

## **Análisis Operativo-Comercial de la Implementación del Sistema SCADA/OMS-MWM/DMS en Subestaciones y Redes de Distribución de la Empresa Eléctrica Azogues**

J. Molina<sup>1</sup>      D. Quezada<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador

E-mail: jhonmt14@yahoo.com

<sup>2</sup> Empresa Eléctrica Azogues

E-mail: diegoquezadam89@gmail.com

### **Resumen**

El propósito del presente artículos es Determinar las características principales de funcionamiento del sistema SCADA/OMS-MWM/DMS para el monitoreo y control de subestaciones y redes de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues.

Así como tambien realizar un análisis técnico-explicativo para determinar los beneficios operativos y comerciales que brindará este sistema de automatización. Dando como resultado estimaciones y valores reales en lo referente a este nuevo e innovador sistema de automatización eléctrica en el País.

**Palabras clave**—Operativo, Comercial, Automatización, Calidad, Energía, SCADA, Distribución.

### **Abstract**

The purpose of this article is to determine the key features of system function SCADA/OMS-MWM/DMS for the monitoring and control of the substations and distribution network of the Azogues Electrical Company. As well as an analysis technical explanatory to determine the benefits Operating and Commercial that will provide this system of automation. Leaving as a result an estimated real values that referring to this new system of electrical automation in the Country.

**Index terms**—Operational, Commercial, Automation, Quality, Energy, SCADA, Distribution.

Recibido: 19-09-2014, Aprobado tras revisión: 21-11-2014.

Forma sugerida de citación: Molina, J. y Quezada, D. (2015). “Análisis Operativo-Comercial de la Implementación del Sistema SCADA/OMS-MWM/DMS en Subestaciones y Redes de Distribución de la Empresa Eléctrica Azogues.”. Revista Técnica “energía”. N° 11, Pp. 162-168. ISSN 1390-5074.

## 1. INTRODUCCIÓN

La Empresa Eléctrica Azogues formara parte del SIGDE (Sistema Integrado Para la Gestión de la Distribución Eléctrica) mismo que ha planteado el proyecto “SUMINISTRO E IMPLANTACIÓN DE LOS SISTEMAS: SCADA/OMS-MWM/DMS, PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN DEL PAÍS”:

- SCADA, *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).
- OMS, *Outage Management System* (Gestión de Apagones de la Red de Distribución) y MWM, *Mobile Workforce Management* (Sistema de Gestión de la Fuerza Móvil de Trabajo).
- DMS, *Distribution Management System* (Sistema de Manejo de la Red de Distribución).

Con este proyecto se pretende tener la capacidad de supervisar y controlar el sistema eléctrico de cada área de concesión según sea la distribuidora. Se prevé que el proyecto tenga alcance nacional, por lo tanto beneficiará a todas las empresas distribuidoras de energía eléctrica del Ecuador. [1]

El sistema SCADA consiste en la Supervisión, Control y Adquisición de datos de un proceso en particular, en este caso las subestaciones y la red de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues.

Las funcionalidades del DMS permiten una planificación de la red de distribución tanto en un escenario real o simulado y el OMS nos brinda información oportuna sobre las características de un reclamo para poder direccionarlas mediante el MWM a un vehículo o cuadrilla.

## 2. DESARROLLO

### 2.1. Costos de implementación

La EEA (Empresa Eléctrica Azogues), conjuntamente con el MEER (Ministerio de Electricidad y Energías Renovables), darán el financiamiento necesario para la implementación del proyecto SCADA/OMS-MWM/DMS. [1]

Se ve la necesidad de realizar un análisis de los costos de implementación y gastos necesarios para cumplir con los requerimientos del proyecto o sistema de automatización mencionado.

Los costos del proyecto estarán divididos en: Hardware, Software, así como también Administración, implantación y Capacitación.

La EEA y el MEER participaran inicialmente con las siguientes aportaciones económicas que

se presentan en la Tabla 1, a fin de implementar el proyecto SCADA/OMS-MWM/DMS en el sistema eléctrico de distribución en estudio.

**Tabla 1: Costos Totales de Implementación**

Descripción	Valor (USD)
Hardware	\$147 466,50
Software	\$81 113,22
Administración	\$352 823,33
<b>Total sin IVA</b>	<b>\$581 403,05</b>
12% IVA	\$69 768,37
<b>Total con IVA</b>	<b>\$651 171,42</b>
Aporte del MEER 50%	\$325 585,71
<b>Aporte de EEACA</b>	<b>\$325 585,71</b>

### 2.2. Beneficios operativo-comerciales

Una vez determinada la inversión necesaria, se procede a realizar un análisis de las características operativas del sistema, relacionado con los beneficios técnico-económicos, es decir, los beneficios en la calidad de energía y calidad de servicio de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues que resultan luego de la implementación del sistema SCADA/OMS-MWM/DMS:

#### 2.2.1. Monitoreo, control y protección constante del Transformador de Potencia

El transformador de Potencia ubicado en la Subestación Azogues 1 es el único equipo encargado de abastecer a toda el área de concesión de la EEA, éste registró una demanda máxima de 9.7 MW en diciembre de 2012. [1] Actualmente se conoce que la demanda bordea los 10.5 MW en horas pico, lo cual indica un aumento de aproximadamente 0.8 MW en 2 años. Sabiendo que el transformador instalado es de una potencia nominal de 10 MVA y que con ventilación forzada alcanza los 12 MVA de capacidad, nos indica que la subestación pronto llegará a su capacidad máxima de carga instalada, lo cual repercutirá directamente en el funcionamiento normal del transformador, es por ello que un monitoreo constante de sus características y valores normales de funcionamiento así como también de protecciones mejor dimensionadas y controladas, es de vital importancia.

Una falla de funcionamiento del transformador dejaría sin servicio a una demanda de aproximadamente 10.5 MW, lo cual en términos monetarios presentaría pérdidas a la Empresa en alrededor de \$ 193.158,00 dólares en un escenario donde el tiempo de restablecimiento de servicio sea de 12 horas y con un valor de \$ 1.533 el kW/h no suministrado, que es un valor establecido por la RESOLUCIÓN CONELEC 025/011 “Estimación Referencial del CENS (Costos de Energía No Suministrada) en Ecuador”. Si a este escenario sumamos los costos de operación, mantenimiento, mano de obra para la reparación, equipos, es una situación inaceptable. Otro beneficio importante del control y monitoreo de la subestación,

es la capacidad de realizar maniobras de manera remota e incluso de manera automática. Esto se verá reflejado económicamente en los costos de operación y mantenimiento de la subestación.

### 2.2.2. Monitoreo y control constante de Alimentadores

La capacidad de un monitoreo y control en alimentadores nos da la posibilidad de controlar las magnitudes de las variables para que se encuentren dentro de sus rangos de funcionamiento normales. Si en caso de que un alimentador presente valores que se encuentren fuera de lo normal, el sistema SCADA al estar enlazado con el sistema DMS (Sistema de Gestión de Distribución), nos ayuda a planificar maniobras en un escenario real a fin de proteger la carga conectada a este alimentador y de esta manera reducir el riesgo de pérdidas económicas debido a la disminución de tiempos de respuesta ante fallas del sistema de distribución

El sistema SCADA/OMS-MWM/DMS de la Empresa Eléctrica Azogues, permitirá que los tiempos de restablecimiento ante fallas se vean reducidos notoriamente, puesto que actualmente existe una obsolescencia en los mecanismos y acciones a realizarse ante escenarios de fallas en el sistema de distribución eléctrica. A continuación se presentan algunas causas y sus soluciones:

- No existe una unificación de plataformas de control: Este nuevo sistema de Gestión del sistema eléctrico permite que todas las plataformas de la Empresa Eléctrica Azogues estén unificadas, y de esta manera gestionar más rápidamente las acciones a realizarse ante fallas, por ejemplo se van a unificar las plataformas de GIS, SICO, CALL CENTER, y las que a futuro puedan desarrollarse bajo el modelo CIM (Common Information Model).
- El tiempo que transcurre entre falla – reclamo – manejo – solución, es alto: Se podrá mejorar y reducir este tiempo una vez que se cuente con el sistema implantado, se permitirá realizar maniobras remotas y reconfiguraciones de la red para que se pueda reducir el tiempo de interrupción y el número de abonados afectados. Otro aspecto importante es que se identificará de manera exacta el lugar y el tipo de la falla, esta información se podrá transmitir al equipo de mantenimiento más cercano, de esta manera se explotara la funcionalidad OMS-MWM y se reducirá no solo el tiempo en atender la falla sino también el costo que requiere la mano de obra calificada.
- No existe una base de datos que se pueda estudiar y atender posibles fallas futuras: Se podrá realizar un estudio de datos históricos para mantenimientos preventivos y mejora en

la planificación. También se podrán realizar reconfiguraciones que den mayor solvencia a los niveles de funcionamiento del sistema eléctrico.

### 2.2.3. Mejora de índices de calidad de energía

Mediante las secciones anteriores se pudo determinar claramente la mejora de todo lo que conlleva la gestión del sistema eléctrico, todo ese análisis se ve reflejado directamente en la mejora de los índices de calidad de energía establecidos por el CONELEC que se analizan mediante las ecuaciones (1) y (2):

- Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK): “En un periodo determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio” [2].

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{inst Aj}} \quad (1)$$

- Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK): “En un periodo determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio”. [2]

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{A_j} kVAfs_{iAj} * Tfs_{iAj}}{kVA_{inst Aj}} \quad (2)$$

Dónde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en número de fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

$\sum_i$ : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio ‘i’

$\sum_i^{A_j}$ : Sumatoria de las interrupciones de servicio en el alimentador  $A_j$

$kVAfs_i$ : Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones ‘i’.

$kVA_{inst}$ : Cantidad de kVA nominales instalados.

$Tfs_i$ : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción ‘i’

$R_d$ : Red de distribución global

$A_j$ : Alimentador primario de medio voltaje “j”

A continuación en la Tabla 2 se presenta en la tabla de los valores FMIK y TTIK a nivel de cabecera de alimentador primario o red de distribución global de la EEA (Empresa Eléctrica Azogues), que se obtuvieron durante los meses de Abril de 2013 hasta Marzo de 2014.

**Tabla 2: Índices de Calidad de Energía Actuales (EEA 2014)**

Mes	FMIK	TTIK
Abril	7,87	3,1
Mayo	8,25	3,45
Junio	7,25	3,65
Julio	6,25	3,28
Agosto	6,49	3,3
Septiembre	6,49	3,3
Octubre	6,74	2,38
Noviembre	4,74	1,66
Diciembre	5,62	1,81
Enero	5,62	1,81
Febrero	5,49	1,59
Marzo	4,49	1,26

Al tener los índices TTIK de un periodo de 12 meses, se puede realizar un análisis de las pérdidas económicas que la EEA tiene a causa de estas interrupciones. Se tienen los siguientes datos:

- La sumatoria de índices TTIK es de 30.59 horas de interrupciones por kVA instalado durante 12 meses.
- La potencia nominal del transformador es de 12 MVA, por factores de eficiencia se tomará en cuenta un valor de 11,7 MVA

A partir de estos datos se puede despejar el numerador de la ecuación (2), dándonos como resultado la ecuación (3):

$$\sum_i^{A_j} kVAfs_{iA_j} * Tfs_{iA_j} = TTIK_{A_j} * kVA_{inst A_j} \quad (3)$$

La ecuación hace referencia a la cantidad de kVA fuera de servicio multiplicado por las horas totales de interrupción. A continuación se procede a realizar el cálculo:

$$\sum_i^{A_j} kVAfs_{iA_j} * Tfs_{iA_j} = 30.59 * 11700 \text{ kVA}$$

$$\sum_i^{A_j} kVAfs_{iA_j} * Tfs_{iA_j} = 357903 \text{ kVA horas}$$

Al tener el valor de kVA horas, es posible determinar un valor en kW horas si se establece un factor de potencia de 0.9, lo cual nos da un valor de

322112,7 kW horas de energía no suministrada.

Esta cifra hace referencia a la cantidad de kW horas de pérdida durante el periodo de 12 meses analizado, al tener como promedio un valor de \$ 1.533 por kWh no suministrado como lo establece el CONELEC se procede a calcular la pérdida económica durante este periodo de tiempo la cual es de \$ 493.798,77. [3]

#### 2.2.4. Análisis de interrupciones

Las principales causas de interrupciones son:

- Interrupciones programadas
- Interrupciones forzadas

Las interrupciones programadas generalmente son debido a la necesidad de realizar ampliaciones o mantenimiento en las redes tanto de Media Tensión como de Baja Tensión. Entre las causas más comunes tenemos: [67]

- Reubicación de posteria MT (Media Tensión) o BT (Baja Tensión)
- Reubicación de líneas de MT
- Remodelación de red en BT
- Remodelación de red en MT
- Extensión de red en BT y MT
- Cambio de material de red de BT y MT

Las próximas reubicaciones, extensiones y remodelaciones en la red de MT, serán primeramente analizadas por el sistema DMS, de tal manera que se minimice el impacto a la red de distribución en MT. Posteriormente las configuraciones y cambios que se realicen, serán agregadas a una base de datos para así definir una planificación ordenada y establecida correctamente. Estos factores reducirán de manera sustancial las maniobras programadas en la red de MT y se considera que los tiempos de interrupción por causa de estas se reducirían un porcentaje considerable en el primer año de manejo de los sistemas automatizados. Valor que iría aumentando conforme se vaya mejorando la capacidad de manejo del sistema DMS así como también se incrementa puntos de automatización en la red de distribución.

Las interrupciones forzadas son las más comunes y se dan por factores externos que de una u otra manera genera daños en la infraestructura de red tanto de Media Tensión como de Baja Tensión, entre los factores más importantes tenemos: [1]

- Línea arrancada
- Árbol sobre líneas de MT y BT
- Choques contra postes de MT y BT
- Mala maniobra del personal
- Transformador quemado
- Rayo en el transformador
- Rayo sobre líneas de MT
- Maniobras en seccionadores para mantenimiento

Estos eventos consecuentemente producen tiempos de interrupción que se contabilizan desde el instante que ocurrió el mismo. El tiempo que transcurre desde que una red de MT se encuentra fuera de servicio hasta la rehabilitación, tiene el siguiente proceso:

- Interrupción forzada
- Conocimiento del daño o reclamo
- Proceso de manejo de eventos y reclamos por parte del departamento de Operación y Mantenimiento de la Empresa Eléctrica Azogues
- Designación de personal
- Movilización hasta el lugar
- Inicio de la búsqueda del daño
- Búsqueda y maniobras en seccionadores
- Proceso de mantenimiento
- Energización de seccionadores
- Rehabilitación del servicio

Como se pudo observar el proceso el largo e ineficiente y como se podrá ver en la tabla 3, el tiempo requerido para llevar a cabo tal proceso se podría estimar como: [1]

**Tabla 3: Duración promedio en un proceso de restablecimiento de servicio**

Descripción	Duración actual	Duración proyectada
Conocimiento del daño	2. horas	5 seg
Proceso de manejo	15 minutos	5 minutos
Designación de personal	15 minutos	5 minutos
Movilización hasta el lugar	1 hora	1 hora
Búsqueda y maniobras	30 minutos	10 minutos
Mantenimiento	1 hora	1 hora
<b>TIEMPO TOTAL</b>	<b>6.20 HORAS</b>	<b>2.20 HORAS</b>

Una vez que el sistema SCADA/OMS-MWM/DMS entre en funcionamiento se podrá detectar la falla de un alimentador en cuestión de segundos, conociéndose el lugar específico del daño, transformadores cercanos, clientes afectados, ubicación de seccionadores y la capacidad de designar al personal más cercano de manera remota lo cual reduce el tiempo de rehabilitación de servicio por interrupción forzada en aproximadamente un 40% según las estimaciones en la tabla 3.

Por lo tanto se tendrán mejores índices de calidad de servicio, atendiendo así a las exigencias de calidad de producto, calidad de servicio técnico y calidad de

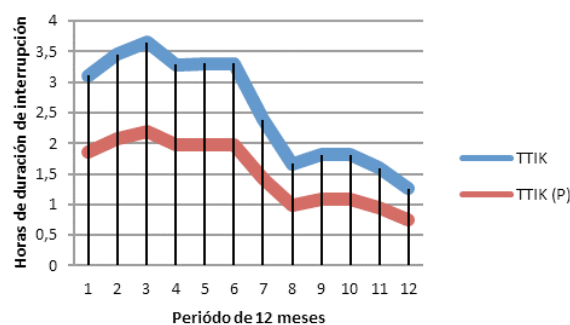
servicio comercial, de acuerdo a las regulaciones y las especificaciones del CONELEC.

Analizando una mejora del 40% en eficiencia de gestión de la red de distribución se tienen los siguientes valores en la tabla 4.

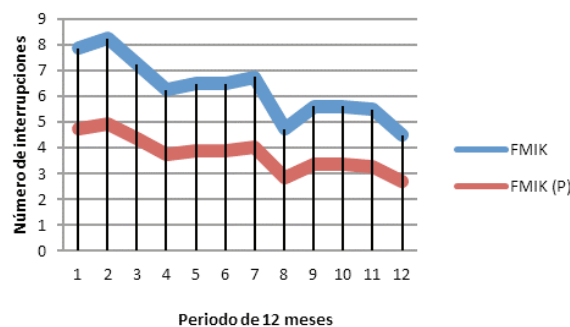
**Tabla 4: Índices de Calidad de Energía proyectados**

Mes	FMIK (P)	TTIK (P)
<b>Abril</b>	4,722	1,86
<b>Mayo</b>	4,95	2,07
<b>Junio</b>	4,35	2,19
<b>Julio</b>	3,75	1,968
<b>Agosto</b>	3,894	1,98
<b>Septiembre</b>	3,894	1,98
<b>Octubre</b>	4,044	1,428
<b>Noviembre</b>	2,844	0,996
<b>Diciembre</b>	3,372	1,086
<b>Enero</b>	3,372	1,086
<b>Febrero</b>	3,294	0,954
<b>Marzo</b>	2,694	0,756

Como se puede observar en la figura 1 y figura 2, los índices de calidad de energía real de la EEA se comparan con los proyectados y se aprecia su cambio, es decir con una mejora, según estimaciones, de aproximadamente 40%, esto a su vez nos permite analizar el porcentaje de disponibilidad posible del sistema eléctrico y un cálculo de ahorro económico gracias al aumento de disponibilidad en el sistema de Distribución de energía eléctrica de la EEA.



**Figura 1: Índice TTIK Real y Proyectado**



**Figura 2: Índice FMIK Real y Proyectado**



### 2.2.5. Mejora en la disponibilidad del sistema

A continuación en la Tabla 5 se presenta la sumatoria de valores TTIK y FMIK durante los 12 meses analizados anteriormente así como también un resumen de pérdidas y ahorro económico en la Tabla 6.

Tabla 5: Sumatoria Índices de Calidad de Energía Reales y Proyectados

INDICE	SUMATORIA REAL	SUMATORIA PROYECTADA
FMIK	75.3	45.18
TTIK	30.59	18.35

Tabla 6: Resumen Económico

Pérdida económica por ENS actual	\$ 493.798,77
Pérdida económica por ENS proyectada	\$ 329.127,44
Ahorro anual	\$ 164.671,33

Como se puede observar en la tabla 4, durante los 12 meses en análisis, se produjeron aproximadamente 75 interrupciones que significaron un TTIK de 30.59. Estas índice de tiempo de interrupción se pueden entender como una disponibilidad del sistema de 99.6% en el periodo analizado, en caso de tener las mejoras proyectadas, se tendrá un TTIK 40% menor, lo que significa una disponibilidad del 99.8%.

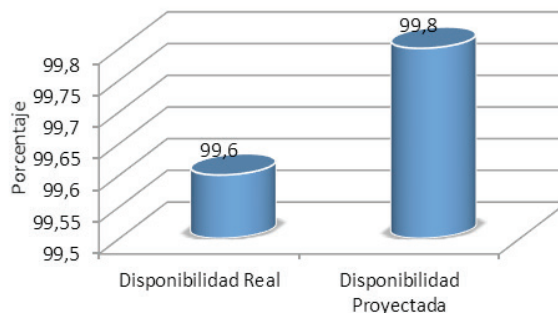


Figura 3: Disponibilidad del Sistema, Real y Proyectado

### 2.2.6. Viabilidad financiera

Considerando los beneficios económicos que la Empresa Eléctrica Azogues pudiera percibir una vez que el proyecto en estudio entre en vigencia, se procede a realizar un análisis financiero para determinar su viabilidad financiera y/o económica utilizando los indicadores financieros pertinentes como los son: TIR (Tasa Interna de Retorno), VAN (Valor Actual Neto) y la RCB (Relación Costo-Beneficio).

Tabla 7: Datos Económicos

Tasa de descuento anual	12%
Costos de operación y mantenimiento del sistema	Se propone tomar un 9% de la inversión
Beneficio económico anual	\$ 164.671,33
Período de análisis	10 años a partir del 2015 es el tiempo de vida útil del proyecto hasta su actualización.
Inversión total USD	\$ 325 585,95

Sabiendo que:

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i} \quad (1)$$

Donde

*VAN* Valor Actual Neto

$B_i$  Beneficio económico en el periodo *i* con tasa de interés de 12%

$C_i$  Costo de Operación y mantenimiento

*i* Periodo

*n* Periodo de análisis

Posteriormente calculamos el TIR como la tasa mínima con la cual la ecuación del VAN da igual a cero. A continuación en la tabla 8 se realizan los cálculos.

Tabla 8: Flujos Económicos de Viabilidad Financiera

Año	Inversión	Costos de op. y mant.	Ahorro de CENS	Total
2014	\$325.585,71			-\$325.585,71
2015		\$ 25 044,99	\$ 147 027,97	\$ 121.982,98
2016		\$ 22 361,60	\$ 131 274,98	\$ 108.913,38
2017		\$ 19 965,71	\$ 117 209,80	\$ 97.244,09
2018		\$ 17 826,53	\$ 104 651,61	\$ 86.825,08
2019		\$ 15 916,54	\$ 93 438,94	\$ 77.522,40
2020		\$ 14 211,20	\$ 83 427,62	\$ 69.216,42
2021		\$ 12 688,57	\$ 74 488,95	\$ 61.800,38
2022		\$ 11 329,08	\$ 66 507,99	\$ 55.178,91
2023		\$ 10 115,25	\$ 59 382,13	\$ 49.266,88
2024		\$ 9 031,47	\$ 53 019,76	\$ 43.988,29
			<b>VAN</b>	<b>\$ 151.507,76</b>
			<b>TIR</b>	<b>27,30%</b>

Mediante la relación entre el valor total de beneficio económico (ingresos) sobre todo el egreso que se va a tener en el periodo indicado, podemos calcular la relación beneficio-costo como se puede observar en la tabla 9.

Tabla 9: Egresos e Ingresos

Período	Año	EGRESOS	INGRESOS
0	2014	-325.585,71	
1	2015	-25.044,99	\$ 147.027,97
2	2016	-22.361,60	\$ 131.274,98
3	2017	-19.965,71	\$ 117.209,80
4	2018	-17.826,53	\$ 104.651,61
5	2019	-15.916,54	\$ 93.438,94
6	2020	-14.211,20	\$ 83.427,62
7	2021	-12.688,57	\$ 74.488,95
8	2022	-11.329,08	\$ 66.507,99
9	2023	-10.115,25	\$ 59.382,13
10	2024	-9.031,47	\$ 53.019,76
	<b>TOTALES</b>	<b>-470.161,89</b>	<b>\$ 930.429,75</b>
		<b>RBC</b>	<b>1,98</b>

### 3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se analizó el beneficio operativo-comercial que percibiría la EEA al momento de que el sistema SIGDE entre en funcionamiento. Este beneficio se establecía principalmente por una mejora en el sistema de atención y solución ante fallas, es decir una disminución de tiempo y frecuencia de fallas. Si bien es cierto, el porcentaje de mejoría no cambia drásticamente, sin embargo en términos monetarios la EEA podrá ahorrar aproximadamente \$ 164.671,33 dólares anuales solamente gracias a este aumento de disponibilidad.
- Si el análisis de índices de calidad de energía se lo realiza a nivel de alimentador individual se tendrá una mejora más apreciable ya que este análisis se realizó a nivel de red de distribución global.
- Esto sumado a beneficios como:
  - Disminución del índice FMIK, que por lo tanto reduciría aún más al índice TTIK.
  - Al tener una madurez y experiencia utilizando los sistemas de automatización. Se podrá obtener una disminución de más del 40% en el tiempo de respuesta ante fallas.
  - Disminución de costos de operación y mantenimiento a tener una menor cantidad de interrupciones programadas tanto en la subestación como en la red de distribución.
  - Información confiable y oportuna del estado de la red eléctrica ante la próxima conexión de cocinas de inducción.
  - Mayor número de personal de operación y mantenimiento disponibles y ubicados correctamente.
  - Incentivos de parte del CONELEC y CENACE por buena calidad de energía.
  - Se atendió a las exigencias del MEER.
- Todos estos puntos mencionados se verán reflejados en más beneficios tanto técnicos como económicos para la Empresa Eléctrica

Azogues, con lo cual se justifica de manera indiscutible la inversión e implementación del presente proyecto.

- Mediante un cálculo de los indicadores de viabilidad económica se pudo observar que el VAN que se obtuvo en el cálculo es mayor a cero, por lo tanto indica que el proyecto es viable. Los indicadores como el TIR y la relación beneficio-costos también se calcularon y se demostró que el proyecto no solamente cubrirá los gastos de inversión sino que también en años posteriores la Empresa Eléctrica Azogues mantendrá un ingreso efectivo gracias a las mejores realizadas y funcionamiento del sistema SCADA/OMS-MWM/DMS.
- Se da realce a la importancia de una investigación y la realización de un artículo científico que trate de un análisis técnico-económico más exhaustivo del sistema SIGDE para saber con exactitud las áreas mayores beneficiadas por su implantación a nivel nacional.

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Molina, S. Morocho, “Diseño de un Centro de Control SCADA para la Subestación 1 de la Empresa Eléctrica Azogues”, Universidad Politécnica Salesiana, pp. 133-147, 2014.
- [2] REGULACIÓN No. CONELEC – 004/01 -CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN
- [3] RESOLUCIÓN No. CONELEC - 025/011 “ESTIMACIÓN REFERENCIAL DEL CENS (COSTOS DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA) EN ECUADOR”.



**Jhon Molina Toledo.-** Nació en Azogues, Ecuador en 1990. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2014; Sus campos de investigación están relacionados con el Manejo de Nuevas Tecnologías para la mejora en la Calidad de Energía de las Empresas de Distribución Eléctrica, así como También las Energías Renovables a mediana escala. Actualmente se desempeña como profesional en libre ejercicio.



**Diego A. Quezada M.-** Nació en Cuenca en 1989. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Técnica “José Peralta” en el año 2013. Actualmente trabaja en la Empresa Eléctrica Azogues y está encargado de la implementación del proyecto SCADA/OMS-MWM/DMS.