. Con transformador Zig-Zag y resistencia de puesta a tierra

El estado “ZZ+Rext” del reporte de la Fig. 11 muestra los cálculos realizados por el script cuando se considera la conexión del transformador Zig-Zag puesto a tierra a través de una resistencia conectada en el neutro.

Al considerar la resistencia de puesta a tierra de 1.047 Ω calculada por el script, los sobrevoltajes se reducen aún más, especialmente en la fase “b” con una magnitud de 16 kV y un factor de falla de 1.16.

4.2. Operación del Transformador Zig-Zag ante Fallas a Tierra en la barra de 22kV

Al producirse una falla monofásica en la barra de 22kV de la subestación Illuchi I (ver Fig. 12b) en cada uno de los devanados del transformador Zig-Zag circula una corriente de secuencia cero de 267 A.



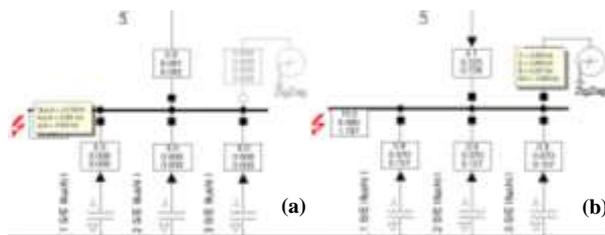


Figura 12: Falla monofásica en la barra de 22kV: (a) Sin transformador Zig-Zag. (b) Con transformador Zig-Zag

Las Fig. 13a y Fig. 13b muestran la influencia del transformador Zig-Zag al producirse la falla. Se puede observar que con la conexión del transformador de puesta a tierra el sobrevoltaje producido por la falla desciende de 1.9 a 1.2 p.u. aproximadamente en las fases sanas.

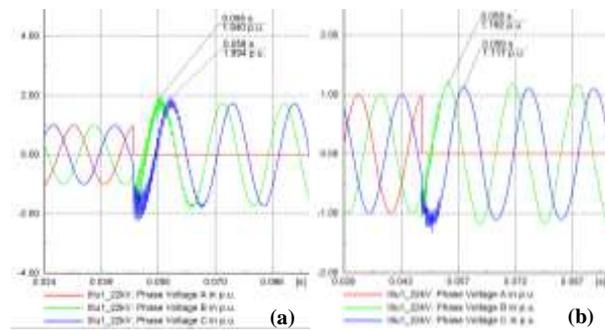


Figura 13: Voltajes de fase en p.u. durante una falla monofásica: (a) Sin transformador Zig-Zag. (b) Con el transformador Zig-Zag

4.3. Operación del Transformador Zig-Zag ante Fallas a Tierra en la Línea de Transmisión

Para una falla monofásica al 50% de la línea como muestra en la Fig. 14, el transformador Zig-Zag opera con corrientes de secuencia en los devanados del transformador Zig-Zag de 205 A.

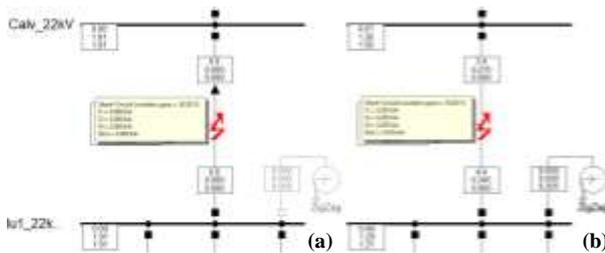


Figura 14: Falla monofásica al 50% de la línea: (a) Sin transformador Zig-Zag. (b) Con transformador Zig-Zag

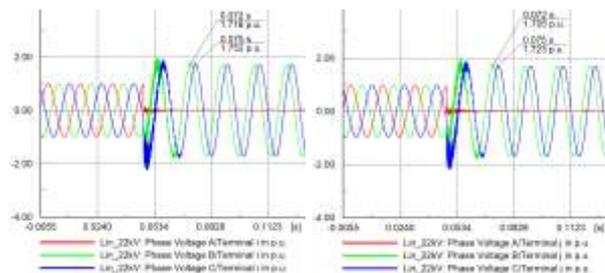


Figura 15: Voltajes de fase en p.u. durante una falla monofásica en la línea de transmisión sin transformador Zig-Zag

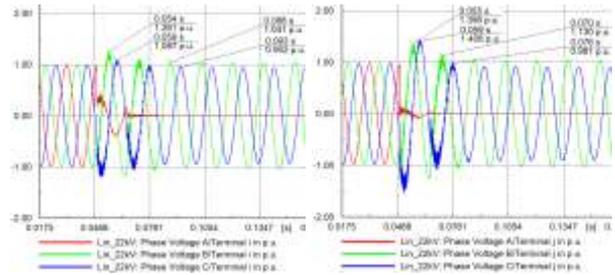


Figura 16: Voltajes de fase en p.u. durante una falla monofásica en la línea de transmisión con transformador Zig-Zag

La comparación de los voltajes presentados en la Fig. 15 y Fig. 16 evidencia de forma clara la reducción de los sobrevoltajes ante una falla a tierra, en el caso del sistema aislado los voltajes de fases sanas bordean el 1.73 p.u., en tanto que en el sistema puesto a tierra a través de un transformador Zig-Zag los sobrevoltajes se reducen a valores del orden de 1.2 p.u.

4.4. Coordinación de Protección de Sobrecorriente

4.4.1. Corrientes de ajuste para los generadores

La corriente de ajuste para la protección 51P de los generadores 1 y 2 se establece como el 110% de la corriente nominal de la máquina. Para este caso, en el que la corriente nominal es de 210 A, el 110% es 231 A.

Para el ajuste de la protección 51P de los generadores 3 y 4 se emplea un 110% de la corriente nominal que corresponde a 462 A. Las protecciones de sobrecorriente instantáneas 50P se ajustan con una corriente aproximada de 300% de la corriente nominal. Para las protecciones de los generadores 1, 2 y 3, 4 las corrientes de ajuste instantáneo son de 630 A y 1260 A respectivamente. Estos valores también se los puede definir como la relación porcentual entre la corriente simétrica de falla mínima cuando se produce una falla en el punto más alejado de la línea.

4.4.2. Corrientes de ajuste para los transformadores

Para el ajuste de la protección de sobrecorriente 51P de un transformador de potencia, se considera que el valor de corriente a ser programado debe ser mayor que la corriente de magnetización y la corriente de sobrecarga. El ajuste de la protección temporizada se define en 150% de la corriente nominal del transformador de potencia, en este caso dado que la corriente nominal es de 420 A, el 150% corresponde a 630 A.

La protección de sobrecorriente instantánea 50P se configura con una corriente de ajuste de 1,403 A que corresponde a la máxima corriente simétrica de falla externa producida.

4.4.3. Corrientes de ajuste para la línea de transmisión

En función de las corrientes de falla obtenidas en las pruebas de cortocircuitos, la corriente mínima de falla necesaria para el ajuste de la protección 51P no es mayor

que la de demanda máxima, por tal motivo, se realiza el ajuste sumando a la corriente de demanda máxima un porcentaje adicional, valor que resulta en 200 A. Así mismo, la corriente de ajuste para la protección 51N es la mínima corriente de falla 3Io, cuyo valor es 100 A.

La protección de sobrecorriente 50P se ajusta con la corriente máxima de cortocircuito producida al generar una falla al 80% de la línea, este valor corresponde a 500 A. Del mismo modo, la protección 50N se ajusta con la máxima corriente de falla 3Io, cuyo valor es 800 A.

La Fig. 17 muestran las curvas configuradas en las protecciones de sobrecorriente correspondientes de los generadores y transformadores.

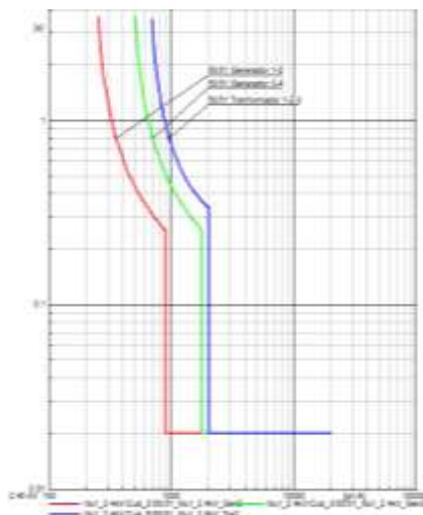


Figura 17: Curvas de las protecciones 50/51 configuradas para las protecciones de los generadores y transformadores.

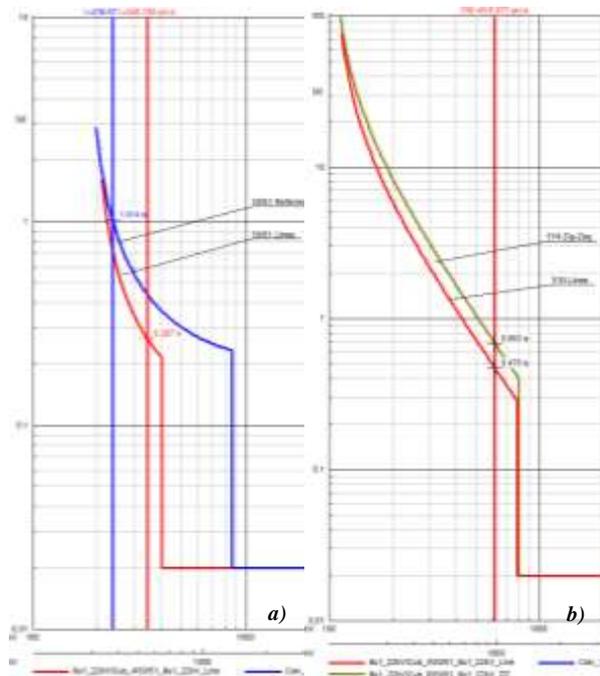


Figura 18: Curvas de ajuste configuradas para la línea y el transformador Zig-Zag: a) 50/51, b) 50N/51N

La Fig. 18 muestra las curvas configuradas para la línea de transmisión y el transformador Zig-Zag; además, muestra el tiempo de operación cuando se produce una falla al 50% de la línea.

4.5. Especificación Técnica del Transformador Zig-Zag

La especificación técnica hace referencia a las partes básicas del transformador: tanque principal, partes activas, terminales, sistemas de enfriamiento, accesorios, sistemas y equipos de conservación de aceite, protección, control y monitoreo; y, cualquier otro componente para su correcto funcionamiento y su futura construcción.

Para definir las especificaciones técnicas y los requerimientos del transformador, es necesario incluir estándares internacionales y estándares nacionales; por tal razón, se toma como referencia principal los estándares: IEC 60071-1, IEC 60071-2, IEC 60076-1, IEC 60076-2, IEC 60076-3, IEC 60076-5, IEC 60076-8, IEC 60137.

Con los datos obtenidos por el script y la guía referencial de las normas enumeradas, se realiza la especificación técnica del transformador Zig-Zag que se muestra en la Fig. 19.

4.6. Evaluación de Costos - Beneficios

4.6.1. Costos

El valor referencial de la inversión inicial del proyecto considera tanto costos fijos como variables dentro de los cuales constan: el transformador Zig-Zag, la resistencia de puesta a tierra, la malla de puesta a tierra, los equipos de maniobra, la obra civil, la mano de obra, etc.

El precio del transformador Zig-Zag se lo estima en base a la potencia continua de operación con un incremento del 20% por las características especiales de fabricación. El precio de los equipos y servicios adicionales se cotiza de acuerdo con el valor promedio en el mercado [21], [22].

4.6.2. Beneficios

La justificación técnica y económica del proyecto de puesta a tierra de Central Illuchi I mediante un transformador Zig-Zag se define considerando las siguientes ventajas:

- Ventaja técnica: reducir los niveles de sobrevoltajes, corrientes de falla e incrementar la vida útil de los elementos y equipos de la Central. Adicionalmente, permitirá la coordinación del sistema de protecciones y evitará la salida innecesaria de elementos de la red.
- Ventaja económica: representará un ahorro en el mantenimiento de los equipos y reducirá los tiempos de indisponibilidad de la Central.



#	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIMIENTO
1 DATOS GENERALES			
	Fabricante	-	
	Tipo de transformador	-	Zig-Zag
	País de fabricación	-	
	Normas de fabricación	-	IEEE Std. 32 / IEC60076
2 CONDICIONES DE INSTALACIÓN			
	Ubicación	-	S/E Illuchi I
	Lugar de instalación	-	Exterior
	Altitud	m.s.n.m	3370
	Zona sísmica	-	< 0.3 g
	Temperatura máxima	°C	22
	Temperatura mínima	°C	8
	Humedad relativa	%	80
	Grado de contaminación	-	Leve - nivel I
	Viento máximo	km/h	12.7
3 DATOS NOMINALES			
	Potencia nominal de operación continua	kVA	250
	Número de fases	-	3
	Frecuencia nominal	Hz	60
	Conexión de los devanados	-	Zig-Zag
	Requerimiento de devanado secundario	-	No
	Voltaje nominal de servicio (Un)	kV	22
	Voltaje Fase-Tierra	kV	12.7
	Voltaje máximo de equipamiento (Um)	kV	24
	Voltaje soportado a frecuencia industrial, I _{min}	kV	66
	Voltaje soportado a un impulso tipo rayo 1,2/50	kV	165
	Número de terminales	-	4
	Corriente de operación continua por fase	A	8
	Corriente de operación continua por el neutro	A	24
	Corriente de falla/fase (corta duración - 10 seg.)	A	270
	Corriente de falla/neutro (corta duración - 10 seg.)	A	800
	Tiempo de falla	seg.	10
	Impedancia de secuencia cero	Ω/fase	25
4 LÍMITE DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA			
	Aceite	°C	60
	Devanados / Devanados punto más caliente	°C	65 / < 75
5 PINTURA Y PROTECCIÓN			
	Color de la pintura	-	RAL 600
	Espesor de la pintura	µm	30
	Tratamiento anticorrosivo para partes no pintadas	-	Si
6 ACCESORIOS DEL TANQUE			
	Válvulas de drenaje y filtrado	-	Si
	Válvulas para muestreo de aceite de tanque	-	Si
	Válvulas de aislamiento de radiador	-	Si
	Relé buchholz	-	Si
	Válvulas de seguridad	-	Si
	Soporte para pararrayos	-	Si
	Cáncamos de izaje	-	Si
	Terminal de puesta a tierra del tanque	-	Si
	Ruedas orientadas a 90°	-	Si
	Desecador de sílicagel	-	Si
	Indicador de nivel de aceite	-	Si
	Indicador de temperatura	-	Si
	Indicador de temperatura de devanados	-	Si
	Dispositivo para liberar presión	-	Si
	Tanque de expansión de aceite dieléctrico	-	Si
7 PLACA CARACTERÍSTICA			
	Tipo de transformador	-	Si
	Nombre del fabricante	-	Si
	Número de serie	-	Si
	Año de fabricación	-	Si
	Número de fases	-	Si
	Enfriamiento	-	Si
	Clase de aislamiento	-	Si
	Nivel de aislamiento	-	Si
	Potencia de servicio continuo	kVA	Si
	Voltaje nominal	kV	Si
	Corriente continua por el neutro	A	Si
	Elevación de temperatura en el Cobre	°C	Si
	Potencia de servicio de corta duración	kVA	Si
	Tiempo de operación	seg.	Si
	Corriente de corta duración por el neutro	A	Si
	Temperatura máxima de corta operación	°C	Si
	Impedancia de secuencia cero	ohm/fase	Si
	Volumen de aceite	ltr.	Si
	Peso del aceite	Kg	Si
	Peso total	Kg	Si
	Normas de fabricación	-	Si
	Conexión	-	Si
8 PRUEBAS			
	Pruebas de rutina (IEC 60076-1)	-	Si
	Prueba de incremento de temperatura (IEC 60076-2)	-	Si
	Pruebas dieléctricas (IEC 60076-3)	-	Si
	Pruebas de cortocircuito (IEC 60076-5)	-	Si
	Medida de la impedancia de secuencia cero	-	Si
	Medida de aislamiento entre devanado y tierra	-	Si

Figura 19: Especificación y requerimientos para la fabricación del transformador de puesta tierra Zig-Zag



En la central Illuchi I la energía real no producida por fallas es del 2.39%; una disminución del 0.5% en la ocurrencia de fallas, representaría un ahorro referencial anual de 15,000.00 dólares; así mismo, una disminución del 10% en el tiempo de restablecimiento del servicio de la central produciría un ahorro referencial anual de 25,000.00 dólares; en conjunto por la operación del transformador Zig-Zag se podría ahorrar un total de 40,000.00 dólares anuales [10], [23], [17], [24].

4.6.3. Índices de rentabilidad

Los índices de rentabilidad reflejan la viabilidad de un proyecto, en este contexto se realiza el cálculo del valor presente neto, la tasa interna de retorno y la relación costo beneficio tomando como referencia un tiempo de 20 años y una tasa de interés del 10%.

Para el cálculo del valor presente neto, los beneficios anuales son traídos a valor presente lo que da como resultado 340,542.55 dólares, valor al que se debe restar la inversión inicial de 74,900.00 dólares, dando como resultado un valor presente neto de 265,642.55 dólares.

Una vez determinados los valores de inversión y los beneficios anuales del proyecto, se procede a calcular la tasa interna de retorno (TIR) y la relación costo beneficio dentro del tiempo determinado de 20 años, estos valores corresponden al 53% y al 4.55 respectivamente.

Por último, se determina el periodo de recuperación del capital, el cual cuantifica el valor de la inversión inicial total del proyecto siendo este de 2.2 años.

La Tabla 1 muestra los indicadores de rentabilidad calculados para este caso en particular.

Tabla 1: Indicadores de Rentabilidad

DESCRIPCIÓN	INDICADOR	
Valor Presente	VP	\$ 340,542.55
Valor Presente Neto	VPN	\$ 265,642.55
Tasa Interna de Retorno	TIR	53%
Índice de Rentabilidad	B/C	\$ 4.55
Periodo de Recuperación del Capital	RC	2.2
		años

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El transformador de puesta a tierra en Zig-Zag es una opción adecuada para colocar a tierra sistemas aislados, ya sea directamente o a través de una resistencia de puesta a tierra. Esto se debe a que cada fase del transformador Zig-Zag tiene dos devanados idénticos que se enrollan en direcciones opuestas para dar una alta impedancia a las corrientes de fase normales y una baja impedancia a las corrientes de falla a tierra. La baja impedancia de secuencia cero del transformador Zig-Zag se traduce en una alta capacidad de soportar corrientes de falla, haciendo de este método eficiente y robusto.

La modelación del sistema en Power Factory, el estudio de cortocircuitos y la automatización de los cálculos mediante un script programado en lenguaje DPL, permitió relacionar un conjunto de parámetros y límites preestablecidos y así obtener como resultado los parámetros eléctricos del transformador de puesta a tierra Zig-Zag.

El transformador Zig-Zag operará únicamente cuando existan grandes desbalances ocasionados por fallas a tierra. En condiciones de operación normal, el transformador de puesta a tierra solamente toma la corriente necesaria para su magnetización.

Con la conexión del transformador de puesta a tierra se logrará reducir los sobrevoltajes transitorios producidos por las fallas a tierra desde valores del orden de 1.7 p.u. a 1.2 p.u., de esta manera se extenderá la vida útil del aislamiento de los elementos y las máquinas.

La máxima corriente de falla que puede circular por el neutro del transformador Zig-Zag se puede especificar desde las condiciones iniciales de cálculo en el script, de esta manera se reducen también las corrientes que circulan en el punto de falla y en los demás equipos primarios del sistema.

El esquema de protecciones del transformador debe tener una configuración de operación separada, para que una falla en el transformador de puesta a tierra no impida la operación de la central. De esta manera, se reducen los costos por indisponibilidad, ya que el transformador de puesta a tierra tiene una construcción especial y su reparación o fabricación requieren más tiempo que un transformador convencional.

El nuevo ajuste del sistema de protecciones de sobrecorriente y su respectiva coordinación aseguran mejor selectividad y sensibilidad ante diferentes eventos y tipos de falla que ocurran tanto en las barras como en la línea de transmisión.

El cálculo de los índices financieros muestra que el valor presente neto (VPN) es positivo, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor que la tasa activa de interés considerada del 10% y la relación beneficio/costo es mayor que uno, por lo que el proyecto sería viable bajo las condiciones estipuladas en los cálculos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. B. Griscom, "Grounding of Power System Neutrals," in *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, 5th ed., ABB Power T&D Company Inc., Ed. Raleigh, North Carolina: Electric System Technology Institute, 1997, p. 643.
- [2] S. G. Zipse Donald W., "System Grounding," in *IEEE std 142, Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*, 3 Park Avenue, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2007, pp. 4, 5.
- [3] E. R. Detjen and K. R. Shah, "Grounding Transformer Applications and Associated Protection Schemes," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 28, 1992.
- [4] T. A. Short, "Grounding Transformers," in *Electric Power Distribution Handbook*, C. PRESS, Ed. 2004, pp. 90, Chapter 4.
- [5] K. R. Hameed, "Zig-Zag Grounding Transformer Modeling For Zero-Sequence Impedance Calculation Using Finite Element Method," *Eng. Sci.*, vol. 8, pp. 63–87, 2015.
- [6] IEEE C62.92.4-1991, *Guide for the Applications in Electrical Utility Systems*. 1991, pp. 1–31.
- [7] J. E. Hobson and R. L. Witzke, "Power Transformers and Reactors," in *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, 5th ed., ABB Power T&D Company Inc., Ed. Raleigh, North Carolina, pp. 120, Table 12.
- [8] IEC 60076-8, *Power transformers – Part 8: Application Guide*.
- [9] J. Coronel and Y. Rivas, "Modelación de la C.H. Illuchi I," in *Análisis Técnico Económico de la Conveniencia de Cambio del Sistema Aislado de Tierra a un Sistema Puesto a Tierra en la C.H. Illuchi I*, 2008, pp. 53, Fig.2.18.
- [10] M. F. Freire Calero, "Estudio Técnico Económico de la Implementación del Centro de Control de las Centrales Hidroeléctricas Illuchi 1 e Illuchi 2 de ELEPCO S.A.," *Escuela Politécnica Nacional*, 2007.
- [11] J. A. Esparza Gualli and W. P. Olalla Trujillo, "Metodología para la Calidad de Servicio Técnico de la Empresa Eléctrica Cotopaxi," 2001.
- [12] J. Erazo and H. Arcos, "Estudio Técnico Económico para el Diseño y Dimensionamiento de un Transformador Tipo ZigZag para Puesta a Tierra en la Central de Generación Illuchi 1 de ELEPCO," *Escuela Politécnica Nacional*, 2021.
- [13] ABB, *Unidad de Protección de Generadores GPU2000R*.
- [14] ABB, *TPU2000R Unidad de Protección de Transformadores*.
- [15] D. Correa Masache, "Modelación y Simulación del Grupo de Generación de la Central Hidroeléctrica Illuchi 1," 2007.
- [16] W. Gallo Pérez and L. Guamangallo Panchi, "Análisis de Cargabilidad del Sistema de Subtransmisión a Nivel de 69kV Considerando la Incorporación Masiva de las Cocinas de Inducción para la Demanda Proyectada al año 2020, en la Zona Centro Norte de ELEPCO S.A.," 2015.



- [17] ELEPCO, “Plan General de Negocios, Expansión e Inversión,” Latacunga, 2019.
- [18] C. W. Aguirre Cárdenas, “Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia para la Carrera de Ingeniería Eléctrica Utilizando el Software Power Factory 13.1 de DigSilent,” 2008. .
- [19] IEC-60071, “Insulation Coordination,” 2018.
- [20] CFE L0000-06, “Coordinación de Aislamiento,” 2019, pp. 7–8, Figure 1, 2.
- [21] Siemens Perú, “Lista de Precios 2020,” pp. 12–137, 2020.
- [22] NEC, “Índice de Precios de la Construcción,” 2021. <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/indice-de-precios-de-la-construccion/>.
- [23] CENACE, “Informe Anual 2020,” Quito, 2020.
- [24] ELEPCO, “Rendición de Cuentas 2019,” Latacunga, 2019.



Joel Erazo Monar. - Nació en Los Ríos en 1996. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2021. Actualmente brinda sus servicios profesionales como operador de la subestación eléctrica El Inga de 500/230/138 kV. Sus áreas de interés están relacionadas con la modelación, control y operación de sistemas eléctricos de potencia, así como las Energías Alternativas y la Movilidad Eléctrica.



Hugo Arcos Martínez. - Nació en Quito en 1972. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 1998, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2003. Ha desarrollado su carrera profesional en diversas instituciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano y actualmente se desempeña como Coordinador de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son: Modelación en Sistemas Eléctricos de Potencia, Estudios de Transitorios Electromagnéticos y Electromecánicos; y Confiabilidad de SEP.

Primary Frequency Regulation with Battery Energy Storage Systems in the Ecuadorian Power System

Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano

 M. S. Chamba¹

 W. Vargas¹

 D. Echeverría²

 J. Riofrio¹

¹CELEC EP Unidad de negocio Coca Codo Sinclair

E-mail: marlon.chamba@celec.gob.ec; walter.vargas@celec.gob.ec; jonathan.riofrio@celec.gob.ec

²Operador Nacional de Electricidad, CENACE

E-mail: decheverria@cenace.gob.ec

Abstract

The new technical challenges associated to the connection of dynamic loads, regional grid interconnections, and a higher participation of renewable energies have caused drastic changes in the typical dispatch approaches of generation plants and the distribution of load flows. Thus, the stability and reliability of power systems have been gradually affected. In this regard, the battery energy storage systems (BESS) are considered as one of the most outstanding solutions at the moment. BESS are able to contribute to frequency and voltage stability on power systems.

In this paper, the benefits of implementing a storage system for power-frequency ($P-f$) control in the National Interconnected System (S.N.I. for its Spanish acronym) are modeled and analyzed. For this purpose, the components of the BESS are modeled in DIGSILENT PowerFactory on a reduced data base of the Ecuadorian Interconnected Power System S.N.I., which includes the speed governing systems of the main power plants and the contribution of the Colombian power system through a dynamic equivalent. Finally, an analysis of the impact of batteries under different scenarios is presented, taking into account the uncertainties in the power scheduling.

Index terms— Primary Frequency Regulation, Battery Energy Storage Systems, Droop, BESS, SOC, Contingency.

Resumen

Los nuevos desafíos técnicos asociados a variaciones drásticas en patrones típicos de despacho de centrales de generación y la distribución de flujos de potencia, debido a la interconexión de cargas dinámicas, interconexión con sistemas regionales y diversificación de las fuentes primarias de energía renovable han afectado a la estabilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos. Actualmente, los sistemas de almacenamiento de energía con baterías se constituyen como una de las soluciones más destacadas por su capacidad de contribuir a la estabilidad de frecuencia y voltaje en un sistema eléctrico.

En este trabajo se modela y se analiza las bondades de la implementación de un sistema de almacenamiento para el control de Potencia – Frecuencia ($P-f$) en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.). Para ello, se modela en DIGSILENT PowerFactory los componentes del sistema de almacenamiento en una base reducida del Sistema Nacional Interconectado S.N.I., la cual considera los reguladores de velocidad de las principales unidades de generación y mediante un equivalente dinámico se considera el aporte del sistema eléctrico colombiano. Se presenta el análisis del impacto de las baterías en diferentes escenarios teniendo en cuenta las incertidumbres en la programación de la generación.

Palabras clave— Regulación Primaria de Frecuencia, Sistemas de Almacenamiento de Energía con baterías, Estatismo, BESS, SOC, Contingencia.

Recibido:07-03-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Chamba, M.; Vargas, W.; Echeverría, D.; Riofrio, J.; (2022). “Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano”. Revista Técnica “energía”. No. 19, Issue I, Pp. 13-21

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.506>

© 2021 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La planificación de la operación de los sistemas eléctricos experimenta varios desafíos técnicos asociados a los nuevos paradigmas de administración y planeamiento. Entre los factores más relevantes se citan las variaciones drásticas en patrones típicos de despacho de centrales de generación y la distribución de flujos de potencia en las redes, debido a la interconexión de cargas dinámicas, interconexión con sistemas regionales y diversificación de las fuentes primarias de energía (motivada por el desarrollo acelerado de tecnologías de generación renovable y la promoción de políticas medioambientales) [1].

Estos factores pueden comprometer seriamente la seguridad y la confiabilidad de los sistemas eléctricos por el alto riesgo de violación de los límites de seguridad dinámica, lo cual afecta la eficiencia operativa y puede ocasionar la salida de elementos importantes del sistema e inclusive la interrupción parcial o total del suministro de energía eléctrica. La búsqueda de una solución a estos problemas ha promovido la investigación e implementación de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) de gran capacidad e integrados en la red eléctrica, los cuales necesitan soluciones específicas y apropiadas para gestionarlos y controlarlos de forma óptima [1].

Adicionalmente, el gobierno ecuatoriano mediante Decreto 238 promueve la participación del sector privado en la ejecución de proyectos eléctricos. Específicamente, en el Artículo 1 se menciona al almacenamiento de energía como un servicio adicional y para ello se decreta: “Expedir las Políticas del Sector Eléctrico para el desarrollo del servicio público de energía eléctrica, servicio de alumbrado público general, servicio de carga de vehículos eléctricos y el almacenamiento de energía” [2].

Con estos antecedentes, en el presente trabajo se presenta el estado del arte de los sistemas de almacenamiento y se analiza la implementación de baterías para el control Potencia – Frecuencia ($P-f$) en el S.N.I. Para ello, se organiza el documento de la siguiente manera. En el acápite 2 se desarrolla el estado del arte y las aplicaciones actuales de los sistemas de almacenamiento. En el acápite 3 se presentan los principales conceptos de Regulación Primaria de Frecuencia. En el acápite 4 se abordan las principales hipótesis para la modelación del S.N.I y del SAE. En el acápite 5 se muestran y discuten los principales resultados. Por último, en el acápite 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones.

2. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO BASADOS EN BATERÍAS

Actualmente, los SAE basados en baterías (BESS, Battery Energy Storage Systems) tienen más aplicaciones que cualquier otro tipo de sistema de

almacenamiento. Los BESS son celdas recargables que almacenan y entregan energía eléctrica mediante reacciones químicas en su interior. Las cualidades de capacidad de carga/descarga, capacidad de almacenamiento, densidad de energía o ciclabilidad (número de veces que puede recargarse antes de presentar averías) están definidas por las características de sus componentes de fabricación. Adicionalmente, estos componentes definen el coste de almacenamiento, el volumen que ocupan, el peso y vida útil [1].

Existen múltiples aplicaciones para los BESS, las cuales se basan en el diferimiento de los niveles de potencia y energía requeridos, donde no todas suponen el mismo esfuerzo para las baterías. En la Fig. 1 se indican las principales aplicaciones de los BESS en la red eléctrica [3].

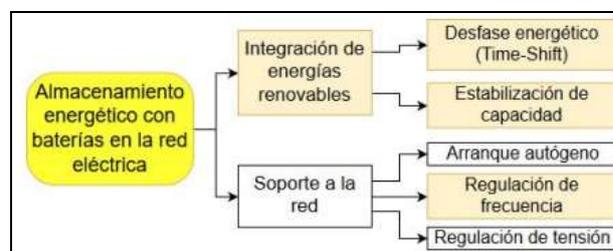


Figura 1: Clasificación de las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento energético en la red eléctrica (Fuente: [3])

Adicionalmente, en [4] se analizan diferentes aplicaciones de los BESS, por ejemplo, se presentan aplicaciones dentro de un mercado de energía con la finalidad de cargar las baterías (comprar) durante períodos de precios bajos de energía y descargar (vender) cuando los precios son altos. Otras aplicaciones que brindan son: control de voltaje, para reducir el pico de la curva de demanda y reducir la potencia máxima en las líneas de transmisión. Sin embargo, es la regulación primaria de frecuencia (RPF) la que ha recibido particular atención, debido a su aún prometedora aplicación en sistemas de potencia con alta participación de energías renovables y niveles de inercia cada vez menores ante la falta de masas giratorias en las plantas de generación [4], [5], [6].

Una característica de los BESS es que pueden cambiar su potencia despachada de forma rápida con tiempos menores que las plantas de generación convencional, debido a que son controlados por electrónica de potencia; mientras que, por ejemplo, las centrales hidroeléctricas necesitan primero estabilizar la presión del agua antes de aumentar la potencia entregada [7].

Dado que los BESS se pueden cargar o descargar por completo en cortos períodos de tiempo, es necesario que los algoritmos de control mantengan el estado de carga (SOC, por sus siglas en inglés) entre ciertos límites para garantizar la disponibilidad total del control de frecuencia primaria, realizar una operación correcta de las baterías y asegurar el tiempo de vida útil [1].



En este sentido, en [8] se presenta una metodología para dimensionar el BESS considerando los límites del SOC y disipadores de exceso de energía. Por otro lado, en [9] se plantea una metodología para optimizar el punto de trabajo del BESS; mientras que, en [10] y [11] se presenta un modelo de control que incluye la rentabilidad y degradación, donde se sugiere un enfoque multinivel para limitar óptimamente el SOC. Un trabajo similar aparece en [6], donde se presentan estrategias de control más flexibles y robustas para mantener el rango óptimo del SOC y disminuir el envejecimiento del BESS.

En [12] se muestra mediante mediciones de eficiencia el punto de trabajo óptimo de los sistemas BESS; para ello, se presenta un particular enfoque en la aplicación “Black Start” con la finalidad de alimentar una porción de la carga del sistema ante pérdida de la alimentación principal.

En este sentido, es posible encontrar en la literatura varias propuestas para estimar el SOC de una batería. Dichas propuestas pueden clasificarse en cuatro tipos generales: i) mediciones directas, ii) conteo de Coulombs o sistemas “book-keeping”, iii) sistemas adaptivos y iv) métodos híbridos [13], [14], [15]. Por otro lado, en [1] se presenta una novedosa propuesta metodológica que permite determinar el modelo estocástico para el SOC de un BESS implementado con un generador fotovoltaico (sistema PV-BESS) que puede ser usado en la evaluación horaria del flujo de potencia probabilístico (PPF, por sus singlas en inglés) de una microrred.

Adicionalmente, a la respuesta en la RPF, el BESS puede contribuir con energía firme en sistemas con importantes desequilibrios de generación y carga, como por ejemplo, alta penetración de generación fotovoltaica (sistemas PV-BESS) [16]. Bajo este escenario, trabajos más recientes han combinado el enfoque de RPF y SOC. Por ejemplo, [17] combina un control “droop” adaptativo con un controlador de recuperación del SOC en el BESS para la participación en la RPF. Este tipo de control integral mejora la dinámica de la frecuencia del sistema y asegura el rendimiento a largo plazo del BEES. Otra aplicación aparece en [18], donde se muestra un algoritmo de corrección para el SOC del BESS considerando la asimetría en las mediciones de frecuencia y que pueden afectar un control exacto para la RPF.

En todos los casos mostrados, el BESS permite: i) incrementar la capacidad firme de generación del sistema fotovoltaico y ii) mejorar la regulación de frecuencia. En este tipo de configuración, es necesario evaluar el impacto de grupo de generación renovable-BESS, considerando la estocasticidad del recurso primario de generación [19].

3. APLICACIÓN DE BESS EN LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

3.1. Regulación de Frecuencia

Uno de los elementos clave para garantizar un funcionamiento seguro y estable de los sistemas eléctricos de potencia es el equilibrio entre la generación y la demanda. La mayor consecuencia en un sistema de potencia ante un “exceso/déficit” de generación es el efecto en la frecuencia del sistema. Por esta razón, el problema relaciona el control $P-f$, el cual debe conseguir que:

- Se mantenga el equilibrio entre generación y demanda.
- Se mantenga la frecuencia de referencia en el sistema.
- Se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas.
- Se mantenga la suficiente potencia/energía de reserva.

Para cumplir estos objetivos, como se muestra en la Figura 2, el control $P-f$ se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario.

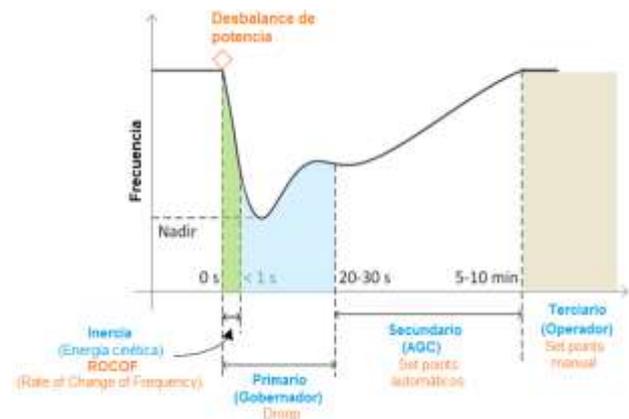


Figura 2: Regulación de Frecuencia

Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables [20]:

- El control primario es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 30 segundos. El propósito es limitar la desviación de la frecuencia tras una contingencia, recuperando el balance entre carga y generación del sistema, ubicándolo en un nuevo punto de operación. La respuesta primaria proviene de la inercia de los generadores, el amortiguamiento de las cargas (motores), los reguladores de velocidad (Gobernadores), y otros dispositivos que proveen respuesta inmediata como el BESS. En los instantes iniciales, tras producirse un desbalance de potencia, la tasa de cambio de la frecuencia ROCOF (Rate of Change of Frequency) y el punto más bajo de la frecuencia alcanzado NADIR están determinados principalmente por la magnitud del desbalance, la inercia total del



sistema y por dispositivos de respuesta rápida como el BESS.

- El control secundario opera en un margen de tiempo de entre 30 segundos y 10 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.
- El control terciario opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

3.2. Aplicación de BESS

Debido a su rapidez de respuesta, los BESS son especialmente utilizados para RPF, la cual se caracteriza por requerir menor tiempo de respuesta, generalmente menor de 30 segundos. Sin embargo, los BESS también pueden utilizarse para regulación secundaria y terciaria, menos exigentes en este aspecto.

Además, de la rápida respuesta en la RPF, los niveles de potencia que se manejan pueden ser altos, pudiendo incluso llegar a precisarse la descarga de las baterías en períodos largos de hasta 15 minutos [21]. Asimismo, es importante destacar que la aplicación de BESS en la RPF demanda múltiples cargas y descargas en un corto período de tiempo, por lo que es una de las aplicaciones más exigentes y tiende a disminuir la vida útil de las baterías [22]. De forma general, el envejecimiento de las baterías electroquímicas tiene un comportamiento no lineal y un ciclo menor de profundidad de descarga brindando un mejor rendimiento en su vida útil [23].

Un ejemplo de aplicación de un BESS para RPF es el sistema ubicado en Glassenbury, Reino Unido. Se trata de un sistema de 40 MW compuesto por 3640 celdas de NMC fabricadas por LG. Desde 2016 forma parte del sistema de regulación de frecuencia de la red eléctrica británica [24]. Otro, es el proyecto de la compañía KEPCO compuesto por baterías de NMC tipo Samsung SDI, el cual se encuentra ubicado en Ulsan - Corea del Sur y cuenta con una capacidad de 32 MW y 12 MWh [25]. En Sudamérica se puede destacar el BESS Ventanilla de Lito Ion, ubicado en Perú, con una potencia de 14.6 MW; además, en Colombia se inauguró el BESS de la central térmica Termozipa con una capacidad de 7 MW y 3.9 MWh.

Algunos BESS se utilizan conjuntamente con centrales de generación renovables, por ejemplo, el sistema Hornsdale Power Reserve, en Australia, utiliza baterías de NMC fabricados por Tesla. Este BESS es uno de los sistemas con mayor potencia del mundo, 100 MW, y se emplea para facilitar la integración de una planta eólica en la red eléctrica y ofrecer el servicio de regulación de frecuencia a la red eléctrica [26].

4. HIPOTESIS Y CONSIDERACIONES PARA LA MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL BESS

4.1. Sistema eléctrico reducido

Se considera un sistema eléctrico reducido del S.N.I., el cual cuenta con las principales centrales de generación, el sistema de 500 kV, el anillo de 230 kV y parte del sistema de 138 kV y 69 kV, con lo cual se representa adecuadamente la dinámica del sistema eléctrico ecuatoriano. Respecto de las centrales de generación se considera que todas realizan RPF mediante la actuación correcta de sus reguladores de velocidad; para ello, se modelan sistemas de control considerando las tecnologías de las diferentes centrales. Para los sistemas de control de las centrales de generación hidroeléctricas se considera un estatismo (Droop) del 4%, mientras que, para las centrales térmicas se considera un estatismo del 7%.

El sistema eléctrico colombiano es modelado mediante un sistema equivalente, el cual cuenta con una impedancia y un generador. El comportamiento dinámico del sistema eléctrico es emulado mediante reguladores de velocidad y voltaje, donde el estatismo del regulador de velocidad es calculado, de forma aproximada, mediante un evento dinámico de frecuencia donde participan Ecuador y Colombia como se muestra en [27].

Adicionalmente, es importante destacar que la ubicación de los sistemas BESS es un tópico actual de investigación. Por ejemplo, en [28] se resumen algunos criterios y metodologías para determinar la ubicación óptima considerando criterios estacionarios y dinámicos de los sistemas eléctricos.

Para este caso, es importante destacar que el sistema BESS es modelado en la zona de Guayaquil, específicamente en barra Chorrillos 230 kV, tal como se muestra en la Figura 3. Cabe indicar que se eligió esta ubicación, dado que es una zona con déficit de generación, especialmente en épocas de alta hidraulicidad en el sistema eléctrico.

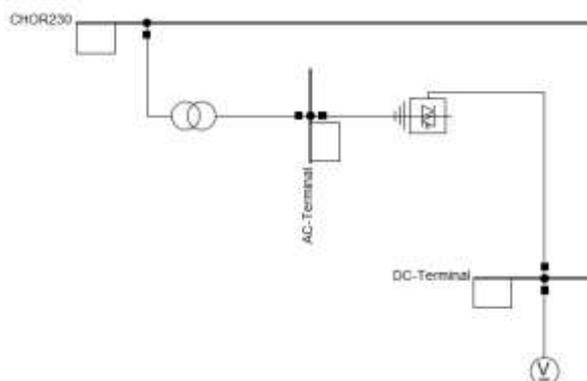


Figura 3: Sistema BESS modelado en el S.N.I.



4.2. Modelación del BESS

Un BESS consta del sistema de almacenamiento que permite almacenar/restaurar energía en un proceso electroquímico y, además contiene un rectificador/inversor que puede transformar el voltaje continuo de la parte de almacenamiento en voltaje alterno y viceversa. El rectificador/inversor se basa normalmente en un convertidor de voltaje (VSC, Voltage Sourced Converter) con una modulación de pulso (PWM, Pulse Width Modulation) [29]. Este último elemento es bien conocido y está disponible en DlgSILENT PowerFactory [30].

La parte de almacenamiento es un elemento que depende de las características electroquímicas de la batería recargable. En este sentido existe una enorme diversidad de tecnologías y variedades dentro de una misma tecnología; por lo tanto, no existe un modelo fácil, preciso y válido para todas las baterías [29], [30]. Las baterías más comunes en la industria suelen ser las de plomo-ácido. Pero también existen otros tipos como las de níquel-cadmio (NiCd), las híbridas de níquel-metal (NiMH) y varios tipos de iones de litio. Cada tipo tiene sus propias ventajas e inconvenientes.

Para modelar correctamente estos tipos de baterías se plantea dos problemas principales: 1) conseguir un modelo que no sea demasiado complejo pero lo suficientemente preciso y 2) obtener los parámetros de fabricantes o las mediciones reales necesarias para desarrollar el modelo. Un modelo de batería debe representar el voltaje de los terminales y la resistencia interna, que son una función de varias variables relacionadas entre sí, como el SOC de la batería, la edad y la temperatura de la batería [31].

En este caso para modelar el comportamiento de la batería se utiliza un modelo simplificado de PowerFactory, donde se hacen algunas suposiciones para obtener un modelo simple, pero funcional. En primer lugar, se asume que la batería podría descargarse completamente y que el voltaje depende linealmente del SOC. Además, se supone que la resistencia interna es constante y muy pequeña debido a la aplicación de alta corriente. Por último, se supone que la capacidad de la batería es constante; esto es válido si la corriente de descarga se conoce de antemano (corriente ingresada como dato) [30], [31].

A continuación, en la Figura 4 se presenta el diagrama de control de $P-f$ utilizado en la modelación del BESS. Los valores de estatismo y banda muerta del sistema de control se especifican en la Tabla 1. El valor del Droop es calculado considerando que la respuesta del BESS, ante un mismo evento de frecuencia, tenga aproximadamente la misma contribución de potencia a la RPF que la obtenida con las unidades de generación del S.N.I. por actuación de sus reguladores de velocidad.

Esto, con la finalidad de realizar la comparación de respuesta de control frecuencia que brindan los sistemas BESS y las unidades de generación con sistemas de control de velocidad bien sintonizados.

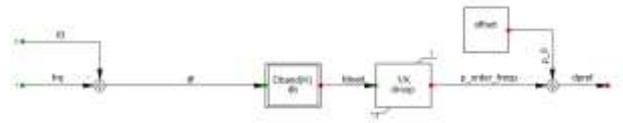


Figura 4: Diagrama de control Potencia-Frecuencia del BESS

Por otro lado, el dimensionamiento adecuado del BESS para la participación en RPF está asociado al tamaño del desbalance generación-carga, a la cantidad de energía requerida en tiempo real, los costos de operación de la red eléctrica y el capital de inversión [32], [33]. Además, y emulando algunos códigos de red ya implementados como el caso de Francia, Italia, o Alemania, podría exigirse que al igual que los generadores convencionales, un BESS entregue un aumento del 100% de potencia activa al menos por 15 minutos [34]. Tiempo de operación que también debe considerarse en la etapa de dimensionamiento del BESS. Bajo estas consideraciones en la Tabla 1 se muestra la capacidad del BESS simulado.

Tabla 1: Parámetros del BESS para RPF

Parámetros	Valor
Potencia máxima	100 MW
Energía máxima	7.2 kAh
Droop	0.0265 %
Deadband	30 mHz

5. RESPUESTA DEL BESS EN EL S.N.I.

El presente análisis del BESS en el S.N.I. considera como evento de frecuencia la salida de operación de la unidad de generación más grande del sistema eléctrico, Coca Codo Sinclair, con despacho a plena carga de la unidad de 187.5 MW. Además, el análisis está enfocado en la respuesta primaria de la frecuencia, la cual depende del comportamiento de los sistemas de control y dimensionamiento de la reserva de frecuencia. Con este antecedente, se formulan escenarios de análisis enmarcados en el despacho de reserva primaria de frecuencia, donde se considera que la reserva de 3% (unidades despachadas al 97% de la capacidad nominal) corresponde al 100% de la reserva asignada para control de frecuencia en el sistema.

Tabla 2: Escenarios de análisis

Casos	Escenarios	Consideraciones
Caso 1	CR 100% - SB	Considerando el 100% de la reserva para control primario de frecuencia. Sin BESS.
Caso 2	CR 75% - CB	Considerando el 75% de la reserva para control primario de frecuencia. Con BESS.
Caso 3	CR 50% - CB	Considerando el 50% de la reserva para control primario de frecuencia. Con BESS.
Caso 4	CR 0% - CB	Considerando el 0% de la reserva para control primario de frecuencia. Con BESS.

Los casos de estudio consideran un parque hidroeléctrico limitado, por tal razón en caso de requerir reserva es necesario despachar generación térmica



provocando el incremento de los costos operativos del sistema. Este sobrecosto podría utilizarse para la implementación de sistemas de almacenamiento mediante BESS.

En la Figura 5 se presenta la respuesta de frecuencia y el aporte a la RPF por parte del sistema eléctrico colombiano, ecuatoriano (RPF Generadores) y sistema BESS para el Caso 1. Se observa que, la frecuencia cae hasta 59.883 Hz y se estabiliza en 59.966 Hz con el aporte de 132.15 MW del sistema eléctrico colombiano y 50.389 MW de los generadores del sistema ecuatoriano.

El aporte a la RPF por parte del sistema colombiano es aproximadamente tres veces mayor respecto al aporte del sistema ecuatoriano, lo cual es concordante con el tamaño del parque de generación colombiano versus el ecuatoriano. En este caso no existe aporte del sistema BESS debido a que sólo se considera el aporte de los generadores a la RPF; sin embargo, a continuación, en los siguientes casos se presenta el aporte del sistema BESS a la RPF considerando la disminución de reserva del sistema eléctrico ecuatoriano.

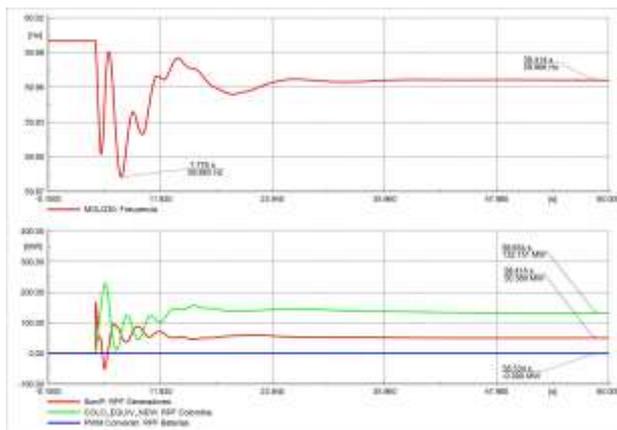


Figura 5: Frecuencia y RPF del Caso 1

Para los diferentes casos de estudio, en las Fig. 6 y Fig. 7 se presentan la comparación del comportamiento de la frecuencia y el aporte del sistema BESS, respectivamente.

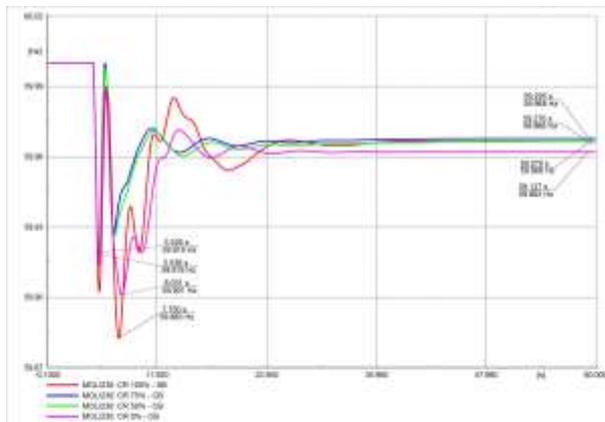


Figura 6: Comparación del comportamiento de la frecuencia

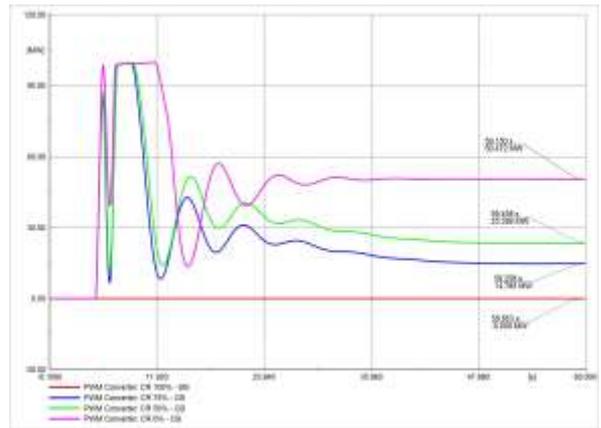


Figura 7: Comparación del comportamiento del sistema BESS

De la misma manera, en la Tabla 3 se presenta una comparación del valor mínimo de frecuencia (Nadir), la frecuencia estable luego del aporte de la RPF y los aportes a la RPF por parte del sistemas colombiano, ecuatoriano y el BESS. En estas figuras y tabla se puede observar lo siguiente:

- Conforme disminuye la reserva del sistema ecuatoriano, aumenta el aporte de los sistemas colombiano y el BESS. En el Caso 4 donde el sistema eléctrico ecuatoriano no cuenta con reserva, la batería aporta 50.096 MW a la RPF, cuyo valor es similar al aporte del sistema ecuatoriano en el Caso 1 (cuando estaba inhabilitado el BESS). Además, en los primeros segundos el BESS aporta con el máximo de su potencia nominal, es decir es capaz de aportar una energía instantánea en tiempos de conmutación de electrónica de potencia para evitar el colapso del sistema ante un evento de desbalance generación-carga, lo cual mejora la estabilidad del sistema.

Esto indica que, en casos operativos extremos donde se presente una baja hidraulicidad e indisponibilidad de generación, la batería podría suplir, por periodos cortos, el requerimiento de reserva primaria. Es importante destacar que, el tiempo de uso de la batería, dependerá de las características de diseño de la misma y deberá ser optimizada con un análisis de varios escenarios operativos considerando las diferentes tecnologías y costos.

- La frecuencia mínima (Nadir) se presenta para el Caso 1, cuando se regula frecuencia con los generadores de los sistemas colombiano y ecuatoriano. El Nadir se incrementa con la incorporación de la batería debido a su rápida respuesta, aportando en este punto, su máxima capacidad (99.68 MW). Esta ventaja que ofrece la batería es importante para evitar la posible actuación de esquemas de alivio de carga.



- La frecuencia, luego de la RPF, se estabiliza en valores similares para todos los casos de estudio. Esto se debe a que el estadismo del BESS es calculado para que la batería supla la misma contribución de potencia a la RPF, obtenida con las unidades de generación del S.N.I.
- El aporte a la RPF del sistema colombiano es mayor cuando no existe reserva en el sistema ecuatoriano y sólo aporta la batería. El mínimo valor de aporte del sistema colombiano se da en el Caso 2, cuando se combina la reserva rotante del sistema ecuatoriano con el BESS.

Tabla 3: Comparación de la respuesta RPF de los casos de estudio

Casos	Nadir		Estado estable (luego de la RPF)			
	Frecuencia Mínima	Aporte del sistema BESS	Frecuencia estable	Aporte del sistema colombiano	Aporte del sistema ecuatoriano	Aporte del sistema BESS
Caso 1	59.883 Hz	0 MW	59.966 Hz	132.151 MW	50.389 MW	0 MW
Caso 2	59.920 Hz	99.68 MW	59.968 Hz	126.605 MW	44.535 MW	15.463 MW
Caso 3	59.919 Hz	99.68 MW	59.966 Hz	131.960 MW	35.265 MW	24.092 MW
Caso 4	59.901 Hz	99.68 MW	59.962 Hz	149.392 MW	0.049 MW	50.096 MW

Adicionalmente, para el mismo evento de salida operación de una unidad de generación de Coca Codo Sinclair (187.5 MW), se realiza un análisis de la respuesta de frecuencia considerando la operación aislada del sistema eléctrico ecuatoriano y la conexión/desconexión del sistema BESS. Considerando la desconexión del BESS, en la Figura 8 se presenta la respuesta de frecuencia y el aporte a la RPF, con 100% de la reserva por parte de los generadores del sistema ecuatoriano. En esta figura se observa que, la frecuencia mínima (Nadir) cae hasta 59.648 Hz y se estabiliza en 59.760 Hz con el aporte de 155.22 MW por parte de los generadores del sistema ecuatoriano. Es importante destacar que, ante la magnitud de este evento, en operación aislada y con 100% de reserva, la frecuencia se recupera y se evita un posible colapso del sistema.

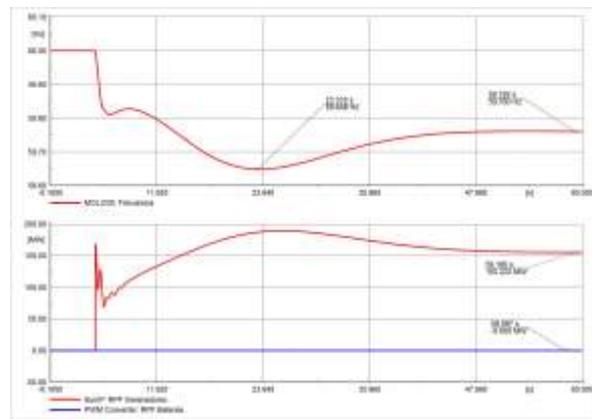


Figura 8: Frecuencia y RPF – Sin BESS y operación aislada

Esta situación mejora sustancialmente con la conexión del sistema de almacenamiento BESS, lo cual se puede observarse en la Figura 9. En este caso, el Nadir se incrementa a 59.880 Hz y la frecuencia se estabiliza en un valor más alto de 59.944 Hz, esto debido a la operación combinada del sistema BESS y los generadores que aportan a la RPF. El sistema BESS aporta con toda su capacidad (99.682 MW), mientras que los generadores aportan con 78.779 MW. Para obtener una respuesta similar, en el caso sin batería sería necesario incrementar la reserva, involucrando sobrecostos operativos para el sistema eléctrico ecuatoriano.

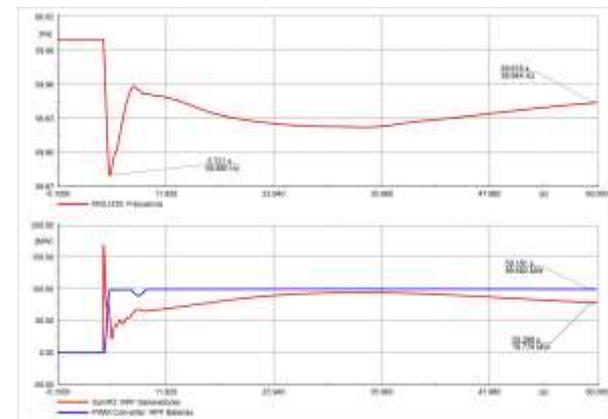


Figura 9: Frecuencia y RPF – Con BESS y operación aislada

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La planificación y operación de los sistemas eléctricos se enrumba a un nuevo concepto en el que el monitoreo y control se deberían ajustar dependiendo del progreso de los eventos en tiempo real. En este sentido, los desarrollos alcanzados por los BESS pueden constituirse como herramientas importantes para el control del equilibrio de generación-carga y la regulación de frecuencia y voltaje.

Por último, es importante destacar que el Operador Nacional de Electricidad CENACE y la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP han empezado a trabajar en un proyecto ambicioso para la sintonización de parámetros de los reguladores de velocidad (gobernadores) de las principales centrales de generación del país. En base a estos resultados, que modificarán la dinámica del sistema y que son esenciales para mejorar la confiabilidad del S.N.I, será necesaria la actualización de bases de datos para realizar estudios especializados ante la incorporación masiva de energías renovable y sistemas BESS.



En este documento se analiza las bondades de la implementación de BESS para el control $P-f$ en el sistema eléctrico ecuatoriano. Para ello, se modela en PowerFactory los componentes del sistema de almacenamiento en una base reducida del S.N.I., la cual considera los reguladores de velocidad, donde los generadores hidroeléctricos se parametrizan con un estatismo del 4% y los térmicos con 7%. Además, se modela el sistema colombiano mediante un equivalente, el cual cuenta con una impedancia, un generador y reguladores de velocidad y voltaje.

Mediante las simulaciones se comprobó que el aporte a la RPF puede realizarse de forma combinada entre unidades de generación del sistema ecuatoriano y el BESS. Se observó que en casos operativos extremos de baja hidraulicidad e indisponibilidad de generación, la batería puede suplir el déficit de reserva operativa del sistema ecuatoriano. Es importante destacar que la mejor respuesta de la frecuencia se da cuando se opera de forma combinada, con reserva y conexión del BESS, dado que, en este caso el Nadir mejora y se tiene, además, menor aporte del sistema colombiano, cuya importación no programada causa sobrecostos al sistema.

Para finalizar, se recomienda un análisis técnico-económico que considere la tecnología del sistema de almacenamiento y sobre costos operativos asociados a la reserva. Este análisis deberá realizarse para diferentes escenarios operativos que emulen las condiciones operativas actuales y futuras. Además, trabajos futuros podrán basarse en el uso de sistemas de control más sofisticados para el BESS, mismos que sean capaces de incluir señales de mercados, dinámica del sistema, vida útil de baterías y SOC.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Cepeda, S. Chamba, “Determinación del Modelo Estocástico del Estado de Carga de Baterías para el cómputo de Flujo de Potencia Probabilístico de Microrredes”, vol. 16, n.º 1, pp. 41-50 pp., jul. 2019.
- [2] Decreto Ejecutivo No. 238, Quito, Ecuador, Octubre de 2021.
- [3] O. Palizban, and K. Kauhaniemi, “Energy storage systems in modern grids – Matrix of technologies and applications”, *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 248-259, Mayo 2016
- [4] A. Oudalov, D. Chartouni, and C. Ohler, “Value analysis of battery energy storage applications in power systems” in *Proc. 2nd IEEE PES Power Systems Conf. Expo.*, Atlanta, GA, 2006, pp.2206-2211.
- [5] M. Liu, J. Chen y F. Milano, “On-Line Inertia Estimation for Synchronous and Non-Synchronous Devices”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, n° 3, pp. 2693-2701, May 2021.
- [6] B. Xu, A. Oudalov, J. Poland, A. Ulbig y G. Andersson, “BESS Control Strategies for Participating in Grid Frequency Regulation”, de *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, Cape Town, 2014.
- [7] K. Vu, R. Masiello, and R. Fioravanti, “Benefits of Fast-Response Storage Devices for System Regulation in ISO Markets”, *Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, July 2009.
- [8] A. Oudalov, D. Chartouni, and C. Ohler, “Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control”, *Power Systems*, *IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 3, pp. 1259-1266, Aug. 2007.
- [9] T. Borsche, A. Ulbig, M. Koller, and G. Andersson, “Power and Energy Capacity Requirements of Storage Providing Frequency Control Reserves”, *Power Systems Laboratory*, ETH Zürich, to be presented at *IEEE PES General Meeting 2013*, Vancouver.
- [10] O. Mégel, J. Mathieu, and G. Andersson, “Substantial Draft: Provision of Fast Frequency Control by Energy Constraint Storage Units”, *Power Systems Laboratory*, ETH Zürich, to be presented at *IEEE PES ISGT Europe 2013*, Copenhagen.
- [11] L. Lam, “A Practical Circuit-based Model for State of Health Estimation of Li-ion Battery Cells in Electric Vehicles”, *Master’s Thesis*, TU Delft, August 2011.
- [12] L. Consiglio, G. Di Lembo, C. Noce, P. Eckert, A. Rasic, and A. Schuette, “Performances of the first Electric Storage System of Enel Distribuzione”, *22nd International Conference on Electricity Distribution*, Stockholm, June 2013.
- [13] V. Pop, H.J. Bergveld, D. Danilov, P.P. Regtien and P.H. Notten, “State-of-the-art of battery state-of-charge determination”, *Institute of Physics Publishing, Measurement Science and Technology*, Vol. 16, pp. 93-110, October 2005.
- [14] W. Y. Chang, “The state of charge estimating methods for battery: A review”, *ISRN Applied Mathematics*, pp. 1-7, July 2013.
- [15] N. Watrin, B. Blunier, and A. Miraoui, “Review of adaptive systems for lithium batteries state-of-charge and state-of-health estimation,” in *Proceedings of IEEE Transportation Electrification Conference and Expo*, pp. 1–6, Dearborn, Mich, USA, June 2012.
- [16] Y. Zhang, P. Yang, Z. Xu and J. Chen, “Smooth mode transition strategies of PV-BESS microgrids”, *IEEE 2nd International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)*, pp. 709-716, September 2017.
- [17] Z. Tan, X. Li, L. He, Y. Li y J. H. Huang, “Primary frequency control with BESS considering adaptive SoC recovery”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 117, n° September 2019, pp. 1-12, 2020.
- [18] M. Sanduleac, L. Toma, M. Eremia, V. A. Boicca, D. Sidea y A. Mandis, “Primary Frequency Control in a Power System with Battery Energy Storage Systems”, *Proceedings - 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I and CPS Europe 2018*, n° 727481, pp. 1-5, 2018.
- [19] M. Fan, V. Vittal, G.T. Heydt and R. Ayyanar, “Probabilistic power flow analysis with generation dispatch including photovoltaic resources”, *IEEE Trans. on Power Systems*, 28(2), 1797-1805, 2013.
- [20] R. Kuga, M. Esguerra, B. Chabot, A. Avendano Cecena, “EPIC 2.05; Inertia Response Emulation for DG Impact Improvement”; *EPIC—Final Report*;



- Pacific Gas and Electric Company: San Francisco, CA, USA, 2019.
- [21] Aneke, M.; Wang, M.; “Energy storage technologies and real life applications – A state of art review”, *Applied Energy*, vol. 179, pp. 350-377, Octubre 2016.
- [22] D. Mejía-Giraldo, G. Velásquez-Gomez, N. Muñoz-Galeano, J. B. Cano-Quintero y S. Lemos-Cano, “A BESS Sizing Strategy for Primary Frequency Regulation Support of Solar Photovoltaic Plants”, *Energies*, vol. 12, n° 2, pp. 1-16, 2019.
- [23] B. Xu, Y. Shi, D. Kirschen y B. Zhang, “Optimal Battery Participation in Frequency Regulation Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 6, pp. 6715-6725, 2018.
- [24] Low Carbon Company [Online]: <https://www.lowcarbon.com/ourportfolio/portfolio-overview/our-projects/glassenbury-storage-park/>
- [25] LSIS Co., *Futuring Smart Energy Leaflet*, Octubre 2016.
- [26] Hornsdale Reserve [Online]: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>.
- [27] J. C. Cepeda, “Real-time Vulnerability Assessment of Electric Power Systems Using Synchronized Phasor Measurement Technology,” PhD Thesis, Universidad Nacional de San Juan, 2013.
- [28] P. Boonluk, A. Siritariwat, P. Fuangfoo, and S. Khunkitti, “Optimal Siting and Sizing of Battery Energy Storage Systems for Distribution Network of Distribution System Operators,” *Batteries*, vol. 6, no. 4, p. 56, Nov. 2020, doi: 10.3390/batteries6040056.
- [29] M. Ceraolo. *New Dynamical Models of Lead-Acid Batteries*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(4), November 2000.
- [30] DiGSILENT GmbH: <http://www.digsilent.de>.
- [31] N. K. Medora and A. Kusko. *Dynamic Battery Modeling of Lead-Acid Batteries using Manufacturer’s Data*. *Twenty-Seventh International Telecommunications Conference, INTELEC '05.*, 2005.
- [32] S. Sukumar, M. Marsadek, A. Ramasamy, and H. Mokhlis, “Grey Wolf Optimizer Based Battery Energy Storage System Sizing for Economic Operation of Microgrid,” *Proc. - 2018 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2018 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. EEEIC/ CPS Eur.* 2018, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8494501.
- [33] J. Martinez-Rico, I. R. de Argandoña, E. Zulueta, U. Fernandez-Gamiz, and M. Armendia, “Energy Storage Sizing Based on Automatic Frequency Restoration Reserve Market Participation of Hybrid Renewable Power Plants,” in *2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2021, pp. 1–6, doi: 10.1109/SEST50973.2021.9543235.
- [34] X. Luo et al., “Review of voltage and frequency grid code specifications for electrical energy storage applications,” *Energies*, vol. 11, no. 5, 2018, doi: 10.3390/en11051070.



Marlon Chamba.- Nació en Loja, Ecuador en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2007. En el año 2016, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Mercados de Energía, Confiabilidad, Calidad, Evaluación de la seguridad del SEP.



Walter Vargas. – Nació en Guayaquil, Ecuador en 1984. Recibió sus títulos de Ingeniero en Electricidad especialización Potencia (2007) en la Escuela Superior Politécnica del Litoral y el de Máster en Sistemas de Energía Eléctrica (2013) en la Universidad de Sevilla. Entre 2013 y el 2017 trabajó en la sección de Estudios Eléctricos del Departamento de Centro de Operación de CELEC EP – Transelectric. Actualmente se desempeña como especialista en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen la optimización, confiabilidad de sistemas de potencia, evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



Diego Echeverría.- Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. En el año 2021, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador como Subgerente Nacional de Investigación & Desarrollo. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofasoriales PMU’s y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



Jonathan Riofrio. - Nació en Quito, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana (UPS), Ecuador, en 2015 y de Master en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de la Budapest University of Technology and Economics (BME), Hungría, en 2021. Sus campos de investigación incluyen: generación distribuida, movilidad eléctrica, emulación de inercia virtual y modelos de operación para la incorporación a la red de generación renovable.



Testing Framework and Validation for Speed Governing Systems – Practical Application at Delsitanisagua Hydropower Plant

Protocolo de pruebas y validación de reguladores de velocidad – Aplicación práctica en la central hidroeléctrica Delsitanisagua

 W. Vargas¹

 M. S. Chamba¹

 A. De La Torre²

 D. Echeverría²

¹CELEC EP Unidad de negocio Coca Codo Sinclair
E-mail: marlon.chamba@celec.gob.ec; walter.vargas@celec.gob.ec

²Operador Nacional de Electricidad, CENACE
E-mail: decheverria@cenace.gob.ec; adltorre@cenace.gob.ec

Abstract

Through control systems and spinning reserve, frequency regulation wants to respond adequately against the instantaneous generation-load imbalances, so that the arisen frequency variations would be properly corrected. Therefore, the capability to regulate the frequency and maintain it within certain limits provides greater security and control over the system operation. Under this context, the development of methodologies that allow a fast and accurate response from the power-frequency control equipment are necessities. Specifically, from speed governing systems, also known as governors, and which are key players during the Primary Frequency Regulation (RPF).

In this field, the "Subgerencia Nacional de Desarrollo" (SID) of the Ecuadorian system operator (CENACE) is proposing a comprehensive testing framework and tuning methodology for speed governing systems, which were applied with great success at Delsitanisagua hydropower plant. The main achieved results, conclusions, and recommendations are presented in this article.

Index terms— Governor tuning, generator speed controller, frequency regulation

Resumen

La regulación de frecuencia, a través de mecanismos de control y reservas de generación disponible, busca responder en forma adecuada a las exigencias del sistema eléctrico y corregir así, las variaciones de frecuencias que surgen como producto del desbalance generación y carga. Por lo tanto, la capacidad de regular la frecuencia y mantenerla dentro de ciertos límites otorga mayor seguridad y control sobre la operación del sistema. Bajo este contexto, es necesario el desarrollo de metodologías que permitan la respuesta rápida y precisa de los equipos de control potencia - frecuencia; concretamente de los reguladores de velocidad, también conocidos como gobernadores, que son indispensables en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

Dentro de este campo, la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo (SID) de CENACE propone un protocolo de pruebas y una metodología de sintonización de reguladores de velocidad, mismos que fueron aplicados con gran éxito en la central hidroeléctrica Delsitanisagua. En este artículo se presentan los principales resultados alcanzados, conclusiones y recomendaciones.

Palabras clave— Sintonización reguladores de velocidad, regulación de frecuencia.

Recibido: 16-03-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Vargas, W.; Chamba, M.; De La Torre, A.; Echeverría, D. (2022), "Protocolo de pruebas y validación de reguladores de velocidad – Aplicación práctica en la central hidroeléctrica Delsitanisagua". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 22-33

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.507>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La regulación de frecuencia busca, a través de mecanismos de control y reservas de generación disponibles, responder en forma adecuada a las exigencias del sistema eléctrico y corregir así, las variaciones de frecuencias que surgen como producto del desbalance de generación y carga. Por lo tanto, la capacidad de regular la frecuencia y mantenerla dentro de ciertos límites otorga mayor seguridad, rigidez y control sobre la operación del sistema. Bajo este contexto, es necesario el desarrollo de metodologías que incluyan un adecuado protocolo de pruebas para verificar la respuesta rápida y precisa de los equipos de control potencia - frecuencia, tales como los reguladores de velocidad, también conocidos como gobernadores [1].

Los gobernadores permiten una regulación automática de la producción de los generadores (potencia mecánica) para equilibrar los requerimientos variables del consumo (potencia eléctrica). A esta regulación se la denomina Regulación Primaria de la Frecuencia (RPF). Para que esta regulación sea efectiva, los generadores que regulan deben ser despachados por debajo de su carga máxima y así disponer de un margen de potencia con respecto a su potencia máxima denominada Reserva Rotante [2].

Adicionalmente, las unidades de generación deben disponer de gobernadores bien sintonizados y modelados, tal que su respuesta permita una regulación adecuada de la frecuencia, cumpliendo con los requerimientos internacionales y códigos de red nacionales; así como un modelo matemático validado con el objetivo de realizar estudios de planificación y operación que representen el comportamiento real del generador y su regulador de velocidad

En este sentido, en [3] se ha desarrollado un procedimiento de pruebas para obtener modelos de gobernadores precisos de centrales de generación hidroeléctricas de Nueva York. El objetivo es mejorar la precisión de las simulaciones dinámicas del sistema eléctrico. En [4] se presenta las pruebas y modelado de controles de generadores en el sistema hidroeléctrico de Ontario considerando un análisis completo de las normas NERC. Además, en [5] se describen las pruebas y la puesta en marcha de los gobernadores de turbinas de gas para rendimiento en modo isla, basados en el cumplimiento de la NERC y la WSCC. Por último, en [6] se presentan dos ejemplos de pruebas y modelado de reguladores de turbinas de gas, adicionalmente, se validan los modelos donde los resultados simulados compaginan con los datos medidos.

Estas pruebas se han realizado en unidades analógico-electrónicas antiguas y en unidades digital-electrónicas nuevas. Las metodologías para realizar las pruebas de los gobernadores dependen del progreso de la tecnología, tanto de los reguladores de velocidad

como de los equipos de medición y registro. Sobre esta base, la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo (SID) del Operador Nacional de Electricidad CENACE desarrolló un novedoso protocolo de pruebas y metodología para validación y sintonización de reguladores de velocidad, basado en la nueva tecnología de adquisición de datos WAMS de CENACE. Este protocolo de pruebas y metodología fue aplicado con gran éxito en la central hidroeléctrica Delsitanisagua, donde se considera el cumplimiento de normativa de códigos de red internacionales. Adicionalmente, se presenta la identificación paramétrica del modelo del regulador de velocidad en PowerFactory de DIgSILENT.

A continuación, en el segundo acápite se presenta la importancia y clasificación de la regulación de frecuencia. En el tercer acápite se presenta la metodología de análisis de pruebas e identificación paramétrica. En el cuarto capítulo se detalla el protocolo de pruebas y conexión de equipos. Posteriormente, en el quinto acápite se discuten los principales resultados y se analiza el cumplimiento de la normativa; para luego en sexto capítulo realizar la identificación paramétrica del sistema de control. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

2. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Uno de los elementos clave para garantizar un funcionamiento seguro y estable de los sistemas eléctricos de potencia es el equilibrio entre la generación y la demanda. La mayor consecuencia en un sistema de potencia ante un “exceso/déficit” de generación es el efecto en la frecuencia del sistema. Por esta razón, el problema relaciona el control frecuencia-potencia, el cual debe conseguir que:

- Se mantenga el equilibrio entre generación y demanda.
- Se mantenga la frecuencia de referencia en el sistema.
- Se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas.
- Se mantenga la suficiente potencia/energía de reserva.

Para cumplir estos objetivos, como se muestra en la Figura 1, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables.

El control primario es el más rápido, operando en un margen de tiempo de hasta 30 segundos. El propósito es limitar la desviación de la frecuencia tras una contingencia [7], recuperando el balance entre carga y generación del sistema, ubicándolo en un nuevo punto de operación en estado estable.



La respuesta primaria proviene de la inercia de los generadores, el amortiguamiento de las cargas (motores), los reguladores de velocidad (Gobernadores), y otros dispositivos que proveen respuesta inmediata como un BESS (Battery Energy Storage Systems). En los instantes iniciales, tras producirse un desbalance de potencia, la tasa de cambio de la frecuencia ROCOF (Rate of Change of Frequency) y el punto más bajo de la frecuencia alcanzado NADIR están determinados principalmente por la magnitud del desbalance, la inercia total del sistema y por dispositivos de respuesta rápida como el BESS [8].

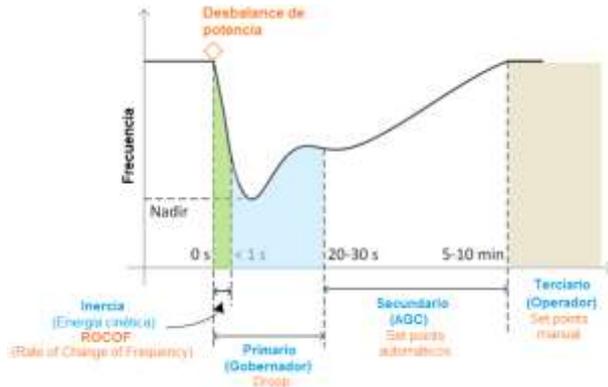


Figura 1: Regulación de Frecuencia [8]

El control secundario opera en un margen de tiempo de entre 30 segundos y 10 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.

El control terciario opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

3. PROPUESTA METODOLÓGICA

En la Figura 2 se presenta el diagrama de flujo con la metodología de pruebas e identificación paramétrica de sistemas de control.

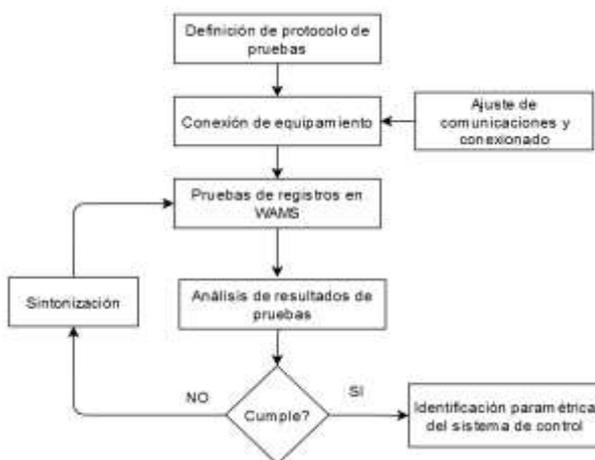


Figura 2: Metodología de pruebas e identificación paramétrica de sistemas de control

En primera instancia, en la metodología se define un protocolo de pruebas y conexión de equipos considerando los materiales y equipamiento disponible por personal de la central y del CENACE. Adicionalmente, se verifican permisos de control, parametrización inicial y pruebas de registros del sistema WAMS con la finalidad de identificar restricciones en el registro adecuado de las pruebas y ajustar los sistemas de comunicación y conexión.

Posteriormente, se realizan las pruebas para la verificación de la capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de la frecuencia. En este sentido en la Figura 3 se presenta la característica de Regulación Potencia-Frecuencia (RPF), donde se observa las principales particularidades que la caracterizan.

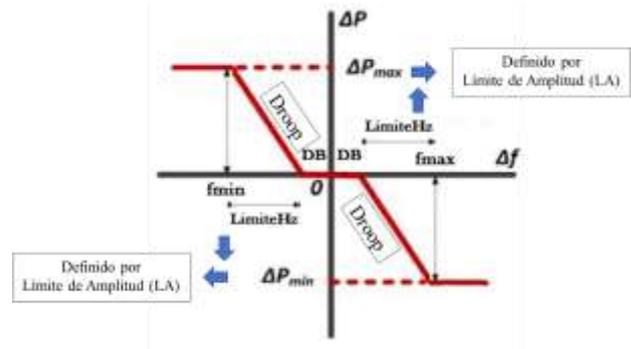


Figura 3: Característica Regulación Potencia – Frecuencia (RPF)

El estatismo (droop en inglés) es la característica técnica de una planta y/o unidad de generación que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de potencia de respuesta. La Banda Muerta (Dead Band, DB) es el rango de frecuencia del sistema dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia. Adicionalmente, se observa el Límite de Amplitud que se caracteriza por limitar el incremento o decremento de entrega de potencia del regulador de velocidad, dado un evento de frecuencia[9]. Es importante destacar que, el Límite de Amplitud define los límites máximos y mínimos de frecuencia entre los cuales el regulador de velocidad aportará a la RPF

Para el análisis de resultados se considera el cumplimiento de la normativa internacional citados en la mayoría de los códigos internacionales [9], [10] y [11], resumido a continuación:

- a) **Estatismo:** ajustable en el rango de 3 a 8%; en este caso se ha parametrizado en 4%.
- b) **DB:** considera un rango de 0-200 mHz y, para estos ensayos se ajustada en 30 mHz.
- c) $|\Delta P1/P_{max} = (\Delta P_{max})$: intervalo de respuesta a la frecuencia, donde $\Delta P1$ es la respuesta en potencia activa esperada ante un desvío de frecuencia Δf (ver Figura 4). En este caso, se considera que el intervalo puede oscilar entre 1% y 10%.



Δf : desvío de la frecuencia f respecto de 60 Hz ($\Delta f = f - 60$).

ΔP : respuesta en potencia activa esperada ante una Δf calculada a través de la siguiente ecuación:

$$|\Delta P| = \frac{|\Delta f| - |DB|}{60 \text{ Hz}} \times \frac{P_{max}}{Droop} \times 100 \quad (1)$$

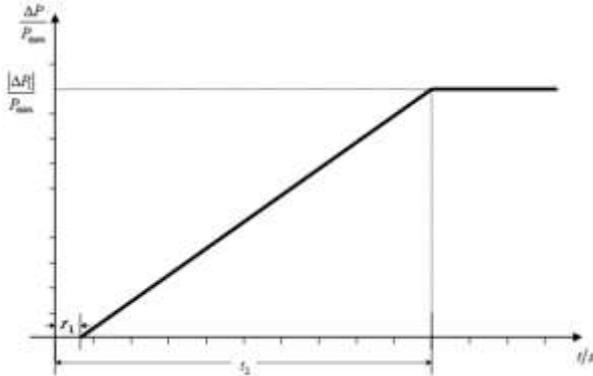


Figura 4: Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia [11]

Retraso inicial (t_1): tiempo de activación de la respuesta de frecuencia. Este tiempo se mide desde que se detecte un cambio de frecuencia hasta cuando se produzca una variación del 1% del ΔP ensayo. En este caso se considera que el valor de t_1 debe ser menor a 2 seg.

Tiempo de activación total (t_2): tiempo de activación de la respuesta de regulación un cambio de frecuencia Δf del cual se espere una respuesta igual a $|\Delta P_1|/P_{max}$ (incluyendo el retraso inicial t_1). A efectos de la determinación del t_2 se considerará el tiempo correspondiente al último valor de P que entra dentro de la banda $\pm 1\%$ de P_{max} alrededor de $|\Delta P_1|/P_{max}$. Se considera que el valor de t_2 debe ser menor a 30 seg.

Por último, en base al análisis de resultados de las pruebas y las restricciones identificadas que limitan la correcta actuación del regulador de velocidad se realiza, de ser necesario la adecuada sintonización. Caso contrario se procede a la identificación paramétrica del regulador de velocidad empleando la herramienta y metodología diseñada en [12], [13] y [14].

Esta herramienta y metodología considera las recomendaciones dadas por la Corporación de la Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC, por sus siglas en inglés) en el documento “Reliability Guideline Power Plant Dynamic Model Verification Using PMUs” [15]. La herramienta se basa en un método de optimización que minimiza el error cuadrático medio (MSE, por sus siglas en inglés) entre las señales de pruebas de campo y las respuestas obtenidas en simulación [14].

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DELSITANISAGUA.

En la Figura 5 se presenta la frecuencia del S.N.I. y la potencia activa de una unidad de la central Delsitanisagua, ante un evento suscitado en el sistema eléctrico colombiano y registrado por el sistema WAMS de CENACE. El evento de frecuencia corresponde a la salida de operación de la central Termo Yopal con un despacho estimado de 80 MW. Este evento provoca un desbalance de generación-carga ocasionando un decremento de la frecuencia hasta 59.75 Hz (NADIR), y luego se estabiliza en aproximadamente 59.90 Hz.

Es importante resaltar que ante este evento las unidades de generación Delsitanisagua no aportan a la RPF. Se observa que, ante el decremento de la frecuencia, la unidad no incrementa su potencia activa mediante la variación de su potencia mecánica (apertura de inyectores) por actuación de su regulador de velocidad; no obstante, se aprecia el aporte de la respuesta inercial de la unidad. En este sentido, se desprende la necesidad de desarrollar, y aplicar en campo, una metodología de pruebas, parametrización y sintonización de los reguladores de velocidad.



Figura 5: Respuesta de Frecuencia de una unidad de la Central Delsitanisagua previo a la intervención del regulador de velocidad

Con estos antecedentes, se plantea un plan piloto para aplicar la metodología desarrollada por la SID en la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua de 180 MW de potencia, la cual se encuentra ubicada en la provincia de Zamora Chinchipe, cantón Zamora. Esta central cuenta con tres turbinas tipo Pelton de 60 MW, las cuales aprovechan el potencial del río Zamora, con un caudal medio anual de 47,3 m³/s aprovechables para su generación [16].

4.1. Protocolo de Pruebas y Conexión de Equipos

En la Figura 6 se presenta la conexión de equipos para realizar las pruebas del regulador de velocidad de la unidad 2 de la central Delsitanisagua, que involucra: 1) Señal de frecuencia inyectada mediante el equipo de pruebas OMICRON CMC 256 plus [17] y 2) el registro



de la señal analógica medida (apertura de válvulas) por medio de un controlador de automatización en tiempo real RTAC SEL-2240 configurado como PMU RTAC móvil [18]. Adicionalmente, esta PMU permite el registro de la señal inyectada por el OMICRON CMC 256 plus.

El objetivo principal es observar el comportamiento del sistema “Generador-Regulador de Velocidad” respecto a variaciones controladas de frecuencia. Para ello, se inyecta una señal de voltaje con frecuencia variable directamente en el módulo del regulador, reemplazando la señal de frecuencia del sistema

proveniente del transformador de potencial conectado al voltaje terminal de la unidad. La estimación de los sincrofasores de voltaje y corriente, así como el cálculo de potencia activa de la unidad de generación son registrados con la PMU existente en la unidad 2 de la marca Arbiter Modelo 1133A Power Sentinel. Todos estos equipos se conectan directamente con el sistema WAMS de CENACE, WAProtector [19], para su almacenamiento, sincronización y análisis a través de los despliegues diseñados en la interfaz gráfica realizada para las pruebas.

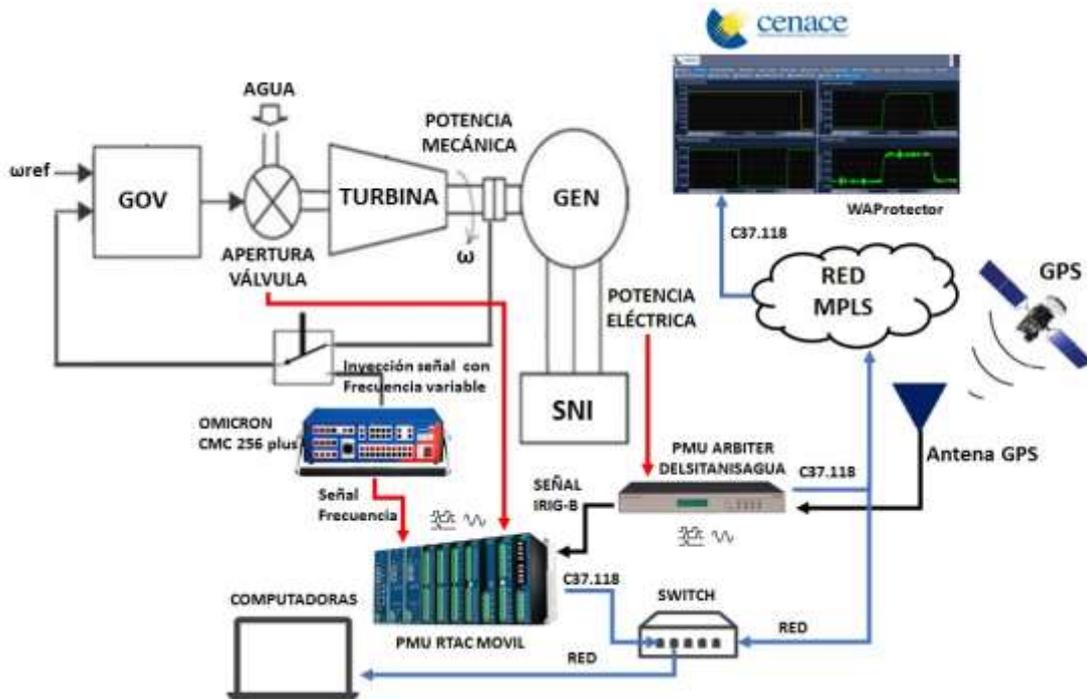


Figura 6: Conexión de equipos

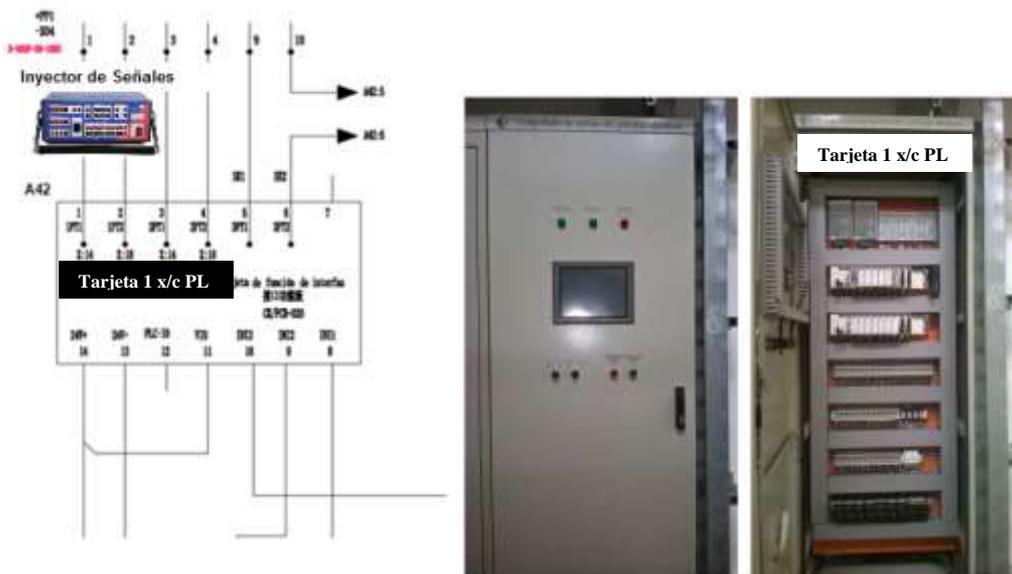


Figura 7: Conexión de la Maleta de Inyección de señales a PLC del Regulador de Velocidad

En la Figura 7 se presenta el esquema de conexión de la maleta de inyección de señales, OMICRON CMC 256 plus, a la tarjeta 1 x/c PLC del regulador de velocidad de la unidad de generación. En este proceso de conexión de equipos se debe realizar:

- La verificación de la disponibilidad de señales de sincronización y de acceso a la red de PMUs de CENACE. En este punto, es importante la disponibilidad de una salida configurable IRIG-B y un punto de acceso a la red MPLS de PMUs.
- La instalación y configuración de un switch auxiliar para acceso de equipos, inyector y computadores a la red de PMUs y del sistema WAMS (WAProtector) de CENACE.
- La instalación, conexión, sincronización y programación del equipo PMU RTAC (móvil) destinado a la adquisición de la frecuencia y la entrada analógica de apertura de inyectores.
- La instalación y conexión del equipo de pruebas OMICRON CMC 256 plus, destinado a la inyección de la señal para la variación de frecuencia en el regulador de velocidad.
- La configuración de pruebas en software de gestión del equipo inyector OMICRON CMC 256 plus.
- La configuración de la PMU RTAC en el sistema WAProtector de CENACE.

4.2. Pruebas y Resultados

En la Tabla 1 se presentan los parámetros del regulador de velocidad de los generadores que definen la característica de regulación y fueron ingresados en sitio; y, además se muestran las ganancias del control PID (Proporcional-Integral-Derivativo) que definen los tiempos de la respuesta de regulación y que se encuentran parametrizadas por el fabricante. Estos parámetros junto con la programación del PLC permitieron obtener resultados coherentes de la actuación del regulador de velocidad y, con base a éstos se realiza el análisis de resultados, cumplimiento de normativa y validación del modelo de control.

Tabla 1: Parámetros del regulador de velocidad

Característica de Regulación			Control PID		
Banda Muerta (Hz)	Estatismo (%)	Límite de Amplitud (%)	kp	Ki	Kd
0.03	4	48	8	8	0

4.2.1. Pruebas de Campo

Las pruebas fueron realizadas en una unidad de generación, la cual permitía el conexión fiable de los materiales y equipos. Considerando diferentes despachos se realizaron variaciones de frecuencia para registrar la respuesta de la potencia activa.

En la Figura 8 se presenta la respuesta de la unidad 2, despachada con aproximadamente 30 MW, ante un incremento de frecuencia de 0.27 Hz. Se pueden observar las variables registradas por el sistema WAMS como voltaje (V) y frecuencia (Hz) de inyección, apertura de inyectores (válvulas) (%) y potencia activa eléctrica (MW). La señal de inyección se compone de una magnitud de voltaje con una frecuencia, la cual se modifica para provocar las variaciones.

Con el incremento de frecuencia de 0.27 Hz se observa una correcta actuación del regulador, puesto que disminuye la potencia de salida de 30.73 MW a 24.62 MW, cuyo estatismo equivale a 3.93% (valor muy cercano al valor parametrizado de 4%).

Por otro lado, en la Figura 9 se presenta la prueba con un decremento de frecuencia de 0.27 Hz, donde se observa una correcta actuación del regulador de velocidad, puesto que, ante el decremento de frecuencia, la unidad de generación aumenta su potencia de salida desde 30.71 MW hasta 35.87 MW, cuyo valor corresponde a un estatismo de 4.65%.

En la Tabla 2 se presenta los resultados de las pruebas con despacho aproximado de 30 MW, correspondiente a una operación con 4 válvulas, donde se observa que el estatismo se encuentra alrededor del 4% a 4.6%. Los ensayos No. 5 y No. 10 corresponden a pruebas fuera del rango mínimo y máximo de frecuencia (dado por el Límite de Amplitud), en estos casos, el aporte a la RPF no se incrementa (valor saturado).

Es importante destacar que, la respuesta de las válvulas (apertura y cierre) es uniforme ante una misma variación de frecuencia, por ejemplo, el ensayo No. 4, correspondiente a incremento de 0.27 Hz, cuenta con una apertura de válvulas de 11.34%; el mismo caso sucede en el ensayo No. 9 correspondiente a un decremento de 0.27 Hz de frecuencia, donde las válvulas se cierran en 11.33%.

En base a esto se calculó el porcentaje de variación de frecuencia en función de la apertura/cierre de válvulas, considerando que la apertura máxima de las válvulas es del 87% (valor indicado por el fabricante); en este caso, la relación variación de frecuencia versus variación de apertura de válvulas corresponde a valores de 4% (estatismo parametrizado en el regulador).

Sin embargo, la respuesta de estatismo calculado en base a la variación de Potencia no es uniforme, por ejemplo, como se puede observar en la columna Estatismo ensayo (%), para variaciones de frecuencia por encima de la frecuencia nominal, el estatismo corresponde a aproximadamente 4%; mientras que para variaciones de frecuencia por debajo de la nominal el valor de estatismo corresponde a aproximadamente 4.6%.



En la tabla 3. se presenta los resultados de las pruebas con despacho de 50 MW, correspondiente a una operación con 6 válvulas. En este caso se observa que el estatismo se encuentra entre 3% y 3.5%; sin embargo, la

relación de variación a frecuencias versus la apertura/cierre de válvulas corresponde a un valor de 4% (estatismo parametrizado en el regulador).

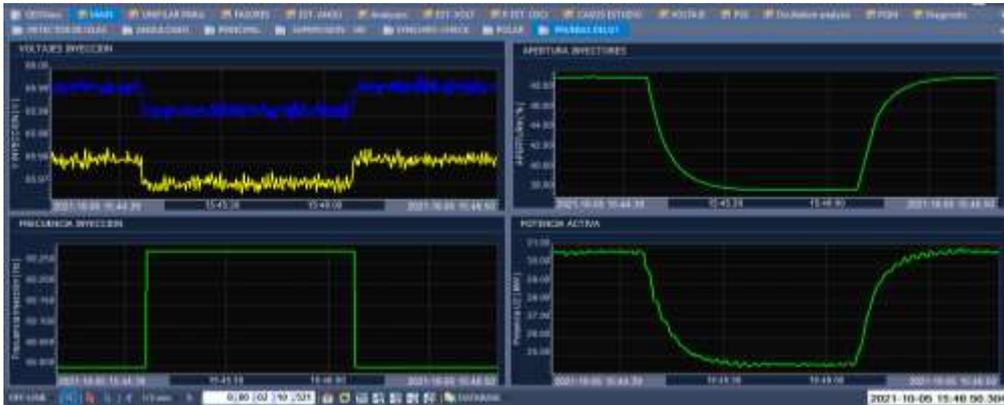


Figura 8: Pruebas al regulador de velocidad - Incremento de frecuencia



Figura 9: Pruebas al regulador de velocidad - Decremento de frecuencia

Tabla 2: Ensayos con despacho de 30 MW (4 válvulas)

No. Ensayo	Ff (Hz)	Δf (Hz)	Pf (MW)	ΔP (MW)	ΔP (% Pn)	Δf ensayo (% fn)	PO ensayo (MW)	Pf ensayo (MW)	ΔP ensayo (%Pmax)	AV0 ensayo (%)	AVf ensayo (%)	ΔAv ensayo (%)	$\Delta f/\Delta Av$ (%)	Estatismo ensayo (%)
1	60.09	0.09	28.50	1.50	2.50	0.10	30.77	29.30	2.45	49.32	46.48	2.84	4.05	4.08
2	60.15	0.15	27.00	3.00	5.00	0.20	30.77	27.74	5.05	49.32	43.64	5.68	4.05	3.96
3	60.21	0.21	25.50	4.50	7.50	0.30	30.76	26.18	7.63	49.32	40.80	8.52	4.05	3.93
4	60.27	0.27	24.00	6.00	10.00	0.40	30.70	24.62	10.13	49.32	37.98	11.34	4.05	3.95
5	60.30	0.30	24.00	6.00	10.00	0.40	30.70	24.53	10.28	49.32	37.98	11.34	4.05	3.89
6	59.91	0.09	31.50	1.50	2.50	0.10	30.75	32.03	2.13	49.32	52.15	2.83	4.06	4.69
7	59.85	0.15	33.00	3.00	5.00	0.20	30.75	33.43	4.47	49.32	54.99	5.67	4.05	4.48
8	59.79	0.21	34.50	4.50	7.50	0.30	30.77	34.68	6.52	49.32	57.82	8.50	4.06	4.60
9	59.73	0.27	36.00	6.00	10.00	0.40	30.71	35.87	8.60	49.32	60.65	11.33	4.06	4.65
10	59.70	0.30	36.00	6.00	10.00	0.40	30.75	35.90	8.58	49.32	60.65	11.33	4.06	4.66

Tabla 3: Ensayos con despacho de 50 MW (6 válvulas)

No. Ensayo	Ff (Hz)	Δf (Hz)	Pf (MW)	ΔP (MW)	ΔP (% Pn)	Δf ensayo (% fn)	PO ensayo (MW)	Pf ensayo (MW)	ΔP ensayo (%Pmax)	AV0 ensayo (%)	AVf ensayo (%)	ΔAv ensayo (%)	$\Delta f/\Delta Av$ (%)	Estatismo ensayo (%)
1	60.09	0.09	48.06	1.94	3.23	0.10	49.57	47.60	3.28	53.92	51.06	2.86	4.02	3.05
2	60.15	0.15	46.13	3.87	6.45	0.20	49.54	45.71	6.38	53.91	48.19	5.72	4.02	3.13
3	60.19	0.19	44.84	5.16	8.60	0.27	49.76	44.59	8.62	53.96	46.56	7.40	4.14	3.09
4	60.21	0.21	44.84	5.16	8.60	0.27	49.58	44.43	8.58	53.92	46.50	7.42	4.13	3.11
5	59.91	0.09	51.94	1.94	3.23	0.10	49.53	51.31	2.97	53.92	56.78	2.86	4.02	3.37
6	59.85	0.15	53.87	3.87	6.45	0.20	49.56	53.03	5.78	53.92	59.65	5.73	4.01	3.46
7	59.81	0.19	55.16	5.16	8.60	0.27	49.63	54.30	7.78	53.96	61.36	7.40	4.14	3.43
8	59.79	0.21	55.16	5.16	8.60	0.27	49.53	54.16	7.72	53.92	61.31	7.39	4.15	3.46

*AV0 → Apertura de válvulas (inyectores) inicial

**AVf → Apertura de válvulas (inyectores) final



4.2.2. Análisis de resultados y cumplimiento de normativa

4.2.2.1. Características de regulación

De las pruebas realizadas y en base a la lógica del PLC, el regulador de velocidad deberá presentar dos curvas características de Regulación de Potencia – Frecuencia, cuyos resultados se muestran en la Tabla 4. Por lo tanto, las curvas de regulación son función del número de inyectores:

- 1) Con 4 inyectores por generador (Rango de potencia entre 22 y 42 MW): el estatismo corresponde a aproximadamente 4%;
- 2) Con 6 inyectores por generador (Rango de potencia entre 42 y 60 MW): el estatismo corresponde a aproximadamente 3%.

Tabla 4: Características de Regulación Potencia-Frecuencia

Rang de Pot. (MW)	No. Válv	Característica Regulación					
		Estatismo real (%)	Límite Hz (Hz)	Fmax (Hz)	Fmin (Hz)	ΔP (MW)	ΔP (%)
22-42	4	4	0.24	60.27	59.73	6.0	10.0
42-60	6	3	0.16	60.19	59.81	5.1	8.6

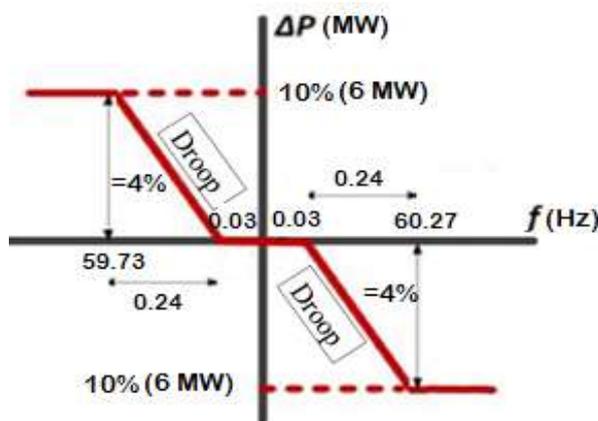


Figura 10: Característica Regulación Potencia – Frecuencia con 4 válvulas

La variación de potencia máxima (aporte a la RPF) es función del Límite de Amplitud (LA) y del número de válvulas en operación. Como se observa en la Figura 10, con 4 inyectores se registra un aporte máximo a la RPF de aproximadamente 10% (6 MW); mientras que, para despachos mayores de 42 MW con 6 inyectores el aporte máximo a la RPF es del 8.6% (5.1 MW).

Es importante notar que, con el valor definido de Límite de Amplitud, ante un evento de frecuencia que sobrepase los límites máximo y mínimo de frecuencia, la variación máxima de potencia que entregan los generadores corresponde a los valores antes mencionado. Por lo tanto, en caso de requerirse menor o mayor aporte de potencia será necesario definir un nuevo LA.

4.2.2.2. Banda Muerta

En la Figura 11 se muestra la prueba en campo para verificar la actuación del regulador con variaciones de frecuencia dentro de la banda muerta. En esta figura se observan dos ensayos correspondientes a la variación de frecuencia dentro de la banda muerta y otro fuera de la banda muerta. Se observa que la actuación del regulador es correcta al actuar únicamente ante el ensayo con variación de frecuencia mayor a 30 mHz (valor parametrizado en el regulador de velocidad).

4.2.2.3. Tiempos de actuación e intervalo de respuesta a la frecuencia

En la Figura 12 se muestra la capacidad de respuesta de los reguladores de velocidad para despachos con 4 y 6 válvulas. En estas figuras se muestra que:

- a) $|\Delta P|/P_{max}$ disminuye ante el evento de incremento de frecuencia hasta -10%, conforme lo especifica característica de regulación con 4 inyectores (ver Tabla 4). El tiempo de activación t_1 de la respuesta de frecuencia es menor a 1 seg.; mientras que, el tiempo de activación t_2 de la respuesta de regulación a un cambio de frecuencia Δf es menor a 15 seg.
- b) $|\Delta P|/P_{max}$ disminuye ante el evento de incremento de frecuencia hasta -8.6%, conforme lo especifica característica de regulación con 6 inyectores (ver Tabla 4). El tiempo de activación t_1 es menor a 1 seg.; mientras que, el tiempo de activación t_2 es menor a 20 seg.

Dado que las respuestas del regulador de velocidad con las ganancias del controlador PID (Proporcional-Integral-Derivativo) que se encuentran ingresadas actualmente en el regulador de velocidad son adecuadas a los requerimientos de normativa internacional, se procede a la identificación paramétrica del modelo.

4.2.2.4. Limitadores de Apertura de Válvulas

En la Figura 13 se presenta una prueba de campo para verificar los limitadores de apertura de válvulas. Para ello, se realizó una variación de frecuencia controlada que permita un aporte de potencia activa (con 6 válvulas) mayor a la potencia nominal de la unidad de generación.

En este caso, la apertura de las válvulas fue de 74.27% provocando que la potencia entregada por la unidad de generación sea mayor que la potencia nominal (60.5 MW).

Cabe indicar que el límite de apertura máxima de válvulas parametrizado por el fabricante es de 87%; por lo que, ante un evento de frecuencia con despachos cercanos a la potencia máxima y operando en modo RPF, la potencia entregada superaría la potencia nominal comprometiendo la vida útil de la máquina.

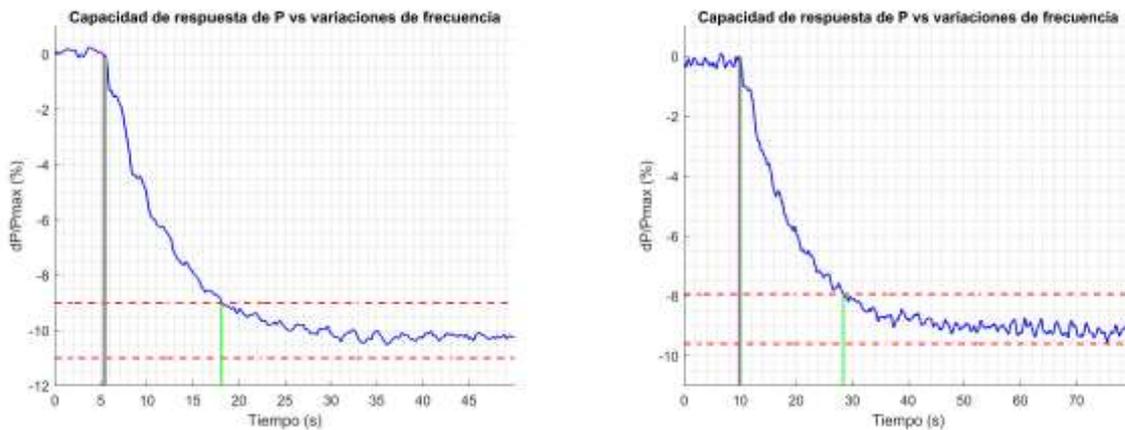


Con LA igual a 48 el aporte máximo a la RPF con 6 válvulas es de 8%; en este caso, las unidades de generación sólo podrán despacharse hasta máximo 55 MW, caso contrario se recomienda deshabilitar el modo RPF para evitar sobrepasar la capacidad máxima del generador puesto que el sistema turbina-generator-regulador no cuenta con el limitador de potencia

máxima de generación. Esta recomendación debe considerarse en la planificación operativa con la finalidad de evitar la disminución de la reserva rodante del sistema ecuatoriano. En caso de requerirse menor o mayor aporte de potencia ante eventos será necesario definir un nuevo LA.



Figura 11: Pruebas de verificación de actuación de Banda Muerta



a) $\Delta f=0.27$ Hz – 4 válvulas

b) $\Delta f=0.19$ Hz – 6 válvulas

Figura 12: Respuesta de la potencia activa

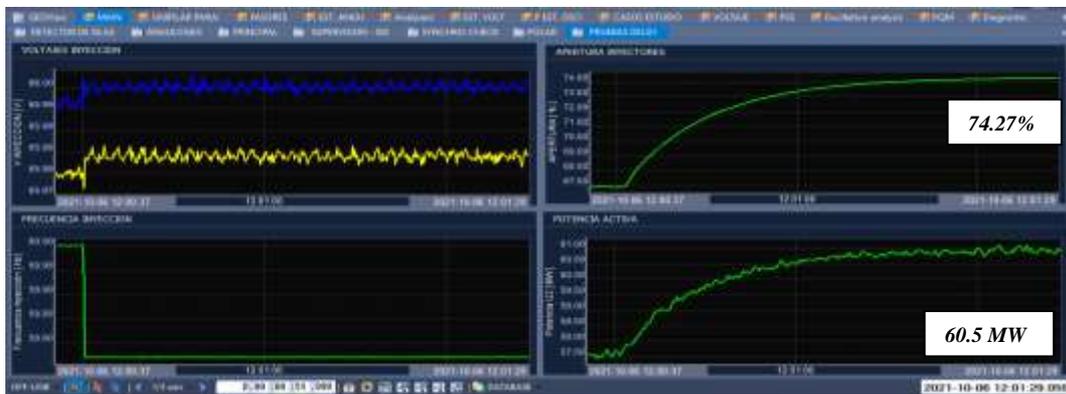


Figura 13: Prueba de potencia máxima



5. IDENTIFICACIÓN PARAMÉTRICA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD

En base a todas las restricciones identificadas que limitan la correcta actuación del regulador de velocidad de la central Delsitanisagua se procedió a la construcción del modelo mediante programación DSL en PowerFactory de DIGSILENT.

En la Figura 14 se muestra el modelo construido que cuenta con todas las particularidades del sistema de control real considerado los bloques proporcional-integral (dado que K_d es igual a cero), banda muerta,

límite de amplitud, estatismo y un modelo simplificado de turbina. En la Figura 15 se presenta simulaciones basadas en pruebas para identificar el modelo, las cuales corresponden a Δf de 210 mHz con 4 válvulas (Rango de potencia entre 22 y 42 MW). Se puede observar que, ante el escalón de frecuencia, la respuesta de la potencia real y simulada tienen un bajo MSE. Cabe indicar que, las simulaciones para identificación paramétrica fueron realizadas considerando pruebas reales con diferentes variaciones de frecuencia con la finalidad de mejorar la precisión de la identificación paramétrica.

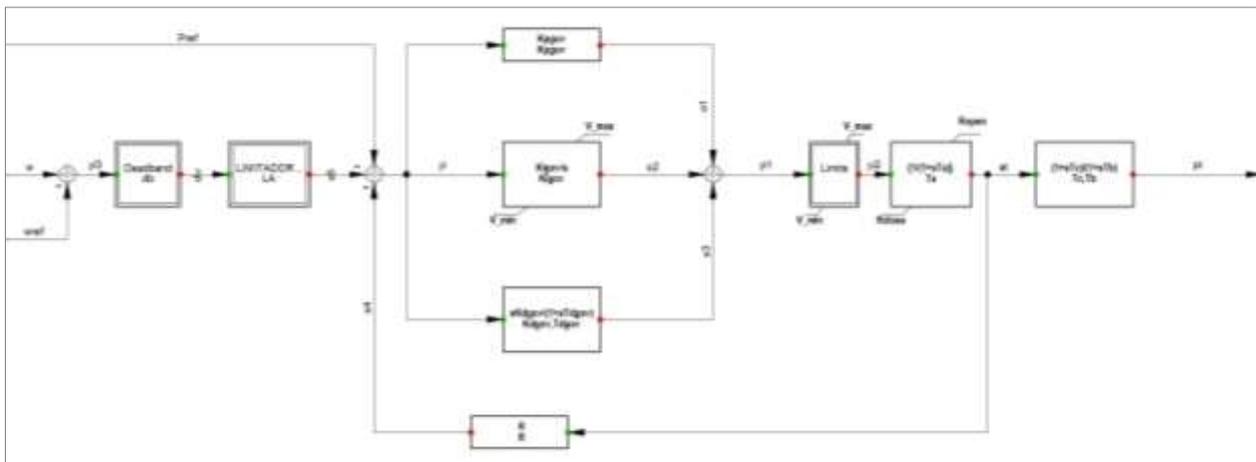


Figura 14: Modelo del sistema de control

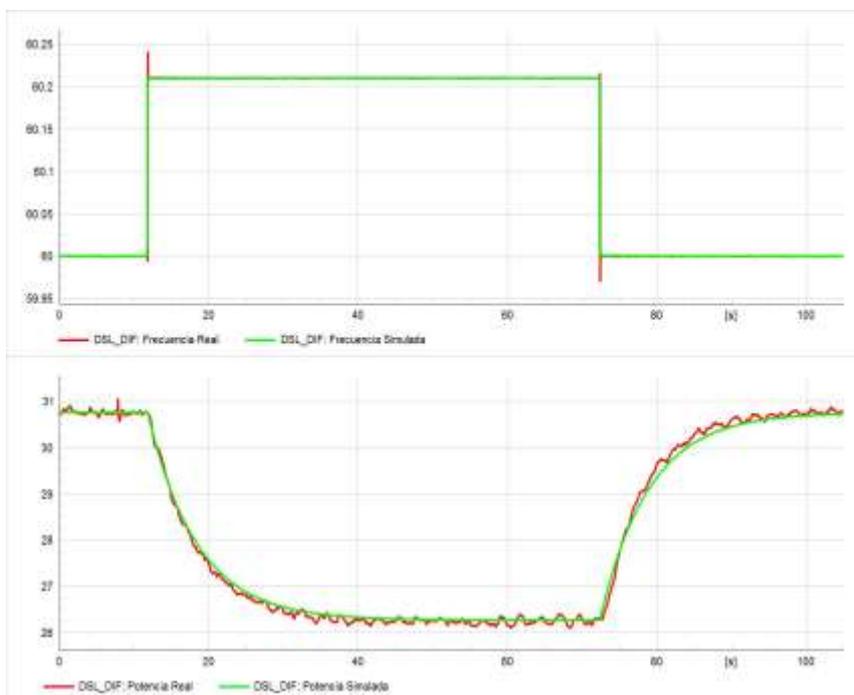


Figura 15: Identificación de modelo – Prueba $\Delta f = +210$ mHz – 4 válvulas



6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se verifica que el protocolo de pruebas desarrollado es robusto y permite la verificación y actuación dinámica del regulador de velocidad, puesto que, se obtienen medidas en tiempo real de las señales de: potencia eléctrica, frecuencia y apertura de válvulas de agua, permitiendo realizar la correcta identificación paramétrica del regulador de velocidad mediante programación DSL en PowerFactory de DiGSILENT. Este protocolo de pruebas deberá replicarse en las centrales de generación del S.N.I. para obtener información del comportamiento real del sistema Generador-Regulador de velocidad y realizar el análisis de resultados y cumplimiento de normativa, y en caso, de incumplimiento realizar la sintonización adecuada del regulador.

Es importante destacar que, a partir del protocolo de pruebas establecido y los análisis realizados, se han identificado todas las restricciones que limitan la actuación del regulador de velocidad de las unidades de generación de la central Delsitanisagua. Una de las particularidades principales del regulador es que cuenta con dos curvas características de Regulación de Potencia – Frecuencia, las cuales son función del número de inyectores; adicionalmente, mediante pruebas se observó que dichas curvas no son simétricas ante incrementos/decrementos de frecuencia de igual magnitud. Sin embargo, los resultados de las pruebas con los parámetros de la característica de regulación (ingresadas en campo) y las ganancias del controlador PID (Proporcional-Integral-Derivativo) que se encuentran ingresadas actualmente en el regulador de velocidad son adecuadas a los requerimientos del futuro código de red ecuatoriano.

Por último, es importante mencionar que el Control Potencia Activa del sistema SCADA de la central sirve para cambiar la consigna de despacho e inhibe el Modo RPF; por tal razón, se recomienda que tanto, la operación de la central como el Operador del Sistema, verifiquen la activación del modo de operación RPF y la desactivación del Modo Potencia Activa, luego de alcanzar alguna consigna planificada

AGRADECIMIENTOS

Hacemos extenso un cordial agradecimiento a los funcionarios de CELEC EP GENSUR quienes participaron de forma activa en la ejecución de las pruebas en las unidades de la central hidroeléctrica Delsitanisagua, viabilizando la ejecución de este trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, et al, “Definition and classification of power system stability”, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability: Terms and Definitions. IEEE

Transactions on Power Systems, Vol. 19, Pages: 1387-1401, August 2004.

[2] Zhaoyang Dong, and Pei Zhang, “Emerging Techniques in Power System Analysis”, Springer, 2010.

[3] L. N. Hannett, W. James, and B. Fardanesh, “Field tests to validate hydro turbine-governor model structure and parameters”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, no. 4, pp. 1744-1751, 1994.

[4] G.R. Bérubé, L.M. Hajagos, “Testing and Modelling of Generator Controls on the Ontario Hydro System, presented at the WSCC Workshop on Synchronous Unit Dynamic Testing and Computer Model Validation (January 30, 1997) and the NERC System Dynamics Data Working Group Symposium”, April 30, 1997.

[5] G. R. Bérubé, L. M. Hajagos, “Modelling Based on Field Tests of Turbine/Governor Systems, presented at the IEEE Symposium on Frequency Control Requirements, Trends and Challenges in the New Utility Environment”, New York, NY, February, 1999.

[6] L. M. Hajagos, and G. R. Bérubé, “Utility experience with gas turbine testing and modeling”, 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37194). Vol. 2. IEEE, 2001.

[7] N. Watrin, B. Blunier, and A. Miraoui, “Review of adaptive systems for lithium batteries state-of-charge and state-of-health estimation,” in Proceedings of IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, pp. 1–6, Dearborn, Mich, USA, June 2012.

[8] R. Kuga, M. Esguerra, B. Chabot, A. Avendano Cecena, “EPIC 2.05; Inertia Response Emulation for DG Impact Improvement”; EPIC—Final Report; Pacific Gas and Electric Company: San Francisco, CA, USA, 2019.

[9] Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016 que un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.

[10] Comisión Reguladora de Energía, “RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica”, Estados Unidos Mexicanos, 2016.

[11] REE, AELEC, ASEME, CIDE “Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el reglamento UE 2016/631, noviembre ,2020.



- [12] J. Cepeda, J. Rueda, and I. Erlich, "Identification of Dynamic Equivalents based on Heuristic Optimization for Smart Grid Applications", IEEE World Congress on Computational Intelligence, Brisbane, Australia, June, 2012.
- [13] P. Verdugo, J. Cepeda, A. De La Torre, and K. Paucar, "Testbed for PSS Tuning Using Synchrophasor Measurements and a Real-Time Digital Simulator", 2017 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA), Quito, Ecuador, September, 2017.
- [14] W. Vargas y P. Verdugo, "Validación e Identificación de Modelos de Centrales de Generación Empleando Registros de Perturbaciones de Unidades de Medición Fasorial, Aplicación Práctica Central Paute – Molino", vol. 16, n.º 2, pp. 50-59, ene. 2020.
- [15] North American Electric Reliability Corporation, "Reliability Guideline Power Plant Dynamic Model Verification using PMUs" no. September, 2018.
- [16] Corporación Eléctrica del Ecuador, [Disponible]: <https://www.celec.gob.ec/gensur/index.php/responsabilidad/phd>
- [17] OMICRON, CMC 256plus, Equipo universal de pruebas de relés y calibrador de alta precisión, [Disponible]: <https://www.omicronenergy.com/es/productos/cm-256plus/>
- [18] SEL-2240, Schweitzer Engineering Laboratories, [Disponible]: <https://selinc.com/es/products/2240/>
- [19] Elpros, WAProtector: Power System Wide Area Monitoring, Protection and Control, [Disponible]: <http://www.elpros.si/>



Walter Vargas. - Nació en Guayaquil, Ecuador en 1984. Recibió sus títulos de Ingeniero en Electricidad especialización Potencia (2007) en la Escuela Superior Politécnica del Litoral y el de Máster en Sistemas de Energía Eléctrica (2013) en la

Universidad de Sevilla. Entre 2013 y el 2017 trabajó en la sección de Estudios Eléctricos del Departamento de Centro de Operación de CELEC EP – Transelectric. Actualmente se desempeña como especialista en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen la optimización, confiabilidad, evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



Marlon Chamba. - Nació en Loja, Ecuador en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2007. En el año 2016, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Mercados de Energía, Confiabilidad, Análisis de la seguridad y vulnerabilidad.



Diego Echeverría. - Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. En el año 2021, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en

el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador como Subgerente Nacional de Investigación & Desarrollo. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofásorales PMU's y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



Aharon De La Torre. - Recibió el título de Ingeniero Eléctrico, en 2013. Entre 2012 y 2013 colaboró en CENACE, en la implementación del Sistema de Monitoreo de Área Extendida - WAMS del S.N.I., entre 2013 y 2015 colaboró en el desarrollo y actualización de los

procedimientos para la inclusión de la información del sistema WAMS en los procesos postoperativos. Actualmente colabora en la Subgerencia de Investigación y Desarrollo del CENACE y sus áreas de interés incluyen los sistemas WAMS, la Simulación Digital en Tiempo Real y las Smart Grids.



Determination of parameters of a grounding and electrical shielding system proposing a case of expanding a distributed power station

Determinación de los parámetros de un sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico planteando un caso de expansión en una central de generación distribuida

 D. P. Monga¹  C. J. Changoluisa¹  E. R. Salazar¹  D. L. Jiménez¹  X.A. Proaño¹

¹ Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador
Email: diego.monga9964@utc.edu.ec; cristian.changoluisa9033@utc.edu.ec
edgar.salazar7619@utc.edu.ec; diego.jimenez@utc.edu.ec; xavier.proano@utc.edu.ec

Abstract

Current research deals with simulation of the shielding and grounding systems in a distributed power station, because of failures have occurred in it, causing damage to protection equipment, even, it has considered a future expansion. Therefore, soil resistivity and grounding resistance measurements were made using Std. IEEE 81, obtaining values up to 40.4 Ω -m and 986 Ω respectively along land and common ground points. Later, systems were modeled in ETAP; under current conditions ground resistivity value of 23.57 Ω m, determining a resistance of 0.588 Ω , and a touch voltage of 854.4 V, which exceeds tolerable values of regulations, as well as in accordance to modeling of rolling spheres for current shielding system made up of a dipole type lightning rod; It was determined that 3 generators are outside the protection zone and at doing expansion, this set of protections would not provide the necessary guarantees for proper functioning of plant. Improvements to the system were proposed; they were verified by simulation; obtaining grounding values of 0.414 Ω and touch voltage of 589 V which are within permissible limits, in addition to designing expansion.

Index terms— IEEE 80 Standard, Finite Element Method, Rolling Spheres, Grounding System.

Resumen

La presente investigación trata la simulación de los sistemas de apantallamiento y puesta a tierra en una central de generación distribuida, debido a que en la misma se han suscitado fallas ocasionando daños en los equipos de protección, a su vez se ha considerado una futura expansión. Para lo cual se realizó mediciones de resistividad del suelo y resistencia de puesta a tierra a través el Std. IEEE 81, obteniéndose valores de hasta 40,4 Ω -m y 986 Ω respectivamente a lo largo del terreno y en los puntos comunes de tierra. Posteriormente se modeló los sistemas en ETAP; en condiciones actuales con el valor de resistividad del suelo de 23,57 Ω m, determinándose una resistencia de 0,588 Ω , y un voltaje de toque de 854,4 V, el cual excede los valores tolerables de la normativa, así también acorde al modelamiento de las esferas rodantes para el sistema de apantallamiento actual conformado por un pararrayo tipo dipolo; se determinó que 3 de los generadores se encuentran fuera de la zona de protección y al efectuarse una expansión este conjunto de protecciones no prestarían las garantías necesarias para el buen funcionamiento de la central. Para lo cual se plantearon mejoras al sistema; las cuales se comprobaron por intermedio de simulaciones; obteniéndose valores de puesta a tierra de 0,414 Ω y voltaje de toque de 589 V los cuales están dentro de los límites permisibles, además de diseñarse la expansión.

Palabras clave— Normativa IEEE 80, Método de Elementos Finitos, Esferas Rodantes, Sistema de Puesta a Tierra.

Recibido: 26-04-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Monga, D.; Changoluisa, C.; Salazar, R.; Jiménez, D.; Proaño, X.;(2022). "Determinación de los parámetros de un sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico planteando un caso de expansión en una central de generación distribuida". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 34-41

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.514>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La simulación y estudio se fundamenta en la aplicación de metodologías para analizar los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento en una central de generación distribuida tanto en condiciones actuales como ante una futura expansión proyectada de 2 MW, lo cual hace que sea indispensable procurar el buen funcionamiento y eficiencia de los mismos, con el fin de garantizar la integridad de activos físicos y componente humano, de acuerdo con el plan de reducción de pérdidas de energía eléctrica (PLANREP) promulgados por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables [1].

Para lo cual se plantea rediseñar el sistema de puesta a tierra y apantallamiento eléctrico en las etapas actuales de la central de generación distribuida. Como punto de partida se propone realizar un modelamiento del sistema de puesta a tierra en el software ETAP empleando el método de los elementos finitos acorde a la norma IEEE-80-2013 [2]. Así también el modelamiento integro 3D de la central en el software SOLIDWORKS, con el propósito de emplear el método de las Esferas Rodantes para realizar el análisis de los sistemas de apantallamiento eléctrico en condiciones iniciales conforme a los procesos de coordinación de aislamiento [3].

Por último, se plantean soluciones a partir de los datos obtenidos, acorde a las simulaciones en condiciones iniciales y mediciones efectuadas en campo [11]. Posteriormente se propone y analiza la efectividad de las mejoras propuestas a los sistemas existentes y al diseño de la expansión de la central de generación, empleando las normas, métodos, softwares utilizados en la simulación y análisis inicial.

2. DESARROLLO

La presente investigación se fundamenta en un proceso descriptivo y analítico de las condiciones iniciales, que pretende denotar las características que podrían influir en un desempeño defectuoso de los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento de la central ante posibles fallos ocasionados por el diseño actual.

2.1. Análisis de la coordinación de aislamiento

Para el estudio de la coordinación de aislamiento se considera que los equipos de una instalación eléctrica en una central son sometidos a sobrevoltajes que pueden afectar su aislamiento y ocasionar un fallo o avería.

Estos sobrevoltajes se originan como consecuencia de una falla, una maniobra o una descarga atmosférica. Su estudio es fundamental para determinar tanto el nivel de aislamiento que se debe seleccionar para los distintos componentes de un sistema, según los medios o dispositivos de protección que son necesarios de instalar

acorde a las características de la central distribuida en condiciones actuales (como se muestra en la tabla 1) [4].

Tabla 1: Características del Sistema de Apantallamiento de la Central Distribuida.

Descripción	Unidad	Valor
Voltaje nominal U_n	kV	23/0,48
Voltaje asignado del equipo U_s^1	V	25
Puesta a tierra del sistema	-	Sólidamente aterrizado
Altura sobre el nivel del mar	m.s.n.m.	3000
Nivel Isoceraunico	-	60
Nivel de contaminación ambiental	-	Fuerte

De acuerdo con la Tabla 2 de la norma IEC 60071-1 se seleccionan los valores normalizados de aislamiento correspondientes a un sistema con un voltaje máximo U_m , estos niveles de aislamiento cubrirán cualquier aislamiento externo e interno fase-fase y fase-tierra. Para el aislamiento interno y externo se emplea los voltajes de soportabilidad; considerando que la central distribuida se interconecta con la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) a 23 kV (ver tabla 2) y 0,48 kV de generación de los equipos (ver tabla 3):

Tabla 2: Voltajes de soportabilidad 23 kV.

Aislamiento Externo	
70 kV	Voltaje de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial, a tierra y entre polos.
170 kV	Voltaje de soportabilidad al impulso atmosférico, a tierra y entre polos.
Aislamiento Interno	
50 kV	Voltaje de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial, a tierra y entre polos.
125 kV	Voltaje de soportabilidad al impulso atmosférico, a tierra y entre polos.

Tabla 3: Voltajes de soportabilidad 0,48 kV.

Aislamiento Externo	
10 kV	Voltaje de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial, a tierra y entre polos.
10 kV	Voltaje de soportabilidad al impulso atmosférico, a tierra y entre polos.
Aislamiento Interno	
60 kV	Voltaje de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial, a tierra y entre polos.
60 kV	Voltaje de soportabilidad al impulso atmosférico, a tierra y entre polos.

Según la norma UNE - EN60099-4, el valor normalizado para el voltaje nominal del dispositivo de



protección contra sobrevoltajes seleccionado es 18 kV MCOV 15.3 kV, para la red de 23 kV y 1 kV en la red de 0,48 kV, los cuales consideran el uso de pararrayos clase distribución polimérico, óxido metálico con desconectador de los niveles de protección descritos a continuación de acuerdo con el análisis realizado para la coordinación de aislamiento de la central (ver tabla 4):

Tabla 4: Niveles de protección 23kV y 0,48 kV

Niveles de protección 23 kV	
Ups =48 kV	Nivel de protección al impulso tipo maniobra (1 kA)
Upl = 69 kV	Nivel de protección al impulso tipo rayo (10 kA)
Niveles de protección 0,48 kV	
Ups =1 kV	Nivel de protección al impulso tipo maniobra (1 kA)
Upl = 1,4 kV	Nivel de protección al impulso tipo rayo (10 kA)

Considerando los parámetros analizados y acorde a la norma IEC se contempla analizar los valores nominales tomando en consideración el 10% del voltaje entre fases expresadas en kV. Para lo cual la central de generación cuenta con una red de distribución trifásica de 23 kV, a este valor se incrementa el 10% del voltaje nominal de la red, por lo tanto, el valor de voltaje máximo será de 25,3 kV [5].

A continuación el valor mencionado se lo divide para $\sqrt{3}$ como lo enuncia la norma IEC, obteniéndose un valor de MCOV igual a 14,60 kV; por consiguiente será el máximo valor de voltaje Línea – Tierra y el mismo que; según los estándares de la EEG se deberá considerar un grupo de pararrayos de 18 kV MCOV 15.3 kV [6], los mismos que al realizar el estudio de campo se encuentran instalados en la central de generación y serán parte del análisis en el modelamiento del apantallamiento de la central, considerándolos como la primera protección frente a las descargas atmosféricas a ser analizadas por el Método de las Esferas rodantes.

2.2. Análisis del Sistema de Puesta a Tierra Actual.

El sistema de puesta a tierra en la central actual consta de dos etapas como se muestra en la fig. 1; la primera etapa fue diseñada para la protección de las primeras unidades de generación y la segunda para las unidades consiguientes.

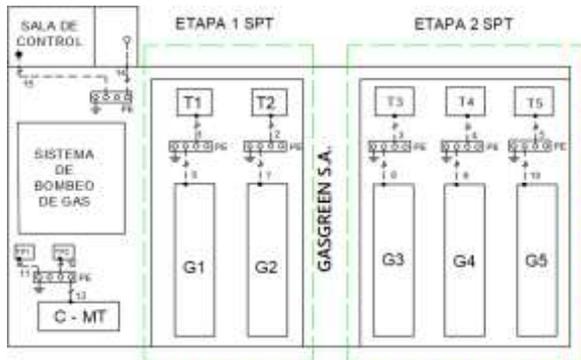


Figura. 1: Etapas del Sistema de Puesta a Tierra inicial en la Central de Generación Distribuida

Cabe destacar que conforme a la información de campo e investigativa se determinó, que las etapas del sistema de puesta a tierra operan de manera independiente para la protección de sus respectivas cargas [7].

2.2.1 Simulación del Sistema de Puesta a Tierra Actual

Se procedió a simular el sistema de puesta a tierra de manera compacta, en base a sus parámetros de construcción empleando el valor actual determinado para la resistividad del suelo el cual es de 23,57 Ω m.

Posterior a un modelamiento en software CAD, en la fig. 2 se observa la simulación de la malla en el software ETAP, empleando al Método de los elementos finitos.

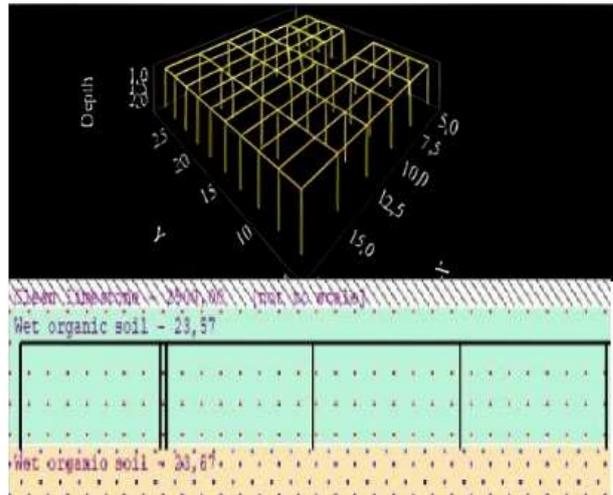


Figura 2: Modelamiento en ETAP del sistema de puesta a tierra actual por el método de elementos finitos

En la fig. 3 se observa los resultados de la simulación en base al método de elementos finitos (FEM).



Figura 3: Resultados obtenidos de la simulación en ETAP

Mediante la simulación con el valor actual de resistividad del suelo, se obtuvo un valor de resistencia de $0,588 \Omega$ en la malla, valor que se encuentra dentro de los rangos permitidos conforme a la norma IEEE-80-2013, además la malla proyecta un voltaje de paso de 464 V y un voltaje de toque de 854,4 V que excede al valor máximo permitido como se muestra en la fig. 4.

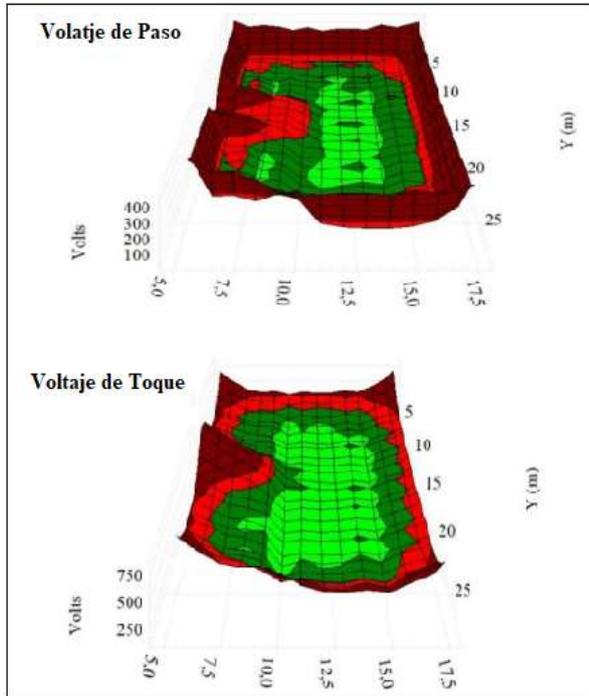


Figura 4: Voltaje de paso y de toque obtenida de la simulación actual de la central de generación distribuida.

Según los resultados obtenidos del modelamiento de las mallas en ETAP usando el Std. IEEE 80, se obtuvieron en todos los casos valores inferiores a 1Ω en cuanto a la resistencia de puesta a tierra, sin embargo, en el siguiente apartado es necesario comparar dichos resultados con una tendencia real dada por mediciones de campo con un telurómetro debido a que los sistemas de protección a tierra deben recibir mantenimiento al menos una vez al año concorde a la norma, lo cual no se ha realizado en la central de generación distribuida, sumado a que la central está ubicada en un tipo de suelo que tiende a sufrir cambios constantemente.

2.3. Modelado del Sistema de Apantallamiento.

Para el modelamiento del sistema de apantallamiento primeramente se empleó el software AutoCAD para realizar en primera instancia el modelo 2D de la central, para posteriormente simularse en 3D en el programa SOLIDWORKS; empleando el método de las esferas rodantes de acuerdo al modelo electrogeométrico resuelto según la coordinación de aislamiento analizada, donde se procede a simularlo en el software tomando en cuenta un radio de 63 m para la esfera rodante,

considerando para el análisis las protecciones actuales existentes, que constan de pararrayos instalados en la estructura saliente de la central de generación que se interconecta con la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) y un pararrayo ubicado perpendicularmente junto a la sala de control.

De acuerdo con el modelamiento de la esfera rodante se determina que las protecciones instaladas no cubren en su totalidad los generadores 3, 4 y 5 los mismos que estarían expuestos a descargas atmosféricas como se puede apreciar en las Fig. 5.

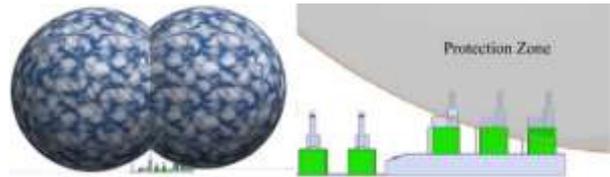


Figura 5: Zona fuera de protección

3. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En la presente investigación, se ha determinado la ausencia de un estudio o metodología establecida para los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento en centrales de generación distribuida renovables, esto debido a que la normativa se encuentra orientada a S/E convencionales, las mismas que cuentan con sistemas de apantallamiento a base de estructuras y cables de guarda que son diseñadas en base al método del ángulo, por lo cual para la central de generación en estudio por su estructura, nivel de contaminación, expansión de 2 unidades generadoras y su desnivel de suelo se debe considerar el método de las esferas rodantes, el mismo que se basa en normativas internacionales como la IEC 1024, AS 1768, NFC 17 100, NFPA 780 y la BS 6651, para lo cual el sistema proporciona menor cantidad de puntos de posible falla, donde se puede conectar al sistema de malla instalado o individualizarlo para disipar las descargas atmosféricas en la zona.

Por otra parte, los sistemas de puesta a tierra han sido monitoreados de manera individual, compacta y con una expansión proyectada; empleándose métodos de medición acorde a la normativa IEEE 81 y de diseño en base a la normativa IEEE 80, además de modelamiento en software en el cuál se analizaron los dos métodos disponibles: IEEE 80 y Elementos Finitos.

Para posteriormente realizarse un balance y comparación de los dos métodos simulados y el diseño secuencial en base a los estándares de IEEE 80.

3.1. Simulación y propuesta del sistema de puesta a tierra actual.

En primera instancia se determina la simulación y propuesta para las condiciones actuales de la central de generación distribuida con la finalidad de asegurarse un nivel de resistencia baja y parámetros dentro de los



límites permitidos en la malla, se pueden realizar varias mejoras acorde a la morfología del terreno implementando 10 varillas en paralelo al mallado existente, con las cuales se ha conseguido obtener una resistencia de 0.414 ohmios, un voltaje de toque de 589 V y un voltaje de paso de 316,6 V; los cuales cumplen con los valores tolerables como se muestra en la fig. 6 en base a las mejoras detalladas en la tabla 5 y 6.

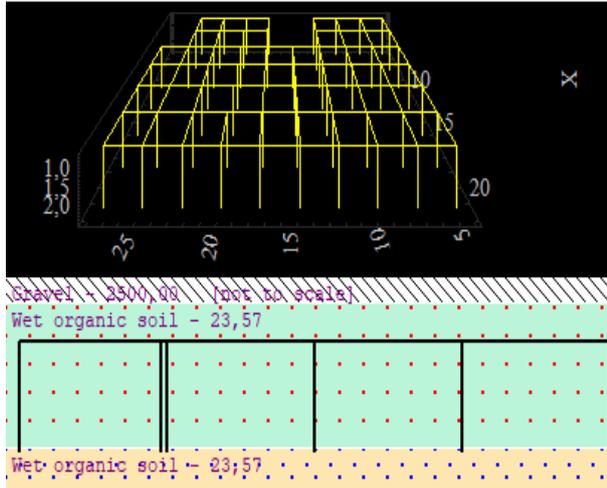


Figura 6: Simulación de la malla con mejoras implementadas

En la fig. 7 se observa los resultados de la simulación en base al método de elementos finitos (FEM).



Figura 7: Resultados obtenidos de la simulación en ETAP

Tabla 5: Comparativa de valores actuales y optimizados

Estado del SPT	Resistencia [Ω]	Voltaje de Toque [V]	Voltaje de Paso [V]	Normativa IEEE 80
Actual	0,588	464	854,4	No cumple
Optimizado	0,414	589	316,6	Cumple

Tabla 6: Mejoras al sistema de puesta a tierra del sistema actual

Mejora	Objetivo	Consideraciones
Implementación de un grupo de 10 varillas en paralelo a la malla en sentido sur (parqueadero), ya que es un espacio sin construcción, el cual presta las facilidades para implementarse dicha mejora.	Reducir el valor de voltaje de toque 467,6 V calculado para cumplir con valores tolerables.	Ubicar en paralelo en sentido sur, a una distancia de 2 metros y medio tanto en dirección x como en y, realizarse las uniones exotérmicas entre los conductores necesarios de expandirse, considerándose cables de calibre 2/0 y varillas de 5/8 x 1,80 m, instalados a una profundidad de 0.6 m.
Mejoramiento de la resistividad del suelo en la central.	Mejorar sustancialmente la resistividad del suelo	Considerarse el uso de sales o geles para incrementar los niveles de conductividad. Además, usarse cemento de alta conductividad sobre cada uno de los puntos a incrementarse a la malla. Adicional dar tratamiento para obtener una consistencia húmeda.

3.2. Simulación del Sistema de Puesta a Tierra para la Expansión de la Central de Generación

Finalmente se procede a simular las mallas de puesta a tierra actuales según los parámetros de construcción en conjunto con la malla proyectada para la nueva etapa del sistema, de forma compacta considerando las condiciones iniciales del entorno y con el valor de 23,57 Ωm para la resistividad del suelo. Dicha simulación se ejecutó posterior a un modelamiento en software CAD, en la fig. 8 se observa la simulación de la malla en el software ETAP, empleando el Método de los Elementos Finitos.

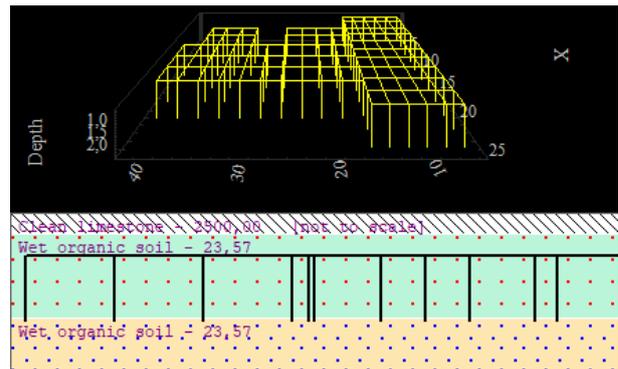


Figura 8: Simulación de la malla con mejoras implementadas

En la fig. 9 se observa los resultados de la simulación en base al método de elementos finitos (FEM).

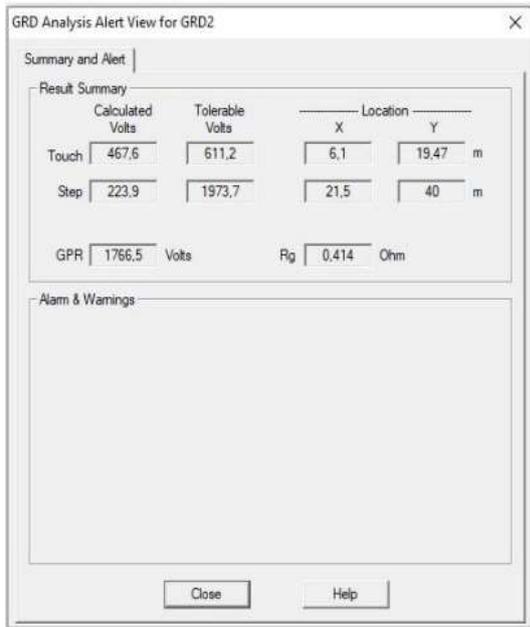


Figura 9: Resultados obtenidos de la simulación en ETAP

Mediante la simulación en base a parámetros de diseño y con el valor actual de resistividad del suelo, se obtuvo un valor de resistencia de 0,414 Ω en la malla, valor que se encuentra dentro de los rangos permitidos acorde a la norma IEEE-80-2013, además la malla compacta proyecta un voltaje de paso de 467,6 V y un voltaje de toque de 223,9 V; los mismos que no exceden a los valores máximos como se muestra en la fig. 10.

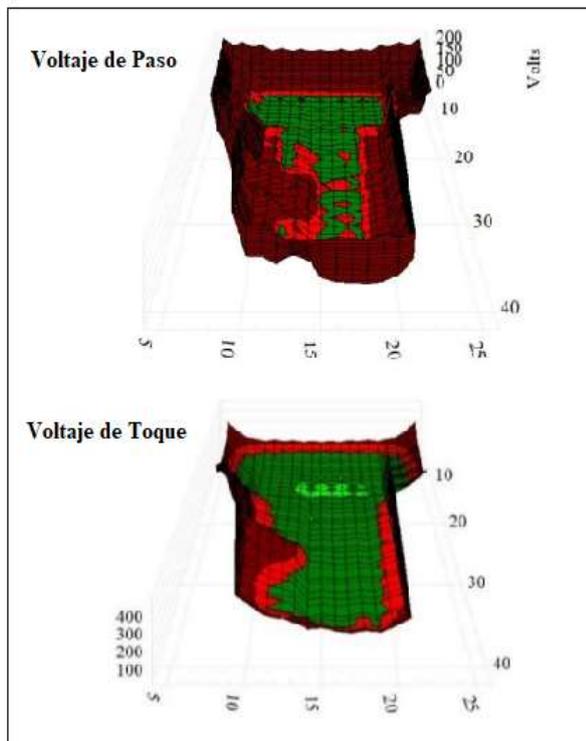


Figura 10: Gráfica de voltaje de paso y toque obtenida de la simulación

Los valores de resistencia referentes al sistema actual de puesta a tierra, analizados con las mejoras propuestas, se encuentran dentro de los rangos adecuados y permitidos para una segura operación de los activos de la central de generación. Así mismo del diseño de la Etapa III del SPT, se obtuvo valores óptimos de resistencia y demás parámetros fundamentales, los mismos que también fueron comprobados mediante simulaciones en ETAP, obteniéndose valores similares con los calculados.

Los rangos aceptables de los voltajes de toque y de paso tienden a variar en gran parte por la resistividad del terreno y por la longitud del conductor como se pudo apreciar en el modelamiento de las etapas I y II obteniéndose valores de voltaje de toque de 854,4 V y de paso 464 V. El terreno, puede ser mejorado con un suelo artificial o cemento conductor de baja resistividad, mientras que el segundo parámetro se pudiera variar; con la distancia entre cables o agrandando el área del terreno y a su vez con la interconexión de la etapa III con la cual de acuerdo con el modelamiento se tiene una mejora en los voltajes de toque de 467,6 V y de paso 223,9 V con una de resistividad en la malla total de 0.414 Ω m.

3.2. Simulación y propuesta para el sistema de apantallamiento.

Se empleó el software AUTOCAD con el propósito de realizar en primera instancia el modelamiento 2D de la central, para posteriormente realizarse el modelamiento en 3D de la misma en SOLIDWORKS; a fin de emplear el método de las esferas rodantes en el análisis de apantallamientos eléctricos, ver fig. 11.

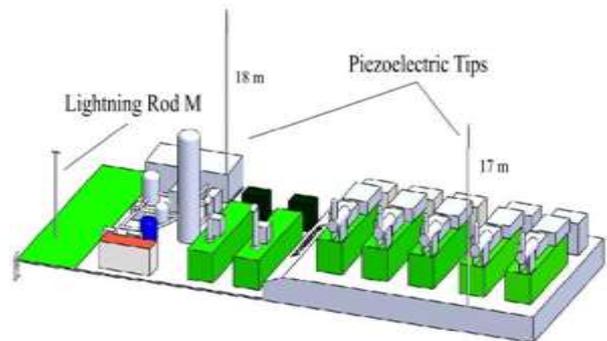


Figura 11: Modelado 3D Central de Generación Expandida

Este método hace referencia al resultado del modelo electrogeométrico, que trata en simular una esfera con un mismo radio a la distancia de impacto rodando sobre los volúmenes de las instalaciones de la central de generación a proteger contra rayos (de acuerdo a la fig. 12). Para el análisis de la central y de acuerdo a lo calculado y como lo determinan las normas IEC 62305-2 o la NTC 4552-2 se determina un radio de 30m de acuerdo al nivel de riesgo medio II estipulado por el nivel isoceraunico de 60 que se encuentra en la zona del Inga.

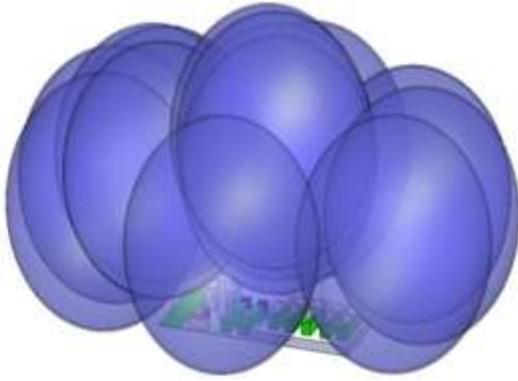


Figura 12: Rodamiento de la Esfera Rodante vista 3D.

Para el sistema de apantallamiento de la central se debe tener en cuenta el uso de un sistema de puntas piezoeléctricas según lo establece el modelamiento de esferas rodantes, considerando una esfera de 30 metros de radio, las mismas que permitirán cubrir a toda la planta de descargas atmosféricas, para lo cual se deberá considerar un pararrayos con un delta mínimo de 10 metros que permitirá cubrir la zona estudiada como se puede apreciar en la Fig. 13.

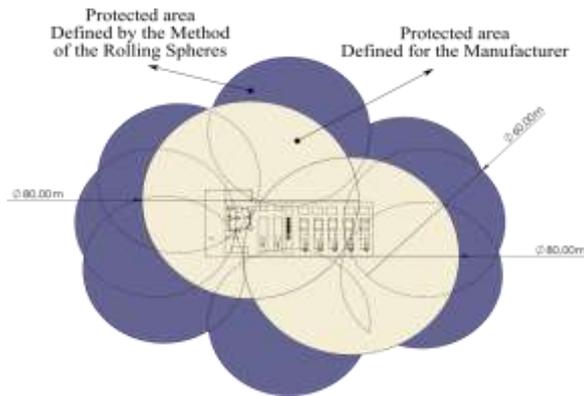


Figura 13: Zona mínima de Protección Central de Generación

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Según la simulación del sistema actual de puesta a tierra de la central, realizados en ETAP, se determinó que los valores de resistencia se encuentran inferiores a 1 ohmio, los cuales están dentro de los límites admisibles acorde al estándar IEEE-80. Sin embargo, dichos valores difieren de los medidos encontrándose el peor de ellos en el pararrayos de 986 ohmios; por lo que se deben realizar mantenimientos y repotenciación de los mismos. Para la expansión del sistema de puesta a tierra, se comprobó la eficiencia del mismo mediante la simulación aplicándose los métodos de análisis IEEE y FEM. Determinándose en todos los casos una resistencia de $0,769 \Omega$ en la nueva malla, valor que se encuentra dentro de los rangos permitidos, así como los valores referentes a voltajes de toque y paso.

Dentro del análisis de la coordinación de aislamiento y el modelamiento de la central en condiciones actuales se determinó que el sistema de apantallamiento se

encuentra fuera de los rangos de protección para los generadores 3, 4 y 5, debido a que el pararrayos de tipo dipolo corona cuenta con un ángulo de incidencia menor al adecuado para la protección de toda la planta y corroborando a su vez que la misma cumplió con su vida útil al no alcanzar la protección mínima de 5Ω como lo establece la norma IEC 1024. Según el modelamiento de la expansión mediante el método de las esferas rodantes en la central de generación se determinó el uso de dos puntas piezoeléctricas las cuales proporcionarán una trayectoria de baja impedancia para la corriente del rayo y deberán ser ubicadas en puntos estratégicos para cubrir el área total de la planta; en la cual se debe considerar un diámetro mínimo de protección de 80 metros y un delta de 10 metros para los nuevos pararrayos a instalarse.

Se plantea como mejoras a los sistemas de puesta a tierra de la central; la ubicación de 10 varillas coperweld en paralelo a las mallas; con la misma distancia de diseño entre conductores y el mejoramiento del suelo en el área sin construcción. Se estima estas soluciones, debido a que son las opciones viables para mejorar la malla construida que tiene poco espacio para trabajar.

AGRADECIMIENTOS

Un sincero agradecimiento a nuestro tutor Mgs. Roberto Salazar por todo el apoyo brindado en la realización del presente artículo, así como en la obtención de nuestro grado académico.

A nuestros respectivos padres por todo el apoyo incondicional brindado en el transcurso de nuestra etapa académica y a lo largo de nuestra corta vida profesional.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD - Google Drive». https://drive.google.com/drive/folders/1LEtMkMPdKv9iyqCp4g_kM8YAmGGDXQ64 (accedido may 27, 2021).
- [2] Y. Landera, A. Valcárcel, A. Limonte, y A. Rivero, «Modelación de sistemas de puesta a tierra para evaluación de sobretensiones transitorias», vol. 35, pp. 183-192, dic. 2014, doi: 10.1016/B978-075066673-2/50013-6.
- [3] B. Kuzmanovic, Z. Baus, y S. Nikolovski, «Multi-layerd spherical magnetic shielding», Journal of Electrical Engineering, vol. 60, pp. 350-353, jun. 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2003.809686.
- [4] J. Ma, F. P. Dawalibi, y R. D. Southey, Effects of the changes in IEEE Std. 80 on the design and analysis of power system grounding, vol. 2. 2002, p. 979 vol.2. doi: 10.1109/ICPST.2002.1047544.
- [5] «IEEE C62.82.1-2010 IEEE Standard for Insulation Coordination--...» <https://www.aenor.com/normas-y-libros/buscador-de-normas/ieee?c=4905> (acceded mar. 19, 2021). ISBN: 9780738180281, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6392181

- [6] «Empresa Eléctrica Quito». http://www.eeq.com.ec:8080/servicios/reparraciones-de-redes?p_p_id=3&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&p_p_col_count=2&_3_st_ruts_action=%2Fsearch%2Fsearch&_3_redirect=%2Fservicios%2Freparraciones-de-redes&_3_keywords=unifilar&_3_groupId=0 (accedido mar. 27, 2021).
- [7] T. Alvin T L y N. N. Barsoum, «Offshore Oil and Gas Platform Transient Over-voltages from Ground Fault on Ungrounded System», *Universal Journal of Electrical and Electronic Engineering*, vol. 6, n.o 5A, pp. 42-49, dic. 2019, doi: 10.13189/ujeee.2019.061505.
- [8] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, y Y. Ding, «Progress in electrical energy storage system: A critical review», *Progress in Natural Science*, vol. 19, n.o 3, pp. 291-312, mar. 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014
- [9] «IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination», *IEEE Std 1313.2-1999*, pp. 1-68, nov. 1999, doi: 10.1109/IEEESTD.1999.90576.10. S. N. Nikolovski, Z. Baus, y G. Knežević,
- [10] «Frequency and Time Response of Power Plant Grounding System Exposed to Lightning Strike», *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, doi: 10.1155/2017/4860432
- [11] N. Çetinkaya y F. Umer, «Effect of Neutral Grounding Protection Methods for Compensated Wind/PV Grid-Connected Hybrid Power Systems», *International Journal of Photoenergy*, vol. 2017, p. e4860432, nov. 2017, doi: 10.1155/2017/4860432.



Diego Monga. - Nació en Latacunga, Ecuador en 1992. Recibió su título de Ingeniero Electromecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE en 2018. Sus campos de investigación están relacionados en el Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, Energías Renovables y

Distribución.



Cristian Changoluisa. - Nació en Quito, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Electromecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE en 2018. Sus campos de investigación están relacionados en el Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia,

Energías Renovables y Distribución. Eléctricas y Distribución.



Roberto Salazar. - Nació en Latacunga, Ecuador en 1988. Recibió su título de Ingeniero en Electromecánica de la Escuela Politécnica del Ejército en 2011 y su título de Magister en Gestión de Energías en la Universidad Técnica

de Cotopaxi en 2015 y Magister en Física Aplicada candidato por la Universidad Técnica de Ambato 2022. Cuenta con experiencia en varios campos de la robótica de competencia. Actualmente, se encuentra trabajando como docente no titular en pregrado y posgrado de la Universidad Técnica de Cotopaxi. Sus principales campos de investigación son: modelación y simulación de fenómenos físicos.



Diego Jiménez. - Obtuvo el título de Ingeniero en Electrónica e Instrumentación en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Ecuador en 2014 y obtuvo el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería mención Eléctrica en la Universidad de Chile, Santiago de

Chile en 2018. Cuenta con experiencia docente en varias instituciones de educación superior y experiencia profesional en el área de automatización, control industrial e instrumentación en empresas del sector petrolero. Actualmente es docente no titular de la Universidad Técnica de Cotopaxi en el área de pregrado y posgrado. Su campo de investigación incluye el análisis de los sistemas de gestión de energía, la aplicación de la inteligencia computacional al sector eléctrico y el estudio de las microrredes.



Xavier Proaño . - Nació en Latacunga, Ecuador en 1985. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2010; Máster en Gestión de Energías en la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2013. Sus campos de estudio están relacionados con Alto

Voltaje, Energías Renovables, Protecciones Eléctricas y Sistemas Eléctricos de Potencia. Docente de planta a tiempo completo de la Carrera de Ing. Eléctrica en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la UTC, Ecuador.

Impact Analysis of non-conventional renewable energies on the long-term operational planning of the National Interconnected System using the SimSEE platform

Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del Sistema Nacional Interconectado utilizando la plataforma SimSEE

 C.P. Jaramillo¹  J.F. Benitez¹  D.E. Echeverria²  J.C. Cepeda^{1,2}  H.N. Arcos¹

¹Escuela Politécnica Nacional, Ecuador

E-mail: carlos.jaramillo01@epn.edu.ec; jorge.benitez02@epn.edu.ec; hugo.arcos@epn.edu.ec; jaime.cepeda@epn.edu.ec

²Operador Nacional de Electricidad CENACE, Ecuador

E-mail: decheverria@cenace.gob.ec; jcepeda@cenace.gob.ec

Abstract

The National Electricity Operator CENACE performs the optimization of the medium and long-term economic dispatch of the National Interconnected System (SNI for its acronym in Spanish) using the SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) software, which allows a stochastic programming of the operation of hydrothermal systems. However, SDDP is a commercial software whose licensing is modular type, representing an important investment. In addition, it does not allow the implementation of user defined models, limiting the modeling of novel renewable energy technologies. In this sense, this work is based on an "open source" tool called SimSEE (Simulator of Electrical Energy Systems) to carry out the hydrothermal dispatch and the impact of non-conventional renewable energy NCRE plants on the electrical system is studied. Ecuadorian. To this aim, the dispatch results, obtained from the SimSEE platform, are properly validated, comparing them with those from the SDDP. Finally, a statistical analysis of the stochastic results is presented, taking into account the penetration of NCRE (wind and solar) and its impact on the SNI operation.

Resumen

El Operador Nacional de Electricidad CENACE realiza la optimización del despacho económico de mediano y largo plazo del Sistema Nacional Interconectado SNI utilizando el software SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), el cual permite una programación estocástica de la operación de sistemas hidrotérmicos. Sin embargo, el SDDP es un software comercial cuyo licenciamiento es modular y representa una importante inversión. Adicionalmente, no brinda la posibilidad de implementar modelos de usuario, por lo que la versatilidad de modelación de nuevas fuentes de energía resulta limitada. En este sentido, el presente trabajo se fundamenta en una herramienta del tipo "open source", denominada SimSEE (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica) para realizar el despacho hidrotérmico y estudiar el impacto de las centrales de energía renovable no convencional ERNC en el sistema eléctrico ecuatoriano. Para esto, se validan los resultados de despacho obtenidos con el programa SimSEE, comparándolos con la plataforma SDDP. Finalmente, se presenta un análisis estadístico de los resultados estocásticos, tomando en cuenta el ingreso de ERNC (eólico y solar) y su impacto en la operación del SNI.

Index terms— Economic dispatch, National Interconnected System, Non-Conventional Renewable Energy, SimSEE.

Palabras clave— Despacho económico, Sistema Nacional Interconectado, Energía Renovable no Convencional, SimSEE.

Recibido: 10-05-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Jaramillo, C.; Benítez, J.; Echeverría D.; Cepeda J.; Arcos H.; (2022). "Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del sistema nacional interconectado utilizando la plataforma SimSEE". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 42-52

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.526>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La demanda eléctrica del Ecuador crece permanentemente, de la misma manera el sistema hidrotérmico ecuatoriano ha ido expandiéndose para poder cubrirla, dando lugar a nuevos proyectos de generación eléctrica que han sido incorporados en el Sistema Nacional Interconectado SNI. Paralelamente, ciertas centrales de generación, por su obsolescencia, tienen que ser retiradas, y en un escenario ideal las generadoras térmicas deberían ser remplazadas por generación renovable en el ámbito del avance social, tecnológico, manteniendo el equilibrio de oferta y demanda en base al uso de energía limpia. En este sentido, el estado debe apostar por un nuevo régimen de energía renovable convencional y no convencional, con una matriz energética con alta participación hidráulica, motivando la incorporación de nuevas fuentes renovables y procurando la reducción de generación basada en combustibles fósiles [1].

Debido a que muchos de los datos relacionados con el despacho económico de mediano y largo plazo son de naturaleza incierta, se requiere la implementación de métodos de optimización (o programación) estocásticos [2]. En la programación estocástica, se acostumbra separar el proceso en dos etapas: i) decisiones a ser tomadas antes de que se revele cualquier dato incierto, considerando las incertidumbres existentes (las llamadas decisiones “aquí y ahora”); y, ii) acciones correctivas, llamadas decisiones de recurso (“esperar y ver”) que pueden tomarse una vez conocida la realización de los datos inciertos [3]. Para esta programación estocástica de dos etapas, se han desarrollado varios métodos de solución, como la descomposición estocástica [4], la descomposición de escenarios [5], o el método en forma de L [6], que es básicamente una variante de la descomposición de Benders [7].

Entre los algoritmos matemáticos más usados se encuentra la Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP - Stochastic Dual Dynamic Programming), la cual permite gestionar el problema de dimensión de grandes volúmenes de variables de decisión y restricciones, combinando dos técnicas: la Programación Dinámica Estocástica (SDP – Stochastic Dynamic Programming) y la descomposición de Benders [2].

Cualquiera sea el método de solución del problema de programación estocástica a usarse, el uso de software de simulación es de particular importancia para realizarlo y de esta forma concretar estudios de planificación energética. En el caso de Ecuador, CENACE usa el software denominado SDDP, el cual permite una programación de la operación para sistemas hidrotérmicos [8]. Sin embargo, éste no brinda la posibilidad de implementar modelos de usuario, por lo que la versatilidad de modelación de nuevas fuentes de energía resulta limitada, además de representar una importante inversión. Por otro lado, existen otros programas, incluso de naturaleza “open source”, que

permiten realizar un análisis similar. Uno de éstos es el Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica SimSEE (<https://simsee.org/>), el cual fue desarrollado en el Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República Oriental del Uruguay [9]. Éste software usa un algoritmo de Programación Dinámica Estocástica (SDP), mediante el cual la optimización tiene como resultado una función con el valor esperado del Costo Futuro de operación del sistema para cada valor del vector de estado y cada paso de tiempo [9]. Este software, al ser de código abierto, brinda la opción de incluir modelos de elementos no convencionales, como fuentes de energía intermitente, de una forma versátil y sencilla.

En base a lo mencionado, para estudiar el impacto de las centrales de energía no convencional en el SNI, la presente investigación implementa un caso de estudio en el programa SimSEE, estructurando en primera instancia toda la base de datos del SNI, donde se modelan todas las unidades de generación de energía eléctrica con gran detalle y sus respectivos datos históricos, considerando además las variables económicas y medioambientales. El objetivo planteado fue la consecución de macro resultados, de cuya interpretación se establecerán predicciones a futuro del posible estado del SNI con el impacto del incremento de la generación no convencional.

Como se mencionó, la plataforma SimSEE, permite la incorporación de datos de fuentes primarias de energía de distintos tipos y viabiliza así los posteriores pronósticos de variables de los participantes del sistema eléctrico, como energías renovables, precios futuros de combustibles, demanda eléctrica, etc.

El resto de este artículo está organizado de la siguiente manera: la sección 2 presenta una breve descripción de la plataforma SimSEE, en tanto que la sección 3 describe la metodología propuesta. Posteriormente, los resultados de las simulaciones son presentadas en la sección 4, mientras que las conclusiones obtenidas del estudio se resumen en la sección 5.

2. DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA SimSEE

La plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica SimSEE fue desarrollada a partir del año 2007 en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República Oriental del Uruguay, a partir de esa fecha la plataforma ha estado en constante renovación gracias al financiamiento de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación ANII [3].

La programación del software es realizada con lenguaje Pascal (compilador FreePascal), el entorno tiene la virtud de ser gratuito, posibilitando al usuario realizar mejoras y desarrollar nuevos modelos a partir del SimSEE utilizando software 100% libre (cualidad que le



brinda una flexibilidad muy superior a la de un software comercial como el SDDP). La plataforma utiliza programación orientada a objetos, permitiendo el desarrollo de nuevos modelos y simplificando la extensión de la plataforma [10], permite crear simuladores a medida de un sistema de generación, agregando los diferentes tipos de Actores (Agentes) a un ambiente de simulación denominado “Sala de Juego”.

Todos los actores publican variables, las cuales se pueden observar y utilizar para realizar cualquier cálculo, lo que más destaca dentro del SimSEE es el modelo de los procesos estocásticos. Esto tiene mucha importancia porque la energía solar, eólica, hidráulica y la demanda deben ser consideradas justamente como un proceso estocástico, de lo contrario, no tendría ninguna validez el resultado. Dentro de los principales usos de la plataforma de Simulación de Sistema de Energía Eléctrica se tienen:

- La optimización del uso de los recursos de generación, en ámbitos de programación semanal, mensual y anual, permite decidir cuál será el tipo de generación a utilizar en cada momento.
- Diferentes cálculos con los actores que se encuentran en el sistema como: el costo marginal, beneficio de sustitución, el beneficio económico de un proyecto, cálculo de precios de equilibrio entre demanda y generación.
- Manejo de incertidumbre hidrológica, incluida la incertidumbre de fuentes intermitentes como el viento y la irradiación solar.
- Volatilidad del precio del petróleo sobre los costos de generación, etc.

2.1. Definiciones utilizadas en el SimSEE

2.1.1 Actores

Son los agentes que se encargan de manejar la energía como los generadores eléctricos térmicos, eólicos, solares, hidráulicos, demandas de energía, interconexiones, etc.

2.1.2 Fuentes

Encargadas de generar valores numéricos que pueden ser utilizados por los actores y por otras fuentes, por ejemplo: velocidad de viento, precio de combustibles, etc.

2.1.3 Horizonte de tiempo

Es la ventana de tiempo en la que se va a observar el sistema. Los pasos (‘poste’) de tiempo son subdivisiones de la ventana, la duración del paso de la simulación dependerá del análisis que se desee realizar (corto, mediano y largo plazo). Así, para un análisis de corto plazo, donde el horizonte es menor a un mes, el paso de tiempo horario será el indicado, mientras que para un estudio de largo plazo, donde el horizonte de tiempo es

decenas de años, el paso de tiempo semanal o diario será el conveniente [9]. La Fig. 1 esquematiza el horizonte de tiempo y los postes de simulación.

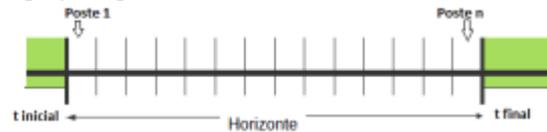


Figura 1: Horizonte y postes de simulación

2.1.3 Paso de tiempo

El paso de tiempo es un intervalo seleccionado del horizonte de tiempo en el cual se realiza la integración de las ecuaciones del sistema, debido a que en cada paso de tiempo se debe resolver con que unidades de generación se suministra la demanda.

2.1.4 Postes

También conocidos como bandas horarias, representan una subdivisión del paso de tiempo con el fin de desordenar el tiempo dentro del paso de tiempo, lo que permite reagrupar las horas de acuerdo con el requerimiento de potencia.

Se pueden definir diferentes números de postes para fragmentar el estudio de la demanda, agrupando en el primer poste las horas totales del paso de tiempo de mayor consumo energético (demanda pico) y en el último poste las horas de menor demanda (demanda base).

2.1.5 Sala de Juego

El término sala de juego o simplemente Sala hace referencia al ambiente donde se desarrollará la simulación, el archivo de la Sala se almacena en la extensión del tipo “*.ese”

2.1.6 Editor SimSEE

Llamado también “SimSEEEedit”, es una aplicación de la plataforma de simulación de sistemas de energía eléctrica en la cual se permite construir un simulador para la representación de cada caso de estudio que se desee realizar.

2.1.7 Simulador

El simulador posee dos etapas: *optimización* y *simulación*. Durante la etapa de optimización se resuelve el problema de encontrar la política óptima de operación.

En la etapa de simulación se manejará la política de operación encontrada para llevar a cabo simulaciones de posibles realizaciones del conjunto de procesos estocásticos que afectan al sistema.

2.1.8 SimRes3

Es la herramienta que permite realizar un post-procesamiento de los resultados obtenidos en la etapa de simulación. La plantilla SimRes3 es un archivo que contiene los cálculos que se realizarán sobre los resultados. Esto permite mostrar visualmente los resultados al analista del despacho.



2.1.9 Índices

Los índices son un selector de información emitida por cualquier actor en la base de los resultados después de la simulación.

En las Salas es muy común utilizar el índice de potencia, el costo variable del agua y el costo marginal. La Tabla 1 presenta los índices más utilizados en la herramienta SimRES3.

Tabla 1: Índices más utilizados en el SimRES3

Índices	Simbología
Potencia	ldx_P_(nombre del actor)
Costo variable del agua	ldx_cv_USD_MWh_(nombre del actor)
Costo marginal del nodo	ldx_cmg_(nombre del actor)
Costo de abastecimiento de la demanda	ldx_CPDirecto_(nombre de la sala)

2.1.10 Variable crónica

Variable crónica es un almacenamiento de los procesos u operaciones realizadas con los índices de los actores.

2.1.11 Operación Crónica

Es una plataforma que contiene diversas operaciones y modelos matemáticos que involucran a los índices de los actores.

2.2 Análisis Serial y Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma CEGH

El programa “AnálisisSerial” es una herramienta auxiliar a la plataforma SimSEE. AnalisisSerial es útil para analizar series temporales de datos y crear un modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma CEGH. El objetivo del modelo CEGH es lograr captar la estructura dinámica del proceso estocástico de manera que se pueda inferir en todo momento el cono de salidas del proceso.

Para construir un modelo CEGH, a partir de series de datos históricos, es necesario utilizar la herramienta “AnálisisSerial” para la realización histórica del conjunto de variables que forma la salida del proceso estocástico a modelar [11].

Este modelo se utiliza para procesos que tienen dinámica temporal, este es el caso de los procesos que intervienen en la simulación de sistemas de energía como precipitaciones, viento, radiación solar, demanda futura, etc., que poseen una continuidad que permite dibujar las salidas como un cono al cual se le denomina “el cono del futuro” que es un conjunto de realizaciones posibles a partir de un “presente y pasado conocido”, esto implica que la salida del proceso tiene dependencia estadística con su pasado. La Fig. 2 muestra la salida o resultado de un proceso estocástico.

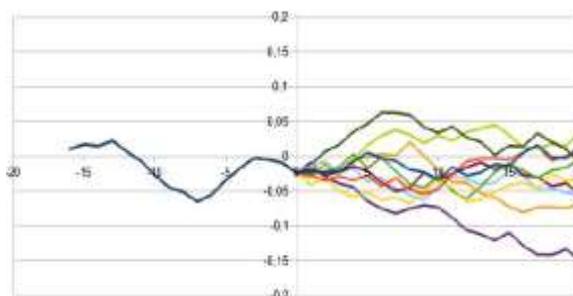


Figura 2: Salida de un proceso estocástico o cono futuro

3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

3.1 Recopilación de la información

Los datos del SNI a ser implementados en el programa SimSEE son obtenidos de bases de información estructuradas en el programa SDDP, esto responde al hecho de que actualmente CENACE y ARCERNR realizan sus estudios en dicho software comercial. En este contexto, es importante mencionar que, la base de datos fue estructurada a partir de la información proporcionada por las dos entidades.

3.1.1 Características de las centrales

Se obtuvo información de las características de 106 unidades de generación térmica, 68 unidades de generación hidráulica; y, 12 unidades de generación de energía renovable no convencional. La información corresponde tanto a máquinas que actualmente se encuentran operando como a las que entrarán en operación en el periodo 2022 - 2030. La Tabla 2 muestra las características de las centrales según la tecnología.

Tabla 2: Datos de las características de las centrales de generación por tipo de tecnología

Térmicas	Pasada	Embalse	Renovables
Código de la central	Código central	Código central	Número de Unidades
nombre de la central	Nombre de la Central	Nombre de la Central	Potencia Instalada (MW)
Nro. Unidades	Código estación Hidrológica	Código estación Hidrológica	Factor de operación (pu)
Potencia Instalada (MW)	Número de Unidades	Número de Unidades	Probabilidad de falla(%)
Generación Mínima (MW)	Potencia	Potencia	
Generación Máxima (MW)	Coefficiente de producción promedio (MW/m3/s)	Coefficiente de producción promedio (MW/m3/s)	
Factor de Indisponibilidad ad forzada ICP (%)	Caudal Máx turbinable (m3/s)	Caudal Máx turbinable (m3/s)	
Factor de Indisponibilidad ad Histórica IH (%)	Factor de indisponibilidad ad forzada - ICP (%)	Factor de indisponibilidad ad forzada - ICP (%)	
Costo Variable O&M	Factor de indisponibilidad ad histórica -	Factor de indisponibilidad ad histórica -	



(USD/MWh)	IH (%)	IH (%)
Combustible que usa		volumen mínimo (hm3)
Consumo Específico (galón /MWh)		volumen máximo (hm3)
		Cota inicial (m)
		Coef. Prod. (MW/m3/s)
		1(5puntos)
		volumen 1(hm3)
		(5puntos)
		Area1. (5puntos)
		Vol1. (5puntos)
		Cota1. (5puntos)
		Vol1. (5puntos)

3.1.2 Estaciones meteorológicas.

Las series meteorológicas están presentes en la estructuración de la optimización y simulación del SNI en el SimSEE. Se recibieron 60 series hidrológicas históricas, las cuales varían el número de datos de acuerdo a la antigüedad de medición, bordeando datos mensuales desde el año 1950 al 2019, suficientes para clasificarlas y agruparlas con la finalidad de evidenciar sus correlaciones al momento de crear series sintéticas para identificar un modelo que represente dichas series. La Tabla 3 muestra los datos y unidades de las series meteorológicas que se utilizan.

Tabla 3: Datos de las series meteorológicas

Series históricas	Hidrológicas	Radiación solar	Velocidad del viento
Paso	mensual	horario	horario
Unidad	$\frac{m^3}{s}$	$\frac{w}{m^2}$	$\frac{m}{s}$

3.1.3 Programas de mantenimiento

La gestión de mantenimiento está concebida como otro factor importante para abastecer al programa de más información con la confianza de obtener mejores resultados arraigados a la realidad.

Se dotó al SimSEE con programas de mantenimiento en las máquinas termoeléctricas e hidráulicas.

3.2 Modelamiento del sistema

Para realizar el modelo del SNI se necesita crear una sala en la que se ubiquen uno a uno todos los actores que lo conforman para analizar el problema de despacho a largo plazo. Es decir, se debe modelar cada central de generación y demanda creando fichas técnicas en las que se ubiquen los respectivos parámetros estáticos y dinámicos. La Fig. 3 muestra el flujograma para indicar el orden en el que se modela el sistema.



Figura 3: Flujograma de la modelación del sistema

3.2.1 Nodo de conexión

El primer actor que se debe modelar será el “Nodo de conexión”, debido a que el caso de estudio se modelará de forma uninodal, se crea un único nodo al que se conectan todos los actores de generación y demanda.

3.2.2 Demanda

La modelación de la demanda en SimSEE es generada a partir de un año base y del vector de energías anuales. Los vectores de energía establecidos por la ARCERNR son de conocimiento público, y se presentan en el Plan Maestro de Electricidad 2018-2027 [12]. En la Tabla 4 se muestra la proyección de demanda del SNI.

Tabla 4: Vectores de energía

Año	[GWh]
2020	26 561,4
2021	33 023,0
2022	35 254,7
2023	37 148,2
2024	38 975,7
2025	40 837,1
2026	42 722,9
2027	44 705,2
2028	46 834,9
2029	48 989,6
2030	51 282,2

En un escenario donde se encuentre escasez de energía para satisfacer la demanda es necesario suministrar máquinas de falla que compensen el déficit de energía, para el efecto se utilizó el costo de la energía no suministrada (CENS) de 1 533 \$/MWh [13], publicado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

3.2.3 Modelamiento de las Fuentes

Para realizar el modelamiento de todos los caudales que se presentan en el SNI se utilizan 5 sintetizadores, de los cuales, 3 sintetizadores CEGH son utilizados por las centrales hidráulicas de pasada, 1 sintetizador CEGH con los caudales de las centrales hidroeléctricas con embalse y 1 sintetizador CEGH que contiene los caudales utilizados por proyectos hidroeléctricos que ingresarán a futuro.



3.2.4 Modelamiento de las centrales térmicas

Para el caso de estudio a largo plazo, las centrales térmicas del Sistema Nacional Interconectado se modelan como actores ‘Central térmica básica’, para lo que se especifica el tiempo medio de reparación TMR [h]. Dado que este parámetro no es utilizado por el SDDP, se realiza su cálculo utilizando el dato de ‘Factor de Indisponibilidad forzada ICP (%)’, de la siguiente manera:

$$TMR = \frac{\text{Factor de Indisponibilidad forzada ICP}[\%]}{100 [\%]} * 365[\text{días}] * \frac{24[\text{h}]}{[\text{día}]} \quad (1)$$

Por ejemplo, para el caso de la unidad de generación Esmeraldas se tiene que el Tiempo medio de reparación es:

$$TMR = \frac{0.13562}{100} * 365[\text{días}] * \frac{24[\text{h}]}{[\text{día}]} \quad (2)$$

- Costo variable incremental [USD/MWh]

El costo variable incremental o costo variable de la producción puede ser calculado mediante el SimSEE, utilizando el ‘Consumo Específico (galón/MWh)’ multiplicado por el ‘Precio del combustible’.

El precio para cada uno de los combustibles que utilizan las centrales térmicas se encuentra en la base de datos de la ARCERNR desde el año 2018 hasta el 2032, al no ser un valor que se mantiene fijo a lo largo del horizonte de tiempo se debe modelar como una fuente.

Los valores del precio del combustible varían cada año. Para éste se crea una ficha, en la cual se establece cómo varía el precio del combustible y desde qué periodo de tiempo lo hace.

Para el caso de la termoeléctrica Esmeraldas se selecciona su respectiva fuente de combustible y en el costo variable incremental se ubica el valor del Consumo Específico. El programa calcula el costo variable para cada paso de tiempo multiplicando el consumo específico por el precio del combustible.

$$\text{CostoVariableIncremental} \left[\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right] = \text{ConsumoC} \left[\frac{\text{galón}}{\text{MWh}} \right] * \text{PrecioC} \left[\frac{\text{USD}}{\text{galón}} \right] \quad (3)$$

Donde:

- ConsumoC es el consumo de combustible.
- PrecioC es el precio del combustible.

3.2.5 Modelamiento de centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas presentes en el SNI son de dos tipos: de pasada y embalse, por lo que deben ser identificadas para encontrar los parámetros necesarios para su modelamiento.

La central hidroeléctrica, de pasada o de embalse, debe tener anexado el modelo del caudal que va a circular, por lo que se procede a crear una fuente CEGH para la representación de los caudales.

Para crear el CEGH es necesario tener la información correspondiente a los caudales históricos que permitan modelar la estructura dinámica del proceso estocástico.

- Creación de serie de datos para el CEGH

Para crear los modelos de las fuentes de pasada del SNI se utilizarán varias fuentes CEGH, cada fuente CEGH contiene un conjunto de caudales históricos identificados con el código de la correspondiente estación hidrológica. El código servirá para identificar el borne de salida y asociar de forma ágil el caudal a cada actor creado. Para el efecto se utiliza la aplicación AnalisisSerial, la cual se encuentra dentro del conjunto de ejecutables que conforman la plataforma de simulación de sistemas de energía eléctrica.

Los datos de TMR (tiempo medio de reparación) y factor de disponibilidad, se calculan de igual manera que en el caso de las centrales térmicas.

En el caso de las centrales de embalse (Paute, Mazar, Hidronación, Pucará y Santiago) se plantean cinco variables de estado, sin embargo, dado que no es estrictamente necesario crear una política de operación para todas las centrales de embalse, se realiza una reducción a 2 variables de estado con 3 discretizaciones.

3.2.6 Modelamiento de centrales eólicas

Para la simulación de las centrales eólicas se emplea el actor de parque eólico en SimSEE. La particularidad de la utilización de este actor se debe a la introducción previa de la información de los módulos de velocidades de vientos. En este sentido, se debe ingresar las mediciones de viento de los emplazamientos donde serán instaladas las centrales eólicas. Esto permitirá tener una modelación detallada de la central en función de la previsión del viento.

3.2.7 Modelamiento de centrales fotovoltaicas

Para modelar las granjas de paneles fotovoltaicos que contiene el SNI se emplea el actor Generador Solar PV. Este actor utiliza una serie con el índice de nubosidad KT para calcular la radiación solar que incide según la ubicación, considerando el día y la hora, teniendo en cuenta la geometría estelar.



Figura 4: Variación de la generación solar por la posición geográfica

3.2.8 Optimización y Simulación

En la etapa de optimización se construye una política de operación óptima; es decir, dota de valor a los recursos almacenables que son variantes en el transcurso del tiempo (lluvias, temperatura, vientos, nubosidad, roturas de máquinas) para decidir usarlos o almacenarlos en dicha operación, cuya función objetivo es minimizar en todo momento el costo de operación.

Se introdujo información de 110 generadores térmicos, 68 generadores hidráulicos, y 13 generadores renovables no convencionales, dentro de estos elementos están incluidos aquellos correspondientes a la expansión de la generación, publicado en el plan maestro de electricidad.

La Fig. 5 muestra la línea de tiempo con la secuencia de introducción de los proyectos publicados en el PME.

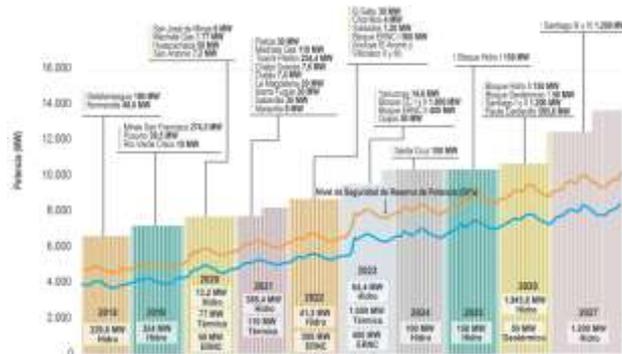


Figura 5: Secuencia de entrada de proyectos 2018-2027 [12]

Existen cuatro bloques de generación renovable no convencional en la expansión de la generación del PME (Plan Maestro de Electricidad), Huascachaca-2020, ERNC I-2022, ERNCII-2023 y Geotérmico-2026. En el caso base están incorporados los proyectos Huascachaca, ERNC I, ERNC II sin el bloque solar de 300 MW, el bloque geotérmico está ausente en este caso de estudio. La Tabla 5 muestra la clasificación de los proyectos ERNC tomando en cuenta el PME y la base de datos.

Tabla 5: Clasificación de los proyectos ERNC

Proyecto	Eólica	Solar	Biomasa	Geotérmico
Minas de Huascachaca (50 MW)	Huascachaca (50 MW)	-	-	-
ERNC I (500 MW)	Villonaco (II y III) 200 MW	Aromo 200 MW	Aromo 200 MW	-
ERNC II (400 MW)	Bloque eólico II 100 MW	Bloque Solar II 300 MW	-	-
Geotérmico	-	-	-	Bloque Geotérmico 50 MW

4. RESULTADOS

4.1 Despacho por tipo de energía SDDP y SimSEE

Las Fig. 6 y Fig. 7 muestran la energía generada por fuente que corresponde a la simulación realizada por la ARCERNR en SDDP, y el SimSEE, respectivamente. Las simulaciones consideraron ciertas particularidades,

como el forzamiento de generación de las centrales térmicas que ingresan a futuro.



Figura 6: Despacho por tipo de energía en el software SDDP



Figura 7: Energía por tipo de generación en el SimSEE

4.2 Comparación de la demanda

La demanda correspondiente a la simulación del SimSEE fue compuesta a partir de los datos de la demanda de potencia del año 2020 con vectores de energía publicados en el plan maestro de electricidad. La Fig. 8 presenta la comparación de resultados del consumo energético obtenido en el software SDDP y SimSEE.

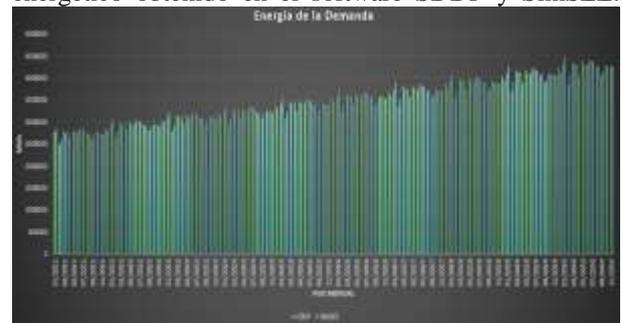


Figura 8: Comparación de valores de demanda entre el SimSEE y SDDP

4.2.1 Error porcentual resultados de demanda

Para una mejor comprensión en la comparación se determinó el error porcentual al contrastar los despachos entre los dos programas, el error máximo no supera el 7% pero hay que tener en cuenta que el dimensionamiento de la demanda es altamente superior por lo que, en consecuencia, el error del suministro por fuente es aún mayor. La Fig. 9 muestra el error porcentual en cada paso de tiempo.



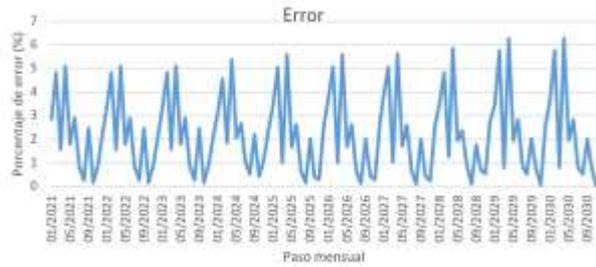


Figura 9: Error porcentual de la comparación de la demanda

4.3 Comparación de la generación hidroeléctrica

La tendencia en la generación hidráulica es similar en los dos programas computacionales y crece en el tiempo según se muestra en la Fig. 10 muestra.

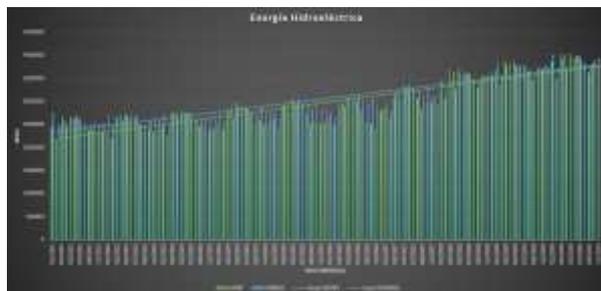


Figura 10: Comparación de la generación hidráulica entre el SimSEE y SDDP

4.3.1 Error porcentual resultados generación hidroeléctrica

El error porcentual se muestra en la Fig. 11, los máximos no sobrepasan el 18% y se produce en los pasos de tiempo de los últimos meses del año 2026. En la simulación del programa SimSEE se genera mayor cantidad de energía hidráulica, esto debido a la forma de operar del SimSEE en base a su modelo CEGH. La política de operación, con un punto de observación situado en el futuro, establece una mayor acumulación de energía en embalses.



Figura 11: Error porcentual de la comparación de la generación hidráulica

La Fig. 12 presenta la generación hidráulica simulada por el programa SimSEE con corte de probabilidad de potencia y energía del 95% en excedencia (estiaje), 50% de excedencia, 5% excedencia (lluvioso) y promedio.



Figura 12: Energía Hidroeléctrica con probabilidades de excedencia a partir del SimSEE

4.4 Comparación de la generación de energía Renovable no convencional

En la Fig. 13 se compara la generación renovable que está compuesta por energía eólica, solar y biomasa. Todos los actores están representados con modelos CEGH en el programa SimSEE, existe un valor de error en el primer año de simulación debido a que en los modelos CEGH no se incluyó valores de arranque de la fuente.

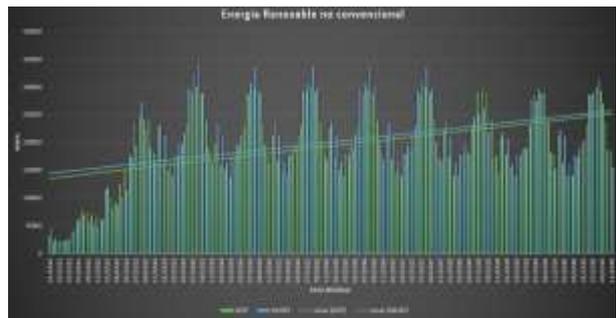


Figura 13: Comparación de la generación Renovable no convencional SimSEE-SDDP

4.4.1 Error porcentual resultados generación renovable no convencional

La Fig. 14 presenta el error porcentual de la comparación de la generación renovable no convencional. Existe un error en un pequeño periodo de tiempo al inicio de la simulación, debido a que al utilizar los sintetizadores CEGH sin modificar de manera considerable los conos de probabilidad y valores iniciales de arranque, el inicio de las series produce valores elevados hasta estabilizarse y en promedio el error de la comparación no es desmedido. Existe otro error que sobresale en los pasos mensuales de inicio del año 2028, que produce una disminución de generación eólica provocado por la disminución de los recursos naturales o por un “Curtailment o restricción de la energía renovable” que es producido por un exceso de la oferta de energía renovable en todo el sistema, esto debido al impacto de la central Santiago.



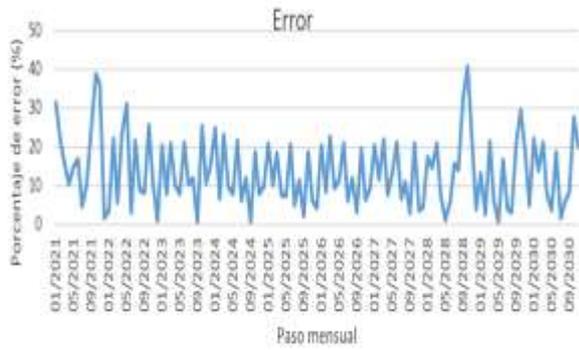


Figura 14: Error porcentual de la comparación de la generación renovable no convencional

Los conos de probabilidad se refieren a los pronósticos iniciales en la simulación de las magnitudes (velocidades, KT, temperaturas) que posee el CEGH asociado a cada actor para empezar a emitir valores con los que pueda operar y generar valores estimados de energía hasta encontrar un equilibrio entre la demanda por abastecer y la generación eléctrica.

Un objetivo estratégico de la investigación es apreciar puntualmente la generación en las centrales eólicas y solares. La Fig. 15 muestra el despacho energético de las centrales eólicas simuladas en SDDP y SimSEE. Al visualizar la energía despachada de las centrales eólicas y solares es notable que los valores de energía cumplen un patrón anual correspondiente al comportamiento meteorológico que se registra en Ecuador. Los resultados del SDDP claramente son producto de un estudio independientemente previamente hecho, para luego designar a SDDP la energía despachada en un año por las centrales eólicas y solares para que estos valores se incluyan de forma idéntica en todos los años.

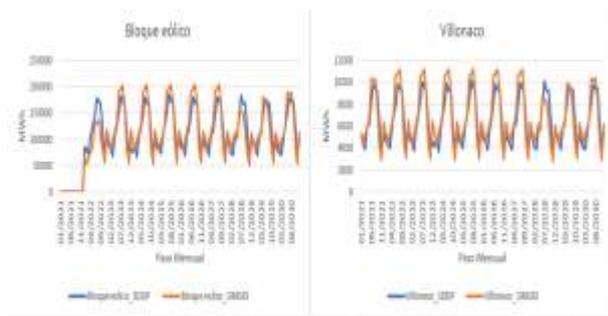


Figura 15: Despacho energético de las centrales eólicas simuladas en el SDDP y el SimSEE

Los valores mensuales de mayo, junio, julio, agosto y septiembre superan el promedio anual de energía, esto sucede para las centrales que están vinculadas a la fuente CEGH de Villonaco, el resultado será el mismo para cualquier actor que utilice esta fuente de viento. La mayor generación en estos meses coincide en cierta medida con el periodo lluvioso de las unidades hidroeléctricas de la cuenca amazónica, dejando latente la probabilidad de déficit a finales y comienzos de año.

La Figura 16 muestra los resultados de la ejecución anual de la generación eólica.

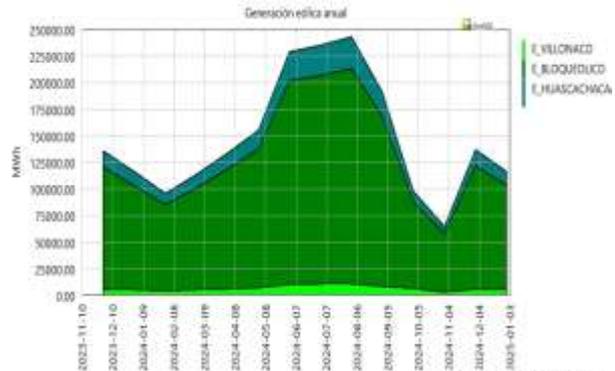


Figura 16: Generación anual de las centrales eólicas

El bloque fotovoltaico simulado se refiere al proyecto Aromo, ubicado en Manta, se construyó una nueva fuente CEGH con datos KT correspondientes a la ciudad de Manta, provenientes del programa Helioscope [14]. Para demostrar que la variación de generación tiene una dependencia de las series KT y la posición geográfica, en la Fig. 17 se muestra la energía suministrada por la central fotovoltaica El Aromo en 3 escenarios diferentes, en la simulación con el programa SDDP, y en la simulación con el SimSEE con las series KT de Quito y Manta.

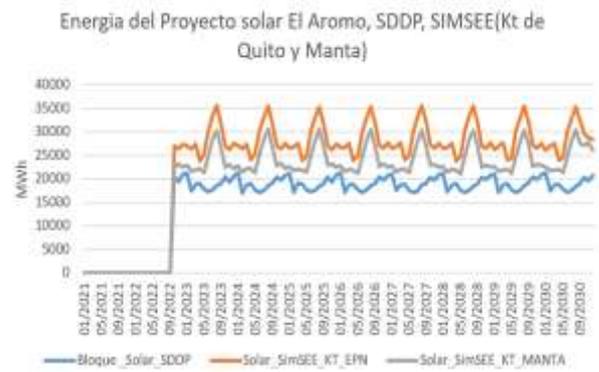


Figura 17: Energía del Proyecto solar El Aromo, SDDP, SIMSEE (KT de Quito y Manta)

Con la serie KT de Quito se genera mayor cantidad a lo largo del año en comparación con la serie KT de Manta. En los dos casos se aprecia la existencia de una pronunciada diferencia de generación concentrada en agosto, nuevamente en coincidencia con la temporada lluviosa de la cuenca amazónica.

4.5 Comparación de generación de energía térmica

La tendencia en la generación térmica es similar en los resultados de las simulaciones realizadas con los dos programas computacionales, se establece un decrecimiento en el tiempo tal como se aprecia en la Fig. 18.



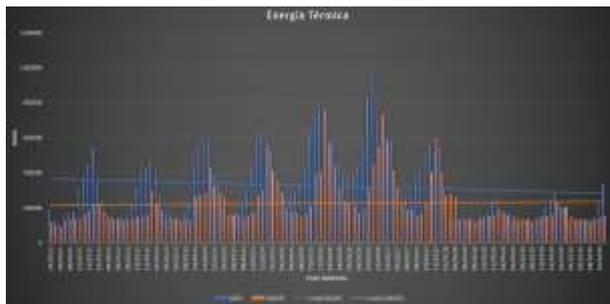


Figura 18: Comparación de la energía térmica

5. CONCLUSIONES

El Sistema Nacional Interconectado, en la actualidad, logra satisfacer la demanda aprovechando principalmente los recursos hídricos existentes en Ecuador. Por razones técnicas y debido a las marcadas estaciones de la cuenca amazónica del país, parte de la creciente demanda es abastecida con energía producida por unidades termoeléctricas, aspecto que ocasiona mayores gastos en operación y mantenimiento. El Ecuador se encuentra ubicado en una zona privilegiada de gran potencial solar lo que debe promover el desarrollo de nuevos proyectos y tecnologías de generación provenientes de fuentes no convencionales como la eólica, geotérmica y en especial la generación fotovoltaica.

El software SimSEE, al permitir un modelamiento detallado de la generación fotovoltaica, eólica e hidráulica, constituye una importante alternativa para la realización de estudios vinculados a la planificación de la operación de sistemas electro - energéticos.

La representación del Sistema Nacional Interconectado en el software SimSEE, constituye un aporte significativo a nivel académico y técnico, esto sumado al hecho de que los resultados obtenidos son coherentes con los resultados obtenidos por SDDP con un error máximo del 6,25% al comparar la energía de la demanda, un error promedio del 4,98% y 13,5% de energía hidráulica y energía renovable no convencional respectivamente, permite establecer que este software de libre acceso puede ser utilizado en futuros estudios e investigaciones.

La herramienta SimSEE permite modelar nuevos proyectos de generación de energía empleando sintetizadores CEGH que consideran la aleatoriedad e incertidumbre particular de cada tipo de tecnología. Este aspecto se constituye como una ventaja importante sobre SDDP en el que los proyectos de energía renovable no convencional son emulados a través de unidades térmicas.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] C. Díaz, Despacho económico de cargas en sistemas eléctricos de potencia: modelado. simulación y análisis, Oviedo: Universidad de Oviedo, 2017.
- [2] C. Fullner y S. Rebennack, Stochastic dual dynamic programming and its variants - a review, 2021.
- [3] J. R. Birge y F. Louveaux, Introduction to stochastic programming. Springer Series Operations Research and Financial Engineering., 2nd edition ed., Springer Science and Business Media, 2011.
- [4] J. L. Hagle y S. Sen, «Stochastic decomposition: an algorithm for two-stage linear programs with recourse. » *Mathematics of Operations Research*, vol. 16(3), pp. 650-669, 1991.
- [5] R. T. Rockafellar, R. J. Wets y B., «Scenarios and policy aggregation in optimization under uncertainty, » *Mathematics of Operations Research*, vol. 16(1), p. 119–147, 1991 .
- [6] R. M. van Slyke y R. Wets, «L-shaped linear programs with applications to optimal control and stochastic programming, » *SIAM Journal on Applied Mathematics*, vol. 17(4), p. 638–663, 1969.
- [7] J. F. Benders, «Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems., » *Numerische Mathematik*, vol. 4(1), p. 238–252, 1962 .
- [8] CENACE, Operador Nacional de Electricidad, *Rendición de cuentas Resumen Ejecutivo 2021*, Cenace, 2022.
- [9] F. Palacio, P. Soubes y R. Chaer, *Manuales de Usuario SimSEE*, vol. Volumen 1 – Editor y Simulador, 2019.
- [10] R. Chaer, *Simulación de sistemas de energía eléctrica*, Montevideo: Instituto de Ingeniería Eléctrica, 2008.
- [11] R. Chaer, *Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados.*, Montevideo: SimSEE, 2019.
- [12] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables., *Plan Maestro de Electricidad*, 2018.
- [13] DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD RESOLUCION No 025/11, *Aprobación del Estudio " Estimación Referencial del CENS en Ecuador"*, Sesión del Directorio del 14 de abril del 2011, 2011.
- [14] F. Labs, «HelioScope,» [En línea]. Available: <https://www.helioscope.com/>.





Carlos Jaramillo Alvarez.- Nació el 11 de octubre de 1995 en Quito-Ecuador, inicio sus estudios basicos en el Colegio Dominicano San Fernando donde obtuvo su título de bachiller Físico matemático en el año 2013.

Actualmente es tesista en la en la carrera de Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional y se encuentra trabajando en la empresa de ingeniería y construcción Tectotal focalizada en el sector petrolero y energético.



Jorge Benítez Solís.- Nació en Ambato-Tungurahua , el 4 de enero de 1996. Sus estudios secundarios lo realizo en el Instituto Tecnológico Superior Bolívar de la ciudad de Ambato, obteniendo el título de bachiller en ciencias en la especialidad Físico Matemático.

Sus estudios superiores lo realizó en la Escuela Politécnica Nacional en la carrera de Ingeniería Eléctrica.



Diego Echeverría Jurado.- Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. En el año 2021, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en

el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador como Subgerente Nacional de Investigación & Desarrollo. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofásorales PMUs y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



Jaime Cepeda Campaña.- Nació en Latacunga, Ecuador en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional EPN en 2005, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan UNSJ en

2013. Colaboró como investigador en el Instituto de energía Eléctrica, UNSJ, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Actualmente se desempeña como Gerente Nacional de Desarrollo Técnico del CENACE y como Profesor a Tiempo Parcial en la EPN. Sus áreas de interés incluyen la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



Hugo Arcos Martínez.- Nació en Quito en 1972. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 1998, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2003. Ha desarrollado su carrera profesional en diversas

instituciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano y actualmente se desempeña como Coordinador de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son: Modelación en Sistemas Eléctricos de Potencia, Estudios de Transitorios Electromagnéticos y Electromecánicos; y Confiabilidad de SEP.

Evaluation of the effect of meteorological variables on the thermal performance of a residential building based on monitored data

Evaluación del efecto de las Variables Meteorológicas en el desempeño Térmico de una Edificación residencial a Partir de Datos Monitoreados

 F.D. Vásquez¹

 C.A. Naranjo²

 A.P. Lobato³

¹Instituto de Investigación Geológico y Energético, Quito, Ecuador
E-mail: francisvasquezaza@gmail.com

²Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Mecánica, Quito, Ecuador
E-mail: carlos.naranjo@epn.edu.ec

³Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Faculdade de Engenharia Mecânica, São Paulo, Brazil.
Email: a265322@dac.unicamp.br

Abstract

Strategies to promote the efficient use of energy and thermal comfort have been actions applied worldwide. Being the variation of temperature a worrying factor for governments due to the influence to achieve the energy goals proposed by the SDGs. In this sense, the thermal behavior inside a building could relate to external conditions and could estimate through energy simulation tools. However, the results present different levels of uncertainty due to the quality of the meteorological data, the properties of materials, the occupation patterns, as well as the complexity of generating thermal evaluation processes. Against this, experimental measurements to evaluate the real state of a building and thus predict its behavior with respect to the meteorology can have a great contribution. In this context, this study develops a methodology to evaluate the incidence of climate in the thermal behavior of a building. The evaluation is carry out in an experimental prototype house located in an equatorial region monitored for approximately one year. With the available data, validated linear regression models have developed to estimate the behavior of the interior temperature as a function of one or more environmental variables. The internal air temperature prediction model shows an R^2 of 0.41, in the worst case when only ambient temperature is available for the prediction, and an experimental error of 10%. Therefore, the methodology can be replicated in buildings of different uses, climate and adjusted to the availability of data.

Index terms— housing, meteorological variables, linear regression, monitored data.

Resumen

Las estrategias para promover el uso eficiente de energía y el confort térmico han sido acciones aplicadas mundialmente. Siendo la variación de temperatura un factor preocupante para los gobiernos debido a la influencia por alcanzar las metas energéticas propuestas por los ODS. En este sentido, el comportamiento térmico al interior de una edificación podría estar relacionado a las condiciones externas y se pueden estimar a través de herramientas de simulación energética. Sin embargo, los resultados presentan diferentes niveles de incertidumbre debido a la calidad de datos meteorológicos, las propiedades de los materiales, los patrones de ocupación, así como la complejidad de generar procesos de evaluación térmica. Frente a esto, mediciones experimentales para evaluar el estado real de una edificación y así predecir su comportamiento respecto a la meteorología pueden tener un gran aporte. En este contexto, este estudio desarrolla una metodología para evaluar la incidencia del clima en el comportamiento térmico de una edificación. La evaluación se realiza en una vivienda prototipo experimental localizada en una región ecuatorial monitoreada por aproximadamente un año. Con los datos disponibles, se desarrollaron modelos de regresión lineal validados para estimar el comportamiento de la temperatura interior en función de una o varias variables ambientales. Los resultados del modelo de predicción de la temperatura interna del aire presenta un R^2 de 0.41, en el peor de los casos cuando se disponga solo de la temperatura ambiente para la predicción, y un error experimental del 10%. Por lo tanto, esta metodología puede ser replicada en edificaciones de diferentes usos, clima y ajustada a la disponibilidad de datos.

Palabras clave— vivienda, variables meteorológicas, regresión lineal, datos monitoreados.

Recibido:30-12-2021, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Vásquez, F.; Naranjo, C.; Lobato, A; (2022). "Evaluación del efecto de las Variables Meteorológicas en el desempeño Térmico de una Edificación residencial a Partir de Datos Monitoreados". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 53-60

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.502>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo a la Agencia Internacional de la Energía (IEA por su siglas en inglés), el consumo energético primario a nivel mundial ha ido incrementando exponencialmente con el pasar del tiempo, especialmente en países en desarrollo de América Latina, Asia y África [1]. En el caso de países desarrollados la aplicación de medidas y políticas de ahorro energético han estabilizado este consumo de acuerdo al Word Energy Outlook de la IEA [2]. En los últimos años las edificaciones han sido responsables de un porcentaje muy elevado en el consumo de energía primaria, alcanzando hasta un 40% en países desarrollados, representando más de un tercio de la energía primaria total mundial.

El consumo de energía en viviendas representa un problema tanto en países desarrollados como en vías de desarrollo y promueve acciones en busca del uso eficiente. En países desarrollados se debe principalmente al uso de equipos de acondicionamiento de aire (calefacción y refrigeración) para garantizar condiciones adecuadas de habitabilidad a los ocupantes. Mientras que en países en desarrollo está relacionado con la calidad del aire al interior de las viviendas. Sin embargo, en estos casos se busca generar espacios interiores con condiciones de aire adecuadas, que contribuyan con la salud de sus habitantes [3]. Además, el consumo energético varía, por un lado, en el tipo de edificación (construcción, funcionalidad, actividad de los ocupantes) y por otro lado en la incidencia de las condiciones meteorológicas a las cuales la edificación está expuesta [4].

Con la finalidad de evaluar el comportamiento térmico de una edificación, herramientas informáticas de simulación y energética son usadas. Los resultados obtenidos son estimaciones que pueden presentar diferentes niveles de incertidumbre debido a diversos factores en los datos de entrada y de procesamiento. Por ejemplo, en los datos de entrada: la calidad de la serie de datos meteorológicos, las propiedades térmicas de los materiales de construcción, los patrones de ocupación de la edificación adoptados entre otros. Estudios sobre la evaluación del rendimiento energético de una edificación, planificados como de consumo energético casi nulo y basados únicamente en la energía eléctrica consumida por los equipos y luminarias de una vivienda, tendrá resultados alejados de la realidad [5]. En este sentido la variable climática juega un papel principal en el consumo energético e incrementa su influencia en la temperatura al interior de una edificación debido al cambio climático postulado por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés).

A pesar que la estimación del consumo energético en una vivienda a través de simulaciones de comportamiento ha tenido gran alcance y mejora en cuanto a los resultados, existen discrepancias entre el diseño y el desempeño medido en una edificación [6]. La aplicación de

mediciones experimentales en condiciones reales permite obtener información para evaluar procesos directos, indirectos y contribuir en la proyección de información basados en datos recopilados en condiciones reales. El uso de estrategias en busca del uso eficiente de energía, han sido impulsadas a nivel mundial, en alineación con la Meta 3 “De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética” del ODS 7 Energía Asequible y no contaminante.

Con la finalidad de determinar los parámetros más influyentes en el consumo energético de edificaciones, se han realizado, en los últimos años, diversos estudios sobre la influencia de las variables meteorológicas en el consumo energético y comportamiento térmico de edificaciones, en donde se ha evidenciado que la temperatura ambiente (T_{amb}), la velocidad del viento (VV), la humedad relativa (HR), y la radiación solar (RS) se consideran como variables directamente influyentes en la demanda energética en edificaciones [7]. En este contexto es importante mencionar que cada región del mundo presenta una climatología diferente de acuerdo a la ubicación geográfica, presión atmosférica, altura sobre el nivel del mar, entre otros factores. Es por ello que los resultados obtenidos para cierta región no son replicables en otras, por lo que es evidente que se deben realizar estudios específicos para cada región climática.

Los últimos años el gobierno central ha aportado al desarrollo de varios proyectos de investigación. Entre estos, el ex INER (Instituto Nacional de Eficiencia energética y Energía renovable) actual Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE) diseñó una edificación residencial prototipo conocida como “Casa Prototipo” y concebida como un laboratorio de pruebas experimentales que contribuyan con las investigaciones multidisciplinarias. Entre ellas monitorización de variables internas y externas para validar posteriormente datos de simulación y entender el comportamiento térmico de la edificación bajo diferentes condiciones de estudio.

Debido a los escasos estudios sobre eficiencia energética en edificaciones en climatologías ecuatorianas es importante iniciar con el desarrollo de una metodología adecuada que permita rápidamente identificar las variables más importantes para el diseño eficiente de edificaciones, entendiéndose por eficiente, a bajo consumo energético y adecuado confort térmico de los ocupantes. Para ello, los datos experimentales juegan un importante papel para la obtención de modelos que puedan ser usados en el diseño preliminar y así estimar el comportamiento térmico que una edificación tendrá. Estos datos deberían ser tomados y validados para diversas climatologías y ampliar el estudio para varios casos.

En este contexto, se propone esta investigación que tiene como objetivo, desarrollar una metodología para la evaluación la incidencia de las variables meteorológicas (temperatura ambiente, radiación solar global, velocidad



de viento y humedad relativa) en el comportamiento térmico de una edificación (temperatura interior del aire). La evaluación se la realizará para una vivienda localizada en la región ecuatorial (0 ° 31'N 78 ° 12'O) que ha sido monitoreada por aproximadamente un año. Los resultados permitirán determinar cuáles son las variables meteorológicas de mayor impacto en el comportamiento térmico de la edificación permitirán determinar los parámetros de mayor influencia en el consumo energético de edificaciones. A su vez contribuirá con análisis de evaluación del estado actual de una edificación para proyectar su comportamiento respecto a la meteorología que la afecta.

2. METODOLOGÍA

2.1. Modelo físico y equipos

Este estudio contempla un modelo de edificación prototipo basada en una vivienda de interés social, la cual ha sido implementada por medio del IIGE. Esta edificación presenta varios instrumentos de monitorización para medir variables térmicas internas, así como, una estación meteorológica portátil. La edificación es de una sola planta con una superficie de construcción de 45.2 m² y una altura total de 4.36 m, contiene sala, comedor, cocina, dos dormitorios y un baño, además el techo es inclinado. Tres termopares han sido ubicados en distintas habitaciones para medir la temperatura interna del aire a una altura de 2.00m y la estación meteorológica se ha ubicado en el techo de la edificación.

2.2. Ubicación y climatología

La investigación se ha desarrollado en la ciudad de Urcuquí la cual es una región montañosa del Ecuador, ubicada a 2384 msnm (0°31'N 78°12'O). Urcuquí tiene un clima cálido templado, no supera los 30°C durante el día. Sin embargo, es muy húmedo en las noches y bastante seco en horas del mediodía. El clima es muy seco durante los meses de verano entre junio, julio y agosto y relativamente húmedo en el invierno. La temperatura ambiente presenta un mismo patrón de variación durante el ciclo diario para un 95% del año. En la noche es posible encontrar temperaturas entre 10°Cy 15°C y durante el día la temperatura está entre 20°C y 25°C.

2.3. Datos

Los datos monitoreados fueron medidos desde diciembre 2014 con intervalos de 5 minutos, por aproximadamente un año. Con estos datos se ha calculado los promedios horarios considerando que la percepción de cambio de temperatura en el ambiente interno es apreciable en un intervalo de una hora. Los principales datos ambientales medidos son la humedad relativa (HR), velocidad del viento (VV), temperatura de bulbo seco (Tamb), radiación solar global (RS) y la temperatura del aire

interno de la casa (Taire_int1, Taire_int2, Taire_int3). Se disponen de un total de 90139 datos por cada variable. Cada una de las variables debe ser revisada mediante estadística descriptiva para eliminar valores repetidos completar con valores no asignados aquellas fechas que el sistema no registró valores. La Tabla 1 muestra la media, desviación estándar, valor mínimo, valor máximo y datos no asignados en la base.

Tabla 1: Resumen de datos

	media	DE	Min	max	NA
Tamb (°C)	17.7	3.6	8.9	27.7	0
HR (%)	71.5	21.4	20.9	100	0
VV(m/s)	1.6	1.4	0	8.1	0
RS (W/m ²)	220.4	295.2	16.3	1332	727
Taire_int1 (°C)	25.0	2.6	18.0	34.3	0
Taire_int2 (°C)	24.5	2.1	17.7	31.9	0
Taire_int3 (°C)	24.6	2.4	17.6	33.5	0

2.4. Análisis de datos atípicos

Luego de un análisis descriptivo se debe realizar un tratamiento de valores atípicos, para este estudio se ha tomado como referencia el análisis del diagrama de caja [8]. Los valores atípicos muy extremos causan muchas dificultades y afectan directamente a las predicciones de los modelos de regresión. Sin embargo, los valores atípicos extremos deben extraerse, cuando se tenga certeza de un mal funcionamiento de los equipos, errores en las mediciones, errores del personal técnico, entre otros. La eliminación de dichos valores extrínsecos comprobados llevarán a conseguir resultados más precisos al momento de encontrar modelos de predicción [9].

Las variables meteorológicas que presentan valores atípicos son la radiación solar y la velocidad del viento, estos valores elevados se deben a que la radiación en la noche es nula y al medio día presenta valores muy elevados. La velocidad del viento muestra valores elevados en ciertas horas del día y su alta variación no permite analizar los valores atípicos en cortos intervalos de tiempo. Siempre la velocidad del viento se debe analizar su variación cada hora y serán declarados valores atípicos si cumplen las Ecuaciones (1) (2) y (3) propuestas por [10]

$$v_t > 35.5 \text{ m/s} \quad (1)$$

$$|v_t - v_{(t-1)}| < 7.7 \text{ m/s} \quad (2)$$

$$|v_t - v_{(t+1)}| < 7.7 \text{ m/s} \quad (3)$$

Los valores de radiación considerados como atípicos son los que sobrepasan los valores máximos incidentes sobre la capa más externa de la tierra de 1366 W/m² [11]. Las temperaturas internas del aire presentan ciertos valores atípicos solitarios, estos datos deben ser estudiados



cuidadosamente y cambiados por valores no asignados para los posteriores análisis se tomen tan solo las observaciones completas.

2.5. Orden de influencia

El orden de influencia de las variables meteorológicas y las temperaturas internas de la edificación serán analizadas mediante un análisis de Pareto [12]. Para construir el diagrama de Pareto se calcula la variación porcentual de los datos de una hora a otra. Luego, se obtiene la suma o el promedio de los valores calculados para cada variable. Este dato representa el porcentaje promedio de variación en una hora para cada parámetro medido.

Por ejemplo, para una variación de la temperatura del aire interior (Taire_int1) del 2.3% de su valor en una hora, la temperatura ambiente deberá presentar un cambio del 5%, la humedad relativa 6.5%, la velocidad del viento 32% y la radiación solar 38%. Es decir que mientras mayor sea el cambio en las variables meteorológicas, menor será el cambio en la temperatura interna, esto determina la relación inversa de estas relaciones. Por este motivo se debe calcular la diferencia porcentual de los valores encontrados para graficar las variables climáticas de mayor a menor influencia.

La Fig. 1 muestra el diagrama de Pareto para la temperatura (Tair_int1). La variable meteorológica que más influye en los cambios de temperatura interna es la temperatura ambiente y la humedad relativa, esto determina que los modelos de regresión están determinados en su mayoría por estas dos variables.

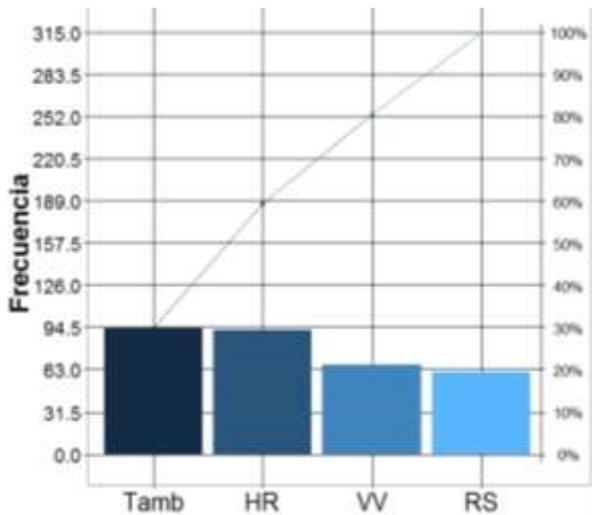


Figura 1: Diagrama de Pareto (Taire_int1)

2.6. Regresión lineal múltiple

Una vez que la base de datos ha sido correctamente validada mediante análisis estadístico, esta debe ser dividida en dos partes, el 80% para el entrenamiento del modelo de regresión lineal múltiple y el 20% para validación [13]. El modelo de regresión múltiple se lo

desarrollará por el método de los mínimos cuadrados [14]. Este método consiste en relacionar a una variable dependiente y con k variables independientes de acuerdo a (4).

$$y = B_0 + B_1x_1 + B_2x_2 + \dots + B_kx_k + e \quad (4)$$

Donde los coeficientes B se denominan parámetros de regresión y “e” el error generado del modelo. Para el error de regresión se considera una esperanza igual a cero, desviación estándar igual a y los errores individuales de las observaciones no presentan correlación alguna.

Cada variable meteorológica debe ser estudiada tomando en cuenta el comportamiento mediante un diagrama de dispersión para evaluar su afinidad lineal o no lineal. De acuerdo al comportamiento de las gráficas se realiza transformaciones cuadráticas, cúbicas o logarítmicas tanto a las variables dependientes como independientes para estabilizar la varianza e incrementar el valor del Coeficiente de Determinación (R²)[9]. Finalmente, una validación con datos que no fueron incluidos en el modelo se llevará a cabo, para encontrar el error de predicción.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Correlación lineal

El análisis de correlación entre variables es el primer paso para determinar el grado de relación existente entre variables, en este estudio el coeficiente de correlación lineal de Pearson será usado. La Tabla 2 muestra los coeficientes de correlación lineal de Pearson para todas las temperaturas y las variables meteorológicas. Los valores del coeficiente varían entre -1 a 1, valores cercanos a cero determinan que las variables no se correlacionan linealmente.

Tabla 2: Correlación lineal de Pearson

	T _{amb}	H _R	V _V	R _S
Taire_int1	0.57	-0.35	0.61	0.32
Taire_int2	0.68	-0.44	0.60	0.45
Taire_int3	0.62	-0.39	0.61	0.38

La correlación lineal entre las temperaturas internas y la temperatura ambiente presenta los valores más altos (0.68), la velocidad del viento presenta valores similares (0.6), la humedad relativa presenta un comportamiento inverso por su signo negativo y sus valores se encuentran alrededor de 0.4 y la radiación solar es el parámetro menos influyente y sus fluctúan entre 0.3-0.45.

3.2. Modelos de regresión lineal múltiple

La estimación de los parámetros de regresión lineal múltiple, es igual que una regresión lineal simple. Es decir, se aplica el método de los mínimos cuadrados, pero de forma matricial. La Tabla 3 muestra los modelos de regresión lineal múltiple calculados de las temperaturas internas en función de las variables meteorológicas.



El mayor R^2 ajustado encontrado corresponde a la temperatura (Taire_int2) con un R^2 ajustado de 0.73 cuando el modelo toma en cuenta todas las variables meteorológicas. El valor de R^2 reduce gradualmente conforme reducen el número de variables independientes. En el peor de los casos cuando solo se toma en cuenta la temperatura ambiente el coeficiente de determinación será de 0.5.

La Fig. 2 muestra la relación entre la temperatura real versus la predicha indicando la escala de error porcentual, como es apreciable la temperatura ambiente juega un papel muy importante al momento de encontrar el modelo de predicción, casi el 50% de los datos se ajustan con un error menor al 5% y tan solo para un 9% de datos aproximadamente el error es mayor al 10%.

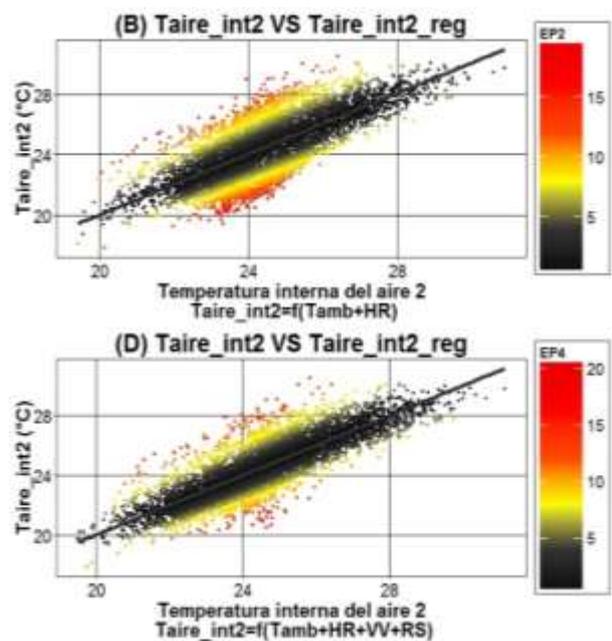


Figura 2: Temperatura real vs temperatura predicha

3.3. Validación experimental

La validación de los modelos conlleva a un análisis estadístico de los errores encontrados entre el valor predicho y el valor real. La Tabla 4 muestra un resumen de los parámetros y rangos más importantes del modelo de la Taire_int2 con todas las variables meteorológicas. El 75% de datos de validación presenta un error inferior al 5% para un R^2 de 0.727.

Como se observa, el uso de todas las variables en el modelo, compacta mejor los errores generados. Para este modelo el error promedio es de 3.61% y el error máximo esperado de 10.97% si se toma en cuenta los errores atípicos. El modelo es muy bueno, es decir, se espera un error inferior al 5% para temperatura ambiente entre 14-16°C y 23-25°C.

El modelo presenta errores superiores al 5% cuando la temperatura ambiente se encuentra entre 14-17°C y 18-19°C, humedad relativa entre 58-74% y 98-100%, velocidades del viento inferiores a 2m/s y radiación solar cero. Y, por último, el modelo genera errores superiores a 5% para temperatura ambiente entre 15-16°C, 58-60% y 96-100% de humedad relativa, velocidades del viento inferiores a 2m/s y radiación solar cero.

Tabla 3: Errores de predicción

Modelo	Taire_int2			
	R ²	0.7268	Error promedio	3.61 %
Rango error Atípico	10.97-15.29%	Error máximo	15.29 %	
Error	T _{amb} (°C)	H _R (%)	V _v (m/s)	R _s (W/m ²)
< 5%	14-16 23-25	-	-	-
>5%	14-17 18-19	58-74 98-100	0-2	0
>5%	15-16	58-60 96-100	0-2	0

Si bien, el análisis de los errores en los modelos es importante al momento de generar buenos resultados en las predicciones, se debe analizar dichos errores en el tiempo. De esta manera se puede tener una mejor interpretación de los resultados del modelo sin tener que recurrir a la utilización de términos estadísticos.

Una semana típica fue seleccionada, es decir que presente una temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento y radiación solar promedio en relación a los datos anuales medidos. A dicha semana se le ha evaluado los datos que genera el modelo de predicción en comparación con los datos experimentales medidos in situ. La semana seleccionada va desde el 6 de octubre hasta el 12 de octubre del 2015, la cual muestra un promedio de 17.66°C de temperatura ambiente, 70.68% de humedad relativa, 1.64 m/s de velocidad del viento y 220.64 W/m².

La Fig. 3 muestra la temperatura ambiente, temperatura interior experimental de la edificación y la temperatura interior del modelo de regresión en función de la hora del día, para el modelo de la temperatura interior del aire (Taire_int2). Los datos se aproximan muy bien a la curva real de datos experimentales, en el peor de los casos el error es de 3°C al mediodía donde influye mucho la radiación solar. Por otro lado, algunos errores superiores a 2°C se generan en horas de la noche.

Los errores son mínimos cuando las predicciones se realizan desde des 6 de la mañana hasta las 12 de día. De esta forma se puede tomar datos de una semana en un lugar específico de construcción, realizar las predicciones de las temperaturas internas y validar los datos para usarlos en el diseño preliminar, sin la necesidad de medir variables meteorológicas en intervalos de tiempo muy extenso.



Tabla 4: Modelos de regresión lineal múltiple

Modelos de regresión		R ²
$\ln(Taire_int1) = 1.026 + 0.3366T_{amb} - 0.01759T_{amb}^2 + 0.0003145T_{amb}^3$		0.34
$\ln(Taire_int1) = 1.92 + 0.1718T_{amb} - 0.007221T_{amb}^2 + 0.0001229T_{amb}^3 - 0.005035HR + 0.00004671HR^2$		0.41
$\ln(Taire_int1) = 0.4019 + 0.4362T_{amb} - 0.02332T_{amb}^2 + 0.0003808T_{amb}^3 - 0.00442HR + 0.00004279HR^2 + 0.0311VV + 0.01221VV^2 - 0.002259VV^3$		0.52
$\ln(Taire_int1) = 1.686 + 0.3956 \ln(T_{amb}) + 0.003294HR + 0.04097VV - 0.0004012RS + 0.0004985T_{amb}^2 + 0.000002637RS^2 - 0.006455 \ln(RS)$		0.68
$\ln(Taire_int2) = 1.22 + 0.3129199T_{amb} - 0.0169977T_{amb}^2 + 0.0003167T_{amb}^3$		0.49
$\ln(Taire_int2) = 1.931 + 0.172T_{amb} - 0.0082T_{amb}^2 + 0.0001482T_{amb}^3 - 0.002956HR + 0.00003237HR^2$		0.56
$\ln(Taire_int2) = 1.326 + 0.2774T_{amb} - 0.01421T_{amb}^2 + 0.0002547T_{amb}^3 - 0.00268HR + 0.00003053HR^2 + 0.01054VV + 0.005594VV^2 - 0.0009497VV^3$		0.59
$\ln(Taire_int2) = 2.317 + 0.1442 \ln(T_{amb}) + 0.002846HR + 0.01812VV - 0.0002267RS + 0.0008663T_{amb}^2 + 0.000001502RS^2 - 0.007663 \ln(RS)$		0.73
$\ln(Taire_int3) = 1.183 + 0.313T_{amb} - 0.01664T_{amb}^2 + 0.0003044T_{amb}^3$		0.40
$\ln(Taire_int3) = 1.962 + 0.1604T_{amb} - 0.007092T_{amb}^2 + 0.0001209T_{amb}^3 - 0.003515HR + 0.00003682HR^2$		0.46
$\ln(Taire_int3) = 0.8917 + 0.3468T_{amb} - 0.01772T_{amb}^2 + 0.0003089T_{amb}^3 - 0.002991HR + 0.00003327HR^2 + 0.0164VV + 0.01087VV^2 - 0.001772VV^3$		0.52
$\ln(Taire_int3) = 2.017 + 0.2519 \ln(T_{amb}) + 0.003172HR + 0.03105VV - 0.0003251RS + 0.0007479T_{amb}^2 + 0.000002039RS^2 - 0.006755 \ln(RS)$		0.67

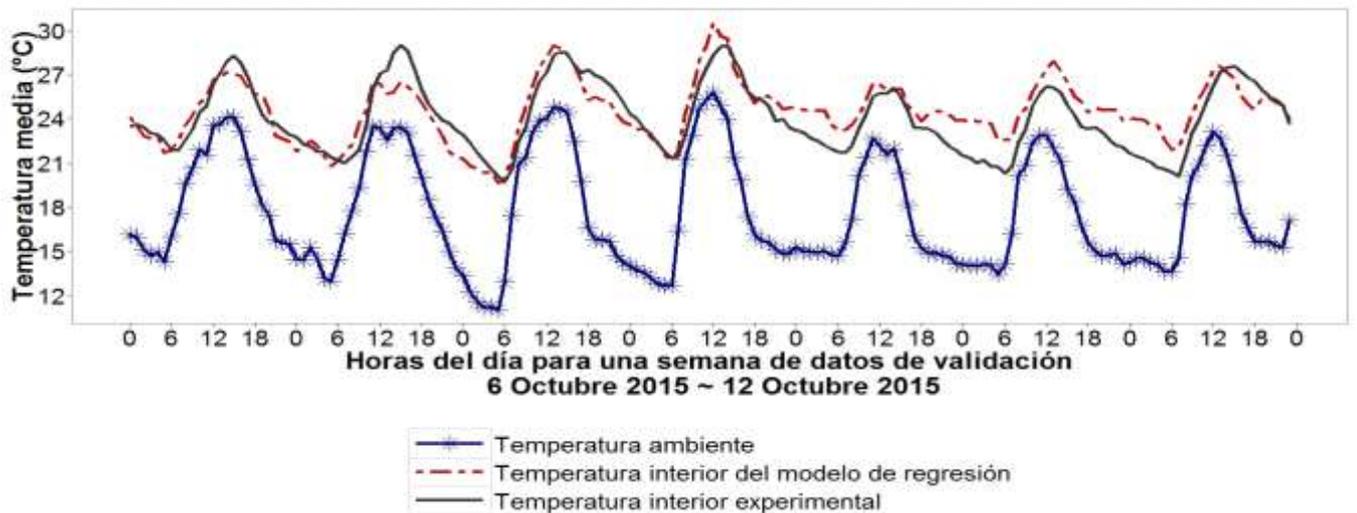


Figura 3: Validación del modelo de regresión para una semana de datos

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La temperatura al interior de una edificación está relacionada con las condiciones meteorológicas del lugar donde está emplazada. Por lo que alcanzar el confort térmico de los ocupantes dependerá de las condiciones de temperatura ambiente interior y del conocimiento de las características climáticas de la zona. Actualmente, no se puede garantizar confort térmico en los ocupantes en las edificaciones promedio principalmente por el escaso uso

de técnicas de eficiencia energética aplicadas en las construcciones. Dichas medidas deben ser evaluadas acorde al clima al ser uno de los factores de mayor influencia en la aplicación de las técnicas de eficiencia energética en viviendas, edificios residenciales o edificios de oficinas. Siendo evidente el aporte de esta investigación para el desarrollo de una metodología de estudio que puede ser replicable en diferentes tipos y usos de edificaciones y climatologías.



Mediante el análisis de datos se determinó que la temperatura ambiente es la variable de mayor incidencia en el comportamiento térmico de la edificación. En promedio la correlación con la temperatura exterior es ($R^2 = 0.41$), obtenida a través de un modelo de regresión de una sola variable. Este valor indica que el 40.7% de los datos se ajustan a dicho modelo y para este tipo de estudios se puede considerar como un modelo bastante aceptable. Los resultados muestran que se puede incrementar la correlación al emplear una regresión con múltiples variables. El coeficiente de determinación puede incrementarse al generar un modelo considerando la HR ($R^2=0.48$), la HR y RS ($R^2=0.55$) y la HR, RS y VV ($R^2=0.69$).

El mejor modelo para la predicción de la temperatura interna del aire de acuerdo a la validación de datos es aquel que depende de la ($T_{amb} + HR + VV + RS$), además, se han encontrado los rangos de radiación solar, velocidad del viento y humedad relativa donde tienen menor influencia y se ubican cuando la temperatura ambiente varía entre 14-16 °C y 23-25 °C, de esta manera el modelo con todas las variables se ajusta muy bien cuando la temperatura ambiente se ubica entre este rango. Sin embargo, el modelo genera mayores errores cuando la humedad relativa oscila entre 58-74% y 96-100%, la velocidad del viento está entre 0 y 2 m/s y cuando la radiación solar es igual a cero.

Para encontrar modelos más precisos se recomienda usar funciones estabilizadoras de la varianza en la variable dependiente como el logaritmo natural en el caso de la temperatura. Además, aplicar cambios de variables adecuados de acuerdo a las gráficas de dispersión de las variables o a la forma de dispersión de residuales en los modelos, esto hará que el R^2 aumente y el modelo genere menor error. Además, aumentar el número de variables meteorológicas como la nubosidad, condensación, etc., esto se sugiere como estudio de trabajo futuro.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] International Energy Agency, "Key World Energy Statistics 2015," p. 81, 2015.
- [2] International Energy Agency, "World Energy Outlook," IEA, p. 14, 2018.
- [3] N. Watts et al., "The Lancet Countdown on health and climate change: from 25 years of inaction to a global transformation for public health," *Lancet*, vol. 391, no. 10120, pp. 581–630, Feb. 2018.
- [4] T. Hong, W.-K. Chang, and H.-W. Lin, "A fresh look at weather impact on peak electricity demand and energy use of buildings using 30-year actual weather data," *Appl. Energy*, vol. 111, pp. 333–350, 2013.
- [5] C. Carpino, D. Mora, N. Arcuri, and M. De Simone, "Behavioral variables and occupancy patterns in the design and modeling of Nearly Zero Energy Buildings," *Build. Simul.*, vol. 10, no. 6, pp. 875–888, 2017.
- [6] Z. Afroz, H. Burak Gunay, and W. O'Brien, "A review of data collection and analysis requirements for certified green buildings," *Energy Build.*, vol. 226, p. 110367, 2020.
- [7] F. Apadula, A. Bassini, A. Elli, and S. Scapin, "Relationships between meteorological variables and monthly electricity demand," *Appl. Energy*, vol. 98, pp. 346–356, 2012.
- [8] E. Galindo, *Estadística, métodos y aplicaciones para administración e ingeniería*. Quito, 2008.
- [9] H. A. Quevedo Urías, *Estadística para ingeniería y ciencias*, Primera. México, 2014.
- [10] D. Jijón, J. Constante, M. Moya, and G. Guerrón, "Métodos para homogenizar y rellenar datos de viento de la torre meteorológica del Parque Eólico Villonaco en Loja-Ecuador," *Av. en Ciencias e Ing.*, vol. 7, no. 2, 2015.
- [11] F. J. Entrena González, *Determinación del potencial solar (UF0212)*, IC Editori. 2013.
- [12] S. Walter Stachú, "Identificación de la problemática mediante Pareto e Ishikawa," 2000.
- [13] S. Asadi, S. S. Amiri, and M. Mottahedi, "On the development of multi-linear regression analysis to assess energy consumption in the early stages of building design," *Energy Build.*, vol. 85, pp. 246–255, 2014.
- [14] P. Vining Montgomery, *Introducción al Análisis de Regresión Lineal*, Continenta. 2006.



Francis Vásquez Aza.- Nació en Ibarra, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica Nacional en 2016 y su título de Master en Sistemas y Tecnologías de Conversión de Energía de la Universidad Rovira i Virgili, Tarragona-España en 2020. Sus campos de investigación están relacionados con la Eficiencia Energética en Edificaciones y las Energías Alternativas.



Carlos Naranjo Mendoza. - Nació en Quito en 1986. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica Nacional en 2010; Master en Renewable Energy and Energy Efficiency en la École de technologie supérieure (ÉTS) en 2013 y su doctorado en la



Universidad De Montfort en 2020, y su campo de investigación se encuentra relacionado con la eficiencia energética, energías renovables y almacenamiento de energía.



Andrea Lobato Cordero. -

Arquitecta por la Universidad Católica de Cuenca, Ecuador; Master en Eco diseño y Eficiencia Energética en Edificaciones por la Universidad de Zaragoza, España; doctoranda del programa "Energy Systems Planning" en la Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) Campinas, Brasil. Sus áreas de actuación están relacionadas con la Sostenibilidad, Habitabilidad y Condiciones de Salud en Espacios Interiores, Estrategias Bioclimáticas, Eficiencia Energética en Residencias, Comportamiento Térmico de Materiales de Construcción.

Voltage oriented control of the grid-connected wind power generation system

Control orientado de voltaje del sistema de generación de energía eólica conectado a la red

 A.S. Freire¹

 L.M. Toapanta¹

 C.Q. Caiza¹

¹Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador

E-mail: armando.freire2833@utc.edu.ec; miguel11celtic@gmail.com; carlos.quinatoa4@utc.edu.ec

Abstract

In this work, the behavior of primary wind power disturbances in grid-connected wind power generation systems is analyzed by simulating the voltage oriented control (VOC) of a 2 MW type 4 wind turbine using Matlab/Simulink. In the VOC the currents and voltages are controlled by transforming the stationary abc axes of the grid, in a rotating synchronous frame of dq0 axes using Park's transform, in this way a phase locked loop (PLL) control is used for phase synchronization of the grid with the voltage source converter (VSC) by adjusting the modulation index and phase angle, a voltage control (external loop) where the voltage signals are taken from the direct current bus Vcd that serves as reference to the current output signals on the d-axis and a tuning of 0 on the q-axis for the limitation of reactive power delivery to the grid, a current control (internal loop) that takes the reference signals Idq and together with the current signals from the inverter output, the active and reactive power control is performed by means of a decoupled feedback. As a result, the reference Vdq signals are obtained for the switching of the IGBT's by means of vector space pulse width modulation (SVPWM) delivering at the inverter output the maximum amount of active power delivered by the wind turbine, maintaining the state variables such as voltage and frequency for the grid connection, by means of a stable voltage oriented control to wind input fluctuations.

Index terms— Grid-connected inverter, voltage control, direct current, current control, power factor, active power, reactive power.

Resumen

En este trabajo se analiza el comportamiento de las perturbaciones de energía primaria del viento en los sistemas de generación eólica conectados a la red, mediante la simulación del control orientado de voltaje (COV) de un aerogenerador tipo 4 de 2 MW utilizando Matlab/Simulink. En el COV las corrientes y voltajes son controladas transformando los ejes estacionarios abc de la red, en un cuadro síncrono giratorio de ejes dq0 utilizando la transformada de Park, de esta manera se utiliza un control de lazo bloqueado de fase (PLL) para la sincronización de fases de la red con el convertidor de fuente de voltaje (VSC) ajustando el índice de modulación y el ángulo de fase, un control de voltaje (lazo externo) donde se toman las señales de voltaje de la barra de corriente directa Vcd que sirve de referencia a las señales de salida de corriente en el eje d y una sintonización de 0 en el eje q para la limitación de entrega de potencia reactiva a la red, un control de corriente (lazo interno) que toma las señales de referencia Idq y juntamente con las señales de corriente de la salida del inversor, se realiza el control de potencias activa y reactiva mediante una retroalimentación desacoplada. Como resultado se obtienen las señales Vdq de referencia para la conmutación de los IGBT's por medio de la modulación por ancho de pulso de espacio vectorial (SVPWM) entregando a la salida del inversor la máxima cantidad de potencia activa entregado por el aerogenerador, manteniendo las variables de estado como voltaje y frecuencia para la conexión a la red, mediante un control orientado de voltaje estable a fluctuaciones de entradas del viento.

Palabras clave— Inversor conectado a la red, control de voltaje, corriente directa, control de corriente, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva.

Recibido: 07-05-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Freire, A.; Toapanta, L.; Quinatoa, C. (2022). "Control orientado de voltaje del sistema de generación de energía eólica conectado a la red". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 61-70

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.517>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de energía eléctrica han sufrido una evolución desde sus orígenes hasta la actualidad, tanto en lo que se refiere a medios de generación, transporte, distribución y utilización, como a materiales empleados, estrategias de operación, nuevas aplicaciones y fuentes de energía, principalmente. En los últimos años, la energía no convencional ha ido tomando fuerza obteniendo iniciativas a lograr una mayor eficiencia en todos los aspectos relacionados con la energía, lo cual, unido a la creciente preocupación por el medio ambiente, ha reactivado el interés por las llamadas energías renovables. Una de ellas es la energía eólica, conocida como una fuente de energía producida por el viento, este tipo de generación busca desarrollar su eficiencia y producción por medio de estudios enfocados a su desarrollo, gracias al avance de nuevas tecnologías como el diseño de turbinas, el control de accionamientos mecánicos y la incorporación de la electrónica de potencia.

La tecnología de energía eólica conectada a la red es la tecnología de más rápido crecimiento en el mundo actual. Sin embargo, la eficiencia y el rendimiento de los sistemas eólicos todavía están en desarrollo. La tecnología eólica produce una salida de potencia en corriente directa DC; se necesita un inversor para convertir la energía eléctrica DC de la fuente de energía eólica en energía eléctrica de corriente alterna CA. El inversor conectado a la red, el voltaje y la frecuencia de salida deberían ser los mismos que los del voltaje y la frecuencia de la red.

La práctica actual de los inversores eólicos se basa principalmente en la topología del inversor de fuente de voltaje (VSI) e inversor de fuente de corriente (CSI). Mediante el uso de un simple circuito de control, el VSI puede conseguir un alto factor de potencia. Por lo tanto, los inversores de tipo control de corriente son más populares.

En este documento, un estudio completo de un controlador trifásico se presenta el inversor conectado a la red. Para ello, se modela y simula el sistema de conexión a la red por generación eólica mediante la plataforma de simulación Matlab/Simulink. Este documento es organizado de la siguiente manera: la teoría de las tres fases, el inversor conectado a la red y la estructura del sistema se discuten en la Sección 2, esto consiste en el modelo matemático de control del inversor del lado de la red. El controlador de corriente y voltaje es diseñado en la Sección 3. Además, se explica el método COV para los inversores de energía conectados a la red en la sección 4. La simulación y el experimento del inversor utilizado se detalla en la Sección 5. Por último, el resumen de los resultados obtenidos en la sección 6 y las conclusiones previstas en la sección 7.

2. DESCRIPCIÓN Y MODELADO DEL SISTEMA

La Fig. 1, indica el diagrama de bloques que involucra diferentes partes del sistema de conversión de energía eólica (WECS), se utiliza el modelo tipo 4. El objetivo sensible de esos sistemas es idéntico: convertir la energía cinética del viento en electricidad e insertar esta energía a la red [1].

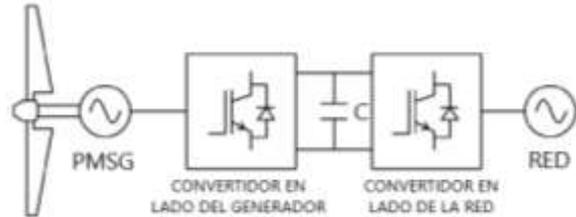


Figura1: Sistema de generación de energía eólica de velocidad variable

La potencia mecánica de la turbina generada por el viento es:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (1)$$

donde ρ es la densidad del aire, A es el área de barrido por las aspas, V es velocidad del viento, C_p es el coeficiente de potencia, λ es la velocidad de punta y β es el ángulo de inclinación de la pala.

El valor máximo de C_p está definido por el límite de Betz, el cual indica que una turbina solo podrá extraer un 59% de la potencia de una corriente de aire [2]. En realidad, los rotores de las turbinas de viento tienen un C_p máximo entre el rango de 25% a 45%.

La siguiente expresión es generalmente utilizada para determinar el C_p en la mayoría de las simulaciones de aerogeneradores [3]:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 * \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 * \beta - c_4 \right) * e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 * \lambda \quad (2)$$

Siendo λ_i [4]:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} \frac{0.035}{\beta^3 + 1}} \quad (3)$$

En [5] se puede encontrar un modelo que se utiliza frecuentemente y que está dado por los siguientes valores de C_p constantes: $c_1= 0.5176$; $c_2= 116$; $c_3= 0.4$; $c_4= 5$; $c_5= 21$; $c_6= 0.0068$.

La potencia mecánica se transforma a eléctrica por medio de un generador síncrono de imanes permanentes y la salida al lado del generador conectado a un rectificador. De la Fig. 2, el condensador de la barra de corriente directa, la relación entre el voltaje y la corriente se define como:

$$C \frac{du_{cd}}{dt} = I_{cdg} - I_{cd} \quad (2)$$

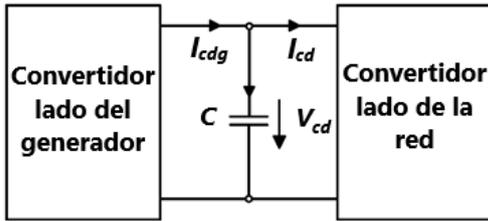


Figura 2: Diagrama vectorial del sistema basado

donde C es la capacitancia del condensador, V_{cd} es el voltaje cd del capacitor, I_{cdg} es la corriente de salida del rectificador a la barra de corriente directa, I_{cd} es la corriente de salida de la barra V_{cd} a la red.

El voltaje de la barra de corriente directa se utiliza para el control en el lado de la red. En la Fig. 3 muestra un control trifásico de modulación por ancho de pulso en espacio vectorial (SVPWM) por medio de controladores PI conectado a la red.

El sistema de control consiste de un condensador en la barra de enlace cd, un inversor de fuente de voltaje VSI trifásico, un filtro inductor, la barra de salida a la red y un controlador digital.

El VSI trifásico, por medio del voltaje de entrada de corriente directa convierte en un voltaje sinusoidal por medio de señales de conmutación apropiadas para obtener un voltaje desfasado a 120 grados por medio del SVPWM.

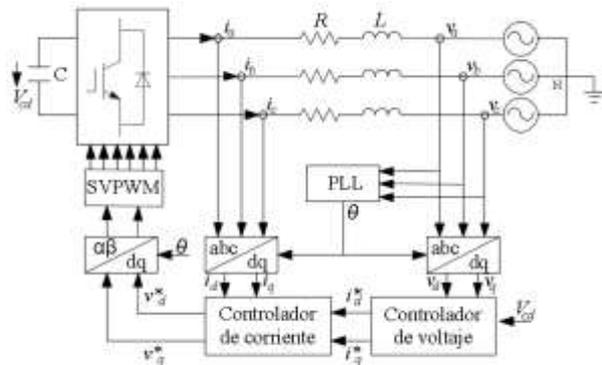


Figura 3: Inversor trifásico SVPWM conectado a la red en un sistema de energía eólica

El Control orientado al voltaje es una técnica de control clásica utilizada en los convertidores VSI debido a su simplicidad en la implementación [6], las variables de la fase espacial de VSI se proyectan en un marco dq que gira sincrónicamente, por lo que el sistema debe ser desplazado a esta nueva referencia.

Esta técnica se utiliza tanto en sistemas trifásicos como monofásicos, según [7] “Si el marco dq está orientado de tal manera que el eje d está alineado en el vector de voltaje de la red, el control se llama control orientado al voltaje (COV)”. La Fig. 4 es el diagrama vectorial del sistema basado en la orientación del voltaje de la red.

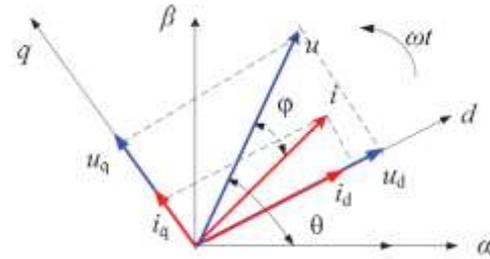


Figura 4: Diagrama vectorial del sistema basado en la orientación del voltaje de la red

Donde

ω es la velocidad angular del marco dq que es igual a la frecuencia angular de la red;

i_d, i_q corrientes del eje d y q, respectivamente;

u_d, u_q voltajes del eje d y q, respectivamente.

La salida de voltajes del VSI trifásico en el marco de referencia síncrono, basado en la orientación del voltaje de la red, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} V_{xd} \\ V_{xq} \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + L \begin{bmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \quad (4)$$

Donde:

R es la resistencia equivalente del inductor, L el filtro inductor equivalente del inductor, ω es la velocidad angular;

V_{xd}, V_{xq} : Voltaje a la salida del convertidor en ejes d y q, respectivamente;

V_d, V_q : Voltaje en el lado de red en ejes d y q, respectivamente;

i_d, i_q : Corriente en el lado de red en ejes d y q, respectivamente.

En el marco dq, la potencia activa (P) y reactiva (Q) de un VSI trifásico conectado a la red, está dado por:

$$P = \frac{3}{2} (v_d i_d + v_q i_q) \quad (5)$$

$$Q = \frac{3}{2} (v_d i_q - v_q i_d) \quad (6)$$

Debido a que la velocidad angular en el marco dq se ajusta a la frecuencia angular de la red, las cantidades transformadas se convierten en variables de tiempo-invariante en estado estable, simplificando el diseño del controlador. Esto se logra mediante un control de lazo bloqueado por fase (PLL) [8] cuyo diagrama de bloques se muestra en la Fig. 5. La entrada al bloque PLL es el voltaje variable sinusoidal y la salida es el ángulo de fase para la transformación abc-a-dq.



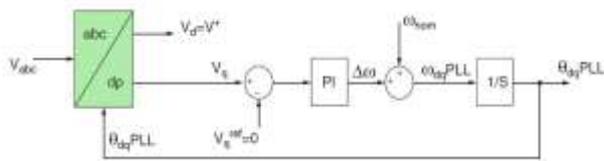


Figura 5: Diagrama de bloque del PLL

El controlador orientado por voltaje (COV) está formado por un bloque integrador con reset, cuya función es anular el resultado de la integración de la señal de frecuencia angular ω_{nom} , cuando se alcance el límite de 2π radianes. De esta forma se genera en la salida un ángulo de sincronismo θ_{dq} variable entre 0 y 2π radianes [9].

En la Fig.5, el voltaje se regula a cero usando un controlador PI a lazo cerrado. La regulación de la componente del eje q del voltaje a cero, por consiguiente, (5) (6) puede reescribirse como (7) (8) respectivamente.

$$P = \frac{3}{2}(v_{sd}i_{sd}) \quad (7)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_{sd}i_{sq}) \quad (8)$$

La potencia activa depende de la corriente del eje d, que es proporcional y puede ser controlada por la corriente del eje d, y la potencia reactiva depende de la corriente del eje q [7].

Además, para lograr el flujo de corriente fundamental del factor de potencia unitario, la componente del eje q del vector de corriente de mando se sintoniza a cero.

3. DISEÑO DEL CONTROLADOR

Según [10], la estrategia del COV garantiza una rápida respuesta transitoria y un alto rendimiento estático a través del bucle de control de la corriente.

Como se muestra en la Fig. 5, la entrada al bloque PLL es el voltaje de la red variable sinusoidal y la salida es el ángulo de rotación del vector de voltaje o también denominado ángulo de fase, que sirve para realizar las transformaciones abc a dq0 o viceversa, ya sean para voltajes como corrientes.

Existe un acoplamiento cruzado entre las componentes del eje d y del eje q. Sin embargo, el acoplamiento cruzado puede afectar al rendimiento dinámico del controlador. Por lo tanto, es muy importante desacoplar los dos ejes para mejorar el rendimiento dinámico [11].

Se puede adoptar el método de control de desacoplamiento por compensación de retroceso. El diagrama de control del método de desacoplamiento se muestra en la Fig. 6.

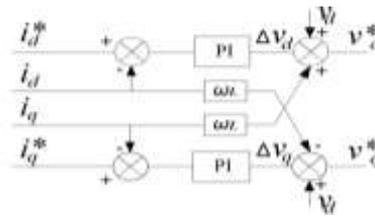


Figura 6: Control desacoplado de corriente

En la Fig. 6, i_d^* e i_q^* son la corriente de referencia del eje d y del eje q, respectivamente; v_d^* y v_q^* son las salidas del controlador de corriente del eje d y del eje q, respectivamente.

La ecuación de control de desacoplamiento viene dada por:

$$V_d^* = \Delta V_d + V_d + \omega L i_q \quad (9)$$

$$V_q^* = \Delta V_q + V_q - \omega L i_d \quad (10)$$

El acoplamiento cruzado puede ser desacoplado por (7)(8). Por lo tanto, las corrientes del eje d id y las del eje q iq pueden ser controladas independientemente por la corriente de referencia i_d^* y i_q^* , respectivamente, de tal manera que se controla la potencia activa y reactiva desde la sintonización de sus referencias.

Para cumplir el código de red, uno de ellos, es inyectar potencia a la barra infinita con un factor de potencia cercano a la unidad, para lo cual la corriente reactiva en el eje q se sintoniza a un valor de cero.

En consecuencia, se utilizan reguladores PI para lograr una rápida respuesta dinámica y cero errores de estado estacionario. El diagrama del controlador de corriente se muestra en la Fig. 7.

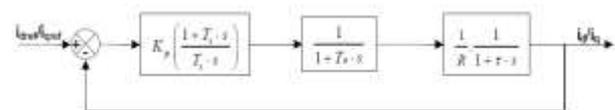


Figura 7: Diagrama de bloques del controlador de corriente

En el diagrama, T_a es el período de conmutación, τ la constante de tiempo, T_i es la constante de tiempo integral, k_p y k_i son los parámetros proporcionales e integrales, respectivamente; i_d^*/i_q^* son las señales de corriente de referencia en el eje d y q, respectivamente; i_d/i_q son las señales de corriente en el eje d y q, individualmente y R es la resistencia del inductor.

El modelo utilizado en la Fig. 7 corresponde al modelo de ajuste del módulo óptimo (criterio de valor absoluto óptimo) se utiliza a menudo en la sintonización convencional de los controladores analógicos. Cuando el sistema controlado tiene una constante de tiempo dominante y otra menor, la forma estándar de la función de transferencia del sistema de control para el módulo óptimo se logra cancelando la mayor constante de tiempo, mientras que la ganancia de bucle cerrado debe ser mayor que la unidad para tan alta frecuencias como sea posible [12].



Este método es ampliamente utilizado debido a su simplicidad y rapidez de respuesta [13]. Donde se busca del diagrama de bloques que el término $(1+T_i*s)$ sea igual al término $(1+\tau s)$, se define entonces que $\tau=T_i$.

Se obtiene entonces la función de transferencia del sistema en lazo abierto:

$$G_{C,ol}(s) = \frac{K_p}{\tau * R} * \frac{1}{s * (1 + T_a * s)} \quad (11)$$

La ganancia del controlador se obtiene con la función de transferencia en lazo cerrado:

$$G_{C,cl}(j\omega) = \left| \frac{G_{C,ol}(j\omega)}{1 + G_{C,ol}(j\omega)} \right| = 1 \quad (12)$$

Luego:

$$G_{C,cl}(s) = \left| \frac{K_p}{\tau * R * T_a * s^2 + \tau * R * s + 1} \right| = 1 \quad (13)$$

Siendo:

$$T_i = \tau = \frac{L}{\omega * R} = \frac{K_p}{K_i} \quad (14)$$

$$T_a = \frac{T_s}{2} = \frac{1}{2 * f_s} \quad (15)$$

$$K_p = \frac{\tau * R}{2 * T_a} \quad (16)$$

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} \quad (17)$$

Donde, T_s es el periodo de switcheo y f_s es la frecuencia de switcheo por los conmutadores.

El controlador de voltaje de cd se discute como el control Outer Loop o controlador de lazo externo.

Este control permite sincronizar el voltaje del lado de la barra de corriente directa, mediante el control desacoplado de corriente, para de esta manera por medio de un valor de referencia V_{dc}^* que ajusta el controlador PI, de esta manera inyecta la máxima cantidad de potencia, mediante la conmutación accionada por medio de voltaje del inversor.

En la Fig. 8, se observa el diagrama de control de voltaje.

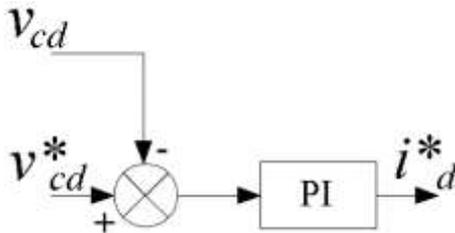


Figura 8: Control outer loop

Para determinar la referencia de voltaje CD apropiada V_{cd}^* , uno debe tener en cuenta los transitorios del sistema y las posibles variaciones de voltaje de la red [14], para el máximo V_{cd}^* .

$$V_{dc}^* = \frac{V_{CD}}{\sqrt{3}} \quad (18)$$

Donde, V_{CD} corresponde al voltaje del capacitor.

Para el cálculo del voltaje del capacitor, previamente es necesario saber a qué nivel de voltaje se va conectar el inversor, para lo cual se utiliza lo siguiente:

$$V_{CD} = V_{L-L,RED} * \sqrt{\frac{2}{3}} * 2 * m \quad (19)$$

Donde, $V_{L-L,RED}$ corresponde al voltaje línea – línea de la red y m es el índice de modulación el cual puede alcanzar como valor máximo de 1.

El voltaje de salida del inversor esta dado por la siguiente ecuación.

$$V_{L-L,Convertidor} = V_{CD} * \sqrt{\frac{2}{3}} \quad (20)$$

4. INTEGRACIÓN A LA RED

Los sistemas electrónicos de potencia se utilizan con frecuencia para la conversión de energía eléctrica a nivel de aerogenerador, a nivel de parque eólico o a ambos, y dentro del aerogenerador se utilizan convertidores electrónicos de potencia para controlar los flujos de energía activa y reactiva constantes y dinámicos hacia y desde el generador eléctrico [15], [16].

Los convertidores utilizados por lo general en la conmutación en el VSI están dados por los siguientes tipos de interruptores (ver Tabla 1).

Tabla 1. Interruptores: valores nominales y características máximas [17]

Datos		Voltaje ^a (V)	Corriente ^a (A)	Frecuencia de conmutación ^b (kHz)	Requisitos del convertidor
Interruptor	GTO	6 000	4 000	0.2-1	Alto
	BJT	1 700	1 000	0.5-5	Mediano
	MOSFET	1 000	28	5-100	Bajo
	IGBT	6 000	1 200	0.2-20	Bajo

a. Máxima potencia de salida; b. Rango de operación.

Al utilizar un sistema back to back, compuesto por convertidores accionador por IGBT's, el flujo de potencia es bidireccional como se puede observar en la Fig. 9.

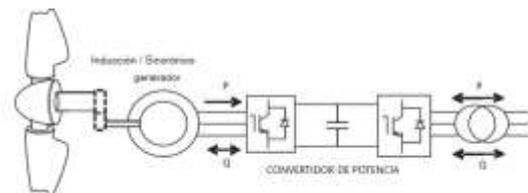


Figura 9: Aerogenerador de velocidad variable – flujos de potencia activa y reactiva



Cuando la potencia activa se entrega desde la red al circuito de cd, el inversor funciona en un modo rectificador ($P_g > 0$) y cuando la potencia se transfiere desde el circuito de cd a la red ($P_g < 0$), el inversor está en modo de inversión [14].

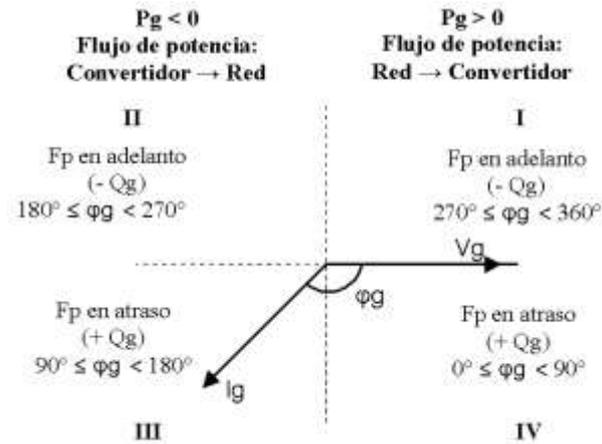


Figura 10: Diagrama de desfasos y factor de potencia

5. SIMULACIÓN

Para la simulación, el modelo se basa en las características de potencia de la turbina en estado dinámico.

Tabla 2. Parámetros de la turbina

Parámetros	Valores
Potencia mecánica nominal	2.00 MW
Potencia base del generador	2.04 MVA
Velocidad del viento	12 m/s
Potencia mecánica nominal	1.0 p.u.
Velocidad rotacional base	1.0 p.u.
Ángulo de inclinación	0°
Diámetro	80 m
RPM mínimos	10.2 rpm
RPM nominal	22 rpm
Velocidad mecánica del rotor	2.3 rad/s
Área del rotor	5 026.54 m ²
Densidad del aire	1 225 kg/m ³

La transferencia de potencia depende de la velocidad del viento como se presenta en la tabla 3, los valores de lambda, coeficiente de potencia y la capacidad de la turbina, en la cual a una velocidad de 12 m/s proporciona la potencia nominal por la turbina a 2 MW con un ángulo de inclinación ($\beta = 0$).

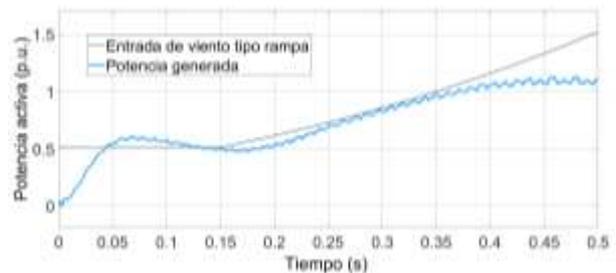
Tabla 3. Parámetros calculados a distintas velocidades del viento

Velocidad del viento (m/s)	Lambda	Lambda prima	Coefficiente de potencia	Potencia de la turbina (MW)
6	15.33	15.29	0.43	0.29
7.2	12.77	12.74	0.48	0.55
8.4	10.95	10.91	0.49	0.89
9.6	9.58	9.54	0.46	1.26
10.8	8.51	8.48	0.42	1.64
12	7.66	7.63	0.38	2.01

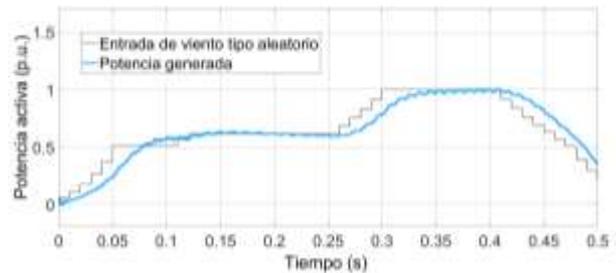
La simulación emplea la máquina síncrona de imanes permanentes por su ventaja de excitación interna, en la Fig. 11, muestra la entrada de viento tipo escalón, que sirve como referencia para la generación de 2 MW por unidad.



(a)



(b)



(c)

Figura 11: Potencia activa generada p.u. a una entrada de viento tipo escalón (a); tipo rampa (b); tipo aleatorio (c)



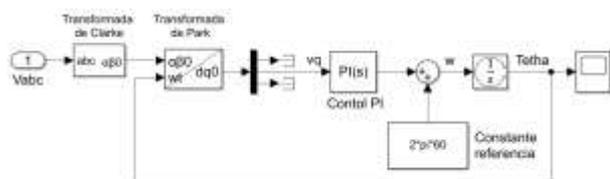
5.1. Control en el lado de la red

Tabla 4: Parámetros en el lado de red

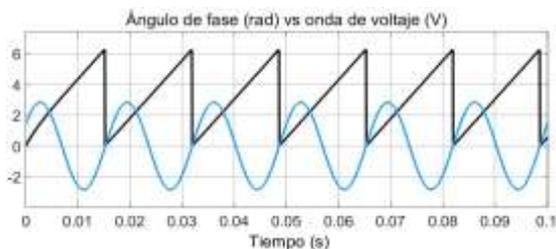
Parámetros	Valores
Barra de corriente directa	Vcd= 2 000 V
	Vcd ref=1 155 V
	C= 1 000 μF
Línea equivalente	R= 2 Ω
	L= 0.2 mH
Barra de salida del convertidor	V=1 225 V
	f= 60 Hz
Tiempo de simulación	0.5 s
Tiempo discreto	1e-6 s

5.2. Control Lazo Bloqueado de Fase (PLL)

Para el control de lazo se determinan las señales de voltaje de la red en el eje dq0, por medio de un control a lazo cerrado se toma la frecuencia de trabajo de la red y se la compara con un valor de referencia de $2 * \pi * f$.



(a)



(b)

Figura 12: Esquema de control PLL sincronizado con la red (a) y ángulo de fase vs la onda de voltaje (b)

El resultado del lazo cerrado que es implementado para la sincronización de la velocidad angular permite que el sistema trabajó a una frecuencia de 60 Hz y a una velocidad angular de $2 * \pi * f = 377$ aproximadamente.

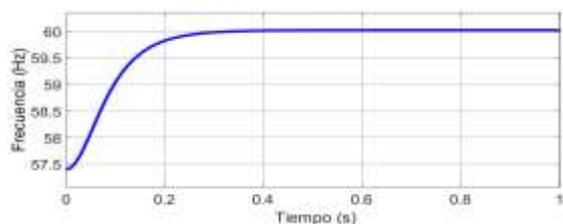


Figura 13: Frecuencia estable a 60 Hz

5.3. Controlador de corriente (Inner Loop)

El control vectorial de corrientes que circula del inversor a la red, se realiza mediante el siguiente esquema de lazo interno.

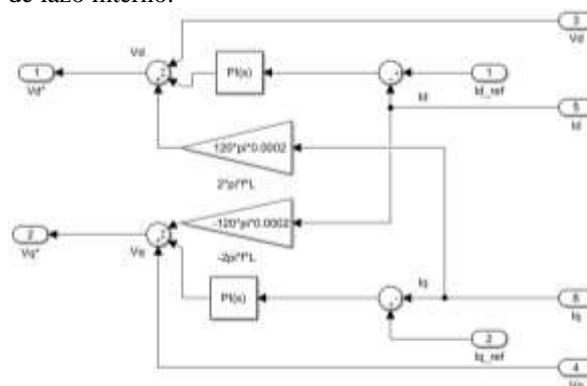


Figura 14: Esquema de control inner loop

En la Fig. 14, muestra el esquema de control inner loop que tiene como variables de entrada V_d, V_q, I_d, I_q , que son calculadas por parte del bloque de la transformada de Park utilizando el ángulo (ωt) de la sincronización con la red, además de la I_{d_ref} e I_{q_ref} que son valores dados por el investigador o también pueden ser calculados que se presentarán más adelante.

Las variables de V_{d^*} y V_{q^*} , se acoplan a un modulador por ancho de pulso en vector espacial mediante la transformada de Clarke de dq0 a $\alpha\beta 0$ para convertir la señal por medio del bloque SVPWM de segundo nivel, el cual es encargado de enviar los pulsos al inversor.

5.4. Controlador de voltaje (Outer Loop)

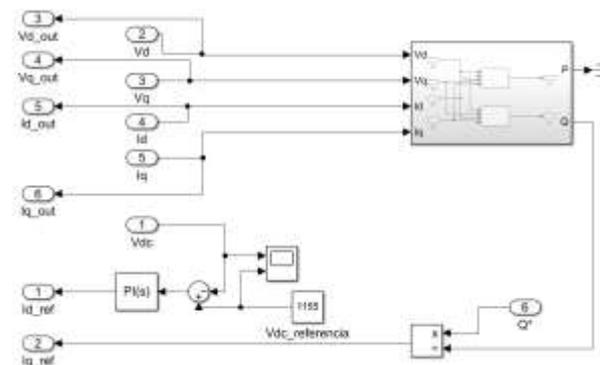


Figura 15: Esquema de control outer loop

En la Fig. 15, se muestra el control outer loop que tiene como entrada Q^* , es el valor con respecto a la cantidad de potencia reactiva de referencia a suministrar a la red, la división entre la referencia y la calculada da como resultado la corriente I_q de referencia.

Además, para obtener la corriente I_d de referencia se realiza un lazo de control abierto, mediante la diferencia V_{cd} de la barra de corriente directa, el V_{cd} calculado anteriormente, da como resultado una corriente de referencia en el eje I_d que entrará juntamente con el eje



Iq al control interno Inner Loop.

Para minimizar el valor de Q por medio del control Outer Loop se tomó un valor de referencia 0 y el valor de $V_q=0$ por tal razón las ecuaciones quedarían de la siguiente manera mostrada en lenguaje de una función empleadas por el programa.

Tabla 5: Constantes de control en lado de la red

Inner Loop (Modulus Optimum)	
Kp	Ki
0.005 8	20 000
Outer Loop	
Kp	Ki
0.8	200

5.5. Control orientado de voltaje (VOC)

En la Fig. 16, se muestra el control en el lado de la red que este compuesto por el inversor, transformador elevador, línea de transmisión, filtro y la barra infinita.

El VOC está constituido por un PLL, control Inner Loop y control Outer Loop que se detallaron anteriormente y permite en conjunto el control de la potencia activa y reactiva por medio de los controladores PI y los valores de referencia de P^* , Q^* , I_{d_ref} y I_{q_ref} .

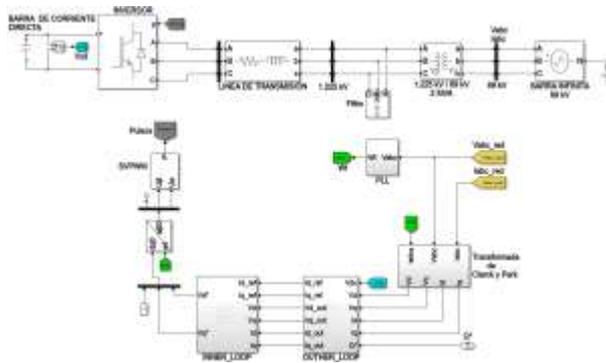


Figura 16: Control en el lado de red

6. RESULTADOS

6.1. Enlace Vcd

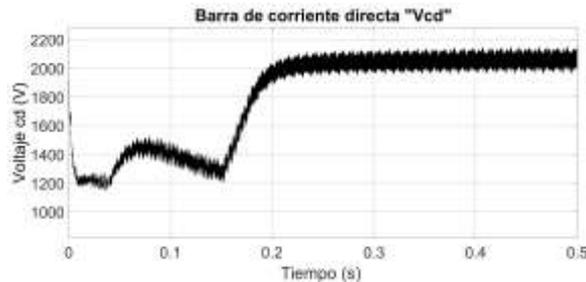


Figura 17: Señal de enlace del Vcd

En la Fig. 17, muestra la señal del enlace Vcd del back to back, el cual tiene un valor de referencia de 1 155 V,

tiende a estabilizarse de acuerdo con el valor del Vcd anteriormente calculado de 2 000 V, que llega cuando la índice modulación es igual a 1.

6.2. Control de potencia activa y reactiva

Corriente: En la Fig. 18, se muestra las corrientes en el eje dq en el lado de red, que permite manipular por medio de los controladores PI, que son utilizadas en el control inner y outer loop respectivamente.

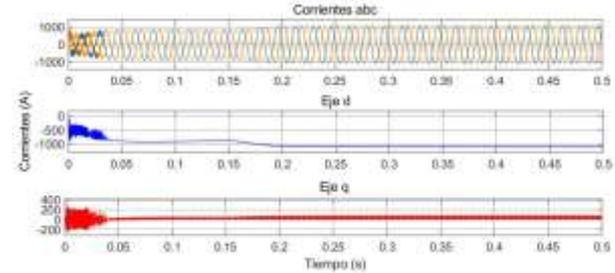


Figura 18: Señales de corriente abc a dq

El comportamiento de las señales de corriente en el eje dq, se deben al control desacoplado inner loop, la cual es descrita anteriormente y se puede detallar que el valor de $I_q=0$.

Voltaje: En la Fig. 19, se muestra los voltajes en el eje dq en el lado de red, que intervienen en conjunto con señales de las corrientes dq, en los controles inner y outer loop respectivamente.

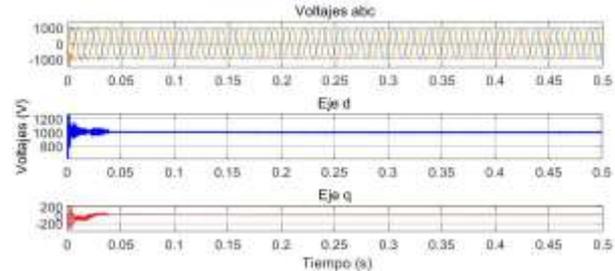
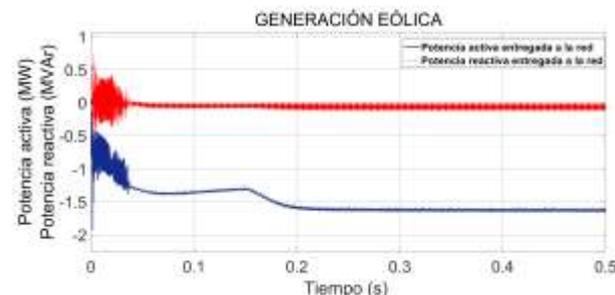


Figura 19: Señal voltaje abc a dq

Las señales de voltaje y corriente en el eje dq permiten calcular los valores de potencia activa y reactiva, considerando que la señal $I_q=0$ y además que la variable $V_q=0$, no se emplea para el cálculo mencionado anteriormente y por tal razón el valor de la potencia reactiva tiende a ser 0, ver Fig. 20 y Fig. 21.



(a)



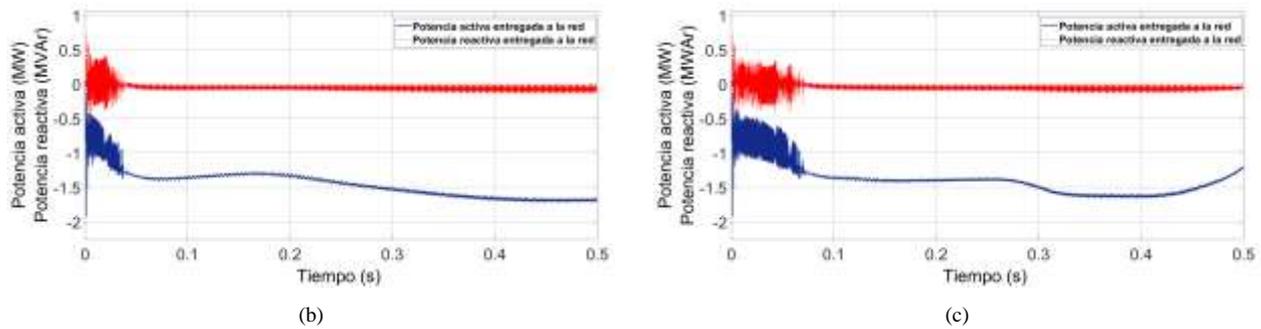


Figura 20: Señales de potencia entregadas a la red por el convertidor orientado de voltaje (COV) a una entrada de viento tipo escalón (a); tipo rampa (b); tipo aleatorio (c)

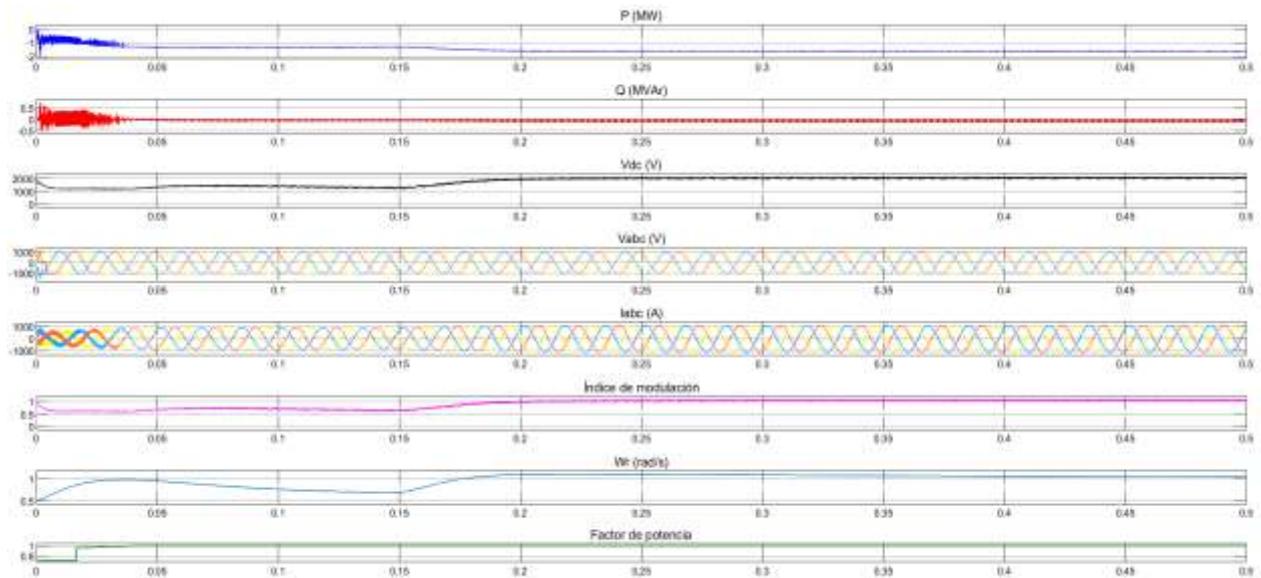


Figura 21: Señales generadas por el control orientado de voltaje (COV) entregadas a la red ante una entrada de viento tipo escalón.

7. CONCLUSIONES

La configuración empleada en la simulación es el aerogenerador tipo D o tipo 4, debido a que presenta una mayor eficiencia de conversión de energía eólica al controlar la potencia activa y reactiva suministrada, utilizando una turbina eólica de 2 MW con control de pitch angle de ($\beta=0$), que es el más utilizado para velocidades variables ya que permite captar la mayor potencia mecánica por la turbina, además está conectado mediante un generador síncrono de imanes permanentes por accionamiento directo (sin caja de engranajes), para lo cual se implementa un control back to back compuestos por un rectificador e inversor accionado por IGBT's, capaz de permitir el flujo de potencia bidireccionalmente con la red.

La configuración elegida se simula mediante el software Matlab/Simulink implementando un control PLL, donde sincroniza el ángulo de fase dado por la velocidad angular, para mantener un voltaje y frecuencia cercano al nominal, además de un control INNER LOOP, que modifica las corrientes de potencia activa y reactiva I_{dq} del sistema, conjuntamente con el control OUTER LOOP que aporta con señales de referencia V_{dq} ,

obtenida de la barra de corriente directa, de manera que el inversor entrega la máxima cantidad de potencia activa por el aerogenerador, cumpliendo el código de red.

Los resultados arrojados en la simulación presentan un valor de potencia activa de 1.7 MW aproximadamente con signo (-) en la señal, significado que está suministrando a la red, mientras que la potencia reactiva es aproximadamente a 0, cumpliendo el código de red establecido en los sistemas de energía eólica al entregar a la red, un factor de potencia igual o cercano a la unidad manteniendo el voltaje y frecuencia dentro de su valor nominal, entregando la máxima cantidad de potencia activa a la red.

AGRADECIMIENTOS

Nuestro sincero reconocimiento y gratitud a la Universidad Técnica de Cotopaxi por abrirnos las puertas de la Institución, para podernos formar como profesionales, impartiendo conocimientos de vital importancia para nuestro desempeño en el campo profesional, a mi gloriosa y grande carrera de Ingeniería Eléctrica.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Sumathi, Solar PV and Wind Energy Conversion Systems. Green Energy and Technology. London: Springer, 2015.
- [2] R. a Bastianon, “Cálculo Y Diseño Para Turbinas Eólicas,” p. 48, 2008.
- [3] W. M. Zubiaga, G. Abad, J. A. Barrena, S. Aurtenetxea, A. Cárcar, and O. Com, Energy Transmission and Grid Integration of AC Offshore Wind Farms. Croacia: IntTech, 2012.
- [4] Y. H. Han, Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems, vol. 21, no. 3–4. 2000.
- [5] The MathWorks, “Implement model of variable pitch wind turbine - Simulink.” 2016.
- [6] V. Gasca, “By: STABILITY ANALYSIS FOR SINGLE PHASE IN MICROGRIDS APPLICATIONS,” Universidad Tecnológica de Pereira, 2018.
- [7] T. Zhao, Q. Zong, T. Zhang, and Y. Xu, “Study of photovoltaic three-phase grid-connected inverter based on the grid voltage-oriented control,” Proc. 2016 IEEE 11th Conf. Ind. Electron. Appl. ICIEA 2016, pp. 2055–2060, 2016.
- [8] X. Q. Guo, W. Y. Wu, and H. R. Gu, “Phase locked loop and synchronization methods for gridinterfaced converters: A review,” Prz. Elektrotechniczny, vol. 87, no. 4, pp. 182–187, 2011.
- [9] I. M. G. Molina and I. G. O. Suvire, “VINCULACIÓN DE GENERACIÓN,” 2015.
- [10] R. Kadri, J. P. Gaubert, and G. Champenois, “An Improved maximum power point tracking for photovoltaic grid-connected inverter based on voltage-oriented control,” IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 58, no. 1, pp. 66–75, 2011.
- [11] P. P. Dash and M. Kazerani, “Dynamic modeling and performance analysis of a grid-connected current-source inverter-based photovoltaic system,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 2, no. 4, pp. 443–450, 2011.
- [12] R.S. Geetha, “Controllars For A VSC-HVDC Link Connected To A Weak AC System,” IOSR J. Electr. Electron. Eng., vol. 10, no. 1, pp. 18–32, 2015.
- [13] C. Bajracharya, “Control of VSC-HVDC for wind power,” Dep. Electr. Power Eng., vol. MSs Thesis, no. June, p. 75, 2008.
- [14] Z. N. & K. S. Wu Bin, Lang Yongqiang, Power Conversion and Control of Wind Energy Systems. Canada: Willey, 2011.

- [15] P. C. & Mike H. Olimpo Anaya-Lara, Nick Jenkins, Janaka Ekanayake, Wind Energy Generation Modelling and Control. 2009.
- [16] A. H. Kasem Alaboudy, A. A. Daoud, S. S. Desouky, and A. A. Salem, “Converter controls and flicker study of PMSG-based grid connected wind turbines,” Ain Shams Eng. J., vol. 4, no. 1, pp. 75–91, 2013.
- [17] T. Ackermann, Wind Power in Power Systems Edited by.



Armando Freire Freire.- Nació en Latacunga, Ecuador en 1994. Curso sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Ramón Barba Naranjo. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2020. Actualmente desempeña el cargo de operador de la subestación eléctrica Novacero planta Lasso y cursa sus estudios de cuarto nivel en la Universidad Técnica de Cotopaxi en la carrera de electricidad mención en sistemas eléctricos de potencia. Sus campos de investigación están relacionados con las energías renovables, calidad de energía, coordinación de protecciones, mantenimiento y operación de equipos de potencia.



Luis Toapanta Rocha.- Nació en Quito, Ecuador en 1995. Curso sus estudios secundarios en el Colegio Técnico Industrial Miguel de Santiago. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2020. Actualmente se labora en el área de mantenimiento y proyectos eléctricos. Sus campos de investigación están relacionados a las energías renovables.



Carlos Quinatoa Caiza.- Nació en Tanicuchi, Ecuador en 1988. Colegio. Gral. Marco Aurelio Subía. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2012, y el de Magister en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan (Argentina) en 2014. Ha desarrollado su carrera profesional en diversas instituciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano y actualmente se desempeña como docente a tiempo completo en la Universidad Técnica de Cotopaxi. Sus campos de investigación están relacionados con el despacho económico.

Optimal Energy Management in a Gradual and Controlled Process to Contribute to the Decarbonization of the Electricity Sector

Gestión Óptima de la Energía En Un Proceso Paulatino y Controlado para Contribuir a la Descarbonización del Sector Eléctrico

 R. O. Galarza¹

 C. C. Cuji¹

¹Universidad Politécnica Salesiana, Quito - Ecuador
E-mail: rgalarza@ups.edu.ec; ccuji@ups.edu.ec

Abstract

The energy sector is one of the main sources of greenhouse gases and pollution. It also becomes the main sector to be intervened not only environmentally but also technically. The decarbonization process of the energy-producing segment contemplates the disconnection of conventional generation systems that use fossil fuels. The process consists of the exchange of renewable generation systems capable of meeting the demand that was previously supplied by conventional sources. This research provides a perspective to find decarbonization alternatives seeking to determine an adequate process to introduce renewable generation systems. The process considers economic factors of fuel spending and the cost of implementing the photovoltaic system. This goal is achieved using simulations of the power system are to determine the optimal power dispatch. It is also employed a linear optimization model to minimize the costs on an annual basis through the optimal selection of the installed power of the renewable generation system. The simulations are performed using Matlab and PowerFactory with an IEEE 13-bar system as the test system.

Index terms— Decarbonization, Energy management, Micro-grid, Renewable energies, Thermal generation.

Resumen

El sector energético es uno de los principales actores en la producción de gases de efecto invernadero, lo que lo convierte en el principal sector a ser intervenido de manera no sólo ambiental sino también técnica, un proceso de descarbonización del segmento productor de energía contempla la desconexión de sistemas de generación convencional y que hace uso de combustibles fósiles; a cambio de introducir sistemas de generación renovables capaces de cubrir la demanda que antes era suplida por las fuentes convencionales. Esta investigación brinda una perspectiva para encontrar alternativas de descarbonización buscando determinar un proceso adecuado para introducir sistemas de generación renovable, considerando factores económicos de gasto en combustible y el costo de implementación del sistema fotovoltaico. Para ello se realizan simulaciones del sistema de potencia para determinar el despacho de potencia óptimo, además de un modelo lineal de optimización para minimizar los costos mediante la selección óptima de la potencia del sistema de generación renovable. Las simulaciones se realizan por medio de Matlab y PowerFactory con un sistema IEEE de 13 barras.

Palabras clave— Descarbonización, Energías renovables, Generación térmica, Gestión de energía, Micro-Red

Recibido: 07-05-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Galarza, R.; Cuji, C. (2022). "Gestión Óptima de la Energía en un Proceso Paulatino y Controlado para Contribuir a la Descarbonización del Sector Eléctrico". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 71-84

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.518>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La correcta utilización de variados recursos energéticos renovables son la clave para obtener un futuro sostenible en el sector de la energía eléctrica y en donde las emisiones de efecto invernadero sean bajas. Dentro de estos medios están la energía solar, mareomotriz, del viento, geotérmica, por nombrar otros. Los medios solares y eólicos son las tecnologías renovables líderes del sector eléctrico, con alta penetración en diversos sistemas de potencia alrededor del mundo, así como en zonas donde la red eléctrica es aislada. Dentro de las principales razones para tal liderazgo se encuentra la madurez de la tecnología, las nulas emisiones que provocan, los costos nulos asociados a la operación con combustibles y recursos no renovables; así como la disponibilidad de los recursos en cualquier lugar [1], [2].

Hablando en términos estadísticos, la penetración directa de los recursos energéticos renovables aún es insuficiente; siendo conocido que la mayor parte de la energía eléctrica que se consume mundialmente proviene de combustibles fósiles, siendo más o menos el 80%, mientras que el 20% proviene de recursos energéticos renovables, siendo variada la penetración de recursos en diferentes países, teniendo como ejemplos de sostenibilidad en energía a Suiza, España, Alemania, por nombrar otros [3], [4].

Alrededor del mundo se han planteado diversos incentivos para los productores energéticos, de tal forma que sea asegurada la recuperación de los costos de inversión de las plantas de producción con energías renovables. Los incentivos más comunes de encuentran los subsidios operacionales, acceso prioritario a la red eléctrica, es decir, que los incentivos se enfocan en el despacho [5], [6].

La recurrencia de la utilización de recursos energéticos renovables se ve reforzada por el surgimiento de nuevas formas de habitar, incluyendo las ciudades inteligentes, los edificios y hogares con inteligencia; establecidos primordialmente en el contexto de la implementación de redes eléctricas inteligentes (Smart Grid). Esto puede ser evidenciado por [1], en donde basado en un estudio de los resultados de un proyecto de puesta en marcha de un hogar inteligente en Turquía, en un período específico de tiempo, se demuestra con claridad la cantidad en kilos de emisiones de CO₂ que implicó la utilización de herramientas como los recursos energéticos renovables, el monitoreo de la demanda, así como el control de cada electrodoméstico y componente eléctrico del hogar, mediante interruptores inteligentes y software centralizado [7]–[9].

Las autoridades de los países y de diversas organizaciones mundiales también incentivan la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, con tratados en los que los países se comprometen a realizar esfuerzos significativos para reducir sus emisiones, por ejemplo, el Protocolo de

Kioto. En ese sentido muchos investigadores han planteado soluciones que incrementen los ahorros energéticos, predicen e incrementan el potencial de los generadores de electricidad que aprovechan la energía renovable, lo que en conjunto permite la reducción de los efectos dañinos del calentamiento global [10], [11].

La Figura 1 ilustra el proceso de descarbonización que se plantea en el presente artículo en donde se requiere reemplazar generadores convencionales por sistemas de generación renovable.



Figura 1: Descarbonización

2. DESCRIPCIÓN DE CRITERIOS TEÓRICOS INVOLUCRADOS EN EL PROCESO

2.1. Micro – Redes Aisladas de AC

Los principales problemas que el mundo atraviesa en cuanto se refieren a sistemas de energía son la falta de energía disponible, el daño ambiental y el calentamiento global como consecuencia de los procesos de generación convencionales, sin embargo, en la actualidad también se presenta un acelerado proceso mediante el cual las tecnologías de generación están migrando a soluciones más amigables con el ambiente dado que consideran el uso de energías renovables [12], [13].

Dentro de las principales fuentes de energía renovables a las que el mundo está recurriendo son aquellas que hacen uso de recursos hidráulicos, eólicos y solares, dichos métodos de generación han ido tomando importancia en diferente medida dada su dificultad para ser utilizada y el tamaño disponible en las zonas de interés. Dado que dichas fuentes pueden ser utilizadas como sistemas de generación distribuida, su aceptación entre usuarios residenciales e industriales ha crecido para posibilitar su instalación en zonas donde el acceso a redes convencionales puede estar limitado por condicionantes geográficos o de disponibilidad de infraestructura [14]–[16].

Dado que en general las Micro-Redes aisladas se emplazan en zonas geográficas de corta extensión es común que estos sistemas sean controlados de manera general para conseguir un adecuado balance de potencia

entre la generación y la demanda, algo importante a destacar radica en la posibilidad de utilizar sistemas de almacenamiento para compensar la demanda en aquellas horas en las cuales el acceso a los elementos de generación es limitada dada la ausencia de recurso disponible. Todo lo antes mencionado se consigue gracias a un extenso desarrollo e ingreso de tecnologías electrónicas que garantizan el control, conversión y supervisión de los diferentes sistemas involucrados [17].

A pesar de la posibilidad de recurrir a sistemas de generación renovables los sistemas de potencia deben recurrir al uso de generadores convencionales como es el caso de generadores diésel o grandes generadores de carbón o combustibles fósiles para mantener la disponibilidad de energía en todo momento, dichos elementos de generación producen cantidades considerables de gases contaminantes sobre todo en aquellos casos antes mencionados en los cuales la potencia disponible por fuentes renovables no es suficiente. Así, por ejemplo, los meses comprendidos entre junio y octubre en la Isla Dong' Ao, sus generadores eólicos no son capaces de cubrir la demanda; por lo cual se recurre al uso de generadores convencionales para cubrir la demanda del sistema [18].

2.2. Descarbonización del Sector Eléctrico

En el año 1992 en la cumbre de la Tierra se dan indicaciones para nivel mundial una agenda de nombre 21, principios de los bosques, convenio de la diversidad biológica y una convención marco de las Naciones Unidas ligadas al cambio climático [2]. Lo antes mencionado marca pautas para la reducción de los gases de efecto invernadero y se firma el protocolo de Kioto en 1977 y se actualiza con el Acuerdo de París en el año 2015. Se propone entonces la agenda mundial, ODS 2030, en donde se destacan al menos 7 objetivos enfocados en procesos de descarbonización los cuales contemplan:

- Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.
- Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.
- Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

El sector energético es uno de los sectores que mayor contribución suponen para la generación de gases de efecto invernadero, por lo cual este sector es uno de los cuales podría ofrecer la mayor accesibilidad en procesos de reducción de gases contaminantes al introducir tecnologías renovables de generación [19]–[23].

La Figura 2 muestra como cada sector contribuye en la emisión de gases de efecto invernadero en donde es claro que una de las principales contribuciones se da por procesos de generación eléctrica, los datos presentados se encuentran en porcentaje y son representativos para el

año 2012 [24].

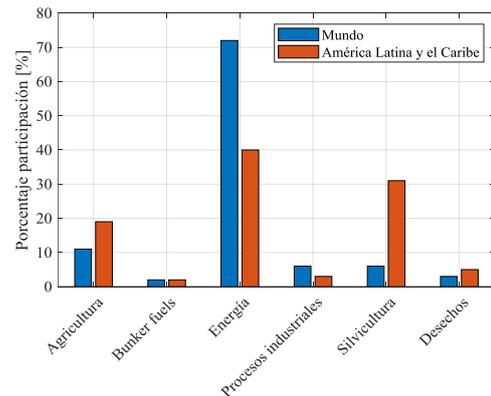


Figura 2: Contribución por sector en producción de gases de efecto invernadero

Por otro lado, una alternativa para la reducción de los gases de efecto invernadero que no se derivan directamente de la generación podría darse por el uso de residuos y derechos para la producción energética por medio de la transformación de los desechos en biogás, el mismo que puede ser utilizado como fuente energética en sistemas de generación no convencionales, es así que en países europeos como es el caso de Dinamarca la producción de energía de este tipo aumentó en un 27% para el año 2018 [25].

Otra perspectiva es en la cual se propone el uso de vehículos eléctricos en reemplazo de los tradicionales vehículos de combustión en donde la ventaja de descarbonización radica principalmente en el retiro de los vehículos convencionales, sin embargo, busca solucionar problemáticas relacionadas con el despacho de energía necesario para la carga de los vehículos eléctricos con perspectivas de trayectoria, carga rápida o urgente y demandas de carga flexibles [26].

2.3. Optimización de Parque Fotovoltaico

Adicionalmente, se plantea un problema de optimización en el cual se busca las porciones de potencia que deberán ser introducidos o extraídos del sistema buscando minimizar el costo anual de producir la generación térmica e implementar un parque solar para ello se plantea un problema de tipo lineal en el de la forma que se muestra en la expresión 2.

$$\min_x \{f(x)\} = \min_x \{Ct * x1 + CpV * x2\}$$

$$\text{Condiciones:} \quad Pt * x1 + Ppv * x2 \geq Pmg \quad (2)$$

$$Pt * x1 + Ppv * x2 \geq Pmg$$

$$lb \leq x \leq ub$$

En donde:

- $f(x)$: función de costos a ser minimizada.
- Ct : costo recurso mineral generación térmica.
- Cpv : costo generación fotovoltaica.



- Pt: Porcentaje de participación térmica.
- Ppv: Porcentaje de participación fotovoltaica.
- Pmg: potencia a ser generada entre los 2 sistemas.
- lb: límite inferior de las variables en estudio.
- ub: límite superior de las variables en estudio.
- x1: potencia térmica en estudio.
- x2: potencia fotovoltaica a ser introducida en el total del tiempo, es la variable que es optimizada.

3. DESARROLLO DEL PROBLEMA Y SOLUCIÓN

3.1. Sistema de potencia para desarrollo de pruebas y simulación

Se toma como modelo de referencia un modelo estándar de la IEEE que contiene 13 barras, el método es simulado por medio del software especializado en simulación de sistemas de potencia eléctricos denominado PowerFactory, para el caso en cuestión se selecciona el caso en el cual se implementa un transformador de 3 devanados entre las barras 4, 8 y 9. Los parámetros de las líneas de transmisión así como de las unidades térmicas y parámetros de operación de las barras del sistema al igual que las clases de barras no fueron modificadas.

La barra 2 es en la cual se presenta la mayor cantidad de modificaciones dado que en dicha barra se instaló un sistema de tipo fotovoltaico con potencia nominal de 5 MW, dicha central se plantea como un caso especial en el cual se proyecta que en un tiempo determinado la potencia vaya aumentando en pasos de 5 MW por medio de la introducción de inversores en paralelo y más paneles con lo cual consecuentemente se puede llegar a reemplazar la unidad sincrónica 2 ubicada en la barra de estudio. La unidad sincrónica tiene una potencia nominal de 80 MW, sin embargo, la potencia que es utilizada de manera inicial es solamente de 40 MW por lo cual la potencia a reemplazar es de 40 MW con lo cual se plantea que el caso inicial de estudio será justamente al reemplazar los 40 MW y a partir de ello se van incrementando 5 MW por cada caso hasta llegar a 60 MW, dado que se incrementan 20MW por crecimiento futuro, valor netamente experimental y seleccionado por los autores.

3.2. Método planteado para descarbonización del Sector Eléctrico

Dado que la presente investigación pretende tener una perspectiva adicional desde una aproximación ambiental se propone un estudio adicional, en el cual se obtienen datos de consumo de recurso mineral entre los cuales se eleccionan recursos sólidos, líquidos y gaseosos, siendo los seleccionados el carbón, diésel y gas natural. Para ello se contemplan datos obtenidos de los sitios oficiales de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos

y de la Administración de Información de la Energía del mismo país, dichos datos arrojan información respecto al desempeño de diversas unidades a lo largo de su territorio con el fin de entregar datos promediados de consumo de recurso, así como los datos correspondientes a emisiones por efectos del sector de generación de la electricidad.

De lo antes descrito se obtiene que un valor promedio para el Ecuador por efectos de producción de electricidad corresponde a 0.261 kg CO₂/kWh, dicha tasa nos permite cuantificar la producción de gases de efecto invernadero basados en la producción de energía de una unidad térmica [27]. Sin embargo, dado que las unidades térmicas presentan rendimientos bajos (cercanos al 41%) se opta por colocar un factor de corrección que relaciona la cantidad de emisión y de recurso consumido misma que relaciona la cantidad de calor utilizado netamente en la generación de electricidad y los desperdicios típicos del proceso de transformación. La conversión se muestra en la ecuación 1.

$$Emi = \frac{E_{kwh} \times f_{co2}}{\% \eta} \tag{1}$$

En donde:

- **Emi**: son las emisiones de CO₂ en kg.
- **E_{kwh}**: es la energía generada por la unidad térmica
- **f_{co2}**: es el factor de conversión para obtener el CO₂ producto de la energía generada.
- **%η**: es el rendimiento de las unidades térmicas.

3.3. Consumo de Recurso Fósiles

El consumo de recursos y sus costos aproximados en función del tipo de recurso es requerido para un estudio a detalle, es importante mencionar que los datos obtenidos corresponden a datos calculados por medio de proyecciones y el mismo responde a señales de diversos insoles que fueron consideradas por los autores de las obras [28]. Los datos de consumo de recurso y el costo aproximado por unidad de recurso se muestran en la

Tabla 1 y

Tabla 2.

Tabla 1: Consumo de recurso por energía eléctrica producida

Recurso	Consumo
Carbón	1.13 lb/kWh
Diésel	0.08 gal/kWh
Gas natural	7.43 pies ³ /kWh

Tabla 2: Costo de recursos

Recurso	Costo
Carbón	62.65 \$/tonelada
Diésel	1.90 \$/galón
Gas natural	5 \$/MMBtu



Donde el consumo de carbón se debe estimar en toneladas, el diésel en galones y el gas natural muestra su consumo con relación a millones de unidades térmicas británicas (MMBtu). Dentro del análisis de costos es importante destacar también el costo de implementación de las tecnologías fotovoltaicas, con lo cual se determina un precio promedio de implementación de \$0.49 por cada vatio instalado, dicho costo contempla los costos relacionados con equipos de transformación, conversión, sistemas de transmisión, control y demás ligados.

3.4. Planteamiento del Problema

Dado que la unidad térmica se asume que trabaja solamente con 40 MW esa potencia se desconectará en etapas de 4 MW por ciclo de tiempo de estudio. De modo que la Tabla 3 muestra cómo se realizará la modificación de despacho en un periodo de 10 años con etapas de modificación de 1 año.

Tabla 3: Escenarios para plazo de 10 años

Etapas de descarbonización	Porcentaje participación térmica Unidad 2	Porcentaje participación generación fotovoltaica
Año 0	100	0
Año 1	90	10
Año 2	80	20
Año 3	70	30
Año 4	60	40
Año 5	50	50
Año 6	40	60
Año 7	30	70
Año 8	20	80
Año 9	10	90
Año 10	0	100

Las simulaciones de los escenarios anteriores se llevaron a cabo de manera sincrónica entre PowerFactory y Matlab con el fin de ensayar la desconexión paulatina de las unidades fotovoltaicas y luego llevar a cabo flujos de potencia para descubrir de mejor manera como la dinámica descrita afectaba al sistema y sus unidades sincrónicas asumidas como térmicas en su totalidad siendo las unidades 1 y 2 las de mayor importancia y sobre las cuales se realizará parte del análisis.

3.5. Algoritmo de Optimización

Se presenta el algoritmo utilizado para la obtención de los resultados de optimización, el algoritmo propuesto de fue diseñado por los autores del presente documento.

Paso	Descripción
------	-------------

Entradas	Crecimiento Pt Pmin_pv Pmax_pv Pmin_t Pmax_t Porc_t Porc_pv
Salidas	$x = [x1, x2]$
Inicialización	Crecimiento $\leftarrow 15$ Pt $\leftarrow 40$ Pmin_pv $\leftarrow 40$ Pmax_pv $\leftarrow 100$ Pmin_t $\leftarrow 40$ Pmax_t $\leftarrow 40$ Porc_t = [100 90 80 70 60 50 40 30 20 10 0] Porc_pv = 100 - Porc_t
Paso 1:	Creación de límites lb = [Pmin_t Pmin_pv] ub = [Pmax_t Pmax_pv] Funciones de costo Para i=1:11 Ct = Ct + 1.90 × 0.08 × 1000 × 365 × 24 × Porc_t(i);
Paso 2:	En donde: Ct corresponde el costo de generación térmica y Porc_t es el porcentaje de participación térmico. Fin para Cpv = 0.49 × 1000000
Paso 3:	Restricciones de desigualdad A = [Porc_t, Porc_pv.] × -1 b(i) = Pt × (1 + i × (crecimiento/100)) × -1 A × x ≤ b
Paso 4:	Determinación de límites lb ≤ x ≤ ub Restricciones de igualdad
Paso 5:	Aeq = [] beq = [] Aeq × x = beq
Paso 6:	Función objetivo f = [Ct Cpv] F.O. = f × x
Paso 7:	Minimización lineal x ← minimizar(f,A,b,Aeq,beq,lb,ub)

Del algoritmo propuesto se desprende que la etapa de inicialización coloca parámetros de crecimiento porcentual de la generación esperada cada año con la composición solar y térmica, límites de tamaño de los generadores térmicos cuyo tamaño fijo es de 40 MW mientras que el parque fotovoltaico puede tomar una potencia entre 40 y 100 MW aunque, estos parámetros pueden cambiar en función de la necesidad del usuario, otro valor que se parametriza corresponde a los escalones que se pretende dar y por tanto la cantidad de tiempo que le tomaría al sistema completar el proceso de descarbonización. El paso 1 genera un par de vectores que contienen los valores de límites inferior y superior



para las variables que son de interés, el paso 2 por otro lado, determinan los parámetros que se utilizarán para la función de costos cuyos valores corresponden al gasto de recurso (diésel) y costo de implementación del parque fotovoltaico.

El paso 3 crea los vectores necesarios para generar las restricciones de desigualdad del modelo las cuales buscan que la suma de generación térmica y fotovoltaica sea superior al esperado por efecto del crecimiento parametrizado en primer momento. El paso 4 complementa el paso 1 para limitar la potencia del sistema térmico y fotovoltaico, el paso 5 crea dos vectores para la generación de funciones de igualdad, sin embargo, el modelo planteado no contempla restricciones de igualdad por lo cual los vectores se mantienen vacíos. Finalmente, el paso 6 crea la función objetivo del problema para ser minimizada en el paso 7 con el fin de conseguir el tamaño óptimo del parque fotovoltaico. En donde x2 será el resultado que se busca.

4. ANALISIS DE RESULTADOS

4.1. Disminución Paulatina Simétrica

En cuanto a lo antes descrito se generó un conjunto de casos entre los cuales se llevaron a cabo simulaciones en el plazo de 10 años para unidades fotovoltaicas de 45, 50, 55 y 60 MW. La Figura 3 ilustra el modo en cómo se genera la interacción entre los sistemas de generación térmica y fotovoltaica para el caso en el cual se introduce paulatinamente una central fotovoltaica de 45 MW.

Por otro lado, la Figura 4 muestra la totalidad de generación producida por ambas centrales en la barra 2 a lo largo del tiempo en un horizonte de análisis de 10 años. Los datos de generación total se observan en la Tabla 4 y se grafican en la Figura 4 misma que muestra los totales de generación en la barra 2.

Debido a que existe un sobredimensionamiento de la potencia que reemplaza al despacho de las unidades térmicas por parte de la central fotovoltaica año a año, se puede notar que se generan excedentes respecto a la potencia que se despachaba en el año 0, la potencia excedente con el paso del tiempo puede ocasionar que la potencia que es requerida desde la unidad 1 y que cumple la función de referencia, se vea también disminuida dado que es ahora el sistema fotovoltaico el encargado de suplir la demanda del sistema al llegar al año 10 del estudio.

Adicionalmente, se realiza el cálculo de las emisiones CO2 producidas por la unidad térmica estableciendo que se cubre una demanda promedio de manera ininterrumpida para todas las horas del año con lo cual la producción de CO2 para cada año del estudio se comporta como se visualiza en la tabla 4.

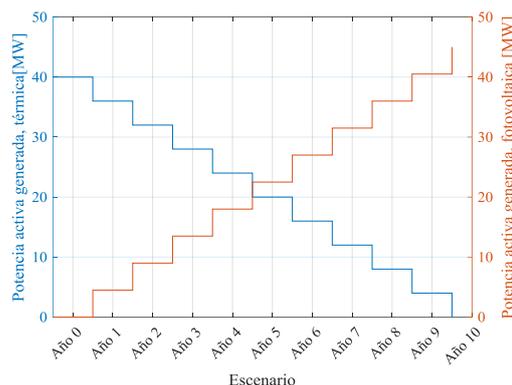


Figura 3: Interacción generación térmica-fotovoltaica

La Tabla 4 realiza una tabulación de los resultados mostrados en la Figura 3.

Tabla 4: Datos de generación barra 2

Etapas de descarbonización	Generación térmica [MW]	Generación fotovoltaica [MW]	Generación total barra 2 [MW]
Año 0	40.00	0.00	40.00
Año 1	36.00	4.50	40.50
Año 2	32.00	9.00	41.00
Año 3	28.00	13.50	41.50
Año 4	24.00	18.00	42.00
Año 5	20.00	22.50	42.50
Año 6	16.00	27.00	43.00
Año 7	12.00	31.50	43.50
Año 8	8.00	36.00	44.00
Año 9	4.00	40.50	44.50
Año 10	0.00	45.00	45.00

La Tabla 5 muestra de manera numérica los resultados que fueron presentados en la Figura 5 y que corresponde a las emisiones de gases contaminantes para el horizonte de 10 años con una introducción de 45 MW de potencia de generación fotovoltaica.

Como se puede observar, los resultados son los esperados ya que conforme el tiempo de análisis avanza el consumo de recurso va disminuyendo de manera paulatina en virtud de ello, es posible darse cuenta que independientemente del tamaño del campo solar que se seleccione mientras el tiempo de estudio sea el mismo, los escalones de disminución de gases contaminantes así como el consumo de recursos será idéntico para todos los casos al menos en el caso de la unidad 2, sin embargo si se desea colocar en análisis la unidad 1 que es la unidad de referencia, los resultados para los casos de diferentes tamaños de campo fotovoltaico serán diferentes. La Tabla 7 muestra cómo se comporta la generación de la



unidad 1 para los diferentes casos.

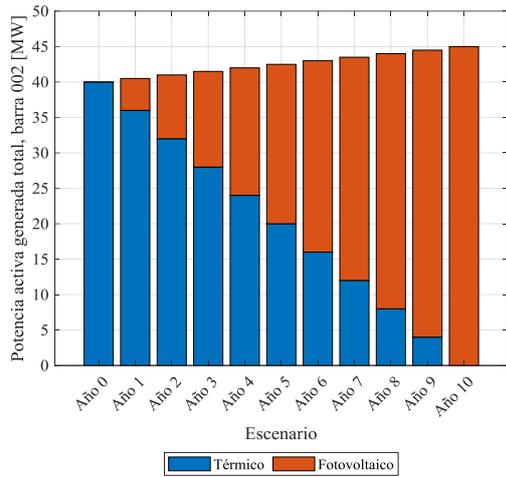


Figura 4: Generación combinada en la barra 2

Con los datos de generación que se mostraron previamente es posible obtener los consumos de recursos minerales que requiere la unidad para la obtención de la potencia esperada según el despacho sugerido. Los resultados obtenidos pueden ser visualizados en la

Tabla 6, sabiendo que los datos con los cuales se calcularon los valores en cuestión fueron mencionados en un capítulo anterior.

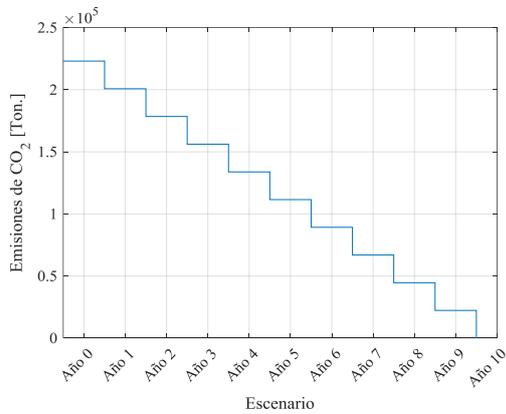


Figura 5: Producción de CO2

Como se puede observar en la Tabla 7 el punto de operación durante el escenario base es el mismo, esto debido a que este es el punto en que no se presentan variaciones de despacho de las unidades, sin embargo, al final del periodo de análisis o el año 10 la diferencia de la potencia de despacho de la unidad 1 es diferente llegando a un máximo de variación de aproximadamente 16 MW al introducir un campo solar de 60 MW.

La Figura 6 ilustra el cambio en la generación descrita por los datos de la Tabla 7, al considerar que los resultados obtenidos todavía no son producto de la optimización propuesta sino solamente una estrategia sugerida de descarbonización.

Tabla 5: Emisiones de CO2 generador térmico 2

Etapa	Emisiones generador térmico [Toneladas]
Año 0	223059.51
Año 1	200753.57
Año 2	178447.62
Año 3	156141.66
Año 4	133835.71
Año 5	111529.76
Año 6	89223.81
Año 7	66917.86
Año 8	44611.91
Año 9	22305.96
Año 10	0.01

Tabla 6: Consumo de recursos minerales

Etapa	Consumo de carbón [Libras]	Consumo de diésel [Galones]	Consumo de gas natural [Pies ³]
Año 0	9.66E+08	6.84E+07	6.35E+09
Año 1	8.69E+08	6.15E+07	5.71E+09
Año 2	7.73E+08	5.47E+07	5.08E+09
Año 3	6.76E+08	4.79E+07	4.44E+09
Año 4	5.79E+08	4.10E+07	3.81E+09
Año 5	4.83E+08	3.42E+07	3.17E+09
Año 6	3.86E+08	2.73E+07	2.54E+09
Año 7	2.90E+08	2.05E+07	1.90E+09
Año 8	1.93E+08	1.37E+07	1.27E+09
Año 9	9.66E+07	6.84E+06	6.35E+08
Año 10	2.41E+01	1.71E+00	1.59E+02

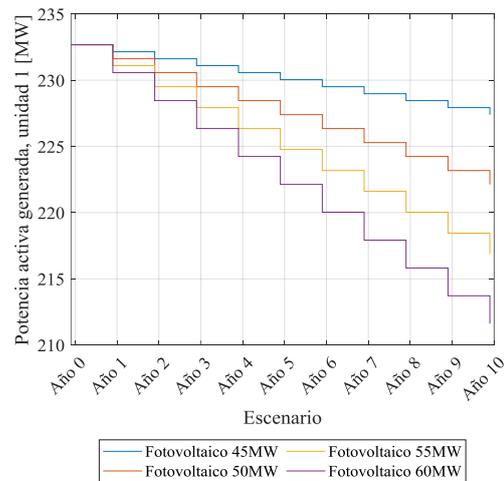


Figura 6: Potencia generada, unidad 1



Es evidente en la figura anterior que la potencia que es requerida desde el generador más grande del sistema es menor ,cuando la generación fotovoltaica tiene un tamaño considerable como son 60 MW en la última etapa estudiada, esto también nos ayuda a entender que la introducción de parques fotovoltaicos de potencia inferior a la potencia de unidad térmica en estudio ocasionará como efecto secundario que la unidad de referencia sea exigida en mayor medida para cubrir con la potencia que ya no puede ser entregada por la unidad 2.

Tabla 7: Comparación de generación unidad de referencia

Etapa	Campo solar 45 MW	Campo solar 50 MW	Campo solar 55 MW	Campo solar 60 MW
Año 0	232.68	232.68	232.68	232.68
Año 1	232.15	231.62	231.10	230.57
Año 2	231.62	230.57	229.51	228.46
Año 3	231.10	229.51	227.93	226.35
Año 4	230.57	228.46	226.35	224.24
Año 5	230.04	227.40	224.77	222.13
Año 6	229.51	226.35	223.18	220.03
Año 7	228.98	225.29	221.61	217.92
Año 8	228.46	224.24	220.03	215.82
Año 9	227.93	223.18	218.45	213.72
Año 10	227.40	222.13	216.87	211.62

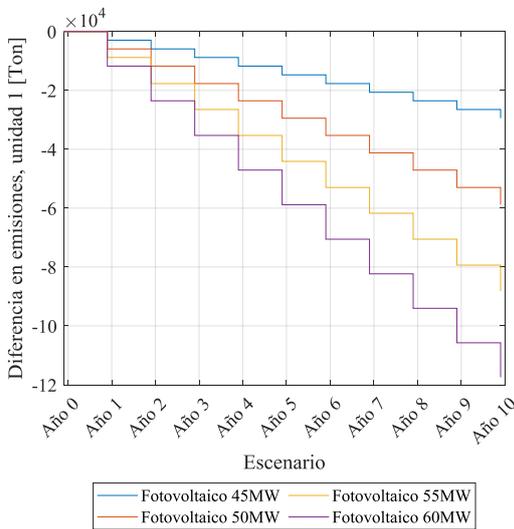


Figura 7: Diferencia de emisiones de CO2, unidad 1

La Figura 7 ilustra la diferencia que existe en la producción de emisiones entre el año 0 y cada uno de los años que se consideran ante los diferentes casos de campos solares ensayados, es posible notar que la tendencia es similar a la obtenida para la diferencia de generación requerida lo cual se justifica ya que la relación existente entre las emisiones de gases

contaminantes y la producción energética es proporcional.

La Tabla 8 tabula los resultados observados en la Figura 7, los resultados obtenidos son negativos dado que los mismos representan una disminución respecto al escenario base.

Tabla 8: Diferencia de emisiones CO2, unidad 1

Etapa	Campo solar 45 MW, diferencia de emisiones de CO2	Campo solar 50 MW, diferencia de emisiones de CO2	Campo solar 55 MW, diferencia de emisiones de CO2	Campo solar 60 MW, diferencia de emisiones de CO2
Año 0	0.0	0.0	0.0	0.0
Año 1	-2955.5	-5911.1	-8810.9	-11766.4
Año 2	-5911.1	-11766.4	-17677.5	-23532.8
Año 3	-8810.9	-17677.5	-26488.3	-35299.2
Año 4	-11766.4	-23532.8	-35299.2	-47065.6
Año 5	-14721.9	-29443.9	-44110.0	-58831.9
Año 6	-17677.5	-35299.2	-52976.6	-70542.6
Año 7	-20633.0	-41210.2	-61731.7	-82309.0
Año 8	-23532.8	-47065.6	-70542.6	-94019.6
Año 9	-26488.3	-52976.6	-79353.4	-105730.2
Año 10	-29443.9	-58831.9	-88164.3	-117440.8

4.2. Disminución abrupta

Los escenarios y casos hasta ahora revisados contemplan una variación paulatina en escalones discretos que se realizan en porcentajes iguales año por año, sin embargo llegado a la realidad, se podría considerar un caso en el cual después de bajar más allá del 40% el rendimiento de las unidades podría verse mermado por efectos de trabajar muy por debajo de la potencia instalada; de ese modo se plantea un nuevo estudio en el cual después de reducir el 40% de la potencia térmica se desconectan todas las unidades térmicas y se ingresa la totalidad del sistema fotovoltaico.

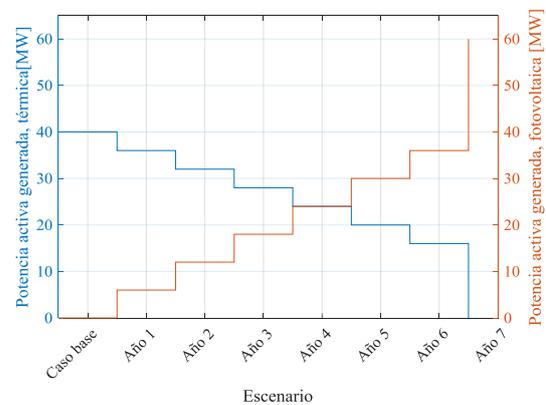


Figura 8: Disminución abrupta de generación térmica.



Se obtienen resultados de intercambio del modo como se muestran en la Figura 8, es notable que ahora el final del proceso se da tan solo en el año 7 ya que se retira una cantidad abrupta de potencia térmica, el tamaño del generador fotovoltaico seleccionado para este estudio es de 60 MW ya que se pretende tener una perspectiva del comportamiento del sistema con un generador fotovoltaico más grande.

La Tabla 9 muestra la tabulación de datos mostrados en la Figura 8: **Disminución abrupta de generación térmica**, de modo que se puede también contrastar lo mostrado en la Figura 9 en donde se representa la generación total de la barra 2 para la variación que se propone en esta subsección.

Tabla 9: Potencia de generación, barra 2 abrupto

Etapas	Generación térmica [MW]	Generación fotovoltaica [MW]	Generación total barra 2 [MW]
Año 0	40.00	0.00	40.00
Año 1	36.00	6.00	42.00
Año 2	32.00	12.00	44.00
Año 3	28.00	18.00	46.00
Año 4	24.00	24.00	48.00
Año 5	20.00	30.00	50.00
Año 6	16.00	36.00	52.00
Año 7	0.00	60.00	60.00

Es entonces evidente el cambio brusco que se da al rebasar el límite del 40% de las unidades térmicas lo que representa alrededor de 16 MW que son retirados con el consecuente aumento de 24 MW de generación fotovoltaica en el mismo año por lo que la demanda aún sería cubierta sin mermar el rendimiento del sistema o exigir en gran medida la unidad de referencia.

La Tabla 10 muestra el cambio de generación en la unidad de referencia para el estudio que se desarrolla en la presente subsección en donde es posible notar el cambio en la generación de la unidad 1, se puede notar en dicha tabla que el cambio que se da en la transición del año 6 al año 7 es de 9 MW contrastado con el resto de transiciones en donde los cambios son de aproximadamente 2 MW, lo cual implica que la salida acelerada de la unidad térmica ocasiona un cambio en el despacho de la unidad 1 aproximadamente 4.5 veces mayor a la que se daba paulatinamente.

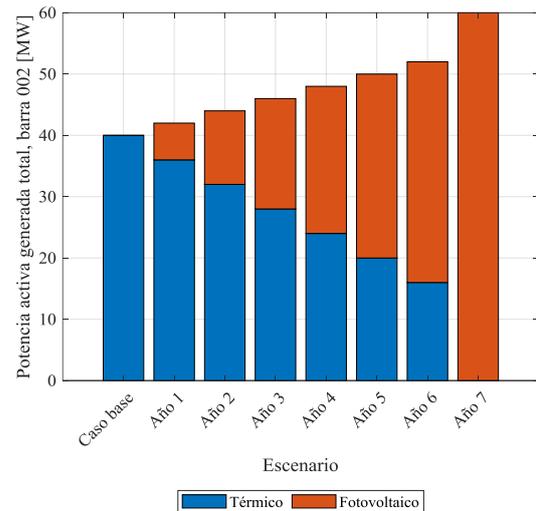


Figura 9: Generación combinada en la barra 2, cambio abrupto

Tabla 10: Generación activa unidad 1, cambio abrupto campo de 60 MW

Etapas	Unidad 1, potencia activa [MW]
Año 0	232.6797
Año 1	230.5673
Año 2	228.4563
Año 3	226.3467
Año 4	224.2384
Año 5	222.1315
Año 6	220.026
Año 7	211.6174

Continuando con los análisis se puede entonces determinar a nivel de costos como es la dinámica de consumo entre el recurso consumido por la generación térmica y el costo requerido para la instalación de nuevas etapas de generación fotovoltaica, dichos valores pueden ser contrastados para comprender cómo se comporta el sistema desde una perspectiva económica.

La Tabla 11 muestra la inversión que se debe llevar a cabo año por año para el crecimiento del campo solar mientras que también se ilustra el presupuesto necesario



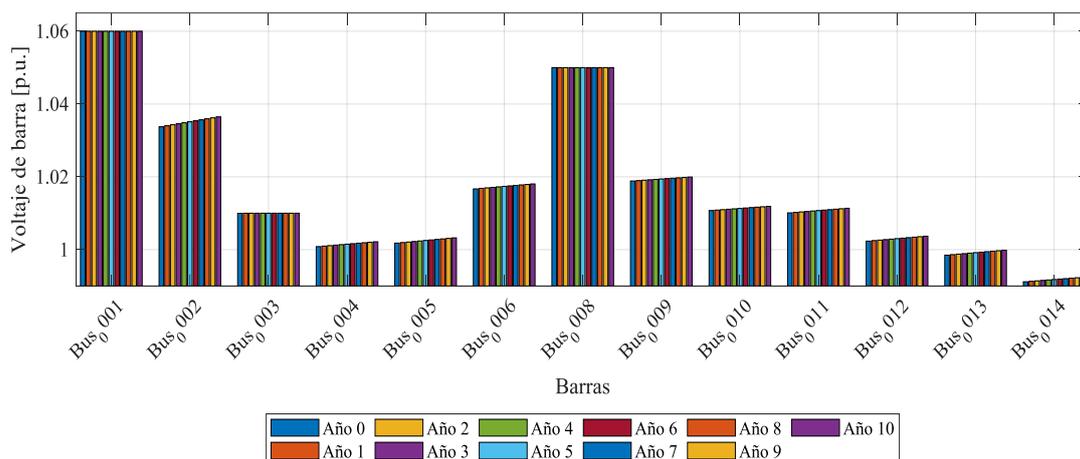


Figura 10: Voltajes de barra, sistema fotovoltaico de 60 MW

para la entrega del recurso mineral (considerando diésel). Es evidente que año a año mientras el cambio es paulatino la inversión se acerca a los 3 millones de dólares, sin embargo, en el año 7 cuando el cambio es brusco la inversión necesaria se acerca a los 12 millones de dólares, mientras que los ahorros obtenidos por efecto de la reducción de combustible año por año son de alrededor de 162 millones de dólares, mientras que en el año 7 el costo que se ahorra en la transición es de alrededor de 649 millones de dólares.

Al contrastar la información de costos entre aquellos valores que corresponden a ahorros por disminución de consumo de recurso mineral y aquellos recursos necesarios para la construcción de cada etapa de la planta fotovoltaica; se pueden obtener ahorros reales como los que se visualizan en la

Etapa	Costo de Diésel [\$]	Costo implementación [\$]
Año 0	1623804878.05	0.00
Año 1	1461424430.84	2940000.00
Año 2	1299043943.03	2940000.00
Año 3	1136663455.23	2940000.49
Año 4	974282967.42	2939999.51
Año 5	811902479.62	2940000.00
Año 6	649521991.81	2940001.47
Año 7	0.00	11759998.53

Dado que en el escenario base no se realizan cambios de ningún tipo no se tiene ahorros reales, mientras que en el resto de los periodos después de descontar el costo del generador fotovoltaico los ahorros promedio son de 159 millones de dólares, mientras que en el último año el ahorro es de alrededor de 638 millones de dólares.

Entendiendo que el dinero necesario para cubrir la inversión del sistema fotovoltaico es proporcional al tamaño de este se entiende que al tener campos de menor tamaño el ahorro total será mayor, dado que la inversión es menor mientras que la reducción de gastos de

combustible es la misma.

Tabla 12 luego de disminuir el valor de inversión en infraestructura.

Tabla 11: Costos para la transición brusca en 7 años

Etapa	Costo de Diésel [\$]	Costo implementación [\$]
Año 0	1623804878.05	0.00
Año 1	1461424430.84	2940000.00
Año 2	1299043943.03	2940000.00
Año 3	1136663455.23	2940000.49
Año 4	974282967.42	2939999.51
Año 5	811902479.62	2940000.00
Año 6	649521991.81	2940001.47
Año 7	0.00	11759998.53

Dado que en el escenario base no se realizan cambios de ningún tipo no se tiene ahorros reales, mientras que en el resto de los periodos después de descontar el costo del generador fotovoltaico los ahorros promedio son de 159 millones de dólares, mientras que en el último año el ahorro es de alrededor de 638 millones de dólares.

Entendiendo que el dinero necesario para cubrir la inversión del sistema fotovoltaico es proporcional al tamaño de este se entiende que al tener campos de menor tamaño el ahorro total será mayor, dado que la inversión es menor mientras que la reducción de gastos de combustible es la misma.

Tabla 12. Ahorros del proceso de descarbonización busco

Etapa	Ahorro real [\$]
Año 0	0.00
Año 1	159440447.21
Año 2	159440487.80
Año 3	159440487.31
Año 4	159440488.29



Año 5	159440487.80
Año 6	159440486.33
Año 7	637761993.28

4.3. Resultados optimización de parque fotovoltaico

Considerando el modelo expresado con anterioridad se procede a la ejecución del modelo por medio de Matlab.

Los parámetros seleccionados corresponden a la opción en la cual se tiene un escenario de 7 años en el cual se realiza un retiro brusco, se mantiene la opción en la cual el retiro de la potencia térmica a retirar son 40 MW mientras que los límites para introducción fotovoltaica se parametrizan entre 40 y 100 MW, mientras que el crecimiento anual de la producción de energía se coloca en un 10%. Con lo antes expuesto se obtiene que la potencia a ser introducida en el sistema debe ser de 80 MW, con lo cual se minimiza el costo que contempla el MW de potencia fotovoltaica instalada y el costo de recurso mineral mismo que se selecciona en \$1.90 (aplicando la conversión para el consumo anual) como tarifa plana durante el horizonte de los 7 años.

escalones de 10 años. Los resultados arrojados por el modelo de optimización sugieren ingresar la misma cantidad de potencia por medio del campo solar, o sea 80 MW de potencia.

Dado que el optimizador permite ingresar una opción de crecimiento de la potencia a generar durante los horizontes de años es factible cambiar dicha cifra, al variar dicho parámetro a un 5% de incremento por año el modelo muestra que el costo minimizado se alcanza al introducir 60 MW de potencia por medio de generación fotovoltaica. Los resultados antes expuestos se muestran en la Tabla 14. Se entiende entonces que existe independencia del horizonte de años al momento de buscar la mejor alternativa de potencia a ser introducida con la esperada salida de potencia por generación térmica.

4.4. Operación del sistema de potencia

Dado que se dan cambios en el despacho y presencia de las unidades de potencia que aportan en el sistema se

espera que las barras sufran cambios en su operativas, por ello, se plantea un análisis de las condiciones en los

Tabla 13: Voltaje en barras del sistema

Avance	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 8	Bus 9	Bus 10	Bus 11	Bus 12	Bus 13	Bus 14
Año 0	1.060	1.034	1.010	1.001	1.002	1.017	1.050	1.019	1.011	1.010	1.002	0.998	0.991
Año 1	1.060	1.034	1.010	1.001	1.002	1.017	1.050	1.019	1.011	1.010	1.002	0.999	0.991
Año 2	1.060	1.034	1.010	1.001	1.002	1.017	1.050	1.019	1.011	1.010	1.003	0.999	0.991
Año 3	1.060	1.035	1.010	1.001	1.002	1.017	1.050	1.019	1.011	1.010	1.003	0.999	0.992
Año 4	1.060	1.035	1.010	1.001	1.002	1.017	1.050	1.019	1.011	1.011	1.003	0.999	0.992
Año 5	1.060	1.035	1.010	1.002	1.003	1.017	1.050	1.019	1.011	1.011	1.003	0.999	0.992
Año 6	1.060	1.035	1.010	1.002	1.003	1.018	1.050	1.020	1.011	1.011	1.003	0.999	0.992
Año 7	1.060	1.036	1.010	1.002	1.003	1.018	1.050	1.020	1.012	1.011	1.003	0.999	0.992
Año 8	1.060	1.036	1.010	1.002	1.003	1.018	1.050	1.020	1.012	1.011	1.003	1.000	0.992
Año 9	1.060	1.036	1.010	1.002	1.003	1.018	1.050	1.020	1.012	1.011	1.004	1.000	0.992
Año 10	1.060	1.036	1.010	1.002	1.003	1.018	1.050	1.020	1.012	1.011	1.004	1.000	0.992

Tabla 14: Resultados optimización

Horizonte [años]	Porcentaje crecimiento [%]	Potencia fotovoltaica para introducirse [MW]
7	5	60
7	10	80
7	15	100
10	5	60
10	10	80
10	15	100

Se ensaya por otro lado un modelo de optimización similar, pero con el particular de requerir un análisis durante un horizonte de 10 años de manera paulatina con

niveles de voltaje de las barras. La Figura 10 muestra una comparativa de los voltajes de barra en valores por unidad. Se puede observar que las barras que cuentan con una unidad de generación no sufren cambios en sus voltajes a excepción de la barra 2 que es precisamente la barra en estudio. Los cambios en la unidad 2 ocasionan que otras barras también tengan alteraciones en sus niveles de voltaje dado que el intercambio de potencia reactiva sufre modificaciones parciales en cada año hasta el alcanzar la desconexión de las unidades térmicas en la barra 2.

A pesar de los cambios que producen por el intercambio de potencia reactiva en el sistema, la diferencia entre el voltaje en el año 0 sin modificaciones no es significativo dado que el cambio respecto al año 10 en el cual las unidades térmicas no aportan al sistema es de 0.02 unidades medidas en valores por unidad lo cual



representa una modificación del 1.93% respecto al voltaje del año 0 o caso base. Para el resto de las barras se puede observar que la barra que mejor voltaje en por unidad presenta es la barra 14 cuyo valor más alto se alcanza es en el año final con un valor de 0.9923 por unidad mientras que, el voltaje más alto corresponde al voltaje de la barra 1 (barra de referencia) con un valor constante a lo largo del tiempo con un valor de 1.06 por unidad, los resultados obtenidos son tabulados en la Se ensaya por otro lado un modelo de optimización similar, pero con el particular de requerir un análisis durante un horizonte de 10 años de manera paulatina con escalones de 10 años. Los resultados arrojados por el modelo de optimización sugieren ingresar la misma cantidad de potencia por medio del campo solar, o sea 80 MW de potencia. .

5. CONCLUSIONES

Uno de los principales criterios a considerar en un proceso de descarbonización radica en la selección de un sistema de generación renovable, este debe proporcionar una potencia instalada y disponible igual o superior a la potencia que se retira por la desconexión de una o varias unidades térmicas. Es así como de manera empírica por medio del sistema de optimización se a determinado en todos los casos de estudio un crecimiento porcentual de la generación. El tamaño del campo fotovoltaico sugerido siempre es superior a la potencia retirada. Por ejemplo, el modelo con un crecimiento del 5% requiere de un sistema fotovoltaico de 60 MW.

Una de las condiciones operativas previstas en la presente investigación corresponde al voltaje de las barras a lo largo del proceso de descarbonización en donde se encuentra que la variación promedio entre los casos iniciales y los casos finales se ubica cercano al 1% un valor aceptable dado que los límites usuales se sitúan en un 5% de variación positiva o negativa respecto al voltaje nominal.

Se evidencia que la introducción de generación renovable ocasiona un cambio en los balances de potencia en cuanto a despacho se refiere, el cambio en el despacho ocasiona que la producción de CO₂ se vea alterada ya que las unidades que producen los gases son despachadas en menor cuantía conforme avanza el proceso de descarbonización. La gestión de las unidades de generación guarda directa relación con la producción de gases contaminantes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] G. Morales-Espana and J. Sijm, "Simultaneous reduction of emissions and costs by curtailing renewables in optimal operation of power systems," IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, vol. 2020-Octob, pp. 1070–1073, 2020, doi: 10.1109/ISGT-

Europe47291.2020.9248910.

- [2] F. Luo, L. Yang, L. Zhang, X. Wang, D. Zhao, and Y. Liu, "Study on modeling method of renewable energy generation system based on control mode and strategy switching," Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, vol. 2016-Decem, pp. 2111–2116, 2016, doi: 10.1109/APPEEC.2016.7779859.
- [3] J. Valencia-calvo and G. Olivar-tost, "Modelo y Simulación de un Mercado de Energías Renovables : Integración de Fuentes de Energías Renovables con el Sistema de Generación Convencional," no. June, pp. 24–27, 2020.
- [4] H. Nezamabadi, P. Nezamabadi, M. Setayeshnazar, and G. B. Gharehpetian, "Participation of virtual power plants in energy market with optimal bidding based on Nash-SFE Equilibrium Strategy and considering interruptible load," 2011 Proceedings of the 3rd Conference on Thermal Power Plants, CTPP 2011, pp. 3–8, 2011.
- [5] G. Morales-Espana and J. Sijm, "Simultaneous reduction of emissions and costs by curtailing renewables in optimal operation of power systems," IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, vol. 2020-Octob, pp. 1070–1073, 2020, doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248910.
- [6] E. Hooshmand and A. Rabiee, "Robust model for optimal allocation of renewable energy sources, energy storage systems and demand response in distribution systems via information gap decision theory," IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 13, no. 4, pp. 511–520, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5671.
- [7] O. Elma, U. S. Selamogullari, M. Uzunoglu, and E. Ugur, "Carbon emission savings with a renewable energy supplied smart home operation," Proceedings of 2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2013, no. October, pp. 1129–1132, 2013, doi: 10.1109/ICRERA.2013.6749922.
- [8] C. Cuji and E. Mediavilla, "Controlador Difuso Para Gestión De La Energía En Un Proceso De Transición De Central De Generación Térmica A Renovables," Revista Técnica "energía," vol. 18, no. 2, pp. 61–73, Jan. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.491.
- [9] C. Cuji and D. Polanco, "Estimación Del Tiempo De Recuperación De Energía Aplicado En Producción De Hidrogeno Con Fines De Generación Eléctrica," Revista Técnica "energía," vol. 18, no. 2, pp. 74–84, Jan. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.492.
- [10] M. Beken, B. Hangun, and O. Eyecioglu,



- “Classification of turkey among european countries by years in terms of energy efficiency, total renewable energy, energy consumption, greenhouse gas emission and energy import dependency by using machine learning,” 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2019, pp. 951–956, 2019, doi: 10.1109/ICRERA47325.2019.8996583.
- [11] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, “Recent developments in microgrids and example cases around the world - A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 8, pp. 4030–4041, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.07.033.
- [12] X. Wang and Z. Lu, “Simulation Research on the Operation Characteristics of a DC Microgrid,” *National Key R&D Program of China*, vol. 1, no. 1, pp. 3–6, 2016.
- [13] J. Cho, H. Kim, Y. Cho, H. Kim, and J. Kim, “Demonstration of a DC Microgrid with Central Operation Strategies on an Island,” 2019 IEEE 3rd International Conference on DC Microgrids, ICDCM 2019, 2019, doi: 10.1109/ICDCM45535.2019.9232893.
- [14] N. K. Paliwal and R. K. Rai, “Micro-grid operation during grid connected and Islanding mode using conventional and inverter interfaced source,” 2014 International Conference on Smart Electric Grid, ISEG 2014, pp. 1–6, 2015, doi: 10.1109/ISEG.2014.7005606.
- [15] L. Che, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, “Hierarchical coordination of a community microgrid with AC and DC microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 3042–3051, 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2398853.
- [16] S. Abu-Elzait and R. Parkin, “Economic and Environmental Advantages of Renewable-based Microgrids over Conventional Microgrids,” *IEEE Green Technologies Conference*, vol. 2019-April, pp. 31–34, 2019, doi: 10.1109/GreenTech.2019.8767146.
- [17] D. Zhao, N. Zhang, and Y. Liu, “Micro-grid connected/islanding operation based on wind and PV hybrid power system,” 2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT Asia 2012, pp. 1–6, 2012, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303168.
- [18] Z. Liu et al., “Typical island micro-grid operation analysis,” *China International Conference on Electricity Distribution, CICED*, vol. 2016-Septe, no. Ciced, pp. 1–4, 2016, doi: 10.1109/CICED.2016.7575981.
- [19] S. Mathy, P. Menanteau, and P. Criqui, “After the Paris Agreement: Measuring the Global Decarbonization Wedges From National Energy Scenarios,” *Ecological Economics*, vol. 150, no. January, pp. 273–289, 2018, doi: 10.1016/j.ecolecon.2018.04.012.
- [20] Y. Li, Z. Lukszo, and M. Weijnen, “Trade-offs between energy-environmental-economic objectives for China’s power decarbonization policies,” 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232804.
- [21] C. S. Psomopoulos, K. Kiskira, K. Kalkanis, H. C. Leligou, and N. J. Themelis, “The role of energy recovery from wastes in the decarbonisation efforts of the EU power sector,” *IET Conference Publications*, vol. 2020, no. CP780, pp. 485–490, 2020, doi: 10.1049/icp.2021.1223.
- [22] J. Teremranova and A. Sauhats, “Electrification and Decarbonization Potential Assessment of Latvian Dwellings,” 2020 IEEE 61st Annual International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, RTUCON 2020 - Proceedings, 2020, doi: 10.1109/RTUCON51174.2020.9316549.
- [23] C. McGarry, S. Galloway, and G. Burt, “Decarbonisation of rural networks within Mainland Scotland: In support of intentional islanding,” *IET Conference Publications*, vol. 2021, no. CP783, pp. 283–288, 2021, doi: 10.1049/icp.2021.1379.
- [24] J. E. M. Mora, “Decarbonization of the power generation system in Central America,” 2019 IEEE 39th Central America and Panama Convention, CONCAPAN 2019, vol. 2019-Novem, pp. 6–9, 2019, doi: 10.1109/CONCAPANXXXIX47272.2019.8976940.
- [25] C. S. Psomopoulos, K. Kiskira, K. Kalkanis, H. C. Leligou, and N. J. Themelis, “the Role of Energy Recovery From Wastes in the Decarbonisation Efforts of the Eu Power Sector,” pp. 485–490, 2021, doi: 10.1049/icp.2021.1223.
- [26] Z. Li et al., “Decarbonization Dispatching Strategy for Electric Vehicles Based on Life Cycle Analysis,” *Proceedings - 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2020, 2020*, doi: 10.1109/IEEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160631.
- [27] A. M. Brander et al., “Electricity-specific emission factors for grid electricity,” *Ecometrica*, no. August, pp. 1–22, 2011.
- [28] Z. Zhao, C. Fu, C. Wang, and C. J. Miller, “Improvement to the Prediction of Fuel Cost Distributions Using ARIMA Model,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2018-



Augus, pp. 1-5, 2018, doi:
10.1109/PESGM.2018.8585984.



Roberto Orlando Galarza Zambrano (Y^o1989). Se graduó de bachiller técnico en el Instituto Tecnológico Superior Central Técnico, Ecuador en 2008. Finaliza sus estudios universitarios 2022 en la Universidad Politécnica Salesiana en la Carrera de

Ingeniería Eléctrica. Actualmente es Supervisor técnico en una empresa contratista de la Empresa Eléctrica Quito.



Cristian Cristóbal Cuji Cuji (1986-03-05). Se graduó de Ingeniero Electrónico de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2014 y Master en Energía, Facultad de Ciencias Físicas en la Universidad Complutense de Madrid – España en 2015. Actualmente es profesor e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana - Quito Ecuador.

Multilevel inverter D-STATCOM for reducing total harmonic distortion in a non-linear loads electrical distribution system

Inversor D-STATCOM multinivel aplicado para la reducción de la distorsión armónica total en un sistema de distribución eléctrica con cargas no lineales

 M. Callacando¹

 W. Pavón¹

 L. Ortiz¹

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador
E-mail: mcallacando@est.ups.edu.ec; wpavon@ups.edu.ec; lortizm@ups.edu.ec

Abstract

The paper presents a D-STATCOM Multilevel Cascade Inverter model, which bases on synchronous reference frame control strategy to reduce the current total harmonic distortion. The non-linear loads produce this current harmonic distortion when this load is connected to the analysis bus. The harmonic content of the network is evaluated before and after the strategy compensation. There are different connection and disconnection times of the compensator, to differentiate between distorted waveforms and perfect sine waves. As a result, it is established the strategy performance. The system implementation was carried in MATLAB and Simulink platform, to do the simulation and analysis of the research result. The THD reduction underline the reliability of the proposed strategy.

Index terms— multi-level, control, compensation, harmonic, THD, D-STATCOM, MLI, IEEE 13 Distribution.

Resumen

El paper presenta el análisis de rendimiento de un Inversor Multinivel en Cascada D-STATCOM para reducir la distorsión armónica total, que basa su control en la estrategia del marco de referencia síncrono. La distorsión armónica es recurrente en las redes de distribución eléctrica actuales debido a la presencia de cargas no lineal, como electrodomésticos u otros dispositivos que tengan en sus componentes electrónica de potencia. El funcionamiento del sistema es evaluado antes y después de implementar la compensación. La simulación y análisis de los resultados de esta investigación está validado en el sistema de distribución de pruebas de la IEEE de 13 barras, en MATLAB y Simulink, alcanzando excelentes resultados en reducción del contenido armónico del sistema. Como resultados se obtiene que los armónicos de tercer orden que es el más alto con 32.36% se ve reducido a un 0.67% en una frecuencia fundamental de 60Hz.

Palabras clave— multinivel, control, compensación, armónicos, THD, D- STATCOM, MLI, IEEE 13 de Distribución.

Recibido: 07-05-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Callacando, M.; Pavón. W.; Ortíz, L. (2022). “Inversor D-STATCOM multinivel aplicado para la reducción de la distorsión armónica total en un sistema de distribución eléctrica con cargas no lineales”. Revista Técnica “energía”. No. 19, Issue I, Pp. 85-91

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.520>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

El uso de cargas no lineales en aplicaciones industriales, comerciales y domésticas, alteran la calidad de la energía. Estas producen inconvenientes en la red eléctrica como sobrecargas en equipos eléctricos, envejecimiento prematuro en máquinas eléctricas, entre otros [1]. El incremento de cargas no lineales y la múltiple integración de fuentes de energía en la red, aumenta la probabilidad de perturbación en la corriente, voltaje y frecuencia de la red, afectando los parámetros de operación normal del sistema[2].

Dado estos inconvenientes se han planteado posibles soluciones y una de ellas es la compensación a través del compensador síncrono estático de distribución (D-STATCOM). El D-STATCOM es el dispositivo de compensación más utilizado en los sistemas de distribución para resolver problemas de calidad de energía [2]. Este dispositivo es capaz de inyectar dinámicamente una corriente de compensación con la amplitud, frecuencia y fase deseada en cualquier nodo de la red de distribución eléctrica [3][4].

Existen varias técnicas de control para el D-STATCOM como la teoría del marco de referencia síncrono (SRF) o la teoría de la potencia reactiva instantánea (IRP), que la presenta el autor en el artículo de investigación [5] como alternativa para la compensación reactiva, el desequilibrio, la reducción de la distorsión armónica total y el mejoramiento del factor de potencia del sistema.

Los inversores multinivel (MLI) han ganado espacio en las topologías empleadas para el funcionamiento del D-STATCOM, ya que éste brinda la posibilidad de reducir el contenido armónico a partir de los diversos niveles de voltaje DC de cada entrada [6].

Los autores del artículo [7] proponen la mitigación de la distorsión armónica total (THD) producida por una carga no lineal, a través del inversor multinivel de tres niveles en cascada. Se propone una estrategia basada en la teoría del SRF y D-STATCOM. Para la simulación del MLI D-STATCOM se utilizó MATLAB/SIMULINK. Las simulaciones muestran el diseño del MLI D-STATCOM y se analiza los resultados en términos de formas de ondas de corriente, voltaje y la THD.

El artículo está organizado de la siguiente forma. En el capítulo 2 está la metodología propuesta. Mientras en el capítulo 3 se presente el análisis y la discusión de resultados. Y finalmente en el capítulo 4 están las conclusiones de la presente investigación.

2. METODOLOGÍA

La topología empleada para el inversor multinivel basa su estructura en puentes H monofásicos en cascada con fuentes separadas por cada celda implementadas para cada fase [8][9]. La estructura con CHB (Cascaded H Bridge) de tres niveles que actúa como VSC (Voltage

Source Inverter) de un D-STATCOM. La misma que consta de tres salidas niveladas (+Vcc, 0, -Vcc) con un puente H conectado en cascada a través de una impedancia de acoplamiento por cada fase en derivación. El número de celdas (C) de CHB-MLI por cada fase que requiere el compensador, está determinado por cada nivel de conmutación (m) del HCB, representado por la ecuación (1) [10]. Mientras que la determinación del número de niveles de voltaje (k) de salida es establecida por el n, en la ecuación (2). Es decir que con un puente H por cada fase se puede establecer un inversor en cascada de 3 niveles.

$$c = \frac{(m - 1)}{2} \quad (1)$$

$$k = 2n + 1 \quad (2)$$

Para mejorar la calidad se puede conectar varios puentes H en cascada, lo cual sintetiza el voltaje deseado de varias fuentes DC separadas. SRF es conocida también como técnica de transformación dq0, es uno de los métodos de control más eficientes para la supresión de los armónicos de voltaje y de corriente; esta técnica rige su funcionamiento en la transformada de Park [11].

La técnica que utiliza el control SRF es generar vectores unitarios a partir del voltaje de suministro, transfiriendo las corrientes distorsionadas (coordenadas a-b-c) a las coordenadas del marco de referencia síncrono de dos fases (dq0), utilizando las funciones seno y cosenos del bucle de bloqueo de fase (PLL) [3].

El PLL es el encargado de mantener la sincronización del convertidor con el voltaje de línea y la corriente de alimentación; además proporciona el ángulo de fase síncrono para el bloque de transformación midiendo la frecuencia del sistema [12]. Adicionalmente, la técnica de transformación dq0 cambia de manera exacta señales sinusoidales a señales constantes. De esta manera, resultan modelos dinámicos relativamente simples para modelar y analizar fenómenos transitorios rápidos, que se encuentran en los sistemas de potencia [27].

El MLI D-STATCOM propuesto en la Fig. 1. En la estructura se conecta a cada fase una inductancia de acoplamiento, donde VSa, VSb, VSb son los voltajes de fase de la fuente, y las corrientes de derivación de la carga por cada fase son ILa, ILb, ILc respectivamente [6] [8] [10][13].

El incremento progresivo de cargas eléctricas permite encontrar estrategias para mejorar la calidad del suministro eléctrico y de esta manera satisfacer la demanda de energía eléctrica requerida[4]. Sabiendo que, hoy en día una gran cantidad de demanda son producidas por las cargas no lineales, estas cargas son las principales fuentes de armónicos que distorsionan la forma de onda de corriente sinusoidal habitual [14] [15]. La



compensación tipo D-STATCOM puede evitar los efectos contraproducentes que se genera por la aparición de los armónicos, disminuyendo el THD de corriente, THDi, en la red eléctrica.

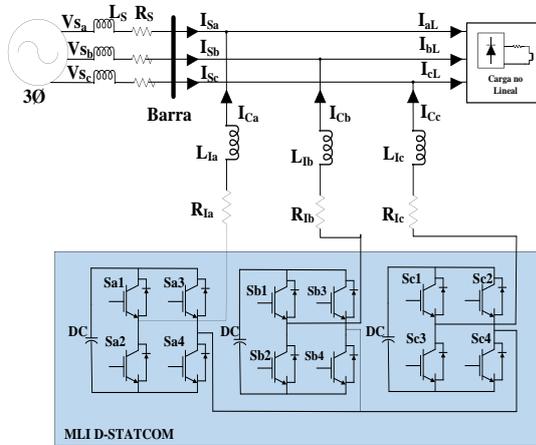


Figura 1: Diagrama del MLI D-STATCOM

Para el estudio se eligió una topología MLI de tres niveles, esto quiere decir que existe un puente H y un capacitor para cada fase, por tanto, hay tres capacitores en total en cada puente H en cascada. Es por eso que, para equilibrar los voltajes de los condensadores en DC, durante toda su operación, se adiciona el controlador proporcional integral (PI) y de esta manera se pueda distribuir la potencia activa entre todos los puentes H para compensar las pérdidas de energía (ID_{loss}), mostrada en la Ecuación (4) [6][13]. Los controladores PI implementados tienen los mismos valores de ganancia proporcional (Kp) y ganancia integral (Ki) para que el voltaje del capacitor sea igual al valor de voltaje de referencia del enlace DC [16]. En el control basado en marco de referencia síncrono se encuentra las corrientes de carga en coordenadas abc, las cuales se transforman en coordenadas dq0, por medio de la Ecuación (5).

$$i_{dloss} = Kp(V_{dref} - V_{dc}) + Ki \int V_{dref} - V_{dc} \quad (4)$$

$$\begin{bmatrix} I_{aref} \\ I_{bref} \\ I_{cref} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} \begin{bmatrix} I_{dc} \\ I_{qc} \\ I_{oc} \end{bmatrix} \quad (5)$$

El voltaje de punto de acople común (PCC) son sincronizadas con la señal trifásica del PLL. El filtro pasa bajos extrae las componentes Id e Iq. En el controlador PI encuentra la diferencia entre el voltaje de salida (Vdc) y el voltaje de referencia del condensador (V_{dc_ref}), que está asociado al factor d, de las corrientes de cargas Id para obtener Idc [17][18].

Para obtener Iqc se agrega la componente “q” de la corriente de carga Iq por medio de la diferencia entre la amplitud de voltaje del terminal de carga y el valor de referencia que se alimenta al controlador PI [13][19].

Con el fin de mantener una compensación adecuada, resulta conveniente mantener constante el voltaje del enlace DC, además de que el controlador PI compensa las pérdidas de corriente activa utilizando los valores de ganancia [20]. Las componentes encontradas (I_{dc} , I_{qc}) se convierten en componentes abc por medio de la transformación de Park. El voltaje de referencia de los terminales PCC se comparan entre el voltaje del terminal de referencia y el voltaje del terminal detectado, por medio de la Ecuación (6).

$$V_{PCC} = \sqrt{\frac{2}{3}(v_{sa}^2 + v_{sb}^2 + v_{sc}^2)} \quad (6)$$

Para V_{pcc} se considera la caída de voltaje que puede presentar el sistema a causa de las perturbaciones a las cuales fue sometido. El controlador por modulación por ancho de pulso (PWM) genera los pulsos de conmutación para controlar el MLI, haciendo que las corrientes de fuente de referencia (I_{a_ref} , I_{b_ref} , I_{c_ref}) sigan a las corrientes detectadas (I_{sa} , I_{sb} , I_{sc}) [17][21].

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el caso de estudio se analiza el sistema de distribución de la IEEE de 13 barras mostrado en la figura 2, en el cual una de sus barras es conectada a una carga no lineal, para identificar los cambios de magnitud en la forma de onda de corriente, así como la distorsión armónica que puede causar dicha carga.

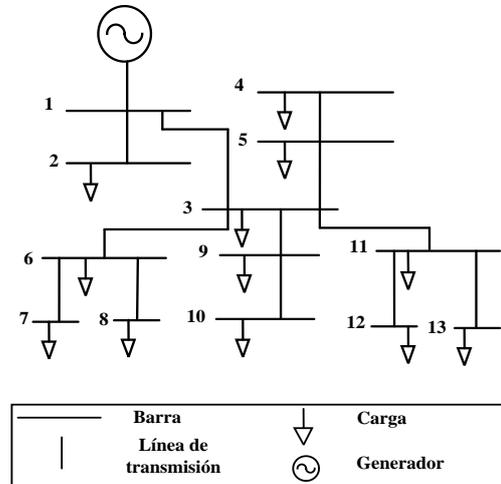


Figura 2: Sistema de Distribución IEEE 13 Barras.

Para el sistema propuesto se analiza el comportamiento en condiciones normales de la barra 7, a la cual, se le implementará una carga no línea, para verificar los cambios en las formas de onda de corriente y el aumento del THDi en un tiempo de simulación de 150 ms. La barra 7 del sistema de prueba de 13 barras de la IEEE en condiciones normales presenta un voltaje de 1 pu con corrientes de 0.15 pu, con respecto a la corriente base de 200 A manteniendo su forma de onda de corriente y de voltaje en condiciones estables y sin perturbaciones; así como se muestra en la Fig. 3 y la Fig. 4,



respectivamente.

Para constatar el rendimiento del sistema ante la presencia de carga no lineal, se conecta como carga no lineal al puente rectificador de diodos con una carga RC. La carga se encuentra conectada en $t=0$. Esta carga conectada en dicha barra produce armónicos en forma de onda de corriente de carga que deforman y disminuyen la onda de corriente, como lo muestra la Fig. 5.

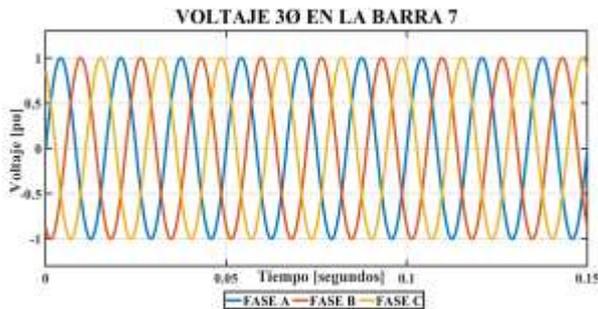


Figura 3: Voltaje trifásico (p.u) en Barra 7 sin carga no lineal

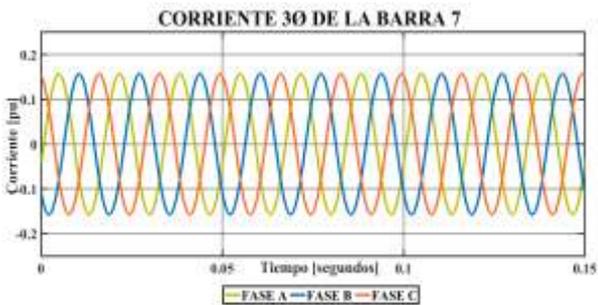


Figura 4: Corriente trifásica (pu) en Barra 7 sin carga no lineal.

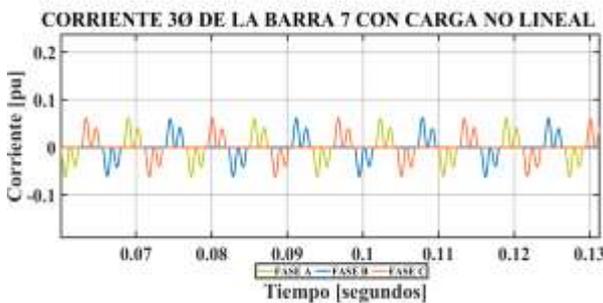


Figura 5: Corriente trifásica de la barra 7 con carga no lineal.

El THD de voltaje que produce la carga no lineal es de 3.39% aproximadamente, aunque la distorsión armónica es muy baja, esta es capaz de deforma la onda original de voltaje. En la Fig. 6, la THD provocada por la carga no lineal ocasiona el incremento del THDi de la barra 7 en un 135.20% en la fase A, 135.24% en la fase B y en la fase C al 134.27 %.

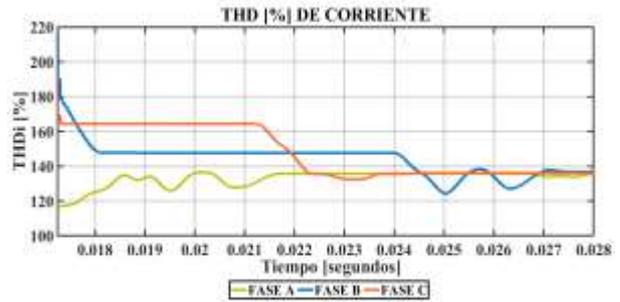


Figura 6: THDi (%) de Corriente de la barra 7 sin compensación.

Las fases A, B y C generan un pico de THD al momento de la energización, las cuales se estabilizan en un periodo de 500 ms; después de dicho periodo de tiempo el THDi de las 3 fases se mantienen en los valores indicados. La fase A empieza con un contenido armónico de corriente del 120% aproximadamente, y al cabo de 10 ms empieza el crecimiento del THDi, hasta los valores ya mencionados. De igual manera la Fase C empieza con un THDi del 165% para posteriormente disminuir e igualar a las demás fases. En cambio, la Fase B es la que tiene el pico más alto, alcanzando aproximadamente el 180% de THDi al momento de la energización. Sin embargo, aunque el THDi disminuye después de la energización, los niveles alcanzados son muy altos, que generan efectos negativos. Para poder suprimir la distorsión armónica de corriente, se conecta en la misma barra de análisis el MLI D- STATCOM, de esta manera se inyecta la corriente de fase en el sistema en oposición a las corrientes armónicas que genera la carga no lineal y así compensar los armónicos de corriente.

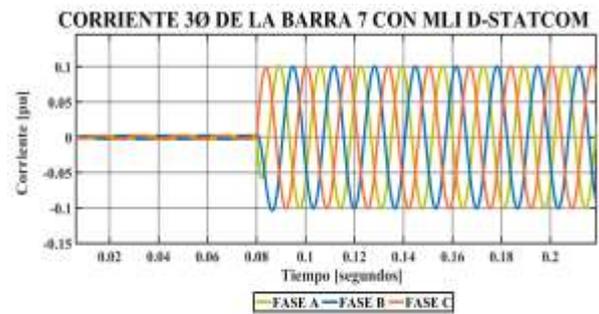


Figura 7: Corriente trifásica (pu) de la Barra 7 después de la compensación

La forma de onda de la Fig. 7 corresponde a la corriente de la barra 7 después de haber inyectado la compensación con el MLI D-STATCOM en donde se aprecia que la forma de onda vuelve a su estado de operación normal libre de distorsión armónica. La forma de onda de voltaje, después de la compensación, vuelve a los estados iniciales, mostrando una onda sinusoidal libre de distorsión, así como lo muestra la Fig. 8.



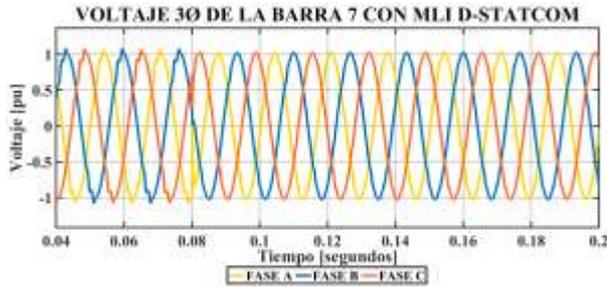


Figura 8: Voltaje trifásico (pu) de la Barra 7 después de la compensación.

El MLI D-STATCOM entra en funcionamiento en $t=80ms$ después de haber energizado la barra, este tiempo está determinado por el interruptor trifásico conectado entre la barra de análisis y el compensador con la finalidad de mostrar. La diferencia de forma de ondas de corriente que se tiene antes y después de la implementación del MLI D-STATCOM; es decir que entre los tiempos $t=0s$ y $t=80ms$ existe deformación de la onda de corriente como lo mostraba la Fig. 5, y de ahí en adelante entra en funcionamiento la compensación ya señalada.

Como muestra la Figura 9 el THDi de la barra 7 decae considerablemente sus valores de distorsión armónica, obteniendo una mejora en las corrientes de la barra con la carga no lineal y el compensador conectados simultáneamente. Los valores de THDi y de THDv encontrados después de la compensación se muestran en las Tablas comparativas 1 y 2.

Tabla 1. Comparación THDi en la barra 7 con y sin compensación MLI D-STATCOM

Fases	THD DE CORRIENTE (%)	
	Antes de la compensación	Después de la compensación
A	135.20%	2.38%
B	135.24%	2.41%
C	134.27%	2.36%

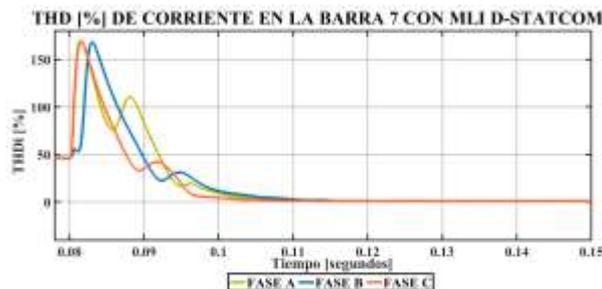


Figura 9: THD (%) de Corriente de la Barra 7 después de la compensación

Tabla 2: Comparación THDv en la barra 7 con y sin compensación MLI D-STATCOM

Fases	THD DE VOLTAJE (%)	
	Antes de la compensación	Después de la compensación
Fase A	3.391%	1.56%
Fase B	3.388%	1.6%
Fase C	3.368%	1.53%

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La capacidad de mejorar la distorsión armónica total de corriente (THDi), del inversor multinivel en cascada de tres niveles D-STATCOM, analizado bajo el esquema de control, con la técnica del marco de referencia síncrono, en presencia de una carga no lineal, en el sistema de distribución IEEE de 13 barras, el cual fue modelado y simulado en el software MATLAB/Simulink, es eficiente para mejorar los niveles de calidad de la energía en el sistema de distribución.

El inversor multinivel (MLI) D-STATCOM reduce casi en su totalidad el THDi en cada una de las líneas de la barra 7, cuando en esta se encuentra conectada una carga no lineal, además de que la corriente recupera su magnitud inicial de 200 amperios luego de la compensación.

Las formas de ondas tanto de corrientes como de voltajes con carga no lineal muestran señales sinusoidales perfectas luego de la implementación del MLI D-STATCOM según los resultados obtenidos.

Los valores de corrientes no se ven afectados después de la conexión del compensador, así mismo los voltajes mantienen su magnitud de operación normal entre 0.95 pu y 1.05 pu en cada una de las barras del sistema.

La carga no lineal implementada no afecta notoriamente al THD de voltaje, sin embargo, la implementación de la compensación a través del MLI D-STATCOM reduce el THDv a casi su totalidad, teniendo el 1% de distorsión.

En cuanto al THDi, que, si se ve más afectado por la carga no lineal, se encuentra muy por debajo de los límites máximos establecidos por las normas y parámetros de calidad de la energía IEEE 519 y ISO 61000, que se tomaron de referencia, siendo el THDi más alto de 135.27% sin la compensación y 2.36% después de la compensación. Así mismo el armónico de tercer orden que es el más alto con 32.36% se ve reducido a un 0.67% en una frecuencia fundamental de 60Hz.



Es por esto que resulta una estrategia eficaz la implementación del MLI D- STATCOM para mejorar la calidad de energía, ya que su funcionamiento permite reducir notablemente el THDi que generan las cargas no lineales en el sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Shadangi, S. D. Swain, and P. K. Ray, "Experimental realization of DSTATCOM for Power Quality Enhancement under Various Load Perturbations," 3rd Int. Conf. Energy, Power Environ. Towar. Clean Energy Technol. ICEPE 2020, pp. 1–5, 2021, doi: 10.1109/ICEPE50861.2021.9404488.
- [2] S. S. Kadam and Y. K. Kanse, "DSTATCOM for Power Quality Improvement," 2018 Int. Conf. Circuits Syst. Digit. Enterp. Technol. ICCSDET 2018, 2018, doi: 10.1109/ICCSDET.2018.8821066.
- [3] K. R. Shandilya and U. S. Patel, "Mitigation of total harmonic distortion using cascaded MLI-DSTATCOM in distribution network," IEEE Int. Conf. Power, Control. Signals Instrum. Eng. ICPCSI 2017, pp. 2439–2445, 2018, doi: 10.1109/ICPCSI.2017.8392155.
- [4] P. Bapaiah, "Power Quality Improvement by using DSTATCOM," vol. 2, no. 4, pp. 1–12, 2013.
- [5] S. Karare and V. M. Harne, "Modelling and simulation of improved operation of D-STATCOM in distribution system for power quality improvement using MATLAB Simulink tool," Proc. Int. Conf. Electron. Commun. Aerosp. Technol. ICECA 2017, vol. 2017-Janua, no. Icesa, pp. 346–350, 2017, doi: 10.1109/ICECA.2017.8212831.
- [6] R. Pandey, R. Nath Tripathi, and T. Hanamoto, "Comprehensive Analysis of LCL Filter Interfaced Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter-Based DSTATCOM.pdf," 2017.
- [7] P. M. Saradva, K. T. Kadivar, M. H. Pandya, and A. J. Rana, "Application of D-STATCOM to control power flow in distribution line," 2016 Int. Conf. Energy Effic. Technol. Sustain. ICEETS 2016, pp. 479–484, 2016, doi: 10.1109/ICEETS.2016.7583802.
- [8] K. T. Maheswari, R. Bharanikumar, V. Arjun, R. Amrishi, and M. Bhuvanesh, "A comprehensive review on cascaded H-bridge multilevel inverter for medium voltage high power applications," Mater. Today Proc., vol. 45, pp. 2666–2670, 2021, doi: 10.1016/j.matpr.2020.11.519.
- [9] J. A. Araque Gallardo, J. L. Diaz Rodriguez, and A. P. Garcia, "THD optimization of a single phase cascaded multilevel converter using PSO technique," 2013 Power Electron. Power Qual. Appl. PEPQA 2013 - Proc., no. November 2017, 2013, doi: 10.1109/PEPQA.2013.6614944.
- [10] Abdullah M. Noman; Abdullrahman A. Al-Shamma'a; Khaled E. Addoweesh; Ayman A. Alabduljabbar and Abdurrahman I. Alolah, "Cascaded Multilevel Inverteter Topology.pdf," 11 April 2018, 2018.
- [11] Sujono, I. Sudiharto, and O. A. Qudsi, "Application of D-STATCOM to reduce unbalanced load using synchronous reference frame theory," EECCIS 2020 - 2020 10th Electr. Power, Electron. Commun. Control. Informatics Semin., no. 3, pp. 65–70, 2020, doi: 10.1109/EECCIS49483.2020.9263476.
- [12] M. Montufar, W. Pavón, M. Jaramillo, and S. Simani, "Control Strategy Applied to Smart Photovoltaic Inverters for Reactive Power Exchange Through Volt-Var Control to Improve Voltage Quality in Electrical Distribution Networks BT - Communication, Smart Technologies and Innovation for Society," 2022, pp. 357–366.
- [13] S. Maurya, D. Mishra, K. Singh, A. K. Mishra, and Y. Pandey, "An Efficient Technique to reduce Total Harmonics Distortion in Cascaded H- Bridge Multilevel Inverter," Proc. 2019 3rd IEEE Int. Conf. Electr. Comput. Commun. Technol. ICECCT 2019, pp. 1–5, 2019, doi: 10.1109/ICECCT.2019.8869424.
- [14] X.-P. Zhang and Z. Yan, "Energy Quality: A Definition," IEEE Open Access J. Power Energy, vol. 7, no. July, pp. 430–440, 2020, doi: 10.1109/oajpe.2020.3029767.
- [15] H. Andrei, P. C. Andrei, L. M. Constantinescu, R. Beloiu, E. Cazacu, and M. Stanculescu, "Electrical power systems," Power Syst., vol. 2, pp. 3–47, 2017, doi: 10.1007/978-3-319-51118-4_1.
- [16] S. Pinzón and W. Pavón, "Diseño de Sistemas de Control Basados en el Análisis del Dominio en Frecuencia," Rev. Técnica "Energía," vol. 15, no. 2, pp. 76–82, 2019, doi: 10.37116/revistaenergia.v15.n2.2019.380.
- [17] V. R. Kota and S. Vinnakoti, "SRF-based control of unified power quality conditioner for power quality enhancement," Int. Conf. Electr. Electron. Signals, Commun. Optim. EESCO 2018, no. January, 2018, doi: 10.1109/EESCO.2015.7253768.
- [18] W. Rohouma, R. S. Balog, A. A. Peerzada, and M. M. Begovic, "D-STATCOM for harmonic mitigation in low voltage distribution network with high penetration of nonlinear loads," Renew. Energy, vol. 145, pp. 1449–1464, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.05.134.



- [19] P. E. Melin et al., "Analysis and control strategy for a current-source based D-STATCOM towards minimum losses," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 116, no. September 2019, p. 105532, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105532.
- [20] J. C. Mendoza-Niebles, L. D. Pabon-Fernandez, E. A. Caicedo-Peñaranda, A. Pardo-García, and J. L. Díaz-Rodríguez, "Control síncrono de potencia de un D-STATCOM de bajo costo," *Aibi Rev. Investig. Adm. e Ing.*, vol. 8, no. 3, pp. 108–117, 2020, doi: 10.15649/2346030x.881.
- [21] S. Choudhury, P. Bhowmik, and P. K. Rout, "Economic load sharing in a D-STATCOM Integrated Islanded Microgrid based on Fuzzy Logic and Seeker Optimization Approach," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 37, no. September 2017, pp. 57–69, 2018, doi: 10.1016/j.scs.2017.11.004.



Marlon Callacando Guña.- (Y'1994-M'10). Received the B.S. of Electrical Engineering from Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador. His research interests include improving electrical power quality by mitigating total harmonic distortion.



Wilson Pavón Vallejos.- (Y'1989-M'10). Received the B.S. of Electrical Engineering from the ESPE (Army Polytechnic School) in Ecuador in 2014, and the MSc degree in Automation and Control in 2016 from Newcastle University in United Kingdom, and the PhD degree in Ferrara-Italy in 2021. His areas of interest are renewable energy, energy efficiency, techniques of control of Power converters and inverters, artificial intelligence as technique of control. He joined as occasional professor of Universidad Politécnica Salesiana in Ecuador.



Leony Ortiz Matos.- (Y'1982). He received his MSc. and Engineering Degree in Engineering in Automatics from the Polytechnic Superior Institute Julio Antonio Mella (ISPJAM) of the Universidad de Oriente, Cuba. He is PhD degree in Engineering at the Pontifical Bolivarian University - Colombia-Medellin, he is a member of the of the Smart Grids Research Group (GIREI). He is part of the academic team of the Electrical Engineering career at Universidad Politécnica Salesiana. Quito-Ecuador. His main research interests research interests Automation and Control, Robust Control and Fault Tolerant Control, Micro-grids Fault Tolerant Control, Hybrid Intelligent Micro-grids, AC/DC

Total Harmonic Distortion Reduction Through Photovoltaic Generation and Unified Active Power Filter (UAPF)

Reducción de la Distorsión Armónica Total a través de Generación Fotovoltaica y el Filtro Activo Unificado (UAPF)

 P. Tupiza¹

 W. Pavón¹

 M. Jaramillo¹

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador
E-mail: ptupizag@est.ups.edu.ec; wpavon@ups.edu.ec; mjaramillo@ups.edu.ec

Abstract

This paper proposes a unified active power filter (UAPF), which control the current Total Harmonic Distortion (THD) in low voltage distribution networks. The UAPF strategy implements photovoltaic (PV) generation as its source and uses a boost power converter.

The IEEE 13-bar system is the test-bench, and a non-linear load is in the 7th busbar. Thus, the results are based on the voltage, current and THD behavior in the system. The current (THDi) and voltage (THDv) harmonics reduces significantly. Where the 7th busbar THDi initially has a 13.5 percent, and after the implementation it went 6 percent, while the THDv started from 14 to 3 percent. Those resulted values are within the allowed limits in IEEE 1159 standards and resolution No. ARCERNR -017/2020.

Index terms— UAPF, PI Control, THD, No linear load, IEEE1159

Resumen

En este trabajo se propone un filtro unificado de potencia activa (UAPF) para el control de la distorsión armónica total (THD) de corriente en redes de distribución de baja tensión. La UAPF implementa la generación fotovoltaica (PV) como su fuente junto con un convertidor elevador.

El sistema de 13 barras IEEE es el banco de pruebas y una carga no lineal está en la séptima barra del sistema. Así, los resultados son avalados con la tensión, corriente y THD obtenidos del sistema. Los resultados fueron armónicos decrecientes de corriente (THDi) y tensión (THDv), donde el THDi de barra 7 inicialmente tiene un 13.5 por ciento y luego de la implementación pasó a 6 por ciento, mientras que el THDv pasó de 14 a 3 por ciento, esos valores están dentro de lo permitido. límites en normas IEEE 1159 y resolución N° ARCERNR -017/2020.

Palabras clave— UAPF, Control PI, THD, Carga no lineal, IEEE1159

Recibido: 12-05-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Tupiza, P; Pavón, W.; Jaramillo, M. (2022). “Reducción de la distorsión armónica total a través de generación fotovoltaica y el filtro activo unificado (UAPF)”. Revista Técnica “energía”. No. 19, Issue I, Pp. 92-99

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.522>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años la inserción de generación distribuida (GD) ha crecido, ya que su aplicación trae beneficios importantes dentro de un sistema eléctrico. Para esta investigación se considera que básicamente la definición de GD consiste en la generación localizada cerca del punto de consumo [1].

Al conectar generadores cerca del punto de consumo, se producen algunos beneficios para el sistema eléctrico; mejora los índices de confiabilidad, seguridad de operación y calidad del suministro. Este sistema propone usar la generación distribuida, en este caso fotovoltaica (PV), de una manera no convencional, es decir que esta generación sirva como alimentación de un sistema de filtrado de armónicos, para mejorar el perfil de calidad del sistema de distribución [2].

El crecimiento de los sistemas eléctricos en los últimos años ha sido inminente y a la par se han incrementado las cargas no lineales que se encuentran conectadas en el sistema eléctrico. Esto ha generado un problema que afecta tanto a usuarios como a empresas distribuidoras, debido a que causa sobrecalentamientos en los conductores, descenso en el factor de potencia a nivel de la red, resonancia, empeoramiento de aislamientos en cargas inductivas y el deterioro en la forma de onda tanto de corriente como de voltaje [2], [3].

La distorsión de la forma de onda genera variaciones en las variables de corriente y de voltaje, afectando de manera constante a equipos que estén conectados a la red. Debido a la presencia de una distorsión armónica total de corriente (THDi) alto, se ven afectados los sistemas de generación debido a que en el punto común de acoplamiento se ven fluctuaciones a nivel de voltaje y corriente, esto afecta significativamente al sistema eléctrico especialmente a la parte de distribución [4].

Para analizar la calidad de la energía eléctrica se toma en cuenta diferentes tipos de variables, dichas variables se describen en el estándar IEEE 1159 y que se los denomina fenómenos electromagnéticos, en donde la empresa distribuidora debe garantizar el cumplimiento de los límites establecidos por el estándar IEEE 519-2014 e IEC61000 y regulaciones nacionales como la resolución Nro. ARCERNR -017/2020 que se encuentren vigentes. En las tablas 1 y 2 se describe los límites de THD que pueden estar presentes en las formas de onda de corriente y voltaje según las normas y resoluciones [5], [6].

Cargas no lineales son aquellas que consumen corrientes no sinusoidales teniendo como fuente un generador senoidal, esto implica que la forma de onda de corriente es totalmente diferente a la forma de onda en tensión. Por lo que, el principal problema de este tipo de cargas es el consumo de corrientes en intervalos de tiempo muy pequeños. Al poseer dichos intervalos de consumo genera una distorsión en la forma de onda lo

cual causa diferentes problemas en varias partes del sistema de distribución [8].

Tabla 1: Límites de THD en voltaje dados por el estándar IEEE 519-2014

Nivel de voltaje	THD (%)
$V \leq 1\text{kV}$	8%
$1\text{kV} < V \leq 69\text{kV}$	5%
$69\text{kV} < V \leq 161\text{kV}$	2.5%
$162\text{kV} < V$	1.5%

Tabla 2: Límites de THD en corriente dados por el estándar IEEE 519-2014

ISC/I1	Armónicos de Orden impar					THDi (%)
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8
50<100	10	4.5	4.0	1.5	0.7	12
100<1k	12	5.5	5.0	2.0	1.0	15
>1000	15	7	6	2.5	1.4	20

El filtro unificado de potencia activa (UAPF) es un filtro activo de tipo mixto, se compone de un filtro en serie y un filtro en paralelo, como se puede observar en la Fig. 1. Debido a esto, los UAPF han tenido un gran desarrollo en los últimos años, ya que sus características permiten manejar muchos de los problemas de calidad de energía que se generan en los sistemas de distribución [10], [11].

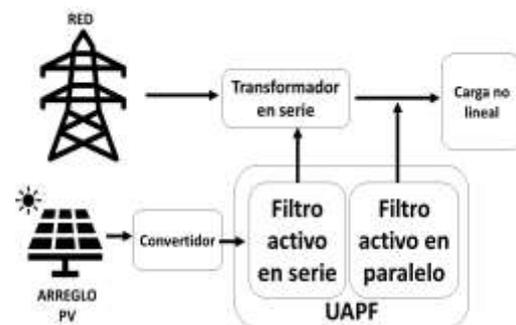


Figura 1: Esquema de conexión de un UAPF

En donde el filtro se encuentra conectado en serie tiene la función de mantener el voltaje de carga en fase con el voltaje del punto de conexión común. Por otro lado, el filtro conectado en paralelo se lo utiliza como método de compensación de corrientes armónicas y reactivas de manera que mejore la calidad de la energía [12]-[14].



Esta investigación está organizada de la siguiente manera, la sección 2 muestra la metodología de la propuesta. En la sección 3 se discute los resultados alcanzados y por último en la sección 4 se proponen las conclusiones y las recomendaciones de la investigación.

2. METODOLOGÍA

Se presenta un sistema de compensación basado en el principio de los filtros activos mixtos, en este caso una compensación con un UAPF-PV el cual se encargará de compensar el THDi presente en las líneas para que los niveles de THDi estén dentro de los límites operativos, bajo la normativa ecuatoriana.

El filtro UAPF-PV es de tipo filtro activo mixto en donde se utiliza un control PI para cada uno de los filtros. Además, se posee un arreglo de paneles solares los cuales se conectan a un convertor DC/DC el cual mantiene el valor del voltaje [14]. Cada filtro posee un conjunto de seis transistores bipolares de puerta aislada (IGBT's). Para controlar los IGBT's, del filtro serie, existen varias opciones, una es la mostrada en la Fig. 2 donde se calcula una señal de referencia, la cual mediante una transformada inversa de Clark se logra poner en relación con el tiempo y mediante la diferencia de dicha referencia [15], [16].

Por lo que, junto con el valor de señal de voltaje medido en la carga, nos da una forma de onda que contiene pequeñas variaciones. Estas variaciones son tomadas para empezar a conmutar los IGBT's. Dicho método es conocido como marco de referencia síncrono, el cual se basa en la transformada matemática de Park, en la Ecuación 1. La técnica del marco de referencia síncrono tiene como principio generar vectores con una magnitud de una unidad desde el voltaje o corriente analizado, de esta manera puede transferir las corrientes con distorsión de onda a las coordenadas dq0 [17].

Otra parte importante de la técnica es el bucle de bloqueo de fase, que se encarga de mantener al voltaje y corriente en fase. De esta forma nos permite obtener las corrientes en componentes dq0 ecuación 1 partiendo de las corrientes de carga. Además, se debe considerar la utilización de filtros pasa bajas, los que mantienen estable al sistema, dichos filtros suelen ser ubicados después de las señales de referencia. Para finalizar, se puede utilizar la transformada inversa de la Ecuación 1 para obtener valores en relación con el tiempo, partiendo de las coordenadas en dq0. De este modo se puede obtener la señal de conmutación para los IGBT's de forma más eficiente [18].

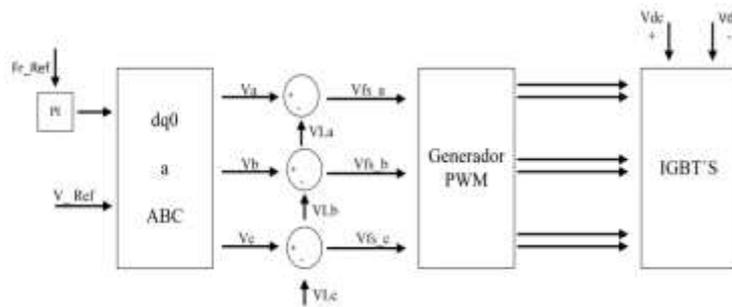


Figura 2: Control del filtro serie por medio de la transformada de Clark

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{aL} \\ I_{bL} \\ I_{cL} \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\begin{bmatrix} I_{aref} \\ I_{bref} \\ I_{cref} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{dc} \\ I_{qc} \\ I_{0c} \end{bmatrix} \quad (2)$$



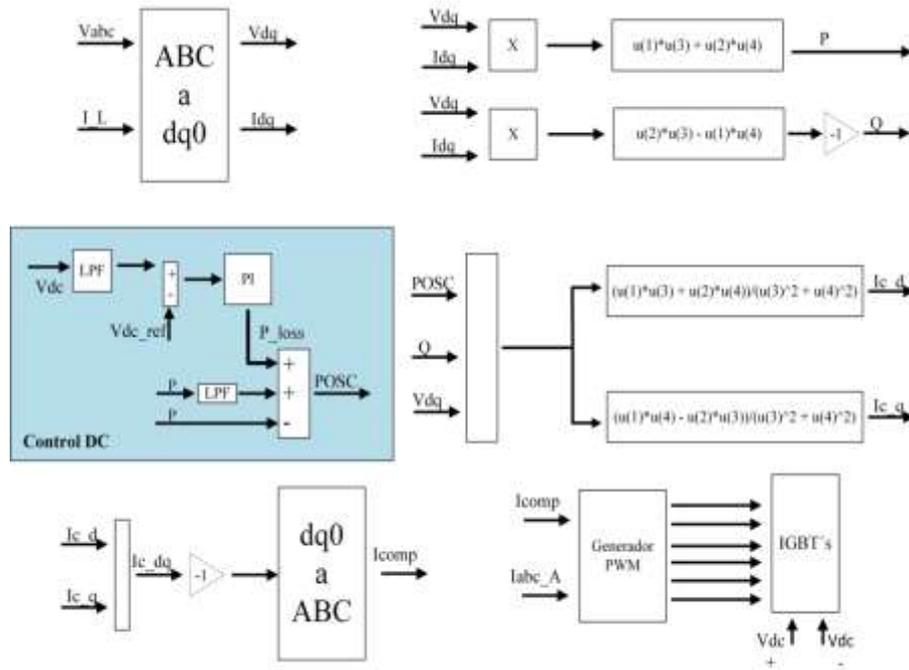


Figura 3: Control PI propuesto para el filtro shunt

Para implementar el control del filtro en paralelo se implementa el marco de referencia mediante las transformadas de Clark. Se cuenta a su vez con otro filtro pasa bajos para la potencia medida en la barra esto ayuda a tener una forma de onda limpia para poder realizar la diferencia con la forma de onda original de la potencia y a su vez sumarle la potencia suministrada por el arreglo de paneles como se muestra en la Fig. 3 [19].

Para poder calcular los voltajes trifásicos en la carga se utilizó la ecuación 3. Después de extraer las tensiones se procede a calcular las potencias activas y reactivas mediante las ecuaciones 4 y 5 respectivamente. Donde las variables de voltaje y corriente están medidas directamente en las barras del sistema por lo que se encuentran en forma ABC y se las convierte a dq0 mediante el método de la transformada de Clarke.

$$V_{labc} = V_{Lm} \begin{bmatrix} \sin(\omega t + \phi - 0) \\ \sin(\omega t + \phi - \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\omega t + \phi + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$P = V_{Ld}I_{Ld} + V_{Lq}I_{Lq} \quad (4)$$

$$Q = V_{Ld}I_{Ld} - V_{Lq}I_{Lq} \quad (5)$$

A su vez se cuenta con control PI después de la suma de voltajes de referencia y voltaje del arreglo de paneles, conectar el filtro UAPF al sistema. Los valores del controlador PI se presentan en la tabla 3. Estos determinar estos valores se determinó el margen de estabilidad del sistema, para encontrar, valores referenciales. Y después, se implementó una sintonización fina para obtener los mejores resultados del sistema [20], [21].

Tabla 3. Valores de las constantes del control PI

Ganancia	Valor
Ki	1.1
Kp	2.3

Para esta sintonización manual de K_i y K_p , nos especificaban que los valores de K_i podían ir desde 0.9 a 1.2 y para el K_p , existía un rango de 2.1 a 2.3. Por ello se procedió a tomar en cuenta el valor más bajo en K_i y empezar a aumentar en valor de K_p , hasta llegar al valor máximo después se empezó a variar el K_i hasta tener el valor más estable en las diferentes combinaciones.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para esto se propuso hacer el estudio de un sistema de distribución de la IEEE de 13 barras, en donde se conectará un modelo de carga no lineal trifásica en la barra número 7, de esta manera poder identificar las variaciones de la componente de THDi en dicha barra. El modelo de carga no lineal cuenta con 6 diodos en forma de puente, un resistor e inductancia a continuación se detalla la tabla 4 con todos los valores que tiene la carga no lineal.



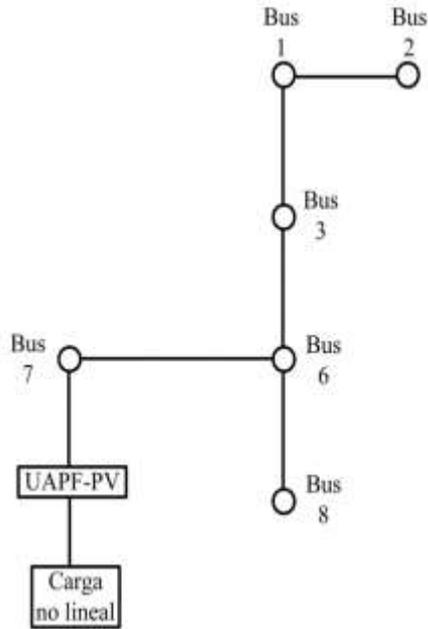


Figura 4: Sistema 13 barras IEEE

Tabla 4: Datos del sistema

Variable	Valor		Unidad
Frecuencia	$2\pi 60$		Rad/s
Voltaje de la red	11.5		kV
Voltaje de la carga 3ph no lineal	380		V
Transformador	13.8/380		V
Resistencia del diodo	$1e-3$		Ω
Capacitancia del diodo	$25e-6$		F
Resistencia de la carga	100		Ω
Inductancia de la carga	$5.25e-3$		H

En el sistema de 13 barras se toma en cuenta la barra 7, debido a que en esta se va a implementar las mejoras al conectar el filtro UAPF-PV. El filtro conectará en el sistema después de haber pasado 100ms. En la Fig. 5 se muestra la variable a analizar, la misma que se muestra en voltaje por unidad (p.u). En donde podemos ver que la magnitud de cada una de las fases se encuentra en 1 p.u., esto nos indica que el perfil de voltaje es correcto, después de la activación del filtro.

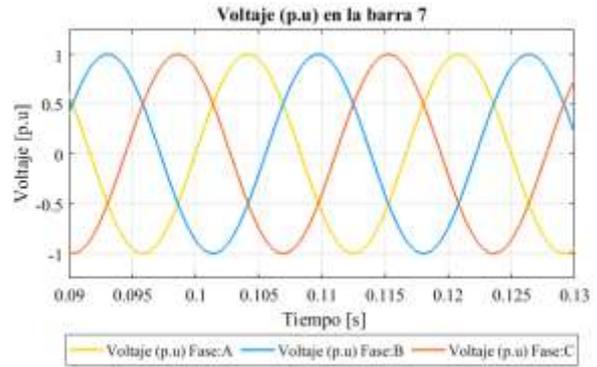


Figura 5: Voltaje trifásico [p.u] de la Barra 7

Asimismo, en la Fig. 6 se puede apreciar los voltajes trifásicos en el lado de la carga, en donde el perfil de voltaje decae en el momento de la conexión del filtro, pero procede a estabilizar el voltaje pasado el transitorio generado por el filtro. Además, se puede apreciar de forma evidente la mejora en la forma de onda después de la conexión del filtro.

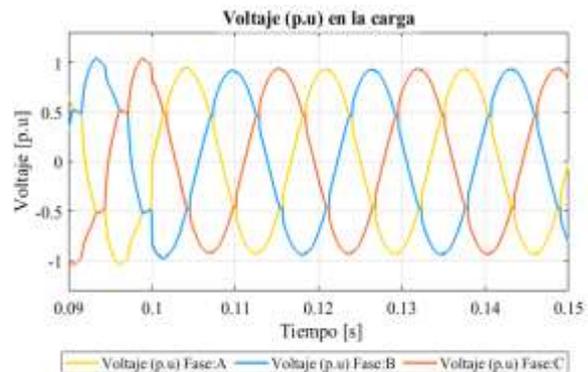


Figura 6: Voltaje trifásico [p.u] de la carga

A continuación, en la Fig. 7, se muestra el THD de voltaje de la carga conectada al sistema, donde podemos apreciar una clara disminución del THDv después de la conexión del filtro a los 100ms. Además, se puede ver de manera clara la existencia de un transitorio que dura aproximadamente 15ms, en el cual las diferentes fases alcanzan un pico de 15% de THDv. Después del estado transitorio se puede ver que el THDv está dentro de los parámetros establecidos en la IEEE 1159, la que indica que su porcentaje máximo es del 5% y en el sistema se puede apreciar una reducción hasta el 3%. Además, el tiempo que tarda el sistema incluido el filtro en estabilizarse es de 22ms.

En la Fig. 8 se representa el THDi medido en la barra 7 del sistema, en el cual se puede ver la disminución del THDi de 13% a 6% en cada una de las tres fases del sistema. Otro punto muy importante es que podemos ver un transitorio que tiene una duración de 20ms, en el cual los picos de THDi son los siguientes: Fase A alcanza un pico de 35%, Fase B alcanza un pico de 37% y la Fase C alcanza un pico de 38%. Después de haber pasado el



transitorio las fases se estabilizan y los parámetros toman un valor dentro del estándar IEEE 1159, el cual nos dice que el límite es del 8%.

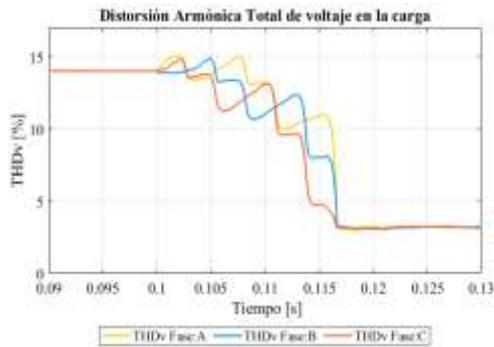


Figura 7: THDv en porcentaje en la carga

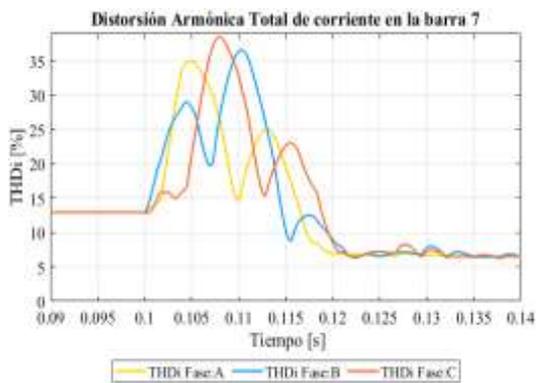


Figura 8: THDi en porcentaje en la barra 7

La Fig. 9 muestra la potencia suministrada desde la barra 7 hacia la carga, donde se aprecia un aumento de la potencia enviada debido a la conexión del filtro al sistema, y se observa un pico de potencia de 2100W. Esta potencia disminuye en proporción al logro de la estabilidad del filtro UAPF-PV. Mientras que en la Fig. 10 podemos ver el consumo de potencia realizado por el filtro UAPF, en donde existe un pico de consumo en el instante de conexión y una disminución del consumo cuando el filtro se estabiliza.



Figura 9: Potencia suministrada por la barra 7

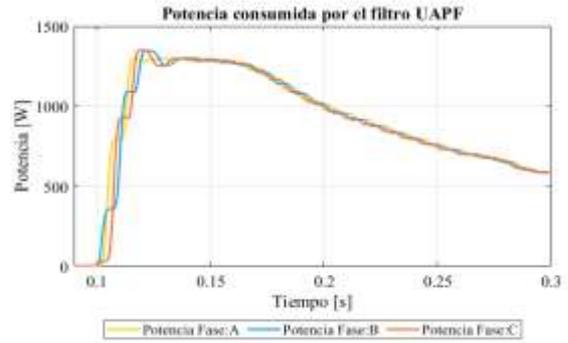


Figura 10: Potencia del filtro UAPF-PV

Las Figs. 11 y 12 muestran la corriente y voltaje inyectados por el filtro UAPF-PV, en donde se puede apreciar que en el momento de la activación del filtro se produce una corriente de inyección hacia la red del sistema y por otro lado la forma de onda de voltaje se ve reducida en la magnitud.

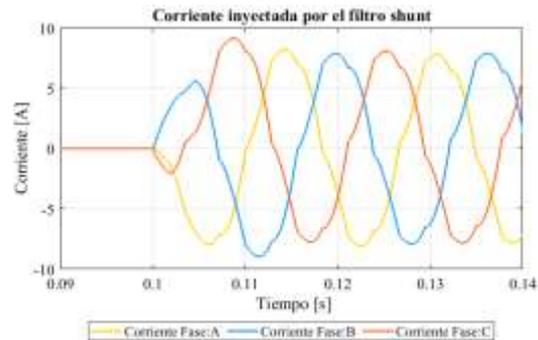


Figura 11: Corriente inyectada por el UAPF-PV

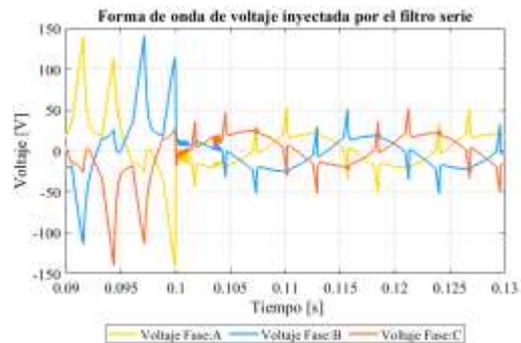


Figura 12. Onda de voltaje resultante al conectar el UAPF-PV

Por último, la Fig. 13 muestran los voltajes en valor por unidad de todo el sistema de 13 de la IEEE, en el cual se puede ver todos los voltajes de la barra y en específico de la barra 7 la cual disminuye a aproximadamente a 0.9 voltios por unidad.

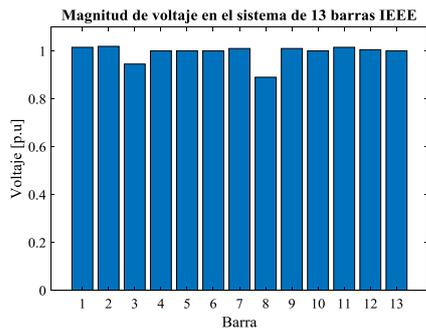


Figura 13: Voltajes [p.u.] del sistema de 13 barras

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El diseño del filtro unificado de potencia activa (UAPF) con generación fotovoltaica (PV) fue simulado mediante la aplicación de Matlab/Simulink. Esta metodología propuesta reduce la componente armónica presente en las ondas de voltaje y corriente, en la cual los resultados fueron positivo al ver reflejado una disminución de la distorsión armónica total de voltaje (THDi) de un 7% y en la distorsión armónica total de corriente (THDv) en un 11% en el sistema.

La implementación del filtro UAPF-PV se realizó en un sistema de 13 barras de la IEEE con conexión en la barra 7 de una carga no lineal para el análisis de los armónicos, donde se obtuvo una reducción del 13% al 6% en la forma de onda de corriente y una reducción del 14% al 3% en la forma de onda de voltaje en la barra del sistema.

Al analizar los valores medidos en la carga se puede notar un pequeño descendimiento en la magnitud de voltaje a un valor de 0.95 por unidad, debido a que la conexión del filtro genera un transitorio, después de un periodo de tiempo el filtro llega a la estabilidad y la magnitud de voltaje vuelve a 1 voltio por unidad en la barra 7.

Se puede apreciar en las diferentes gráficas que después de la conexión del filtro UAPF-PV, los valores del THDi desciende a un valor de 6% y se posiciona por debajo del límite del 8% expresado en la resolución Nro. ARCERNNR -017/2020 y del estándar IEEE 1159.

Para concluir el filtro UAPF-PV tiene un buen desempeño en los experimentos realizados, en el que se puede apreciar una disminución de la componente armónica en el sistema y además de su versatilidad al momento de mejorar la calidad de la energía.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] S. Ullah, A. M. A. Haidar, P. Hoole, H. Zen, and T. Ahfock, "The current state of Distributed Renewable Generation, challenges of interconnection and opportunities for energy conversion based DC microgrids," *J. Clean. Prod.*, vol. 273, p. 122777, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122777>.

[2] J. M. Boyd and G. T. Heydt, "Stability analysis of an energy managed smart distribution system," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2013, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672344.

[3] D. R. Joca, A. U. Barbosa, D. S. Oliveira, P. P. Praca, L. H. S. C. Barreto, and R. N. A. L. Silva, "Analysis of a modulation technique applied to FC inverter for THD reduction," *Conf. Proc. - IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo. - APEC*, vol. 2015-May, no. May, pp. 2261–2268, 2015, doi: 10.1109/APEC.2015.7104664.

[4] S. Rezazade, M. Salehi, M. Changizian, and E. Afjei, "Analysis of PFC Improvement and THD Reduction Achieved by PFC-based Zeta Converter and PWM-Rectifier," *34th Int. Power Syst. Conf. PSC 2019*, pp. 441–446, 2019, doi: 10.1109/PSC49016.2019.9081524.

[5] L. P. S. Raharja, O. A. Q., Z. Arief, and N. A. Windarko, "Reduction of Total Harmonic Distortion (THD) on Multilevel Inverter with Modified PWM using Genetic Algorithm," *Emit. Int. J. Eng. Technol.*, vol. 5, no. 1, pp. 91–118, 2017, doi: 10.24003/emitter.v5i1.174.

[6] D. Committee, "IEEE Power and Energy Society General Meeting," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Augus, 2018.

[7] ARCERNNR, "Regulación-002-20.pdf." p. 36, 2020.

[8] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and J. Matas, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *New Zeal. J. Educ. Stud.*, vol. 58, no. 1, pp. 35–51, 2011.

[9] S. Devassy and B. Singh, "Control of a Solar Photovoltaic Integrated Universal Active Power Filter Based on a Discrete Adaptive Filter," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 14, no. 7, pp. 3003–3012, 2018, doi: 10.1109/TII.2017.2778346.

[10] S. Devassy and B. Singh, "Control of Renewable Energy Integrated Universal Active Filter for Modern Distribution Systems," *India Int. Conf. Power Electron. IICPE*, vol. 2018-Decem, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/IICPE.2018.8709525.

[11] R. Chilipi, N. Al Sayari, and J. Y. Alsawalhi, "Control of single-phase solar power generation system with universal active power filter capabilities using least mean mixed-norm (LMMN)-based adaptive filtering method," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 879–893, 2020, doi: 10.1109/TSSTE.2019.2911852.

[12] S. Devassy and B. Singh, "Implementation of Solar Photovoltaic System with Universal Active Filtering Capability," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 4,

pp. 3926–3934, 2019, doi:
10.1109/TIA.2019.2906297.

- [13] M. Golla, S. Sankar, and K. Chandrasekaran, “Renewable integrated UAPF fed microgrid system for power quality enhancement and effective power flow management,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 133, no. May, p. 107301, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107301.
- [14] W. D. P. Vallejos, “Standalone photovoltaic system, using a single stage boost DC/AC power inverter controlled by a double loop control,” in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017*, 2017, vol. 2017-Janua, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126705.
- [15] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [16] W. Pavon, E. Inga, S. Simani, and M. Nonato, “A Review on Optimal Control for the Smart Grid Electrical Substation Enhancing Transition Stability,” *Energies*, vol. 14, no. 24. 2021, doi: 10.3390/en14248451.
- [17] I. Ziouani, D. Boukhetala, A. M. Darcherif, B. Amghar, and I. El Abbassi, “Hierarchical control for flexible microgrid based on three-phase voltage source inverters operated in parallel,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.08.027.
- [18] S. Sen and V. Kumar, “Microgrid modelling: A comprehensive survey,” *Annu. Rev. Control*, vol. 46, pp. 216–250, 2018, doi: 10.1016/j.arcontrol.2018.10.010.
- [19] G. Wang, X. Wang, F. Wang, and Z. Han, “Research on Hierarchical Control Strategy of AC/DC Hybrid Microgrid Based on Power Coordination Control,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 21. 2020, doi: 10.3390/app10217603.
- [20] C. Lorenzini, A. S. Bazanella, L. F. A. Pereira, and G. R. Gonçalves da Silva, “The generalized forced oscillation method for tuning PID controllers,” *ISA Trans.*, vol. 87, pp. 68–87, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2018.11.014>.
- [21] S. Pinzón and W. Pavón, “Diseño de Sistemas de Control Basados en el Análisis del Dominio en Frecuencia,” *Rev. Técnica “Energía.”* vol. 15, no. 2, pp. 76–82, 2019, doi: 10.37116/revistaenergia.v15.n2.2019.380.



Pablo Tupiza García.- (Y’1998-M’5). Received the B.S. of Electrical Engineering from the Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador in 2021. His work is based on the compensation of harmonics in the electrical distribution network through a three-phase unified active filter. His research interests include power system stability, electrical distribution system, smart grids, renewable energy systems and energetic efficiency.



Wilson Pavón Vallejos.- (Y’1989-M’10). Received the B.S. of Electronic Engineering from the ESPE (Army Polytechnic School) in Ecuador in 2014, and the MSc degree in Automation and Control in 2016 from Newcastle University in United Kingdom. PhD for the Ferrera-University in Italy. His areas of interest are renewable energy, energy efficiency, techniques of control of Power converters and inverters, artificial intelligence as technique of control. He joined as occasional professor of Universidad Politécnica Salesiana in Ecuador.



Manuel Dario Jaramillo Monge.- (Y’1990-O’14). He completed his higher studies at the University of the Armed Forces ESPE in Quito, where he graduated as an Electronic Engineer in Automation and Control in 2014. He also completed postgraduate studies at the University of Newcastle, United Kingdom, where he obtained a master’s degree. in Electrical Power. He is currently a full-time occasional professor at the Salesian Polytechnic University. mjaramillo@ups.edu.ec

Hybrid Active Power Filter (APF) with Photovoltaic Generation integration for Voltage Profile Improvement

Filtro Activo de Potencia (APF) Híbrido con integración de Generación Fotovoltaica para la Mejora del Perfil de Tensión

 W. Llumitaxi ¹

 W. Pavón ¹

 L. Ortiz ¹

 N. Pozo²

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador
E-mail: wllumitaxi@est.ups.edu.ec; wpavon@ups.edu.ec; lortiz@ups.edu.ec

²Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad San Francisco de Quito, Quito, Ecuador
E-mail: npozo@usfq.edu.ec

Abstract

The paper presents the design and implementation of a hybrid active power filter (APF), which aims to achieve the voltage levels correction, when they are affected by the photovoltaic generation integration within the electrical distribution network. To achieve the proposed objective, the spatial vector modulation control technique is implemented, resulting in the reduction of current and voltage harmonics. The proposed design is tested on the IEEE 13-bus test system, in MATLAB/Simulink. The proposed strategy has excellent results and allows the photovoltaic energy systems integration in distribution stage. Depending on the selection of the high-potential APF, it will determine how significant the correction is on the voltage profile. Finally, the system has load disturbances and harmonics distortion reduction.

Index terms— THD, APF, PV, Power quality, compensation, control, harmonics, IEEE model.

Resumen

El presente paper presenta el diseño y la implementación de un filtro activo de potencia (APF) híbrido, que tiene como objetivo lograr la corrección de los niveles de voltaje cuando estos son afectados por la integración de generación fotovoltaica dentro de la red de distribución eléctrica. Para alcanzar el objetivo propuesto, se hace uso de la técnica de control de modulación por vector espacial, resultando en la reducción de armónicos de corriente y voltaje. El diseño propuesto se lo prueba en el sistema de prueba de la IEEE de 13 barras, implementado en MATLAB/Simulink. La estrategia propuesta tiene excelentes resultados, y permite la inserción de sistemas energéticos fotovoltaicos en la etapa de distribución. Dependiendo la selección del APF de alto potencial se podrá determinar cuan significativa es la corrección sobre el perfil de voltaje, también se reflejará una reducción en las perturbaciones de carga y la compensación de los armónicos se verá mejorada.

Palabras clave— THD, APF, PV, calidad de la energía, compensación, control, armónicos, modelo IEEE.

Recibido: 08-05-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Llumitaxi, W.; Pavón, W.; Ortiz, L.; Pozo, N. (2022). "Filtro Activo de Potencia (APF) Híbrido con integración de Generación Fotovoltaica para la Mejora del Perfil de Tensión". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 100-109

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.523>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La integración de nuevas tecnologías de generación es la respuesta al crecimiento de la demanda de energía. En la etapa de distribución eléctrica se integra directamente recursos de generación distribuida, que son herramientas indispensables para incrementar la seguridad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica [1].

Sistemas de generación distribuida incluyen centrales de generación eólicas y solares. Estas constituyen una de las principales soluciones para aliviar la carga de las redes de transporte de electricidad, además permiten la inserción de nuevas cargas, y permiten a los sistemas eléctricos una operación técnica y económicamente confiable [2]. Sin embargo, estas tecnologías tienen características propias que generan un impacto negativo en la red, como lo son armónicos, problemas térmicos, fluctuaciones, intermitencias, entre otros. Estos factores pueden afectar la calidad de la energía a ser entregada al usuario final [3]. Sin descartar que, otros elementos constitutivos del sistema aportan sus propias afectaciones, como los efectos de cargas no lineales [4].

Como solución al problema descrito se han desarrollado estudios como [5], [6]. Los que proponen mejorar la calidad energética en sistemas desbalanceados. Las técnicas que se proponen son: equilibrio de carga, análisis de las corrientes del neutro, compensación de la carga de potencia reactiva y mejora en las interferencias en el sistema eléctrico de potencia. Podemos decir que existen diferentes afectaciones en el sistema de distribución eléctrica. Es por eso que, en el presente estudio se propone a analizar los perjuicios causados por los armónicos y su compensación, por medio de dispositivos como el filtro activo de potencia (AFP).

En las investigaciones [7], [8] exponen en su literatura, el uso tradicional de filtros y pasivos para reducir armónicos en serie, pero en combinación con sistemas que se integran a la red, este mecanismo tiene límites en el nivel filtrado, lo que deteriora los elementos pasivos. En [9] se destacan tecnologías de filtrado avanzado como compensadores sincrónicos, APF, inversores de múltiples niveles, acondicionadores de calidad unificados, reguladores dinámicos, y otros. Estas tecnologías podrían ser un camino para la producción de energía limpia y para reducir el impacto en la calidad energética, específicamente los armónicos de corriente y voltaje. En el paper [10], se estudian la implementación de APF para problemas de compensación de potencia, armónicos, niveles de calidad, proponiéndose como solución efectiva, siempre que se diseñe con técnicas de control y monitoreo adecuadas [11].

Las agentes encargados de la distribución deben cumplir con estándares de operación para entregar el suministro de energía eléctrica a la demanda [12], regulada por las normas internacionales de calidad de la

energía IEEE 519 y ISO 61000. Esto se logra con la incorporación de filtros activos de potencia, que permiten cumplir con los estándares antes descritos. Mejorando los parámetros de calidad del voltaje, factor de potencia, disminución de pérdidas, reducción del calentamiento en conductores y transformadores, entre otros beneficios [13], [14].

Debido a los costos de los APF, en [15] se abordan los filtros activos híbridos, que consisten en filtro pasivo con un filtro activo en paralelo. La Figura 1 detalla la conexión del filtro activo de potencia híbrido al sistema de generación distribuida y su interconexión con la red de distribución. Los filtros híbridos se controlan de la siguiente manera, los armónicos de orden bajo son suprimidos por la operación del filtro activo de potencia en paralelo, mientras que los armónicos de frecuencia más alta son eliminados por el filtro pasivo [16], [17]. Este filtro híbrido es más eficiente, de menor tamaño, económico y fiable en relación con tecnologías más antiguas. En [18] se detalla que, los convertidores de potencia combinados permiten el acoplamiento de fuentes de energía renovable a la red de distribución [19].

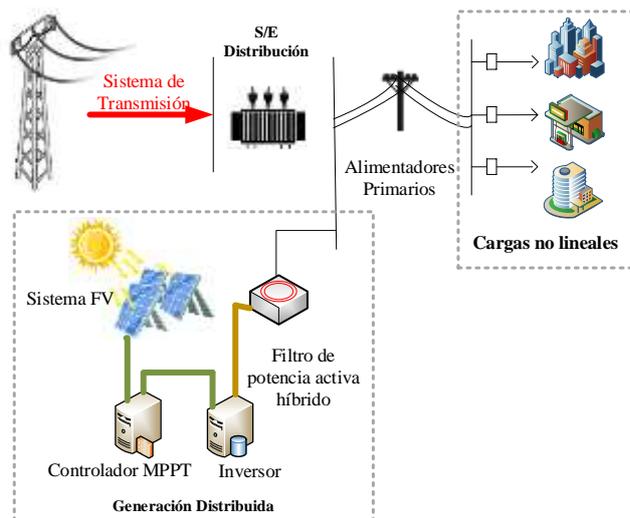


Figura 1: Esquema del sistema de distribución con APF híbrido y generación distribuida

En función a lo descrito, el trabajo propuesto abarca el diseño y la implementación de un filtro activo de potencia híbrido para mejorar el perfil de voltaje cuando se integra generación fotovoltaica. Como esquema de modulación se considera la técnica de modulación por ancho de pulso de vectores espaciales. Esta metodología funciona sobre el inversor como unidad y se basa en que un único vector, que tiene la capacidad de representar las tres fases del sistema de potencia trifásico, este vector se origina a partir de los periodos tiempos de trabajo de las fases de conmutación del inversor [20], [21].

La estructura de este trabajo se divide en diferentes apartados que se describen a continuación: en el apartado 2 se detalla el diseño de la metodología del sistema

propuesto, incluyendo sistema fotovoltaico (FV), convertidor DC-DC, convertidor DC-AC y APF. El apartado 3 establece los resultados y su análisis. Y finalmente en el apartado 4 se presentan las conclusiones del trabajo elaborado.

2. METODOLOGÍA

Los modelos matemáticos y estructuras de cada uno de los componentes del sistema se describen a continuación.

La célula fotovoltaica es representada en la Figura 2, la cual está compuesta por una fuente de corriente I_{FV} conectada en paralelo con un diodo y dos resistencias R_{pl} y R_s , las cuales representan a las pérdidas de corriente y pérdidas en los terminales de la célula fotovoltaica respectivamente [22]–[24].

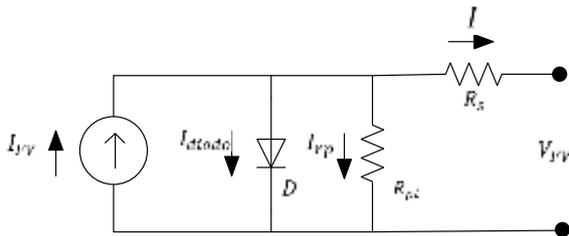


Figura 2: Diagrama unifilar de la célula fotovoltaica

En el circuito equivalente de la célula fotovoltaica obtiene que la ecuación de corriente de salida de la célula fotovoltaica como se indica en la ecuación (1). Considerando un arreglo FV con un número definido de paneles en serie N_{ps} y paneles en paralelo N_{pp} , las ecuaciones de corriente, voltaje y potencia a la salida del arreglo fotovoltaico quedan descritas en las ecuaciones (2), (4) y (5).

$$I = I_{FV} - I_{st} \left[\exp \left(\frac{q * [I * R_s + V_{FV}]}{A * k * Temp} \right) - 1 \right] - \frac{V_{FV} + I * R_s}{R_{pl}} \quad (1)$$

$$I = N_{pp} * I_{FV} - N_{pp} * I_o \left[\exp \left(\frac{q * [I * R_s + V_{FV}]}{A * k * Temp * N_{ps}} \right) - 1 \right] - \frac{V_{FV} + I * R_s}{R_{pl}} \quad (2)$$

En donde I_o se describe en (3):

$$I_o = I_{or} * \left(\frac{Temp}{T_{SCT}} \right)^3 \left[\exp \left(\frac{q * E_{go}}{A * k} \left[\frac{1}{T_{SCT}} - \frac{1}{Temp} \right] \right) \right] \quad (3)$$

$$V_{FV} = \left[\frac{N_{ps} * A * k * Temp}{q} \right] \ln \left[\frac{N_{pp} * I_{FV} - I + N_{pp} * I_o}{I_o} \right] - I * R_s \quad (4)$$

$$P_{FV} = V_{FV} * N_{pp} * I_{FV} - V_{FV} * N_{pp} * I_o * \left[\exp \left(\frac{q * [I * R_s + V_{FV}]}{A * k * Temp * N_{ps}} \right) - 1 \right] \quad (5)$$

Tabla 1. Significado de variables del modelamiento

Variable	Significado
I	Corriente a la salida de célula o arreglo fotovoltaico.
V_{FV}	Voltaje a la salida de célula o arreglo fotovoltaico.
P_{FV}	Potencia a la salida de célula o arreglo fotovoltaico.
I_{FV}	Corriente producida por la característica de la célula fotovoltaica.
I_{diodo}	Corriente que circula a través del diodo en el circuito equivalente de la célula fotovoltaica.
I_{rp}	Corriente que circula por la resistencia en paralelo del circuito equivalente de la célula fotovoltaica.
D	Diodo que integra el circuito equivalente de la célula fotovoltaica.
R_{pl}	Resistencia en paralelo: representa a las pérdidas de corriente de la célula o arreglo fotovoltaico.
R_s	Resistencia en serie: representa a las pérdidas de los terminales de la célula o arreglo fotovoltaico.
I_{st}	Corriente de saturación.
q	Carga del electrón.
A	Factor de dualidad.
k	Constante de Boltzmann.
$Temp$	Temperatura de la célula fotovoltaica en grados Kelvin.
T_{SCT}	Temperatura de referencia.
N_{pp}	Número de paneles en paralelo del arreglo fotovoltaico.
N_{ps}	Número de paneles en serie del arreglo fotovoltaico.
I_o	Corriente de saturación de la célula fotovoltaica.
I_{or}	Corriente de saturación de la célula fotovoltaica a temperatura de referencia.
E_{go}	Margen de banda para el material de la célula fotovoltaica (Silicio).

En la Fig. 3 se ilustra la estructura del APF, el cual está conformado principalmente por un capacitor o banco de capacitores, un convertidor de fuente de voltaje y una inductancia de enlace necesaria para la conexión en paralelo con la red eléctrica [25]. En primer lugar, se determina el valor del voltaje DC sobre el banco de capacitores. En la ecuación (14) se define el cálculo de este.

Luego es necesario calcular el valor de la inductancia de enlace, la cual permitirá la inyección de la corriente de compensación hacia el sistema por parte del APF, haciendo posible un intercambio de energía. Su modelación se describe en la ecuación expresada en la ecuación (15).



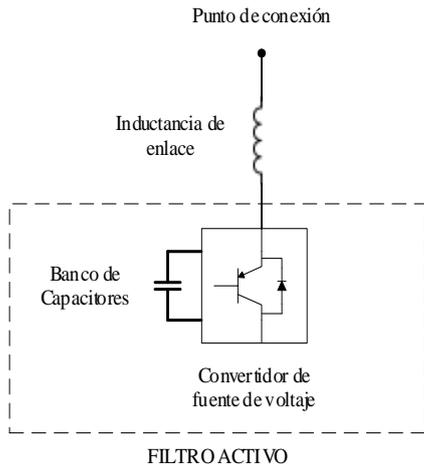


Figura 3: Diagrama unifilar del APF [25].

Finalmente se determina el valor del capacitor del APF. Para este cálculo se considera como factor de diseño el máximo rizado de voltaje DC permitido [26]. El valor del capacitor se calcula mediante la ecuación (16):

$$V_{DC}(APF) = \frac{2}{m\alpha} \widehat{V}_s \quad (14)$$

$$L_f(APF) = \frac{V_s}{6\sqrt{2} f_{SW} i_{rz}} \quad (15)$$

$$C(APF) = \frac{P_{out}}{V_s \cdot \sqrt{6} \cdot f_{SW} \cdot v_{rz}} \quad (16)$$

Una vez dimensionado el filtro activo, se propone realizar el control del APF, basándose en el cálculo de la corriente de referencia de compensación generando un bloque de control, el cual estará encargado de determinar la corriente de referencia que el APF deberá inyectar a la red para compensar los armónicos, mismo que se conforma por dos lazos principales, un lazo principal de corriente y un lazo secundario de control del voltaje DC del convertidor del APF [27].

Para el lazo principal, se utiliza un controlador de Marco de Referencia Síncrono (SRF, por sus siglas en inglés). Con este controlador se dispondrá de un marco de referencia que gira en el plano complejo, y está sincronizado con la tensión de la red en el punto de conexión.

Para analizar los efectos de la implementación del APF en la red eléctrica, se realizará una simulación en MATLAB/SIMULINK. Los parámetros diseñados para cada componente del sistema. El Sistema de Distribución IEEE 13 barras [28] ha sido modificado para incluir cargas monofásicas; y, el nodo 634 es el punto de conexión de la generación fotovoltaica. Dicho sistema se ilustra en la Fig. 4.

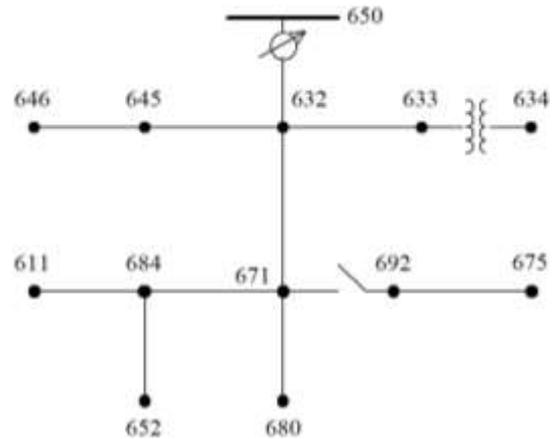


Figura 4: Sistema de distribución modificado IEEE 13 barras.

Para el diseño del arreglo fotovoltaico, se consideró, una potencia pico de 100 kW de acuerdo a las cargas, determinándose el panel a simular y el número de módulos fotovoltaicos serie y paralelo necesarios para poder proporcionar dicha potencia. La implementación de un convertidor DC-DC, y su diseño fue con base a la modelación matemática descrita. En la Tabla 2, se detallan los parámetros diseñados del convertidor DC-DC. La implementación y simulación del convertidor está en la Fig. 5.

Tabla 2. Parámetros de diseño del convertidor elevador

Parámetros	Valor
V_{in} (V)	300
V_{out} (V)	600
P_{out} (kW)	100
f_{SW} (Hz)	5000
ΔV	1%
ΔI	5%
L (H)	1.8e-3
C (F)	2777e-6

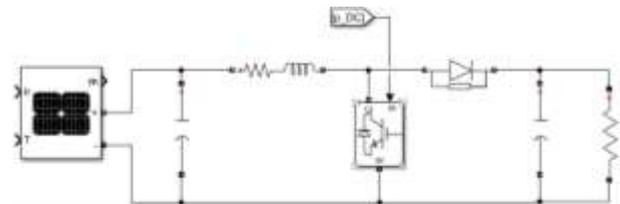


Figura 5: Diseño para implementación del convertidor DC-DC

Luego se diseñó una estrategia de control basada en el algoritmo seguimiento del máximo punto de potencia (MPPT), con el propósito de generar un tren de pulsos del

ciclo de trabajo, con el que se pueda controlar la conmutación del convertidor DC-DC [29].

Para integrar la generación fotovoltaica con la red eléctrica se implementó un inversor. Para el caso, se estableció conectar la generación fotovoltaica en el nodo 634 del sistema IEEE, el cual tiene un nivel de voltaje de 480V, mediante un filtro RL. En la Tabla 3, se exponen los parámetros diseñados del Inversor. El diseño del APF consiste básicamente en calcular el valor de la inductancia L_f APF y el valor del capacitor CAPF. En la Tabla 4, se observan los parámetros diseñados del APF.

Tabla 3. Parámetros de diseño del inversor

Parámetros	Valor
V_{in} (V)	600
V_{out} (V)	480
f_{sw} (HZ)	5000
f (HZ)	60
R_L (Ω)	3.5e-3
L (H)	1430e-6

Tabla 4. Parámetros de diseño del APF

Parámetros	Valor
V_s (V) – LL RMS	480
V_{DC} (V)	400
f_{sw} (HZ)	5000
P_{out} (KW)	100
v_{rz} (V)	2
i_{rz} (A)	1
L_f APF (H)	11.3e-3
C APF (F)	1500e-6

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El caso de estudio contempla dos escenarios, los cuales se describen a continuación:

Escenario 1: Estructura de componentes Arreglo Fotovoltaico – Convertidor Elevador (DC-DC) – Inversor (DC-AC) – Conexión a Sistema de Distribución IEEE 13 barras.

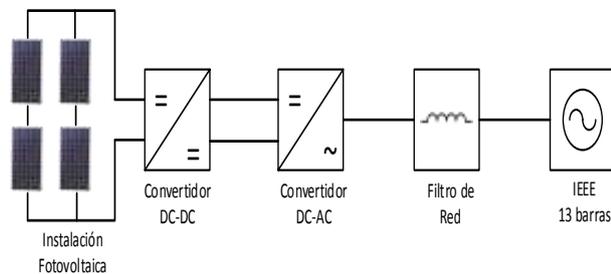


Figura 6: Esc 1–Conexión de generación FV a sistema de distribución sin APF

Escenario 2: Estructura de componentes Arreglo Fotovoltaico – Convertidor Elevador (DC-DC) – Inversor (DC-AC) – Conexión a Sistema de Distribución IEEE 13 barras incluyendo Filtro Activo de Potencia

(APF). De manera inicial, se presenta un análisis del comportamiento de cada uno de los componentes del sistema, luego se expone una comparativa entre la simulación del Escenario 1 y el Escenario 2.

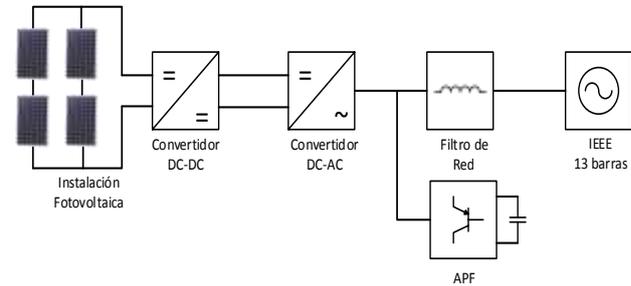


Figura 7: Esc 2–Conexión de generación FV a sistema de distribución con APF

El arreglo fotovoltaico diseñado considera 55 ramales en paralelo de 6 módulos fotovoltaicos conectados en serie. En la Fig. 8, se muestra la curva I-V característica de los paneles fotovoltaicos. Esta curva está marcada por dos puntos relevantes, el voltaje de circuito abierto que es aproximadamente 385.20 V y la corriente de cortocircuito que es aproximadamente 327.8 A. También se marca el punto de voltaje y corriente en donde se tiene la máxima potencia PMP.

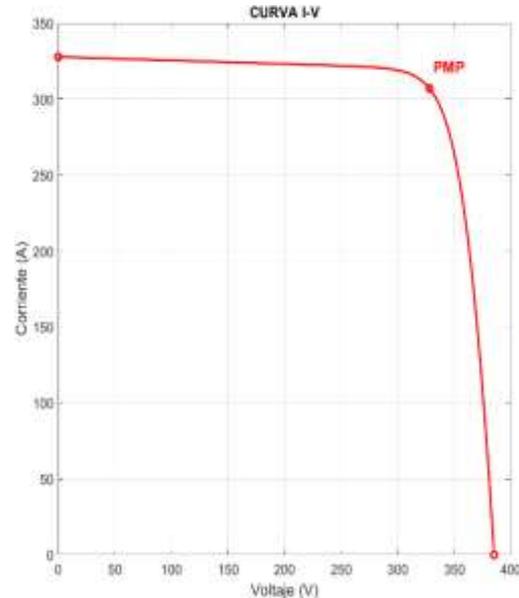


Figura 8: Curva I-V del arreglo fotovoltaico

En las Fig. 9, Fig. 10 y Fig. 11 se muestra el voltaje, la corriente y la potencia proporcionada por los paneles fotovoltaicos respectivamente, las cuales son variables a la entrada del convertidor elevador. Se puede observar claramente la efectividad del algoritmo MPPT implementado, ya que cada una de estas variables alcanza rápidamente los valores deseados, correspondientes al punto de máxima potencia PMP.



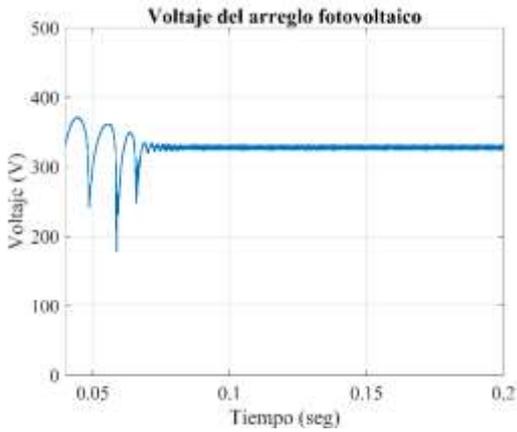


Figura 9: Voltaje a la salida del arreglo fotovoltaico

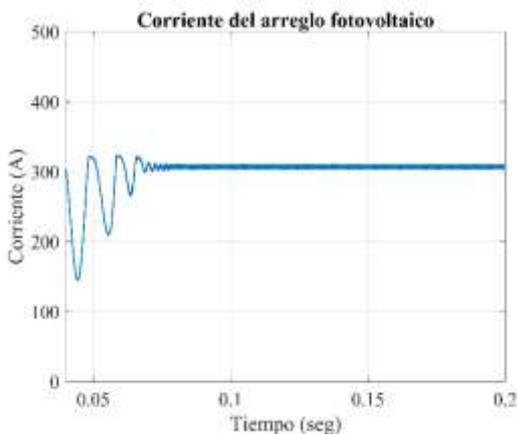


Figura 10: Corriente a la salida del arreglo fotovoltaico

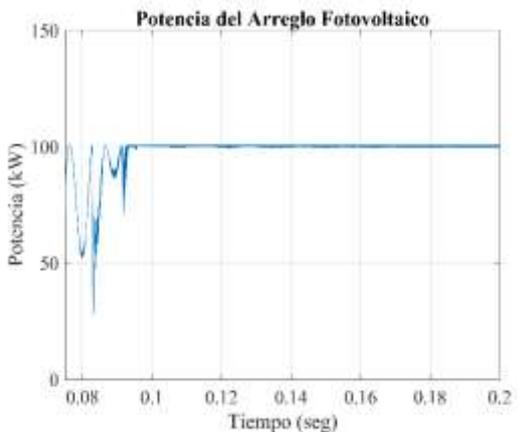


Figura 11: Potencia a la salida del arreglo fotovoltaico.

En la Fig. 12 se ilustra el voltaje que se tiene a la salida del convertidor, el cual fue diseñado en 600 V. El voltaje a la salida del convertidor, como se puede observar presenta una buena respuesta transitoria, y rápida estabilización.

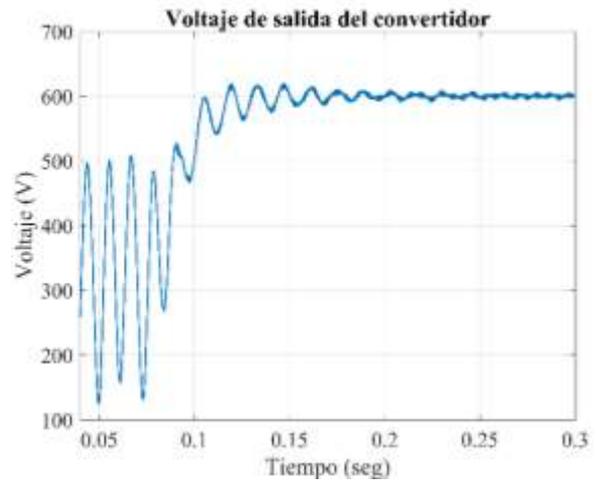


Figura 12: Voltaje a la salida del convertidor elevador

La etapa de conversión de corriente continua a corriente alterna, mediante la implementación del inversor, conlleva a un voltaje deseado a la salida del inversor, que fue diseñado para tener un valor de 480 V L-L RMS. En la Fig. 13 se ilustra el voltaje en el nodo 634 del sistema IEEE de 13 barras en el que se observa que las distorsiones armónicas son imperceptibles (rizado) las cuales han sido provocadas por las conmutaciones de los elementos de la generación fotovoltaica.

En la Fig. 14 se ilustra la corriente inyectada por el inversor en el sistema de distribución en el nodo 634. Se puede indicar que no existe un grado elevado distorsión armónica, ya que el filtro, a través de la inductancia de inyección a red, ha minimizado el impacto.

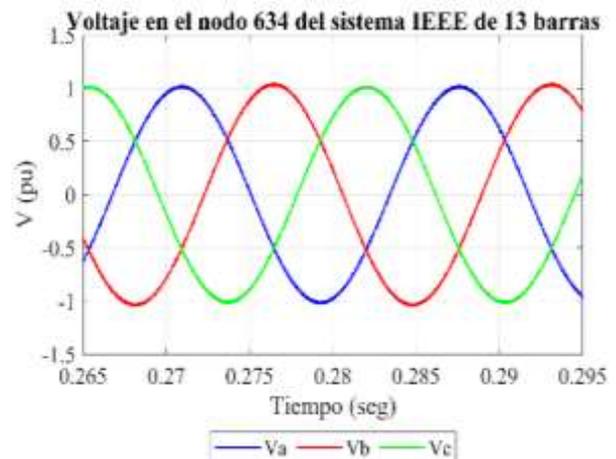


Figura 13: Voltaje en el nodo 634 del sistema de 13 barras IEEE con generación FV



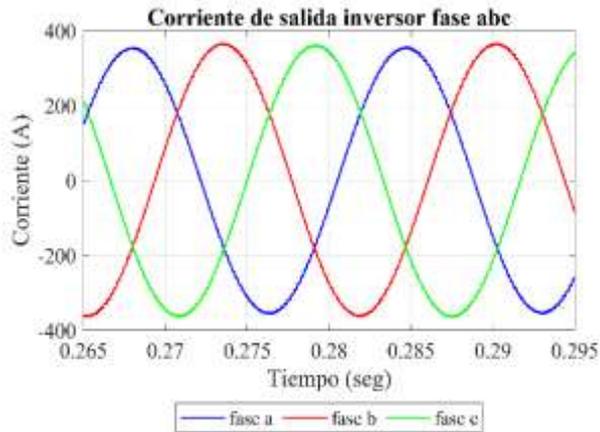


Figura 14: Corriente a inyectada por el inversor abc.

En la Fig. 15, se ilustra el voltaje en los capacitores del APF, señalándose una respuesta rápida, lo cual implica que el bloque de control del APF tiene un comportamiento adecuado. En la Fig.16 se ilustra la corriente de compensación inyectada por el APF, para eliminar la componente armónica en la corriente inyectada hacia el sistema de distribución.

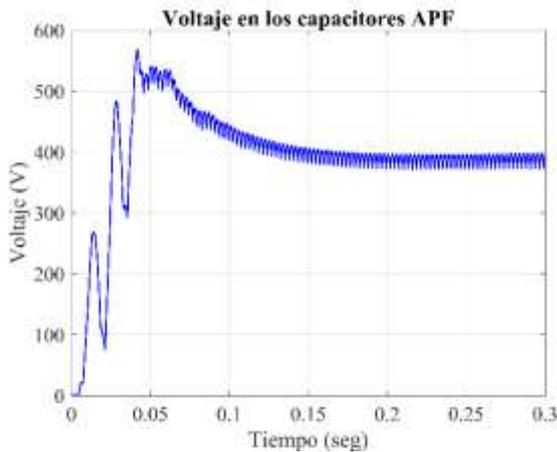


Figura 15: Voltaje medido en los capacitores del APF

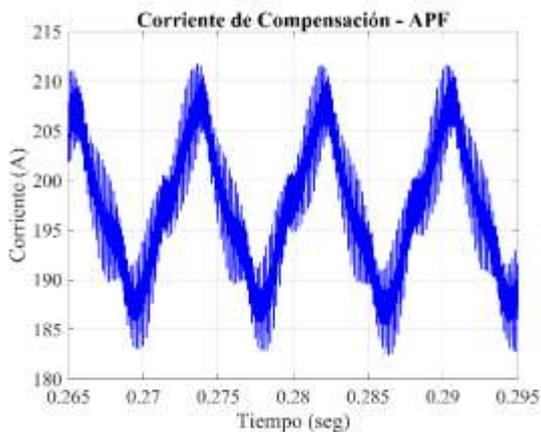


Figura 16: Corriente de compensación inyectada por al APF hacia el sistema

Mediante la comparativa de los resultados obtenidos en los Escenarios 1 y 2, se pretende determinar los beneficios de la implementación del APF, referente a la atenuación o eliminación de armónicos. La reducción del contenido armónico con la implementación del filtro puede ser observada en el cálculo del contenido armónico THD, tal cual como se ilustra en la Tabla 5 y en la Fig. 17 y Fig. 18. Tomado de la onda de voltaje del nodo 634 del sistema de distribución de 13 barras de la IEEE, cumpliendo la norma regulada por las normas internacionales de calidad de la energía IEEE 519 y ISO 61000. La implementación del APF conlleva a que la distorsión armónica se atenúe significativamente, sin embargo, durante un período leve de tiempo de aproximadamente 0.2 segundos, se muestran oscilaciones de armónicos que son resultado del estado no estabilizado de operación del sistema, el cual es más significativo que el presentado en la Fig. 17. Este efecto se genera dado que, el sistema tiene más componentes, lo que causa más armónicos y tarda un delta de tiempo adicional en estabilizarse, lo citado se muestra en la Fig. 18.

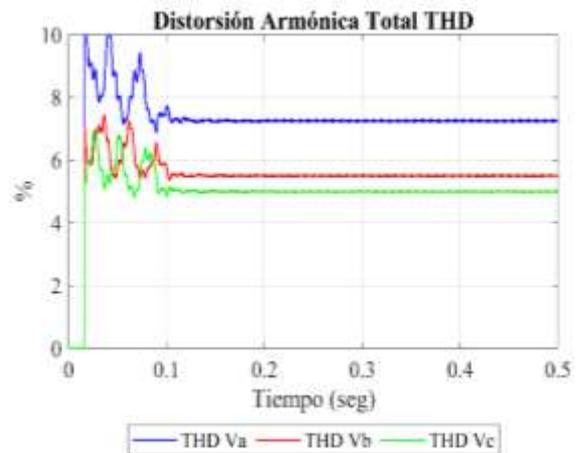


Figura 17: Índice de Distorsión Amónica Total – Voltaje en nodo 634 sin APF

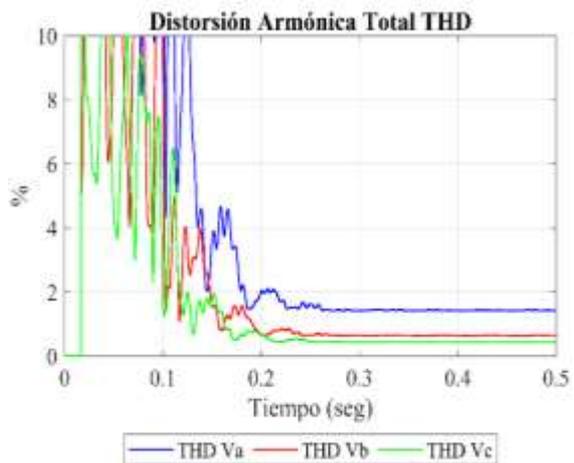


Figura 18: Índice de Distorsión Amónica Total – Voltaje en nodo 634 con APF



Tabla 5: Comparativa del THD para el Esc. 1 y el Escenario 2

FASE	%THD SIN APF	%THD CON APF
A	7.23%	1.42%
B	5.62%	0.65%
C	4.85%	0.44%

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La implementación del filtro activo de potencia (AFP), reduce efectivamente los armónicos provocados por la conmutación de los dispositivos semiconductores componentes de la generación fotovoltaica. Concretamente se obtuvo una reducción del índice de distorsión armónica (THD), el cual para la fase a paso de 7.23% a 1.42%, para la fase b de 5.62% a 0.65% y finalmente para la fase c de 4.85% a 0.44%, cumpliendo la norma regulada por las normas internacionales de calidad de la energía IEEE 519 y ISO 61000.

La estrategia de seguimiento del máximo punto de potencia (MPPT) implementado demuestra un trabajo excelente en la extracción de la máxima potencia, el cual hace posible que el arreglo fotovoltaico opere siempre en el punto de máxima potencia, aportando una potencia de aproximadamente 100 kW.

Las variables de entrada y salida del convertidor DC-DC, alcanzaron los valores establecidos en el diseño, los cuales son: voltaje del arreglo fotovoltaico – 328V, corriente del arreglo fotovoltaico – 307A, potencia del arreglo fotovoltaico – 100kW, voltaje DC a la salida del convertidor – 600V.

El control del inversor es adecuado, ya que las variables de este alcanzaron los niveles establecidos de una manera rápida. Se obtuvo a la salida el voltaje en corriente alterna diseñado, el cual fue de 480V (L-L RMS).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] L. Álvarez, L. Neves, J. López, and S. Zambrano, "Impacto de la generación distribuida en la red de distribución," *J. Electr. Comput. Eng.*, pp. 259–271, 2017.
- [2] S. Vargas and W. Pavón, "Optimal sizing and allocation of photovoltaic generation in a georeferenced micro grid using column generation.," *Rev. Técnica Energía*, vol. 17, pp. 71–79, 2020.
- [3] S. Echalih, A. Abouloifa, I. Lachkar, J. M. Guerrero, Z. Hekss, and F. Giri, "Hybrid automaton-fuzzy control of single phase dual buck half bridge shunt active power filter for shoot through elimination and power quality improvement," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 131, p. 106986, Oct. 2021, doi: 10.1016/J.IJEPES.2021.106986.
- [4] F. G. Montoya, A. García-Cruz, M. G. Montoya, and F. Manzano-Agugliaro, "Power quality techniques research worldwide: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 54, pp. 846–856, Feb. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.10.091.
- [5] S. Lineykin, M. Averbukh, and A. Kuperman, "An improved approach to extract the single-diode equivalent circuit parameters of a photovoltaic cell/panel," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 282–289, Feb. 2014, doi: 10.1016/J.RSER.2013.10.015.
- [6] A. Bouhouta, S. Moulahoum, N. Kabache, and A. Benyamina, "Design and Real Time Implementation of Three Phase Shunt Active Power Filter Using Indirect Current Control Technique," 2019, doi: 10.1109/ICAEE47123.2019.9015096.
- [7] X. Shen et al., "Improvement of power quality in EAST power supply system based on hybrid active filter," *Fusion Eng. Des.*, vol. 161, p. 112076, Dec. 2020, doi: 10.1016/J.FUSENGDES.2020.112076.
- [8] Hang Yu and Songyan Niu, "A scalable and reconfigurable hybrid AC/DC microgrid clustering architecture with decentralized control for coordinated operation - ScienceDirect," 2021. .
- [9] K. Ishaque and Z. Salam, "A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 475–488, Mar. 2013, doi: 10.1016/J.RSER.2012.11.032.
- [10] F. D. Bianchi, J. L. Domínguez-García, and O. Gomis-Bellmunt, "Control of multi-terminal HVDC networks towards power integration: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, pp. 1055–1068, Mar. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.11.024.
- [11] M. P. Kazmierkowski and L. Malesani, "Current control techniques for three-phase voltage-source PWM converters: A survey," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 45, no. 5, pp. 691–703, 2013.
- [12] R. Ortega, E. Figueres, G. Garcerá, C. L. Trujillo, and D. Velasco, "Control techniques for reduction of the total harmonic distortion in voltage applied to a single-phase inverter with nonlinear loads: Review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 3, pp. 1754–1761, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.11.027.
- [13] M. Büyük, A. Tan, and M. Tümay, "Resonance suppression of LCL filter for shunt active power filter via active damper," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 134, no. July 2021, p. 107389, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107389.



- [14] M. Montufar, W. Pavón, M. Jaramillo, and S. Simani, "Control Strategy Applied to Smart Photovoltaic Inverters for Reactive Power Exchange Through Volt-Var Control to Improve Voltage Quality in Electrical Distribution Networks BT - Communication, Smart Technologies and Innovation for Society," 2022, pp. 357–366.
- [15] Z. Hekss et al., "Hybrid Automaton Control of Three Phase Reduced Switch Shunt Active Power Filter Connected Photovoltaic System," IFAC-PapersOnLine, vol. 53, no. 2, pp. 12847–12852, Jan. 2020, doi: 10.1016/J.IFACOL.2020.12.1986.
- [16] K. Ravinder and H. O. Bansal, "Investigations on shunt active power filter in a PV-wind-FC based hybrid renewable energy system to improve power quality using hardware-in-the-loop testing platform," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 177, p. 105957, Dec. 2019, doi: 10.1016/J.EPSR.2019.105957.
- [17] X. Song, Y. Wang, Z. Zhang, C. Shen, and F. Peñamora, "Economic-environmental equilibrium-based bi-level dispatch strategy towards integrated electricity and natural gas systems," *Appl. Energy*, vol. 281, no. October 2020, p. 116142, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116142.
- [18] J. Yu, S. Ding, Y. Wang, W. Wu, and M. Dong, "The engineering design and optimization of main circuit for hybrid active power filter," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 46, no. 1, pp. 40–48, Mar. 2013, doi: 10.1016/J.IJEPES.2012.10.037.
- [19] A. Tamer, L. Zellouma, and M. Toufik, "Adaptive linear neuron control of three-phase shunt active power filter with anti-windup PI controller optimized by particle swarm optimization," *Comput. Electr. Eng.*, vol. 96, no. PA, p. 107471, 2021, doi: 10.1016/j.compeleceng.2021.107471.
- [20] B. Sahoo, S. Keshari, and P. Kumar, "Repetitive control and cascaded multilevel inverter with integrated hybrid active filter capability for wind energy conversion system," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 22, no. 3, pp. 811–826, 2019, doi: 10.1016/j.jestch.2019.01.001.
- [21] A. Seguel, "Diseño e Implementación de un Filtro Híbrido para la Atenuación de Sub e Inter Armónicas en Cicloconvertidores," Tesis, p. 108, 2018.
- [22] A. Zielińska, M. Skowron, and A. Bieñ, "Modelling of photovoltaic cells in variable conditions of temperature and intensity of solar insolation as a method of mapping the operation of the installation in real conditions," in 2018 International Interdisciplinary PhD Workshop, IIPhDW 2018, Jun. 2018, pp. 200–204, doi: 10.1109/IIPHDW.2018.8388357.
- [23] R. Godina, E. M. G. Rodrigues, E. Pouresmaeil, and J. P. S. Catalão, "Simulation study of a photovoltaic cell with increasing levels of model complexity," Jul. 2017, doi: 10.1109/EEEIC.2017.7977768.
- [24] M. Montufar, W. Pavón, M. Jaramillo, and S. Simani, "Solar Cell Mathematical Modelling Comparing Single and Double Diode Under Three Parameter Approach," in 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), 2021, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGTLatinAmerica52371.2021.9543074.
- [25] M. Marcu, F. G. Popescu, T. Niculescu, L. Pana, and A. D. Handra, "Simulation of power active filter using instantaneous reactive power theory," in Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2014, pp. 581–585, doi: 10.1109/ICHQP.2014.6842783.
- [26] H. Yuan and X. Jiang, "A simple active damping method for Active Power Filters," in Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC, May 2016, vol. 2016-May, pp. 907–912, doi: 10.1109/APEC.2016.7467979.
- [27] B. Kedra, "Comparison of an active and hybrid power filter devices," in Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2014, pp. 556–560, doi: 10.1109/ICHQP.2014.6842771.
- [28] B. Vaagensmith, J. Ulrich, J. Welch, T. McJunkin, and C. Rieger, "IEEE 13 Bus Benchmark Model for Real-Time Cyber-Physical Control and Power Systems Studies," in 2019 Resilience Week (RWS), 2019, vol. 1, pp. 112–120, doi: 10.1109/RWS47064.2019.8971978.
- [29] W. Pavon, E. Inga, S. Simani, and M. Nonato, "A Review on Optimal Control for the Smart Grid Electrical Substation Enhancing Transition Stability," *Energies*, vol. 14, no. 24, 2021, doi: 10.3390/en14248451.



William Llunitaxi.- (Y'1989-M'10). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Instituto Tecnológico Superior Guaranda. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo está basado en el diseño e

implementación de un acondicionador llamado filtro activo híbrido para mejorar la calidad de la energía, este permite corregir armónicos generados por la integración de generación fotovoltaica en el sistema de distribución eléctrico.





Wilson Pavón Vallejos.- (Y'1989-M'10). Actualmente es docente a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. Obtuvo su título de tercer nivel en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE como Ingeniero Electrónico en Automatización y Control. Obtuvo su título de cuarto nivel en la Universidad de Newcastle upon Tyne como Magister en Automatización y Control. Doctor por la Universidad de Ferrara – Italia.



Nataly Pozo Viera.- (Y'1991-M'02). Ingeniera en Electrónica y Control de la Escuela Politécnica Nacional -Quito, Ecuador. Obtuvo su título de M.Sc. Electrical Power en Newcastle University, Reino Unido. Actualmente, se desempeña como docente en la Universidad San Francisco de Quito, donde es Mentora del Capítulo de Afinidad Women in Engineering-IEE.



Leony Ortiz.- (Y'1982-M'02). Recibió el título de MSc. e Ingeniería en Automática por el Instituto Superior Politécnico Julio Antonio Mella (ISPJAM) de la Universidad de Oriente, Cuba. Actualmente se encuentra estudiando para obtener su título de Doctor en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana-Colombia-Medellín, es miembro del Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes (GIREI). Forma parte del equipo académico de la carrera de Ingeniería Eléctrica de Universidad Politécnica Salesiana Quito-Ecuador. Sus principales intereses de investigación Automatización y Control, Control robusto y Control Tolerante a Fallos, Micro-redes Eléctricas Inteligentes híbrida, CA/CC. lortiz@ups.edu.ec

Performance evaluation of a direct expansion solar-assisted heat pump by numerical simulation of the throttling process in the expansion device

Evaluación del rendimiento de una bomba de calor de expansión directa asistida por energía solar mediante simulación numérica del proceso de estrangulamiento en el dispositivo de expansión

 I. Simbaña¹  W. Quitiaquez¹  J. Estupiñán¹  F. Toapanta¹  L. Ramírez¹

¹Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador

E-mail: asimbanag2@est.ups.edu.ec; wquitiaquez@ups.edu.ec; jestupinanc@est.ups.edu.ec; ltoapanta@ups.edu.ec; lramirezg@ups.edu.ec

Abstract

The performance evaluation of a direct expansion solar-assisted heat pump (*DX-SAHP*) was analyzed using numerical simulation about the throttling process in the expansion device. The experimental system operation parameters were validated by normality test with 95 % confidence. An E2V09SSF expansion valve was modeled for numerical analysis in the ANSYS software *Fluent* module. The best meshing of the valve generated 263 524 elements and 50 449 nodes with an excellent skewness metric of 0.2334. Refrigerant temperature and pressure were defined as boundary conditions at valve inlet, besides its velocity. Continuity, momentum and energy equations were used, considering a *k-epsilon RNG* model. The pressure values of the refrigerant at the expansion device outlet, obtained by simulation, were compared to experimental values that were determined in the *DX-SAHP* prototype system. The refrigerant pressure, obtained by simulation for a heating time of 0 to 40 minutes, was 161.61, 186.50 and 238.33 kPa. The absolute error between the experimental and simulated pressure was 4.07 kPa, while the relative error was less than 2 %.

Resumen

La evaluación del rendimiento de una bomba de calor de expansión directa asistida por energía solar (*DX-SAHP*, por sus siglas en inglés) fue analizada mediante simulación numérica del proceso de estrangulamiento en el dispositivo de expansión. Los valores experimentales de operación del sistema fueron validados mediante prueba de normalidad con 95 % de confianza. Una válvula de expansión E2V09SSF fue modelada para el análisis numérico en el módulo *Fluent* del software ANSYS. El mejor mallado de la válvula generó 263 524 elementos y 50 449 nodos con una métrica excelente, de 0.2334 de *skewness*. Las condiciones de contorno definidas fueron la temperatura, presión y velocidad del refrigerante. Se utilizaron las ecuaciones de continuidad, momento y energía, considerando un modelo *k-epsilon RNG*. La presión del refrigerante al salir del dispositivo de expansión obtenidos mediante simulación se comparó con valores experimentales determinados en el prototipo de un sistema *DX-SAHP*. La presión del refrigerante obtenida mediante simulación para un tiempo de calentamiento de 0 a 40 minutos fue de 161.61, 186.50 y 238.33 kPa. El error absoluto entre la presión experimental y simulada fue de 4.07 kPa, mientras que el error relativo fue inferior a 2 %.

Index terms— Numerical simulation, DX-SAHP, throttle valve, R600a.

Palabras clave— Simulación numérica, DX-SAHP, válvula de expansión, R600a.

Recibido: 09-05-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Simbaña, I.; Quitiaquez, W.; Estupiñán, J.; Toapanta, F.; Ramírez, L. (2022). "Evaluación del rendimiento de una bomba de calor de expansión directa asistida por energía solar mediante simulación numérica del proceso de estrangulamiento en el dispositivo de expansión". Revista Técnica "*energía*". No. 19, Issue I, Pp. 110-119

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.524>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

El calentamiento solar de agua se considera una herramienta utilizada para la reducción de consumo de energía convencional. Para el 2020, en Ecuador el consumo final de energía del sector residencial es del 37.4 % y la cuarta parte de este consumo es empleado en el calentamiento de agua [1]. El mayor consumo energético para calentamiento de agua en el sector residencial es proporcionado por calefones, que consumen gas licuado de petróleo (GLP), con un 80.6 %. Los calentadores de agua de resistencia eléctrica son utilizados en un 11.2 % y apenas el 8.2 % de hogares han implementado algún calentador de agua aprovechando la energía térmica del sol [2].

La bomba de calor absorbe calor de un entorno a temperatura media y lo utiliza para calentar otro medio a diferente temperatura. Una tecnología innovadora y efectiva es implementar un colector solar a una bomba de calor. Un sistema de bomba de calor asistido por energía solar de expansión directa (*DX-SAHP*, por sus siglas en inglés) utiliza el colector solar como evaporador en una sola unidad, para absorber calor por energía solar o convección del ambiente y permitir que el refrigerante cambie de fase [3]. Estos sistemas son hasta 30 % más eficiente que un calentador eléctrico convencional y las emisiones de CO₂ se reducen en 19 %. [4]. Además, como alternativa para el reemplazo de refrigerantes hidroflocarbonos (HFC), se está promoviendo el uso de hidrocarburos como refrigerantes naturales, aunque en su mayor parte, su implementación ha sido en el sector residencial [5]. A continuación, se presentan investigaciones previas, analizando los dispositivos de expansión utilizados.

Una revisión de los avances tecnológicos de sistemas *DX-SAHP* fue presentada por Badié et al. [6]. El desarrollo sustentable ha conllevado que se deje de utilizar refrigerante R12, siendo R134a el refrigerante con mayor y más amplio campo de aplicaciones. El coeficiente de rendimiento (*COP*, por sus siglas en inglés) puede alcanzar valores de 9 y en promedio de 6, para sistemas *DX-SAHP*. De esta revisión se ha concluido que, la mayor cantidad de investigaciones han sido desarrolladas con un análisis numérico, siendo pocos los trabajos desarrollados de manera experimental, y teniendo escasos trabajos que han complementado los dos métodos. Además, el estudio afirma que, utilizar una válvula de expansión electrónica mejora el control del flujo másico de refrigerante, comparado ante un dispositivo termostático. Este control generó reducción en las pérdidas de calor durante el estrangulamiento y conlleva a incrementar el rendimiento del sistema.

El rendimiento experimental de un sistema *DX-SAHP* con CO₂ fue analizado por Duarte et al. [7]. La válvula de expansión utilizada fue de tipo aguja, diseñada para trabajar únicamente con CO₂ y un orificio de salida con un área de 1.6 mm². Se desarrollaron

88 experimentos y se utilizó una cámara termográfica, donde el *COP* disminuyó 45.8 % cuando el agua varió su temperatura de entrada entre 15 a 35 °C. El valor del *COP* también depende directamente de la radiación solar incidente, el *COP* se incrementó un 30 % cuando la radiación solar aumento de 30.17 a 876.9 W·m⁻².

Un sistema *DX-SAHP* depende directamente de las condiciones climáticas, siendo necesario desarrollar alternativas para su funcionamiento en condiciones desfavorables. Li et al. [8] estudiaron el rendimiento de una bomba de calor con un calentador auxiliar de agua bajo diferentes valores de temperatura ambiente. El propósito fue mantener el rendimiento del sistema aún a bajas temperaturas añadiendo a la bomba de calor otro sistema de almacenamiento de energía. El estudio se incluyó la variación del porcentaje de apertura de la válvula de expansión, llegando a determinar un rango de apertura óptimo entre 50 a 70 %. Esta investigación ha propuesto un novedoso sistema para evitar el deterioro de un sistema *DX-SAHP* cuando las condiciones climatológicas no son favorables en el rendimiento.

El estudio numérico y la validación experimental de un sistema *DX-SAHP* para calentamiento de entornos bajo cero fueron realizados por Huang et al. [9]. Un modelo dinámico fue utilizado para la obtención de resultados simulados con una desviación cuadrática de 6 %. Para validar el modelo numérico, fueron obtenidos resultados experimentales en un prototipo que constó con una válvula de expansión termostática, obteniendo una desviación cuadrática de 4.01 y 2.78 % para la capacidad calorífica y el consumo energético, respectivamente. El sistema fue analizado considerando una temperatura de -1 °C, 70 % de humedad relativa y radiación solar de 0 W·m⁻², llegando a alcanzar un *COP* de 1.89. Cuando la radiación solar subió a 100 W·m⁻², el *COP* llegó a 1.97 y la capacidad calorífica a 1 082 W.

Las investigaciones concernientes al análisis numérico están enfocadas al modelamiento matemático, así como simulación computacional del sistema *DX-SAHP*, en conjunto. Loska et al. [10] realizaron un modelamiento de dinámica de fluidos computacional (CFD, por sus siglas en inglés) del flujo de R410A a través de una válvula de expansión utilizando modelos de equilibrio y relajación modificada. El análisis fue realizado tomando las medidas del flujo másico y la presión del refrigerante en el ingreso del dispositivo de expansión. Este dispositivo estuvo completamente abierto y las temperaturas de subenfriamiento mínima y máxima fueron 3.8 a 7.7 K, respectivamente, cuando las presiones estuvieron desde 6.8 a 11.5 bar.

Kong et al. [11] estudiaron un sistema *DX-SAHP* para calentamiento de agua mediante un modelo de simulación incluyendo todos los componentes para establecer el rendimiento térmico del sistema. Se plantearon ciertas consideraciones en el modelado matemático, como asumir la compresión como un proceso politrópico, la temperatura en toda la superficie



del colector solar permanece igual y las presiones son constantes en los intercambiadores de calor. Una válvula de expansión electrónica fue implementada en el sistema para realizar los experimentos, Mientras que, los cálculos realizados permitieron verificar adecuadamente las predicciones con una desviación promedio de 5.5 % entre el valor del *COP* experimental y el calculado. El *COP* alcanzó valores por encima de 2.75 al calentar un volumen de agua de 200 L desde 5 a 45 °C con temperatura ambiente casi constante de 1 °C, considerando una radiación solar de 100 a 350 W·m⁻²

Mediante un modelo basado en redes neuronales, Kong et al. [13] predijeron el flujo másico de R290 en un sistema *DX-SAHP*. El sistema estuvo conformado por un colector de placa descubierta, un compresor de velocidad variable, un condensador en tubería de cobre inmerso y una válvula de expansión electrónica. Se utilizó el medidor de flujo Coriolis para la obtención de medidas experimentales. Mientras que, para el modelo de redes neuronales, se definieron 5 variables de entrada, temperatura ambiente, radiación solar, área de flujo de la válvula de expansión, frecuencia del compresor y temperatura del agua. El modelo tuvo una exactitud del 97 % con respecto a los resultados experimentales, con un máximo error de 10 %. La temperatura ambiente es el parámetro de mayor influencia en el flujo másico de refrigerante, al utilizar las otras variables con valores definidos, el flujo másico varió de 4.59 a 11.63 kg·h⁻¹ cuando la temperatura ambiente subió de 0 a 10 °C.

Wang et al. [12] estudiaron la influencia del subenfriamiento en el rendimiento de un sistema *DX-SAHP*. Mediante un modelo matemático dinámico, los autores tomaron una configuración previamente desarrollada e implementaron una válvula de expansión con un receptor de líquido. Los resultados indicaron que, la capacidad térmica de calentamiento depende de la variación del grado de subenfriamiento. El *COP* máximo del sistema llegó fue 14.35 % superior cuando la evaporación permaneció a 4 K, estando en valores elevados al controlar esta temperatura entre 2 a 5 K.

El error admisible para la validación de los resultados simulados con respecto a los resultados experimentales puede ser analizado en función a investigaciones previas. Weian et al. [4] llegaron a estimar un error relativo de 1.3 % en el *COP*, al relacionar los parámetros medidos con los valores calculados mediante fórmulas. Por otra parte, Kong et al. [14] desarrollaron un modelo para predecir resultados en función de los parámetros operacionales con un error relativo máximo del 10 %. Además, Knabben et al. [15] investigaron la utilidad de válvulas de expansión electrónicas en sistemas de refrigeración domésticos. Un modelamiento matemático para estimar la significancia de la cantidad de refrigerante en el *COP* del sistema fue utilizado en el análisis. Se demostró que, una válvula de expansión electrónica consume de 4 a

9 % menos energía que un sistema que utiliza un tubo capilar. El error obtenido entre las mediciones experimentales y los resultados de simulación estuvo dentro del 15 %. Cuando la apertura de la válvula de expansión es menor, así como al reducir la cantidad de refrigerante, el consumo energético del sistema también disminuye.

En esta investigación se ha planteado realizar una simulación numérica en un dispositivo de expansión, para analizar la influencia de los parámetros operacionales. De esta manera, se obtendrá valor de presión instantánea del refrigerante para las condiciones establecidas y así, presentar una comparación con respecto a los valores experimentales. Este documento se encuentra distribuido de la siguiente manera, en Materiales y Métodos se indican los procedimientos realizados para desarrollar el análisis numérico. Los resultados presentan gráficamente los valores obtenidos mediante simulación, así como su descripción. Por último, las Conclusiones muestran el análisis de la información y resultados que se han presentado.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

La Fig. 1 presenta las actividades realizadas para desarrollo este trabajo, mediante un diagrama de flujo.

2.1. Descripción del Sistema

La Fig. 2 presenta el esquema de un sistema *DX-SAHP* que funciona con un ciclo de refrigeración mediante la compresión de vapor. El colector / evaporador de un sistema *DX-SAHP* utiliza la energía térmica emitida por el sol y la transfiere al refrigerante para evaporarlo. Este refrigerante sobrecalentado ingresa al compresor para elevar su presión y temperatura, de esta manera, pueda realizar un intercambio de calor con el tanque de almacenamiento de agua. Para finalizar el proceso, el refrigerante en estado de líquido subenfriado ingresa al dispositivo de estrangulamiento para expandirse a entalpía constante e ingresar como líquido a baja temperatura y presión al evaporador [16]. Se utilizó termocuplas (T) y manómetros (P) a la entrada de cada componente para el registro de las mediciones.

El flujo másico instantáneo del refrigerante (\dot{m}) es obtenido en función de parámetros operacionales, así como mediciones de temperatura y presión a la entrada del compresor. Para Deng y Yu [17], este valor es obtenido mediante:

$$\dot{m} = \frac{N \cdot \eta_V \cdot v_D}{60 \cdot v_{comp, i}} \quad (1)$$

donde N , η_V y v_D son la velocidad rotacional, la eficiencia volumétrica y el volumen de desplazamiento del compresor, respectivamente. Mientras que, $v_{comp, i}$ es el volumen específico del refrigerante al ingresar en el compresor.



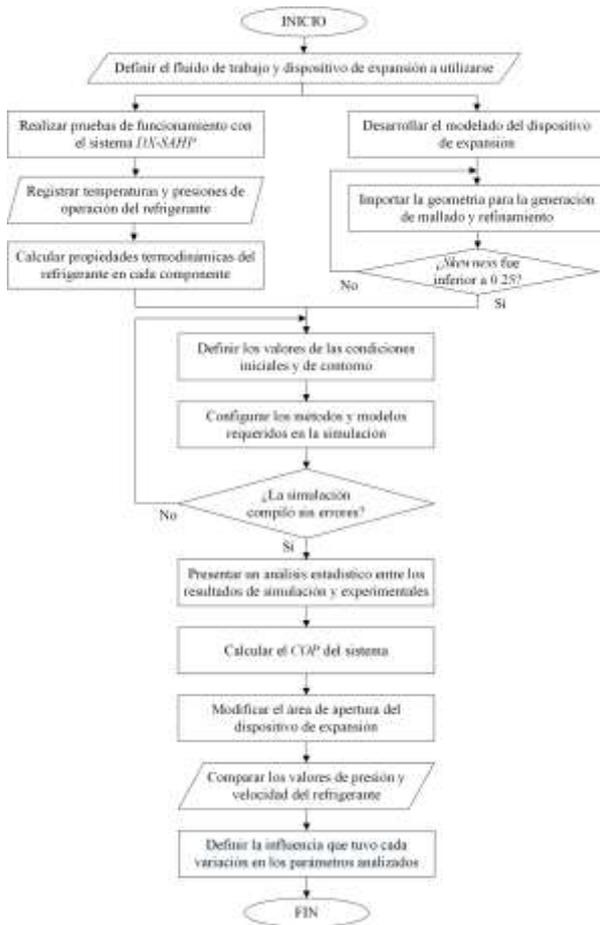


Figura 1: Diagrama de flujo para desarrollar esta investigación

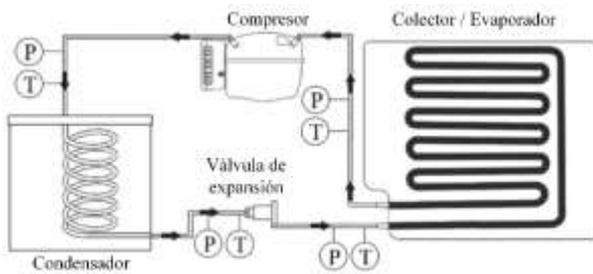


Figura 2: Esquema del sistema DX-SAHP [17]

El funcionamiento de estos sistemas considera un ciclo de refrigeración por compresión de vapor, entonces, para el análisis termodinámico, se evalúa su rendimiento mediante el *COP*. Este valor relaciona la cantidad de unidades de energía térmica que son generadas a partir de las unidades de energía eléctrica requeridas para el funcionamiento del sistema [18]. Weian et al. [19] calcularon este valor utilizando:

$$COP = \frac{h_{comp,o} - h_{cond,o}}{h_{comp,o} - h_{comp,i}} \quad (2)$$

donde *h* es la entalpía del refrigerante, al ingresar y salir del compresor y condensador, respectivamente.

2.2. Ecuaciones gobernantes para diseño de fluidos computacional

El análisis numérico fue planteado utilizando el modelo tridimensional utilizando el método de volúmenes finitos. El modelamiento matemático ha considerado al refrigerante R600a como un fluido Newtoniano en estado estacionario. Es importante tener presente la ley de conservación de la masa, además que, la masa es obtenida al multiplicar la densidad (ρ) por su volumen [20]. Al definir un volumen de control para un fluido en movimiento, la conservación de la masa requiere que la rapidez con la que la masa cambia en este volumen sea equivalente a la masa que fluye por la superficie del volumen. Según Scuro et al. [21], la ecuación de la continuidad viene dada por:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot \rho \mathbf{V} = 0 \quad (3)$$

donde $\nabla \mathbf{V}$ representa la divergencia de la velocidad.

La segunda ley de Newton indica que, el total de fuerzas actuantes sobre el fluido se obtiene multiplicando la masa y la aceleración. Un aspecto para considerar es que, se presentan fuerzas sobre el cuerpo, efectos adicionados a las fuerzas superficiales. Para un fluido en estudio bidimensional, la ecuación de momento, considerando las relaciones de esfuerzos, para un fluido compresible, es estimada por Aghagoli y Sorin [22] mediante la siguiente expresión:

$$\underbrace{\frac{\partial(u,v)}{\partial t}}_{\text{aceleración local}} + u \underbrace{\frac{\partial(u,v)}{\partial x}}_{\text{advección}} + v \underbrace{\frac{\partial(u,v)}{\partial y}}_{\text{advección}} = - \underbrace{\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial y}}_{\text{gradiente de presión}} + \nu \underbrace{\frac{\partial^2(u,v)}{\partial x^2}}_{\text{difusión}} + \nu \underbrace{\frac{\partial^2(u,v)}{\partial y^2}}_{\text{difusión}} \quad (4)$$

donde ν es la viscosidad cinemática. La ecuación 4 también ha sido definida como la ecuación de Navier-Stokes, además, se ha descrito la interpretación física de cada término [23].

Con respecto a la conservación de la energía, siempre se debe realizar el análisis considerando la primera ley de la Termodinámica. El trabajo realizado en un volumen de control es equivalente al producto entre las fuerzas superficiales por la velocidad en una dirección. Además, la energía total del fluido está definida por la sumatoria de energía cinética, potencial gravitacional e interna, también como la entalpía (*h*), para este caso. La ecuación de conservación de la energía para fluidos compresibles ha sido determinada por Tu et al. [24] como:

$$\underbrace{\frac{\partial(\rho h)}{\partial t}}_{\text{aceleración local}} + u \underbrace{\frac{\partial(\rho u h)}{\partial x}}_{\text{advección}} + v \underbrace{\frac{\partial(\rho v h)}{\partial y}}_{\text{advección}} = \underbrace{\frac{\partial P}{\partial t}}_{\text{presión local derivada en el tiempo}} + \underbrace{\frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right]}_{\text{difusión}} + \underbrace{\frac{\partial}{\partial y} \left[\lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right]}_{\text{difusión}} + \Phi \quad (5)$$

donde Φ representa la función de disipación como fuente de energía debido al trabajo de deformación realizado en el fluido, λ y *T* son la conductividad térmica y temperatura del fluido, respectivamente.

2.3. Modelado del dispositivo de expansión

La Fig. 3 muestra el modelado del objeto en análisis, una válvula de expansión electrónica modelo E2V09SSF. Se ha considerado el dispositivo mecánico para el proceso de simulación, omitiendo los dispositivos electrónicos. Como componentes principales, se tiene un cuerpo, una aguja para la calibración, y una boquilla. La válvula produce un proceso de estrangulamiento para regular el flujo de refrigerante previo a la entrada al colector / evaporador, al disminuir la presión y temperatura atomizando el refrigerante [25]. Una válvula de expansión permite regular la apertura para el flujo de manera mecánica y mediante control, respectivamente, obteniendo un mayor rendimiento con la electrónica [26]. El fluido ingresa por la derecha para salir por la parte inferior.

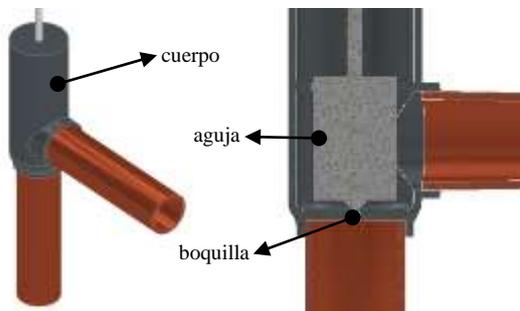


Figura 3: Modelado de la válvula de expansión

2.4. Mallado

Se utilizaron diferentes métodos para la generación del mallado en el elemento, buscando obtener la mejor calidad. La Fig. 4 muestra la convergencia de malla para obtener un *skewness* adecuado en función del número de elementos. Una calidad excelente de mallado debe estar dentro de los rangos establecidos, con *skewness* inferior a 0.25 [27]. Al generar la malla de manera automática, se obtuvo un valor de *skewness* de 0.2752 para 56 859 elementos. Esta métrica empieza a converger en 260 000 elementos, aproximadamente, con un *skewness* promedio de 0.2335. La diferencia con respecto a la malla anterior de 175 000 elementos es del 2 %, mientras que la cantidad de elementos se han incrementado en un 48.57 %.

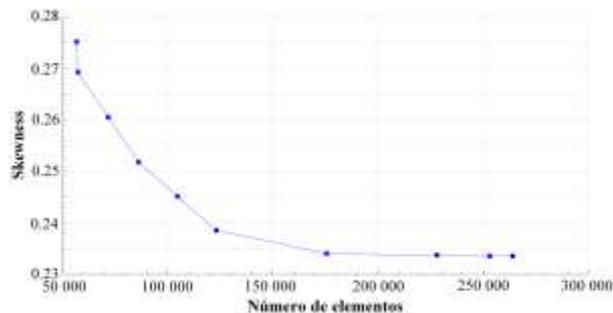


Figura 4: Convergencia de la malla

La Fig. 5 indica, en detalle, el tipo de mallado generado para el elemento a analizar. El procedimiento para generar la malla fue realizado utilizando métodos, como refinamiento y dimensionamiento, con el que se obtuvieron 263 524 elementos y un total de 50 449 nodos. El tamaño de grano fue definido en 1.2, con un ángulo de 10 °, aplicando tetraedros dominantes. Se ha definido como un sólido a todos los componentes de la válvula, mientras que, al fluido se le ha dado una denominación en este estado.

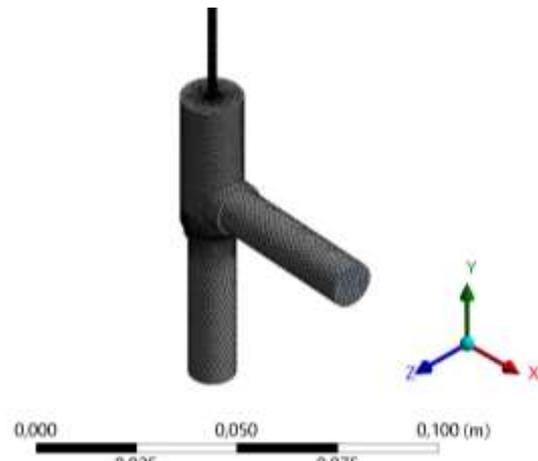


Figura 5: Mallado de la válvula de expansión

La Fig. 6 presenta los valores obtenidos para la métrica de calidad de mallado generado, donde el *skewness* presentó un valor de 0.2335, en promedio. Como el valor de *skewness* fue menor a 0.25, se afirma que el mallado generado tiene una excelente calidad.

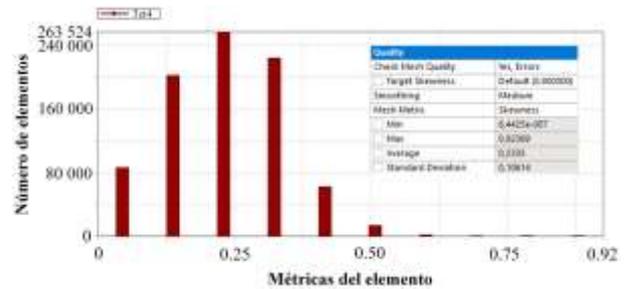


Figura 6: Métrica de calidad del mallado

2.5. Condiciones de contorno

La temperatura, así como la presión de ingreso al dispositivo de expansión se definieron como condiciones de contorno a la entrada y salida. El espesor de pared es de 2 mm, fabricada en cobre, un material conductivo. La Tabla 1 presenta los valores de condiciones iniciales para realizar la simulación.

Las propiedades termodinámicas para los estados, vapor y líquido, del refrigerante fueron evaluadas en función de la presión y temperatura utilizando el software Engineering Equation Solver (EES). La Tabla 2 muestra las propiedades instantáneas del



refrigerante al ingreso del dispositivo de expansión, calculadas con la temperatura y presión medidas experimentalmente, en el intervalo de tiempo de 40 minutos para calentar el volumen de agua.

Tabla 1: Valores de condiciones iniciales para el refrigerante

Parámetro	Unidad	Valor		
Tiempo	[min]	0	20	40
Temperatura	[°C]	18.7	35.6	44.2
Presión	[kPa]	290.93	497.77	635.67
Flujo másico	[g·s ⁻¹]	0.34	0.41	0.48
Velocidad	[m·s ⁻¹]	14.97	17.43	19.91

Tabla 2: Propiedades del refrigerante

Propiedad	Unidad	Valor		
Tiempo	[min]	0	20	40
Entalpía	[kJ·kg ⁻¹]	244.3	290.8	315.2
Densidad	[kg·m ⁻³]	557.8	536.0	524.3
Volumen específico	[m ³ ·kg ⁻¹]	0.0017	0.0018	0.0019
Conduc. térmica	[W·m ⁻¹ ·K ⁻¹]	0.0913	0.0852	0.0823
Viscosidad dinámica	[kg·s ⁻¹ ·m ⁻¹]	1.6E-04	1.3E-04	1.2E-04
Calor específico	[kJ·kg ⁻¹ ·K ⁻¹]	2.41	2.52	2.58

3. RESULTADOS

Los valores experimentales fueron obtenidos utilizando un prototipo de sistema *DX-SAHP* utilizado en las investigaciones de Isaza-Roldán et al. [28] y Quitiaquez et al. [29]. Estos valores fueron validados mediante una prueba de normalidad, con una confianza del 95 %. La Fig. 7 muestra los valores de presión absoluta del refrigerante al salir del dispositivo de expansión obtenidos de forma experimental, donde se evidencia que los valores siguen una normalidad. El valor promedio de presión del refrigerante fue de 192.36 kPa, además, el mayor y menor valor fue de 232.33 y 163.38 kPa, respectivamente.

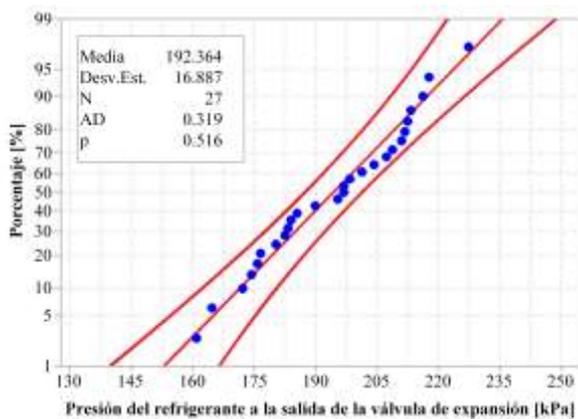


Figura 7: Normalidad de la presión del refrigerante

La Fig. 8 relaciona los valores de presión del refrigerante al salir del dispositivo de expansión. En el desarrollo experimental, esta presión fue de 163.38, 190.96 y 232.33 kPa al inicio, en medio y al finalizar el proceso de calentamiento, respectivamente. Mientras que los valores obtenidos mediante simulación presentaron un error de 1.09, 2.38 y 2.52 %, para cada tiempo, respectivamente.

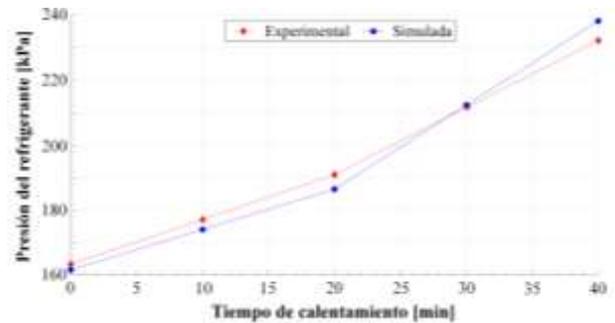


Figura 8: Relación entre la presión del refrigerante al salir del dispositivo de expansión, experimental y simulada

Se pretende analizar cómo interviene la apertura del dispositivo de expansión en la presión del refrigerante. La Fig. 9 presenta la expansión del refrigerante con tres diferentes modelos utilizados, en los que se varió el área de flujo a través de la válvula de expansión. Los valores de presión fueron de 161.61, 164.51 y 152.95 kPa, para áreas de 1, 0.25 y 2.25 mm², respectivamente. Con estos valores, se evidencia que, a medida que se incrementa el área de flujo, es mayor la caída de presión del refrigerante al salir del dispositivo de expansión.

La Fig. 10 compara el flujo másico experimental con respecto a los valores obtenidos mediante simulación, considerando una presión inicial de 290.93 kPa. El flujo másico experimental tuvo un valor de 0.3409 g·s⁻¹, mientras que, mediante simulación, para un área de 1, 0.25 y 2.25 mm², el flujo másico presentó valores de 0.3416, 0.3420 y 0.3410 g·s⁻¹, respectivamente. Por la ley de continuidad, si se mantiene un flujo, pero se reduce el área, incrementa la velocidad del fluido, entonces, el compresor presenta un menor consumo energético. Los resultados obtenidos son similares a los presentados por Nguyen y Dang [30], afirmando que, un incremento de flujo másico es directamente proporcional al aumento del *COP*.

La Fig. 11 muestra los vectores de velocidad del refrigerante para las diferentes áreas de flujo analizadas. El vapor de refrigerante es atomizado al fluir a través del área de flujo del dispositivo de expansión, donde alcanza el máximo de su velocidad. Además, es evidente que hay varias regiones donde el refrigerante se acumula y no genera cambios en su velocidad. La velocidad máxima del refrigerante fue inferior en el área de menor apertura, 0.25 mm², teniendo 16.27 m·s⁻¹. Mientras que, para los casos restantes de estudio, la velocidad del refrigerante alcanzó valores máximos cercanos a 21.61 m·s⁻¹, aproximadamente.



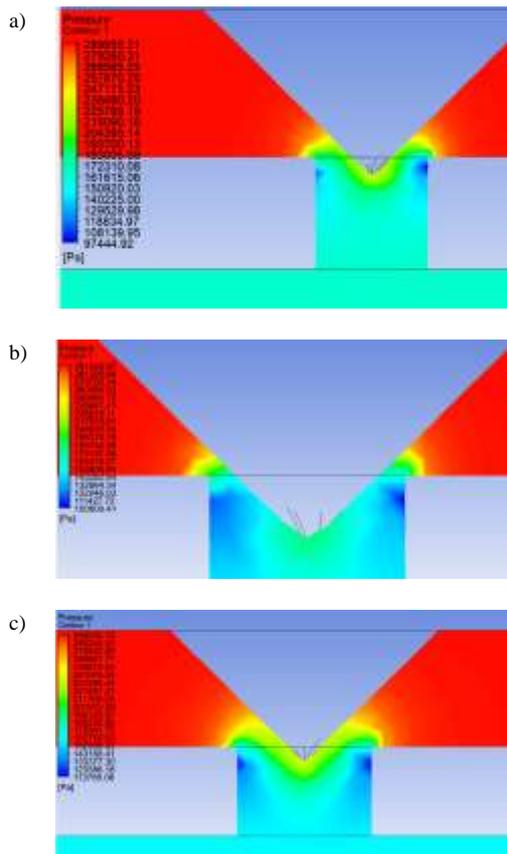


Figura 9: Expansión del refrigerante en la válvula de expansión con diferentes áreas a) 1 mm², b) 0.25 mm², c) 2.25 mm²

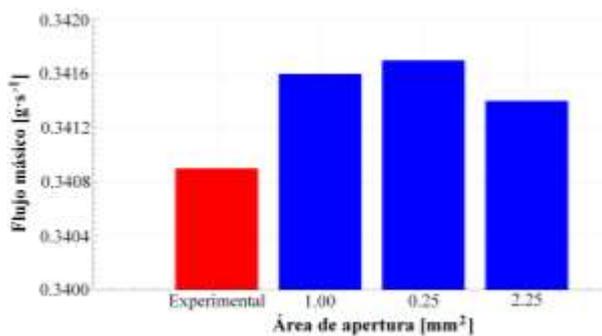


Figura 10: Comparación del flujo másico experimental respecto a los valores obtenidos en simulación variando el área de apertura

La Fig. 12 muestra los contornos de turbulencia para la energía cinética cuando el refrigerante fluyó por el dispositivo de expansión. Se utilizó un modelo *k-epsilon* con el método *RNG* utilizado por la susceptibilidad para recirculaciones internas [23]. La variación de turbulencia está dada por escala de color, desde 0 hasta 25 m²·s⁻². La turbulencia se incrementó al reducirse el área de flujo del dispositivo de expansión. Al utilizar un área de apertura de 1 mm² para la comparación con los resultados experimentales, la turbulencia máxima y promedio fueron de 19.17 y 10.65 m²·s⁻², respectivamente. Cuando el área de apertura fue reducida a 0.5 mm² e incrementada a

2.55 mm², esta turbulencia se aumentó y disminuyó en 31.19 y 13.87 %, respectivamente.

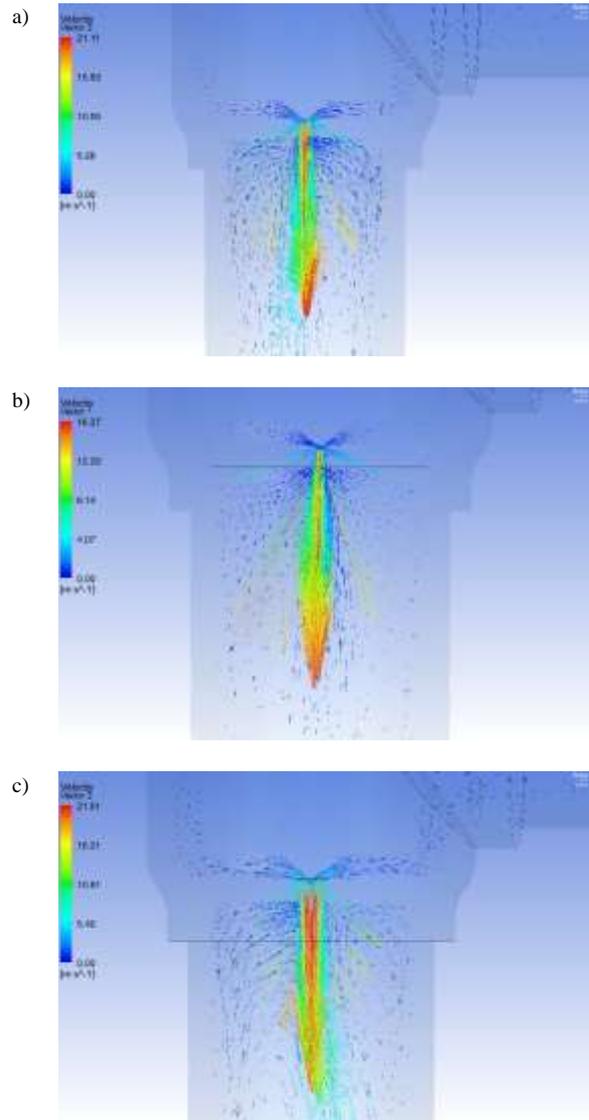


Figura 11: Vectores de velocidad del refrigerante para diferentes áreas a) 1 mm², b) 0.25 mm², c) 2.25 mm²

En el análisis termodinámico del sistema con los datos experimentales, el *COP* alcanzó un valor máximo de 8.59 al iniciar el proceso de calentamiento de agua. También se tuvo un valor de *COP* mínimo de 5.08, mientras el *COP* promedio fue 6.48. Los valores obtenidos mediante simulación presentaron un error inferior a 1 % para los períodos de tiempo analizados.

4. CONCLUSIONES

El rendimiento termodinámico de un sistema *DX-SAHP* fue evaluado mediante la simulación numérica del proceso de estrangulamiento en el dispositivo de expansión. Del análisis de resultados obtenidos, así como de la comparación con los resultados experimentales, se han obtenido las siguientes conclusiones.



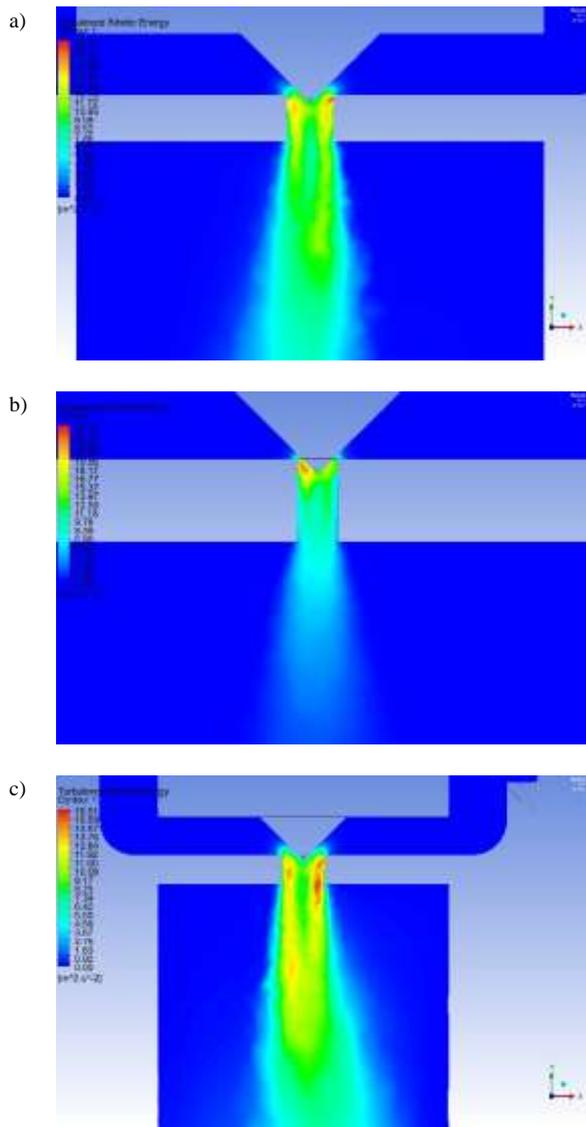


Figura 12: Turbulencia del refrigerante para diferentes áreas
a) 1 mm², b) 0.25 mm², c) 2.25 mm²

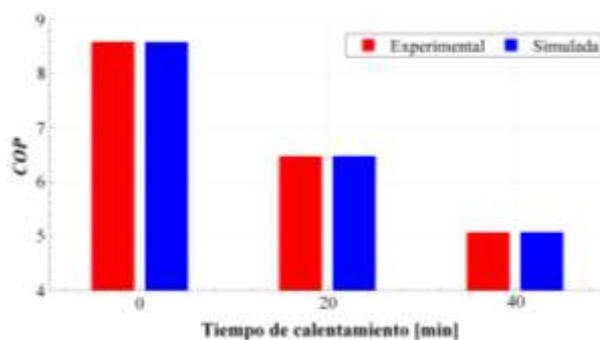


Figura 13: Comparación de COP del sistema

El prototipo de sistema *DX-SAHP* disponible se utilizó para calentar agua a 45 °C, establecida como agua caliente sanitaria. El refrigerante R600a fue utilizado como fluido de trabajo, con una carga de 100 g, mientras que el volumen de agua calentado fue de 10 litros. El tiempo de calentamiento varió, teniendo

en promedio una duración entre 40 a 50 minutos. Los experimentos se realizaron bajo diferentes condiciones climáticas, tomando parámetros operativos de presión y temperatura cada 5 minutos. Estos datos fueron considerados para calcular las propiedades termodinámicas del fluido de trabajo.

El modelado de la válvula de expansión consideró las dimensiones del modelo E2V09SSF, utilizando una aguja para la regulación. El proceso de simulación fue desarrollado en este modelo con una malla generada de calidad 0.2335 de *skewness*, obteniendo 263 524 elementos y 50 449 nodos. Las condiciones de contorno definidas fueron la presión y temperatura del fluido al ingreso del dispositivo de expansión, con valores promedio de 35.6 °C y 497.77 kPa. Se utilizó el módulo Fluent del software ANSYS, con un modelo de energía y *k-epsilon RNG* para turbulencia, además, la velocidad del refrigerante entre 14.973 a 19.911 m·s⁻¹. La radiación solar incidente tiene influencia en la temperatura y presión del refrigerante.

Los resultados experimentales fueron validados mediante un análisis de varianza mediante *p* valor con una confianza del 95 % para la temperatura del refrigerante al salir del dispositivo de expansión. Se generó un diseño factorial completo de 27 experimentos para los tres factores definidos como condiciones de contorno, temperatura, presión y flujo másico del refrigerante al ingreso de la válvula de expansión, cada uno con 3 niveles. Los valores experimentales de presión de salida siguieron una distribución normal, por lo que se afirmó su validez y fueron utilizados para el análisis numérico. Los valores de presión obtenidos mediante simulación, para un tiempo de calentamiento en 0, 20 y 40 minutos, fueron de 161.61, 186.50 y 238.33 kPa. Los errores absoluto y relativo de la presión experimental y simulada fueron de 4.07 kPa y 2 %, respectivamente. Se puede afirmar que, según aumenta el subenfriamiento, el COP alcanza un valor máximo, debido a la relación entre el efecto refrigero y el traajo de compresión. Con los resultados de presión del refrigerante, se llegó a estimar un COP máximo de 8.58, cuando la presión y temperatura de entrada fueron 290.93 kPa y 18.7 °C, respectivamente, alcanzando un error inferior al 1 % con respecto al valor experimental.

REFERENCIAS

- [1] F. Arroyo y L. Miguel, "The Role of Renewable Energies for the Sustainable Energy Governance and Environmental Policies for the Mitigation of Climate Change in Ecuador," *Energies*, vol. 13, pp. 3883, 2020.
- [2] J. García, F. Jurado y V. Larco, "Review and resource assessment, solar energy in different region in Ecuador," *E3S Web of Conferences*, vol. 80, pp.01003, 2019.

- [3] X. Kong, M. Zhang, Y. Yang, Y. Li y D. Wang, "Comparative experimental analysis of direct-expansion solar-assisted heat pump water heaters using R134a and R290," *Solar Energy*, vol. 203, pp. 187-196, 2020.
- [4] G.-H. Shi, L. Aye, R. Dai, X.-J. Du y J.-J. Wang, "Dynamic modelling and performance evaluation of a direct-expansion solar-assisted heat pump for LPG vaporisation applications," *Applied Thermal Engineering*, vol. 14, pp. 757-771, 2019.
- [5] R. Ghoubali, P. Byrne y F. Bazantay, "Refrigerant charge optimisation for propane heat pump water heaters," *International Journal of Refrigeration*, vol. 76, pp. 230-244, 2017.
- [6] A. Badiei, Y. Akhlaghi, X. Zhao, S. Shittu, X. Xiao, J. Li, Y. Fan y G. Li, "A chronological review of advances in solar assisted heat pump technology in 21st century," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 132, p. 110132, 2020.
- [7] W. Duarte, S. Rabelo, T. Paulino, J. Pabon y L. Machado, "Experimental performance analysis of a CO₂ direct-expansion solar assisted heat pump water heater," *International Journal of Refrigeration*, vol. 125, pp. 52-63, 2021.
- [8] X. Li, Y. Wang, M. Li, M. Hang, W. Zhao, D. Kong y G. Yin, "Performance testing of a heat pump system with auxiliary hot water under different ambient temperatures," *Energy and Built Environment*, 2021.
- [9] W. Huang, T. Zhang, J. Ji y N. Xu, "Numerical study and experimental validation of a direct-expansion solar-assisted heat pump for space heating under frosting conditions," *Energy & Buildings*, vol. 185, pp. 224-238, 2019.
- [10] M. Loska, J. Smolka, M. Haida, E. Kriezi y K. Banasiak, "CFD modelling of R410A flow through an expansion valve using equilibrium and modified relaxation models," *Applied Thermal Engineering*, vol. 185, p. 116442, 2021.
- [11] X. Kong, J. Li, B. Wang y Y. Li, "Numerical study of a direct-expansion solar-assisted heat pump water heater under frosting conditions based on experiments," *Solar Energy*, vol. 196, pp. 10-21, 2020.
- [12] B. Wang, X. Kong, X. Yan, Y. Shang y Y. Li, "Influence of subcooling on performance of direct-expansion solar-assisted heat pump," *International Journal of Refrigeration*, vol. 122, pp. 201-209, 2021.
- [13] X. Kong, S. Ma, T. Ma, Y. Li y X. Cong, "Mass flow rate prediction of direct-expansion solar-assisted heat pump using R290 based on ANN model," *Solar Energy*, vol. 215, pp. 375-387, 2021.
- [14] X. Kong, B. Wang, Y. Shang, J. Li y Y. Li, "Influence of different regulation modes of compressor speed on the performance of direct-expansion solar-assisted heat pump water heater," *Applied Thermal Engineering*, vol. 169, pp. 1-14, 2020.
- [15] F. Knabben, A. Ronzoni y C. Hermes, "Application of electronic expansion valves in domestic refrigerators," *International Journal of Refrigeration*, vol. 119, pp. 227-237, 2020.
- [16] W. Quitiaquez, I. Simbaña, A. Isaza-Roldán, C. Nieto-Londoño y F. Toapanta-Ramos, "Revisión del estado del arte de sistemas DX-SAHP para la obtención de agua caliente sanitaria," *Enfoque UTE*, vol. 11, n° 2, pp. 29-46, 2020.
- [17] W. Deng y J. Yu, "Simulation analysis on dynamic performance of a combined solar/air dual source heat pump water heater," *Energy Conversion and Management*, vol. 120, pp. 378-387, 2016.
- [18] W. Quitiaquez, I. Simbaña, C. A. Isaza-Roldán, C. Nieto-Londoño, P. Quitiaquez y L. Toapanta-Ramos, "Performance Analysis of a Direct-Expansion Solar-Assisted Heat Pump Using a Photovoltaic/Thermal System for Water Heating," *Smart Technologies, Systems and Applications*, vol. 1154, pp. 89-102, 2020.
- [19] J. Weian, C. Jingyong, J. Jie y H. Wenzhu, "Experimental study of a direct expansion solar-assisted heat pump (DX-SAHP) with finned-tube evaporator and comparison with conventional DX-SAHP," *Energy and Buildings*, vol. 207, pp. 109632, 2020.
- [20] C. Lim y S. Sobhansarbandi, "CFD modeling of an evacuated U-tube solar collector integrated with a novel heat transfer fluid," *Sustainable Energy Technologies and Assess*, vol. 52, p. 102051, 2022.
- [21] N. Scuro, E. Angelo, G. Angelo y D. Andrade, "A CFD analysis of the flow dynamics of a directly-operated safety relief valve," *Nuclear Engineering and Design*, vol. 328, pp. 321-332, 2018.
- [22] A. Aghagoli y M. Sorin, "CFD modelling and exergy analysis of a heat pump cycle with Tesla turbine using CO₂ as a working fluid," *Applied Thermal Engineering*, vol. 178, pp. 115587, 2020.
- [23] A. Menéndez, J. Fernández y A. Meana-Fernández, "Numerical methodology for the CFD simulation



of diaphragm volumetric pumps,” International Journal of Mechanical Sciences, vol. 150, pp. 322-336, 2019.

- [24] J. Tu, G.-H. Yeoh y C. Liu, “Chapter 3 - Governing Equations for CFD: Fundamentals,” de Computational Fluid Dynamics, Oxford, Butterworth-Heinemann, 2018, pp. 65-124.
- [25] L. Yang, N. Hua, J. Pu, Y. Xia, W. Zhou, R. Xu, T. Yang, Y. Belyavev y H. Wang, “Analysis of operation performance of three indirect expansion solar assisted air source heat pumps for domestic heating,” Energy Conversion and Management, vol. 252, p. 115061, 2022.
- [26] W. Quitiaquez, I. Simbaña, C. Isaza, C. Nieto-Londoño, P. Quitiaquez y L. Toapanta-Ramos, “Comparación del rendimiento térmico de una bomba de calor de expansión directa asistida por energía solar utilizando una válvula de expansión termostática y una válvula de expansión electrónica,” X Congreso Ibérico VII Iberoamericano Ciencias y Tecnologías del Frío, pp. 54-62, 2020.
- [27] B. Fabritius y G. Tabor, “Improving the quality of finite volume meshes through genetic optimisation,” Engineering with Computers, vol. 32, p. 425-440, 2016.
- [28] C. Isaza-Roldán, W. Quitiaquez, C. Nieto-Londoño, L. Toapanta y I. Simbaña, “Alternative energy storage using a domestic hot water solar-assisted heat pump with PV collector/evaporator and HC refrigerant,” Refrigeration Science and Technology Proceedings, vol. 25, pp. 4827-4839, 2019.
- [29] W. Quitiaquez, I. Simbaña, R. Caizatoa, C. Isaza, C. Nieto, P. Quitiaquez y F. Toapanta, “Análisis del rendimiento termodinámico de una bomba de calor asistida por energía solar utilizando un condensador con recirculación,” Revista Técnica “Energía”, vol. 16, nº Issue II, pp. 111-125.
- [30] T. Nguyen y T. Dang, “The Effects of Mass Flow Rate on the Performance of a Microchannel Evaporator Using CO2 Refrigerant”, 4th International Conference on Green Technology and Sustainable Development, pp. 399-403, 2018.



Isaac Simbaña.- Nació en Quito, Ecuador, en 1990. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Universidad Politécnica Salesiana, Mención Diseño de Máquinas, en 2018; de Magister en Métodos Matemáticos y Simulación



Numérica en Ingeniería de la Universidad Politécnica Salesiana, en 2022. Sus campos de investigación están relacionados al Análisis Numérico y Estadístico, además de Termodinámica, así como el estudio de Procesos de Manufactura y Ciencia de Materiales.



William Quitiaquez.- Nació en Quito, Ecuador, en 1988. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2011; de Magister en Gestión de Energías de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en 2015; de Magister en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, en 2019; de Ph.D. en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, en 2022. Su campo de investigación se encuentra relacionado a Fuentes Renovables de Energía, Termodinámica, Transferencia de Calor y Simulación.



José Estupiñán.- Nació en Quito. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Universidad Politécnica Salesiana, en 2020; de Magister en Métodos Matemáticos y Simulación Numérica en Ingeniería de la Universidad Politécnica Salesiana, en 2022. Sus campos de investigación están relacionados a la Simulación



Fernando Toapanta-Ramos.- Nació en Quito, en 1988. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2012; de Magister en Gestión de Energías de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en 2016; de Ph.D. en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, en 2022. Su campo de investigación se encuentra relacionado a la Mecánica de Fluidos, Termodinámica y Simulación.



Leonidas Ramírez.- Nació en Quito, Ecuador, en 1990. Recibió su título de Ingeniero Mecánico Cum Laude de la Escuela Politécnica Nacional, en 2016; de Magister en Mecánica con Mención en Diseño Mecánico de la Universidad Técnica de Ambato, en 2020. Su campo de investigación está relacionado a la Manufactura, Soldadura y Caracterización de Materiales.

Evaluation of Energy Efficiency of the Electric System to Improve IDEN Performance Indicators at the "La Cordillera" Farm in the Mejía Canton, Pichincha Province

Evaluación de Eficiencia Energética del Sistema Eléctrico para Mejorar los Indicadores de Desempeño IDEN en la Finca "La Cordillera" Perteneciente al Cantón Mejía, Provincia de Pichincha

 P.W. Potes¹

 D.D. Jiménez¹

 X.A. Proaño¹

 G.N. Pesantez¹

¹ Dirección de Posgrado, Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador
E-mail: paul.potes1@utc.edu.ec; diego.jimenez1@utc.edu.ec; xavier.proano@utc.edu.ec;
gabriel.pesantes3889@utc.edu.ec

Abstract

The "La Cordillera" farm had electrical installations with voltage drops, low power factor, lack of lighting studies and non-existence single-line diagram. The research sought to evaluate the efficiency of the livestock industry to improve energy performance indicators. First, the most representative carrier was identified between electricity, LPG or gasoline through the Pareto diagram, followed by the behavior of electricity consumption during the period 2018 – 2020, likewise the energy audit carried out through the network analyzer, amperimetric clamp, luxmeter, highlighted the inefficient use of electrical energy as lighting. The LED lighting system based on presence sensors used 15 lamps, in order to meet the primary criteria of light quality, save 124.60 kW·h annually, in addition to reaching VEEI values of 1.04 W/(m²·lx), likewise; the contactor-driven fixed reactive compensation allowed increasing the PF from 0.76 to 0.976, at the same time, it decreased the loadability of the single-phase transformer by 21.66%, thus, the IDEN were improved by obtaining results of 9,470 kW·h/yr, 0.0517 kW·h/L, 1,815.435 kg CO₂/yr. The change from residential to non-demand commercial tariff achieved the annual monetary savings of 220.44 USD. Finally, the economic analysis reflected the profitability of the project as the net present value was 51.34 USD, internal rate return of 8.38% higher than the interest rate of 7.48% and benefit/cost ratio of 1.04.

Index terms— Energy audit, energetic carrier, energy efficiency, IDEN, power factor, VEEI.

Resumen

La finca "La Cordillera" presentó instalaciones eléctricas con caídas de voltaje, bajo factor de potencia, ausencia de estudios lumínicos e inexistencia del diagrama unifilar. La investigación buscó evaluar la eficiencia de la industria ganadera para mejorar los indicadores de desempeño energético. Primero se identificó el portador más representativo entre la electricidad, GLP o gasolina a través del diagrama de Pareto, seguido del comportamiento del consumo eléctrico durante el período 2018 – 2020, de igual forma la auditoría energética efectuada mediante el analizador de redes, pinza amperimétrica, luxómetro, resaltó el uso ineficiente de la energía eléctrica como lumínica. El sistema de iluminación LED a base de sensores de presencia empleó 15 lámparas, a fin de cumplir los criterios primordiales de la calidad lumínica, economizar anualmente 124,60 kW·h, además de llegar a valores del VEEI de 1,04 W/(m²·lx), igualmente; la compensación reactiva fija accionada por contactor permitió incrementar el FP de 0,76 a 0,976, a la vez, disminuyó la cargabilidad del transformador monofásico en 21,66%, así, los IDEN fueron mejorados al obtener resultados de 9,470 kW·h/año, 0,0517 kW·h/L, 1,815,435 kg CO₂/año. El cambio de tarifa residencial a comercial sin demanda alcanzó el ahorro monetario anual de 220,44 USD. Finalmente, el análisis económico reflejó la rentabilidad del proyecto pues el valor actual neto fue de 51,34 USD, la tasa interna de retorno de 8,38% mayor que el tipo de interés del 7,48% y relación beneficio/costo de 1,04.

Palabras clave— Auditoría energética, portador energético, eficiencia energética, IDEN, factor de potencia, VEEI

Recibido: 05-04-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Potes, P.; Jiménez, D.; Proaño, X.; Pesantez, G. (2022). "Evaluación de Eficiencia Energética del Sistema Eléctrico para Mejorar los Indicadores de Desempeño IDEN en la Finca "La Cordillera" Perteneciente al Cantón Mejía, Provincia de Pichincha". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 120-131

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.508>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

La evaluación de la eficiencia energética permite establecer los indicadores de desempeño (IDEn) y plantear soluciones óptimas desde el punto de vista técnico-económico, lo cual, aporta al desarrollo sostenible con un impacto positivo en el cuidado del medio ambiente [1].

De acuerdo a [2], [3], las industrias lecheras que poseen una mejor eficiencia disponen de menores costos por electricidad y reducción de las huellas ambientales, conjuntamente con la mejora de la productividad, rentabilidad de los sistemas agrícolas. Los resultados indicaron un ahorro del 23% al 35% de energía mediante la aplicación de auditorías energéticas, junto a la utilización de más fuentes renovables como la implementación de paneles fotovoltaicos [2], [3].

Al mejorar los índices de gestión el consumo de energía disminuirá, esto resulta beneficioso para el propietario de la finca “La Cordillera”, debido a la necesidad de hacer un uso racional de la electricidad mediante medidas positivas que permitan reducir los impactos ambientales y egresos de dinero sin afectar la calidad del producto [4].

Durante la producción lechera se requieren equipos como motores, electrobombas autocebantes, tanque de enfriamiento, bomba de leche, cuyo proceso representa el 96,54% del uso de electricidad anual, a fin de facilitar la recolección y calidad del lácteo. Los operadores de leche tienen la necesidad de hacer uso eficiente de la energía eléctrica para mejorar su rentabilidad, pero carecen de estudios, asesoría o una correcta planificación [2]. Por ende, si las instalaciones de la industria no están en óptimas condiciones, resulta un excesivo consumo energético lo que causa el incremento de los egresos de dinero [3].

Actualmente, la finca presenta el transformador cercano a su cargabilidad máxima debido a las cargas inductivas que provocan un bajo factor de potencia, tiene instalaciones eléctricas con caídas de voltaje, inexistencia del diagrama unifilar, ausencia de mantenimientos preventivos a luminarias, protecciones sobredimensionadas, conductores sin cargas conectadas y empalmes inadecuados, pues, ante la presencia de cortocircuitos los equipos sufren daños, esto produce gastos de reparación o sustitución innecesaria.

Por otra parte, el estable no dispone del estudio lumínico que garantice niveles de iluminación adecuados (Tabla 7) para el desarrollo de la actividad láctea, confort visual, y primordialmente, seguridad industrial como salud ocupacional del personal técnico. Por tanto, resulta importante realizar una evaluación de eficiencia energética con la finalidad de mejorar los indicadores IDEn.

El presente documento es constituido de la siguiente manera. Primero, se visualiza la auditoría energética

mediante la utilización del analizador de redes Fluke 435 Serie II, pinza amperimétrica Fluke 376 FC como del luxómetro Digi-Sense 20250-00, con el objetivo de proponer acciones orientadas a la mejora de los indicadores de desempeño IDEn, las cuales fueron evaluadas técnica-económicamente. Finalmente, el artículo contiene las conclusiones y recomendaciones.

2. METODOLOGÍA

2.1. Proceso para la auditoría energética

El proceso de la auditoría energética conforme a la norma ISO 50002 consta de las etapas mostradas en la Fig. 1 [5].

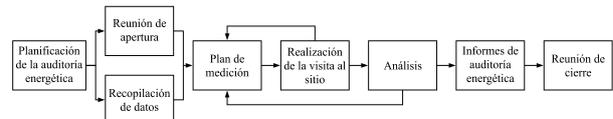


Figura 1: Diagrama de flujo del proceso de la AE de acuerdo a la norma ISO 50002

2.2. Obtención de parámetros eléctricos mediante el analizador de redes

El método para seleccionar del analizador de redes y obtener los datos se visualiza en la Fig. 2.

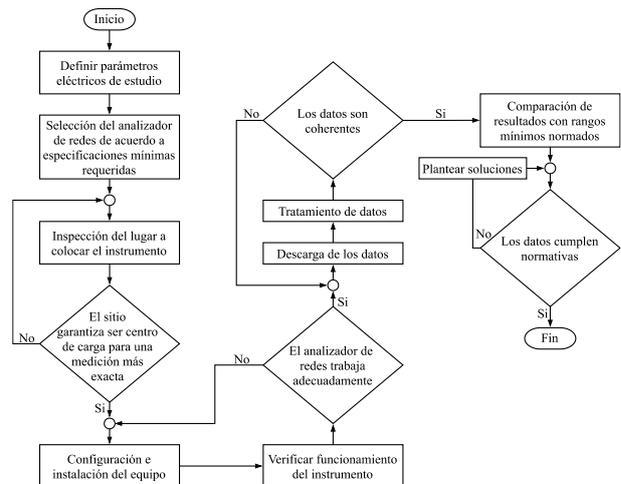


Figura 2: Metodología para la obtención de parámetros eléctricos mediante el analizador de redes

2.2.1 Selección del analizador de redes

En conformidad con la norma IEC 61000-4-30 la clase A tiene mayor precisión en las mediciones, por tanto, se elige el analizador de redes Fluke 435 serie II para obtener datos con mayor exactitud y verificar el cumplimiento de las normativas, pues además el equipo cuenta con el certificado de calibración [6], [7], [8].

2.2.2 Configuración e instalación del equipo

Las mediciones promedio de voltaje, potencias, factor de potencia y armónicos de la finca "La Cordillera", fueron registradas cada 5 minutos mediante el analizador de redes Fluke 435 series II durante un



período comprendido entre el 27/03/2021 al 02/04/2021, conforme al proceso establecido en la Regulación No. ARCERNR 002/20 que menciona un lapso de evaluación no inferior a 7 días continuos [9].

2.3. Procedimiento para la medición de la iluminación

La metodología empleada para la medición de la iluminación se muestra en la Fig. 3.

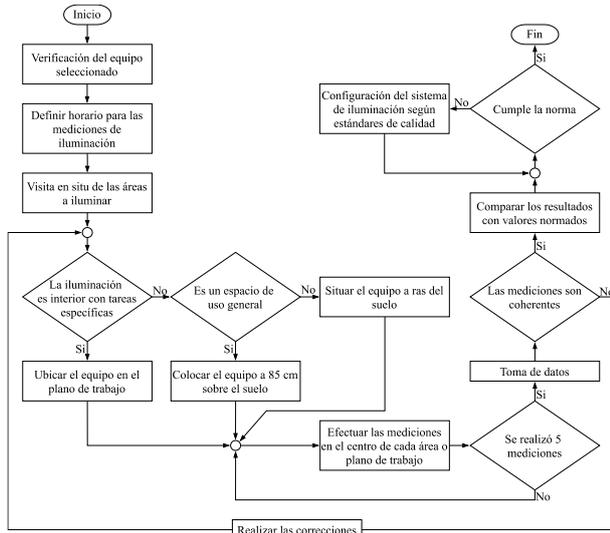


Figura 3: Metodología para la medición de la iluminación

2.3.1 Selección del luxómetro

Con la finalidad de seleccionar el luxómetro adecuado según los requerimientos del estudio, se considera como parámetros mínimos el rango de medición entre 0,5 hasta 500 lux, una resolución mejor o igual a 0,1 lux, precisión superior o equivalente al 5% [10], [11].

Conforme a lo mencionado anteriormente, se elige el luxómetro Digi-Sense 20250-00 por cumplir con las características, lo cual, garantiza un error mínimo durante la toma de datos de la iluminancia junto a una alta resolución de 0,01 lux [10], [11].

2.4. Metodología para la calidad de energía eléctrica

2.4.1 Nivel de voltaje

La calidad del nivel de voltaje se determina con la ecuación (1) [9].

$$\Delta V_k = \left(\frac{V_k - V_N}{V_N} \right) (100\%) \quad (1)$$

donde ΔV_k es la variación del voltaje de suministro con respecto al nominal en el punto k (%), V_k el voltaje de suministro en el punto k, establecido como la media de las mediciones registradas (por lo menos cada 3 segundos) durante un período de 10 minutos (V) y V_N el voltaje nominal en el punto k (V) [9].

En la Tabla 1 se visualiza el rango aceptable de acuerdo al nivel de voltaje [9].

Tabla 1: Rangos aceptables para la calidad de nivel de voltaje

Nivel de voltaje	Rango aceptable
Alto voltaje [Grupo 1 (> 40 kV y ≤ 138 kV) y Grupo 2 (> 138 kV)]	± 5,0%
Medio voltaje (> 0,6 kV y ≤ 40 kV)	± 6,0%
Bajo voltaje (≤ 0,6 kV)	± 8,0%

2.4.2 Distorsión armónica de voltaje

La Tabla 2 muestra los porcentajes límites de distorsión armónica total e individual de voltaje en el punto de acoplamiento común (PCC) [9], [12].

Tabla 2: Rangos máximos de distorsión de voltaje

Nivel de voltaje en el PCC	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica total [THD] (%)
Bajo voltaje (≤ 0,6 kV)	5,0	8,0
Medio voltaje (> 0,6 kV y ≤ 40 kV)	3,0	5,0
Alto voltaje [Grupo 1 (> 40 kV y ≤ 138 kV)]	1,5	2,5

2.4.3 Distorsión armónica de corriente

Los porcentajes límites de distorsión armónica individual (h) y de demanda total (TDD) de corriente se visualiza en la Tabla 3 [9], [12].

Tabla 3: Límites de distorsión de corriente para sistemas desde 120 V a 69 kV

Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de I_L				
Orden armónico individual (armónicos impares)				
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	TDD
< 20	4,0	2,0	1,5	5,0
20 < 50	7,0	3,5	2,5	8,0
50 < 100	10,0	4,5	4,0	12,0

Donde:
 I_{sc} : máxima corriente de cortocircuito en el PCC.
 I_L : máxima corriente de carga demandada [componente de frecuencia fundamental (60 Hz)].

3. AUDITORÍA ENERGÉTICA

3.1. Ubicación geográfica

La presente investigación se realiza en la finca "La Cordillera" situada en la principal 101 (Fig. 4), zona rural el Pongo de la parroquia de Alóag, Cantón Mejía, Provincia de Pichincha [13].



Figura 4: Localización geográfica de la finca "La Cordillera"



3.2. Comportamiento de la energía y producción en la finca “La Cordillera”

Fue necesario identificar el portador energético representativo y evaluar el comportamiento del consumo eléctrico con respecto a la producción lechera mediante la adquisición de información durante un año. Debido a que el propietario de la finca desea reducir los egresos de dinero sin perjudicar la calidad del producto, se procede a analizar económicamente los gastos en energía.

De acuerdo a la Fig. 5, durante el período abril 2020 – marzo 2021 el egreso de dinero por pago de energía eléctrica representa el 88,09%, debido a lo cual, la investigación se enfocó en el consumo de electricidad.

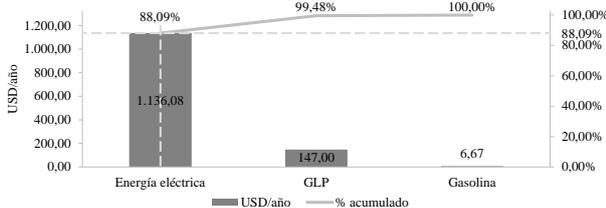


Figura 5: Portador energético económicamente representativo

La Fig. 6 visualiza el crecimiento del consumo de electricidad durante el 2018 – 2020, entre este período se incrementó la demanda energética en un 34,24%, debido al aumento de la producción lechera conjuntamente con el uso eléctrico inadecuado.

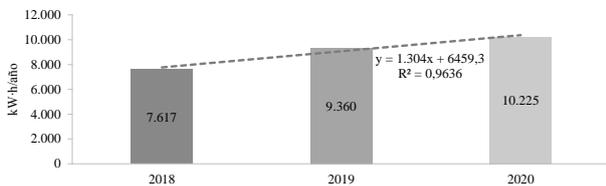


Figura 6: Consumo energético histórico de la finca en el período 2018 – 2020

El coeficiente R^2 de 0,9628 (Fig. 7) indica la existencia de una relación entre la variable dependiente (consumo de electricidad) e independiente (producción lechera) en el período agosto 2020 – julio 2021, sin embargo, se presentan pérdidas de energía no asociadas de 126,16 kW·h/mes, equivalentes al 15,39% de la demanda energética media (819,75 kW·h/mes) debido a la ineficiencia del sistema eléctrico.

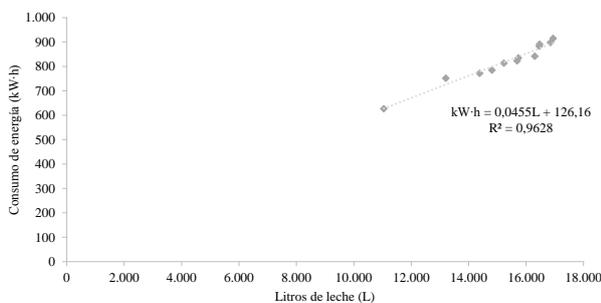


Figura 7: Línea base conforme el consumo de energía (kW·h) y producción lechera (L)



3.3. Calidad de energía eléctrica

Para la obtención de los parámetros eléctricos se utilizó el analizador de redes Fluke 435-II, conectado en el tablero principal de la acometida durante 7 días continuos con registro de muestras cada 5 minutos [9].

3.3.1 Análisis de los niveles de voltaje

Con la finalidad de analizar los niveles de voltaje se considera los nominales, fase – fase (240 V) y fase – neutro (120 V). La finca “La Cordillera” al ser suministrada en baja tensión, no debe sobrepasar el $\pm 8,00\%$ para tener un rango aceptable de variación [9].

Las Figs. 8 y 9, muestran que las variaciones de voltaje tanto de fase – fase como fase – neutro máximas existentes el día sábado a las 22:00 h, se encuentran dentro del rango tolerable del $\pm 8\%$ con respecto a los nominales, además no existe sobrevoltajes (1,10 – 1,20 p.u) o subvoltajes (0,80 – 0,90 p.u) [14].

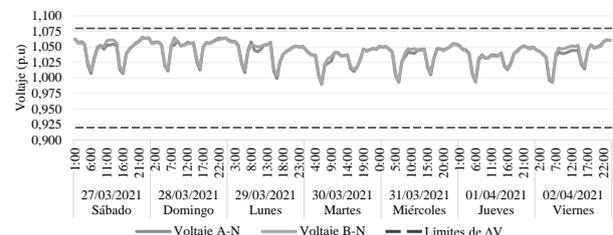


Figura 8: Variación del voltaje fase – neutro

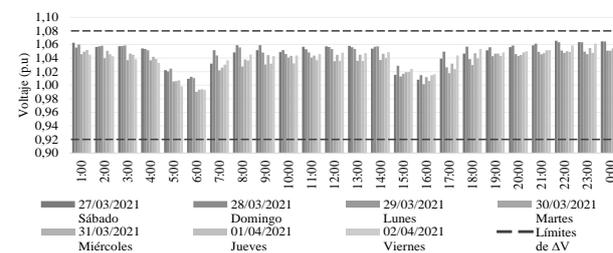


Figura 9: Variación del voltaje fase – fase

3.3.2 Factor de potencia

La finca tiene un factor de potencia promedio de 0,76 durante las horas de consumo (véase Fig. 10), donde los días martes y jueves a las 15:00 registran un FP de 0,60 a causa del motor eléctrico, que conforme al ARCERNNR está por debajo del límite de 0,92 [15].

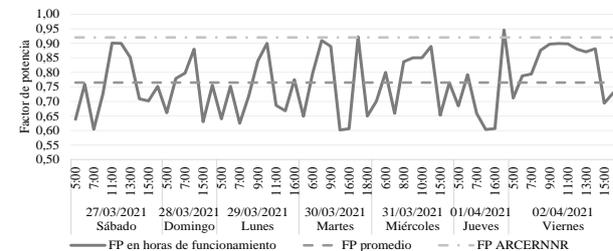


Figura 10: Factor de potencia en periodos de consumo

3.3.3 Demanda eléctrica

De acuerdo a la Fig. 11, durante las 6:00 del día viernes es apreciada una demanda aparente máxima de

9,05 kVA equivalentes al 90,50% de la potencia nominal del transformador, lo cual ante futuros incrementos de carga se requerirá uno de mayor capacidad.

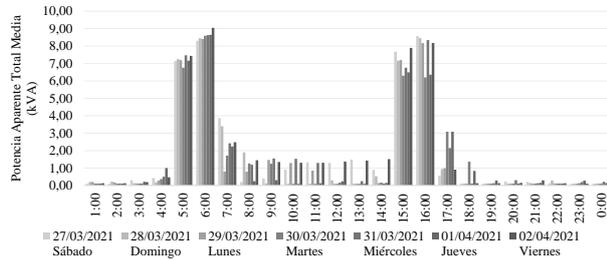


Figura 11: Potencia aparente promedio semanal de la finca "La Cordillera"

La mayor productividad láctea se produjo el día viernes, donde fue registrada una demanda máxima de 7,13 kW a las 6:00, que en un intervalo de cinco minutos existió una potencia media de 7,59 kW durante las 05:45.

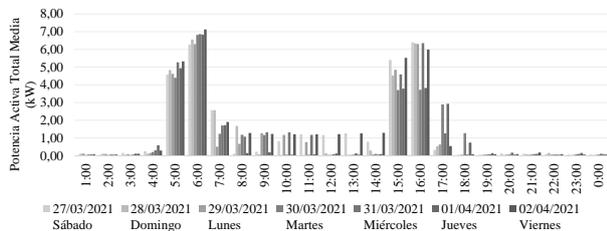


Figura 12: Demanda eléctrica promedio semanal de la finca "La Cordillera"

Según la Fig. 13, existe una potencia reactiva máxima de 5,69 kVAr el día sábado a las 16:00, que durante un intervalo de cinco minutos se registró 5,81 kVAr a las 15:45.

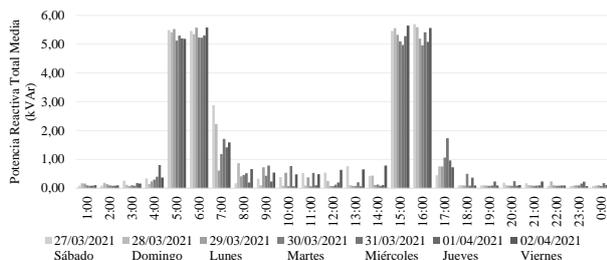


Figura 13: Potencia reactiva promedio semanal

3.3.4 Distorsión armónica de voltaje

Distorsión armónica individual

Dado que la industria láctea es alimentada en bajo voltaje y el punto de medición fue efectuado a 240 V, los armónicos individuales de tensión deben estar por debajo del 5,00% [9].

Los valores de la Fig. 14 visualizan una leve presencia de los armónicos homopolares múltiplos de tres, sin embargo, su comportamiento no sobrepasa el límite establecido por la regulación.

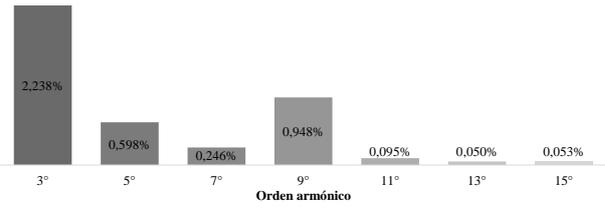


Figura 14: Representación porcentual de la distorsión armónica individual de voltaje

Distorsión armónica total (THD)

Mediante los datos registrados por el analizador de energía se obtiene los porcentajes del THD detallados a continuación, mismos que deben ser inferiores al 8,00%.

Tabla 4: Valores de la distorsión armónica total de voltaje

Descripción	Distorsión armónica total de voltaje (%)			Rango aceptable	
	THD _{A-N}	THD _{B-N}	THD promedio		
Mínimo	0,82	0,92	0,87	8,00%	✓
Medio	1,51	1,56	1,54	8,00%	✓
Máximo	2,51	2,54	2,53	8,00%	✓

El THD promedio máximo de las fases es del 2,53%, el cual resulta inferior al límite de la regulación.

3.3.5 Distorsión armónica de corriente

Distorsión armónica individual

Para determinar los límites de distorsión armónica, debe obtenerse la relación I_{SC}/I_L , por tanto, en primera instancia se calcula la corriente nominal monofásica mediante la ecuación 2 [16].

$$I_n = \frac{S_T}{V_n} \quad (2)$$

donde I_n es la corriente nominal monofásica (A), S_T la potencia aparente del transformador (kVA) y V_n el voltaje nominal entre fases (V).

$$I_n = \frac{10 \text{ kVA}}{240 \text{ V}} = 41,6667 \text{ A}$$

Luego es necesario determinar la corriente de cortocircuito con la expresión 3 [16].

$$I_{SC} = \frac{I_n}{X_{T \text{ p.u.}}} \quad (3)$$

donde $X_{T \text{ p.u.}}$ es la reactancia del transformador en por unidad (p.u). La relación I_{SC}/I_L se visualiza en la siguiente tabla:

Tabla 5: Valores de la relación I_{SC}/I_L

Descripción	$X_{T \text{ p.u.}}$	I_{SC} (A)	I_L (A)	I_{SC}/I_L
I_A	0,035	1.190,48	41,47	28,71
I_B	0,035	1.190,48	34,02	35,00

Los valores adquiridos muestran que la relación I_{SC}/I_L está en el rango $20 < 50$, por ende, el límite resulta



del 7,00% para los armónicos (h) comprendidos de $3 \leq h < 11$ y 3,50% correspondientes a $11 \leq h < 17$ [9], [12].

De acuerdo a la Fig. 15, el sistema eléctrico de la finca contiene una leve presencia del tercer armónico, característico en cargas monofásicas, no obstante, cumplen los límites establecidos por la regulación.

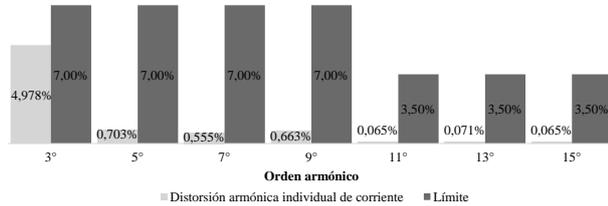


Figura 15: Representación porcentual de la distorsión armónica individual de corriente

Distorsión de demanda total (TDD)

Según la relación I_{SC}/I_L adquirida en la Tabla 5, el límite de la distorsión de demanda total corresponde al 8,00% [9], [12].

Tabla 6: Valores de la distorsión de demanda total

Descripción	Distorsión de demanda total (%)			Rango aceptable	
	TDD _A	TDD _B	TDD promedio		
Mínimo	0,28	0,04	0,16	8,00%	✓
Medio	1,08	1,23	1,16	8,00%	✓
Máximo	4,87	4,40	4,64	8,00%	✓

La TDD promedio máximo de las fases resulta del 4,64% la cual están por debajo del 8,00% establecido.

3.3.6 Flicker

Acorde a la regulación 002/20 se procede analizar la perturbación rápida de voltaje de corta duración (Pst) cuyo valor no debe exceder la unidad [9].

Durante el funcionamiento de la industria láctea existe un promedio máximo de 0,84 presentado el día viernes a las 5 am. En períodos de cinco minutos existen datos cercanos a 1 ocasionados por el arranque de las máquinas eléctricas. El análisis muestra que los valores cumplen el límite (véase Fig. 16).

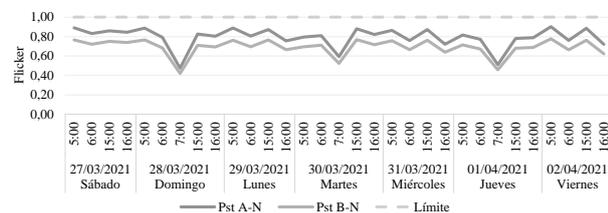


Figura 16: Flicker de corta duración en horas de producción lechera

3.4. Estado actual del sistema de iluminación

La Tabla 7 presenta los niveles mínimos de iluminación que se deben cumplir por área de trabajo conforme a lo estipulado en las normativas NTE INEN 1 154 e INEN 2248, Decreto Ejecutivo 2393 y prEN 12464-1 [17], [18], [19], [20].

Tabla 7: Niveles mínimos de iluminación

Área de trabajo	Iluminación (Lux)
Cuartos para leche.	50
Cuartos de lavado y esterilización.	150
Bodegas y almacenes (Materiales pequeños y estantes).	150
Plaza de estacionamiento.	30 – 100
Cuarto de máquinas.	100
Patio de espera.	20
Sala de ordeño.	50

3.4.1 Variación en las mediciones de iluminación

Conforme a la Fig. 17, las mediciones de iluminación efectuadas en el patio de espera durante 5 días presentan una variación de -2,26% a 0,75%, rango que se encuentra dentro del límite de precisión del equipo de medición de $\pm 3\%$ [10], [11].

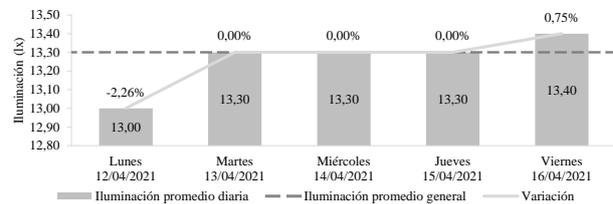


Figura 17: Comportamiento de la variación porcentual e iluminación promedio del patio de espera

En la sala de ordeño (véase Fig. 18) las mediciones de los niveles de iluminación presentan una variación de -1,12% a 1,96%, rango que se encuentra dentro del límite de precisión del luxómetro.

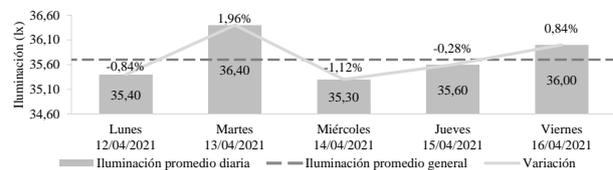


Figura 18: Comportamiento de la variación porcentual e iluminación promedio de la sala de ordeño

La iluminancia del cuarto de frío presenta una variación de -1,52% a 2,39%, misma que se encuentra dentro del límite de precisión del luxómetro de $\pm 3\%$.

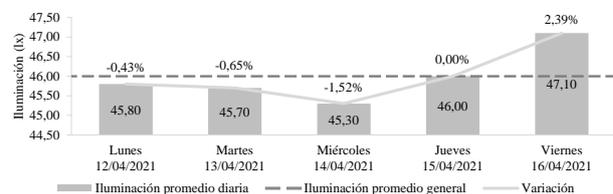


Figura 19: Comportamiento de la variación porcentual e iluminación promedio del cuarto de frío

Respecto a las mediciones de iluminación llevadas a cabo en la bodega de balanceado presentan una variación de -0,73% a 0,61%, rango que se encuentra dentro del límite de $\pm 3\%$.



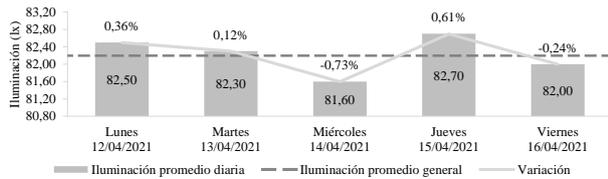


Figura 20: Comportamiento de la variación porcentual e iluminación promedio de la bodega de balanceado

El rango de la variación porcentual para la presente área de trabajo se sitúa entre -2,47% y 2,30%, resultados que están dentro del límite de precisión de $\pm 3\%$.

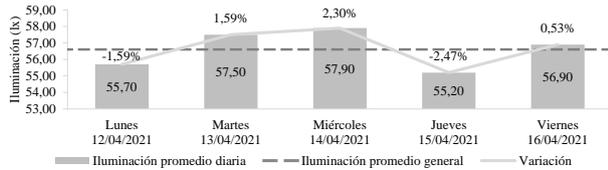


Figura 21: Comportamiento de la variación porcentual e iluminación promedio del cuarto de máquina

La variación porcentual del cuarto de máquinas se encuentra entre -0,94% y 1,25%, mismo que cumple con el límite de precisión de $\pm 3\%$.

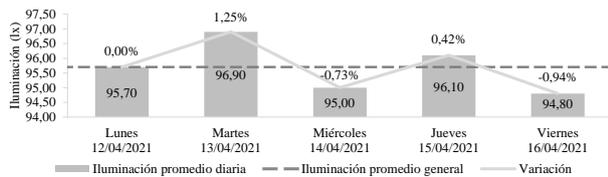


Figura 22: Comportamiento de la variación porcentual e iluminación promedio del cuarto de máquinas

3.4.2 Evaluación de los niveles de iluminación

Cumplimiento de los niveles de iluminación según normativa

Los niveles de iluminación de las áreas de trabajo no cumplen con los valores mínimos de iluminancia establecidos en el marco normativo, producto de la inadecuada altura de montaje, distribución de las lámparas, tipo de tecnología e inexistencia de mantenimiento preventivo.

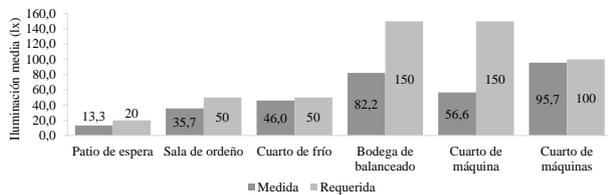


Figura 23: Comparativa de los niveles de iluminación medidos y normados

Representatividad de la simulación efectuada en DIALux evo

Para determinar la representatividad de la simulación se emplea como nivel de confianza 95% con un margen de error del $\pm 5\%$.

La Fig. 24 muestra la semejanza existente entre la iluminación promedio real con respecto a la obtenida mediante DIALux evo, donde presenta un error máximo del 1,58% en la bodega de balanceado sin superar el límite establecido del 5%.

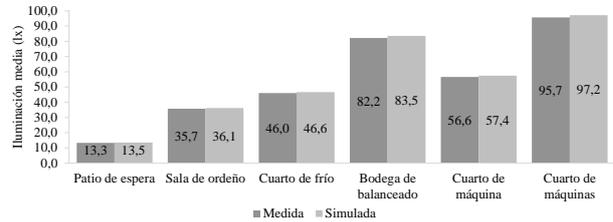


Figura 24: Comparativa de la iluminación promedio in situ y simulada

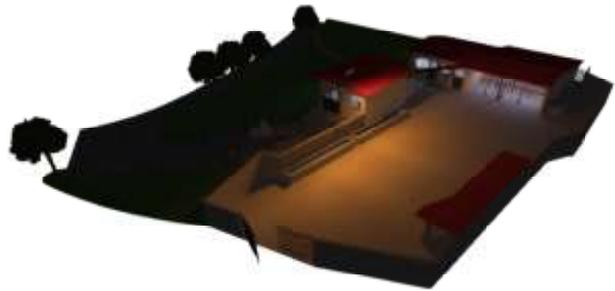


Figura 25: Sistema de iluminación actual de la finca "La Cordillera"

3.5. Simulación del sistema eléctrico actual

Con los datos obtenidos de la auditoría energética se realizó el diagrama unifilar de la finca "La Cordillera" en el software ETAP, donde el análisis de calidad de energía permitió reflejar el comportamiento de la demanda energética durante el flujo de carga, para simular el sistema actual.

La Tabla 8 y Fig. 26 visualizan los resultados del flujo de carga máxima, que tiene relación con los valores del día viernes a las 6:00 obtenidos en el tablero general del medidor (PCC).

Referente a la caída de voltaje existente hasta la electrobomba 2 es del 7,55%, valor que está por encima del límite del 5%, por otra parte, iluminación excede el 3% [21], [22].

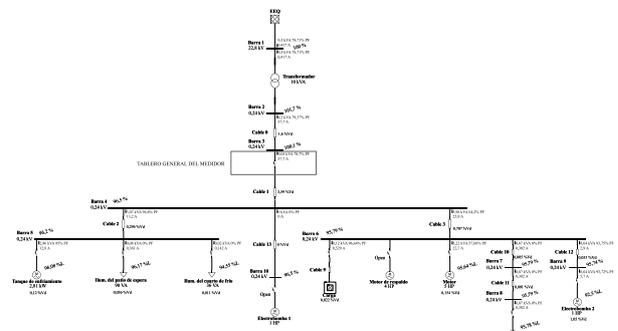


Figura 26: Flujo de carga del sistema eléctrico actual a demanda máxima



Tabla 8: Valores del flujo de carga a demanda máxima

Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAr)	Potencia Aparente (kVA)	Factor de potencia (%)	Corriente (A)
7,13	5,59	9,05	78,70	37,70

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Sistema de iluminación LED con control de presencia

4.1.1 Distribución de luminarias

Se empleó un total de 15 luminarias LED para el diseño del sistema de iluminación (véase Fig. 27), con una eficiencia luminosa desde 118 lm/W hasta 141,5 lm/W, temperatura de color (CCT) de 4.000 K e índice de reproducción cromática (CRI) de 70 a 84.

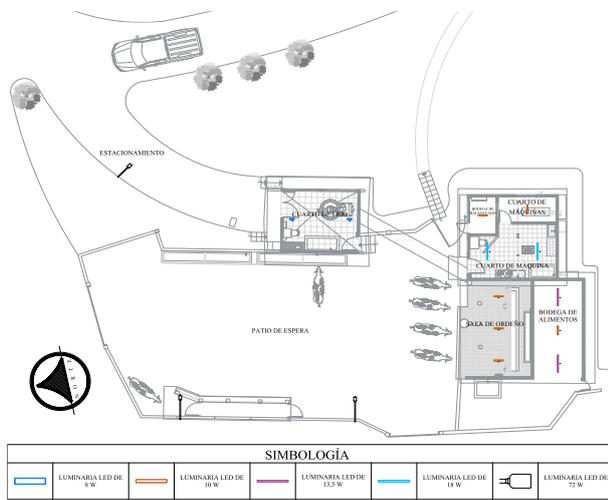


Figura 27: Distribución de las luminarias LED propuestas

4.1.2 Criterios primordiales de la calidad lumínica

La iluminación promedio conforme la Fig. 28 cumple los límites establecidos producto del adecuado diseño del ambiente visual, así, se garantiza la seguridad laboral, como el confort visual. En tal sentido las actividades laborales son llevadas a cabo de manera eficaz.



Figura 28: Sistema de iluminación LED con control de presencia

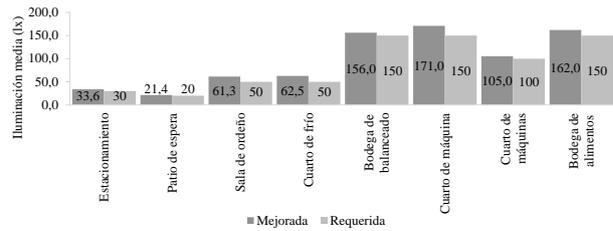


Figura 29: Niveles de iluminación del sistema LED

Para que el deslumbramiento exterior e interior sean considerados adecuados deben ser iguales o inferiores al criterio de aceptación establecido por área laboral, lo cual, se evidencia en la Fig. 30.

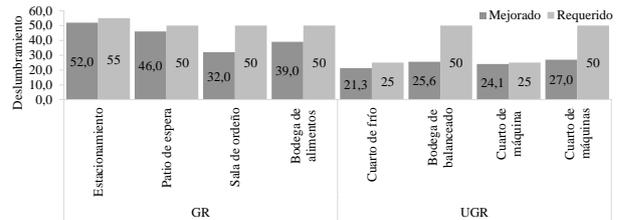


Figura 30: Límite de deslumbramiento del sistema de iluminación LED

La distribución de los niveles de iluminación por cada área de trabajo es uniformemente adecuada, al ser el índice de uniformidad indicado en la Fig. 31 superior al criterio de aceptación.

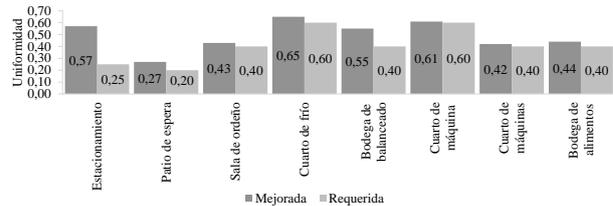


Figura 31: Índice de uniformidad del sistema de iluminación LED

4.1.3 Consumo energético

Sistema de iluminación actual

Actualmente, el consumo energético del sistema de iluminación de la industria láctea se sitúa en 340,27 kW·h al año, donde, el cuarto de máquinas con el 58,78% representa la participación mayoritaria por disponer de tecnología incandescente junto al amplio tiempo de utilización (ver Fig. 32).



Figura 32: Porcentaje relativo por área de trabajo en el sistema de iluminación actual

Sistema de iluminación LED con control de presencia

La energía consumida por el sistema de iluminación propuesto corresponde a 215,67 kW·h/año, donde, el

patio de espera con el 67,23% representa la participación mayoritaria al requerir de mayor capacidad instalada para cumplir los criterios primordiales de la calidad lumínica.

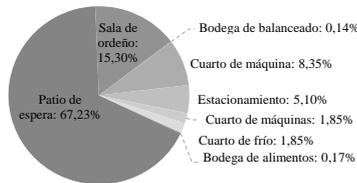


Figura 33: Porcentaje relativo por área de trabajo en el sistema de iluminación propuesto

Ahorro energético

Al considerar el consumo total del sistema de iluminación actual como propuesto de 340,27 kW·h/año y 215,67 kW·h/año respectivamente, se alcanza un ahorro de 124,60 kW·h/año.

Es decir, la utilización de equipos de control basados en sensores de presencia junto a la tecnología LED permite alcanzar un ahorro energético al año del 36,62%.

4.1.4 Eficiencia energética

Pérdidas máximas de potencia aceptadas en el balasto reactor

Actualmente, el patio de espera emplea tecnología de vapor de sodio a alta presión de 70 W para su iluminación, por lo tanto, las pérdidas máximas aceptadas en el balasto reactor corresponden a 11 W y su potencia nominal total sería 81 W [23].

Valor de eficiencia energética de la instalación (VEEI)

El valor de eficiencia energética de la instalación se determina mediante la ecuación 4 [24], [25], [26], [27].

$$VEEI = \frac{(P)(100)}{(S)(E_m)} \quad [W/(m^2 \cdot lx)] \quad (4)$$

donde, P es la potencia total instalada en lámparas más equipos auxiliares (W), S la superficie iluminada (m²) y E_m la iluminancia media horizontal mantenida (lx) [24].

Conforme la Fig. 34, el sistema de iluminación LED con control de presencia presenta mejor eficiencia energética respecto al estado actual, excepto por el patio de espera donde el VEEI tras la mejora es superior, lo cual, sucede al requerir una mayor potencia instalada en lámparas.

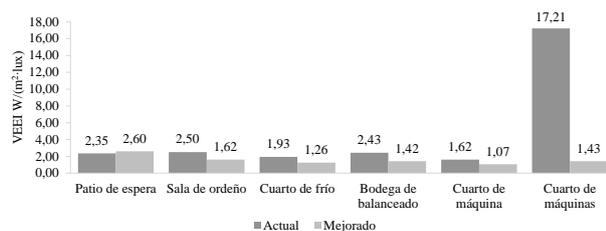


Figura 34: Eficiencia energética del sistema de iluminación

Según la Fig. 35, el sistema de iluminación LED mediante sensores de presencia cumple los límites establecidos del VEEI, inclusive en espacios exteriores como el estacionamiento su valor es inferior al criterio de aceptación (3,50 W/m²·lx < 5 W/m²·lx).

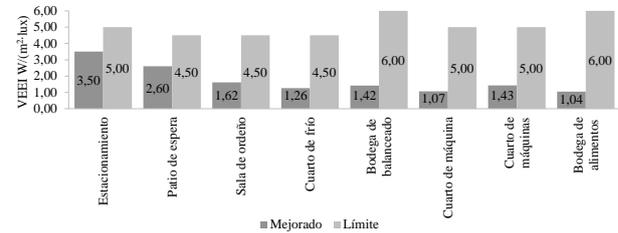


Figura 35: Cumplimiento de los límites establecidos del VEEI

4.2. Corrección del factor de potencia

El análisis de calidad de energía permitió conocer que la industria láctea tiene un bajo factor de potencia por las cargas inductivas. Para el dimensionamiento del banco de capacitores se considera el comportamiento de la demanda promedio semanal a igual del FP en horas de funcionamiento, cuyo FP deseado es de 0,95 (Tabla 9) [28].

Tabla 9: Valores de la potencia reactiva necesaria.

Hora	Potencia Activa (kW)	Factor de potencia (%)	Factor multiplicador	Q _c (kVAr)
4:00 – 6:00	5,77	73,00	0,608	3,51
14:00 – 16:00	5,09	68,00	0,750	3,82

La Tabla 10 al igual que la Fig. 36 visualizan los resultados del flujo de carga máxima con la compensación reactiva y nuevo sistema lumínico donde opera el capacitor fijo accionado por contactor de 4 kVAr (valor comercial).

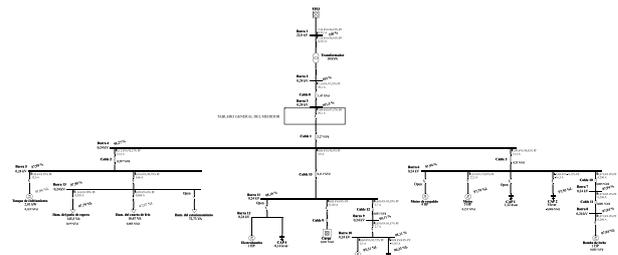


Figura 36: Flujo de carga del sistema eléctrico a demanda máxima con las mejoras

De acuerdo a los resultados, el factor de potencia es del 97,27% lo cual demuestra la inexistencia de inyección reactiva a la red. Además, la caída de voltaje existente hasta la electrobomba 2 del 4,69% está por debajo del límite del 5%, y la iluminación no excede el 3%.

Tabla 10: Valores del flujo de carga a demanda máxima con las mejoras

Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAr)	Potencia Aparente (kVA)	Factor de potencia (%)	Corriente (A)
6,90	1,65	7,09	97,27	29,10



El uso ineficiente de la energía originó una cargabilidad del 90,50% en el transformador, donde existió 7,13 kW y 5,58 kVAR el día viernes a las 6:00. A través de las mejoras, la potencia aparente es de 7,09 kVA lo que representa una disminución del 21,66%.

4.3. Replanteo del contrato de suministro eléctrico

La finca actualmente está dentro de la categoría residencial de bajo voltaje, por lo cual, la propuesta considera un cambio de contrato a BV comercial sin demanda.

El estudio permitió conocer la potencia máxima de la finca, de tal manera que la demanda declarada es de 7,59 kW, la cual resulta menor a 12 kW para ser abastecida por la empresa distribuida en el punto de entrega a bajo voltaje [15], [29].

De acuerdo al uso energético y a las características de la carga puede aplicarse a la tarifa de bajo voltaje comercial sin demanda, pues como requisito la potencia máxima debe ser inferior a 10 kW [15], [29].

Para cuantificar el ahorro monetario es considerado el consumo energético de agosto 2020 – julio 2021, cuya facturación actual es de 1.160,69 USD, mientras que la esperada de 940,25 USD, lo cual brinda un ahorro anual de 220,44 USD.

4.4. Disminución de pérdidas eléctricas

4.4.1 Pérdidas de potencia

Los resultados de la simulación en ETAP permitieron determinar que las pérdidas de potencia reducidas (P_{Rd}) son de 0,21 kW.

4.4.2 Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía reducidas (E_p) resultaron de 242,214 kW·h/año que mediante el pliego tarifario y ecuación 5, se calcula el ahorro económico debido a su disminución. Al replantear el contrato de suministro eléctrico a comercial sin demanda, es considerado el valor de 0,104 USD/kW·h por reducir la energía eléctrica en el consumo mayor a 300 kW·h [15].

$$MA_p = (E_p)(CE) \quad (5)$$

donde MA_p es el monto anual ahorrado por pérdidas [USD] y CE el costo de la energía [USD/kW·h].

$$MA_p = (242,214 \text{ kW}\cdot\text{h/año})(0,104 \text{ USD/kW}\cdot\text{h})$$

$$MA_p = 25,19 \text{ USD/año}$$

4.5. Validación técnica-económica

Para determinar la rentabilidad de la inversión se utiliza las herramientas financieras denominadas Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Factor de Recuperación de Capital (FRC), Relación Beneficio/Costo (B/C) y el Período de Recuperación (PR) [30], [31], [32], [33].

Según el Banco Central del Ecuador la tasa pasiva referencial por plazo de 361 y más, es del 7,48% (dato referenciado el 06 de octubre del 2021) misma que será utilizada como el COK anual [34].

Para estimar la vida útil de los condensadores (V_{ut}), se toma en cuenta las 10.000 h de operación que brindan los capacitores y un uso diario estimado de 5 horas, por lo cual:

$$V_{ut} = \frac{10.000 \text{ h}}{(5 \text{ h/día})(365 \text{ días/año})}$$

$$V_{ut} = 5,48 \text{ años}$$

La Tabla 11 muestra de manera resumida los ahorros energéticos y económicos, los egresos anuales e inversión total requerida, donde VP1 representa al sistema de iluminación LED con control de presencia, VP2 es la compensación reactiva, VP3 el replanteo del contrato de suministro eléctrico.

Tabla 11: Balance económico de las propuestas de mejora

Propuesta	Ahorro energético (kW·h/año)	Ahorro económico (USD/año)	Inversión total (USD)	Egresos anuales (USD)
VP1	124,600	12,96	948,09	28,00
VP2	242,214	25,19	300,55	33,60
VP3	–	220,44	–	–
Total	366,814	258,59	1.248,64	61,60

El análisis financiero considera un plazo de 10 años debido a que la vida útil de las lámparas LED ronda los 23 años, pero debe tomarse en cuenta la reinversión de los condensadores (\$ 82,34) cada 6 años.

Tabla 12: Evaluación financiera de las propuestas de mejora

Inversión	\$ 1.248,64	Plazo	10 años	Tasa de interés anual del 7,48%
Ingresos anuales	Valor Actual Neto	Tasa Interna de Retorno	Relación B/C	Período de Recuperación
\$ 258,59	\$ 51,34	8,38%	1,04	9,464 años

Al tener un VAN positivo y TIR mayor al COK, el proyecto resulta rentable, ya que por cada dólar invertido existe una ganancia neta de 4 centavos, donde la inversión total es recuperada en 9 años, 5 meses, 17,04 días.

4.5.1 Indicadores de desempeño energético con propuestas de mejora

Las diferentes propuestas analizadas en la presente investigación permitieron mejorar los indicadores IDEn actuales, cuyo factor de emisión de CO₂ es de 0,1917 kg CO₂/kW·h para proyectos de eficiencia energética [35]. A continuación, se visualiza el desempeño energético:

Tabla 13: Indicadores de desempeño energético actual vs mejora

Sistema eléctrico	Consumo eléctrico (kW·h/año)	Emisión de CO ₂ (kg CO ₂ /año)	Producción de leche (L/año)	Consumo energético por litro de leche producido (kW·h/L)
Actual	9.837,000	1.885,753	183.099	0,0537
Propuesto	9.470,186	1.815,435	183.099	0,0517
Ahorro	366,814	70,318	–	0,0020



4.5.2 Indicadores económicos con propuestas de mejora

En vista que el propietario de la finca deseó disminuir los egresos de dinero sin perjudicar la calidad del producto, se determina los indicadores económicos.

Tabla 14: Indicadores económicos actuales vs propuestos

Sistema eléctrico	Producción de leche (L/año)	Costo energético (USD/año)	Costo energético específico (ctvs./L)
Actual	183.099	1.160,69	0,634
Propuesto	183.099	902,10	0,493
Ahorro económico		258,59	0,141

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al emplear 15 lámparas LED de eficiencia luminosa entre 118 lm/W – 141,5 lm/W, el sistema de iluminación mediante control de presencia cumple los criterios primordiales de la calidad lumínica con un ahorro energético anual de 124,60 kW·h, pese a iluminar adicionalmente el estacionamiento y la bodega de alimentos.

La corrección del factor de potencia mediante compensación fija accionada por contactor y el sistema de iluminación LED con control de presencia, implicó la disminución de la cargabilidad del transformador monofásico en un 21,66%.

Con un costo de la energía según el pliego tarifario de 0,104 USD/kW·h, se alcanza anualmente el ahorro monetario de 25,19 USD por concepto de la disminución de las pérdidas energéticas equivalentes a 242,214 kW·h/año.

Los indicadores de desempeño IDEn como el consumo eléctrico presentaron una mejora de 9.837 kW·h/año a 9.470 kW·h/año, consecuentemente, el gasto de energía por litro de leche producido disminuyó de 0,0537 kW·h/L a 0,0517 kW·h/L y las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas fueron de 70,318 kg CO₂/año.

Se recomienda evaluar a largo plazo la factibilidad del dimensionamiento de un sistema solar térmico o fotovoltaico en la finca "La Cordillera", con la finalidad de sustituir el uso del GLP y alimentar las bombas autocebantes mediante energía renovable.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] M. M. Josijević *et al.*, "Ranking energy performance opportunities obtained with energy audit in dairies", *Thermal Sci.*, vol. 24, no. 5A, págs. 2865–2878, Feb. 2020, doi: 10.2298/TSCI191125100J.

[2] H. M. Abrar *et al.*, "Energy efficiency outlook of New Zealand dairy farming systems: An application of Data Envelopment Analysis (DEA) approach", *Energies*, vol. 13, no. 1, págs. 251–264, Ene. 2020, doi: 10.3390/en13010251.

[3] A. Moerkerken *et al.*, "Determinants of energy efficiency in the Dutch dairy sector: dilemmas for sustainability", *J. of Cleaner Prod.*, vol. 293, págs. 1–10, Abr. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126095.

[4] L. P. de Lima *et al.*, "The energy mix and energy efficiency analysis for Brazilian dairy industry", *J. of Cleaner Prod.*, vol. 181, págs. 209–216, Abr. 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.01.221.

[5] INEN, "Auditorías energéticas – Requisitos con orientación para su uso", 50002, Abril 19, 2016.

[6] S. Misak y L. Prokop, *Operation Characteristics of Renewable Energy Sources*, 1ra. ed. Cham, Suiza: Springer, 2017.

[7] A. Eberhard, *Power Quality*, 1ra. ed. India: InTech, 2011.

[8] P. Curtis, *Maintaining Mission Critical Systems in a 24/7 Environment*, 3ra. ed. Hoboken, Nueva Jersey: Wiley-IEEE Press, 2021.

[9] ARCERNNR, "Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica", 002/20, Noviembre 13, 2020.

[10] Cole-Parmer. (2014, Enero 24). Manual de usuario. Digi-Sense modelo 20250-00 [En línea]. Disponible en: <https://pim-resources.coleparmer.com/instruction-manual/digisense-20250-00-data-logging-light-meter-instruction-manual.pdf>

[11] J. Llopart, *MF1180_3 - Organización y gestión del montaje de las instalaciones eléctricas en el entorno de edificios y con fines especiales*, ed. 5.0. España: Elearning, 2015.

[12] IEEE, "Recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems", Std 519, Junio 11, 2014, doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6826459.

[13] Google. (2020, Enero 08). Google Earth [En línea]. Disponible en: <https://earth.google.com/web/>

[14] IEEE, "Recommended practice for monitoring electric power quality", Std 1159, Agosto 13, 2019, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8796486.

[15] ARCERNNR, "Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica. Período: Enero – Diciembre 2021", Noviembre 23, 2020.

[16] M. Sánchez, *Calidad de la energía eléctrica*, ed. Febrero. Puebla de Zaragoza, México: ITP, 2009.

[17] INEN, "Iluminación natural de edificios para fábricas y talleres. Requisitos", 1 154, Diciembre 07, 1984.

[18] INEN, "Accesibilidad de las personas al medio físico. Estacionamientos", 2248, Octubre 12, 2016.



- [19] Ministerio del Trabajo, “Reglamento de seguridad y salud de los trabajadores”, 2393, Febrero 21, 2003.
- [20] CEN, “Light and lighting - Lighting of work places - Part 1: Indoor work places”, prEN 12464-1, Julio 30, 2019.
- [21] J. González, M. Pareja y S. Terol, *Instalaciones de distribución*, 1ra. ed. Madrid, España: Editex, 2013.
- [22] NFPA, “Código eléctrico nacional”, 70, Agosto 24, 2016.
- [23] ARCERNR, “Prestación del servicio de alumbrado público general”, 006/20, Diciembre 30, 2020.
- [24] V. Márquez, J. González y J. González, *UF0567: Eficiencia energética en las instalaciones de iluminación interior y alumbrado exterior*, 1ra. ed. Andalucía, España: IC Editorial, 2013.
- [25] F. Fernández, *Instalaciones eléctricas en edificios de oficinas, comercios e industrias (MF0821)*, 1ra. ed. Barcelona, España: Cano Pina, 2015.
- [26] J. Sánchez y F. Cárcel, *Investigación de los factores incidentes en la eficiencia energética y mantenibilidad de los sistemas de iluminación interior de edificios*, 1ra. ed. Alcoy, España: 3Ciencias, 2015.
- [27] INEN, “Eficiencia energética en edificaciones. Requisitos”, 2 506, Junio 22, 2009.
- [28] J. Trashorras, *Configuración de instalaciones eléctricas*, 1ra. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2013.
- [29] ARCONEL, “Distribución y comercialización de energía eléctrica”, 001/20, Junio 19, 2020.
- [30] P. Torres, *Instrumentos financieros básico: guía práctica, apuntes de clase y casos*, 1ra. ed. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U, 2021.
- [31] S. Garrido y M. Romero, *Fundamentos de gestión de empresas*, 2da. ed. Madrid, España: Editorial Universitaria Ramón Areces, 2021.
- [32] E. Bahílo, C. Pérez y G. Escribano, *Gestión financiera*, 2da. ed. Madrid, España: Paraninfo, 2019.
- [33] N. Moreno y L. Suárez, *Ingeniería económica*, 1ra. ed. Bucaramanga, Colombia: Universidad Pontificia Bolivariana, 2019.
- [34] BCE. (2021, Octubre 01). Tasas de interés efectivas vigentes [En línea]. Disponible en: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadistica/s/SectorMonFin/TasasInteres/TasasHistorico.htm>
- [35] CTFE, “Factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador – Informe

2020”, Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de efecto invernadero, Quito, Ecuador, Inf. Téc. 2021.



Paúl Potes Valencia.- Nació en Quito, Ecuador en 1996. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2019; y de Magíster en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2022. Sus campos de investigación están relacionados con Eficiencia Energética, Energías Renovables y Sostenibilidad Energética.



Diego David Jiménez.- Nació en Loja, Ecuador en 1994. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2019; y de Magíster en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2022. Sus áreas de interés son las Energías Renovables, Sistemas Eléctricos de Potencia, Protecciones Eléctricas y Líneas de Transmisión.



Xavier Proaño Maldonado.- Nació en Latacunga, Ecuador en 1985. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2010; y de Master en Gestión de Energías de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2013. Sus campos de investigación se encuentran relacionados con Alto Voltaje, Energías Renovables, Protecciones Eléctricas y Sistemas Eléctricos de Potencia. Director de la Carrera de Electricidad en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la UTC, Ecuador.



Gabriel Napoleón Pesantez.- Nació en Cañar, Ecuador en 1988. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad de Cuenca en 2013; y de Mestre em Engenharia Eletrotecnica ramo de Energia E Automação de la Universidad Politécnica de Leiria en 2017. Su campo de investigación está relacionado con los Sistemas Eléctricos de Distribución. Docente a tiempo completo de la Carrera de Electricidad en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la UTC, Ecuador.

The feasibility of self-consumption of energy by solar panels in water services in Spain

La viabilidad del autoconsumo energético por medio de placas solares en los servicios del agua en España

 M. García¹

 B. Montano¹

 J. Melgarejo¹

¹Instituto del Agua y de las Ciencias Ambientales, Universidad de Alicante
Email: marcos.garcialopez@ua.es; borja.montano@ua.es; jmelgar@ua.es

Abstract

Energy consumption is one of the main components of the financial cost of water services. To a large extent, this comes from the traditional supply through the purchase of energy from private utilities, which is associated with a certain amount of pollution. This justifies a constant pursuit of the development of alternative energy sources with lower environmental impact and, if possible, lower financial cost. Fortunately, in recent years there have been constant improvements in the technology of solar panels, so that their viability no longer depends exclusively on their environmental benefits or public subsidies but is an alternative that can be financially viable in certain cases. Specifically, in some regions with a high shortage of water resources, there is an important development of non-conventional water sources that consume a significant amount of energy, so this work studies the possibility of substituting part of this energy by self-consumption from photovoltaic panels. In general terms, this possibility is viable from a financial point of view when consumption is low, as the yearly savings from self-consumption compensate for the initial investment. However, the low prices at high consumption levels make it difficult to build large solar panel installations financially profitable.

Index terms— Energy consumption; Financial cost of energy consumption; Self-consumption of energy; Water services; Energy price; Solar energy.

Resumen

El consumo energético es uno de los principales componentes del gasto financiero en la provisión de los servicios del agua. Este deriva, en gran medida, del suministro tradicional a través de la compra de energía a las empresas suministradoras, lo que lleva asociada una determinada contaminación. Esto justifica una persecución constante del desarrollo de fuentes alternativas de energía con un menor impacto ambiental y, si es posible, con un menor coste financiero. Afortunadamente, en los últimos años se han dado constantes mejoras en la tecnología de las placas solares, por lo que su viabilidad ya no depende exclusivamente de sus beneficios ambientales o de subvenciones públicas, sino, que es una alternativa que puede ser viable económicamente en determinados casos. En concreto, en algunas regiones con una elevada escasez de recursos hídricos existe un importante desarrollo de las fuentes no convencionales, las cuales consumen una cantidad importante de energía, por lo que este trabajo estudia la posibilidad de sustituir parte de esa energía por autoconsumo a partir de placas solares fotovoltaicas. En términos generales, esta posibilidad se muestra viable desde el punto de vista financiero cuando el consumo energético es reducido, pues el ahorro que surge del autoconsumo año tras año permite compensar la importante inversión inicial que debe realizarse. No obstante, los menores precios unitarios cuando el consumo es elevado dificultan que las instalaciones de placas solares de elevado tamaño sean rentables en términos financieros.

Palabras clave— Consumo energético; Coste financiero del consumo energético; Autoconsumo de energía; Servicios del agua; Precio de la energía; Energía solar.

Recibido: 30-06-2022, Aprobado tras revisión: 15-07-2022

Forma sugerida de citación: García, M.; Montano, B.; Melgarejo, J. (2022). “La viabilidad del autoconsumo energético por medio de placas solares en los servicios del agua en España”. Revista Técnica “energía”. No. 19, Issue I, Pp. 132-149

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.533>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

Las condiciones climáticas del planeta son cada vez más adversas. Ya no cabe duda de que la contaminación que hemos generado con el paso de los años está afectando de manera significativa la forma de vivir y de realizar las distintas actividades económicas de nuestra sociedad. De este modo, uno de los conceptos clave en los que debemos basarnos para combatir esta situación es la economía circular, cuyo pilar fundamental consiste en minimizar la generación de residuos a través de la constante reutilización de los materiales o productos. Por su parte, los combustibles fósiles forman parte de una economía lineal, pues se extraen, se transforman para generar energía y dejan a su paso residuos que inciden sobre el medio natural. Sin embargo, las energías renovables encajan mucho mejor en el concepto de economía circular, ya que la contaminación que generan es mucho menor y sus materiales son susceptibles de reutilización [1]. Además, las energías renovables, especialmente en el caso de las placas solares fotovoltaicas, llevan asociadas un fuerte impulso económico gracias a la generación de negocio y, por lo tanto, de empleo, cuestión de gran relevancia en un contexto como el actual, donde la pandemia está provocando un fuerte impacto económico [2].

Todas estas ventajas contaban en el pasado con dos fuertes inconvenientes: la reducida eficiencia de las placas solares y el elevado coste que generaba su instalación y mantenimiento. No obstante, la tecnología ha mejorado con el paso del tiempo, reduciendo su coste y mejorando su eficiencia, lo que explica el reciente incremento de la capacidad instalada y las perspectivas de que este crecimiento continúe [3]. Gracias a esto, en los últimos años se han reducido las emisiones de gases de efecto invernadero en España y se ha generado negocio y empleo [4]. Incluso en este contexto reciente, que ha mejorado significativamente la viabilidad de los proyectos consistentes en el aprovechamiento de la energía solar, el desarrollo de esta fuente de energía no ha sido suficiente, pues todavía existen barreras importantes para dicho desarrollo [5]. En concreto, podemos encontrar importantes barreras burocráticas debido a que los procedimientos administrativos para conceder permisos son muy lentos, pero también destaca una falta de impulso a este tipo de proyectos, tanto en términos regulatorios, como financieros [5]. Por este motivo, recientemente el gobierno de la Comunidad Valenciana modificó la situación burocrática de estos proyectos, haciendo que los trámites sean más ágiles y su coste menor si se cumplen determinadas condiciones [6]. Por tanto, el objetivo es suavizar las restricciones burocráticas y normativas de modo que se sumen a las constantes mejoras tecnológicas y a la continua reducción de costes y pueda aprovecharse en mejor medida el potencial de esta energía [7]. No obstante,

conviene recordar que el impacto de las instalaciones de energías renovables no es nulo y debe optimizarse su diseño de manera que el impacto sobre el entorno sea mínimo [8].

El reciente cambio burocrático en la Comunidad Valenciana es participe de los incentivos económicos ya existentes. En primer lugar, el gobierno regional cuenta con dos tipos de ayudas, como son, una deducción sobre el impuesto sobre la renta de las personas físicas (IRPF) y una subvención directa para contribuir a financiar el proyecto [9]. Como es lógico, la primera de estas ayudas está orientada a que las personas físicas consideren el autoconsumo; mientras que, de la segunda se pueden beneficiar empresas tanto públicas como privadas, siempre y cuando no sean empresas de servicios energéticos y entren en la categoría de PYME. Por otra parte, los ayuntamientos tienen la capacidad de bonificar una serie de impuestos, que son, el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) y el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), que se suman a la bonificación regional sobre el IRPF. Sin embargo, esta es una decisión de cada gobierno local, por lo que las bonificaciones varían según el lugar. De esta manera, las ciudades de menos de 10.000 habitantes no cuentan con las bonificaciones de las ciudades más grandes, aunque tampoco todas las ciudades de más de 10.000 habitantes aplican dichas bonificaciones. En resumen, estas ayudas combinan actualmente con la relajación burocrática introducida por el gobierno regional, aunque recientemente se ha planteado que los estímulos públicos a las energías renovables son insuficientes para aprovechar su potencial [3, 5].

Como se ha comentado, en los últimos años la mejora tecnológica y la disminución de costes han contribuido de manera significativa a impulsar la utilización de la energía solar. De este modo, podemos ver que existen diversos proyectos orientados a aprovecharla, lo que requiere de un análisis de viabilidad [10, 11, 12], siempre teniendo en cuenta que cada proyecto deberá ser diseñado con sumo cuidado, pues la existencia de diversas tecnologías permite adaptar la instalación a las condiciones de la región y alcanzar así un desempeño óptimo [13]. Así, existen proyectos orientados a integrar la generación de energía con invernaderos, de modo que esta se pueda utilizar para depurar el agua residual que estos lugares generan [10], aunque también es habitual encontrar que se recurre a la instalación de placas fotovoltaicas como forma de dar energía al sistema de bombeo de agua para abastecer a la población [11, 12, 14] o para suministrar energía a sistemas de trasvase [15]. Además, conviene resaltar que la Empresa Pública de Saneamiento de Aguas Residuales de la Comunidad Valenciana (EPSAR) lleva tiempo invirtiendo en la instalación de placas solares con el fin de reducir el consumo de combustibles fósiles en una actividad tan intensa en el

consumo de energía como es el tratamiento de aguas [16]. Estos proyectos, además de contribuir a reducir la contaminación y generar actividad económica, también pueden contribuir a fomentar el aprendizaje de los que participan en ellos, pues se requiere de unos conocimientos diversos que podrán compartirse entre participantes [17]. Esta cuestión es de gran importancia debido a que la falta de conocimiento puede suponer un freno al desarrollo de esta energía, especialmente cuando es el público el que desconoce sus ventajas, pues no considerarán su instalación [18]. Esta cuestión, unida al bajo precio de la energía convencional y a las restricciones burocráticas y normativas, incide en la evolución de la capacidad instalada y, por tanto, contribuye a desaprovechar el potencial de la energía solar. En cualquier caso, los proyectos basados en la utilización de este tipo de energía requieren de un diseño eficiente para ser una alternativa viable económicamente [19]. Esto se debe al coste de instalación y de mantenimiento, que puede llegar a ser elevado, de modo que un adecuado diseño se uniría a las constantes mejoras tecnológicas de que disfruta el sector, haciendo que las placas solares maximicen su eficiencia [20]. En definitiva, se puede afirmar que la utilización de energía solar es cada vez una alternativa más interesante debido a su constante reducción en costes, a sus mejoras tecnológicas y al impulso público de que disfrutan. Prueba de ello, es la existencia de cada vez más proyectos que la utilizan, estableciéndose como una magnífica alternativa para suministrar energía a los distintos servicios del agua, que son tan necesarios en regiones como la Comunidad Valenciana.

La Comunidad Valenciana es una región del este de España que sufre de gran escasez de recursos hídricos. En concreto, la zona suroeste de la región y otros territorios cercanos como son Murcia y Almería presentan una necesidad de recursos hídricos adicionales, tan elevada, que son receptoras de aguas de trasvases, han desarrollado de manera importante actividades como la reutilización de aguas residuales, la desalación de aguas y buscan constantemente la introducción de mejoras en las técnicas de riego. Todas estas actividades presentan un coste energético que condiciona en gran medida el desarrollo de las actividades. Los trasvases, debido a la necesidad de transportar el agua a una distancia considerable, con cambios de altitud, requieren de energía para poder funcionar [21]. La depuración de aguas residuales y la desalación de aguas, también presentan un coste energético significativo debido a los tratamientos que deben aplicarse [22, 23]. Por último, las mejoras en las técnicas llevan asociado un coste energético y, dada la constante escasez, estas mejoras son necesarias para los agricultores [24, 25]. En cualquier caso, este consumo energético está justificado, pues se produce a consecuencia de la respuesta dada a la necesidad de

recursos hídricos adicionales. Por tanto, minimizar dicho consumo y desarrollar fuentes alternativas de energía, son cuestiones de gran utilidad.

Debido a la situación actual en el sureste español, el objetivo de este trabajo consiste en analizar el coste energético de diversos servicios del agua; así como, estudiar la viabilidad de la instalación de placas fotovoltaicas, de manera que se podría determinar la rentabilidad de este tipo de proyectos. Esta introducción ha mostrado la voluntad de la Comunidad Valenciana para estimular el autoconsumo energético mediante placas solares. Naturalmente, no es la única región de España que realiza este tipo de actividades, pero este ejemplo nos puede servir para conocer qué aspectos deben tenerse en cuenta a la hora de valorar dicho autoconsumo. Para cumplir con el objetivo, el primer paso consiste en analizar el consumo energético de los distintos servicios del agua, con especial atención sobre el coste financiero que supone sobre los costes de operación totales. Tras esto, se determinará el coste que tendría la instalación de placas solares y, por último, combinando ambas cuestiones obtendremos la viabilidad de estos proyectos.

2. MATERIALES

Los datos que hemos utilizado para el objetivo propuesto provienen de diversas fuentes. En primer lugar, los datos de consumo energético, así como del coste económico de las depuradoras de la Comunidad Valenciana provienen de la Entidad Pública de Saneamiento de Aguas Residuales de la Comunidad Valenciana (EPSAR) y contienen factores clave como cantidad de agua tratada, consumo energético y coste de la potencia contratada y, de la energía consumida. La Comunidad Valenciana es una región del este de España que sufre de una elevada presión sobre sus masas de agua, motivo por el cual las fuentes de recursos hídricos no convencionales están muy desarrolladas. Los datos de consumo energético están disponibles en la página web de la EPSAR, mientras que los otros datos se nos cedieron directamente por correo. En segundo lugar, los datos acerca del consumo energético y del respectivo coste financiero del trasvase Tajo-Segura provienen del Sindicato Central de Regantes del Acueducto Tajo-Segura (SCRATS). Este trasvase permite suministrar agua a una región del sur de España donde los recursos son extraordinariamente escasos, por lo que cualquier medida que permita mejorar el funcionamiento del trasvase puede adquirir una gran importancia. No obstante, esta información no está actualmente publicada, pues los datos son provisionales a la espera de obtener los resultados definitivos. En cuanto a los costes de la instalación de placas fotovoltaicas para autoconsumo, estos provienen de una empresa del sector, Enerficz, que nos ha elaborado dos presupuestos en función del tamaño de la instalación. Estos datos incluyen información acerca



de la inversión necesaria, del coste de financiación o de los costes de operación y mantenimiento.

3. RESULTADOS

3.1. Consumo energético de los servicios del agua

El apartado de resultados presentará los datos disponibles y se dividirá en diversos apartados. En primer lugar, se presentará el consumo energético de la depuración de aguas residuales, de la desalación de aguas, del trasvase Tajo-Segura y del regadío con el objetivo de mostrar la importancia de la cuestión. Tras esto, se analizará el coste financiero derivado del consumo energético de algunas estaciones de depuración de aguas de la Comunidad Valenciana (España) y del trasvase Tajo-Segura (España).

3.1.1 Consumo energético de la depuración de aguas residuales

Por desgracia, el coste económico derivado del consumo energético no es un dato disponible en la mayoría de los casos, pero sí que disponemos de información de algunos casos concretos, además de que otros trabajos han tratado el tema de la eficiencia energética de estas instalaciones, así como de su coste [22, 26, 27]. Estos trabajos mostraron algunas cuestiones de interés, por ejemplo, que el consumo energético y la cantidad de aguas tratadas, es decir, el tamaño de la planta de tratamiento, guardan una clara relación. En este sentido, el consumo energético es menor a medida que aumenta la cantidad de aguas tratadas, por lo que, debido a las economías de escala, el consumo energético medio es menor en las grandes instalaciones [26]. Además, estas grandes infraestructuras acumulan la mayor parte de aguas tratadas, por lo que incrementar el suministro de energía proveniente de fuentes renovables (el 16,57% de la energía requerida ya se suministra por estas fuentes) en este caso sería una buena opción dada la mayor eficiencia en su funcionamiento [16]. Otra cuestión de interés consiste en la eficiencia energética de las distintas plantas, pues debe tenerse en cuenta que constantemente se busca mejorar su eficiencia energética con el objetivo de minimizar costes [22]. Esta es una manera de reducir las necesidades energéticas de la actividad, pero también es importante de cara al diseño de proyectos de autoconsumo mediante placas solares, pues si no se tiene en cuenta, en un futuro se podría estar desperdiciando la capacidad instalada, aunque siempre cabe la posibilidad de darle otro uso a la energía.

Por tanto, analizar el consumo energético puede volverse complicado, pero es fundamental para determinar la viabilidad de los proyectos orientados a suministrar energía por medio de fuentes renovables. Así, los datos, resumidos en la Tabla 1, muestran

claramente la relación entre el tamaño (medido en este caso en habitantes equivalentes) y el consumo energético por metro cúbico de agua tratado. Como es natural, en términos relativos son las estaciones pequeñas las que más consumen, mientras las más grandes consumen menos que la media. De este modo, la media se sitúa en un consumo de 0,77 kWh por metro cúbico, muy alejada tanto de las estaciones más pequeñas como de las más grandes. No obstante, debe tenerse en cuenta que el elevado número de instalaciones de reducido tamaño eleva esta media al no ser ponderada. Así, si dividimos el total de consumo energético por el total de metros cúbicos tratados encontramos un promedio de 0,38 kWh/m³. La diferencia es significativa, pues el valor de 0,77 kWh/m³ se situaba por encima de casi todos los grupos, mientras que 0,38 kWh/m³ se sitúa por debajo de la mayoría de ellos. Como se puede observar, aunque el coste energético medio se reduce a medida que el tamaño de la planta crece, no es hasta el penúltimo grupo cuando se puede considerar que la actividad se desarrolla de una manera eficiente, ya que en ese punto el gasto energético se sitúa en 0,28 kWh/m³, es decir, por primera vez se sitúa por debajo de la media. Sin embargo, solamente podemos encontrar cuatro (4) Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR) en este umbral de consumo, de modo que podemos observar que la mayoría de las estaciones sufren de una falta de eficiencia energética derivada, al menos parcialmente, de su reducido tamaño. Es decir, las economías de escala están muy presentes en esta actividad, lo que hace del tamaño de la instalación una variable clave que ha llevado a proponer que se concentren los caudales con el fin de aprovechar las ventajas de dichas economías de escala y reducir costes, tanto económicos como ambientales [26]. Estos datos muestran conclusiones similares a las obtenidas por Albadaejo-Ruiz, Martínez-Muro & Santos-Asensi [26], aunque con algunas variaciones. En primer lugar, destaca cómo el consumo energético por metro cúbico en general es menor, pero es significativa la diferencia en el grupo de menor tamaño, tanto en términos de consumo energético (de 1,94 kWh/m³ en el citado trabajo al 1,21 kWh/m³ obtenido en este) como en número de depuradoras (de 54 depuradoras en el citado trabajo a 105 depuradoras en este). Del mismo modo, en este trabajo encontramos que tanto las demás plantas de reducido tamaño como las de mayor tamaño muestran un consumo energético medio menor respecto a hace unos años. Por el contrario, aquellas situadas en los grupos intermedios presentan un consumo energético relativamente superior al obtenido por Albadaejo-Ruiz, Martínez-Muro & Santos-Asensi [26].

La Fig. 1 es una representación del consumo energético de las distintas plantas depuradoras en función del tamaño, donde se puede ver claramente la



relación y cómo solamente las instalaciones de mayor tamaño son eficientes. También se han incluido líneas rectas que representan el consumo medio ponderado y el consumo medio, que permiten ver claramente la gran cantidad de estaciones que superan esas cantidades, especialmente en el caso del consumo medio ponderado. En concordancia con la Tabla 1, en la Fig.

1 está presente la relación entre el consumo y el tamaño, a partir de la cual se puede observar que las plantas de mayor tamaño presentan un menor consumo por metro cúbico que el resto. No obstante, conviene comentar que los datos disponibles contienen un pequeño número de infraestructuras de tamaño medio con consumos muy reducidos o incluso nulos.

Tabla 1: Características básicas de las EDAR de la Comunidad Valenciana en 2018. Fuente: EPSAR

Grupo	EDAR (Número)	Población servida (he)	Consumo eléctrico (kWh/m ³)	Caudal de proyecto (m ³ /día)	Potencia instalada (kW)	Rendimientos sólidos en suspensión (%)	Rendimientos demanda biológica de oxígeno (%)	Rendimientos demanda química de oxígeno (%)
Hasta 200 he	105	96,48	1,21	106,14	13,48	87,45	92,67	87,75
Hasta 400 he	64	286,28	0,76	294,02	29,83	91,06	94,73	89,41
Hasta 600 he	55	495,91	0,68	242,07	24,51	93,00	95,95	91,78
Hasta 1000 he	55	766,16	0,65	371,44	29,44	90,38	93,49	88,96
Hasta 1600 he	39	1266,00	0,66	651,97	62,53	93,18	95,69	90,67
Hasta 4000 he	50	2551,90	0,64	1105,00	93,04	93,12	95,54	91,14
Hasta 13000 he	48	7168,31	0,65	3409,10	271,25	95,06	96,54	92,60
Hasta 125000 he	57	39068,40	0,57	14243,30	980,68	95,58	96,49	92,75
Hasta 200000 he	6	164596,00	0,49	50166,67	2129,00	96,67	98,00	94,00
Hasta 500000 he	3	308637,67	0,28	87373,33	2510,33	95,00	97,67	93,00
Hasta 1000000 he	1	852799,00	0,23	200000,00	15232,00	97,00	98,00	94,00
Total	483	11619,25	0,77	3898,57	247,22	91,84	94,89	90,35

En todo caso, se puede observar fácilmente que existe mucho margen de mejora en cuanto a eficiencia energética, así como, que existe una gran demanda de energía, por lo que estimular el suministro a través de fuentes renovables puede aportar importantes beneficios.

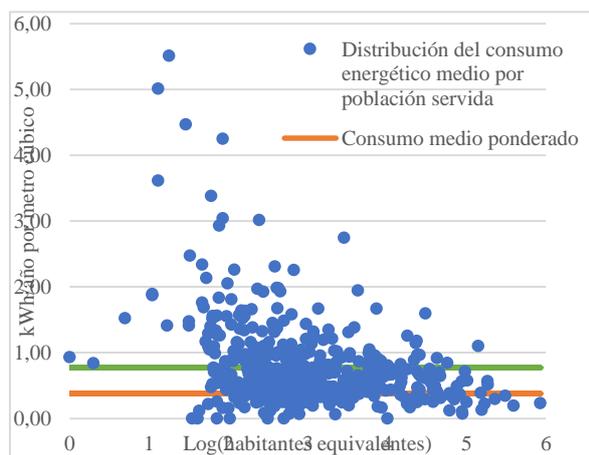


Figura 1: Distribución de las estaciones depuradoras en base a su tamaño y consumo energético

3.1.2. Consumo energético de la desalinización de aguas

La desalinización es una fuente de recursos hídricos no convencional que permite incrementar los recursos

disponibles, lo que es especialmente útil en regiones de gran escasez, en las que otras alternativas no sean factibles. Sin embargo, presenta unos costes importantes, entre los cuales destacan los energéticos, que generan un coste medio por metro cúbico relativamente elevado. En cualquier caso, la capacidad de las desaladoras para la generación de recursos adicionales ha motivado su desarrollo en lugares de escasez. De esta manera, en España se diseñó el Programa A.G.U.A. (Actuaciones para la Gestión y la Utilización del Agua), el cual buscaba reorientar la política del agua a partir de la explicación y difusión de actuaciones concretas diseñadas para garantizar la disponibilidad y la calidad del agua en cada territorio. Diversas desalinizadoras formaron parte de este programa y, de hecho, la capacidad instalada de desalación de aguas de España es de 5 millones de metros cúbicos al día, una de las mayores del mundo [28]. Cuando se planificaron estas instalaciones, se estimó que el coste energético supondría aproximadamente el 32 % del coste total pero, debido a incrementos en los precios de la energía, el coste energético ha alcanzado casi el 50 % del coste de producción en 2012 [23]. De la misma manera que con la depuración de aguas residuales, el coste financiero derivado del consumo energético es muy importante y es, de hecho, uno de los mayores condicionantes del adecuado desarrollo de la actividad. Por tanto, son



actividades especialmente vulnerables a incrementos del precio de la energía y que podrían beneficiarse enormemente de las mejoras en eficiencia y reducciones de precio de las placas solares, pues se podrían constituir como una alternativa que genere ahorros ambientales y monetarios. Por supuesto, la eficiencia energética es de gran interés, ya que minimizar el uso de recursos es un signo de eficiencia económica, no obstante, teniendo en cuenta que

siempre debe existir un consumo mínimo, deben valorarse otras alternativas que ayuden a mejorar la situación. Por tanto, la problemática energética es fundamental a la hora de determinar la viabilidad de un instrumento capaz de incrementar los recursos hídricos disponibles.

Tabla 2: Volumen de agua desalinizada, volumen de agua desalinizada destinada a riego y sus costes para los años 2007 y 2012 para 6 plantas desalinizadoras. Fuente: [23]

Nombre actuación	Volumen total (m ³)	Volumen Riego (m ³)	Costes 2007		Costes 2012	
			Total (€)	€/m ³	Total (€)	€/m ³
Desalinizadora Torrevieja (ATS)(Riego)	80.000.000,00	60.000.000,00	83.422.792,00	1,04	102.349.719,00	1,28
Desalinizadora de Valdelentisco (Murcia)	70.200.000,00	37.000.000,00	36.667.611,00	0,52	45.866.039,00	0,65
Ampliación Desalinizadora de Águilas (Murcia)	40.000.000,00	30.000.000,00	38.015.085,00	0,95	45.547.112,00	1,14
Desalación Campo de Dalías (Almería)	30.000.000,00	7.500.000,00	31.472.912,00	1,05	39.743.025,00	1,32
Desalinizadora Bajo Almanzora (Almería)	20.000.000,00	15.000.000,00	16.544.298,00	0,83	20.736.462,00	1,04
Ampliación Desalinizadora de El Mojón (Murcia)	5.870.000,00	5.870.000,00	6.323.070,00	1,08	7.605.900,00	1,30
Totales	246.070.000,00	155.370.000,00	212.445.768,00	0,86	261.848.256,00	1,06

Este aspecto puede incidir de manera significativa en el momento de tomar la decisión de qué instrumento utilizar para afrontar la escasez [21]. En cualquier caso, no debe olvidarse que el coste financiero del consumo energético va directamente vinculado a la evolución de los precios de la energía. En este sentido, el valor monetario generado, por ejemplo, por una instalación de placas solares depende de dicha evolución de los precios. Esto es algo razonable y es un condicionante clave a la hora de determinar su viabilidad, pues sus costes de instalación, de operación y de mantenimiento no dependen de los precios, por lo que si estos son bajos, el ahorro obtenido también lo será; mientras que, es posible generar grandes ahorros financieros en un contexto de precios elevados. Es decir, el autoconsumo energético mediante placas solares, aunque genera beneficios ambientales y reduce la dependencia del suministro externo, está íntimamente ligado a la evolución de los precios de la energía para determinar su viabilidad financiera.

Con el objetivo de ejemplificar la situación del coste energético de las desalinizadoras del Programa A.G.U.A, la Tabla 2 [23] muestra el coste de producción de agua desalinizada en 2007 (momento del diseño) y 2012 (con los datos disponibles en el momento de revisar el funcionamiento de las desalinizadoras) para una serie de plantas cuya agua se destina, al menos parcialmente, al riego. De este modo, se puede observar cómo, en un periodo de tan sólo 5 años, el coste total pasó de aproximadamente 212 millones de euros a casi 50 millones más. Para realizar

esta comparación partimos de que el volumen de agua se mantiene constante entre ambos periodos, por lo que este incremento es realmente significativo. En términos relativos, podemos encontrar que la variación del coste de casi 50 millones de euros sobre los 212 millones originales se traduce en un incremento de alrededor de 20 céntimos por metro cúbico, es decir, el coste financiero de la desalación de aguas ha sufrido un incremento de aproximadamente el 23 % en un periodo de 5 años. Por supuesto, el coste financiero del consumo energético no supone la totalidad de este dato, pero es una parte muy importante que suele ascender al 50 %-60 % del coste total de una desalinizadora [29], lo que lleva al coste energético a ser la principal partida de gastos y a afectar directamente a la evolución de los costes totales. No obstante, existe una elevada variabilidad de costes entre distintas desalinizadoras debido a las particularidades de cada caso. Los costes financieros de la desalación suelen encontrarse entre 0,80€ y 1,20€ por metro cúbico cuando se incluye la amortización [28]. Sin incluirla, el coste se reduce y pasa a encontrarse, habitualmente, entre los 0,40€ y los 0,60€ [28], por lo que, si partimos de que el coste energético supone entre un 50 % y un 60 %, este supone entre 0,20€ y 0,36€ por metro cúbico. Aunque, por supuesto, existe cierta variabilidad y generalizar no es posible, pero esto es buena muestra de la importancia del consumo energético. De esta manera, actividades como mejorar la eficiencia energética de estas instalaciones y encontrar fuentes de energía alternativas son aspectos de interés, no solamente para reducir el coste financiero y ambiental de la desalación, sino

también, para maximizar las posibilidades de que este tipo de proyecto sea viable.

3.1.3. Consumo energético de los trasvases de agua

Los trasvases son otra de las herramientas que se pueden utilizar a la hora de combatir la escasez de recursos hídricos en determinados lugares. Como es lógico, requiere de una zona con suficiente abundancia de recursos como para poder prescindir de parte de ellos y de una con escasez para poder realizar la transferencia. Además, deben ser regiones relativamente cercanas para que los costes no se disparen y el proyecto sea económicamente viable. En este sentido, los trasvases largos supondrían un coste muy elevado no solamente en cuanto a inversión, sino también, en términos de operación y mantenimiento. Esto convierte a las alternativas de trasvases de menor distancia en una opción comparativamente mejor que los trasvases de larga distancia, pues los costes son menores y son más fáciles de asumir por los futuros usuarios de las aguas, que son los que cubren dichos costes. Uno de estos costes es el energético, pues el agua requiere de energía para desplazarse de un punto a otro, aspecto que está fuertemente vinculado con el terreno en el cual se construye el trasvase. De nuevo, como en los casos anteriores, podemos encontrar que esta alternativa de política hídrica es dependiente de la energía. Si tenemos en cuenta que un trasvase requiere de una gran infraestructura, con su correspondiente inversión, podemos pensar que los usuarios de sus aguas tienen una gran necesidad de recursos y que han valorado que esta era la alternativa disponible más eficiente. Por tanto, a pesar de los elevados costes de inversión, es una herramienta que puede generar grandes beneficios en regiones que padecen de gran escasez [30]. Aunque, no obstante, optimizar el diseño de un trasvase es esencial para que este tipo de proyectos sean rentables y presenten el menor consumo energético posible [31], pues la costosa infraestructura condiciona en gran medida el proyecto.

Para aportar información concreta, la Tabla 3 [21] presenta el consumo energético por tramos del trasvase Tajo-Segura. Se pueden encontrar grandes variaciones en función de dónde se produzca el consumo de agua a consecuencia de aspectos como la elevación o la distancia. Por ejemplo, la impulsión de Fuente Álamo (Campos de Cartagena) eleva 4,64m³ por segundo hasta superar un desnivel de 93 metros con un coste energético de 1,22 kWh/m³ mientras que la impulsión de Alhama eleva 10m³ por segundo para superar una distancia de 116 metros a un coste energético de 1,80 kWh/m³. Como se puede observar, la segunda de estas impulsiones, que sucede a más velocidad y debe compensar una mayor altura, presenta un coste energético significativamente superior. En cualquier caso, el consumo es significativo y se observa cómo puede alcanzar valores muy elevados en determinados

lugares, por lo que minimizar el consumo energético es una cuestión de gran relevancia, pues implica reducir el coste económico y ambiental que lleva asociado. Sin embargo, el aspecto energético debe valorarse en términos relativos. Como hemos visto anteriormente, tanto con el caso de la depuración de aguas como en el de la desalación, el coste energético puede variar según las características de la instalación. Por este motivo, es muy importante entender el contexto del consumo energético del trasvase Tajo-Segura. Así, si bien el consumo energético de determinadas plantas desalinizadoras puede ser menor al del trasvase, debe mencionarse que las desalinizadoras que podrían suponer una alternativa a este trasvase presentan un coste energético notablemente superior [21]. Por tanto, si bien el consumo energético del trasvase Tajo-Segura es relevante y debe minimizarse con el objetivo de reducir el impacto ambiental y el coste financiero, en comparación con otras alternativas la problemática energética es menor.

Tabla 3: Consumo energético por tramos del trasvase Tajo-Segura. Fuente: [21]

Zona	kWh/m ³
Zona I (C.R Calasparra y Cieza)	0,87
Zona II	1,42
Riegos de Levante (Margen Izquierda)	0,96
Campos de Cartagena	1,22
Lorca, Totana, Alhama y Valle de Almanzora	1,80
Yéchar, Pantano de La Cierva, La Puebla	1,94
Margen derecha	1,39
Media	1,21

3.1.4. Consumo energético del regadío

El regadío, aunque no es como tal un instrumento mediante el cual se pueda afrontar la sequía o la escasez de recursos, es una actividad que también lleva asociado un consumo energético muy importante [24, 32]. En concreto, es necesario captar el agua desde su punto de origen, transportarla a su destino y después distribuirla por la zona [25]. Esto no se aplica solamente al regadío, sino, al bombeo de agua en general, pero como el regadío en concreto guarda actualmente una estrecha relación con el consumo energético debido a la posibilidad de realizarlo de manera más eficiente a partir de la introducción de innovaciones, es uno de los servicios del agua que debemos valorar dentro del contexto de este análisis. Estas novedades se han ido introduciendo con el paso del tiempo como respuesta a los importantes periodos de escasez de recursos, haciendo que el consumo de recursos hídricos por parte de los agricultores sea más eficiente a costa de un mayor coste energético [25]. Esto presenta, como ya se ha mencionado



anteriormente, un importante coste financiero, en este caso para los agricultores, y un relevante impacto ambiental. La escasez de recursos hídricos es lo que impulsa estas mejoras con el objetivo de maximizar la rentabilidad del agua y minimizar su consumo, por lo que existe justificación para realizar el gasto energético de estas mejoras. Por tanto, las medidas orientadas a maximizar la eficiencia energética de las actividades de regadío pueden ser de gran ayuda para los agricultores, que ven cómo, con el objetivo de utilizar mejor el agua, sufren un coste financiero superior [33].

Del mismo modo que con el resto de los servicios del agua, esta problemática hace a las comunidades de regantes especialmente vulnerables a los precios de la energía, con importantes consecuencias sobre su situación económica [24]. Así, existen una serie de herramientas que permiten reducir el consumo energético, aparte de las alternativas en la generación de la energía, las cuales serían [34]: 1) sistema online de seguimiento de facturas y consumos para tener controlada la situación y disponer de información para introducir mejoras; 2) programar el bombeo en las horas en que la energía es más barata; 3) optimizar la potencia contratada y 4) negociación conjunta de contratos de suministro eléctrico. Mejoras de este tipo supusieron un ahorro del 10 % del consumo energético para los regantes de Riegos del Alto Aragón, aunque no alcanzó a compensar el incremento de precio [34]. Es decir, aunque optimizar el consumo energético del regadío no es una estrategia en sí para afrontar la escasez de recursos, sí que permite ahorrarse un gasto importante [35], lo que haría más rentable la actividad y liberaría recursos financieros para otros proyectos. Incluso en el caso de reducir el consumo energético a lo largo de un periodo en una proporción menor al incremento de los precios, este tipo de medidas contribuyen a reducir tanto el impacto ambiental como el efecto de la subida de precios, por tanto los efectos pueden ser muy positivos. De nuevo, el autoconsumo mediante paneles solares se presenta como una alternativa para la obtención de energía, pues en un contexto de precios elevados los beneficios financieros potenciales pueden ser importantes, además de reducir el impacto ambiental y la dependencia del mercado.

Con el objetivo de clarificar la situación, la Tabla 4 [25] muestra información relativa al consumo energético de los agricultores españoles. En concreto, permite observar cómo dicho consumo ha evolucionado de una manera mucho más intensa que la superficie de cultivo y el consumo de agua, por lo que ha ido ganando peso con el tiempo como coste de la agricultura de regadío. El consumo de agua es, de los 3 aspectos comentados, el que menos ha evolucionado. Por tanto, nos encontramos con que se consume menos agua por hectárea de cultivo, lo que surge como respuesta de las mejoras introducidas con el paso del

tiempo con el objetivo de ahorrar agua. Sin embargo, destaca el importante incremento del consumo energético ocasionado por la modernización del regadío, varias veces superior a los aumentos de superficie de cultivo y de consumo de agua. Esto muestra la importancia de la energía en las técnicas de riego, lo que hace a los agricultores dependientes de su precio. Tanto por hectárea de terreno como por hectómetro cúbico de agua consumida, el coste energético medio ha crecido e introducir medidas de eficiencia energética o encontrar alternativas de suministro energético sería de gran utilidad para mejorar la situación de una actividad tan básica como la agricultura.

Tabla 4: Evolución de la superficie de riego y del consumo de agua y energía para riego en España para el periodo 1900-2007.
Fuente: [25]

Año	Superficie (miles de Ha)	Consumo de Agua (hm ³)	Consumo de energía (GWH)
1900	1000	5400	0
1930	1350	7594	182
1940	1500	8288	191
1950	1500	8353	309
1970	2200	12320	1056
1980	2700	14648	2093
1990	3200	17400	3480
2000	3410	18499	4893
2007	3760	20163	5866
2007/1950	2,5	2,4	19

3.2. Coste financiero del consumo energético de los servicios del agua y viabilidad del autoconsumo energético mediante placas solares

3.2.1. Coste económico del consumo energético de las instalaciones de depuración

Por otra parte, este consumo energético, relevante en los distintos servicios del agua, lleva asociado un coste, el cual es uno de los más importantes, o incluso el más importante, a la hora de analizar los costes de operación y mantenimiento cuando hablamos de la depuración de aguas residuales [27]. Por este motivo, las medidas orientadas a maximizar la eficiencia energética y minimizar el coste económico, así como la contaminación generada, son de gran utilidad. Además, recientemente se han producido importantes incrementos de precio que, junto con la disminución del coste de la energía solar comentado anteriormente, hacen que la instalación de placas solares sea una alternativa cada vez más interesante. De hecho, en cuanto al coste económico implícito en el suministro de energía eléctrica, en el año 2009 suponía el 44 % de los

costes totales y, tras 3 años de incrementos, alcanzó el 56 % en el año 2012 [27]. Esto, ligado al importante consumo energético que presentan los distintos servicios del agua (este trabajo contiene diversos datos provenientes de las plantas depuradoras de la Comunidad Valenciana, pero otros servicios como la desalación o el suministro también requieren de energía), implica que es una parte de la gestión de los recursos hídricos que dispone de un gran margen de mejora. Como se ha comentado antes, los datos sobre el coste económico de la energía por parte de los servicios del agua no es una información que se suela publicar. No obstante, la EPSAR sí que dispone de este dato para algunas de las plantas depuradoras de la Comunidad Valenciana. Como nos indican desde esta misma entidad, las instalaciones de depuración las gestionan, en general, empresas privadas, por lo que cada una negocia por su cuenta el suministro energético. Teniendo en cuenta que existen 30 entidades diferentes que gestionan instalaciones de depuración, además de que están repartidas por toda la región y muestran características diversas, es lógico pensar que los precios puedan variar significativamente entre las distintas EDAR. Así, sin detallar en exceso, los datos (Tablas 5 y 6) muestran cómo las plantas de menor tamaño presentan un precio por kWh superior al resto, aunque su precio final es inferior debido al tamaño.

No obstante, se puede observar que las depuradoras de El Campello y San Juan (Tabla 6) disponen tanto de un precio como de una cantidad inferiores a la de Almussafes, aunque cabe destacar que las primeras utilizan la energía en planta mientras la de Almussafes la utiliza para el bombeo. El tipo de tarifa eléctrica escogida (Tabla 7) también es una cuestión de interés, pues las plantas de gran tamaño escogen una tarifa de seis tramos, mientras las demás disponen de tarifas de tres tramos o incluso de uno para consumos muy reducidos. Esto incide directamente sobre los costes, pero debido a que está íntimamente relacionado con el tamaño de la instalación, es una parte de interés concreta de uno de los aspectos más importantes. Por otra parte, cabe destacar que las EDAR se agrupan en sistemas de explotación con el objetivo de reducir sus costes operativos. Por tanto, aspectos como la calidad del agua residual entrante, la calidad requerida para su salida de la instalación, la cantidad de agua tratada o la empresa explotadora son aspectos muy específicos que afectan a la gestión de las instalaciones. De ahí que el objetivo de esta investigación no consista en determinar la viabilidad de la instalación de placas solares para un caso concreto, sino que se persigue establecer un marco teórico aplicable a futuros casos concretos a partir de la información real disponible.

Tabla 5: Datos básicos del coste energético de la estación de depuración de Ademuz

	Variable			
	Tipo de instalación	Planta depuradora	Estación de bombeo	Totales
	Tipo de tarifa eléctrica	3.1.A	2.0.A	
Datos término de potencia	Potencia contratada (kW/año)	480,00	119,00	
	Precio (€/kW)	7,34	3,64	
	Coste término de potencia (€/año)	3.522,38	432,99	3.955,37
Datos término de consumo	Energía (kWh/año)	85.748,00	4.538,00	
	Precio (€/kWh)	0,11	0,14	
	Coste término de consumo (€/año)	9.286,51	633,50	9.920,01
	Importe total (€/año)	12.808,89	1.066,49	13.875,38

Tabla 6: Datos básicos del coste energético de las estaciones de depuración de Alacantí norte

	Variable			
	Instalación	EBAR El Campello	Alacantí norte	EBAR San Juan
	Tipo de tarifa	3.1.A	6P	3.1.A
Datos término de potencia	Potencia contratada (kW/año)	1.200,00	5.157,00	1200
	Precio (€/kW)	3,11	3,46	3,11
	Coste término de potencia (€/año)	3.731,85	17.819,83	3.731,85
Datos término de consumo	Energía (kWh/año)	186.643,00	1.701.356,00	120.440,00
	Precio (€/kWh)	0,07	0,06	0,07
	Coste término de consumo (€/año)	12.345,68	104.746,74	7.966,63
	Importe total (€/año)	16.077,54	122.566,57	11.698,47

Tabla 7: Información básica de las cuatro tarifas eléctricas utilizadas

Tarifa/Variable	Tensión	Potencia	Periodos	Tipo de consumidor
2.0A	Baja	<10 kW	1	Hogares
3.0A	Baja	>15 kW	3	Pymes, casas grandes

Tarifa/Variable	Tensión	Potencia	Periodos	Tipo de consumidor
3.1A	Alta	>=15 kW <=450 kW	3	Instalaciones medianas /grandes
6P/6.1/6.1A	Alta	> 450 kW	6	Instalaciones Grandes

3.2.2. Viabilidad del autoconsumo energético en la depuración de aguas residuales a través de placas solares

Como alternativa energética, dada la situación actual, hemos valorado la posibilidad de obtener el suministro energético a través de paneles solares fotovoltaicos. En este sentido, una empresa del sector nos ha presupuestado el coste y características de dos instalaciones de distinto tamaño. La primera sería capaz de generar aproximadamente 10.000kWh al año y, la segunda, alrededor de 147.000kWh. El disponer de información de dos tamaños de instalación tan diferentes nos permitirá valorar la posibilidad de utilizar placas solares tanto para consumos de energía reducidos como para grandes. Como muestra la Tabla 8, existen diferencias importantes entre ambos tipos de presupuesto, destacando que la instalación grande requeriría de una potencia contratada mayor, de una mayor superficie y de un coste por tarifa de acceso. Por este motivo, la situación es muy diferente a la hora de valorar estas dos alternativas, pues un proyecto pequeño dispone de un coste de inversión relativamente alto en comparación con los costes operativos una vez se comienza a producir la electricidad. Por su parte, una instalación de mayor tamaño, además de la inversión inicial, presenta un coste operativo y de mantenimiento considerable, por lo que, el análisis debe realizarse con cuidado. En cualquier caso, los presupuestos muestran que el coste anual de la energía es menor para el caso del autoconsumo, por lo que deben valorarse aspectos como la vida útil de las placas fotovoltaicas, de manera que se le pueda asignar un periodo al análisis, o las condiciones de financiación del proyecto, pues lo más seguro es que los recursos financieros no estén disponibles para pagar al contado y deba recurrirse a financiación externa. Además, también cabe la posibilidad de solicitar las ayudas comentadas anteriormente, que permitirían reducir ligeramente el coste de la instalación y supondrían un nuevo factor a favor de las placas solares. Así, sumando las ayudas públicas con la propia competitividad de las instalaciones de placas fotovoltaicas, podríamos reducir tanto los costes energéticos de los servicios del agua como la contaminación que estos generan por medio de su demanda energética, proveniente principalmente de combustibles fósiles. Es decir, obtendríamos tanto ventajas económicas como ambientales.

Tabla 8: Características de dos alternativas de autoconsumo energético mediante instalaciones sobre cubierta con 10 grados de inclinación.

Energía anual demandada a la red (kWh/año)	10.000,00	339.534,00
Potencia necesaria para suministrar la energía (kWp)	7,20	100,00
Energía obtenida mediante la instalación de paneles (kWh/año)	10.010,00	147.000,00
Energía producida por cada m ² de módulo FV (kWh/m ² *año)	0,27	0,27
Superficie necesaria para la instalación (m ²)	78,00	1.080,00
Tipo de tarifa eléctrica contratada	2.0A	3.0
Potencia contratada (kW)	5,75	-
Coste de la energía de la tarifa 2.0A (€/kWh)	0,08	-
Coste Tarifa de Acceso 3.0 sin FV (€)	-	10.243,00
Coste total del consumo de energía con la Tarifa 3.0 sin FV (€)	1.430,38	4.117,00
Coste Tarifa de Acceso 3.0 con FV (€)	-	4.900,00
Coste total del consumo de energía con la Tarifa 3.0 con FV (€)	487,28	2.066,00
Inversión a realizar (€)	9.000,00	61.525,00
Tipo de financiación a 7 años (%)	3,00	3,00
Coste mantenimiento de la inversión (% sobre la inversión inicial)	1,00	1,00

Por tanto, una instalación de placas solares dispone, en resumen, de los siguientes costes: una inversión inicial para realizar la instalación; un coste de mantenimiento del 1 % anual sobre la inversión inicial; un tipo de interés del 3 % para la financiación a siete (7) años y un coste operativo relacionado con el proceso de generación y utilización de la energía. Las Tablas 9 y 10 presentan los costes, para los siete (7) años de financiación, de las dos instalaciones de placas solares a estudiar. La primera de estas generaría 10.010kWh al año mientras la segunda generaría 147.000kWh. Para la instalación pequeña, se puede observar cómo la financiación incrementa el coste de la inversión casi en 1.000€, lo que supone un importante coste adicional. De esta manera, si sumamos la inversión, su coste, el mantenimiento anual de la instalación y el coste de generación de la energía, obtenemos un coste de 14.030,21€ para los primeros siete (7) años, lo que es notablemente superior a los 10.012,66€ que costaría el suministro de la energía por medio de su compra directa. No obstante, a partir del séptimo año este tipo de instalación comenzaría a dar beneficios. El caso para la instalación grande es similar, con la diferencia de que en este caso sí que existe un coste por tarifa de acceso,

tanto si se compra la energía como si se realiza el autoconsumo. No obstante, las conclusiones son parecidas respecto a la instalación pequeña a excepción de que, debido a la presencia de economías de escala, el coste medio de generación de la energía es menor.

Tabla 9: Costes de una instalación de placas solares de 10.010 durante los 7 años de financiación

		Mes	Año	Total
Financiación	Pago sin intereses (€)	107,14	1.285,71	9.000,00
	Intereses (€)	11,78	141,32	989,25
	Pago con intereses (€)	118,92	1.427,04	9.989,25
Costes operativos	Mantenimiento (€)	7,50	90,00	630,00
	Coste energía (€)	40,61	487,28	3.410,96
	Coste tarifa de acceso (€)	0	0	0

Tabla 10: Costes de una instalación de placas solares de 147.000 durante los 7 años de financiación

		Mes	Año	Total
Financiación	Pago sin intereses (€)	732,44	8.789,29	61.525,00
	Intereses (€)	80,51	966,094	6.762,66
	Pago con intereses (€)	812,95	9.755,38	68.287,66
Costes operativos	Mantenimiento (€)	51,27	615,25	4.306,75
	Coste energía (€)	172,17	2.066,00	14.462,00
	Coste tarifa de acceso (€)	408,33	4.900,00	34.300,00

La inversión inicial, además de las condiciones de financiación, convierten una instalación como las planteadas en proyectos que solamente mostrarán rentabilidad económica en el largo plazo. Es decir, durante el periodo de financiación se obtienen pérdidas, pero una vez completados los pagos de la inversión al séptimo año, el ahorro que se deriva del autoconsumo provoca que sea una alternativa más barata que la compra de la energía. De esta manera, como muestra la Tabla 13, la instalación pequeña genera unos beneficios anuales de 853,10€ a partir del séptimo año, lo que al cabo de cinco (5) años ya ha cubierto las pérdidas acumuladas durante los siete (7) primeros años de 4.017,55€. Es decir, la inversión inicial se vuelve rentable tras casi 12 años cuando la vida útil de las placas solares se sitúa entre 25 y 30 años [36, 37], por lo que, a partir de este punto, y hasta el fin de la utilización de las placas, el ahorro obtenido cada año supone un beneficio económico, sin olvidar el beneficio ambiental derivado de la utilización de energía renovable. En cuanto a la instalación grande, el punto en que la inversión se vuelve rentable es el comienzo del décimo año de utilización de las placas solares. Es decir, en esta instalación de gran tamaño la inversión se

vuelve rentable a mayor velocidad y, a partir del décimo año, los beneficios anuales de 6.779€ suponen un ahorro neto.

Tabla 11: Resumen ganancias y pérdidas de las dos instalaciones durante y después del periodo de financiación en comparación con el suministro estándar

	10.010kWh		147.000kWh	
	Comprada	Autoconsumo	Comprada	Autoconsumo
Al cabo de 7 años (€)	10.012,66	14.030,21	100.520	121.356,41
Cada año a partir del séptimo (€)	1.430,38	577,28	14.360	7.581,25
Pérdidas tras 7 años (€)	4.017,55		20.836,41	
Ganancias anuales a partir del séptimo año (€)	853,10		6.779	
Punto en que comienza a obtenerse beneficios (año)	4,71		3,07	

No obstante, el precio de compra utilizado en las Tablas 8-11 consiste en una estimación, de modo que vamos a comparar esta información con los datos de que disponemos de estaciones de depuración de la Comunidad Valenciana (Tablas 5-8). Como es natural, estos presupuestos son dos estimaciones, de manera que no coincidirán exactamente con ninguna depuradora existente. Sin embargo, el objetivo no es cubrir la totalidad del consumo energético de una planta sino una parte, por lo que se compararán los presupuestos con instalaciones que consuman más de lo que proporcionarían las placas. Para comenzar, supongamos que realizamos la instalación pequeña con el objetivo de suministrar energía a la estación de Ademuz, es decir, suministraríamos 10.010kWh de un consumo total de 90.286kWh, por los cuales se afronta un coste anual de 13.875€. Esto conlleva que el coste de obtener 10.010kWh asciende a 1.084,08€ al año (10.010kWh a 0,10830€ el kWh, sin tener en cuenta el coste de la potencia contratada). Como vimos en la comparación inicial del presupuesto de las placas fotovoltaicas con el coste que tendría comprar la energía, el precio mostrado por esta planta depuradora es inferior, lo que condiciona el resultado. De esta manera, como muestra la Tabla 12, durante los 7 años del periodo de financiación el coste de la energía pasaría a ser de 7.588,58€ mientras el coste del proyecto se mantiene en los 14.030,21€. Así, las pérdidas de este periodo ascienden a 6.441,63€ y el ahorro anual una vez terminado este periodo asciende a 506,80€, lo que modifica significativamente el punto en que el proyecto se vuelve rentable, pues si

anteriormente determinamos que este punto se alcanzaría a los 12 años de la instalación, en este caso se alcanzaría al final del vigésimo año. Esto, por supuesto, sin considerar la existencia de subvenciones ni la posible disminución de la potencia contratada, aspectos que podrían adelantar la fecha en que el proyecto se vuelve rentable. Del mismo modo, no se consideran los beneficios ambientales, pero incluso así el proyecto se muestra económicamente viable, pues la vida útil de las placas solares supera los 20 años [36, 37].

En cuanto a la instalación de mayor tamaño, la comparación la realizaremos con la planta depuradora de El Campello, que consume al año 186.643kWh. Este caso es considerablemente diferente del anterior, pues la gran potencia contratada supone un coste muy elevado. En concreto, este coste asciende a 3.731,85€, por lo que, si no tenemos en cuenta que el autoconsumo permitiría reducir este coste, el proyecto se vuelve difícilmente viable, pues alcanzaría la rentabilidad en un punto muy tardío (tras 32 años desde la puesta en funcionamiento) y, dado el periodo de vida de una placa solar, probablemente el proyecto no sería económicamente viable. Con el fin de ejemplificar la importancia de esta cuestión, supongamos que el autoconsumo permite ahorrarse la mitad del coste derivado de la potencia contratada. Este ahorro ascendería a 13.061,48€ durante el periodo de financiación y 1.865,93€ cada año a partir de ese periodo. Teniendo en cuenta estos números, las pérdidas durante el periodo de financiación se reducen a 40.247,17€, el ahorro anual a partir del séptimo año asciende a 4.005,79€ y el proyecto se vuelve rentable al comienzo del decimoséptimo año de proyecto (10 después del fin del periodo de financiación). No obstante, esto es solamente una suposición, pues gracias al autoconsumo esta estación requeriría de un suministro adicional de únicamente 39.643kWh, consumo que no requiere de la potencia de 1.200kW/año que esta planta tiene actualmente contratada. A este ahorro también habría que sumarse las posibles subvenciones de cara a analizar por completo la rentabilidad económica, así como los beneficios ambientales para analizar la rentabilidad total.

Por tanto, se puede observar cómo, ya sea mediante la estimación o los costes reales de plantas depuradoras, la instalación de placas solares se muestra como un proyecto económicamente viable siempre y cuando se puedan afrontar las condiciones de financiación, ya que suponen un fuerte gasto inicial. Los ahorros obtenidos gracias a la menor potencia contratada, el menor coste unitario de la generación de energía por medio de placas fotovoltaicas y la presencia de subvenciones, que dependen de las características del proyecto y de la empresa o entidad que lo ejecute, convierten la energía

solar en una alternativa económica y ambientalmente viable. No obstante, cada proyecto requerirá de un análisis profundo, pues sería necesario conocer detalles relacionados con la instalación de placas solares como la superficie a utilizar, con la variación de los costes al modificar la forma de obtención de la energía (disminución del coste total de la energía comprada, pero cabe la posibilidad que el coste unitario de la energía comprada restante crezca) y las potenciales subvenciones a recibir.

Tabla 12: Resumen de ganancias y pérdidas de las dos instalaciones durante y después del periodo de financiación en comparación con el suministro estándar para la planta depuradora de Ademuz (sustituyendo 10.010kWh de su consumo total) y la estación de bombeo de El Campello (sustituyendo 147.000kWh de su consumo total)

	Ademuz (instalación de 10.010kWh)		El Campello (instalación de 147.000kWh)	
	Comprada	Autoconsumo	Comprada	Autoconsumo
Al cabo de 7 años (€)	7588,58	14.030,21	68.047,77	121.356,41
Cada año a partir del séptimo (€)	1084,08	577,28	9.721,11	7.581,25
Pérdidas tras 7 años (€)	6.441,63		53.308,64	
Ganancias anuales a partir del séptimo año (€)	506,80		2.139,86	
Punto en que comienza a obtenerse beneficios (año)	12,71		24,91	

3.2.3. Coste económico del consumo energético del trasvase Tajo-Segura

Con el objetivo de ampliar la información disponible acerca del consumo energético y de la viabilidad del autoconsumo a través de placas solares se realizará, a continuación, un análisis similar en base a los datos obtenidos sobre el trasvase Tajo-Segura. Toda la información utilizada la podemos encontrar en la Tabla 13 [38]. En esta ocasión, sí que se puede observar el periodo en que se realiza el consumo, algo importante teniendo en cuenta que cada uno de los periodos presenta un precio diferente. No obstante, los consumos que registró el trasvase Tajo-Segura son muy elevados en comparación a las instalaciones de placas solares con las que trabajamos, por lo que, para realizar el análisis trabajaremos con consumos ubicados en un periodo concreto. Así, utilizaremos el periodo de consumo 6 de Crevillente y el periodo de consumo 3 de Fuente Álamo. En cuanto a las 3 zonas de las cuales se presenta información en la tabla, cabe comentar que se

refiere a los lugares donde se realiza la medición del consumo. En este sentido, El Palmar se corresponde con el punto de medición del consumo de varios tramos del trasvase.

Tabla 13: Datos del consumo energético del trasvase Tajo-Segura (datos provisionales del coste energético del año 2020). Fuente: [38]

	Coste Término de potencia total (€)	Coste Término de consumo total (€)	Coste Término de potencia total (€)	Coste Término de consumo total (€)	Coste Término de potencia total (€)	Coste Término de consumo total (€)
Periodo de consumo 1	170.245,78	403.241,42	17.726,68	0,00	20.807,82	49.167,78
Periodo de consumo 2	85.196,57	510.597,93	8.871,01	0,00	10.412,91	62.518,60
Periodo de consumo 3	62.349,75	265.508,74	6.492,04	0,00	7.620,53	33.313,46
Periodo de consumo 4	62.349,75	412.619,38	6.500,04	0,00	7.620,53	51.983,25
Periodo de consumo 5	62.349,75	557.691,31	6.508,04	0,00	7.620,53	70.962,45
Periodo de consumo 6	91.665,72	8.570.636,21	8.515,89	107.907,08	10.209,67	264.952,77
Total (€)	534.157,33	10.720.294,98	54.613,68	107.907,08	64.291,97	532.898,31

En cualquier caso, se puede comprobar fácilmente cómo el trasvase requiere de un suministro energético continuo, con su respectiva contratación de una potencia determinada y, por tanto, de un coste financiero relevante para el funcionamiento del trasvase. Si tenemos en cuenta el coste financiero de este suministro podemos ver la importancia de la cuestión. En este sentido, el coste supera los 12 millones de euros, a lo que habría que sumar otros gastos e impuestos. Por tanto, las medidas de eficiencia energética y las fuentes de energía alternativas son de gran importancia para minimizar el impacto ambiental del trasvase y maximizar su eficiencia económica.

3.2.4. Viabilidad del autoconsumo energético en el trasvase Tajo-Segura a través de placas solares

Como se ha mostrado en el apartado anterior, el consumo energético del trasvase Tajo-Segura supone un coste total elevado, ya que supera los 15 millones de euros si sumamos todos los costes financieros, a lo que habría que añadir el impacto ambiental negativo que se deriva de la generación de la energía utilizada. No obstante, es algo razonable debido a que el agua debe recorrer una larga distancia, de modo que es necesario asegurarse de que esta pueda recorrer la infraestructura y suministrarse en las diferentes regiones. Además, las necesidades energéticas varían a lo largo del trasvase, cosa que presenta una influencia directa sobre el suministro energético [21]. Así, la Tabla 3 nos mostraba cómo, según zonas del trasvase, el consumo energético por metro cúbico de agua se sitúa entre 0,87kWh y 1,941kWh. Este aspecto condiciona directamente la situación en que se da el suministro energético, además de que la infraestructura transporta cada vez menos agua conforme esta se va

distribuyendo. Por tanto, las características del trasvase en las distintas elevaciones donde se requiere de energía tienen una gran relevancia sobre el coste final. En este sentido, un elevado consumo energético permite alcanzar un precio unitario reducido que dificulta la viabilidad económica de los proyectos de placas solares. En cualquier caso, en la práctica podría modificarse el tamaño de la instalación o tal vez se tendrían en cuenta más criterios a parte del puramente financiero.

La Tabla 14 muestra los resultados obtenidos de la misma manera que la Tabla 12 lo hacía para la depuración de aguas residuales. El cálculo realizado consiste en determinar el coste del suministro energético de los 147.000kWh que la instalación de placas solares sería capaz de producir, pudiendo comparar así, el coste de ambas alternativas. En los casos valorados anteriormente, la rentabilidad económica se alcanzaba en el año 20 para la instalación pequeña y en el 32 para la grande, lo que hacía que esta última, sin valorar aspectos diferentes al financiero, no fuera viable debido a la vida útil de las placas solares. En este caso la situación es similar, la elevada inversión que debe realizarse supone importantes pérdidas en comparación con el suministro tradicional. Estas pérdidas son muy difíciles de compensar cuando el consumo energético es muy elevado porque el precio medio del suministro es menor. Esta cuestión hace que los beneficios financieros obtenidos anualmente no sean lo suficientemente elevados como para rentabilizar la inversión. En el caso del trasvase las pérdidas tras siete (7) años superan los 50.000, de modo que los aproximadamente 2.000€ anuales obtenidos de beneficio anual elevan la fecha de amortización de la inversión a los años 37 (Crevillente) y 34 (Fuente



Álamo), lo que excede en ambos casos el periodo de vida útil de las placas solares.

La cantidad de energía suministrada es el aspecto que se ha mostrado más relevante. El presupuesto obtenido para una instalación grande de placas solares muestra que el coste medio del autoconsumo energético es menor que en la pequeña. No obstante, es precisamente esta última la que se ha mostrado más fácil de amortizar, siempre y cuando se compare con un suministro energético reducido. Esto muestra un detalle muy importante que debemos tener en cuenta, pues si bien una instalación grande de paneles solares presenta menores costes medios que una pequeña, también debe compararse con un suministro mayor. Esta cuestión condiciona la viabilidad financiera del autoconsumo, pues los ahorros por demandar una cantidad elevada de energía superan a los que surgen de incrementar el tamaño de la instalación de placas solares. Así, un pequeño proyecto puede ser viable debido al elevado coste financiero medio del consumo energético cuando este es reducido. Por tanto, el adecuado diseño de las instalaciones es una cuestión fundamental.

Tabla 14: Resumen ganancias y pérdidas de la instalación de 147.000kWh durante y después del periodo de financiación en comparación con el suministro estándar para el periodo de consumo 6 de Crevillente y el periodo de consumo 3 de Fuente Álamo

	Crevillente (P6)		Fuente Álamo (P3)	
	Comprada	Autoconsumo	Comprada	Autoconsumo
Al cabo de 7 años (€)	66.027,84	121.356,41	67.369,66	121.356,41
Cada año a partir del séptimo (€)	9.432,55	7.581,25	9.624,24	7.581,25
Pérdidas tras 7 años (€)	55.328,57		53.987,00	
Ganancias anuales a partir del séptimo año (€)	1.851,30		2.042,99	
Punto en que comienza a obtenerse beneficios (año)	29,89		26,43	

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El objetivo de este trabajo consistió en determinar la viabilidad general de los proyectos orientados a sustituir el suministro de energía convencional por autoconsumo a partir de paneles solares fotovoltaicos, así como en establecer un marco general que sirva como guía para futuros proyectos de estas características. Este trabajo dispone de información obtenida directamente de potenciales compradores y vendedores de instalaciones de placas solares para el autoconsumo. Como se ha podido constatar, la

situación es compleja y debe adaptarse a cada caso analizado, pero se ha podido ver que, en general, existen incentivos económicos suficientes para efectuar un gasto como este. Por supuesto, estos se corresponden al largo plazo, pues es improbable que una instalación de estas características se rentabilice antes de 10 años debido al alto coste inicial. Por este motivo, existe la necesidad de financiar la inversión inicial lo que, sumado a los gastos de operación y mantenimiento, provoca la tardía aparición de beneficios. No obstante, la larga vida útil de las placas solares, que puede alcanzar los 25-30 años [36, 37], convierte esta alternativa de suministro energético en una opción más que viable, aunque debe tenerse muy en cuenta el tamaño de la instalación, pues es más fácil amortizar instalaciones que cubran consumos reducidos. Este aspecto no debe dejarse de lado debido a que los elevados consumos disfrutan de precios medios más bajos. En este sentido, las instalaciones propuestas no se han mostrado competitivas en términos financieros respecto al suministro tradicional cuando dicho suministro es elevado a causa de un insuficiente ahorro anual cuando los precios son bajos. Esto sin tener en cuenta que la tecnología y el mercado de las placas fotovoltaicas están en constante desarrollo.

Esta cuestión es de gran importancia, es decir, el horizonte temporal del proyecto es esencial para determinar su viabilidad. Una instalación de estas características no puede competir en el corto plazo con el suministro tradicional de energía, pero si el mantenimiento de las placas solares y el aprovechamiento de la energía que generan es el adecuado, estamos hablando no solamente de un ahorro económico para el consumidor, que se puede traducir en incrementos de los beneficios o mejoras en términos de competitividad empresarial [39, 40], sino que también se deben considerar los beneficios ambientales. Es decir, combinando el ahorro económico y los beneficios ambientales derivados de la reducción de combustibles fósiles obtenemos unos resultados que merece la pena perseguir. No obstante, este aprovechamiento de la energía debe ser continuo para que sea posible amortizar la inversión y se compense el esfuerzo inicial en términos económicos.

Otro aspecto que es de gran importancia es la superficie disponible para la instalación. En este trabajo, dado su carácter general, no hemos entrado a valorar cuánto espacio disponible hay en ningún lugar concreto, así como el coste de dicho terreno. No obstante, servicios como la depuración de aguas residuales o la desalación de aguas se sitúan alejadas de los núcleos urbanos con el fin de no afectar a las condiciones de vida de la población de esas zonas. Además, ya existen algunas plantas depuradoras que disponen de generación de energía mediante placas

solares [16], por lo que teniendo en cuenta ambas cuestiones es posible que este no sea un gran problema, aunque sí que supone un coste adicional. Sin embargo, otros servicios del agua podrían no disponer de estas ventajas, por lo que esos casos requerirían de un estudio más profundo que incluyera detalles acerca de qué subvenciones específicas se pueden solicitar, qué trámites deberían realizarse, qué impacto urbano causarían los paneles o cuál sería la situación exacta de las posibles superficies de instalación. En todo caso, es improbable que los recursos financieros disponibles permitan ejecutar una gran cantidad de proyectos de estas características.

Por último, no debemos olvidar que estamos persiguiendo la viabilidad económica de las placas solares a través de constantes mejoras tecnológicas de manera que se extienda su uso. En este sentido, la rentabilidad depende no solamente de los propios costes de esta forma de generación de energía, sino también, del precio de sus competidoras. Así, el principal competidor al que debemos enfrentarnos son las empresas dedicadas al suministro energético. El aprovisionamiento energético mediante estas empresas carece de los elevados costes iniciales que presenta el autoconsumo, pero también supone pagar un precio mayor por la energía en comparación a los costes de operación y mantenimiento de las placas solares. De esta manera, la evolución de los precios de la energía es fundamental para determinar la viabilidad del autoconsumo, pues el constante ahorro año tras año es lo que hace viable el autoconsumo, pero si el precio de la energía fuera bajo, este ahorro no sería lo suficientemente elevado como para garantizar la viabilidad. Sin embargo, en tiempos recientes hemos encontrado incrementos de los precios de la energía en España [27] y no existen indicios para pensar que estos precios vayan a disminuir en el futuro. Por este motivo, el autoconsumo se presenta como una alternativa viable económica y ambientalmente, que podría incrementar la competitividad empresarial por medio de la reducción de un importante coste como es el energético y que permitiría acercarnos a los objetivos ambientales propuestos por la Unión Europea.

Por tanto, se puede concluir que, si bien el autoconsumo a partir de placas solares se muestra viable en general, existen algunos aspectos que requieren de atención detallada a la hora de ejecutar un proyecto concreto. Esto deja abierta una línea de investigación muy interesante acerca de cuestiones como la influencia de la superficie disponible, la evolución de los precios de la energía, los beneficios ambientales específicos en cada caso o incluso la distribución de la demanda (y de la producción) energética a lo largo de un año, por ejemplo según el momento del día o la estación del año.

Procedencia de los datos: Los datos acerca de las características de las depuradoras provienen de la página web de la EPSAR (<http://www.epsar.gva.es/>). Los datos sobre el coste económico de su consumo energético también provienen de la EPSAR, pero son una información concreta que nos enviaron por correo electrónico. Los datos del coste energético del trasvase Tajo-Segura provienen del Sindicato Central de Regantes del Acueducto Tajo-Segura (SCRATS), los cuales no están publicados al ser provisionales. Por último, los datos acerca de las instalaciones de placas solares para autoconsumo provienen de una empresa del sector, Enerficaz.

Financiación: Este trabajo ha sido financiado por el Vicerrectorado de Investigación y Transferencia del Conocimiento de la Universidad de Alicante, España (Marcos García-López tiene un contrato para La Formación del Profesorado Universitario de la Universidad de Alicante, UAFPU2019-16).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] UNEF, (2020a). “Análisis del estado del arte del reciclaje de paneles fotovoltaicos”. Unión Española Fotovoltaica, Madrid. Disponible en: <https://www.uneef.es/es/descargar-documento/cf017acb44f537ef5e9773965c21a610> (Consultado 11/05/2022).
- [2] UNEF, (2020b). “Aportación del sector fotovoltaico a la reactivación económica tras la crisis del COVID-19”. Unión Española Fotovoltaica, Madrid. Disponible en: https://www.congreso.es/docu/comisiones/reconstruccion/documentacion_participacion_ciudadana/20200526_D15.pdf (Consultado 11/05/2022).
- [3] IRENA, (2019). “Future of solar photovoltaic: deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects”. International Renewable Energy Agency, Abu Dabi. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic> (Consultado 06/02/2021).
- [4] UNEF, (2020c). “El sector fotovoltaico: hacia una nueva era. Informe anual 2020”. Unión Española Fotovoltaica, Madrid. Disponible en: <https://www.uneef.es/es/descargar-documento/09a06238296b8a54271cea2112d40040> (Consultado 11/05/2022).
- [5] Solarplaza, (2020). “Spain 2020: The road ahead for solar”. Solarplaza International BV, Rotterdam. Disponible en: <https://spain.solarplaza.com/market-parity-watch-source/2019/10/30/the-road-ahead-for-solar> (Consultado 06/02/2021).



- [6] Generalitat Valenciana, (2020). DECRETO LEY 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica. Disponible en: <https://boe.es/ccaa/dogv/2020/8893/r32878-32930.pdf> (Consultado 06/02/2021).
- [7] SolarPower, (2020). "Global Market Outlook For Solar Power 2020-2024". SolarPower Europe, Brussels. Disponible en: <https://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-2020-2024/> (Consultado 06/02/2021).
- [8] UNEF, (2022). "GUÍA DE MEJORES PRÁCTICAS PARA EL DESARROLLO DE PLANTAS SOLARES". Unión Española Fotovoltaica, Madrid. Disponible en: <https://www.unef.es/es/descargar-documento/7e5c042d61f74bb452e6a7d92cf9cc38> (Consultado 11/05/2022).
- [9] Otovo, (2020). "Incentivos fiscales para instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en municipios con más de 10.000 habitantes". Otovo Iberic SL, Madrid. Disponible en: <https://www.otovo.es/assets/subvenciones-placas-solares.pdf> (Consultado 06/02/2021).
- [10] Arazola-Martínez, M. (2019). Depuración de agua mediante aprovechamiento de energía eléctrica en invernaderos. Trabajo de Fin de Máster. Universidad de Jaén, departamento de ingeniería eléctrica. Disponible en: <http://tauja.ujaen.es/handle/10953.1/10094> (Consultado 06/02/2021).
- [11] Martí Vidal, A. (2019). Diseño integrado de un bombeo de agua de 850 kW con energía solar fotovoltaica en el término municipal de Benifaió (Valencia). Trabajo de Fin de Grado. Universidad politécnica de Valencia, escuela técnica superior de ingenieros de caminos, canales y puertos. Disponible en: <https://riunet.upv.es/handle/10251/116392> (Consultado 06/02/2021).
- [12] Gil Tomás, A. (2018). Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia). Trabajo de Fin de Máster. Universidad politécnica de Valencia, escuela técnica superior de ingenieros de caminos, canales y puertos. Disponible en: <https://riunet.upv.es/handle/10251/103364> (Consultado 06/02/2021).
- [13] Tovar Ospino, I.R., (2010). Diseño de un banco de prueba para determinar los servicios globales ofrecidos por colectores solares planos para el calentamiento de agua. INGE CUC, 6(1), 119-130. Disponible en: <https://revistascientificas.cuc.edu.co/ingecuc/article/view/298> (Consultado 01/02/2022).
- [14] Setiawan, A. A., Purwanto, D. H., Pamuji, D. S., & Huda, N. (2014). Development of a solar water pumping system in Karsts Rural Area Tepus, Gunungkidul through student community services. *Energy Procedia*, 47, 7-14. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.190>
- [15] JCU, (2020). "Integración de energía solar fotovoltaica en la conducción Júcar-Vinalopó y en el recurso de desalación". Junta Central de Usuarios del Vinalopó Alacantí y Consorcio de Agua de la Marina Baja. Informe elaborado por la Universitat Politècnica de València. Disponible en: https://www.juntacentral.es/sites/default/files/2020-11/20201030_informe_upv_FV_TJV.pdf (Consultado 06/02/2021).
- [16] EPSAR, (2020). "Memoria de Gestión". Ejercicio 2019. Entidad Pública de Saneamiento de Aguas Residuales de la Comunidad Valenciana, Valencia. Disponible en: https://www.epsar.gva.es/sites/default/files/2020-07/INFORME-DE-GESTION_2019.pdf (Consultado 11/05/2022).
- [17] Borg, J. P., & Zitomer, D. H. (2008). Dual-team model for international service learning in engineering: Remote solar water pumping in Guatemala. *Journal of Professional Issues in Engineering Education and Practice*, 134(2), 178-185. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)1052-3928\(2008\)134:2\(178\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)1052-3928(2008)134:2(178))
- [18] Urmee, T., Walker, E., Bahri, P. A., Baverstock, G., Rezvani, S., & Saman, W. (2018). Solar water heaters uptake in Australia—Issues and barriers. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 30, 11-23. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.08.006>
- [19] Hanes, R. J., Gopalakrishnan, V., & Bakshi, B. R. (2018). Including nature in the food-energy-water nexus can improve sustainability across multiple ecosystem services. *Resources, Conservation and Recycling*, 137, 214-228. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2018.06.003>
- [20] Deb, D., & Brahmabhatt, N. L. (2018). Review of yield increase of solar panels through soiling prevention, and a proposed water-free automated cleaning solution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 3306-3313. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.014>
- [21] Melgarejo, J., & Montano, B. (2011). The power efficiency of the Tajo-Segura transfer and

- desalination. *Water Science and Technology*, 63(3), 536-541. <https://doi.org/10.2166/wst.2011.254>
- [22] Hernández-Sancho, F., Molinos-Senante, M., & Sala-Garrido, R. (2011). Eficiencia energética, una medida para reducir los costes de operación en las estaciones depuradoras de aguas residuales. *Tecnología del agua*, 31(326), 46-54.
- [23] Villar, A. (2014) El coste energético de la desalinización en el programa A.G.U.A., *Investigaciones Geográficas*, 62, 101-112. <https://doi.org/10.14198/INGEO2014.62.07>
- [24] Langarita, R., Sarasa, C., & Jiménez, S. (2016). Los costes energéticos en la agricultura de regadío. Alternativas para su reducción y efectos de la implantación de una tarifa verde en España (No. ART-2016-95506). Disponible en: https://ideas.repec.org/a/eea/eeese/v16y2016i1_9.html (Consultado 01/02/2022).
- [25] Corominas, J. (2010). Agua y energía en el riego, en la época de la sostenibilidad. *Ingeniería del agua*, 17(3), 219-233. <https://doi.org/10.4995/ia.2010.2977>
- [26] Albadalejo-Ruiz, A., Martínez-Muro, J. L. & Santos-Asensi, J. M. (2015). Parametrización del consumo energético en las depuradoras de aguas residuales urbanas de la Comunidad Valenciana. TecnoAqua, Lucca, Italy. Disponible en: <https://www.tecnoaqua.es/articulos/20200811/articulo-tecnico-parametrizacion-consumo-energetico-depuradoras-agua-residuales-urbanas-comunidad-valenciana#.Yf1P1erMJEY> (Consultado 01/02/2022).
- [27] Albadalejo-Ruiz, A. & Trapote, A. (2009). Influencia de las tarifas eléctricas en los costes de operación y mantenimiento de las depuradoras de aguas residuales. *TecnoAqua*. Disponible en: <https://www.tecnoaqua.es/articulos/20160606/influencia-tarifas-electricas-costes-operacion-mantenimiento-depuradoras-aguas-residuales#.Yf1P9urMJEY> (Consultado 01/02/2022).
- [28] Zarzo Martínez, D. (2020). La desalación del agua en España. En *Presupuesto y Gasto Público 101/2020. El agua en España: economía y gobernanza*, pp. 169-186. Secretaría de Estado de Presupuestos y Gastos: Instituto de Estudios Fiscales. Disponible en: <https://www.ief.es/docs/destacados/publicaciones/revistas/pgp/101.pdf> (Consultado 01/02/2022).
- [29] Zarzo, D., & Prats, D. (2018). Desalination and energy consumption. What can we expect in the near future?. *Desalination*, 427, 1-9. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.10.046>
- [30] Melgarejo, J., & López-Ortiz, M. I. (2020). Externos: el valor socioeconómico del trasvase Tajo-Segura para la provincia de Alicante. En J. Melgarejo y M. Fernández (Eds.), *El agua en la Provincia de Alicante* (pp. 157-182). Diputación Provincial de Alicante y Universidad de Alicante. Disponible en: <http://rua.ua.es/dspace/handle/10045/108348> (Consultado 01/02/2022).
- [31] Gil-Meseguer, E. (2019). Trasvases de agua al sureste de España. *Agua y Territorio/Water and Landscape*, 13, 55-68. <https://doi.org/10.17561/at.13.4421>
- [32] Pardo, M. Á., Riquelme, A. J., Jodar-Abellan, A. & Melgarejo, J. (2020). Water and energy demand management in pressurized irrigation networks. *Water*, 12(7), 1878. <https://doi.org/10.3390/w12071878>
- [33] Pardo, M.A., Riquelme, A. & Melgarejo, J. (2019). A tool for calculating energy audits in water pressurized networks. *AIMS Environmental Science*. 2019, 6(2): 94-108. Disponible en: <https://rua.ua.es/dspace/handle/10045/91555> Consultado 11/05/2022)
- [34] Yusta Loyo, J. M. (2016). Estrategias para reducir el coste energético en comunidades de regantes. In *XXXIV Congreso Nacional de Riegos, Sevilla 2016. Escuela Técnica Superior de Ingeniería-Agronómica*. Disponible en: <https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/41563/T-D-01.pdf;jsessionid=F097A39EC0F4F76A0B81011DAAFEA2B7?sequence=1> (Consultado 01/02/2022).
- [35] Braz-Tangerino, F., Ferreira, M. I., Moreno-Hidalgo, M. A., Playán, E., Pulido-Calvo, I., Rodríguez-Sinobas, L., Tarjuelo, J. M. & Serralheiro, R. (2014). Visión del regadío. *Ingeniería del agua*, 18(1), 39-53. <https://doi.org/10.4995/ia.2014.3077>
- [36] Malandrino, O., Sica, D., Testa, M., & Supino, S. (2017). Policies and measures for sustainable management of solar panel end-of-life in Italy. *Sustainability*, 9(4), 481. <https://doi.org/10.3390/su9040481>
- [37] Xu, Y., Li, J., Tan, Q., Peters, A. L., & Yang, C. (2018). Global status of recycling waste solar panels: A review. *Waste management*, 75, 450-458. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2018.01.036>
- [38] CCE, (2021). “Propuesta de Tarifas Acueducto Tajo-Segura”. Ministerio para la Transición

Ecológica y el Reto Demográfico. Secretaría de Estado de Medio Ambiente. Dirección General del Agua: Comisión Central de Explotación, Madrid.

- [39] González, J. S., & Alonso, C. Á. (2021). Industrial electricity prices in Spain: A discussion in the context of the European internal energy market. *Energy Policy*, 148, 111930. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111930>
- [40] Moreno, B., García-Álvarez, M. T., Ramos, C., & Fernández-Vázquez, E. (2014). A General Maximum Entropy Econometric approach to model industrial electricity prices in Spain: A challenge for the competitiveness. *Applied Energy*, 135, 815-824. Disponible en: <https://ideas.repec.org/a/eee/appene/v135y2014icp815-824.html> (Consultado 01/02/2022).



Borja Montano.- Profesor Titular del Departamento de Análisis Económico Aplicado de la Universidad de Alicante. Se licenció en economía con premio extraordinario y se doctoró en economía realizando su tesis doctoral sobre la desalinización y el análisis económico aplicado a los recursos hídricos



Joaquín Melgarejo.- Catedrático de Historia e Instituciones Económicas del Departamento de Análisis Económico Aplicado y director del Instituto del Agua y de las Ciencias Ambientales (IUACA) de la Universidad de Alicante.



Marcos García-López.- personal docente e investigador en formación de la Universidad de Alicante. Tras realizar el Grado en Economía y el Máster en Economía Aplicada, actualmente desarrolla su investigación en el campo de la gestión económica de los recursos hídricos.

Co-simulation between PowerFactory and Matlab/Simulink for the simulation of an HVDC link integrated to the 39-bus system

Co-simulación entre PowerFactory y Matlab/Simulink para la simulación de un enlace HVDC integrado al sistema de 39 barras

 L. L. Chiza¹

 J. L. Llagua¹

¹ Escuela Politécnica Nacional, Quito
E-mail: luis.chiza@epn.edu.ec; jose.llagua@epn.edu.ec

Abstract

This paper focuses on the use of the co-simulation tool through the OPC Communication Protocol in its data acquisition (DA) variant, to integrate the Matlab/Simulink and PowerFactory models. Thus, a HVDC link is modeled in the Matlab environment and the 39-bus model is available in PowerFactory. Having this co-simulation environment operational, dynamic tests of the link operation can be performed, and consequently the performance of the controllers on each of the stations of the link can be determined.

Index terms— hvdc link, opc da, Matlab, powerfactory

Resumen

El presente artículo se enfoca en el uso de la herramienta de co-simulación a través del Protocolo de comunicación OPC en su variante de data access (DA), para integrar los modelos de Matlab/Simulink y PowerFactory. De manera que en el entorno de Matlab se modela un enlace HVDC y en PowerFactory se dispone del modelo de 39 barras. Teniendo operativo este entorno de co-simulación se procede a realizar pruebas dinámicas de funcionamiento del enlace, consecuentemente se puede determinar el rendimiento de los controladores sobre cada una de las estaciones del enlace.

Palabras clave— enlace hvdc, opc da, Matlab, powerfactory

Recibido: 07-03-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Chiza, L.; Llagua, J.; (2022). “Co-simulación entre PowerFactory y Matlab/Simulink para la simulación de un enlace HVDC integrado al sistema de 39 barras”. Revista Técnica “energía”. No. 19, Issue I, Pp. 150-157

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.505>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se aplica una metodología que permite la integración de sistemas dinámicos modelados en distintos entornos de simulación. A partir del uso de los entornos de programación tales como Matlab/Simulink y PowerFactory de DIGSILENT, y el entorno de co-simulación a través del protocolo de comunicación de OPC (OLE for Process Control). El objetivo de este trabajo es el de la integración de un sistema de transmisión HVDC (High Voltage Direct Current) modelado en Matlab/Simulink hacia la red de prueba de 39 Barras modelada en PowerFactory.

El sistema de transmisión HVDC emplea específicamente la tecnología de tipo VSC (Voltage Source Converter), la misma que representa una alternativa de alta factibilidad debido a sus ventajas de controlabilidad y flexibilidad. Entre los principales beneficios de su implementación en la red AC se encuentra el de tener un control independiente de potencia activa y reactiva, respuestas de control rápidos, entre otros.

De acuerdo con los adelantos en las tecnologías de semiconductores tales como los tiristores, se presenta la posibilidad de aportar reactivos al sistema y de alimentación a redes pasivas. Reduciéndose las corrientes armónicas por la aparición de sistemas de tipo multinivel. Entre los aspectos fundamentales está su sistema de control, que permite definir y establecer el comportamiento de las variables de operación: voltaje, corriente y potencia, considerando que los convertidores de transmisión VSC (rectificador e inversor) proporcionan un control independiente de la potencia reactiva en los dos extremos e independiente de la transferencia de potencia activa sobre la transmisión de AC.

En [1] efectúan una modelación de un sistema HVDC integrado a la red, en donde se efectúa un análisis del impacto operativo en la estabilidad del sistema. El sistema de control, así como también del modelo del sistema HVDC lo han modelado en PowerFactory. Los sistemas de control se los han programado a través del lenguaje de programación DSL (DIGSILENT Simulation Language).

Por otra parte, en [2] se efectúa una modelación del sistema HVDC dentro del entorno de simulación de Matlab/Simulink, basándose en las ecuaciones esenciales de HVDC y su control, para de esta manera tener una perspectiva para selección del sistema HVDC. Realiza un modelado a detalle, considerando los elementos semiconductores tales como de los diodos IGBT.

A través del protocolo de comunicación OPC se puede efectuar una vinculación entre entornos de programación o softwares de simulación, en los cuales se encuentren modelados sistemas. Tal es el caso práctico del presente trabajo, en donde se tiene

modelado en detalle (electrónica de potencia, sistema de control y sistema eléctrico) del sistema HVDC en Matlab/Simulink, y por otra parte en el entorno de PowerFactory se tiene modelado el sistema de 39 barras “New England” que será la red eléctrica a la cual se integrará el sistema HVDC.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Sistemas HVDC

Se tratan de sistemas de tecnología eficiente, además, las pérdidas de transmisión DC son menores en consideración a las pérdidas en las líneas de transmisión AC, diseñados para transmisión a grandes distancias.

Existen dos tipos de tecnología HVDC, relacionados con los dispositivos de conmutación empleados en el convertidor. Estos pueden ser: CSC (LCC)-HVDC (Current Source Converter) y VSC-HVDC (Voltage Source Converter) [1] [2].

A. VSC-HVDC

Emplean dispositivos semiconductores de conmutación tales como de los IGBTs. Manteniendo el voltaje con una misma polaridad, de tal forma que la dirección del flujo de potencia es determinada a través de la polaridad de la corriente DC.

Este tipo de sistema se compone de una parte AC en el lado del rectificador, y la parte DC que sirve de unión entre los dos convertidores, además de una red AC en el lado del inversor [5].

Control del VSC-HVDC

Cada una de las estaciones pueden trabajar en control de voltaje o control de potencia reactiva. Se tiene que el control de potencia activa de intercambio es independiente en cada estación [6].

Control de Voltaje Local

En este punto se efectúa un reajuste de las variables, con la finalidad de conseguir una inyección o absorción de potencia reactiva necesaria con la finalidad de alcanzar las referencias de voltaje Vsetpoint. De manera que se tiene al vector de estado como [6]:

$$X = \begin{bmatrix} \Delta\theta_{vR} \\ \Delta\phi \\ \Delta m'_a \\ m'_a \\ \Delta B_{sq} \end{bmatrix} \quad (1)$$



Control de Potencia Activa y Reactiva

El intercambio de potencia activa y reactiva entre el VSC y la red de AC se lo realiza a partir del control del ángulo de fase y amplitud del voltaje de salida del VSC en referencia al voltaje de la red de AC [5][6]. En la Fig. 1 se muestra el principio de operación de un sistema VSC-HVDC.

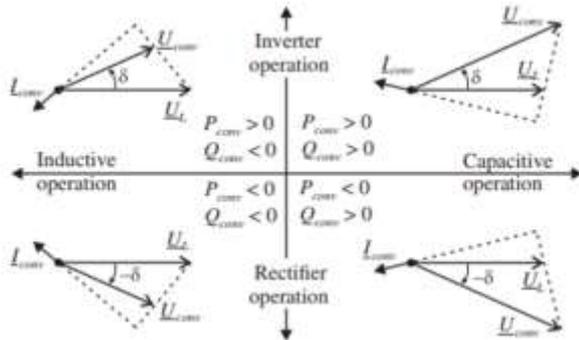


Figura 1: Principio de transferencia de potencia y operación de un sistema HVDC [6]

En el lado de DC de un enlace VSC-HVDC se tiene que la magnitud y la dirección de la potencia pueden ser variados de manera proporcional a partir de la magnitud y la dirección de la corriente DC.

Las potencias activa y reactiva (PCONV y QCONV) que son intercambiadas entre el convertidor VSC y el sistema AC se detallan a partir de las siguientes expresiones [6]:

$$P_{conv} = \frac{U_{conv} \cdot U_L}{X_{conv}} \sin \delta \quad (2)$$

$$Q_{conv} = \frac{U_L^2}{X_{conv}} - \frac{U_L U_{conv}}{X_{conv}} \cos \delta \quad (3)$$

Donde:

P_{conv} : Potencia activa de transferencia entre VSC y red AC

Q_{conv} : Potencia reactiva de transferencia entre VSC y red AC

U_{conv} : voltaje de salida en el lado del convertidor VSC

U_L : voltaje de línea de la red AC

X_{conv} : reactancia de fase del transformador

δ : ángulo de fase

Incorporación de la Transmisión VSC-HVDC al Sistema Eléctrico de Potencia [4]

El lado primario y secundario del transformador se los interpreta como lado AC y DC del VSC respectivamente. Un punto importante por considerar es que a través del transformador únicamente existe flujo de potencia activa, esto debido que en su lado secundario tan solo se tiene voltaje DC.

Existen varias topologías de enlaces HVDC, entre los cuales están: punto a punto y back to back. Para el caso de análisis se considerará un enlace HVDC punto a punto, tal como se muestra en la Fig. 2.

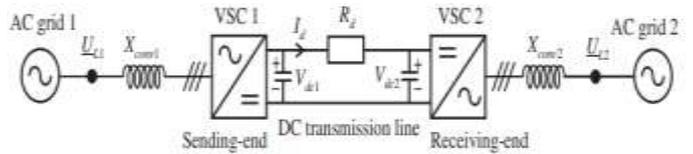


Figura 2: Esquema de transmisión VSC punto a punto [4]

En relación con los enlaces VSC-HVDC, se tiene que la polaridad de voltaje DC es siempre la misma, de esta manera se tiene que el flujo de potencia en la línea de DC se determina a partir de la dirección de la corriente DC. La dirección del flujo de corriente del convertidor 1 (VSC 1) al convertidor 2 (VSC 2) está dada por la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{V_{dc1} - V_{dc2}}{R_d} \quad (4)$$

Se tiene por lo tanto que a dirección de la corriente DC se da desde el convertidor de voltaje DC más alto al convertidor de voltaje DC más bajo. De esta manera es necesario que el voltaje DC en el rectificador sea mayor que el voltaje DC en el inversor.

Considerando que el inversor inyecta potencia activa en el sistema AC se tiene que $P_{conv} > 0$, por otra parte, el rectificador absorbe potencia activa del sistema de AC se tiene que $P_{conv} < 0$. Entre las formas de funcionamiento de los convertidores se tiene el modo capacitivo cuando $Q_{conv} > 0$, o en modo inductivo cuando $Q_{conv} < 0$ [5].

2.2. OPC Communication Standard (Object Linking and Embedding for Process Control)

A través del estándar OPC se puede realizar un intercambio de información de manera fácil y segura entre plataformas de diferentes proveedores, de manera que se logra su integración sin un desarrollo de software excesivo y costoso [7].



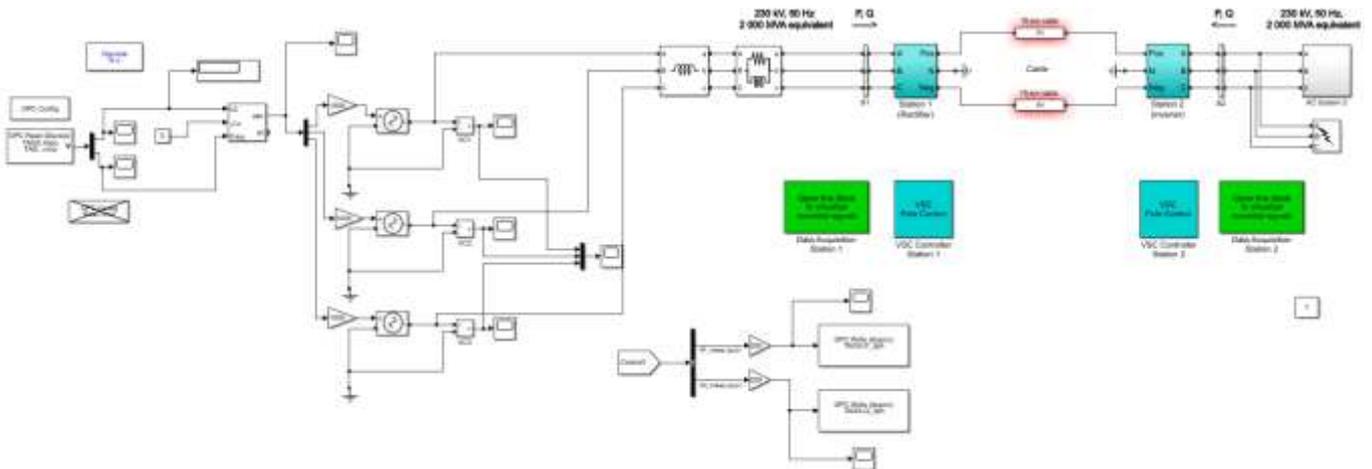


Figura 3: Esquema de sistema HVDC en Matlab/Simulink

Arquitectura OPC

El interfaz OPC es estandarizado, en donde se implementa aplicaciones cliente-servidor OPC, los cuales permiten la comunicación entre los dispositivos conectados a la interfaz, además de la interacción y el acceso a los datos en tiempo real.

El principio de funcionamiento de la arquitectura cliente-servidor OPC tiene analogía a la arquitectura maestro-esclavo, en donde se tiene que el cliente es el maestro y el servidor es el esclavo [7].

La comunicación es de tipo bidireccional, de manera que los clientes tienen la capacidad de lectura/escritura en los dispositivos a través de la red. El protocolo OPC empleado es del tipo Data Access (DA), que permite un intercambio de datos y valores en tiempo real [8].

- *Servidor OPC:* se trata de un interfaz de software para la integración de una o más fuentes de datos, que se puedan integrar en sus protocolos nativos (por ejemplo: PLCs, DCs, IEDs, Módulos I/o, etc.).
- *Cliente OPC:* tiene la capacidad de lectura/escritura de datos en el servidor OPC. Gestiona el inicio y control de la comunicación a través de las peticiones que realiza desde la aplicación al servidor.

3. APLICACIÓN METODOLÓGICA

3.1. Descripción del Sistema de Prueba

Dentro del entorno de simulación de Matlab/Simulink, se tiene modelado un sistema de prueba, el cual utiliza un VSC de conmutación forzada de 200 MVA (+/- 100 kV CC) para la transmisión de energía desde un sistema de 230 kV, 2000 MVA, 50 Hz a otro sistema de AC de idénticas características. Por

otra parte, se tiene que el rectificador y el inversor son convertidores VSC de punto neutro sujeto (NPC de tres niveles que utilizan diodos/IGBT cercanos, lo cual se puede observar en la Fig. 3.

3.2. Entorno de co-simulación

El entorno de co-simulación se basa en la arquitectura de comunicación del protocolo OPC. Considerando que se empleará los conceptos de cliente-servidor OPC.

El servidor OPC que se empleará es Matrikon OPC, el mismo que tiene la capacidad de emplear OPC DA, además de permitir amular clientes OPC dentro de sus características. Dentro del servidor se definen los tags (nombre identificador) de las variables a emplearse en el intercambio de datos.

Los clientes OPC dentro del entorno de co-simulación serán por un lado a Matlab/Simulink, en donde está modelado el sistema HVDC, empleando el toolbox OPC. Por otra parte, se emplea el módulo OPC DA disponible en el software PowerFactory. En cada uno de los clientes se asocia las variables que intervienen en el intercambio de datos con los tags definidos en el servidor OPC.

En la Fig. 3 se dispone un esquema del entorno de co-simulación empleado.

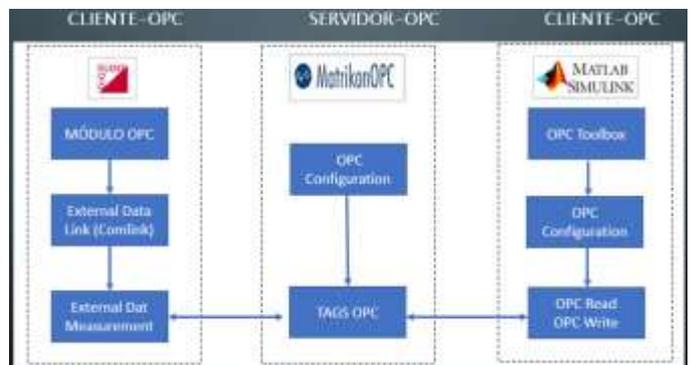


Figura 4: Esquema de co-simulación



De acuerdo con la Fig. 4, se tiene que la configuración y conceptos de los interfaces OPC de los clientes son distintos para cada entorno de simulación.

Se debe considerar que el interfaz de comunicación y la vinculación hacia el modelo de PowerFactory se lo realiza a través de la estación 1, como se muestra en la Fig 3.

Para el caso específico del cliente OPC de PowerFactory, aparecen los conceptos de:

- *External Data Link*: se trata del objeto de enlace de comunicación, en donde se configura, activa o desactiva los parámetros del cliente OPC.
- *External Dat Measurement*: se trata de los objetos de comunicación vinculados con las variables del modelo de la red y los tags definidos en el servidor OPC.

4. RESULTADOS

Los resultados obtenidos de la simulación se van a enfocar a los obtenidos en el lado de Simulink, debido a que el control y señales resultantes en su mayoría se encuentran en este entorno.

4.1. Rendimiento dinámico

Para determinar el rendimiento dinámico del sistema de transmisión se verifica simulando y observando inicialmente las siguientes condiciones de operación:

- Respuesta dinámica a los cambios de paso a las principales referencias del regulador, como potencia activa/reactiva y tensión CC.
- Recuperación de perturbaciones menores y graves en el sistema de AC.

Respuesta rápida de inicio y pasos de P y Q en la Estación 1.

Esta prueba se la realiza bajo el modo de control de Potencia Activa y Reactiva, de manera que se tiene los siguientes gráficos.

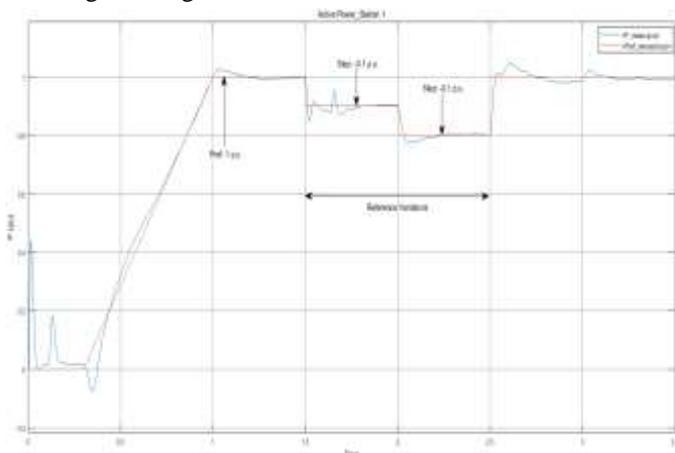


Figura 5: Potencia Activa en la Estación 1

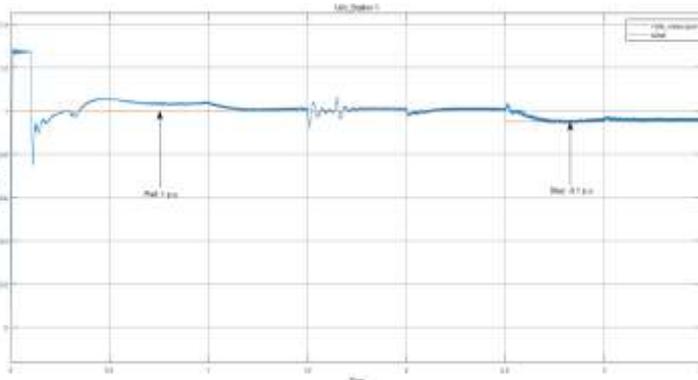


Figura 6: Potencia Reactiva en la Estación 1

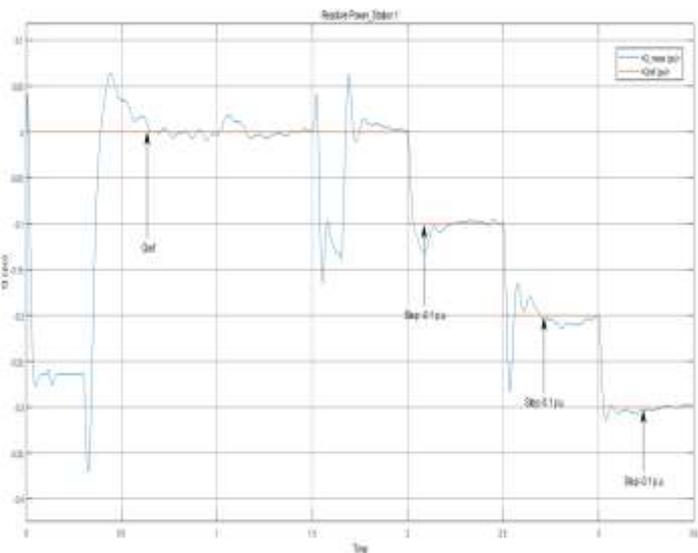


Figura 7: Voltaje DC en la Estación 1

De la Fig. 5, se tiene que, frente a cambios de referencia, las acciones de los controladores tienen un buen rendimiento tanto en sus estados transitorios, con tiempos de establecimiento adecuados para la operación, además de obtenerse valores picos que no superan el 10% sobre la referencia.

De la Fig. 6, se tiene que, frente a los cambios de referencia los controladores tienden a seguir el comportamiento, aunque a diferencia de la potencia activa, en este caso se producen valores picos que en ciertos casos superan al 10% del valor nominal, además de tenerse valores de tiempo de establecimiento más elevados.

Con relación a la Fig. 7, se tiene que, la acción del controlador permite que los valores de voltaje se mantengan en valores adecuados, y frente a la variación de la referencia de voltaje, no existe un valor excesivo en el sobre pico, además de un tiempo de establecimiento bajo en el caso de su comportamiento transitorio.



En general, se puede observar que la operación y vinculación de la red modelada en PowerFactory con el enlace HVDC de Matlab/Simulink presenta resultados aceptables, en cuanto a la acción de los controladores.

Perturbaciones laterales en el sistema de AC

El paso de voltaje de AC (-0.1 pu) se aplica en $t = 1.5$ s durante 0.14 s (7 ciclos) en la estación 1. Los resultados muestran que la desviación de la potencia activa y reactiva de la perturbación previa es inferior a 0.09 pu y 0.2 pu respectivamente. El tiempo de recuperación es inferior a 0.3 s y el estado estable se alcanza antes del siguiente inicio de la perturbación, lo cual se puede observar en la Fig. 8.

Falla trifásica a tierra en el bus de la estación 2

La falla se aplica en $t = 2.1$ s durante 0.12 s (6 ciclos) en la estación 2. Se debe tener en cuenta que, durante la falla trifásica, la potencia de CC transmitida casi se detiene y el voltaje de CC tiende a aumentar (1.2 pu) ya que la capacitancia del lado de CC se está cargando excesivamente. Una función especial (Anulación del control de voltaje de CC) en el control de potencia activa (en la estación 1) intenta limitar el voltaje de CC dentro de un rango fijo. El sistema se recupera mucho después de la falla, en 0.5 s. Lo cual se puede observar en la Fig. 9.

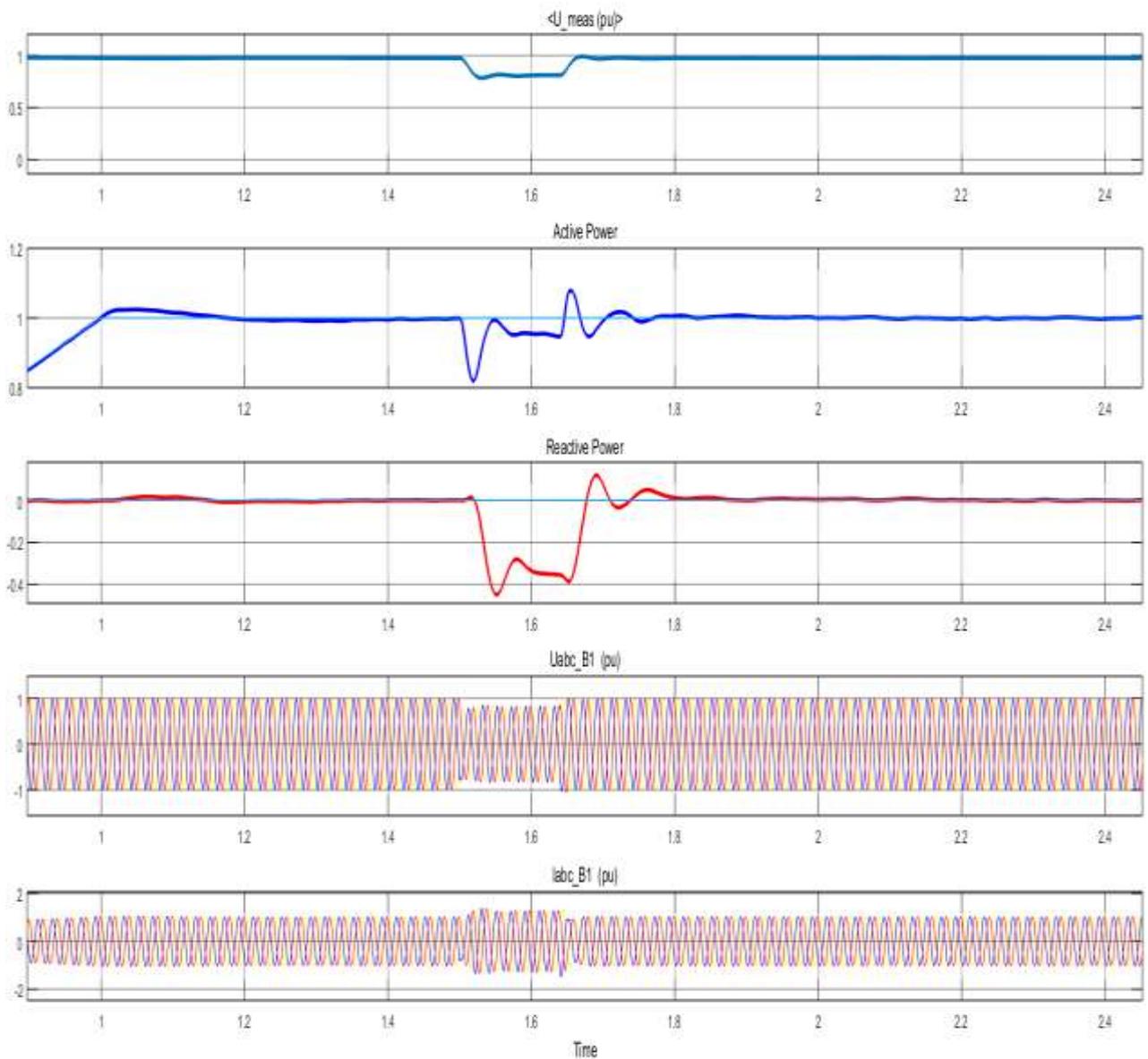


Figura 8: Señales de la Estación 1 frente a perturbación de voltaje AC



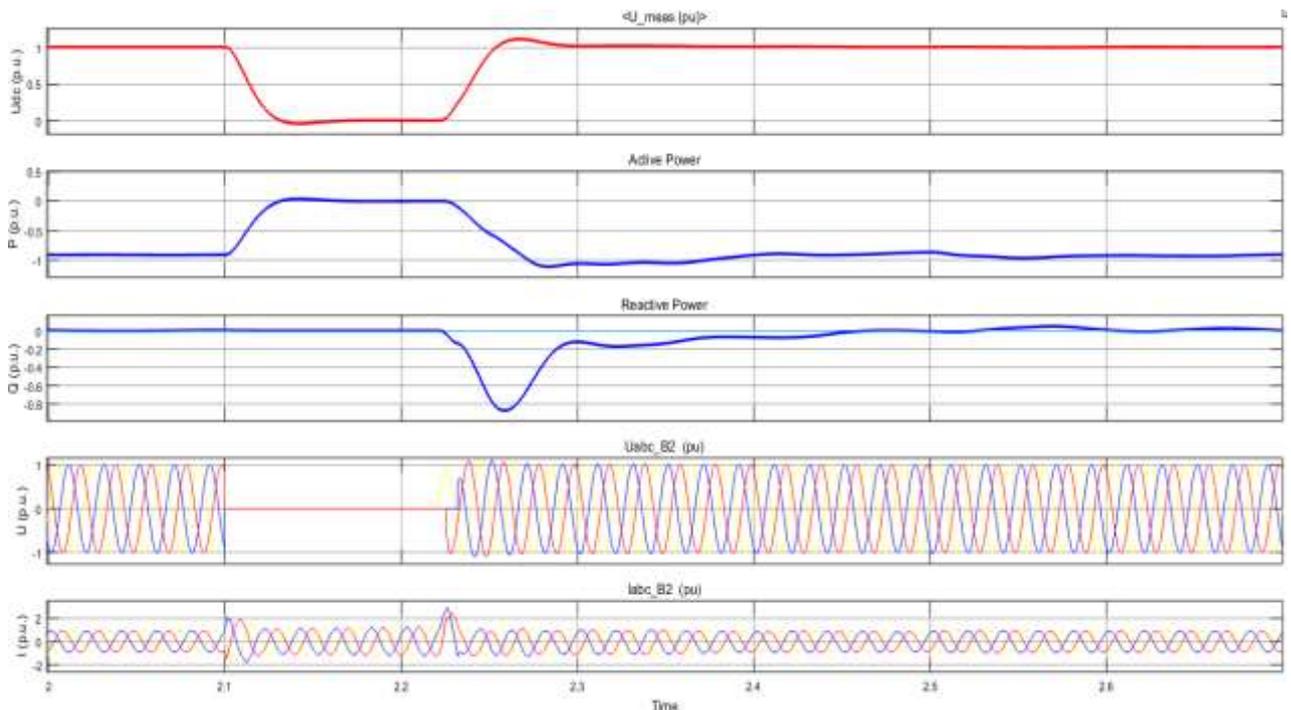


Figura 9: Señales de la Estación 2 frente a una falla trifásica

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En la actualidad, el continuo desarrollo e investigación en el área de la electrónica de potencia y consecuentemente de los semiconductores aplicados a sistemas eléctricos de potencia, permite el desarrollo de nuevas tecnologías y la consolidación de las tecnologías actuales.

La modelación de tipo matemática de los dispositivos FACTS y de los enlaces, como en el caso práctico del presente trabajo, permite realizar un análisis del efecto de los mismo en los sistemas eléctricos de potencia, lo cual en cierta medida se convierte en una referencia sobre su principio de funcionamiento en estado estable.

EL desarrollo de las nuevas tecnologías basadas en electrónica de potencia como el caso de los enlaces HVDC evitan que los sistemas de potencia operen cerca de sus límites de operación, de esta manera se puede mejorar su seguridad y confiabilidad tanto en estado estable como dinámico. De tal manera que la alta confiabilidad que presentan estos sistemas y dispositivos sobre los parámetros del sistema de transmisión se hace posible debido al rápido y suave control que caracteriza a los controladores basados en electrónica de potencia.

Dentro de la operación del sistema de transmisión VSC-HVDC se tiene que se puede desarrollar un esquema de control desacoplado entre la potencia activa y reactiva. Por lo cual, se pudo evidenciar de manera práctica durante las pruebas de variación de referencia, en donde primeramente al establecer una variación en una de

estas variables, la otra no se ve afectada en mayor forma. Adicionalmente, el modelo permite realizar pruebas del sistema mediante los modos de Control de Potencia Activa y Reactiva, y de control de Potencia Reactiva y de Voltaje DC.

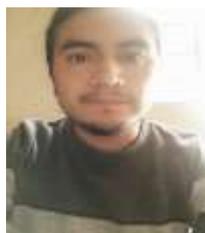
AGRADECIMIENTOS

A la Escuela Politécnica Nacional por la oportunidad brindada para nuestro desarrollo profesional a través de su programa de Maestría en Electricidad mención Redes Eléctricas Inteligentes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] C. K. Kim, V. K. Sood, G. S. Jang, S. J. Lim y S. J. Lee, «HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems.,» 2009.
- [2] F. Wang, L. Bertling, T. Le, A. Mannikoff y A. Bergman, «An Overview Introduction of VSC-HVDC: State of art and Potential Applications in Electric Power Systems,» cigre. For power system expertise, vol. 21, 2011.
- [3] M. Eremia, J. A. Jardini, G. Tang y L. Toma, «VSC-HVDC Transmission,» de Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence, Wiley-IEEE Press, 2016, pp. 125-267.

- [4] W. Y. Sandino Sandoval y J. C. Rodríguez Romero, «Estudio y aplicación de un control de un enlace vsc-hvdc para el mejoramiento de la estabilidad de tensión de un sistema de potencia,» Bogotá, 2019.
- [5] M. A. González Carranza , «Diagnóstico del Potencia aporte de enlaces HVDC-VSC para otorgar flexibilidad y mejorar la respuesta dinámica en interconexiones regionales,» Santiago de Chile, 2018.
- [6] M. Imhof, G. Anderson y C. Rehtanz, «Voltage Source Converter Based HVDC-Modelling and Coordinated Control to Enhance Power System Stability,» Zurich, 2015.
- [7] Z. X. Guo, X. Q. Xie y Z. G. Ni, «The application of OPC DA in factory data acquisition.,» 2012 IEEE International Conference on Computer Science and Automation Engineering (CSAE), 2012.
- [8] W. Bosler y G. A. Rathwell, «Advantages of OPC DA Interfaces for Pipeline Simulation, Component Testing, and Operator Certification,» PSIG Annual Meeting, n° San Antonio, Texas, 2005.



Luis Chiza Segovia. - Nacido en Atuntaqui, en diciembre de 1993. Recibió su título de Ingeniero en Electrónica y Control en la Escuela Politécnica Nacional; cursa sus estudios de Máster en Electricidad mención en Redes Eléctricas Inteligentes de la Escuela Politécnica Nacional. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo en convenio entre CELEC EP-Coca Codo Sinclair y CENACE. Sus campos de investigación son: sistemas de control, Smart Grids, Redes industriales, control de máquinas eléctricas



José Llagua Arévalo. - Nacido en Ambato en abril de 1988. Recibió su título de Ingeniero en Mecatrónica en la Escuela Politécnica del Ejército ESPE en junio del 2015. Actualmente, está cursando sus estudios de Máster en Electricidad mención en Redes Eléctricas Inteligentes de la Escuela Politécnica Nacional y en el campo laboral trabaja en el departamento de Ingeniería y Mantenimiento como líder. Sus campos de investigación son: Redes Eléctricas Inteligentes, Internet de las cosas, automatización de procesos industriales, minería de datos y sus aplicaciones a la distribución de la energía eléctrica.

Methodology of association of cadastral and electrical information using GIS and SQL tools: Case study in Quito Ecuador

Metodología de asociación de información catastral y eléctrica mediante herramientas SIG y SQL: Caso de estudio Quito, Ecuador

 L. Aymacaña¹

 C. Vallejo²

 L. Godoy¹

 F. Vásquez^{1,2}

 J. L. Condo¹

¹Empresa Eléctrica Quito, Quito, Ecuador

E-mail: liseth_dic@hotmail.com; felipe_luis_6_d@hotmail.com; hola_josecondo@yahoo.es

² Instituto de Investigación Geológico y Energético, Quito, Ecuador

E-mail: catalina.vallejo@geoenergia.gob.ec; francis.vasquez@geoenergia.gob.ec

Abstract

This study develops a methodology for the unification of electricity and cadastral data through the combined application of GIS and SQL tools. The main spatial joining techniques used are: spatial intersection, entity joining by attributes, and proximity analysis. In addition, mainly SQL algorithms for data comparison and selection were applied. As a case study, we used cadastral and electricity information of the customers regulated by Empresa Eléctrica Quito (EEQ) within the urban area of Quito. It was possible to join 25% of the total data. Furthermore, it was found that the spatial distribution of the unified data is homogeneous within the study area, and is quantitatively representative in most of the areas. Finally, the results were checked by means of an on-site validation, thus verifying the validity of the proposed methodology. According to the results obtained, the joining methodology presented in this study can be replicated in other areas with similar characteristics to the data used, thus obtaining an important input for the definition of energy indicators for energy qualification, comparison, or categorization of buildings.

Index terms— Electricity consumption, residential buildings, cadaster, database merge, GIS, SQL.

Resumen

En el presente estudio se desarrolla una metodología para la unificación de datos eléctricos y catastrales mediante la aplicación combinada de herramientas SIG y SQL. Las principales técnicas de unión espacial utilizadas son: intersección espacial, unión de entidades por atributos y análisis de proximidad. Además, fueron aplicados principalmente algoritmos SQL de comparación y selección de datos. Como caso de estudio se utilizó información catastral y eléctrica de los clientes regulados por la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) dentro del casco urbano de Quito. Se logró unificar el 25 % del total de registros. Además, se encontró que la distribución espacial de los datos unificados es homogénea dentro del área de estudio, y es cuantitativamente representativo en la mayor parte de parroquias. Finalmente se comprobaron los resultados mediante una validación en sitio, con lo que se verificó la validez de la metodología planteada. En base a los resultados obtenidos, el procedimiento de unificación expuesto en este estudio, puede ser replicado en otras zonas cuya información presente características similares a los datos manejados y así obtener un insumo importante para la definición de indicadores energéticos para calificación energética, comparativa o categorización de edificaciones.

Palabras clave— Consumo eléctrico, edificios residenciales, catastro, unión de bases de datos, SIG, SQL.

Recibido: 30-06-2022, Aprobado tras revisión: 15-07-2022

Forma sugerida de citación: Aymacaña, L.; Vallejo, C.; Godoy, L.; Vásquez, F.; Condo, L. (2022). "Metodología de asociación de información catastral y eléctrica mediante herramientas SIG y SQL: Caso de estudio Quito, Ecuador". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 158-168

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.532>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

Según datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), entre 1976 y 2019 el consumo de energía se incrementó en un 92 % y la electricidad representó un tercio del uso de energía de los edificios en 2019 [1]. En Ecuador esta realidad no es diferente. En 2020, las edificaciones residenciales consumieron el 40,12 % de la electricidad facturada a nivel nacional, siendo el sector mayor consumo eléctrico [2]. Esto evidencia que en Ecuador el parque edificado es en un sector clave para reducir el consumo de electricidad.

El primer paso para la disminución del consumo eléctrico es conocer el rendimiento energético de los edificios y sus parámetros influyentes. Varios estudios [3][4][5][6][7] indican que el consumo eléctrico tiene una relación directa con las características constructivas de las edificaciones. Es por esta razón que, a escala urbana, la recolección, integración y transformación de datos representa un gran desafío.

Ma. J et al. [8], realizaron la integración de información, mediante SIG y big data para estimar el consumo eléctrico de edificios a escala urbana. Esto se facilitó considerando a la ubicación como variable clave en los SIG, ventaja que no existe en otro tipo de interface, y su uso para la minería de datos generó grandes beneficios como la conexión exitosa y confiable bases de datos georreferenciadas.

Mutani et al. [9], asociaron datos de energía a la información de las edificaciones en Turín, mediante una herramienta SIG. Al conocer las ubicaciones de los datos de ambas temáticas se intersecaron espacialmente y con ello la información quedó unificada, viabilizando el análisis del rendimiento energético

Ali. U et al. [10], desarrollaron una metodología, basada en datos, para optimizar la toma de decisiones, a escala urbana, para el reacondicionamiento energético de edificios residenciales en Irlanda. Los resultados mostraron que los modelos para el reacondicionamiento, basado en datos reales, disminuyen la cantidad de información requerida sin afectar la precisión de las predicciones respecto a la clasificación energética de los edificios.

Dall'O' et al. [11], desarrollaron una herramienta para crear una base de datos georreferenciada con información referente al rendimiento energético de edificios residenciales en Lombardi-Italia. Toda la información recopilada fue utilizada para alimentar la base de datos en la plataforma SIG obteniéndose de esta manera una herramienta para el análisis del sector edificado de una localidad.

En Ecuador, varios autores [12] [13] [3] han realizado estudios para determinar el rendimiento de viviendas en diferentes ciudades. Los trabajos se basan en la evaluación individual de seis o menos edificaciones. Los resultados obtenidos sirven como

información de referencia para tipologías y localidades similares; sin embargo, no es factible su escalamiento a toda una municipalidad o ciudad. Para esto se requiere el análisis de información generada por diferentes entidades.

Actualmente, gran parte de las entidades públicas en Ecuador generan información georreferenciada. Sin embargo, no se encuentran interrelacionadas y la precisión y sistema de referencia diverge entre sí. Es por esta razón que, no es posible fusionar directamente las bases de datos catastrales y del servicio eléctrico a través de una clave principal o mediante ubicación.

Por lo expuesto, el objetivo de este estudio es desarrollar una metodología que permita la unificación de bases de datos con información catastral y eléctrica mediante el uso de herramientas SIG y SQL. Para la aplicación de la metodología, se ha seleccionado una muestra representativa de edificaciones residenciales localizadas en el casco urbano del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ). Esto debido a que, en 2020, la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) fue la segunda empresa eléctrica con mayor consumo registrado, por parte del sector residencial, frente a otras distribuidoras del país y, fue la primera en la región sierra [2].

La muestra inicial estuvo conformada por 633 800 medidores de electricidad, y mediante la metodología desarrollada se unificó aproximadamente el 25 % de los registros con la información catastral correspondiente. La nueva base de datos está conformada de 157 334 registros de predios y medidores asociados. Además, se identificó que el porcentaje de asociaciones obtenidas se encuentra homogéneamente distribuido dentro de la zona de estudio y es cuantitativamente representativo en la mayor parte de parroquias. La metodología planteada consta de cuatro (4) fases.

En el presente trabajo se describen de manera preliminar al área de estudio y las fuentes de información; así como, el estado de los datos. Luego, el proceso de depuración de las bases de datos, un análisis de las relaciones de unión existentes, así como, la unificación y validación. Posterior, se muestran los resultados, donde se indican las relaciones de unión seleccionadas y el número de datos unificados de cada fase. Además, se muestra la distribución espacial de los datos unificados y su porcentaje de representatividad por parroquia. Finalmente, se exponen las conclusiones y recomendaciones después de la aplicación de la metodología planteada.

2. METODOLOGÍA

Esta sección describe la información concerniente al área de estudio y a los datos de insumo, sobre los cuales se realiza una depuración. Además, se analizan las posibles relaciones de unión predio – medidor a presentarse y en base a ello, se establecen las técnicas y herramientas adecuadas para la unificación. Finalmente,



se efectúa una validación en sitio de los resultados. En la Fig. 1 se indican los pasos a seguir desde la recopilación de datos hasta la validación de resultados.



Figura 1: Metodología de estudio

2.1. Área de estudio y fuentes de información

La metodología desarrollada en este estudio es aplicada en la zona correspondiente al casco urbano del DMQ, la cual incluye 32 parroquias urbanas y cuenta con una superficie de 18 860 has [14]. El área de estudio se muestra en la Fig. 2.

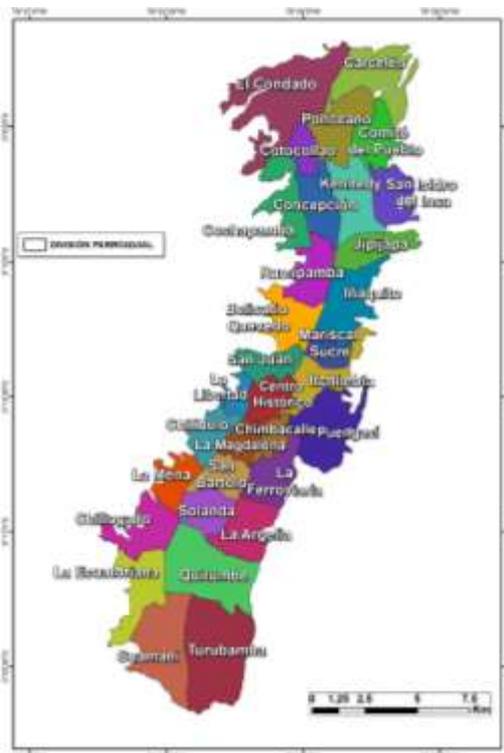


Figura 2: Área de estudio

La información utilizada procede de los organismos generadores competentes. La EEQ dispone de información eléctrica de los clientes regulados en el área de estudio. Por otra parte, la Secretaría de Territorio, Hábitat y Vivienda del Gobierno Autónomo Descentralizado del Distrito Metropolitano de Quito (GAD-DMQ) que dispone de información predial. Debido a que se trata de información sensible de la población, las bases de datos no son de acceso público, sin embargo, estas son administradas por las instituciones públicas antes citadas.

Los datos recopilados corresponden a dos geodatabases separadas, con archivos georreferenciados de tipo shapefile en formato vectorial. Se conoce que el catastro predial se encuentra a escala 1 : 1 000 y se rige a las normas de exactitud posicional establecidas por el

Instituto Geográfico Militar (IGM), por lo cual su precisión es no superior a $0,3 \text{ m} \pm 0,03 \text{ m}$ [15][16]. Respecto a la cartografía de consumo eléctrico, se encuentra generada a escala de detalle, y los equipos utilizados para el levantamiento de información tienen una precisión superior respecto a la cartografía catastral.

El consumo eléctrico se encuentra representado como una cobertura tipo punto, cuyo sistema de referencia corresponde a WGS84 proyección UTM Zona 17 Sur. Posee 633 800 registros y 15 campos con información descriptiva. Por otro lado, el catastro predial se encuentra representado como una cobertura tipo polígono y su sistema de referencia corresponde a WGS84 proyección TMQ Zona 17 Sur. Posee 660 909 registros y 17 campos con datos descriptivos de cada predio.

Debido a que: a) la precisión y sistema de referencia de cada una de las coberturas diverge entre sí, b) existen registros duplicados y c) no existen campos en común (primary key), no es posible establecer una unificación directa.

2.2. Depuración de bases de datos

Antes de realizar cualquier tipo de operación entre capas, se considera pertinente tratar las diferencias sistemáticas existentes [17]. Por ello, la depuración de las bases de datos inicia con la homogenización de sus características espaciales. Los sistemas de referencia de la cobertura catastral y eléctrica son distintos, por lo que se realizó una transformación para que ambas adopten el sistema de referencia WGS84 Zona 17 Sur.

Posteriormente, se realizó una limpieza de los datos contenidos en cada registro de acuerdo a las características propias de cada campo. Para esto se analizó el dominio de cada variable. En los campos cuyo atributo corresponde exclusivamente a información tipo texto, se eliminaron los caracteres numéricos, y viceversa (sin incluir campos que poseen caracteres combinados). Además, se transformaron los caracteres de los registros de datos cualitativos de minúsculas a mayúsculas y se identificaron caracteres especiales para sustituirlos o eliminarlos.

Como resultado, los datos contenidos en la tabla de atributos de cada una de las coberturas presentan características espaciales que facilitan procesos geoespaciales y, además, la calidad de datos presenta una mejora que posibilita y favorece la interacción entre campos.

En esta etapa se identificó la existencia de objetos duplicados tanto de la base de datos catastral como eléctrica. Esto se refleja en la presencia de objetos sobrepuestos en una misma ubicación geográfica, lo cual, en el caso del catastro, indica la existencia de viviendas multifamiliares. Por ello, para definir las herramientas de unificación espaciales o por atributos, se requiere un análisis de las posibles relaciones de



unión predio – medidor (cobertura predial-cobertura eléctrica), que se encuentran como polígono y punto respectivamente y se indican en la siguiente sección.

2.3. Identificación y selección de relaciones de unión

Para identificar las posibles relaciones de unión entre predio (polígono) y medidor (punto) se realizó una intersección espacial entre ambas capas. Posteriormente se analizó el estado de correspondencia espacial y de atributos y se identificaron las siguientes relaciones de unión: “uno a uno”, “uno a varios”, “varios a uno” y “varios a varios”. En la Fig. 3 se indica gráficamente cada una de las relaciones.

En el caso de unión “uno a uno”, como se ve en la Fig. 3a se presenta un solo predio donde se encuentra ubicado un solo medidor. La fusión en este caso es sencilla, ya que se asigna la información del polígono al punto. La unificación es verificada a través de la coincidencia de atributos alfanuméricos de un campo en común entre ambas bases de datos, de no darse esta coincidencia, el registro fusionado queda descartado.

Bajo la relación de unión “uno a varios”, como en la Fig. 3b, existe un solo predio en el cual se encuentran ubicados varios medidores que registran distintos consumos. En este caso, el punto recibe la información del polígono y la unificación queda verificada si el atributo en común de ambas bases de datos coincide, de lo contrario el registro unificado es descartado.

La relación de unión “varios a uno” se indica en la Fig. 3c y Fig. 3d, se observa que para varios predios (que puede ser el caso de edificios de departamentos u otro tipo de vivienda multifamiliar), existe un solo medidor ubicado dentro de ellos. En este caso, el predio puede corresponder a un mismo propietario (Fig. 3c) o de distintos propietarios (Fig. 3d). Al ser del mismo propietario, la asignación de información del polígono al punto no es viable ya que para su verificación se requiere de visitas en sitio. Si los predios son de distintos propietarios, la asignación de información de polígono a punto es válida siempre y cuando exista la coincidencia de un atributo en común.

En el caso de unión “varios a varios”, como se observa en la Fig. 3e, Fig. 3f y Fig. 3g, existen varios predios y medidores en una misma ubicación geográfica. Respecto a predios, puede darse que uno (Fig. 3g) o varios (Fig. 3e y Fig. 3) corresponda a un mismo propietario. En relación a medidores, todos registran diferentes consumos, sin embargo, uno (Fig. 3g) o varios (Fig. 3e y Fig. 3f) corresponden a un mismo propietario. Si varios predios y medidores presentan un mismo propietario (Fig. 3e), no es posible establecer una fusión válida, para ello se requiere de visitas en sitio. Para aceptar una fusión, se debe presentar lo indicado en la Fig. 3f, es decir que uno o varios puntos debe pertenecer a un solo polígono, de lo contrario se requiere de visitas en sitio. El caso ideal, es indicado en la Fig. 3g, donde la información de punto y

polígono es única, por lo tanto, la asociación entre objetos es exitosa.

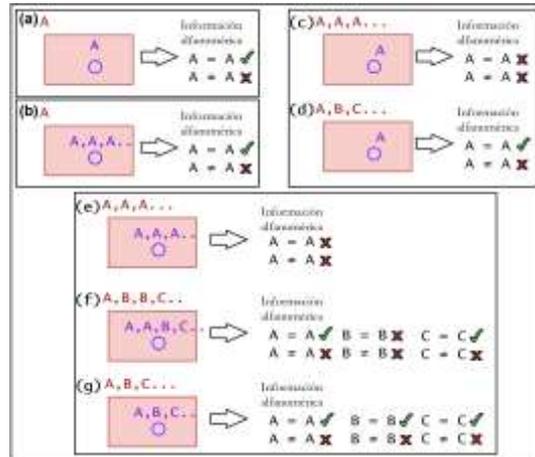


Figura 3: Relaciones de unión punto – polígono basado en su coincidencia espacial

Las relaciones antes mencionadas se basan en la coincidencia espacial entre punto y polígono. Sin embargo, es posible que exista correspondencia entre atributos alfanuméricos en común entre punto y polígono sin existir una correspondencia espacial entre ellos, obteniéndose una unión válida. En este caso, en base a los atributos en común de las capas, la única relación de unión punto - polígono posible encontrada, es de uno a uno.

La unión de los datos bajo las relaciones seleccionadas se realiza mediante métodos espaciales y de comparación de atributos en común, lo cual se indica en la siguiente sección.

2.4. Unión de bases de datos

Las relaciones de unión espaciales y alfanuméricas seleccionadas en la sección 2.3, se agrupan en tres casos: 1) un predio y uno o varios medidores, 2) varios predios (cuyo campo en común sea único) y uno o varios medidores, y 3) predio y medidor cuyo atributo alfanumérico de los campos en común sean coincidentes. La unión los casos mencionados se llevaron a cabo en cuatro fases esquematizadas en la Fig. 5 detalladas a continuación.

2.4.1 Fase 1

Para el caso donde existe un solo predio que espacialmente contiene a uno o varios medidores, inicialmente, se dividió la cobertura catastral en dos capas, una con predios duplicados y otra con predios únicos. Con esta última, se realizó una unión de atributos de polígono a punto basada en su correspondencia espacial. Se obtuvo una cobertura de salida, la cual es de tipo punto y contiene atributos de predios y medidores.

Posteriormente se realizó el proceso de verificación de objetos (PVO) unificados mediante la comparación



de información alfanumérica de los atributos en común de ambas coberturas. Aquellos registros cuya coincidencia fue idéntica se conservaron. Debido a que esta comparación se limita a la aceptación de coincidencias idénticas, se realizó también la programación de comandos SQL para la comparación de coincidencias entre caracteres de las entidades unificadas. En el presente estudio se aceptaron aquellos registros cuyos campos en común presenten una coincidencia idéntica y con cuatro (4) o más caracteres. Los objetos que cumplieron con estos dos tipos de comparaciones fueron aceptados, los restantes fueron descartados.

2.4.2 Fase 2

En este caso, donde existen varios predios que espacialmente contienen a uno o varios medidores, interviene la capa del catastro que contiene registros duplicados.

Inicialmente se dividió la cobertura predial para obtener una capa con predios cuyo campo en común, con la cobertura de medidores, sea único. Con esta capa y con la cobertura de medidores que fueron descartados en la fase 1, se realizó una unión de atributos de polígono a punto basada en su coincidencia espacial. Se obtuvo una capa de salida tipo punto que contiene información de predio y medidor asociado. Luego, de la misma forma que en la fase 1, se realizó el PVO

2.4.3 Fase 3 y Fase 4

La unificación en este escenario se lleva a cabo de un predio a un medidor donde exista una correspondencia de información alfanumérica de un campo en común entre ambas bases de datos.

Primero (fase 3), se realizó una unión por atributos con coincidencia idéntica mediante comandos de programación SQL tomando como clave principal o primary key a un campo en común entre la base de datos predial y de consumo eléctrico. Posteriormente, (fase 4) se realiza la comparación de coincidencias entre caracteres de las entidades unificadas, las cuales no presentaron coincidencia espacial.

Finalmente se llevó a cabo la verificación de las entidades unificadas mediante un análisis de proximidad entre los objetos asociados con el fin de descartar aquellas unificaciones cuya distancia de separación no sea tolerable.

En el presente estudio se ha establecido una tolerancia de 45 m. La distancia calculada está comprendida desde el centroide del predio hasta el medidor. Al tomar el centroide del polígono se debe

tener presente que existe un amplio rango de variación del tamaño de los predios, por lo que la distancia entre el predio y el medidor puede ser grande. Esto no significa que la unificación sea errónea. Para disminuir la ocurrencia de grandes distancias en predios grandes se debe medir desde el lado del predio más cercano al medidor. En la Fig. 4 se presenta un esquema del procedimiento realizado. Si la distancia señalada como M es menor a 45 m el registro asociado es verificado y aceptado.

2.5. Análisis general de datos

La superficie de las 32 parroquias que intervienen dentro del estudio es distinta, como consecuencia, el número de datos difiere en cada parroquia. Por ello, se realizó un análisis de representatividad de los datos unidos por parroquia de acuerdo a la proporción de datos de cada una respecto al total.

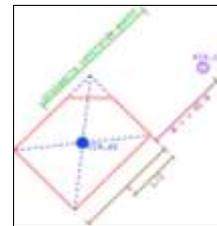


Figura 4: Cálculo de distancia predio – medidor

Se calculó el porcentaje de datos de la base de datos eléctrica completa por parroquia y se comparó con el porcentaje de datos de la base de datos unificada, así se identificaron aquellas parroquias cuya proporción de datos unificados es mayor, menor o igualitaria respecto a la base de datos completa.

Además de conseguir una proporción representativa en cada parroquia, es importante conocer si su distribución espacial es homogénea ya que no es conveniente que existan datos concentrados en determinadas zonas para futuras aplicaciones en materia de gestión energética. Al tener las coberturas georreferenciadas, con la ubicación de los datos se identificó la distribución espacial en cada parroquia.

Los diferentes análisis espaciales y entre atributos de cada fase, se realizaron utilizando diferentes tipos de software. Los procesos espaciales se realizaron con el software de Sistemas de Información Geográfica (SIG): QGIS. El análisis de comparación de campos por atributos en común, se lo realizó mediante la programación de comandos software estadístico: R-Studio. Los dos motores de análisis son de código abierto.



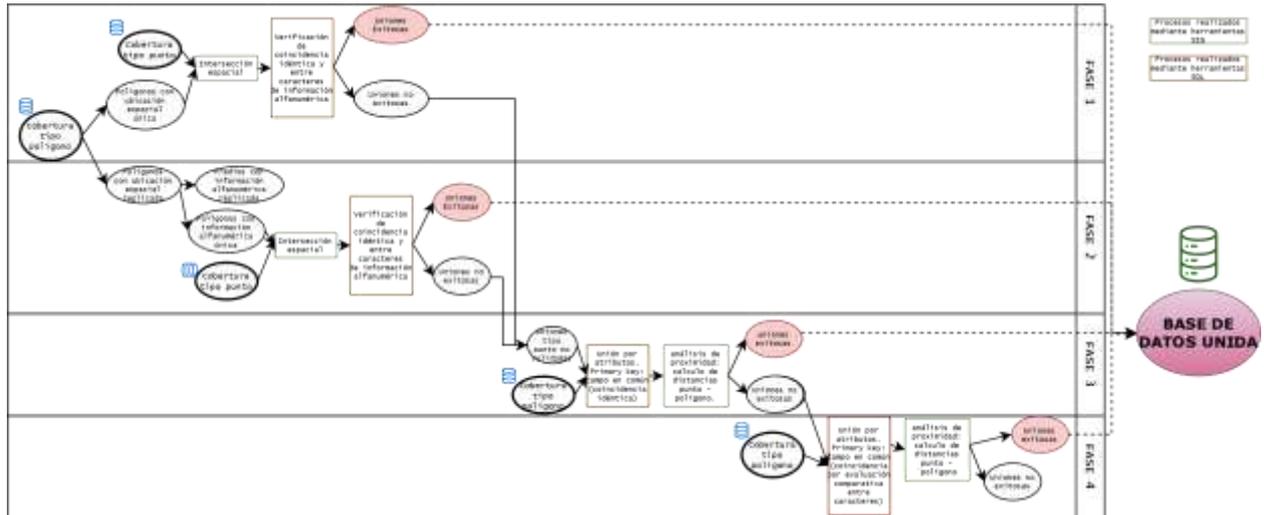


Figura 5: Proceso metodológico de unificación de datos punto - polígono

2.6. Validación

Una vez unificadas las bases de datos, se validaron los resultados obtenidos de las uniones predio – medidor con datos levantados en sitio. Del total de entidades asociadas por parroquia, se seleccionaron aquellas con uniformidad en la distribución espacial de los datos unidos. De estas parroquias se seleccionó una muestra aleatoria representativa del conjunto de datos asociados, los cuales fueron validados en sitio.

La toma de datos en sitio se llevó a cabo mediante aplicaciones móviles gratuitas para el levantamiento de información geográfica, donde principalmente se registró el número de medidor, número de casa y fotografía de la fachada de la muestra. Con estos datos, por un lado, se validó el medidor correspondiente al predio. Mediante el Código Único Eléctrico (CUEN) de cada medidor, se descargó la factura de cada uno y con ello se comparó que el número de medidor corresponda al número registrado en sitio. Por otro lado, se comparó la imagen de la fachada principal tomada en sitio, con la fotografía disponible en la cédula catastral del portal de datos del municipio de Quito. Se consideraron como válidas a aquellas uniones con coincidencia de número de medidor y fotografía de fachada.

3. RESULTADOS

3.1 Selección de relaciones de unión

Las relaciones espaciales y por atributos que implican dos o más datos a unirse con información alfanumérica en común, son más complejas de tratarse, ya que las entidades están representadas de manera distinta en cada base de datos. Esto genera incertidumbre al realizar la unificación. Por esta razón, en el presente estudio se seleccionaron las relaciones de unión espaciales: a, b, d, f, g y la relación alfanumérica de uno a uno (Fig. 3).

3.2 Unión de bases de datos

Para evaluar los resultados obtenidos luego de aplicar la metodología propuesta, se comparó el estado de los atributos de las coberturas de insumo frente a los atributos de la cobertura final unificada. Dentro de la cobertura catastral se han identificado predios en unipropiedad (viviendas unifamiliares) y en propiedad horizontal (viviendas multifamiliares). Se han obtenido varios casos de unión conforme las relaciones de unión existentes y las fases de unificación.

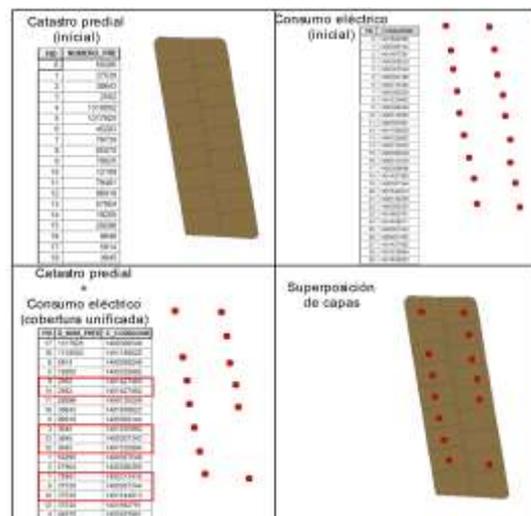


Figura 6: Unificación en la Fase 1 con relaciones “uno a uno” y “uno a varios”

3.2.1 Fase 1

En la Fig. 6 se muestra un ejemplo de lo conseguido en la Fase 1. Inicialmente las coberturas se encuentran divididas y luego de la unión se obtiene una cobertura consolidada con los atributos de las bases de datos. Los objetos se encuentran asociados de “uno a uno” y de “uno a varios”, donde espacialmente cada medidor se



encuentra contenido en el predio asociado. Debido a que en esta fase se dividió a la cobertura de predios y se trabajó con aquellos predios unifamiliares, existe una mayor cantidad de medidores que predios.

En esta fase se obtuvo la mayor cantidad de datos unificados. El 14,4 %, que corresponde a 90 794 registros de viviendas unifamiliares, se unificaron exitosamente por el método de intersección espacial y verificación de correspondencia idéntica y entre caracteres de los campos en común entre la cobertura catastral y de consumo eléctrico. Los objetos que no se asociaron exitosamente ingresaron a la Fase 2 de unificación.

3.2.2 Fase 2

En el ejemplo de la Fig. 7 se indica lo conseguido en la Fase 2. La tabla de atributos de la capa resultante alberga objetos unidos bajo la relación “uno a uno”, donde cada medidor se encuentra ubicado dentro del predio asociado.

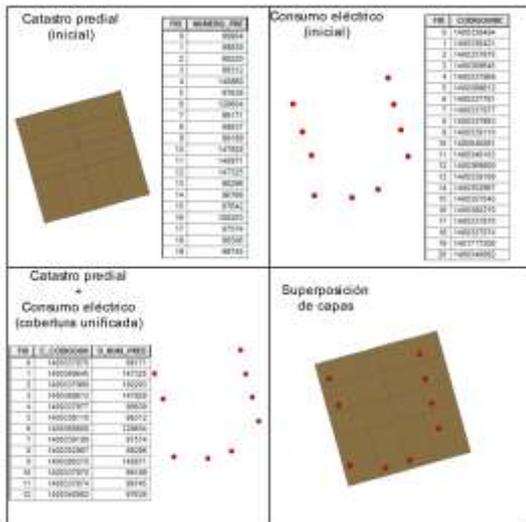


Figura 7: Unificación en la Fase 2 con relación “uno a uno”

Del número de datos restante no unificado (multifamiliares) que pasó a Fase 2, el 6,2 % fue unificado mediante el mismo método indicado en la Fase 1. La relación de unificación está basada en su coincidencia alfanumérica, son “uno a uno” y “uno a varios”. Los datos no unificados en la Fase 2 pasaron a Fase 3.

3.2.3 Fase 3

En la Fig. 8 se muestra el estado inicial y final de la unificación de la cobertura eléctrica y de catastro en la Fase 3. Se fusionaron a los objetos mediante campos en común, por lo que la relación de unión fue de “uno a uno”. Los medidores asociados a un predio no se encontraban en una misma ubicación espacial, por lo que se realizó un análisis de proximidad mediante el cálculo de distancias entre punto y polígono asociado.

Se consideraron como válidas a aquellas fusiones cuya distancia de separación se encontró dentro de un rango tolerable. Este procedimiento permitió la unión del 6,9 % de los datos no fusionados en la Fase 2. Los datos no unificados pasan a la Fase 4.

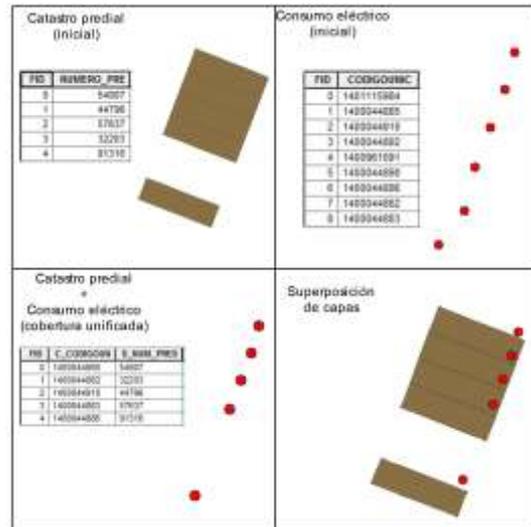


Figura 8: Unificación en la Fase 3 con relación “uno a uno”

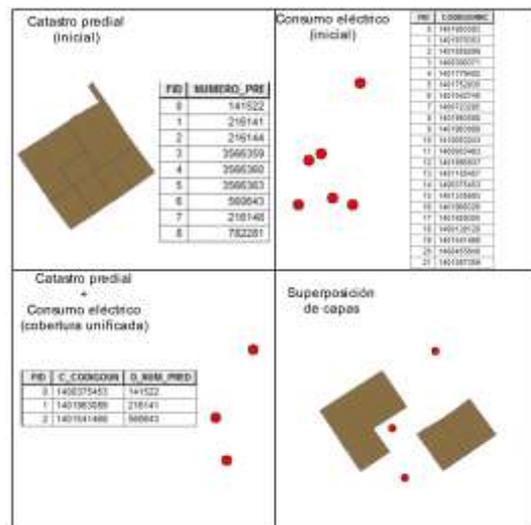


Figura 9: Unificación en la Fase 4 con relación de unión uno a uno

3.2.4 Fase 4

La Fase 4 corresponde a la última dentro del proceso de unificación. En la Fig. 9 se indica un ejemplo del estado de las bases de datos antes y después de la unificación. Se consiguió fusionar a aquellos registros donde se encontró diferencias menores entre los campos en común. Espacialmente, no existió una coincidencia espacial entre punto y polígono asociados, por lo que en estos casos se calculó la distancia existente para conservar o descartar registros fusionados. Finalmente, se consiguió unificar el 0,04 % de objetos no asociados resultante de la Fase 3.



Considerando la base de datos completa de medidores de energía eléctrica, en total se logró la unificación del 24,8 % correspondiente a 157 334 registros de medidores de energía eléctrica asociados a edificaciones.

3.3 Análisis general de datos asociados

Adicionalmente, se evaluó si la proporción de medidores asociados por parroquia es similar a la proporción de la base de datos de consumo eléctrico completa. Los resultados mostraron que las parroquias que no están siendo bien representadas en la base de datos unificada son principalmente Iñaquito y Quitumbe.

En el caso de la parroquia Iñaquito, en la base de datos completa de consumo eléctrico representa el 5,1 % mientras que en la base de datos unificada el 3,4 %. Para que en esta parroquia el número de datos unificados sea representativa, se espera que existan 8 040 datos unificados, el análisis muestra que existen 5 411, lo que indica que hay un faltante de 3 514 registros unificados. Por el contrario, las parroquias mejor representadas son Kennedy y El Condado ya que se lograron unificar más registros de los esperados.

3.4 Distribución espacial de datos asociados

Además de la cantidad de datos, es importante representar su distribución espacial. En la Fig. 10 se observa la presencia de datos alrededor de todas las parroquias. Existen ciertos vacíos que, en parroquias como El Condado, Concepción, Iñaquito, Quitumbe, Centro Histórico, entre otras, corresponden a áreas abiertas como zonas de recreación y parques. La parroquia que muestra una distribución espacial no uniforme, es decir mayores vacíos en su territorio es Turubamba, Comité del Pueblo y Turubamba.

3.5. Validación en sitio

Al revisar la distribución espacial de los datos unificados por parroquia, se encontró que La Kennedy de la zona Norte, e Iñaquito de la zona Centro – Sur, presentan mejor distribución espacial. Como se muestra en la Fig. 11, en las dos parroquias las entidades unificadas se distribuyen alrededor de toda la parroquia y fueron seleccionadas para a la validación en sitio. En la parroquia Iñaquito mediante la comparación del CUEN de cada medidor se validó el 20,91 % de datos, y por fachadas se validó el 95 %. En el caso de la parroquia La Kennedy, se validó el 61 % de entidades unificadas por medio del CUEN y el 92 % por la fachada de la edificación. Al realizar la toma de datos en esta parroquia, se encontró que el 32 % de medidores se hallaban en un lugar no visible para ser registrados por lo que de este porcentaje de datos no se tiene información.

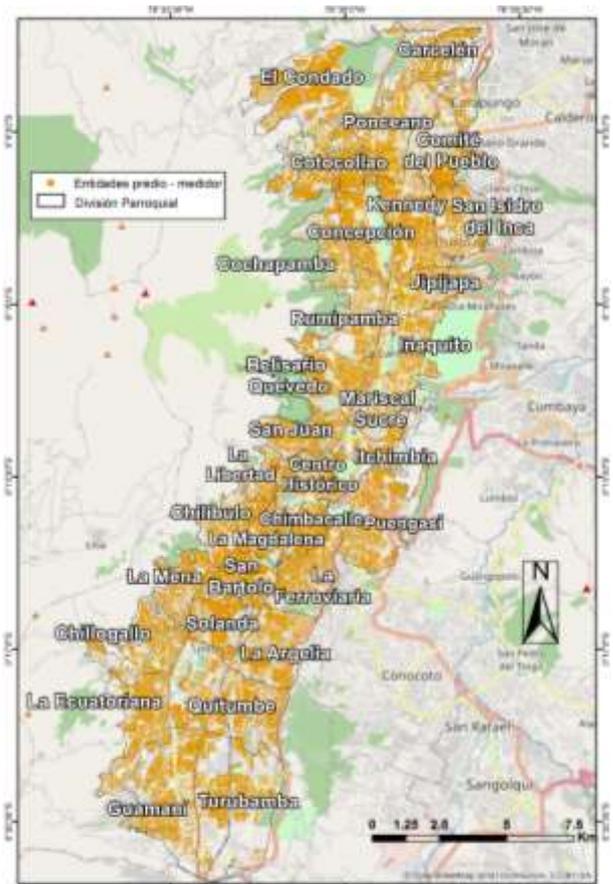


Figura 10: Distribución espacial de los datos unificados

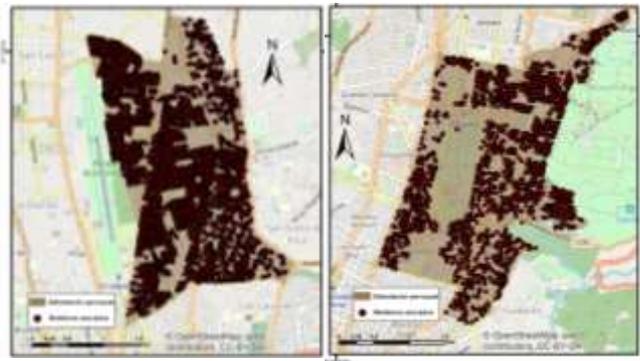


Figura 11: Distribución espacial de datos unificados de la parroquia Kennedy e Iñaquito

4. DISCUSIÓN

Lo ideal, para que una unificación sea sencilla, es contar con objetos cuya ubicación espacial corresponda a un solo registro en su tabla de atributos. De esta forma, se cuenta con la misma cantidad de objetos espaciales y registros alfanuméricos, con ello la relación de unión es de “uno a uno”. No obstante, no es el caso de los insumos manejados, siendo una limitante encontrada en la mayor parte de estudios relacionados a métodos de unificación de bases de datos.

El manejo de datos eléctricos y catastrales en Quito, implica la intervención de una gran cantidad de información que no puede ser unificada únicamente bajo la relación de “uno a uno”. Por lo que, el método de intersección espacial en combinación con los comandos de programación SQL de comparación idéntica y entre caracteres, presentó una mayor robustez en la unificación para predios registrados como viviendas unifamiliares. Sin embargo, en esta fase tuvieron intervención aquellos predios registrados como viviendas multifamiliares, donde es necesario tomar medidas alternas, computacionales o de trabajo de campo, para la unificación.

Los resultados obtenidos, con la aplicación de las herramientas de unión por atributos y comparación de campos en común, indican que la funcionalidad de las herramientas es la misma independientemente del orden de ejecución. Conociendo esto, es posible optimizar los procesos para que la carga computacional y el tiempo de ejecución, disminuya. La esquematización de los procesos en cada fase, contribuye a la aplicación de la metodología planteada. De esta forma es posible realizar cualquier tipo de mejora al proceso propuesto, lo cual no se puede contemplar en los escasos métodos de unificación encontrados en la literatura.

La unificación por atributos, mediante la comparación entre caracteres de los atributos en común de las dos bases de datos de insumo, se realiza mediante una comparación objeto a objeto, de la totalidad de datos de interés. La carga computacional para la ejecución de este proceso es alta, por lo que generalmente se hace referencia al alto grado de robustez del equipo a usar como condicionante para llevar a cabo cualquier tipo de operación donde intervenga una gran cantidad de datos. La presente metodología plantea dividir los datos por zonas y así disminuir el volumen de datos, lo que representa una alternativa para aplicar la herramienta sin que la capacidad computacional del equipo sea una limitante.

Los 157 334 registros unificados cuentan con información acerca del consumo eléctrico histórico desde enero de 2018 hasta diciembre de 2020 e información catastral del predio correspondiente, como área de construcción, número de pisos, área del terreno, ubicación, características constructivas de la envolvente, entre otros. De acuerdo con varios autores, la base de datos obtenida es el insumo más importante para el desarrollo de una diversidad de estudios enfocados en el comportamiento y rendimiento energético de edificaciones residenciales.

La aplicación combinada de herramientas SIG y comandos SQL representa un potencial instrumento para la unificación de bases de datos eléctricas y catastrales. Lo cual beneficia a las diferentes organizaciones dedicadas a la gestión del territorio y a su vez, a aquellas creadas para la administración de energía eléctrica. Con los resultados obtenidos, es

posible establecer indicadores o parámetros que permitan determinar políticas de eficiencia energética sobre el territorio.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al aplicar la metodología planteada sobre la información de las bases de datos catastral y de consumo eléctrico del casco urbano de Quito, se logró unificar el 25 % de datos de consumo eléctrico a información predial en cuatro fases, lo que corresponde a 157 334 datos de 633 800 en total.

Para llevar a cabo el proceso de unificación entre dos coberturas tipo punto y polígono, los métodos SIG adecuados son: intersección espacial, unión por atributos y proximidad entre puntos. La funcionalidad estas herramientas SIG se potencializa con el uso combinado de herramientas SQL.

El tipo de vivienda es un factor condicionante para la aplicación de la metodología de unión. Al analizar las relaciones geométricas de unión existentes, se encontraron limitantes al unificar a aquellos objetos tipo polígono (predios) que se encuentran en propiedad horizontal o como viviendas multifamiliares debido a la incertidumbre existente ante la presencia de un solo medidor en varias unidades habitacionales.

Las parroquias Ñaquito y Quitumbe presentaron la menor cantidad de asociaciones, mientras que El Condado y Kennedy poseen la mayor cantidad, con el 6.5 % y 5.1 % respectivamente. Esto se dio debido a que en Ñaquito y Quitumbe existe una gran cantidad de viviendas unifamiliares donde no se pudo establecer una relación de unión válida.

La recolección de datos en sitio comprobó la validez de la metodología planteada en este estudio. Los errores encontrados en la validación se deben a posibles causas como *_es humanos* en la toma de datos, cambio de propietario de los medidores o difícil acceso al medidor, dificultándose el levantamiento de información.

La metodología desarrollada puede ser replicada en otras áreas de estudio donde se requiera unificar bases de datos con características similares a la información de insumo utilizada.

Para perfeccionar la georreferenciación de la base de datos espacial de medidores de energía eléctrica, se recomienda realizar una revisión a escala grande de las zonas donde exista una cantidad menos representativa de registros unificados.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue llevado a cabo gracias al financiamiento de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) y la cooperación de la Secretaría de Territorio, Hábitat y Vivienda del Gobierno Autónomo Descentralizado del Distrito Metropolitano de Quito. Los autores agradecen



a las instituciones por la gestión realizada para proporcionar la información necesaria para el desarrollo del estudio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agencia Internacional de la Energía, “Seguimiento de edificios 2020 - Análisis - IEA.”
- [2] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, “Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano, 2020,” 2021. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/Estadistica-2020-baja.pdf>
- [3] M. Baquero and F. Quesada, “Eficiencia energética en el sector residencial de la Ciudad de Cuenca, Ecuador,” *Maskana*, vol. 7, no. 2, pp. 147–165, 2016, doi: 10.18537/mskn.07.02.11.
- [4] M. Ghajarkhosravi, Y. Huang, A. S. Fung, R. Kumar, and V. Straka, “Energy benchmarking analysis of multi-unit residential buildings (MURBs) in Toronto, Canada,” *J. Build. Eng.*, vol. 27, no. October 2019, p. 100981, 2020, doi: 10.1016/j.jobe.2019.100981.
- [5] Y. J. Ahn and D. W. Sohn, “The effect of neighbourhood-level urban form on residential building energy use: A GIS-based model using building energy benchmarking data in Seattle,” *Energy Build.*, vol. 196, pp. 124–133, 2019, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.05.018.
- [6] G. Mutani, R. Fontana, and A. Barreto, “Statistical GIS-based analysis of energy consumption for residential buildings in Turin (IT),” in *IEEE International Conference and Workshop in Obuda on Electrical and Power Engineering*, 2019, pp. 179–184. doi: 10.1109/CANDO-EPE47959.2019.9111035.
- [7] Y. Ma and G. Reynders, “Data-driven statistical analysis of energy performance and energy saving potential in the Flemish public building sector,” *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1343, no. 1, 2019, doi: 10.1088/1742-6596/1343/1/012051.
- [8] J. Ma and J. C. P. Cheng, “Estimation of the building energy use intensity in the urban scale by integrating GIS and big data technology,” *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 182–192, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.079.
- [9] G. Mutani, R. Fontana, and A. Barreto, “Statistical GIS-based analysis of energy consumption for residential buildings in Turin (IT),” *CANDO-EPE 2019 - Proc. IEEE 2nd Int. Conf. Work. Obuda Electr. Power Eng.*, pp. 179–184, 2019, doi: 10.1109/CANDO-EPE47959.2019.9111035.
- [10] U. Ali et al., “A data-driven approach to optimize urban scale energy retrofit decisions for residential buildings,” *Appl. Energy*, vol. 267, no. 114861, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114861.
- [11] G. Dall’O’, A. Galante, and M. Torri, “A methodology for the energy performance classification of residential building stock on an urban scale,” *Energy Build.*, vol. 48, pp. 211–219, 2012, doi: 10.1016/j.enbuild.2012.01.034.
- [12] J. Taco and L. Tipán, “Metodología para la determinación de indicadores de Eficiencia Eléctrica en la Zona Residencial,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 16, no. 2, pp. 70–90, 2020, doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.354.
- [13] J. Espinoza, Q. Felipe, A. Calle, and O. Jessica, “Estándares de sustentabilidad para viviendas patrimoniales del Centro Histórico de Cuenca – Ecuador,” *Estoa*, vol. 8, no. 15, pp. 65–77, 2019, doi: 10.18537/est.v008.n015.a06.
- [14] Empresa Pública de Movilidad y Obras Públicas, “Plan Maestro de Movilidad para el Distrito Metropolitano de Quito 2009-2025,” 2009.
- [15] Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda, “ACUERDO MINISTERIAL Nro. 017 - 20.”
- [16] Instituto Geográfico Militar, “Protocolo De Fiscalización Para Proyectos De Generación De Cartografía Base Con Fines Catastrales Escala 1 : 1 000, Obtenida a Través De Método Aerofotogramétrico, Digitalización 2D Sobre Ortofoto O Levantamiento Topográfico,” Quito, Ecuador, 2019.
- [17] A. Gruber, C.-H. Su, S. Zwieback, W. Crow, W. Dorigo, and W. Wagner, “Recent advances in (soil moisture) triple collocation analysis,” *Int. J. Appl. Earth Obs. Geoinf.*, vol. 45, pp. 200–211, 2016, doi: 10.1016/j.jag.2015.09.002.



Lisseth Jami Aymacaña.- Nació en Latacunga, Ecuador en 1994. Recibió su título de Ingeniera Geógrafa y del Medio Ambiente de la Escuela Politécnica del Ejército en 2019. Sus campos de investigación están relacionados con el uso de tecnologías y herramientas aplicables dentro de los Sistemas de Información Geográfica (SIG) para la gestión territorial y fenómenos o variables que influyen en la dinámica del territorio.



Catalina Vallejo Coral.- Nació en Quito, Ecuador en 1986. Recibió su título de Ingeniera Mecánica de la Escuela Politécnica Nacional, en 2011; de Master en Ciencias con especialidad en Ingeniería Energética del Tecnológico de Monterrey, México en 2017. Sus

campos de investigación están relacionados con la eficiencia energética y confort térmico edificaciones residenciales y comerciales.



Francis David Vásquez Aza.- Nació en Ibarra, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica Nacional en 2016 y su título de Master en Sistemas y Tecnologías de Conversión de Energía de la Universidad Rovira i Virgili,

Tarragona-España en 2020. Sus campos de investigación están relacionados con la Eficiencia Energética en Edificaciones y las Energías Alternativas.



Luis Felipe Godoy Vaca.- Nació en Quito, Ecuador en 1989. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica Nacional en 2016. Actualmente cursa una maestría en ingeniería Química y Energética en la Universidad Otto-von-Guericke en

Magdeburg, Alemania. Sus campos de investigación están relacionados con la simulación energética y la eficiencia energética.



José Luis Condo León.- Nació en Riobamba, Ecuador en 1992. Recibió su título de Ingeniería en Estadística Informática de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, en 2020. Su campo de investigación esta con el análisis de datos multivariados, utilizando

técnicas estadísticas, en el ámbito de la energía.

