

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**

**ESCUELA DE POSGRADO**

**UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y  
ELECTRÓNICA**



**“EFICIENCIA OPERATIVA DE LAS REDES ELÉCTRICAS DE  
DISTRIBUCIÓN EN UN ENTORNO DE SMART GRID DE LA BASE AÉREA  
DE LAS PALMAS DE LA FUERZA AÉREA DEL PERÚ – SURCO”  
TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN  
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN DE SISTEMAS DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA**

**EDUARDO AUGUSTO GUERREROS VALDIVIA**

**ASESOR: Dr. Ing. FERNANDO J. OYANGUREN RAMIREZ**

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Eduardo", on a light-colored background.

**CALLAO, 2021**

**PERU**

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Fernando", on a light-colored background.

## MIEMBROS DEL JURADO

Dr.	: CÉSAR AUGUSTO SANTOS MEJÍA	PRESIDENTE
Dr.	: SANTIAGO LINDER RUBIÑOS JIMENEZ	SECRETARIO
Mg.	: JORGE ELÍAS MOSCOSO SÁNCHEZ	MIEMBRO
Msc.	: CARLOS HUMBERTO ALFARO RODRÍGUEZ	MIEMBRO
Dr.	: FERNANDO JOSÉ OYANGUREN RAMIREZ	ASESOR

Nº DE LIBRO : 1  
FOLIO : 113  
FECHA DE APROBACIÓN : 04 de enero del año 2022  
RESOLUCIÓN DIRECTORAL : 065-2021-DUPFIEE.

## **DEDICATORIA**

A mi abuela Paulina Yauri Vivas, por su ejemplo de vida, ante los obstáculos de lograr su meta, persevero, se dedicó, se entregó, con sacrificio, cariño y amor para conseguir su anhelo, objetivo de vida grabo y moldeo mis facultades; la voluntad, racionalidad y espiritual.

A mis padres Reynaldo Guerreros Montero y María Valdivia Yauri, por su amor, cariño, comprensión, ejemplo de vida, dedicación, entrega y sacrificio en mi formación de valores, respeto y sacrificio en mis logros de metas y objetivos.

A mis hermanos Mario, Manuel, Elsa y Familia por su soporte ilimitado y su presencia constante en mí vida.

A mi esposa Filena por ser mi presente, lo mejor de mi pasado y el anhelo del futuro, por haberme aceptado y elegido caminar a mi lado, por creer en mí, en nosotros, Gracias siempre por haberle dicho sí a esta realidad.

A mis hijos José y Manuel, motivo de superación constante para darle un ejemplo de vida.

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero agradecer a la Universidad Nacional del Callao, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Directivos y Profesores por la organización del Programa de Maestría, por permitirme concluir con una etapa de mi vida, gracias por la paciencia, orientación y guiarme en el desarrollo de esta Investigación.

Asimismo, por la oportunidad de ser parte de ella en mi formación profesional de posgrado, a mis colegas de la Maestría por su apoyo, consejos, y compartir su experiencia profesional.

Al Servicio de Ingeniería (SEING), de la Fuerza Aérea del Perú, Institución tutelar del País, por sus Valores Esenciales como; Integridad Personal, Excelencia Profesional y Vocación de Servicio, los que propiciaron mi crecimiento día a día como profesional, por su apoyo incondicional y amistad que me brindo la oportunidad de aplicar mis conocimientos y esfuerzos en el desarrollo de mi profesión, así como por su apoyo en la realización de mi Tesis.



## INDICE

DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
INDICE.....	v
INDICE DE FIGURAS.....	x
INDICE DE FORMULAS.....	xii
INDICE DE GRAFICOS.....	xii
INDICE DE IMÁGENES.....	xiii
INDICE DE PLANOS.....	xiii
INDICE DE TABLAS.....	xiv
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xvi
RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	2
INTRODUCCION.....	3
CAPITULO I.....	4
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.1. Identificación del Problema.....	4
1.2. Enunciación del problema.....	5
1.2.1. Problema General.....	5
1.2.2. Problemas Específicos.....	5
1.2.2.1. Contribución a la Resolución del Problema.....	5
1.3. Objetivo de la Investigación.....	5
1.3.1. Objetivo General.....	5
1.3.2. Objetivo Específico.....	6
1.3.2.1. Contribución al Logro del Objetivo General.....	6
1.4. Justificación.....	7
Capitulo II.....	8
II. MARCO TEÒRICO.....	8
2.1. Antecedentes del Estudio.....	8
2.1.1. Antecedentes Nacionales.....	8
2.1.2. Antecedentes Internacionales.....	11
2.2. Bases Teóricas.....	13
2.2.1. Eficiente Operatividad de Redes Eléctricas.....	13
2.2.2. Seguridad de las Instalaciones Eléctricas.....	15
2.2.3. Eficiencia Energética Eléctrica.....	16
2.2.4. Calidad de Suministro.....	16
2.2.5. Confiabilidad del Sistema Electrico.....	17
2.3. Smart Grid (REI).....	18

2.3.1. Redes Eléctricas Convencionales .....	18
2.3.2. Evolución de las Redes Eléctricas .....	29
2.3.2.1. En el Pasado .....	30
2.3.2.2. En el Presente .....	31
2.3.2.3. Futuro .....	33
2.3.3. Concepto y Componentes de una REI .....	38
2.3.3.1. Que es una Smart Grid - Red Eléctrica Inteligente (REI).....	38
2.3.4. Fundamentos Particulares de una REI.....	42
2.3.5. Impacto y Fiabilidad de una REI.....	45
2.3.6. Agentes Involucrados.....	45
2.3.7. Componentes de una REI .....	46
2.3.7.1. Tecnología.....	46
2.3.7.1. Sistema Avanzado de Gestión de Distribución (ADMS) .....	47
2.3.7.2. Avances Tecnológicos en la Convergencia de los Sistemas TI y TO .....	53
2.3.8. Medición y Detección .....	56
2.3.8.1. Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).....	56
2.3.8.2. Unidad de Medida de Fasores (PMU) .....	59
2.3.8.3. Sensor Meteorológico Distribuido.....	60
2.3.8.4. Sistema de Información Geográfica (GIS) .....	60
2.3.8.5. Sistema de Medición de Área Amplia (WAMS) .....	61
2.3.9. Comunicación y Seguridad.....	64
2.3.9.1. Comunicaciones Integradas .....	67
2.3.9.2. Comunicaciones PLC/BPL en MT para una REI .....	69
2.3.9.3. Adaptabilidad de la Tecnología PLC.....	72
2.3.9.4. Topología del Sistema PLC .....	75
2.3.9.5. Big Data en la REI .....	81
2.3.9.6. Seguridad .....	86
2.3.9.7. Sensor de Red Inalámbrico .....	93
2.3.10. Otros Componentes Avanzados.....	94
2.3.10.1. Almacenamiento de Energía .....	95
2.3.11. Control de Flujo de Energía Distribuida.....	96
2.3.12. Integración de la GD, con los RER en una REI.....	99
2.3.13. Control Avanzado .....	104
2.3.14. Diagnóstico Predictivo y Autocuración .....	109
2.3.15. Generación Distribuida (GD) .....	110
2.3.16. Vehículo Eléctrico (VE).....	112
2.3.16.1. Vehículos Eléctricos y su Recarga .....	115
2.3.17. Microrredes (Microgrid) .....	119

2.3.17.1. Componentes de una Microrred Eléctrica .....	121
2.4. Diagnóstico de la Operatividad de las Redes Eléctricas de Distribución de la BALPA .....	122
2.4.1. Diagnóstico.....	123
2.4.2. Ubicación.....	124
2.4.3. Estado del Sistema Eléctrico de la BALPA.....	125
2.4.3.1. Análisis .....	125
2.4.3.2. Caseta de Llegada de Suministro de 2.3 KV .....	127
2.4.3.3. Red Eléctrica Subterránea de 2.3 KV .....	128
2.4.3.4. Subestaciones de Distribución y Celdas, Tableros Eléctricos .....	132
2.4.3.5. Ambientes de las Subestaciones.....	139
2.4.3.6. Definición del Problema y sus Causas .....	140
2.4.3.7. Causas del Problema .....	141
2.4.3.8. Efectos del Problema.....	146
2.4.3.9. Árbol de Causas y Efectos .....	148
2.4.3.10. Planteamiento de la Evaluación .....	149
2.4.3.11. Medios.....	149
2.4.3.12. Fines.....	149
2.4.3.13. Fin Último .....	150
2.4.3.14. Árbol de Medios y Fines .....	150
2.4.3.15. Determinación de la Alternativa de Solución .....	151
2.4.3.16. Solución Recomendada .....	153
2.5. Proyecto de Implementación de Smart Grid (REI) .....	154
2.5.1. Propuesta para la Implementación de REI en BALPA .....	155
2.5.2. Fase 1 Modernización del Sistema Eléctrico de la BALPA.....	156
2.5.3. Fase 2 Automatización de los CT, IED e Comunicaciones .....	157
2.5.3.1. Topología del Sistema PLC .....	158
2.5.4. Fase 3 Automatización de la Red de MT y Control Avanzado .....	159
2.5.5. Fase 4 Integración de Vehículos Eléctricos y su Recarga.....	170
2.6. Proyecto de la Modernización de las Redes Eléctricas de Distribución, de la BALPA .....	171
2.6.1. Descripción Fase 1 Modernización del Sistema Eléctrico de la BALPA.....	171
2.6.2. Análisis Financiero de la Implementación de una REI en la BALPA .....	173
2.6.3. Metodología.....	176
2.6.4. Horizonte de Evaluación.....	177
2.6.4.1. Costo de Inversión.....	177
2.6.4.2. Costos de Operación y Mantenimiento .....	178
2.6.4.3. Evaluación .....	180
2.6.4.4. Valor Actual Neto (VAN) .....	185
2.6.4.5. Tasa Interna de Rendimiento (TIR) .....	186

2.6.4.6. Ratio Costo Efectividad (CE) .....	188
2.6.4.7. Análisis de Sensibilidad .....	189
2.6.4.8. Evaluación Privada .....	190
2.6.4.9. Análisis de Sostenibilidad .....	190
2.6.4.10. Sostenibilidad Financiera .....	190
2.6.4.11. Sostenibilidad Institucional .....	190
2.6.4.12. Sostenibilidad Técnica.....	191
2.6.4.13. Sostenibilidad Social .....	191
2.6.4.14. Impacto Ambiental.....	191
2.6.4.15. Gestión del Proyecto .....	193
CAPITULO III .....	198
III. HIPÓTESIS E VARIABLES .....	198
3.1. Definición de Variables.....	198
3.1.1. Variable Independiente.....	198
3.1.2. Variable Dependiente .....	198
3.2. Operacionalización de Variables .....	198
3.3. Hipótesis General e Hipótesis Específica.....	198
3.3.1. Hipótesis General.....	198
3.3.2. Hipótesis Específica N° 1 .....	199
3.3.3. Hipótesis Específica N° 2 .....	199
CAPITULO IV .....	200
IV. METODOLOGÍA .....	200
4.1. Tipo de Investigación .....	200
4.2. Diseño de la Investigación.....	200
4.3. Población y Muestra .....	200
4.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.....	201
4.4.1. Procedimiento de Recolección de Datos.....	201
CAPITULO V .....	203
V. RESULTADOS.....	203
5.1. Análisis e Interpretación de Resultados del Instrumento de Medición .....	203
5.1.1. Confiabilidad.....	204
5.1.2. Seguridad.....	211
5.1.3. Calidad del Servicio.....	219
CAPITULO VI .....	228
VI. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	228
6.1. Contrastación de Hipótesis con Resultados .....	228
6.2. Prueba de Hipótesis .....	228
6.3. Hipótesis General.....	228

6.3.1. Valores Observados .....	229
6.3.2. Cálculo de los Valores Esperados.....	230
6.3.3. Zona de Aceptación o Rechazo .....	231
6.3.4. Cálculo Matemático .....	232
6.4. Hipótesis Específicas .....	233
6.4.1. Primera Hipótesis Específica.....	233
6.4.1.1. Valores Observados .....	234
6.4.1.2. Cálculo de los Valores Esperados .....	235
6.4.1.3. Zona de Aceptación o Rechazo.....	236
6.4.1.4. Cálculo Matemático .....	237
6.4.2. Segunda Hipótesis Específica.....	238
6.4.2.1. Valores Observados .....	239
6.4.2.2. Cálculo de los Valores Esperados.....	239
6.4.2.3. Zona de Aceptación o Rechazo.....	241
6.4.2.4. Cálculo Matemático .....	242
CAPITULO VII .....	243
VII. CONCLUSIONES .....	243
7.1. Conclusiones.....	243
CAPITULO VIII .....	245
VIII. RECOMENDACIONES .....	245
8.1. Recomendaciones.....	245
CAPITULO IX .....	246
IX. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	246
CAPITULO X .....	252
X. ANEXOS .....	252
10.1. Matriz de Consistencia .....	252
10.2. Instrumento de Medición .....	253
10.3. Resumen Ejecutivo .....	256
10.4. Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) .....	273
10.5. Planos .....	275

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Componentes de la eficiente operatividad de redes eléctricas. ....	15
Figura 2 - Eficiencia Energética Eléctrica. ....	16
Figura 3 - Sistema de Distribución dentro de un Sistema de Potencia. ....	18
Figura 4 - Producción de Electricidad Mundial por Países 2018. ....	20
Figura 5 - Producción de Electricidad Mundial en Sudamérica 2018. ....	21
Figura 6 - Producción de Electricidad del País 2018. ....	21
Figura 7 - Emisión de CO2 per Cápita Mundial 2019. ....	22
Figura 8 - Diagrama Unifilar de una Línea de Transmisión. ....	23
Figura 9 - Componentes de Estructurales de una Torre Transmisión. ....	24
Figura 10 - Esquema General de la Red o Sistema Eléctrico. ....	25
Figura 11 - Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. ....	25
Figura 12 - Líneas de Transmisión Eléctrica. ....	26
Figura 13 - Subestaciones de transformación (SE y SET). ....	28
Figura 14 - Centro de control y operación del sistema eléctrico. ....	29
Figura 15 - Sistema de control de redes eléctricas en el pasado. ....	31
Figura 16 - Sistema de control de redes eléctricas actual. ....	33
Figura 17 - Sistemas de energía eléctrica; tradicional (a) y REI (b). ....	35
Figura 18 - Sistemas de energía eléctrica futura. ....	38
Figura 19 - Una REI Integra infraestructura eléctrica y TICs. ....	41
Figura 20 - Centro de control. ....	43
Figura 21 - Tecnología de Información y Comunicación en una REI. ....	43
Figura 22 - Generación Eléctrica, GD y Almacenamiento en una REI. ....	44
Figura 23 - Componentes de una REI. ....	46
Figura 24 - Arquitectura de una ADMS. ....	47
Figura 25 - Aplicaciones de ADMS en Energía Eléctrica. ....	53
Figura 26 - Capacidad de datos de campo en una REI. ....	55
Figura 27 - Descripción general de los componentes y redes de AMI. ....	58
Figura 28 - Esquema del funcionamiento de AMI y sistemas del cliente. ....	59
Figura 29 - Aplicación de un PMU. ....	60
Figura 30 - Aplicación de una GIS. ....	61
Figura 31 - Estructura simplificada de una WAMS. ....	61
Figura 32 - Modelo OSI de comunicaciones de una REI. ....	64
Figura 33 - Infraestructura de comunicaciones para una REI. ....	66
Figura 34 - Mapeo de estándares y tecnologías de segmentos de una REI. ....	68
Figura 35 - Tecnología de acceso a PLC. ....	71
Figura 36 - Equipos PLC en la Red de Acceso y Distribución. ....	72
Figura 37 - La capa de transporte OSI (Interconexión de Sistemas Abiertos). ....	72
Figura 38 - Backbone de Fibra Óptica con BPL. ....	76
Figura 39 - Interfaz asociada al Centro de Control de las Comunicaciones. ....	77
Figura 40 - Centro de Transformación Inteligente. ....	78
Figura 41 - Esquema de CT Automatizado. ....	79
Figura 42 - Elementos principales CT Automatizado. ....	79
Figura 43 - Automatización y Telegestión de CT. ....	80
Figura 44 - Arquitectura de la Ciberseguridad. ....	87
Figura 45 - Mapeo de los estándares TC57 y IEC 62351. ....	91
Figura 46 - Estándar IEC 62351-7 Gestión de Redes y Sistemas. ....	93
Figura 47 - Sistemas de almacenamiento por potencia y tiempo de descarga. ....	96
Figura 48 - Instalación SVC Light con Almacenamiento de Energía. ....	102
Figura 49 - Penetración DG requiere un paradigma. ....	103
Figura 50 - Entorno de REI con GD y FACTS. ....	103
Figura 51 - Ejemplos de GD. ....	104
Figura 52 - Agentes y procesos involucrados en sistema AMI. ....	105

Figura 53 - DMS y sus componentes constitutivos.....	106
Figura 54 - OMS Sistema de Gestión de Interrupciones. ....	106
Figura 55 - Visión para el monitoreo y control de datos. ....	107
Figura 56 - Configuración de WAMS.....	108
Figura 57 - Estructura típica de EMS. ....	108
Figura 58 - Estructura del Sistema de Autocuración. ....	110
Figura 59 - Restauración Automática de Servicio (FLISR). ....	110
Figura 60 - La GD produce electricidad cerca de donde se usa. ....	111
Figura 61 - La GD Interactiva. ....	112
Figura 62 - Parte de todo vehículo eléctrico. ....	113
Figura 63 - Comparación de Baterías de propulsión para VE. ....	114
Figura 64 - Hogar Inteligente.....	115
Figura 65 - Modo de conexión 1, con sus conectores Schuko y Cecon. ....	117
Figura 66 - Modo de conexión 2, con conectores y Toma Especifica. ....	118
Figura 67 - Modo de conexión 3, con conectores T1 y T2. ....	118
Figura 68 - Modo de conexión 4, con conectores CHAdEMO y CSS Combo 2.....	119
Figura 69 - Microrredes. ....	120
Figura 70 - Punto de Acoplamiento Común (PCC) en Microrredes.....	120
Figura 71 - Composición y estructura básica de una microrred eléctrica. ....	121
Figura 72 - Microrredes e integración de fuentes y almacenamiento. ....	122
Figura 73 - Actores involucrados en una implementación de una REI.....	155
Figura 74 - Fases estratégicas para Implementar una REI en la BALPA.....	156
Figura 75 - Red de Fibra Óptica con BPL propuesto para la BALPA. ....	160
Figura 76 - Falla monofásica en línea de MT, entre CT2 y PCA. ....	163
Figura 77 - Falta una línea de MT, entre CT2 y PCA, comunicación entre CTs.....	164
Figura 78 - Esquema de la arquitectura de control iNodes - iSockets.....	165
Figura 79 - Falta línea MT, entre CT2 y PCA, comunicación en CTs y iNodes.....	166
Figura 80 - Falta línea MT, entre CT2 y PCA, comunicación en CTs y el CC. ....	167
Figura 81 - Propuesta de la Automatización de la red de MT.....	168
Figura 82 - Supervisión de BT integrada en GID.....	169
Figura 83 - Vehículos Eléctricos y su Recarga.....	170
Figura 84 - Zona de aceptación y rechazo Hipótesis General.....	232
Figura 85 - Zona de aceptación y rechazo 1ra. Hipótesis Especifica. ....	237
Figura 86 - Zona de aceptación y rechazo 2da. Hipótesis Especifica. ....	241

## INDICE DE FORMULAS

Formula 1 - Representación matemática del VAN. ....	186
Formula 2 - VAN para de Proyectos.....	186
Formula 3 - Representación matemática del TIR. ....	186
Formula 4 - TIR para Proyectos. ....	188
Formula 5 - Alfa de Cronbach. ....	202
Formula 6 - Chi Cuadrado.....	228
Formula 7 - Grado de Liberta. ....	231

## INDICE DE GRAFICOS

Gráfico 1 - De la Frecuencia de Respuestas del Instrumento de Medición.....	203
Gráfico 2 - Pregunta 1.....	204
Gráfico 3 - Pregunta 2.....	205
Gráfico 4 - Pregunta 3.....	205
Gráfico 5 - Pregunta 4.....	206
Gráfico 6 - Pregunta 5.....	206
Gráfico 7 - Pregunta 6.....	207
Gráfico 8 - Pregunta 7.....	208
Gráfico 9 - Pregunta 8.....	208
Gráfico 10 - Pregunta 9.....	209
Gráfico 11 - Pregunta 10.....	210
Gráfico 12 - Pregunta 11.....	210
Gráfico 13 - Pregunta 12.....	211
Gráfico 14 - Pregunta 13.....	212
Gráfico 15 - Pregunta 14.....	212
Gráfico 16 - Pregunta 15.....	213
Gráfico 17 - Pregunta 16.....	214
Gráfico 18 - Pregunta 17.....	214
Gráfico 19 - Pregunta 18.....	215
Gráfico 20 - Pregunta 19.....	216
Gráfico 21 - Pregunta 20.....	216
Gráfico 22 - Pregunta 21.....	217
Gráfico 23 - Pregunta 22.....	218
Gráfico 24 - Pregunta 23.....	218
Gráfico 25 - Pregunta 24.....	219
Gráfico 26 - Pregunta 25.....	220
Gráfico 27 - Pregunta 26.....	221
Gráfico 28 - Pregunta 27.....	221
Gráfico 29 - Pregunta 28.....	222
Gráfico 30 - Pregunta 29.....	223
Gráfico 31 - Pregunta 30.....	223
Gráfico 32 - Pregunta 31.....	224
Gráfico 33 - Pregunta 32.....	225
Gráfico 34 - Pregunta 33.....	225
Gráfico 35 - Pregunta 34.....	226
Gráfico 36 - Pregunta 35.....	227
Gráfico 37 - Pregunta 36.....	227



## INDICE DE IMÁGENES

Imagen 1 - Ubicación de la BALPA. ....	124
Imagen 2 - Ubicación del Área de Estudio. ....	124
Imagen 3 - Celda de llegada y salida con obsolescencia técnica.....	128
Imagen 4 - Cable tripolar de media tensión del tipo NKY. ....	131
Imagen 5 - Caja terminal uso interior instaladas en las subestaciones. ....	131
Imagen 6 - Cable NKY y terminal en mal estado.....	132
Imagen 7 - Seccionadores unipolares de loza, tecnología de los años 60.....	133
Imagen 8 - Subestación Eléctrica N° 02.....	134
Imagen 9 - Subestación Eléctrica N° 04.....	134
Imagen 10 - Subestación Eléctrica N° 05.....	135
Imagen 11 - Subestación Eléctrica N° 06.....	135
Imagen 12 - Subestación Eléctrica N° 07.....	135
Imagen 13 - Subestación Eléctrica N° 11.....	136
Imagen 14 - Subestación Eléctrica N° 12.....	136
Imagen 15 - Subestación Eléctrica N° 13.....	136
Imagen 16 - Subestación Eléctrica N° 14.....	136
Imagen 17 - Subestación Eléctrica N° 15.....	137
Imagen 18 - Subestación Eléctrica N° 16.....	137
Imagen 19 - Subestación Eléctrica N° 17.....	137
Imagen 20 - Subestación Eléctrica N° 18.....	137
Imagen 21 - Subestación Eléctrica N° 19.....	138
Imagen 22 - Subestación Eléctrica N° 20.....	138
Imagen 23 - Subestación Eléctrica N° 21.....	138
Imagen 24 - Subestación Eléctrica N° 22.....	138
Imagen 25 - Tableros eléctricos instalados. ....	139

## INDICE DE PLANOS

Plano 1 - Plano Unifilar del Sistema de Distribución actual de MT BALPA. ....	129
Plano 2 - Plano de las Redes de Distribución actual de MT BALPA. ....	130
Plano 3 - Plano Red Primaria Proyectada para la Modernización de la BALPA.....	174
Plano 4 - Plano Unifilar de los CT y REI Proyectada para la BALPA. ....	175

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Evolución de las cinco características del sistema eléctrico. ....	30
Tabla 2 - Diferencias de una REI con respecto a las redes actuales. ....	42
Tabla 3 - Impactos sobre la seguridad y fiabilidad del suministro en REI. ....	45
Tabla 4 - Ataques maliciosos en una REI. ....	67
Tabla 5 - Ventajas y desventajas de la tecnología PLC. ....	74
Tabla 6 - Arquitectura de Big Data en la REI.....	81
Tabla 7 - Análisis de Big Data para REI. ....	86
Tabla 8 - Diferencias entre sensores PMU y sensores SCADA. ....	94
Tabla 9 - Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía. ....	96
Tabla 10 - Controladores básicos FACTS.....	98
Tabla 11 - Comparación de Microrredes. ....	120
Tabla 12 - Detalles de la ubicación de la BALPA. ....	124
Tabla 13 - Coordenadas UTM de la BALPA.....	124
Tabla 14 - Subestaciones de distribución de 2.3/0.22 KV instaladas. ....	133
Tabla 15 - Medios Fundamentales. ....	152
Tabla 16 - Centros de Transformación.....	171
Tabla 17 - Plan de Implementación.....	177
Tabla 18 - Presupuesto de Inversión Referencial.....	178
Tabla 19 - Costos de Operación y Mantenimiento sin Proyecto.....	179
Tabla 20 - Costos de Operación y Mantenimiento con Proyecto.....	180
Tabla 21 - Costos a Precios Sociales.....	182
Tabla 22 - Factores de Corrección.....	182
Tabla 23 - Precios Incrementales a Precios de Mercado. ....	183
Tabla 24 - Costos a Precios Sociales sin Proyecto. ....	184
Tabla 25 - Costos a Precios Sociales con Proyecto.....	184
Tabla 26 - Personal Militar en Actividad y/o en Retiro.....	185
Tabla 27 - Flujos de Costos Sociales Totales y su Valor Actual Neto. ....	187
Tabla 28 - VAN y TIR de la Propuesta. ....	188
Tabla 29 - Detalle de los Indicadores Costo Efectividad. ....	189
Tabla 30 - Análisis de Sensibilidad N° Beneficiarios, con Costo de O/M. ....	189
Tabla 31 - Relación Técnico, Económica, Confiabilidad, Seguridad de la REI. ....	197
Tabla 32 - Tabla de Confiabilidad del Instrumento de Medición.....	202
Tabla 33 - Frecuencia de Respuesta del Instrumento de Medición.....	203
Tabla 34 - Pregunta 1.....	204
Tabla 35 - Pregunta 2.....	204
Tabla 36 - Pregunta 3.....	205
Tabla 37 - Pregunta 4.....	206
Tabla 38 - Pregunta 5.....	206
Tabla 39 - Pregunta 6.....	207
Tabla 40 - Pregunta 7.....	207
Tabla 41 - Pregunta 8.....	208
Tabla 42 - Pregunta 9.....	209
Tabla 43 - Pregunta 10.....	209
Tabla 44 - Pregunta 11.....	210
Tabla 45 - Pregunta 12.....	211
Tabla 46 - Pregunta 13.....	211
Tabla 47 - Pregunta 14.....	212
Tabla 48 - Pregunta 15.....	213
Tabla 49 - Pregunta 16.....	213
Tabla 50 - Pregunta 17.....	214
Tabla 51 - Pregunta 18.....	215
Tabla 52 - Pregunta 19.....	215

Tabla 53 - Pregunta 20.....	216
Tabla 54 - Pregunta 21.....	217
Tabla 55 - Pregunta 22.....	217
Tabla 56 - Pregunta 23.....	218
Tabla 57 - Pregunta 24.....	219
Tabla 58 - Pregunta 25.....	220
Tabla 59 - Pregunta 26.....	220
Tabla 60 - Pregunta 27.....	221
Tabla 61 - Pregunta 28.....	222
Tabla 62 - Pregunta 29.....	222
Tabla 63 - Pregunta 30.....	223
Tabla 64 - Pregunta 31.....	224
Tabla 65 - Pregunta 32.....	224
Tabla 66 - Pregunta 33.....	225
Tabla 67 - Pregunta 34.....	226
Tabla 68 - Pregunta 35.....	226
Tabla 69 - Pregunta 36.....	227
Tabla 70 - Frecuencia de las Preguntas 37, 38.....	229
Tabla 71 - Tabla de Valores Observados.....	229
Tabla 72 - Tabla de Valores Esperados.....	230
Tabla 73 - Frecuencia de las Preguntas 39, 40.....	234
Tabla 74 - Tabla de Valores Observados.....	235
Tabla 75 - Tabla de Valores Esperados.....	235
Tabla 76 - Frecuencia de las Preguntas 41, 42.....	239
Tabla 77 - Tabla de Valores Observados.....	239
Tabla 78 - Tabla de Valores Esperados.....	239

## LISTA DE ABREVIATURAS

ADSL	= Línea Digital Asimétrica de Suscriptor.
BALPA	= Base Aérea Las Palmas.
BEV	= Vehículo Eléctrico a Batería.
BPL	= Banda Ancha sobre Líneas Eléctricas.
CA	= Corriente Alterna.
CC/CD	= Corriente Continua o Corriente Directa.
COES	= Comité de Operación Económica del Sistema.
CO <sub>2</sub>	= Dióxido de Carbono.
COP21	= Conferencia sobre el Cambio Climático de París.
DER	= Recursos de Energía Distribuida.
DSL	= Línea de Abonado Digital.
DS	= Almacenamiento Distribuido.
DMS	= Sistema de Gestión de Distribución.
DNP	= Protocolo de Red Distribuido.
DPF	= Detección de Paso de Falta.
EPRI	= Instituto de Investigación de Energía Eléctrica.
FACTS	= Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna.
GD	= Generación Distribuida.
GDI	= Gestor Inteligente de Distribución
GEI	= Gases de Efecto Invernadero.
GIS	= Sistema de Información Geográfica.
GPS	= Sistema de Posicionamiento Global.
GWh	= Giga Watio hora.
HEV	= Vehículo Híbrido Eléctrico.
HFC	= Híbrido de Fibra Coaxial (fibra óptica o cable coaxial).
HTTP	= Protocolo Seguro de Transferencia de Hipertexto.
ICCP	= Protocolo de Comunicaciones del Centro Intercontrol.
IEEE	= Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
IEA	= Agencia Internacional de Energía.
IEC	= Comisión Electrotécnica Internacional.
IED	= Dispositivo Electrónico Inteligente.
IP	= Protocolo de Internet.
IT	= Tecnología de la Información.
KPI	= Indicador Clave de Rendimiento
LAN	= Red de Área Local.
NIST	= Instituto Nacional de Estándares y Tecnología.
NTP	= Protocolo de Tiempo de Internet.

OSINERGMIN	= Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
PEV	= Vehículo Eléctrico Enchufable.
PHEV	= Vehículo Eléctrico Híbrido Enchufable.
PLC	= Comunicaciones por Línea Eléctrica (Power Line Communications).
PV	= Fotovoltaico.
RTU	= Unidad de Terminal Remota.
RER	= Recurso de Energía Renovables.
SCADA	= Supervisión, Control y Adquisición de Datos.
SED	= Sistemas Eléctricos de Distribución
SEP	= Sistema Eléctrico de Potencia.
SMART GRID-REI	= Red Eléctrica Inteligente.
SNMP	= Protocolo Simple de Administración de Red.
TCP	= Protocolo de Control de Transmisión.
TICs	= Tecnologías de Información y Comunicación.
TLS	= Seguridad de la Capa de Transporte.
VE	= Vehículo Eléctrico.
VLAN	= Red de Área Local Virtual.
V2G	= Vehículo a la Red.
WAMS	= Sistemas de Medición de Área Amplia.
WDM	= Multiplexación por División de Longitud de Onda.
XML	= Lenguaje de Marcas Extensible.
4G	= Telefonía Móvil 4G.

## RESUMEN

En la última década, se ha masificado la adopción de Smart Grid (REI - Red Eléctrica Inteligente) alrededor del mundo. Latinoamérica no ha sido la excepción a la regla, y ha empezado el despliegue de esta tecnología, que brinda inteligencia, flexibilidad y eficiencia al sistema, frente a las redes tradicionales, donde la tecnología digital en la comunicación fluida en ambas direcciones vale decir entre la instalación y el usuario. Es inteligente, porque al emplear la red informática descentralizada de alcance global (Internet), en un Smart Grid (REI) que emplea, Tecnologías de la Información y Comunicación (TICs), como medio para desarrollar capacidades informáticas y domóticas, integrando las TICs.

Las peculiaridades de una REI, permite que el sistema eléctrico se adapte a futuros requerimientos, incluidos; una mayor utilización de las fuentes de energía renovables y alternativa, una respuesta inmediata a los cambios y mejora la gestión del sistema de distribución, sino que también crea valor para el usuario final.

Con el presente trabajo, propone mejorar la Eficiencia Operativa de las Redes Eléctricas de Distribución, en un entorno de una REI, en la Base Aérea de Las Palmas de la Fuerza Aérea del Perú (Surco), mediante una solución tecnológica, innovadora y autosostenible que solucione el problema técnico del sistema de energía eléctrica, partiendo del desarrollo de un, proyecto de redes eléctricas, que se construyan hoy debe satisfacer las necesidades del mañana.

### **Palabras claves:**

Red eléctrica inteligente, eficiencia operativa, confiabilidad, seguridad, calidad de servicio.

## **ABSTRACT**

In the last decade, the adoption of Smart Grid (REI) has become widespread around the world. Latin America has not been the exception to the rule, and the deployment of this technology has begun, which provides intelligence, flexibility and efficiency to the system, compared to traditional networks, where digital technology in fluid communication in both directions, that is, between the installation and user. It is intelligent, because by using the decentralized computer network of global scope (Internet), in a Smart Grid (REI) that uses Information and Communication Technologies (ICTs), as a means to develop computer and home automation capabilities, integrating ICTs.

The particularities of an REI, allows the electrical system to adapt to future requirements, including; a greater use of renewable and alternative energy sources, an immediate response to changes and improves the management of the distribution system, also creates value for the end user..

With the present work, it proposes to improve the Operational Efficiency of the Electrical Distribution Networks, in a REI environment, at the Las Palmas Air Base of the Peruvian Air Force (Surco), through a technological, innovative and self-sustainable solution that Solve the technical problem of the electric power system, starting from the development of a project of electric networks, which are built today should satisfy the needs of tomorrow.

Keywords:

Smart grid, operational efficiency, reliability, security, quality of service.

## INTRODUCCION

La eficiencia operativa de las redes eléctricas de distribución, en la Base Aérea de las Palmas (BALPA) - Fuerza Aérea del Perú (FAP), con el conocimiento que las instalaciones eléctricas Interiores de media tensión (2,300 voltios) y de baja tensión (220 voltios), que suministran la energía comercial a todas las unidades instaladas en la BALPA; después de más de 60 años de uso continuo, su diseño original del sistema eléctrico ha sido superado largamente, como consecuencia del incremento de nuevas instalaciones, ampliaciones, remodelaciones.

Para superar este tipo de problemas, el adelanto de la tecnología eléctrica, motivado por la competencia en eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad del servicio, propiciado por un suministro eléctrico bien constituido y sumamente fiable, es importante y esencial para el desarrollo de nuestra sociedad y la economía. Los principales argumentos, que se reclaman a una distribución eléctrica son, la rentabilidad, disponibilidad y fiabilidad, junto con la sostenibilidad y su eficiencia en el empleo de medios. Los cuales requieren de invención al proponer la solución del sistema eléctrico de la BALPA.

Las características de una REI, influye que las redes eléctricas se adecuen a futuros requerimientos, el de un mayor aprovechamiento de energías renovables y alternativas, mediante una acción inmediata a los cambios, propiciado por el avance en la administración de las redes eléctricas, así también agrega valor al usuario final. Estos beneficios se logran al desarrollar una REI.

La formulación de la implementación, de una REI en la BALPA, el estudio actual se busca revisar, analizar, estudiar, mejorar los conceptos y criterios en su ejecución que deben emplearse, para el proyecto de las redes eléctricas de distribución, tomando a favor las nuevas técnicas, que existen en la actualidad y en virtud de ello mejorar la Eficiencia en las Redes Eléctricas de Distribución de la BALPA.

El presente plan de tesis, tiene como objetivo solucionar la Eficiencia Operativa de las Redes Eléctricas de Distribución, en la BALPA.



## CAPITULO I

### I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

#### 1.1. Identificación del Problema

Las Instalaciones Eléctricas Interiores de Media Tensión 2,300 voltios y de Baja Tensión 220 voltios, que suministran la energía comercial a todas las Unidades instaladas, en la Base Aérea de Las Palmas, después de más de 60 años de uso continuo, su diseño original del sistema eléctrico ha sido superado largamente, como consecuencia del incremento de nuevas instalaciones, ampliaciones, remodelaciones.

Ha propiciada, el aumento en la demanda de energía comercial (potencia), ocasionando las constantes caídas de tensión, perdidas de energía (fugas), con el incremento de los costos económicos por el desembolso de la facturación mensual, asimismo puede ocasionar accidentes, de graves consecuencias para el personal que trabaja, las edificaciones, instalaciones, equipos, etc. y materiales para la FAP. El sistema eléctrico actual, no brinda; confiabilidad, calidad del servicio, seguridad y no es eficiente, produciéndose cortes de energía inesperadas.

La formulación del problema se realizó, realizando la siguiente interrogante, ¿Mediante la Ejecución de una REI se mejorará la Eficiencia Operativa de las Redes Eléctricas de Distribución, de la BALPA?

La realización de una REI, beneficiará; la eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad del servicio, al desarrollar una red eléctrica inteligente, consiste en concentrar a los elementos que la conforman (redes eléctricas, subestaciones eléctricas, etc.), a la tecnología digital y comunicaciones más avanzados, lo que permite disponer de información precisa, detallada en un tiempo real su requerimiento de energía en distintos puntos, flujos de carga que la atraviesan, estado de los activos que lo componen, y la prevención de potenciales incidencias en la misma. Con todo esto, las redes eléctricas de distribución deberán operando, para la que fueron diseñadas, proveer un servicio de suministro eléctrico de calidad con costos operativos efectivos y eficiente.

## **1.2. Enunciación del problema**

### **1.2.1. Problema General**

¿Cómo la falta de implementación de un Smart Grid (REI), afecta a la eficiencia energética en la Base Aérea de las Palmas (BALPA) – de la Fuerza Aérea del Perú (FAP) Surco?

### **1.2.2. Problemas Específicos**

- a) ¿Cuál es el estado actual, de la operatividad de las redes eléctricas de distribución, a las unidades y dependencias que se encuentran, conectadas al sistema eléctrico en la BALPA de la FAP Surco?
- b) ¿Cuál es la situación actual, de la eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad del servicio de la energía eléctrica comercial en las redes eléctricas de distribución, conectadas al sistema eléctrico de la BALPA de la FAP Surco?

#### **1.2.2.1. Contribución a la Resolución del Problema**

- a) A partir conocer el estado actual de la operatividad de las redes eléctricas de distribución, facilitara la elaboración del planeamiento en el corto y mediano plazo, para el mejoramiento de la infraestructura eléctrica a fin de solicitar el financiamiento mediante los requerimientos presupuestales, con el fin de contribuir a la solución del problema.
- b) A partir del estado de la eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad del Servicio de la energía eléctrica comercial en las redes eléctricas de distribución, conectadas al sistema eléctrico, propiciará la elaboración del proyecto de modernización del sistema eléctrico, como el inicio de la etapa, de las cuatro (4) propuestas hacia la transición hacia una Smart Grid (REI), contribuyendo a la solución del problema.

## **1.3. Objetivo de la Investigación**

### **1.3.1. Objetivo General**

Elaborar el diagnóstico y descripción de los principales problemas, que afectan al sistema eléctrico en la BALPA, con el propósito de implementar una Smart Grid (REI), que contribuya en la eficiencia energética, en la BALPA de la FAP Surco.

### **1.3.2. Objetivo Específico**

- a) Realizar el diagnóstico de la operatividad de las redes eléctricas de distribución, a las unidades y dependencias que se encuentran, conectadas al sistema eléctrico en la BALPA de la FAP Surco.
- b) Elaborar la implementación de un Smart Grid (REI), a fin de optimizar la eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad del servicio, de la energía eléctrica comercial, en las redes eléctricas de distribución, a los usuarios en la BALPA, impulsar una mayor rentabilidad operativa.

#### **1.3.2.1. Contribución al Logro del Objetivo General**

- a) El conocer el estado del sistema eléctrico de la BALPA, con el horizonte de vida de la infraestructura eléctrica, contribuirá en el planeamiento estratégico al corto y mediano plazo, de las fases de su implementación, en la Toma de Decisiones con el fin de gestionar y formular los presupuestos necesarios para su realización, así como contribuirá con el objetivo al tener una eficiente operatividad de las redes eléctricas de distribución de la BALPA.
- b) El tener el proyecto de implementación de Smart Grid (REI), en cuatro (4) fases, se contribuirá en la necesidad de la planificar y gestionar los recursos económicos necesarios para su ejecución, teniendo como fase inicial la modernización del sistema eléctrico, con el objetivo de optimizar la eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad del servicio, de la energía eléctrica comercial, en las redes eléctricas de distribución, a los usuarios en la BALPA, impulsar una mayor rentabilidad operativa.

#### **1.4. Justificación**

Esta investigación, podrán ser aplicadas para el beneficio de entidades públicas, y privadas que tengan un sistema de distribución, redes eléctricas en sus instalaciones, es una alternativa, para la modernización y/o remodelación de sus instalaciones, con la opción tecnológica más eficiente, propiciando la sostenibilidad energética y contribuir a evitar la pérdida del patrimonio natural, tales como el efecto invernadero, que propicia el debilitamiento en la capa de ozono, desertización, cambio climático. calentamiento global, contaminación y por lo tanto aumentar el nivel de vida, siendo nuestro país el más sensible al cambio climático, esta aplicación deberá ser aplicada previa evaluación de su costo - beneficio.

Justificación académica, para realizar nuevas investigaciones relacionadas, por existir a nivel nacional bajo la responsabilidad, empresas concesionarias de energía eléctrica, en el ámbito nacional que administran, redes eléctricas de distribución del área de concesión, por su tiempo de servicio continuo, tienen que modernizar a mediano plazo, en sus opciones de modernización, está a la tecnología de una REI, que es más competitivo, eficiente, autosostenible, rentable, con una calidad del servicio, con el fin que se adapte a nuestra disposición energética y etapas de desarrollo industrial del País.

## Capítulo II

### II. MARCO TEÓRICO

#### 2.1. Antecedentes del Estudio

La presente tesis, se basa en la investigación de diferentes fuentes bibliográficas, obtenidas de la web de diferentes tipos de publicaciones (Tesis; Pregrado, Maestría, Doctorado, Artículos Científicos, Papers, Información Técnica de Fabricantes, Estándares, Libros, etc.), que facilitan la investigación. Es necesario hacer mención, que no se ha encontrado antecedentes relacionadas al tema, las que sean considerados son las más próximas al tema, las que han ayudado al desarrollo de la presente investigación y se detalla a continuación.

##### 2.1.1. Antecedentes Nacionales

###### Tesis de Maestría N° 01

Luis Enrique Grajeda Puelles, (2018), Universidad del Pacífico, – Programa de Maestría en Administración, realizó la Tesis Titulada, “Análisis de la Eficiencia Técnica y Económica de los Sistemas Eléctricos Rurales del Perú utilizando Generación Distribuida”.

###### Objetivo

Analizar la eficiencia técnica y económica de los sistemas eléctricos rurales del Perú, administrados por las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal.

Analizar el impacto de la incorporación de la generación distribuida en las redes de distribución eléctrica y su contribución a la mejora de la eficiencia técnica y económica de los sistemas eléctricos rurales (SER) administrados por las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado.

Identificar las variables técnicas y económicas que determinan la eficiencia de los sistemas eléctricos rurales

###### Conclusiones

Es cada vez más frecuente el uso de técnicas de benchmarking para determinar los costos eficientes en la distribución de energía eléctrica con propósitos regulatorios. Se presentan beneficios por la reducción en la asimetría de información.

La aplicación de modelos con DEA requiere realizar una depuración de datos que permita minimizar errores. Estos errores pueden llevar a considerar un sistema eléctrico eficiente y, debido a una mala especificación de los datos, que este sea catalogado como ineficiente.

Las variables utilizadas en la estimación corresponden a los costos de operación y mantenimiento, calidad medida como número de horas de interrupción, la energía distribuida y las extensiones de la red, estas variables representan adecuadamente a los SER dado que las mayores extensiones de red corresponden a este tipo de sistemas eléctricos. De igual modo, las mayores interrupciones también están asociadas a la mayor ruralidad de los SER.

La utilización de la generación distribuida en los sistemas eléctricos rurales contribuye al mejoramiento de su eficiencia. En todos los casos evaluados la eficiencia ha mejorado en más del 7%, lo que confirma la hipótesis del presente trabajo.

Respecto a la eficiencia de los SER considerados en el escenario sin generación distribuida, se tiene que en el periodo del 2010 al 2016 la eficiencia relativa se encontraba entre 18% y 31%; sin embargo, en el 2016 el valor estimado alcanzó a 21%, y en este año se aprecia un mejoramiento ligero respecto al 2010. El resultado del 2012 se debe a la mayor eficiencia que habrían logrado los SER de la empresa Electrocentro.

### **Tesis de Maestría N° 02**

Juvenal Antonio Quispe flores (2014), Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa – Unidad de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de Producción y Servicios realizó la Tesis Titulada, “Evaluación de la Rentabilidad de los Smart Grid en un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica en marco del SNIP”.

### **Objetivo**

Evaluar la rentabilidad técnica y económica a precios de mercado y sociales, de la incorporación de los Smart Grid a nuestros Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

## **Conclusiones**

Nuestra vulnerabilidad física viene de una deficiencia en la arquitectura de comunicación de los sistemas que conforman la red inteligente definitiva, a nivel social el desconocimiento de esta tecnología al existir varios enfoques se debe estudiar el más conveniente de acuerdo a las necesidades de demanda, ya que hasta ahora no existe una política de tarifación a nivel nacional con direccionalidad de energía, tampoco un enfoque de gestión de la demanda para los Usuarios con equipos de domótica o auto generación y el uso con respecto a la seguridad de la información en consumo.

Desde los puntos de vista ambiental, social y de imagen muestran que este proyecto es viable. En este estudio hemos demostrado que es rentable en el escenario a nivel de baja integración de la tecnología de Smart Grid, tanto en costos privados con un tiempo de recuperación de 7.5 años y en precios sociales a 5 años de recuperación. Sin embargo, en media integración el tiempo de recuperación varía de 29.3 a 32.5 años, con indicadores de inversión negativos. De la misma manera en alta integración el periodo de recuperación está entre 63 a 89 años, con indicadores de inversión negativos VAN y TIR.

Así mismo hemos comprobado que el cambio de los precios no hace grandes cambios a corto plazo ni en lo privado ni en los social siendo de 7.5 años y en precios sociales a 5 años, pero en una integración mediana tenemos que 29.3 a 32.5 años con el cambio de precios es de 37 y 43.8 un aumento de 8 a 11 años, esto en una integración más alta tiene una convergencia que esta entre, 63 a 89 años un aumento de 69.2 a 82.5, esto a que la mayor inversión está en la tecnología de media integración específicamente en el precio del Reconector.

El estudio realizado puede ser utilizado como modelo para otros casos ya que está elaborada con el análisis de Viabilidad de los proyectos de inversión a nivel nacional.

## **2.1.2. Antecedentes Internacionales**

### **Antecedentes de Tesis de Maestría N° 01**

Katya Mercedes, Torres Vásquez (2013), Universidad Técnica de Cotopaxi Unidad de Posgrado Latacunga Ecuador, realizo la Tesis Titulada, “Diagnóstico para mejorar la eficiencia energética en la Escuela Politécnica del Ejército extensión Latacunga. 2013. Elaboración de un Sistema de Gestión Energética según la norma internacional ISO 50001”.

#### **Objetivo**

Sistema de gestión energética.

#### **Conclusiones**

La Escuela Politécnica del Ejército sede Latacunga (ESPE-EL), tiene un sistema de gestión energética con falencias en los siguientes aspectos: mantenimiento inadecuado, contabilidad energética, capacitación energética y falta de concientización del personal. La propuesta de metodología planteada se fundamenta en planificar el crecimiento de una red en operación, considerando el ingreso de nueva tecnología de demanda cocinas de inducción y vehículos eléctricos y de elementos de generación distribuida con la finalidad de optimizar el sistema energético.

Se caracterizó la estructura energética de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE extensión Latacunga, evidenciándose que la electricidad es el portador energético de mayor consumo, cuyo valor aproximado es 341.358,66 kWh, por lo tanto, las acciones que se determinaron para alcanzar una mayor eficiencia energética están encaminadas a este portador.

Los índices energéticos que se analizaron determinan que el consumo de energía eléctrica por cada estudiante es 185 kWh, este dato junto con el modelo de correlación obtenido, deben ser considerado para que en el futuro se prevea adecuadamente el presupuesto anual de la ESPEL, así como el consumo eléctrico del nuevo campus General Guillermo Rodríguez Lara.

El sistema de suministro eléctrico de la ESPE-EL, tiene irregularidades debido a la distorsión armónica de corriente es de 30% sobrepasando el límite de la norma IEEE 519 cuya recomendación es del 15%.



Con las propuestas presentadas se puede disminuir el consumo de energía eléctrica hasta aproximadamente 65000,5 kWh lo que representa un ahorro del 20% del consumo anual, equivalente a 5000 USD.

### **Antecedentes de Tesis de Maestría N° 01**

Luis Fernando Grisales Noreña (2015), Maestría en Ingeniería Eléctrica - Facultad de Ingenierías Universidad Tecnológica de Pereira de Colombia, realizó la Tesis Titulada, "Diseño y Operación de Sistemas de Distribución bajo un ambiente de Redes Inteligentes".

### **Objetivo**

Metodología para mejorar las condiciones operativas de sistemas de distribución bajo un ambiente de redes inteligentes, considerando como elementos de análisis la ubicación y dimensionamiento de generación distribuida, elementos almacenadores de energía y elementos de protección para aislamiento de fallas y transferencia de carga.

### **Conclusiones**

La ventaja principal de ubicar GD (generación distribuida) en los sistemas de distribución es que estos se pueden planear tanto en la etapa de diseño de la red como en estado de operación, permitiendo a los OR (operador de red) mejorar sus índices de pérdidas y perfiles de tensión, cumpliendo al mismo tiempo con los criterios técnicos exigidos por los entes reguladores. En este trabajo se presenta la combinación entre el AGCB (Algoritmo genético de Chu-Beasley) y el PSO (Optimización por enjambre de partículas) como una excelente herramienta para encontrar el tamaño y la ubicación óptima de GD, mostrando una notable reducción de pérdidas de potencia activa con el menor costo de inversión. Al utilizar el PSO para hallar la inyección óptima de potencia en el sistema por medio de una función mono-objetivo ponderada, le permite al OR definir los pesos de acuerdo a sus criterios o requerimientos técnicos.

Para ubicar GD y reconectores se desarrolló una metodología en cascada de dos etapas. Al lograr la integración de estos tres tipos de dispositivos GD, RNA (Reconector normalmente abierto) y RNC (Reconector normalmente

cerrado) se consigue reducir los niveles de energía no servida en el sistema mediante el aislamiento de fallas y transferencia de cargas. Como aporte principal, esta tecnología entrega un frente de Pareto, el cual muestra diferentes configuraciones de elementos de protección en un gráfico (pérdidas vs costo inversión), con el cual el OR pueden tomar la mejor decisión, sujetos a las restricciones de inversión que presenten en el momento de realizar el planeamiento de su sistema de distribución.

Se desarrolló una estrategia para la ubicación y dimensionamiento de AE, la cual permite obtener su ubicación óptima en el sistema y un esquema de coordinación de carga y descarga de las baterías con estado inicial y final nulos, a través de un AGCB. Dicho esquema de coordinación ocasiona una reducción notable de las pérdidas de energía y una disminución del error medio cuadrático mayor al 10% en comparación con el caso base (sin instalar ninguno de los elementos tratados). Adicionalmente el uso de estos elementos en paralelo con condensadores mejora aún más los resultados obtenidos, en comparación con el caso que no considera la instalación de ningún elemento o cuando se instalan solamente elementos almacenadores de energía.

Al incluir las curvas de demanda horaria y de generación de los GD se ofrece un modelo más cercano al mundo real, permitiendo a la metodología propuesta tener en cuenta la variación en generación y demanda, seleccionando los GD, AE, RNA y RNC que más le convienen al sistema de distribución bajo análisis. Para los ingenieros es necesaria la comprensión del funcionamiento de los equipos de telecontrol y sistemas de comunicación para poder tomar mejores decisiones al momento de diseñar o proponer mejoras de los sistemas de distribución, la colaboración entre las áreas de estudios de ingeniería eléctrica, electrónica e informática podrá acelerar los procesos en cuanto a la automatización de redes se refiere.

## **2.2. Bases Teóricas**

### **2.2.1. Eficiente Operatividad de Redes Eléctricas**

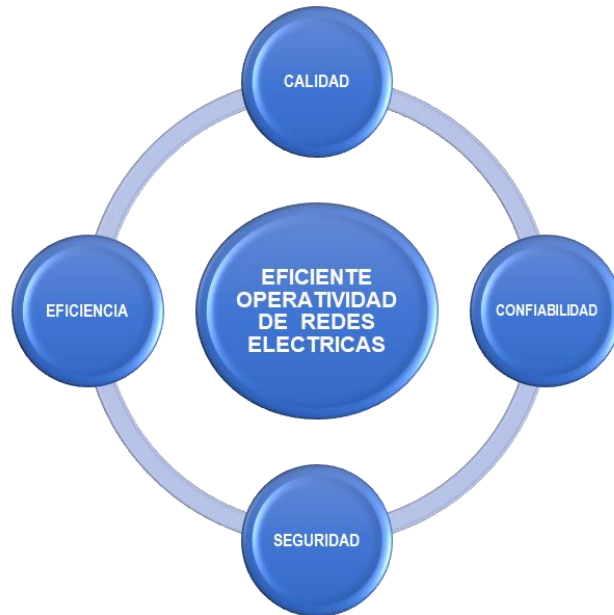
Se entiende por eficiente operatividad en las redes de distribución, como la disminución de las potencias y energías requeridas en las instalaciones del

sistema eléctrico, sin la perturbación de sus actividades normales, que se efectúan en las edificaciones (públicas y privadas), industrias públicas y/o privadas o cualquier proceso de transformación que requiera de un suministro de energía. Además, una instalación eléctricamente eficiente permite su optimización técnica y económica. Es decir, la disminución de sus costes técnicos y económicos en su explotación. El abastecimiento de la energía eléctrica, es uno de los principales servicios en las sociedades modernas, para su actividad diaria en su vida cotidiana. Los consumidores, van tomando poco a poco conciencia de la necesidad de contar, con un servicio de calidad y confiabilidad en la tensión proporcionada por la compañía concesionaria.

La calidad del servicio de abastecimiento de energía eléctrica, soporta y asegura la vitalidad comercial, industrial y social de los países, ya que en la sociedad actual es dependiente del comportamiento de sus dispositivos electrónicos (tarjetas, chips, integrados, etc.), motorizados, informáticos y de telecomunicaciones. Cuando se presenta y sucede anomalías en el suministro de la energía eléctrica, su procedimiento de estos sistemas se ve afectado, los beneficios económicos y de bienestar que proporciona la tecnología se eliminan y propicia que se ocasione numerosos problemas, tanto para la empresa concesionaria como para sus usuarios. El proveedor, comúnmente imputa los problemas y anomalías en la instalación al usuario, mientras que el usuario atribuye los problemas a las deficiencias, a las redes que suministra la energía eléctrica comercial a la concesionaria. En la mayoría de los casos, ambos olvidan las limitaciones que tienen los equipos electrónicos sensibles, para operar con el abastecimiento de energía con redes eléctricas tradicionales. Podemos manifestar, la importancia en la calidad del abastecimiento de energía, es encontrar caminos serios para corregir los disturbios y variaciones de voltaje, en el lado del usuario, y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan el lado, de la compañía suministradora de energía eléctrica, para alcanzar con ello un suministro de energía eléctrica con calidad y confiabilidad. Asimismo, es propiciar una eficiencia energética eléctrica, en la reducción de las potencias y energías demandadas a una, eficiente operatividad de sus redes eléctricas de distribución, sin que afecte a las actividades normales, que se

realizan en ella.

Figura 1 - Componentes de la eficiente operatividad de redes eléctricas.



Fuente: Elaboración propia.

### 2.2.2. Seguridad de las Instalaciones Eléctricas

La energía eléctrica se ha vuelto algo tan habitual, en nuestro ambiente laboral o habitual, que es fácil olvidar los peligros asociados al uso. Para evitar accidentes eléctricos, que resulten en daños a las personas o los patrimonios materiales, es importante inspeccionar varios conceptos relacionados, con la seguridad en las instalaciones eléctricas para minimizar los riesgos. La mayoría de los casos, los accidentes son producidos por fallas en el sistema eléctrico, a consecuencia a una incorrecta conceptualización; por una deficiente instalación de cables, canalizaciones, protecciones y accesorios, por la sobrecarga de los circuitos, o por los defectos en artefactos y por el uso inadecuado de los equipos eléctricos. Asimismo, esto también es producido por el envejecimiento de la infraestructura eléctrica mencionada anteriormente, este panorama, se vuelve imprescindible tomar en consideración algunos puntos, que se deben tener en una instalación eléctrica eficiente, en base a su diseño, construcción, operación y mantenimiento. Lo importante es que la persona que se involucre en proyectos, operaciones o tareas de mantenimiento eléctricos cuente con conocimientos técnicos sólidos y respaldado por normativas vigentes.

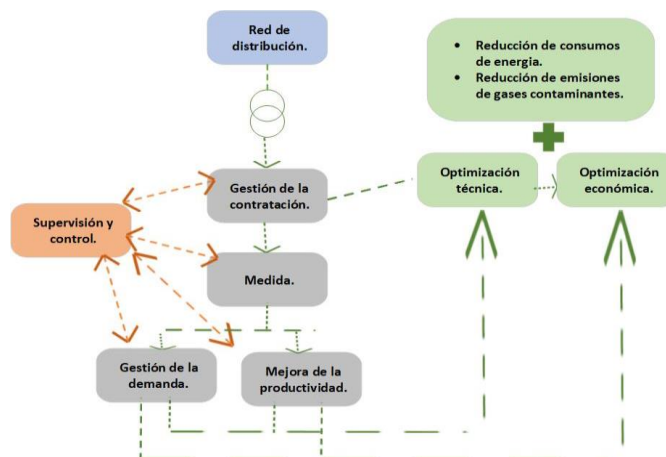
### 2.2.3. Eficiencia Energética Eléctrica

Se concibe que la eficiencia energética eléctrica, es la reducción de las potencias y energías que demandan al sistema eléctrico, sin que perturbe las actividades normales que se desarrollan en edificios, industrias o cualquier proceso de transformación. También, en una instalación eléctricamente eficiente facilita su optimización técnica y económica. La disminución en sus costes técnicos y económicos de explotación. Asimismo, es un conjunto de acciones que acceden emplear la energía de manera óptima, incrementando la competitividad de las empresas, optimizando la calidad de vida, reduciendo costos y al mismo tiempo, restringiendo la producción de gases de efecto invernadero.

Desde la perspectiva técnica, en la ejecución de una instalación eléctrica eficiente se planean cuatro puntos básicos:

- Gestión y optimización de la contratación.
- Gestión interna de la energía mediante sistemas de medida y supervisión.
- Gestión de la demanda.
- Mejoras de la productividad mediante el control y eliminación de perturbaciones.

Figura 2 - Eficiencia Energética Eléctrica.



Fuente: (Circuitur, 2009).

### 2.2.4. Calidad de Suministro

Características de la calidad en un suministro de energía, en un punto dado vale

decir en el punto de entrega, (punto situado entre las instalaciones eléctricas de la empresa distribuidora y la acometida del cliente), la red de energía eléctrica, evaluada y vinculada al conjunto de parámetros técnicos de referencia. Estos parámetros son: tensión, frecuencia, forma de onda, etc., y suelen tener valores declarados o nominales. Cualquier desviación con respecto a estos valores declarados se considera una falta de calidad de suministro. El tema de PQ (Power Quality) agrupa una serie de técnicas que van desde la medida, presentación a efectos de cuantificación de la calidad, hasta métodos de corrección de las perturbaciones. En modo histórico, los indicadores se determinan a partir de registros de incidencias y/o a partir de información del funcionamiento del sistema eléctrico, permitiendo evaluar la calidad de suministro proporcionada y realizar análisis comparativos y de tendencias. En modo predictivo, se determinan los valores medios y/o máximos esperados, a través de modelos de confiabilidad aplicados al sistema eléctrico, permitiendo identificar zonas que requieren mejora de la calidad de suministro.

#### **2.2.5. Confiabilidad del Sistema Eléctrico**

Hoy la continuidad del suministro de energía eléctrica, está fundado en la evaluación histórica del sistema eléctrico, para el efecto se requiere de una data histórica de las empresas concesionarias, las cuales en la mayoría de los casos solo tienen a partir del año 2010, para años anteriores no se cuenta con la información, dado que la Norma recién se dio el año 2008 (Resolución 590-2007-OS/CD el 27/09/2007-OSINERGMIN), por tanto el reporte de fallas no era prioritario para las empresas de distribución, donde los índices de confiabilidad en los años 2010 a 2015 no eran importantes, para los concesionarios porque no generaban sanción económica, hoy en día el organismo supervisor, está modificando la metodología en la toma de datos, las interrupciones son calculadas y representan lo que objetivamente está ocurriendo en el sistema eléctrico.

## 2.3. Smart Grid (REI)

### 2.3.1. Redes Eléctricas Convencionales

La red eléctrica, comienza en las centrales de producción de energía, por las fases, la generación de electricidad se lleva a cabo mediante la conversión de los recursos energéticos como: el carbón, petróleo, gas, la energía hidroeléctrica, energías renovables (solar, eólica, biomasa, etc.), y nuclear en electricidad. Por su parte, la transmisión y distribución, se encargan de transportar, suministrar la energía generada a los usuarios finales. Las redes de distribución, ocupa un lugar importante en el sistema electroenergético, siendo su función tomar la energía eléctrica de la fuente y distribuirlas y/o entregarlas a los usuarios (comercial, industrial, residencial, etc.) en forma segura, con los niveles de calidad exigidos por las normas técnicas nacionales e internacionales. La efectividad de las redes de distribución, se mide en los parámetros; de regulación de voltaje, continuidad del servicio, flexibilidad, eficiencia y costo. Su costo de las redes de distribución, refleja aproximadamente el 50% del costo de un sistema eléctrico en su conjunto. La distribución tiene entre otras las siguientes labores; el diseño, construcción, operación y mantenimiento a fin de brindar al sistema, un costo menor posible, un servicio eléctrico adecuado en el área de consideración, en la actualidad, y futuro próximo.

Figura 3 - Sistema de Distribución dentro de un Sistema de Potencia.



Fuente: Elaboración a partir de (Enosa Grupo Distriluz, 2019).

#### a) Generación

La generación eléctrica, es la producción de electricidad o energía eléctrica, en la que se emplea el alternador o generador eléctrico, que aprovecha la energía mecánica que se le aplica, donde un generador eléctrico o la

agrupación de varios generadores forman una central eléctrica. Las centrales, están directamente relacionados con la energía primaria que utilizan para generar la electricidad, podemos distinguir entre: centrales de ciclo combinado que emplean gas natural, los parques eólicos que aprovechan el viento para generar electricidad. Sólo dos ejemplos, pero los tipos son tan abundantes como fuentes de energía primaria existen; carbón, gas natural, gasóleo, radiación solar, viento, mareas, biomasa, etc. Se detalla a continuación las principales características de los diferentes tipos de generación:

### **1) Generación Hidráulica**

Este tipo de generación eléctrica, se realiza en las centrales de generación hidráulica, situada en embalses donde se acumula el agua, para utilizar la energía cinética por la caída de una gran altura, debido a su potencial gravitatorio del agua al hacer girar el rotor del alternador que, como consecuencia de ello, genera la electricidad.

### **2) Generación Térmica**

La generación eléctrica en forma de calor, utilizando combustibles fósiles como el diésel, gas natural y carbón, el calor generado calienta al agua a alta presión, que hace girar el rotor de la turbina que está conectada al eje del generador eléctrico, produciendo la electricidad se le llama Ciclo Simple. El Ciclo combinado, es una instalación similar a la anterior, pero de mayor eficiencia, en donde los gases a altas temperaturas que se obtienen del ciclo simple, se reutilizan para calentar en una caldera con agua, evolucionando lo que libera vapor a elevada presión y temperatura, a fin de hacer girar una segunda turbina vinculada a otro alternador, generándose de este modo energía eléctrica adicional.

### **3) Generación Nuclear**

El agua se calienta a alta presión, mediante el calor liberado en la fisión nuclear (utilizan combustible nuclear, como uranio o plutonio). El vapor a presión obtenido, la turbina conectada a un generador eléctrico.



#### 4) Generación Eólica:

La electricidad se genera, orientando las palas al flujo del aire, emplea la energía cinética de las corrientes de aire, para hacer girar las hélices de los aerogeneradores eléctricos. Resulta pertinente señalar que, individualmente éstos producen poca electricidad (potencias de entre 1 y 2 MW), por lo que se instalan en grupos como “parques eólicos” con objeto de producir una cantidad significativa de electricidad.

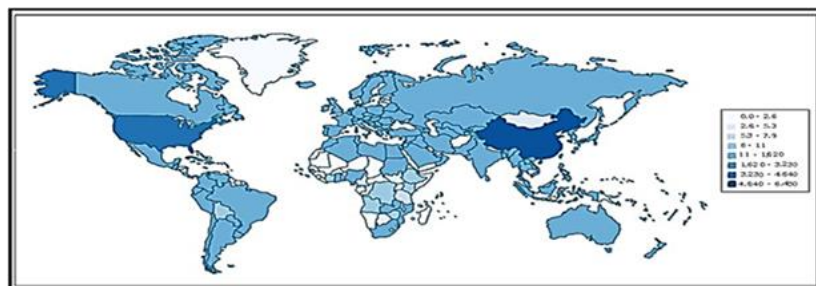
#### 5) Generación Solar:

La energía solar, es la energía primaria renovable más abundante en el planeta. Esta fuente de energía genera la electricidad a partir de la radiación solar. Se genera la electricidad, a través de una serie de reacciones químicas en los paneles solares conversión fotovoltaica, y generación termosolar en donde dentro de una torre, se almacena agua cuya temperatura se elevará por medio de espejos dispuestos horizontalmente, alrededor de la torre que tiene una orientación automática, que reflejan la luz del sol y la concentran en la torre para obtener vapor, que moverán los alabes de la turbina produciendo electricidad.

#### 6) Generación Geotérmica:

Se emplea el calor del interior de la tierra, para calentar el agua a alta temperatura y presión, a fin de mover los alabes de turbinas conectadas a un generador. Estas centrales se instalan en zonas donde el suelo alcanza altas temperaturas a bajas profundidades.

Figura 4 - Producción de Electricidad Mundial por Países 2018.



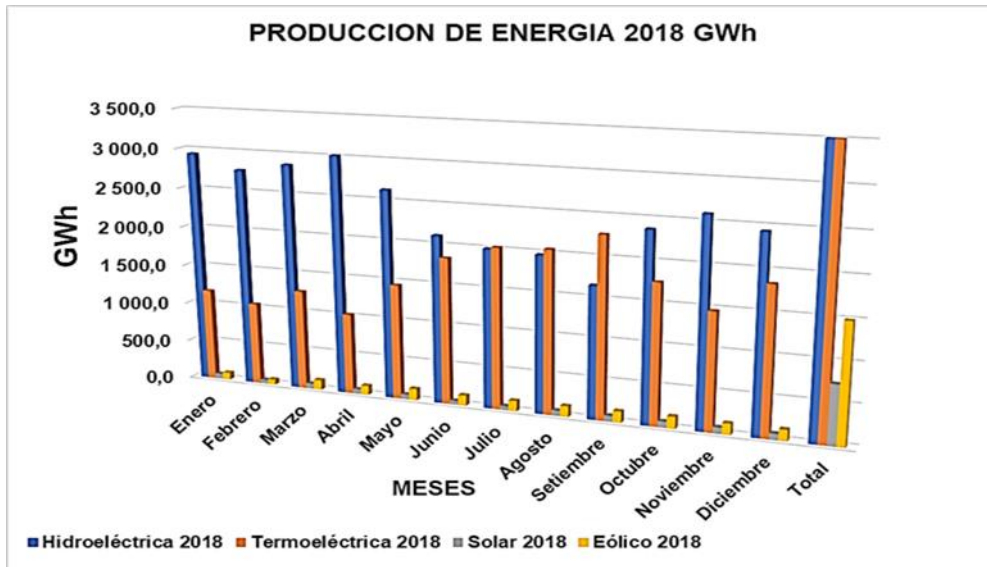
Fuente: (Indexmundi, 2019).

Figura 5 - Producción de Electricidad Mundial en Sudamérica 2018.



Fuente: (Indexmundi, 2019).

Figura 6 - Producción de Electricidad del País 2018.

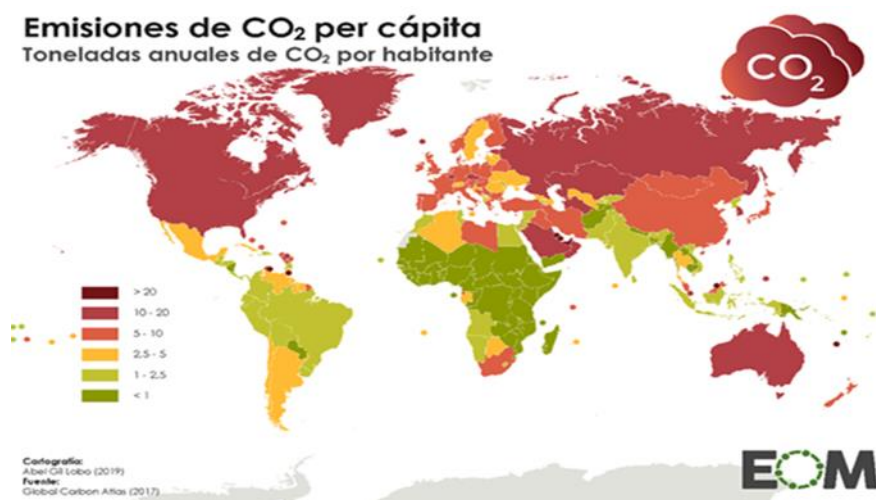


Fuente: (COES, 2019).

En 1979 la comunidad científica, consciente de las causas, origen del cambio climático, celebró la Conferencia Mundial sobre el Clima, dio origen que en el ámbito internacional se valoró este proceso como una amenaza real a nivel planetario, se propuso establecer estrategias para estabilizar la concentración de GEI (gases de efecto invernadero) en la atmósfera. Posteriormente, el

Convenio Marco sobre el Cambio Climático de 1992, del Protocolo de Kioto de 1997 profundizaron en la definición de un plan de ruta para limitar las emisiones de GEI. Sin embargo, aunque se puede considerar un avance, el Protocolo de Kioto dejaba fuera de su ámbito de aplicación más del 70% de las emisiones globales de GEI, debido al escaso interés por los países menos desarrollados, con la ausencia de algunos grandes emisores. El acuerdo alcanzado en París, en diciembre del 2015 con motivo de la vigésimo primera sesión de la Conferencia, de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 21), supuso un punto de inflexión por su universalidad y por su cobertura. En la COP 21, 195 países responsables del 95% de las emisiones globales, asumieron un compromiso sin precedentes para que el incremento de temperatura, a finales del siglo XXI no superase los 2°C sobre los niveles preindustriales. La contaminación, es un problema importante para nuestras vidas y del planeta. Dentro de ella, el CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) juega un papel fundamental, es uno de los principales gases que contamina el aire. El problema del CO<sub>2</sub>, es un gas que causa el efecto invernadero, contribuyendo al calentamiento global, como al cambio climático. Es uno de los grandes responsables, de la crisis climática que venimos sufriendo en el planeta durante las últimas décadas, esta se viene acelerando por los amplios procesos de deforestación.

Figura 7 - Emisión de CO<sub>2</sub> per Cápita Mundial 2019.

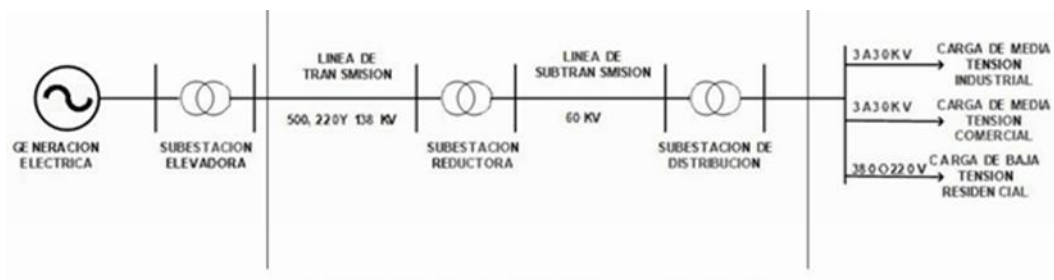


Fuente: (EOM, 2019).

## b) Transmisión

Una línea de transmisión, es formada por conductores eléctricos (desnudos o aislados), dispuestos paralelamente, soportado por estructuras, que proporcionan el aislamiento requerido entre conductores y entre conductores a tierra, transportar la energía eléctrica a elevados voltajes (CA o CC) entre el origen la generación, hacia los centros de transformación y de ahí a las redes de distribución para el consumo. La demanda de energía, que suministra una línea de transmisión, su topografía del terreno, las condiciones climatológicas y ambientales que atraviesa entre otros factores, determinan la tensión eléctrica a la cual se suministra la energía, razón por la cual se eleva el voltaje, al cual trabajan las líneas de transmisión, es por la reducción de pérdidas por el calentamiento que se lleva a cabo en el conductor, al circular por él una corriente eléctrica, la tensión más económica se obtiene aproximadamente en forma proporcional a la longitud de la línea.

Figura 8 - Diagrama Unifilar de una Línea de Transmisión.



Fuente: Elaboración propia.

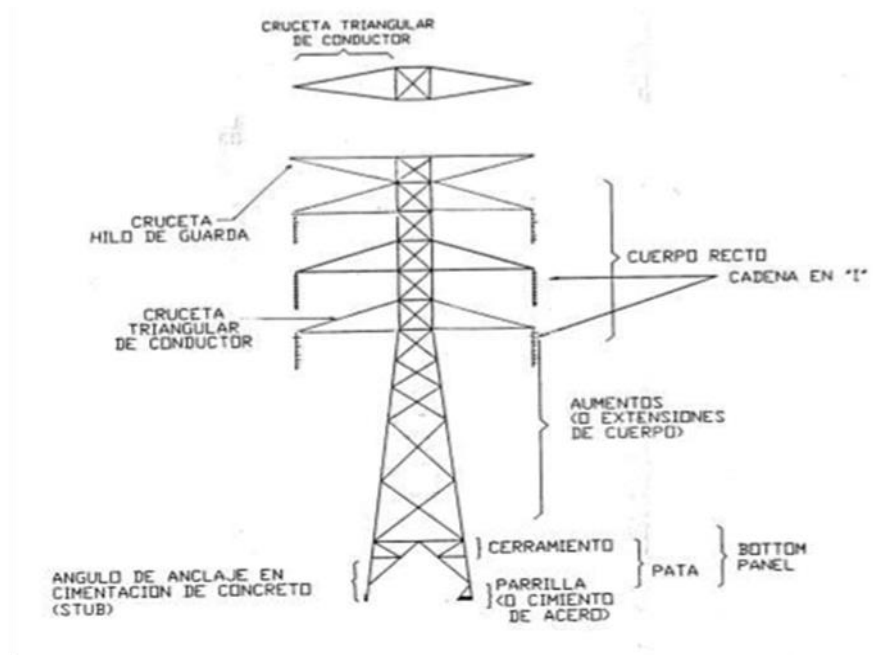
Las líneas de transmisión aéreas, constituidas por conductores apoyados en estructuras (torres), sujetos por medio de aisladores. Su aislamiento entre conductores, es proporcionado por el aire con respecto a la estructura y tierra se obtiene por medio de las cadenas de aisladores. Los principales elementos (componentes) a considerar son:

- 1) Estructuras.
- 2) Conductores eléctricos y cables (hilos) de guarda.

3) Aislamiento.

4) Herrajes.

Figura 9 - Componentes de Estructurales de una Torre Transmisión.

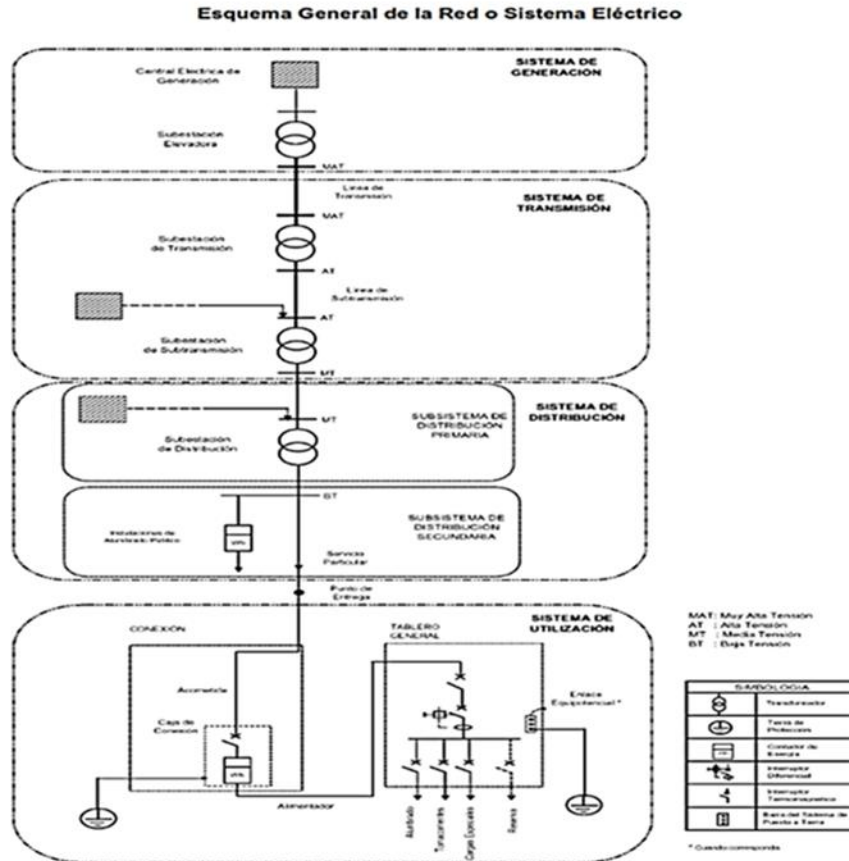


Fuente: Elaboración propia.

Los niveles de tensión, normalizados para las líneas de transmisión en CA a nivel internacional son:

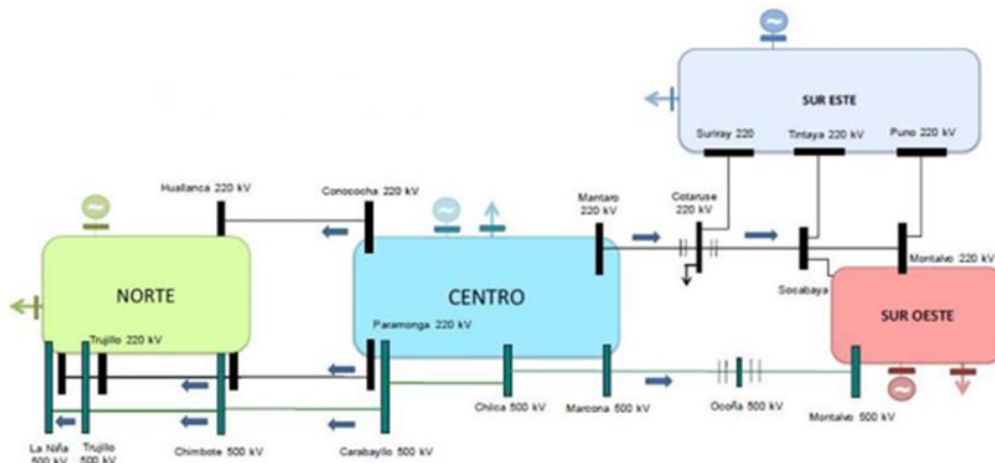
- Francia: 45 – 63 – 90 – 150 – 225 – 400 - 750 kV
- Inglaterra: 33 – 66 – 132 – 275 – 400 kV
- Alemania: 30 – 60 – 110 – 220 – 400 kV
- Rusia: 35 – 110 – 150 – 220 – 300 – 400 – 500 - 750 – 1150 KV
- Perú: 30 – 60 – 138 – 220 - 500 kV
- USA: 34,5 – 69 – 115 – 138 – 150 – 230 - 287 – 345 – 400 500 – 765 – 800 – 1050 KV

Figura 10 - Esquema General de la Red o Sistema Eléctrico.



Fuente: (Saneamiento, 2019).

Figura 11 - Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

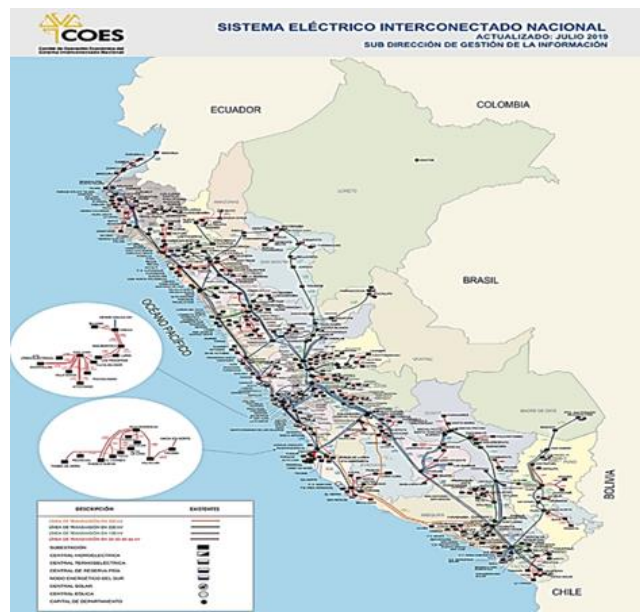


Fuente: (Ramires, 2019).

De acuerdo a la figura 11, se muestra la inyección de energía y potencia, al sistema de transmisión realizada por los generadores (central eléctrica),

la energía producida en los generadores, en su salida tiene un voltaje de 5 a 22 kV, para ello la tensión deben ser elevadas hasta un nivel de tensión de transmisión, a fin de reducir la intensidad de corriente que circulará por la línea, logrando reducir la pérdida por efecto Joule, requiriéndose elevar la tensión en las subestaciones elevadoras, esta transformación se realiza mediante transformadores de potencia o autotransformadores, para su transmisión (para el Perú es; 138 KV, 220 KV y 500 KV). Con el nivel de tensión adecuada, la energía es transportada por las líneas de transmisión, hasta las subestaciones reductoras en donde se efectúa la reducción, de la tensión a niveles de subtransmisión (para el Perú es 60KV). Para luego ser transportada, por líneas de subtransmisión hasta las subestaciones de distribución, donde se reduce a niveles de distribución (en el Perú es 22,9 kV, 13,2 KV y 10 KV), de ahí se derivan a través de las redes primarias hasta que la energía llegue a los consumidores finales (industria, comercio, residenciales, etc.), en media tensión o en su efecto se reduce la tensión a 380 o 220 voltios para los usuarios en baja tensión, esto se realiza en los transformadores de distribución, ubicados normalmente en los postes de las redes primarias. Por esta razón, comúnmente se utilizan transformadores.

Figura 12 - Líneas de Transmisión Eléctrica.



Fuente: (COES, 2019).

## **c) Transformador**

Se llama transformador o trafo, al dispositivo eléctrico de corriente alterna (CA), que permite aumentar o disminuir las amplitudes de voltaje, corriente manteniendo la frecuencia, también se puede usar para aislar eléctricamente un circuito, por medio de la acción de un campo magnético, conformado por una bobina primario y una bobina secundario, donde se produce el flujo magnético mediante el núcleo ferromagnético. La Potencia que ingresa al dispositivo, a la salida presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

### **Tipos de transformadores**

#### **1) Transformador de potencia**

Comúnmente están conectados, a la salida del generador en niveles de 220 kV a 1 MV, para incrementar el voltaje a fin que la corriente pueda ser reducida principalmente en las líneas de transmisión, las líneas de subtransmisión en niveles de 5 a 220 kV, a frecuencias de 50 Hz o 60 Hz. Asimismo, son empleados para reducir el voltaje a un nivel, adecuado en el transformador de distribución y/o para grandes usuarios.

#### **2) Transformador de distribución**

Este tipo de transformadores, son instalados en las subestaciones próximas a los consumidores, son diseñados para reducir la salida de voltaje de los transformadores en las líneas de transmisión de niveles inferior a 22.9 kV, sean monofásicos o trifásicos en su mayoría proyectadas para su montaje sobre postes a partir de 10 kV, se construyen para el montaje en plataformas a la intemperie y/o al interior. Se emplean para alimentar a industrias, centros comerciales, edificios gubernamentales, residencias, talleres, etc.

#### **3) Transformador de circuito**

Son transformadores de pequeña capacidad, empleadas para la alimentación, a circuitos electrónicos, señalización, protección,



comunicación, etc. en donde los voltajes de las viviendas requieren ser reducidos a pequeños niveles.

### e) Subestaciones

Una subestación de transformación (SE o SET), necesaria para variar el nivel de tensión (voltaje), o es ajustado (subestaciones elevadoras y subestaciones reductoras), ambos son conocidos como subestaciones de potencia, los circuitos son conmutados, los sistemas son monitoreados y el equipo es protegido. Una subestación típicamente incluye:

- 1) Transformadores.
- 2) Equipo de conmutación.
- 3) Equipo de protección.
- 4) Dispositivos de medición.
- 5) Sistemas de control.

El flujo de electricidad, comunicación es unidireccionales entre las plantas generadoras, la red de transmisión y distribución limitan la controlabilidad y la información relacionada con el uso de la electricidad.

Figura 13 - Subestaciones de transformación (SE y SET).

SE Zorritos, 220/ 60/ 10 kV. Tumbes/ Zorrito



SET Occidente, 7/7/3, 60/10kV. Lambayeque



Fuente: (Dammert, 2019).

### f) Centros de control

Mantiene la estabilidad, seguridad de los sistemas de distribución de energía, en todo momento con el fin de evitar interrupciones del servicio o el colapso

de la distribución de energía. En el pasado, los sistemas convencionales de vigilancia y control de las redes de distribución, eran de una tecnología relativamente sencilla se utilizaban mapas, circuitos de distribución en papel, a menudo anotados a mano, se corrían el riesgo de quedar obsoletos de ser actualizadas. Los operadores, recibían llamadas de el corte de suministro, disponían de escasa información para ofrecer a los clientes del estado de los cortes. Se utilizaban avisos, de papel para hacer el seguimiento de los cortes de suministro a los clientes. Para las comunicaciones, con las cuadrillas se usaba la radio, las cuadrillas tenían que indicar su ubicación a los centros operativos, la realización de las conmutaciones se realizaba colocando etiquetas, como otras operaciones se hacían verbalmente. Las operaciones de distribución, no se han mantenido inalteradas a lo largo del tiempo. Ha cambiado la tecnología y las necesidades empresariales. Actualmente el sistema, protege de los daños causados por las fallas de cualquier componente o equipo del sistema. Se opera de manera eficiente, económica y es certifica con los mejores rangos de consumo.

Figura 14 - Centro de control y operación del sistema eléctrico.



Fuente: (Noticias, 2019).

### **2.3.2. Evolución de las Redes Eléctricas**

A través de los años, en sus inicios la revolución industrial la red eléctrica en su generación, distribución han pasado de constituir un sistema aislado que suministraba energía a una zona geográfica concreta, a convertirse en una red prolongada que incorpora multitud de áreas.

### 2.3.2.1. En el Pasado

Thomas Alva Edison, pionero de la red eléctrica de CC en 1881, y el de una central de generación en 1882, caracterizado por innovar conceptos de los dispositivos eléctricos, modelos de negocio. Su visión fundamental, fue iluminar usando la electricidad, siendo la bombilla eléctrica su invento más destacado, en tanto que la generación - transmisión de electricidad a las casas desde estaciones generadoras, se basaba en un modelo de negocio caracterizado por la venta de electricidad, asimismo de dispositivos servicio de instalación. La utilización de CC por CA, tecnología concebida por Nikola Tesla y George Westinghouse, en 1895 se da la primera transmisión, de energía eléctrica a larga distancia, desde el Niagara Falls a Búfalo (22km). La perspectiva principal fue que la generación, no tenía que estar cerca al consumo sino a la fuente primaria de energía, el empleo de la CA supera las limitaciones de la transmisión de energía. El flujo de electricidad y comunicación era unidireccional, limitando la controlabilidad y flujo de información.

Tabla 1 - Evolución de las cinco características del sistema eléctrico.

	SIGLO IXX	SIGLO XX	SIGLO XXI	FINAL SIGLO XXI
<b>Característica General</b>	<b>Electrificación de la Sociedad</b> "Era del carbón"	<b>Generación extensiva de energía eléctrica</b> "La era de los combustibles fósiles"	<b>Transición a la nueva era de la electricidad</b> "Cambios Demográficos, Escasez de Recursos y Cambio Climático"	<b>Nueva era de la Electricidad</b> Fuente de energía principal para todas las aplicaciones del día a día. Sistema energético integrado
Conciencia Medio Ambiental	No hay	Muy poco	Empieza a extenderse la preocupación	Gran Conciencia Medio Ambiental
Sistema Energético	Insostenible	Insostenible	Evoluciona a la Sostenibilidad	Sostenible
<b>Generación y Carga</b>	<b>Generación y carga Coordinadas</b> Suministro en isla con Cargas estocásticas	<b>Generación sigue a la Carga</b> Redes integradas, generación central, cargas estocásticas predecibles, flujo unidireccional	<b>Transición del Sistema Energético</b> Incremento de la generación descentralizada no predecible, consumidor pasa a ser activo	<b>La carga sigue a la Generación</b> Generación Centralizada y descentralizada inteligente con las TICs, flujo de energía bidireccional
Fuentes de Energía	Fuentes de energía fósiles, hidráulica	Fuentes de energía fósiles, hidráulica, nuclear	Fuentes de energía fósiles, hidráulica, nuclear, biomasa, eólica, solar	Fuentes de energía renovables (hidráulica, biomasa, eólica, solar), carbon limpio, gas, nuclear

Fuente: Elaboración propia.

Figura 15 - Sistema de control de redes eléctricas en el pasado.



Fuente: Elaboración propia.

### 2.3.2.2. En el Presente

Las redes eléctricas en la actualidad, encargado del suministro de energía a los hogares. Formado, por el conjunto de elementos para la generación, el transporte y la distribución de la energía, así también de mecanismos de control, seguridad, protección. No obstante, es necesario su modernización para lograr mejoras de eficiencia energética, en la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, mejoras en la calidad del suministro. Nuestro País como en los países sudamericanos; Colombia, Ecuador, Bolivia, Chile y Argentina, tienen un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), tienen una estructura totalmente centralizada. Se interconectan mediante anillos o barras, a diferentes centrales de generación que aportan desde cientos de megavatios (MW), hasta algunos gigavatios (GW), operando niveles de alta tensión 60–220 Kilovoltios (KV) y ultra alta tensión (mayores a 220 KV). La energía eléctrica, luego se distribuye a subestaciones que disminuyen el nivel de tensión, a valores en el rango de alta tensión (60–140 KV), Esta energía llega a las empresas de distribución, a través de las topologías de sus redes eléctricas suministran energía a los usuarios finales. La red primaria, conformado con una serie de alimentadores con voltajes entre 6–30 KV, en las redes secundarias se encuentran varios centros de transformación con tensiones características de 440–380 V / 220–127 V / 240–120 V. El adelanto del sistema de distribución, de la energía

eléctrica propiciada por el avance de las TICs, acompañado con las mejoras del sistema de potencia, permitieron la automatización en la distribución y operación de las subestaciones. El sistema dispone, de estaciones de control que monitorizan el estado de la red, con sus parámetros eléctricos, a través de las telecomunicaciones, que gestiona principalmente la red de transporte y los distintos centros de control propios o de los principales actores.

La red de transporte, se trata como una malla (la eléctrica, como la data), que permiten el funcionamiento seguro, confiable del sistema. Una red “inteligente”, es el que dispone de infraestructura de comunicaciones, protocolos, gestión remota, servicios, etc. Sin embargo, la inteligencia se disipa a medida que se baja al nivel de la red de distribución. El aumento de la demanda, de energía en los últimos años ha propiciado que el sistema funcione, cerca de sus límites y se haga necesario introducir modificaciones tecnológicas, que típicamente han ido en la dirección de mejorar la red de transporte, la operación del sistema y del mercado dejando de lado la importancia, del lado del consumidor y redes de distribución que apenas han sufrido cambios. Asimismo, se debe tener en cuenta que la red de distribución, está conformado por una gran cantidad de activos, con una vida útil larga, el cual hace de la necesidad de monitorear y automatizar, requiriéndose de un gran esfuerzo para la asignación de recursos económicos y técnicos. A pesar de los progresos realizados, sigue habiendo cuestiones fundamentales pendientes de abordar, a consecuencias de las TICs separados (no integrados), dan una imagen incompleta del estado del sistema en tiempo real, la falta de aplicaciones avanzadas en las operaciones en las empresas de distribución.

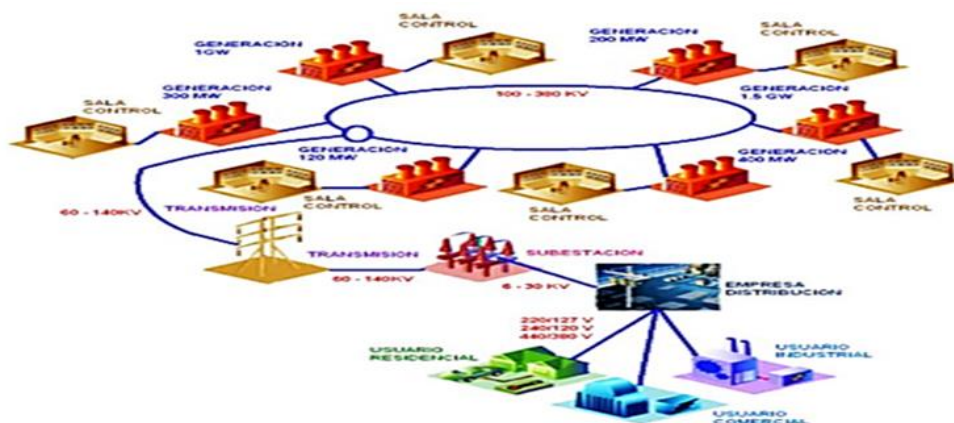
La problemática del sistema actual, y que hace necesario el desarrollo de soluciones y nuevos modelos de red, reúne las causas que se mencionan a continuación:

a) La antigüedad de las infraestructuras.

- b) El actual modelo de distribución, de energía centralizado e inflexible que, unido a las dificultades de almacenamiento de energía, en grandes cantidades hace necesaria una continua regulación, entre la generación eléctrica y los consumos.
- c) El incremento de la demanda.
- d) Ampliación de exigencias de los usuarios en la calidad del servicio.
- e) Redes más complejas requieren más control.
- f) Maniobras de circuitos, cargas desequilibradas crean inestabilidad en el sistema.
- g) Peligro de congestión y fallo en cascada.
- h) Las necesidades de integración, de las nuevas energías renovables.
- i) Ineficiencia en la administración de recursos energéticos.
- j) Cambio climático e impacto medioambiental.

La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), y la comunicación bidireccional brinda la información en tiempo real del suministro de la energía, así como las fallas en la red.

Figura 16 - Sistema de control de redes eléctricas actual.



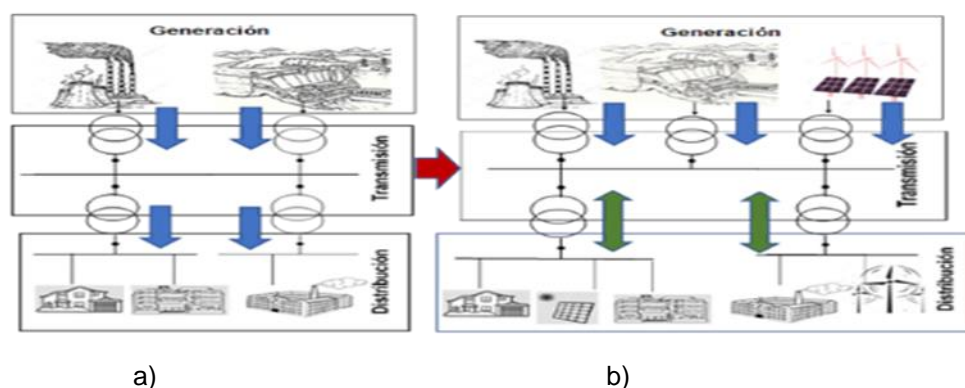
Fuente: (Amaya, 2019)

### 2.3.2.3. Futuro

La infraestructura eléctrica actual, no se diseñó para cubrir las necesidades de la sociedad digital, justificación por el cual es ineludible una evolución del sistema eléctrico que se caracterice por crear una infraestructura más fuerte, y estable vital para sustentar la sociedad digital dando paso a la aparición, del desarrollo de las REI. La demanda de electricidad, está en aumento en todas partes del mundo, a diferentes procesos y proseguirá creciendo. Unos dos mil millones de personas aun no tienen acceso a la electricidad en varios países, y será necesario respuestas técnicas específicas en diversos casos. En países, donde el desarrollo del nivel de vida, se requiere de nuevas aplicaciones, la sustitución de otras formas de energía por la electricidad, demandan un mayor consumo: de nuevos electrodomésticos, computadoras, transporte eléctrico (por ejemplo; vehículos eléctricos recargables que se conectan, la electrificación de trenes, etc.). Las REI aparecen para el control, del consumo energético y mejorar los centros de control de la red, en 1980 aparecen los primeros medidores automáticos que fueron utilizados para monitorear el consumo de millones de clientes, esta acción propicia que en 1990 se cree una infraestructura avanzada, capaz de determinar el monitoreo de la energía que se consumía en diferentes horas del día. Una mayor integración de las TICs, con el sistema eléctrico, permitirá alcanzar una gran eficiencia e interacción con los usuarios finales. Hoy el consumidor, tiene un rol pasivo en el sistema eléctrico con el empleo de las TICs, permitiría el registro e información de los usuarios que contribuye a optimizar la distribución, la demanda de energía del sistema eléctrico. La red eléctrica evoluciona, hacia las REI en el cual se monitorea, controla el flujo de electricidad a través de la interacción de datos entre el consumidor, y el proveedor del servicio eléctrico. La unificación de las TICs con el sistema eléctrico, permitiría alcanzar una gran eficiencia e interacción con los usuarios finales. El usuario, hoy tiene un rol pasivo con el sistema eléctrico. El empleo de las TICs permitiría registrar, la información de los usuarios a fin de optimizar la distribución y la demanda de energía en el sistema eléctrico.

Este intercambio, con los usuarios propicia nuevas oportunidades de negocios, para el caso de la REI es necesario reflexionar su arquitectura de la red de energía eléctrica, y cómo esta se integrará con las TICs. El operador del sistema, suministra el consumo y supervisa en tiempo real las instalaciones de generación, transporte que las centrales producen la demanda real de los consumidores, para esta operación se dispone de estaciones de control que monitorizan el estado de la red, sus parámetros eléctricos a través de una red de telecomunicaciones, que administra la red de transporte. En los puntos de distribución, hacia el usuario doméstico final, su intervención en las REI del futuro será un factor clave. Hoy en muchos países del mundo, se han sustituido los contadores tradicionales analógicos, por contadores inteligentes. En la actualidad las REI, se relacionan solamente con el despliegue de contadores inteligentes, y una comunicación de control centralizada, a los usuarios se permitirá el control de respuesta a la demanda de la energía eléctrica. La característica más importante de una REI, es su capacidad de soportar un flujo de energía bidireccional, es decir de pasar del esquema en que el flujo de energía, va solo desde las grandes plantas de generación hacia los consumidores (finales, particulares o industriales), a otro que incorpora, y aproveche la capacidad de almacenamiento, GD, con un rol participativo de los usuarios, en el que sean capaces de proveer energía a otros usuarios.

Figura 17 - Sistemas de energía eléctrica; tradicional (a) y REI (b).



Fuente: Elaboración propia.



En un sentido amplio, los factores de cambio son externos como internos a las redes eléctricas. Los factores externos, son aquellos que deben promover la necesidad de adaptar, las redes eléctricas para estructurar un venidero energético más competitivo y descarbonizado. La energía, tiene un factor de costo significativo para la industria, una red ineficiente, traslada a los procesos productivos la falta de competitividad. Los factores internos, es la necesidad de actualizar los activos de la red actual, aspecto fundamental para poder implementar sobre ella las tecnologías y sistemas Smart necesarios. Ello no significa, que estos factores de cambio señalados sean los únicos, un factor básico que impulsa la inversión y por consiguiente el adelanto de las redes de distribución, es la regulación siendo la distribución un negocio regulado, las inversiones están supeditado a una retribución reconocida por la Administración. El distribuidor propiciara las inversiones necesarias, para mejorar la gestión para tener la capacidad, de ampliar las líneas de distribución, siempre y cuando perciba una señal clara de la regulación. La interrogante, es cómo mantener o mejorar la fiabilidad/disponibilidad de las redes, sin dejar de cumplir los requisitos de la regulación, y afrontar los problemas propios del desarrollo de los mercados de la electricidad. Sera necesario llevar a cabo, las siguientes medidas necesarias que corregirán la problemática actual:

- a) Asegurar que exista suficiente capacidad, de transmisión para interconectar las fuentes de energía, especialmente las renovables, propiciar conexiones eficientes, de su aprovechamiento máximo de las energías renovables.
- b) Desarrollar arquitecturas descentralizadas, facultando sistemas de abastecimiento de energía de menor magnitud, a fin de operar armónicamente con el sistema completo.
- c) Crear infraestructura de comunicación necesaria, para lograr su ejecución de las distintas partes y su manejo en un único mercado.
- d) Participación activa del usuario, actualmente es pasiva. Sera un

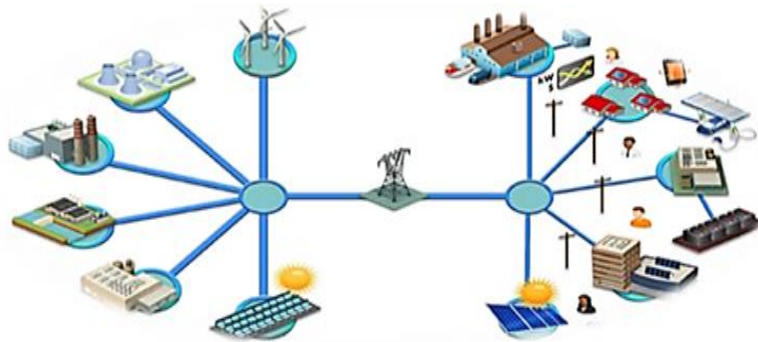
usuario activo, sensibilizado, capacitado, flexible a fin de incentivar su participación a la hora, de entregar energía generada localmente (GD), en función de su cantidad y franja horaria, a fin que participen en rol activo en la operación del sistema.

- e) Consentir la generación, demanda y uso de energía inteligente.
- f) Automatización de la red eléctrica, sostenimiento mucho más eficiente de los componentes de la red, con procedimientos de gestión remota. Una inversión significativa, será necesario en la renovación de las infraestructuras existentes, así como el de una arquitectura basada en Dispositivo Electrónico Inteligente (IED).
- g) Confianza en la generación centralizada, al modernizar las centrales generadoras, a fin de asegurar un suministro seguro, fiable ante cualquier incidente.
- h) La GD y la RER; se realice una Gestión energética local, reducción de pérdidas y emisiones, integración en redes de potencia.
- i) Interoperabilidad con las redes eléctricas sudamericanas: Será necesario mejorar el transporte, a largas distancias y su integración de energía renovable, fortaleciendo la seguridad sudamericana de suministro a través de una implementación de interconexión de transferencia mejoradas.
- j) Gestión de la demanda, perfeccionando estrategias para la regulación local, en la demanda, control de cargas mediante medición electrónica y sistemas automáticos de gestión de medidas
- k) Aspectos sociales y demográficos, propiciando el conocimiento, estudio del cambio de comportamiento, en la sociedad al incrementar su confort, calidad de vida, y su influencia en la administración de la demanda
- l) Perfeccionar la calidad eléctrica, en la elección del grado de calidad eléctrica, requerido por cada usuario, permitiéndole posibilidades a la

hora de convenir su servicio energético. A fin de cubrir las necesidades, para aplicaciones que requieren un nivel de calidad elevado en el suministro eléctrico, evitando micro cortes, perturbaciones, huecos, etc.

- m) Monitorización de la red, actualmente existen diversos sistemas de monitorización, implantados en el transporte éstos se verán ampliados en gran medida, al integrarse en la red de distribución a los usuarios finales.
- n) Utilizar los beneficios del almacenamiento de la energía.
- o) Implementar el empleo del uso de VE, acomodando los requerimientos de los consumidores.

Figura 18 - Sistemas de energía eléctrica futura.



Fuente: (TAMAYO, 2019).

### 2.3.3. Concepto y Componentes de una REI

#### 2.3.3.1. Que es una Smart Grid - Red Eléctrica Inteligente (REI)

Hoy existen, gran diversidad de definiciones de las REI, esto es debido a sus diferentes visiones de los organismos, y su campo de acción dentro de un sistema eléctrico de potencia, no existe una definición general y extensamente aceptada a continuación, mostraremos dentro de otros algunas de las definiciones, de los diferentes organismos técnicos:

##### a) Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI):

Una REI, se refiere a una modernización del sistema de suministro eléctrico de manera que monitoree, proteja y optimice

automáticamente la operación de sus elementos interconectados, desde la generación centralizada y distribuida, a través de la red de transporte de alta tensión y el sistema de distribución, hasta los usuarios industriales y sistemas de automatización de edificios, instalaciones de almacenamiento de energía y consumidores finales y sus termostatos, vehículos eléctricos, aplicaciones y otros dispositivos domésticos (EPRI, 2009).

**b) Comisión Electrotécnica Internacional (IEC):**

Una REI, es una red eléctrica que puede integrar de manera inteligente, las acciones de todos los usuarios, conectados a él (generadores, consumidores y aquellos que hacen ambas cosas), para entregar de manera eficiente suministros de electricidad sostenibles, económicos y seguros (IEC, 2010).

**c) Departamento de Energía de los USA:**

La industria eléctrica, está preparada para hacer la transformación, de una red centralizada controlada por el productor, a una que es menos centralizada y más interactiva con el consumidor. El traslado a una red inteligente, propone modificar toda la industria en un modelo de negocio, y su nexos con las partes interesadas involucrando, afectando a los servicios públicos, reguladores, distribuidor de servicios de energía, proveedores de tecnología, automatización y a los consumidores de energía eléctrica (Energy, 2020).

**d) Agencia Internacional de Energía (IEA):**

La REI, es una red eléctrica que emplea tecnologías digitales, con formas avanzadas de monitoreo, así como gestiona el transporte de electricidad desde todas las fuentes de generación, a fin de satisfacer las diferentes demandas de los usuarios, coordina las necesidades de la potencial de todos los generadores, operadores de la red, consumidores y participantes del mercado que permita operar el sistema en la que se obtiene (IEA, 2011).

1) Ser lo más eficiente posible.

- 2) Disminuir costos e impactos ambientales.
- 3) Aumentar la seguridad, la resiliencia y la estabilidad del sistema.

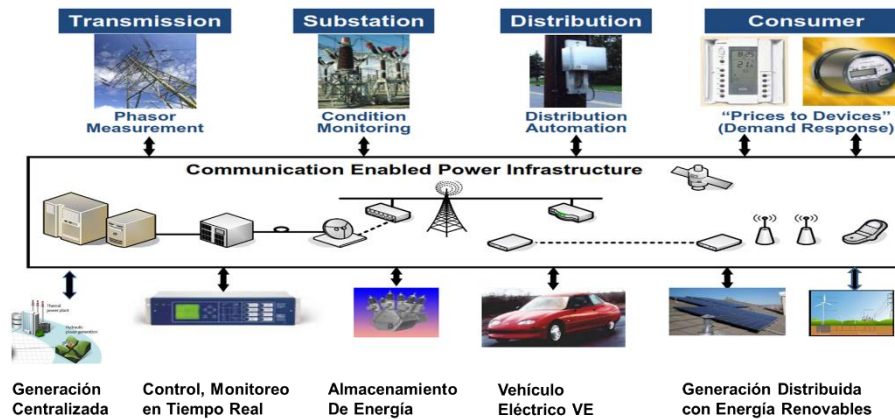
**e) Corporación de Energía Eléctrica de Korea (KEPCO):**

Las REI, es una red de energía eléctrica que aprovecha lo último en tecnologías de la información, para volverla inteligente capaz de proporcionar un servicio de energía, eléctrica de alta calidad y maximizar la eficiencia del uso de energía. En resumen, si bien no hay un enfoque bien definido y ampliamente aceptado sobre qué es y qué no es “inteligente”, el uso de este término apunta generalmente a la adaptación y innovación de las redes actuales (KEPCO, 2013). Es una incorporación de un conjunto, de nuevas soluciones tecnológicas orientadas a la optimización, en la cadena de valor de la energía eléctrica. Mediante la aplicación, de nuevas tecnologías de TICs para gestionar en forma eficiente:

- 1) Los recursos de Generación.
- 2) Los sistemas de Transmisión y Distribución.
- 3) Las instalaciones del Cliente.

La red eléctrica, que emplea la tecnología digital para el monitoreo de la generación, transmisión, distribución y del consumo de la electricidad procedente de todas, las centrales eléctricas (en el que se incluye GD), a fin de cumplir las demandas de energía eléctrica de los consumidores, más eficiente posible, minimizando los costos y su impacto ambiental, mientras se maximiza la confiabilidad, estabilidad, seguridad y robustez del sistema.

Figura 19 - Una REI Integra infraestructura eléctrica y TICs



Fuente: Elaboración propia partir de (Amin, 2008).

Las REI, no significa hablar solo de medición electrónica o de redes con tecnologías de telecomunicaciones TICs, sino una REI, comprende el conocimiento de sobre los siguientes aspectos entre otros lo siguiente:

- a) Planificación Energética, Sistemas de Potencia G, T & D.
- b) Proponer mecanismos en el mercado de energía, a fin de establecer tarifas diferenciadas.
- c) Disponer de un aspecto técnico económico, de programas de administración de la demanda, y políticas públicas.
- d) Normatividad de la energía, protección, supervisión, del control automático y la operación en tiempo real.
- e) Configurar el aspecto técnico-económico de la GD. Propiciando la eficiencia energética.

Se resume los objetivos de una REI en lo siguiente:

- a) Garantizar óptimos niveles de fiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico.
- b) Minimizar el impacto medioambiental, del sistema de suministro eléctrico.
- c) Proporcionar a los consumidores, mayor información de la oferta.
- d) Permitir a los consumidores formar una parte importante en la optimización del sistema.
- e) Proporcionar y mejorar la conexión, de la utilización de los generadores de todo tipo, tamaños, tecnologías (en el uso masivo de

GD, con fuentes renovables), para la demanda (de nuevos equipos de consumo, como el VE).

Tabla 2 - Diferencias de una REI con respecto a las redes actuales.

CARACTERÍSTICAS	RED ACTUAL	SMART GRID (REI)
Comunicaciones	En una dirección	Comunicación bidireccional
Participación del consumidor en la Generación Distribuida (GD).	Consumidores desconocen, no interactúan. Flujo energético unidireccional	Incorporación masiva de GD, coordinada a través de una REI. Participación activa, del usuario con gran capacidad de decisión.
Precio.	Información limitada, del precio de la Electricidad.	Información total.
Flujo de potencia.	Control limitado.	Control total.
Gestión de la demanda.	No existe gestión, con dispositivos eléctricos en función del horario del día, o del estado de la red eléctrica.	Incorporación en el lado del usuario, de equipos eléctricos y electrodomésticos inteligentes que mejoran la eficiencia, reciben señales de precios y son capaces de seguir programas predefinidos.
Inteligencia y control.	No hay.	Creación de la información inteligente que se interactúa.
Grado de automatización.	Muy limitado (reservados para la Red de Transporte).	Incorporación masiva de sensores, actuadores, medición inteligente, con esquemas de automatización en todos los niveles de la red.
Reposición.	Basada en la protección, de dispositivos ante fallos en el sistema. Reposición manual.	Reposición semiautomática y eventualmente autorrecuperación. Enfoque de prevención.
Fiabilidad ante ataques y desastres naturales.	Propensa a fallos y apagones.	Rápida capacidad, de restauración (protecciones adaptativas y creación de islas).
Calidad eléctrica.	Solo se resuelven los cortes de suministro, y es limitado el control de la calidad de onda (huecos de tensión, flicker, ruido, etc.).	Identificación y solución de los problemas de calidad eléctrica. Opción de varios tipos de tarifas.
Optimización del transporte eléctrico.	Perdida de gran cantidad de energía.	Sistemas inteligentes de control, que aprovechan eficientemente la capacidad de transmisión de la red.
Capacidad.	Pocas plantas generadoras grandes. Muchos obstáculos, para la interconexión de los recursos distribuidos.	Alto número de dispositivos generadores y almacenadores distribuidos, que completan a las grandes plantas generadoras. Conexiones más enfocadas a energías renovables (conectar & usar).
Equipos.	Comprobación manual de equipos.	Equipos con operación remota.
Vehículo eléctrico (VE).	Incorporación reciente de sitios de carga eléctrica en la red. Solo permiten recarga de baterías.	Nuevas infraestructuras especializadas, destinadas a la recarga que permiten que cada vehículo se convierta en unidad generadora.

Fuente: Elaboración propia.

### 2.3.4. Fundamentos Particulares de una REI

Los fundamentos de una REI, son las siguientes:

- a) **Escalabilidad:** Flexible y adaptable, fácilmente a las necesidades cambiantes del sistema, además de ser bidireccional, intensiva y segura en el empleo de las diferentes infraestructuras eléctricas que se puedan presentar, eficiente en la respuesta rápida a la demanda dinámica, proporcionando flexibilidad de reformular y redireccionar los flujos de potencia.
- b) **Interactiva:** Interactiva con consumidores activos e informados, permitiendo la interacción entre el consumidor y el proveedor, ayuda a balancear la oferta y demanda. Incorpora a los usuarios de electrodomésticos inteligentes, permite adecuarse a esquemas de eficiencia energética, con la indicación de precios, y el seguimiento de programas de operación predefinidos. Aplicaciones de soluciones domóticas avanzadas, adaptada a las necesidades de cada cliente. Integración intensiva de sensores, actuadores, con las tecnologías de medición y esquemas de automatización en todos los

niveles de la red (empalmes en los hogares, la industria, en sistemas de distribución y sistemas de transmisión). Se constituye en una plataforma, de comunicación multipropósito enfatizando la confección de un sistema, de información e inteligencia distribuidos en el sistema.

Figura 20 - Centro de control.



Fuente: (Sérgio Fujii, 2009).

- c) **Inteligente y segura:** Fiable, robusta capaz de operar y protegerse con seguridad, simplicidad, auto cicatrizante y adaptativa ofrece una disponibilidad de información necesaria en tiempo real. Técnicas de control, uso intensivo de modelos estocásticos y criterios de seguridad y confiabilidad. Incorporación de equipos de control, que admitan actuar de manera eficiente en el caso de fallas. Brinda robustez a perturbaciones, ataques y desastres naturales, aislando elementos dañados mientras el resto del sistema opera en forma normal.

Figura 21 - Tecnología de Información y Comunicación en una REI.



Fuente: (Shutterstock, 2019).

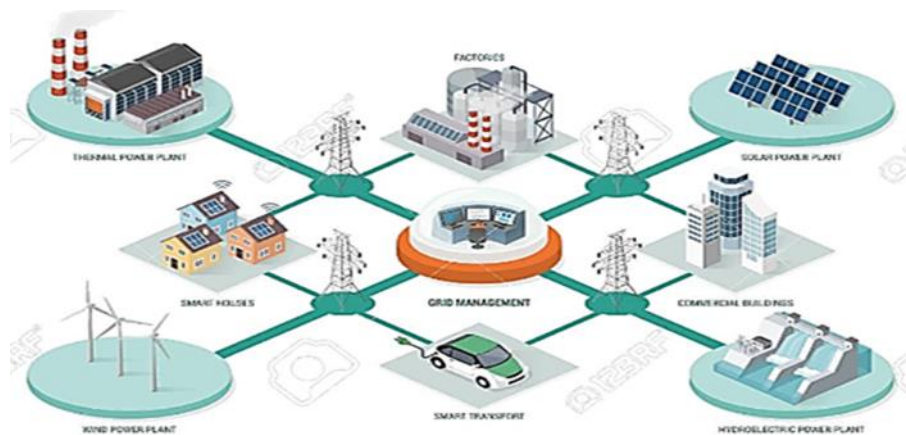
- d) **Eficiente:** Opera de forma óptima, para el mejor empleo de recursos y equipos, para satisfacer las necesidades energéticas minimizando exigencias de nuevas infraestructuras. Predictiva antes que reactiva,



sistemas de control inteligente que permitan extender los servicios, intercambio entre los diferentes representantes del mercado eléctrico, y aprovechar eficientemente la capacidad de transmisión de la red, permite satisfacer el aumento en la demanda, minimizando necesidades del desarrollo en la red.

- e) **Económico:** Permite crear nuevas oportunidades de negocio, con el ingreso de nuevos productos, servicios y mercados en el que se posibilita de nuevas funciones y servicios para los comercializadores, consumidores en el mercado, para el desarrollo de la REI.
- f) **Sustentable:** Permite integrar de forma segura, las RER y incorporación masiva de GD (Solar, Eólica, Biomasa, etc.), que se coordina en la REI, con la explotación de los recursos energéticos distribuidos en el sistema. Incorpora VE, que exigen de nueva distribución a fin de proporcionar su carga, en distintos puntos, así como disponer de una capacidad de almacenamiento, con la posibilidad que se conviertan en fuentes de generación pequeñas para las situaciones de congestión, cuando existan problemas en el abastecimiento de energía de las fuentes tradicionales.

Figura 22 - Generación Eléctrica, GD y Almacenamiento en una REI.



Fuente: (123RF, 2019).

- g) **Sostenible:** Las REI son accesibles, con el medio ambiente y es socialmente aceptada.
- h) **Tecnológico:** El empleo de tecnologías avanzadas, tales como superconductores de alta temperatura, sistemas de almacenamiento masivo,

ultra capacitores, transformadores y motores de alta eficiencia, equipos FACTS, etc. Por ende, el aprovechamiento de los recursos energéticos distribuidos en el sistema. Con la incorporación de VEs, que exigen de una nueva estructura para el suministro, en distintos puntos, así como permite disponer la capacidad de almacenamiento, con la posibilidad que las pequeñas fuentes de generación abastezcan en situaciones de congestión.

### 2.3.5. Impacto y Fiabilidad de una REI

Se han realizado muchas discusiones recientes, sobre cómo los sistemas de distribución pueden y deben verse en el futuro. Esta discusión incluye a la REI, sistema de distribución del futuro y otros. El funcionalmente, de una REI debería ser capaz de proporcionar nuevas habilidades, como la autocuración, alta confiabilidad, administración de energía, fijación de precios en tiempo real. Desde una perspectiva de diseño, una red inteligente probablemente incorporará nuevas tecnologías como medición avanzada, automatización, comunicación, generación distribuida y almacenamiento distribuido. En la tabla 3, se muestra dentro de otros el impacto y fiabilidad del suministro de las REI.

Tabla 3 - Impactos sobre la seguridad y fiabilidad del suministro en REI.

ATRIBUTO DE LA REI	SEGURIDAD DEL SUMINISTRO	FIABILIDAD
Permite incrementar la GD (renovable, cogeneración y almacenamiento).	Impacto positivo	Impacto potencialmente negativo, debe ser gestionado adecuadamente
Facilita la respuesta a la demanda (reducción del consumo en horas punta).	Impacto pequeño o despreciable	Impacto positivo
Mejora la transparencia y gestiona los mercados.	Impacto positivo	Impacto positivo
Aumento de la eficiencia energética, del sistema eléctrico para los consumidores finales.	Impacto positivo	Impacto pequeño o despreciable
Mejora de la localización y reparación de las fallas y averías en el sistema.	Impacto pequeño o despreciable	Impacto positivo
Facilita una integración masiva y gestionable de VEs.	Impacto positivo	Impacto potencialmente negativo, debe ser gestionado adecuadamente
Aumento de la necesidad una mayor seguridad en el ciberespacio.	Impacto pequeño o despreciable	Impacto potencialmente negativo, debe ser gestionado adecuadamente

Fuente: Elaboración propia.

### 2.3.6. Agentes Involucrados

El emigrar a una REI, ofrece modificar el modelo de negocio de la industria eléctrica, con el vínculo con las partes interesadas, en la que participan el Gobierno y afectan a los servicios públicos, los reguladores, las empresas de

servicios publico electricidad, tecnología y servicios, los consumidores de energía eléctrica.

### 2.3.7. Componentes de una REI

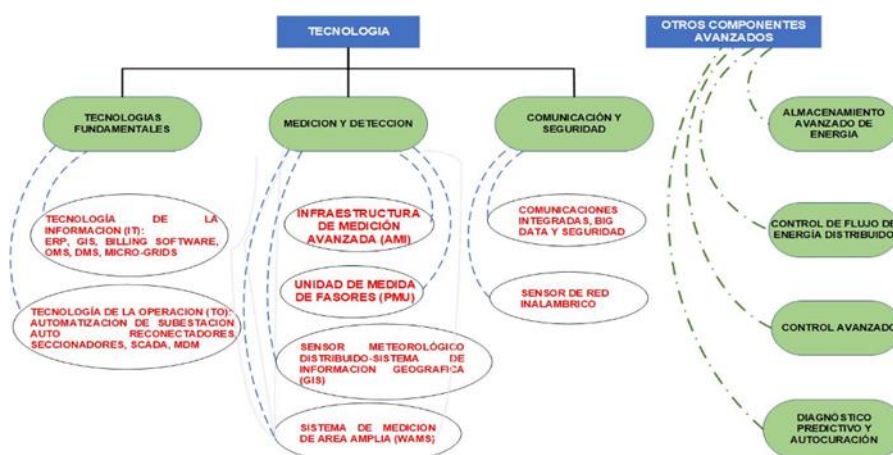
Las REI, se compone de equipos, redes, sistemas y aplicaciones, todos integrados, con la capacidad de percibir, procesar y almacenar información.

Permitiendo, ofrecer nuevos servicios a los clientes, ya no solo energía o potencia, asimismo emplean la tecnología digital para el monitoreo de la generación, transmisión, distribución y el consumo de la electricidad. A continuación, podrás conocer a detalle algunos componentes que la integran.

El mejoramiento del suministro de energía eléctrica, relacionado al progreso continuo en el avance de la tecnología de una REI, hace que el sistema de distribución de la energía sea más inteligente, eficiente y seguro.

También una REI, incluye una variedad de medidas operativas y energéticas dentro de las que se incluyen, medidores inteligentes, electrodomésticos inteligentes, energía renovable recursos y recursos de eficiencia energética junto con la aplicación de procesamiento digital, y comunicaciones a la red eléctrica, haciendo flujo de datos y gestión de la información central para la REI.

Figura 23 - Componentes de una REI.



Fuente: Elaboración a partir de (Chorghade, 2015).

#### 2.3.7.1. Tecnología

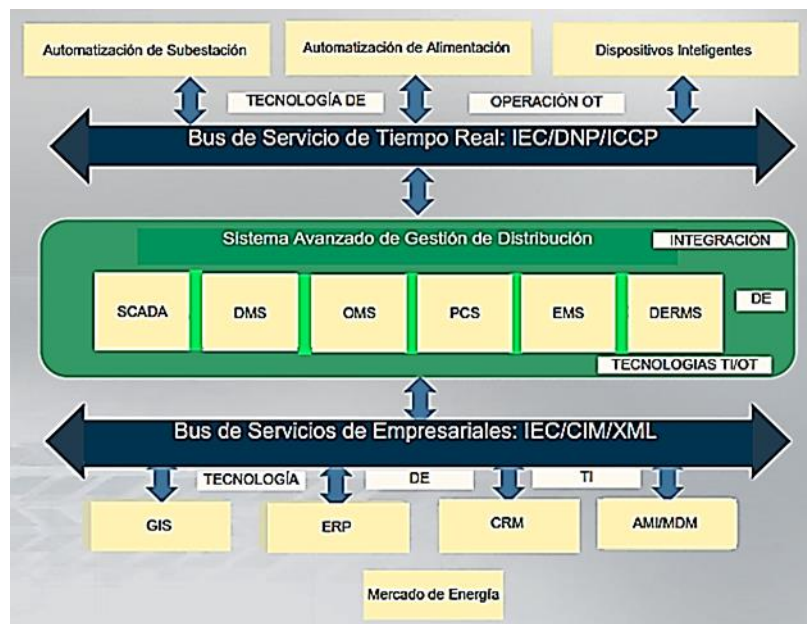
La plataforma de una REI, involucra la convergencia de la Tecnología de Operaciones (OT), que son los activos de infraestructura física de la red,

con la Tecnología de la Información (TI), en el que se ejecutan aplicaciones con una interfaz humana, que permite la toma de decisiones rápida e informada.

### 2.3.7.1. Sistema Avanzado de Gestión de Distribución (ADMS)

En las empresas de la electricidad, se mueve en la dirección de productos de software sofisticados e integrados, que pueden unificar las tecnologías de operación (OT) y las tecnologías de la información (IT) en una plataforma única.

Figura 24 - Arquitectura de una ADMS.



Fuente: Elaboración propia.

La ADMS, es una solución moderna y completa, para la gestión, el control, la supervisión, el análisis, la optimización, la planificación, las simulaciones y la formación de redes eléctricas, aplicable a todos los niveles de tensión, desde la baja tensión hasta la transmisión. Es un sistema de control inteligente, totalmente integrado para las utilidades, en el que se integra módulos en una sola plataforma para un funcionamiento perfecto de los sistemas de energía los cuales son:

#### a) Integración de Tecnologías (IT/OT)

La integración de TI/TO, permite a las organizaciones de distribución

a mantener, a las partes externas interesadas con una mejor información sobre su servicio eléctrico. Se menciona con el avance tecnológico, esta integración ha mejorado las cuales entre otros se puede mencionar: Obtención de datos a distancia con las comunicaciones, Arquitecturas estándar de TI, Integración de aplicaciones, Modelización e integración de datos, Informática móvil y acceso a datos dentro de los cuales son:

- 1) Control remoto y monitoreo y administración de redes dinámicas (SCADA).
- 2) Modelo matemático avanzado, simulaciones, análisis, optimización y planificación de la red de distribución (DMS).
- 3) Modelo matemático avanzado, simulaciones, análisis, optimización y planificación de la red de transmisión (EMS).
- 4) Flujo de trabajo integral de interrupciones planificadas y no planificadas (OMS).
- 5) Control y gestión de unidades de generación (PCS).
- 6) Gestión de recursos energéticos de distribución (DERMS).
- 7) Una plataforma de TI unificada (sistemas operativos, ciberseguridad, administración).
- 8) Una interfaz de usuario (fácil de usar e intuitiva para todas las funciones).
- 9) Una base de datos (versiones del modelo, series de tiempo, historial de operaciones, etc.).
- 10) Un modelo de red (desde bajo voltaje hasta voltajes extra altos).
- 11) Un lugar para toda la configuración y administración del sistema.
- 12) Unos procedimientos y procesos de mantenimiento.

## **b) Tecnología de Información (TI)**

Se relaciona habitualmente, con sistemas de información administrativa (softwares) empleados, para realizar transacciones del tipo comercial, como contabilidad fiscal, costos, facturación, cobro, seguimiento y depreciación de recursos, registros de recursos humanos. A frecuentemente implica la introducción manual de datos, y con los recursos informáticos han tendido a centrarse en las oficinas, salas de servidores y centros de datos de la empresa. Se puede mencionar las siguientes:

**1) ERP (Planeamiento de Recursos Empresariales);** sistema de gestión de información, que automatiza las prácticas del negocio agrupadas con los aspectos operativos, o productivos de una empresa, fundamentalmente es una arquitectura de software para empresas.

**2) GIS (Sistema de Información Geográfica);** sistema que integra la tecnología informática, personas e información geográfica, y cuya principal función es capturar, analizar, almacenar, editar y representar datos georreferenciados (localización geográfica única y definida en un sistema de coordenadas y datum específicos). Es necesario entonces que el GIS, tenga actualizada la base de datos con el objeto de tener una correlación exacta entre las instalaciones del cliente y del sistema eléctrico por lo cual el GIS, debería ser casi perfecto en lo relacionado al sistema eléctrico.

**3) CRM (Gestión de Relaciones con los Clientes);** aplicación que permite centralizar en una Base de Datos única, todo el intercambio de datos entre una empresa y sus clientes.

**4) Billing software (Software de Facturación);** solución que permite aplicar tarifas, realizar la facturación y gestionar todo el proceso de cobranzas, en organizaciones con una facturación masiva, incluyendo facturación y entrega electrónico.

**5) OMS (Sistema de Gestión de Cortes de Suministro);** solución

completa y rentable, que ayuda a reducir la duración de las fallas en el suministro, al localizarlos más rápido, con la mejor información para administrar la respuesta, utilizando el estado actual de la red con un motor de predicción avanzado, que facilita la predicción a fin de responder a las fallas en el suministro con la información más eficiente, los distribuidores disponen de la información en tiempo real sobre el estado de la red, para evaluar con precisión la manera que como afecta la falla del suministro, a los consumidores para priorizar las respuestas, asignar equipos de trabajo con eficacia, determinar las mejores posibilidades de retroalimentación.

**6) DMS (Sistema de Gestión de Distribución)**, software de gestión técnica de las redes de distribución de electricidad. El objetivo principal del programa, es el análisis del estado de la red, basado en de supervisión tipo SCADA. Pero si en el caso de no estar disponible tal sistema, la DMS funciona adoptando las estimaciones de carga obtenidas por otras fuentes, para estudiar el comportamiento de la red.

### **c) Tecnología de Operaciones (OT)**

Se asocia comúnmente, con los dispositivos instalados sobre el terreno y conectados al sistema de distribución, a la infraestructura para supervisarlos y controlarlos. Esto incluye sistemas basados en centros de control tales como SCADA y DMS. La mayoría de las comunicaciones se realizan de dispositivo a dispositivo, o de dispositivo a ordenador, con una interrelación humana algo pequeña.

#### **(1) Automatización de subestación (S/S Automati3n);**

Componentes críticos de la red eléctrica, incluidos en los sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad, donde el voltaje es convertido a un nivel bajo o alto a través de un transformador. tenga comunicaci3n bidireccional. En este caso, cada dispositivo en su ubicaci3n podr3a solicitar asistencia si

tuviera problemas. En general las funciones principales son las siguientes:

- (1) Transformación del voltaje.
- (2) Puntos de conexión para la transmisión y distribución en las líneas de potencia.
- (3) Conmutador para la configuración del sistema de transmisión y/o distribución eléctrica.
- (4) Centro de control para el monitoreo.
- (5) Protección de las líneas de transmisión y dispositivos.
- (6) Comunicación con otras subestaciones y/o centros de controles regionales.
- (7) Si en un componente crítico de una subestación, como es el transformador, se sobrecarga o se sobrecalienta, este enviará un mensaje a la estación de monitoreo, recibida la información la energía se pueda redirigir, hasta que se le realice una inspección a la subestación, o en su efecto al transformador. El monitoreo, también podría activar de forma remota al transformador, con el software de diagnóstico adecuado, se determine su estado actual, así como su eficiencia de ser el caso.
- (8) **Auto reconectores**; interruptor automático, utilizado para abrir y luego volver a cerrar después, de un evento de sobrecorriente, en una línea de distribución de voltaje (media tensión).
- (9) **Seccionadores**; dispositivo de apertura de circuito autónomo, que se abre automáticamente en el circuito eléctrico principal, después de detectar y responder a un número predeterminado de eventos sucesivos de impulsos de la corriente principal.



- (10) **SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)**; es una aplicación y/o software, diseñada para funcionar en computadoras para el control de la producción, proporciona una comunicación entre los dispositivos instalados de campo (controladores autónomos, autómatas programables, PLC, etc.), controla el proceso de forma automática, desde la pantalla de la PC. Asimismo, suministra la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto en el mismo nivel de ubicación, como en el nivel superior (supervisores, control de calidad, mantenimiento, etc. dentro de la empresa).
- (11) **MDM (Gestión de Datos Maestros)**; es la encargada de recibir, almacenar los datos obtenidos de los sistemas eléctricos, en las infraestructuras eléctricas, validando y procesando sus lecturas y brinda diversas opciones para su utilización, realizando su análisis de ellos. Las grandes cantidades de datos, proporcionados por los sistemas de medición inteligente, principalmente datos del consumo de electricidad, que son registradas en la infraestructura de medición avanzada (AMI). Sin embargo, es un componente de la REI, que realiza la integración de los adelantos en ingeniería eléctrica, como el de almacenamiento energético, con las TIC'S instaladas en la red realiza el análisis de los datos directamente en los medidores avanzados.

#### **d) Conexión de las Comunicaciones en la ADMS**

La ADMS, está conectado a sistemas (TO), en tiempo real a través de los protocolos IEC 104 o DNP.3 o IEC 61850, procesando datos de operación de alta velocidad.

Por otro lado, la ADMS está conectado a los sistemas de TI de la

empresa, procesando activos y otros datos necesarios para formar el modelo de datos en la ADMS. El modelo es un modelo de datos de red, en la que la energía es orientada a objetos como el Modelo de Información Común (CIM), extendido con clases y atributos adicionales necesarios para los algoritmos, para sus representaciones gráficas. Su integración con los sistemas de TI se basa en:

- 1) IEC 61968: base para desarrollar estándares, de carga útil de mensajes para el intercambio de información entre sistemas y aplicaciones independientes, relacionados con la gestión de distribución y las operaciones de mercado.
- 2) IEC 61970: base para el intercambio de modelos de red, de sistemas de energía que se utilizan en sistemas de gestión de energía y sistemas de mercado.

### e) Aplicaciones Analíticas en la ADMS

El sistema se basa en el modelo de red y consta de un número de aplicaciones compatibles entre sí, organizadas como bibliotecas modulares. Dicha organización proporciona una actualización individual muy simple, con extensión con nuevas aplicaciones, las aplicaciones se pueden agrupar de la siguiente manera:

Figura 25 - Aplicaciones de ADMS en Energía Eléctrica.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Ke, 2019).

### 2.3.7.2. Avances Tecnológicos en la Convergencia de los Sistemas TI y TO

Los avances en la integración, de los sistemas TI y TO dentro de otros los más resaltantes son:

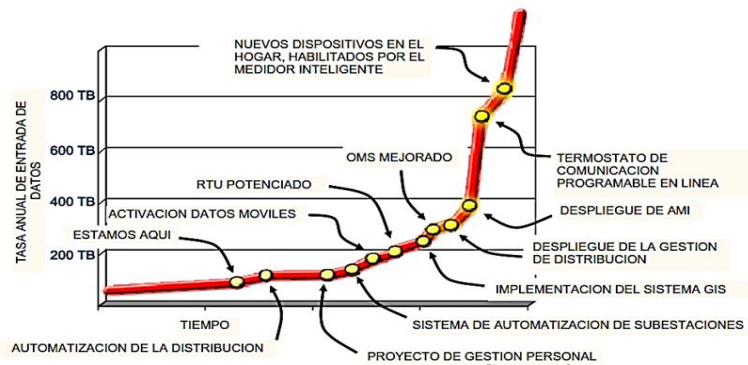
- a) Comunicación de datos a distancia.
- b) Los costos de transmisión y recepción de los datos operativos, están disminuyendo. Las comunicaciones son más rentables, debido al mayor ancho de banda entre el centro de control y los dispositivos de campo remotos, como las redes troncales transmiten en gigabits, los radios de ethernet son inalámbricas, permiten el retorno de las comunicaciones de los datos de la TI en la organización. Las redes instaladas para la AMI, que no usaban la banda ancha, ahora se están potenciándose para la supervisión de las operaciones, y en el control.
- c) Arquitecturas estándar de la TI.
- d) Las tecnologías de operación, como son la SCADA, DMS y OMS, han utilizado plataformas estándar de TI, incluido el software basado en Windows y/o Linux y son ejecutadas en redes aptas para IP. Permiten que las organizaciones con las TI, gestionen económicamente dichos recursos, en razón que estos sistemas se pueden configurar, supervisar mediante recursos estándar en la administración de las redes. El aumento en la velocidad, en los chips y de la mayor capacidad de los discos duros, se hace posible su empleo en las redes, así como con la disminución de costos en los dominios de la TO y TI. Favorece que, con la disponibilidad económica necesaria, se realice una automatización mayor, en las redes de distribución, como para el análisis de los datos avanzados.
- e) Integración de las aplicaciones.
- f) Las tecnologías disponibles, en la integración de sistemas han evolucionado considerablemente. El middleware (software que se sitúa entre un sistema operativo y las aplicaciones), de mensajería de publicación/suscripción en tiempo real permite la aplicación de algunos de los principios de Integración de Aplicaciones de Empresas

(EAI), en las operaciones de distribución.

- g) La tendencia para vincular muchas aplicaciones de TI y TO, es el desarrollo de servicios de Internet con una arquitectura orientada a los servicios, aunque una arquitectura de sistema híbrido en la que existan otras interfaces, como la de punto a punto, será la inversión económica para determinadas aplicaciones.
- h) Las tecnologías de integración de aplicaciones siguen progresando, facilitando aún más la convergencia TI/TO.
- i) Modelización e integración de datos.
- j) Se han empezado a emplearse normas de interoperabilidad, elaborado por IEC e IEEE. Esto incluye la IEC 61968, el Modelo de Información Común (CIM) para la gestión de la distribución. El CIM cubrirá diversos aspectos de operaciones de distribución, la AMI para los recursos de energía distribuidos y respuesta a la demanda. La maduración de dichas normas, es fundamental para facilitar aún más la convergencia TI/TO.
- k) La Informática móvil y el acceso a datos.
- l) La ampliación, inspección, explotación y mantenimiento de una infraestructura de recursos distribuidos, en que los procesos del trabajo de distribución se basan en el trabajo de campo.

El ascenso de la informática móvil, que facilita el acceso a datos, fotografía, vídeo digital produce cambios importantes en las actividades en la distribución, tales como la conmutación, inspecciones, diseño, conocimiento de circunstancias, historial del funcionamiento de los equipos, evaluación de daños, optimización de recursos de campo y seguimiento de inventario. La facilidad de acceder en el terreno, a los datos operativos algunos de los cuales se obtendrán en tiempo real.

Figura 26 - Capacidad de datos de campo en una REI.



Fuente:

Elaboración propia a partir de (Amin, 2008).

### 2.3.8. Medición y Detección

Componentes esenciales en una REI, las tecnologías avanzadas de detección y medición adquirirán, y transformarán los datos en información para mejorar los múltiples aspectos en la gestión del sistema de energía. Mejora las mediciones del sistema de energía y permite la transformación de datos en información. Evalúa la salud de los equipos, la integridad de la red, apoya la retransmisión de la protección avanzada. Permite la elección del consumidor, en respuesta a su demanda, ayudando a aliviar la congestión en la red.

#### 2.3.8.1. Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

Una red AMI, está compuesto con equipos de medición (apoyados en las redes confiables de comunicaciones bidireccionales y adaptables), así como sistemas que hacen posible el registro, la lectura y el tratamiento amplio del conjunto de medidas de energía y de la calidad de la red. Consta de nuevos sensores, redes de comunicación, sistemas de gestión de datos que se utilizan para una REI, proporcionando nuevas capacidades a las empresas de servicios públicos y a los clientes. Un sistema AMI, está compuesto por sensores, medidores inteligentes, sistemas de gestión de datos de medidores (MDM), comunicación de área amplia y redes de área doméstica (HAN), La AMI realiza las siguientes operaciones:

- a) Los medidores inteligentes equipados, con capacidades de monitorear la calidad de la energía, permitiendo una detección,

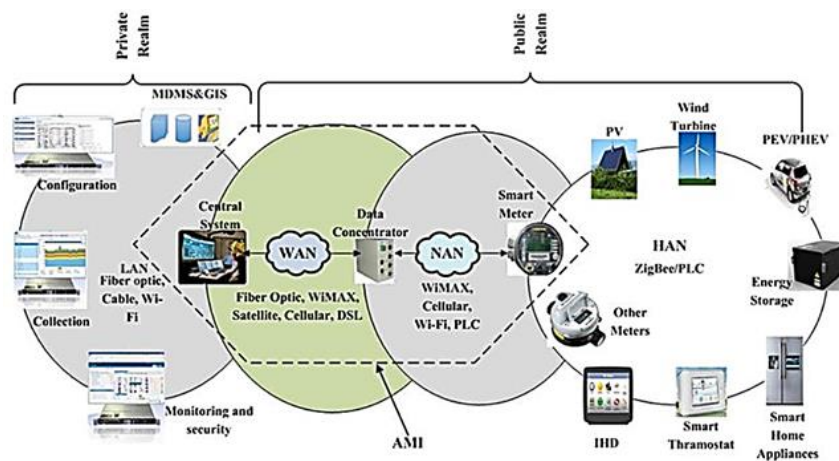
diagnóstico y resoluciones más rápidos al presentarse problemas en la calidad de la energía.

- b) AMI proporciona la autocuración, al ayudar a los sistemas de administración de realizar interrupciones al detectar, y localizar las fallas de manera rápida y precisa.
- c) Las opciones de generación, y almacenamiento de energía a nivel del cliente, pueden ser monitoreadas y controladas. Los datos de información que proporcionan la AMI, es necesaria para mejorar en gran medida en la gestión de los activos y para las operaciones.
- d) Antes de AMI, las empresas de servicios públicos generalmente sabían de interrupciones, cuando los clientes informaban los problemas. A menudo, se enviaron equipos de reparación solo para encontrar problemas en el lado del cliente en el medidor.
- e) Una solución AMI, proporciona notificación automática de interrupciones. Por ejemplo, los medidores inteligentes alertan a la empresa de servicios públicos, cuando un cliente pierde energía. Esto ayuda a detectar interrupciones rápidamente.
- f) Un sistema AMI, también registra y envía con precisión mensajes en nombre de cada medidor, y sensor cuando se restablece la energía después de un corte para que las empresas de servicios públicos, puedan ver si se han restablecido las interrupciones.
- g) La implementación de AMI, reduce la necesidad de lecturas diarias del medidor, ya que las lecturas se toman de forma automática y regular.
- h) Los técnicos de medidores, solían ser la primera defensa contra el robo de energía. Los nuevos sistemas, llenan este vacío con herramientas de análisis incorporadas, para detectar posibles robos o alteraciones.
- i) Al analizar los datos, en tiempo real y compararlos con las tendencias

históricas del mismo medidor o clientes similares, en los sistemas MDM pueden identificar, patrones que pueden sugerir robo o manipulación.

El sistema genera automáticamente, informes de trabajo para que los administradores de campo investiguen. Los sistemas MDM, pueden vincularse con los sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA).

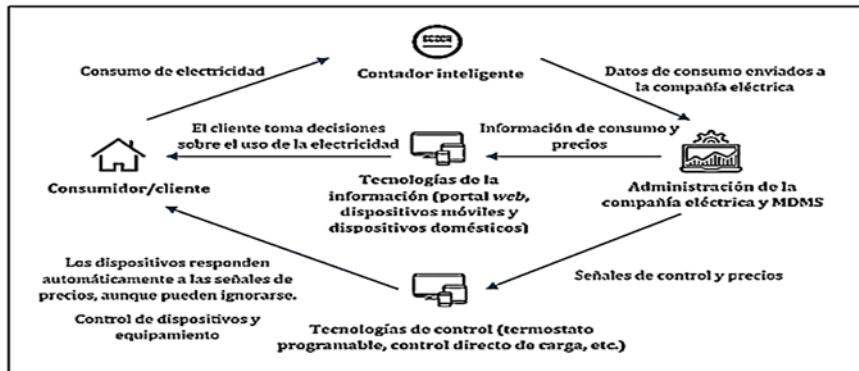
Figura 27 - Descripción general de los componentes y redes de AMI.



Fuente: (T. N. Le, 2016).

La arquitectura general de AMI, está integrada en un contexto más amplio de la generación de energía, transmisión, distribución y cliente utilizando la red; HAN, NAN y WAN. El medidor inteligente es un dispositivo clave, para los consumidores porque es responsable de monitorear y registrar el consumo de energía de los electrodomésticos. HAN proporciona conexiones entre electrodomésticos, otros sistemas integrados como el sistema fotovoltaico, sensores distribuidos, vehículo eléctrico enchufable / vehículo eléctrico híbrido enchufable, pantalla en el hogar (IHD), termostato inteligente, etc., el medidor inteligente. La comunicación entre estos componentes, se pueden utilizar las comunicaciones por línea eléctrica (PLC), o las comunicaciones inalámbricas, como ZigBee, LowPAN, Z-wave y otras.

Figura 28 - Esquema del funcionamiento de AMI y sistemas del cliente.



Fuente: (Sánchez, 2018).

### 2.3.8.2. Unidad de Medida de Fasores (PMU)

Dispositivo que mide formas, de onda eléctricas en la red eléctrica, en grandes sistemas de energía, se utilizan para obtener información precisa y rápida en caso de apagón. La tasa de error de la información conseguida es muy baja. En caso de falla de la energía, gracias a la información recibida la interrupción puede ser intervenida de manera rápida y segura, proporcionan la información a los operadores, planificadores, para medir el estado de la red eléctrica a fin de administrar la calidad de la energía. Son dispositivos, de medición de cuadrícula precisos, que realizan mediciones con una frecuencia de hasta 30 veces por segundo, su tarea principal es, distinguir los componentes básicos, y que componentes fundamentales se encuentran en la frecuencia, con el fin de determinar qué fase es la defectuosa. Las mediciones están marcadas, en el tiempo a una referencia de tiempo, común proporcionada a través de satélites de rastreo (GPS). Las marcas de tiempo de Hora Universal Coordinada (UTC), permiten que los datos de las diferentes utilidades se sincronicen, y combinen para brindar una visión integral de todas las utilidades afectadas, proporcionan información más precisa para su análisis, en la figura 29 se muestra la aplicación de un PMU.



Figura 29 - Aplicación de un PMU.



Fuente: Elaboración propia.

### 2.3.8.3. Sensor Meteorológico Distribuido

Son sensores con inteligencia incorporada e implementada en la REI, en el que se incluyen sistemas de medición de temperatura, sensores de presión, sensores de humedad, radiación solar ampliamente distribuida, velocidad del viento, fenómenos naturales, estaciones meteorológicas, para mejorar la previsibilidad de las energías renovables, afecten continuamente la confiabilidad y disponibilidad de los sistemas, la innovación tecnológica para predecir los rayos se basa en el desarrollo de algoritmos, que gestionan, almacenan y utilizan eficazmente los datos de predicción de los rayos, los sistemas de energía, comunicaciones y las tecnologías de la información deben ser coordinados como un sistema único e integrado, siendo herramienta eficaz para una gestión eficiente de la energía.

### 2.3.8.4. Sistema de Información Geográfica (GIS)

Sistema que permite que la calidad, de los datos que existe debe ser excepcional dado que no es aceptable, tener datos incorrectos en un sistema que controla automáticamente el sistema de distribución eléctrica. Los errores pueden ocasionar, cortes de mayor tiempo y/o pudiendo ocasionar accidentes. Las necesidades de datos, para las operaciones de las REI, sugieren que se debe medir el tiempo que toma, un cambio que se refleja en el sistema a medida en el que el tiempo aumenta, hace que el riesgo salga mal. Es necesario entonces que se tenga actualizada, la base de datos con el objeto de tener una

correlación exacta entre las instalaciones, del cliente y del sistema eléctrico por lo cual debería ser casi perfecto todo el sistema eléctrico.

Figura 30 - Aplicación de una GIS.



Fuente: (Tanael, 2019).

### 2.3.8.5. Sistema de Medición de Área Amplia (WAMS)

Es un sistema de aplicación integrado, que monitorea y analiza el estado de una red eléctrica mediante, la aplicación de medición de fasores síncronos y tecnologías modernas de comunicación, de modo que la red eléctrica está bajo control y funciona en tiempo real. La figura 31 se muestra un diagrama, de estructura simplificado de WAMS, incluyendo subsistema centrado en PMU, comunicación de área amplia de red, sistema de plataforma de datos maestros compuesto de datos concentradores y sistema de análisis de la estación central compuesto por una serie de paquetes de software de análisis de datos en línea y fuera de línea. Entre ellos, el software del subsistema incluye procesamiento fasorial algoritmos, estimación integrada de errores, algoritmo de compensación y algoritmo de cálculo eléctrico y de campo magnético (EMF).

Figura 31 - Estructura simplificada de una WAMS.



Fuente: Elaboración propia.

La tecnología de medición de área amplia, basada en PMU se han aplicado ampliamente, en muchas áreas durante más de una década:

- a) Análisis de vibraciones en línea de baja frecuencia. A medida que se expande una red eléctrica y aumenta la potencia de transmisión, baja frecuencia. La oscilación entre áreas se ha convertido en una seria preocupación para muchos sistemas de energía interconectados. Para que la WAMS lo discrimine en tiempo real, es necesario tener un componente de oscilación fuerte y de amortiguación débil a una frecuencia entre 0.2 y 2.5 Hz, de lo contrario, no se puede enviar una advertencia. Al mismo tiempo, las áreas anormales deben marcarse en el gráfico regional de la red eléctrica y en la plataforma para activar el registro en los de datos actuales. En el análisis en línea, WAMS debe proporcionar datos como una plataforma de datos en tiempo real, y discriminar en qué unidad la vibración está teniendo lugar en el centro de datos. Al final, se deben sacar conclusiones.
- b) Medición del valor real sin modificación. Cuando el sistema no es demasiado grande, puede usarse para medir valores reales sin la necesidad de modificar el programa original. De lo contrario, el incremento de datos WAMS se usa para medir la redundancia, para mejorar la precisión. Por lo tanto, cómo evaluamos cuando el estado es crítico, esta función puede combinar un fasor síncrono medido por WAMS, con los fasores tradicionales de SCADA y RTU, para mejorar la velocidad y la precisión de la evaluación y su estado.
- c) Control no continuo y continuo del sistema de energía eléctrica. El control continuo de un sistema de energía eléctrica, es similar al interruptor de protección para un reactor de conmutación, y un condensador. Ya que el contenido de la salida del controlador no corresponde a la entrada, y la continuidad en la entrada no es estrictamente necesaria, por lo que es relativo la información, la medición es fácil de adquirir a través de la WAMS. Por ejemplo, el sistema de control de voltaje y estabilidad del área amplia, en el

control de la retroalimentación es realizado por la WAMS, en que el disparo de la generación y en el dispositivo de compensación reactiva, se realiza dependiendo de la respuesta en el tiempo real del sistema de energía eléctrica, continuo su control de la energía eléctrica es un método de control similar al generador de excitación o gobernanza. Gracias a la WAMS, la señal de entrada del control de área amplia va más allá de los límites locales, por lo que el objetivo es un modo de oscilación de Baja Frecuencia (LF), entre áreas además de la señal de área amplia refleja de alguna manera la variación en la estructura del sistema y en el modo de operación, por lo que el controlador de área amplia es auto adaptativo en sí mismo.

d) Medición de la distancia, entre extremos dobles en una protección de relé. El WAMS, recopila la información como base, y se actualiza al centro de despacho a través del sistema de comunicación. La PMU, aprovecha un reloj de la GPS síncrono, para que mida todos los nodos, y las cantidades de estado en la línea, para convertir a todas las cantidades de estado en coordenada, de tiempo por la sincronización de la GPS. Como la GPS hace posible del reloj síncrono sea preciso, al que finalmente realiza con el método de medición, en la que su precisión de la distancia de muestreo síncrono es el doble del extremo. Esto calcula la distancia de falla, de acuerdo con el voltaje y la corriente de la PMU, en los extremos de la línea, para ubicar la falla con precisión. Este sistema cubrirá todas las subestaciones cuando los WAMS, se monten en por todas partes del sistema, para que no falla el equipo en operaciones prácticas. Dado que la PMU tiene un precio relativamente alto, cómo para combinar el sistema de información de fallas con la WAMS debe tenerse en cuenta.

e) Protección de área amplia, este concepto de área amplia se introdujo y definió por primera vez en la Conferencia Internacional CIGRE, sobre sistemas eléctricos de alta tensión de gran tamaño. Dependiendo de la información de energía eléctrica, con la

eliminación rápida, confiable y precisa de las fallas, se analiza la influencia de la eliminación de las fallas para la seguridad del sistema, junto a la toma de medidas de control para mejorar la capacidad disponible y/o la confiabilidad del sistema de la línea de transmisión.

El sistema WAMS, se ha desarrollado rápidamente en los últimos años, además de aplicaciones avanzadas, y otras funciones de WAMS (como estimación de parámetros de línea, predicción de estabilidad del ángulo del rotor, control de humedad, control de estabilidad de voltaje, análisis y control transitorio del sistema de energía eléctrica y control de frecuencia), es ampliamente utilizado.

### 2.3.9. Comunicación y Seguridad

Las comunicaciones, ante el progresivo avance de las tecnologías orientadas a la S/S Automatización, y la Automatización de la Distribución (DA), de los sistemas de gestión para los clientes (AMI), se requieren de redes y enlaces de telecomunicaciones cada vez más rápidos, flexibles y confiables. Las redes de telecomunicación, se consideran de trascendental importancia para el transporte de los datos, por lo que se deben contar con una alta disponibilidad a fin de garantizar, su efectivo transporte de la información desde los dispositivos de campo, hasta los centros de control en el momento que sea necesario. El diseño de la REI, está relacionado con los estándares abiertos, como es el modelo OSI (Interconexión de Sistemas Abiertos), modelo principal para las comunicaciones de una REI, consta de siete capas, tal como se muestra en la figura 32.

Figura 32 - Modelo OSI de comunicaciones de una REI.

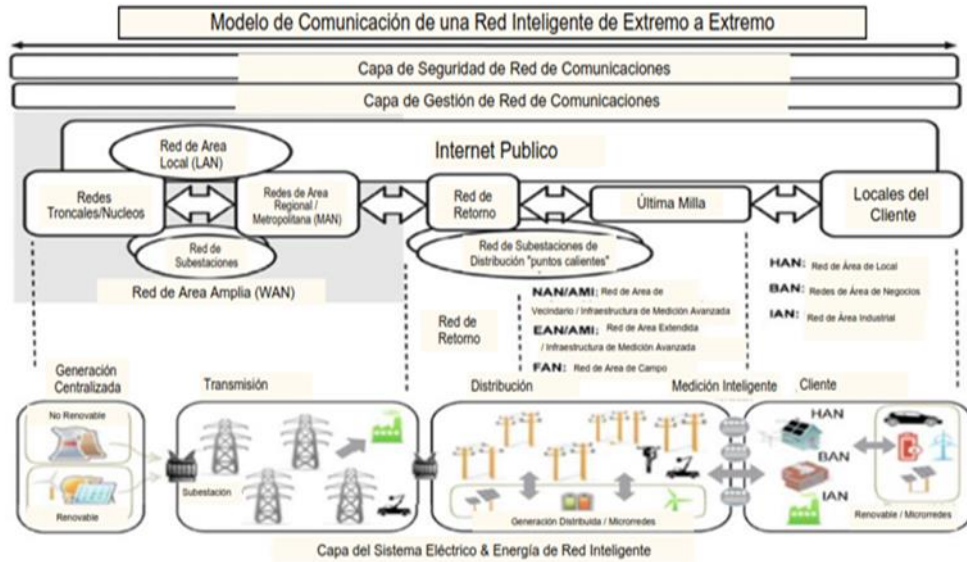
MODELO OSI			
	Unidad de Datos	Capa	Función
Capas del Host	Datos	7. Aplicación	Proceso de red a la aplicación
		6. Presentación	Representación de datos, cifrado y descifrado, convierte datos dependientes de la máquina en independiente
		5. Sesión	Comunicación entre hosts, administración de sesiones entre aplicaciones
	Segmentos	4. Transporte	Conexión de extremo a extremo, confiabilidad y control de flujo
Capa de medios	Paquete/datagrama	3. Red	Determinación de ruta y direccionamiento lógico
	Frame	2. Enlace de datos	Direccionamiento físico
	Bit	1. Físico	Medios, señal y transmisión binaria

Fuente: Elaboración propia.

Este modelo es un desafío, en el contexto de la REI como consecuencia a la gran cantidad de componentes intercalados, no siempre es posible una delimitación clara entre las capas que se componen el modelo OSI. En la primera capa, existen protocolos de comunicación (Wifi, PLC – BPL, Radiodigital, ADSL / HFC, GPRS / 4G ZigBee y WiMAX), los cuales aparecen en varias arquitecturas de la REI. La protección en esta capa, se basa en las protecciones físicas que reducen las deficiencias en los protocolos. La capa de enlace de datos, contiene protocolos ya establecidos, como el de Ethernet. Su arquitectura de seguridad, incluye la configuración VLAN que sirven para cambiar, proteger los puertos de medición y segmentar la red utilizando los firewalls. La IP, claramente es el estándar dominante de la capa de la red. Para esta capa, concurren regulaciones diseñadas para prevenir la manipulación y alteración de las rutas de los datos. La capa de transporte, contiene IP, TCP y UDP, las cuales tienen ciertas funciones de protocolos SSL/TLS. En esta capa se emplean mecanismos de control para el establecimiento de las sesiones, así como la inspección de paquetes por el firewall. Para las últimas tres capas, sesión, presentación y aplicación, es muy difícil de separarlas en el contexto de la REI. Estas capas contienen funciones SSL/TLS, como también protocolos HTTP y NTP, donde se requiere una importante consideración en la seguridad.

Las redes de telecomunicaciones, por fibra óptica cuentan con sistemas de respaldo, inalámbricos (sistemas de radio punto a punto o punto multipunto, sistemas Wifi o WiMax, Microondas, Enlaces Satelitales, etc.), con el fin de garantizar la disponibilidad y confiabilidad de la red. La tendencia es contar con redes IP para el transporte de los datos, sin embargo, este tipo de redes puede presentar congestión en momentos en los que se presenta un gran volumen de información, es aquí donde las redes de telecomunicaciones tienen el reto de ser lo suficientemente inteligente para permitir la priorización de los datos importantes (por ejemplo, datos de tiempo real) y retardar el envío de los datos menos importantes.

Figura 33 - Infraestructura de comunicaciones para una REI.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Hernández, 2011).

La REI está diseñada, para adaptar tecnologías avanzadas de comunicación de redes eléctricas existentes. Por lo tanto, al ser bidireccionales las comunicaciones, se puede adaptar las tecnologías avanzadas de comunicación en las redes eléctricas existentes, por lo tanto, al ser bidireccionales las comunicaciones, es necesario diseñar e implementar una nueva infraestructura de comunicación, para convertir la red disponible en una red inteligente. Se han propuesto varias soluciones, en los últimos años para asegurar que la red inteligente sea confiable y potencialmente resistente al ataque de los ciberataques. Se mencionan los estándares utilizados en las REI, para su seguridad cibernética, la REI al utilizar se debe proteger contra los ataques cibernéticos, (criptografía, control de acceso, firewalls). Para lograr esto y minimizar el tiempo de autocuración del sistema, se emplea el modelo de Programación Lineal Entera [ILP], en él se opera con un algoritmo intuitivo para reducir la complejidad en los cálculos.

Tabla 4 - Ataques maliciosos en una REI.

SEGÚN AMENAZA	OBJETIVO DE SEGURIDAD AFECTADO	¿ACTIVO O PASIVO?	EJEMPLOS
Intercepción (cuando personal no autorizado obtiene acceso a datos, dispositivos o componentes del entorno cibernético)	Confidencialidad	Pasivo (por lo general no puede ser detectado, pero puede ser prevenido con criptografía)	Denegación de servicios (o DoS, Denial of service <sup>®</sup> ), espionaje, monitoreo de tráfico de datos
Modificación (cuando se obtiene acceso y se realizan modificaciones a datos, dispositivos o componentes del entorno cibernético de forma deliberada e ilegal)	Integridad	Activo (puede ser detectado con criptografía)	Modificación de señales de control, modificación de datos de sensores, modificación de información (por ejemplo, utilización de energía)
Interrupción (cuando datos, dispositivos o componentes del entorno cibernético son destruidos o convertidos en no disponibles con el objetivo de retrasar, bloquear o perjudicar la comunicación en la red inteligente)	Disponibilidad	Activo (puede ser detectado, pero por lo general no se previene)	Eliminación de enrutamiento, interferencia de enlaces de comunicaciones, modificación de software para evitar ejecución precisa, borrado de datos
Fabricación (cuando personal no autorizado inserta objetos (por ejemplo, datos o componentes) falsos en el sistema)	Autenticidad	Activo (puede ser detectado con criptografía)	Ataques por saturación, inserción de señales de control falsas, inserción de transacciones financieras falsas con fines de lucro

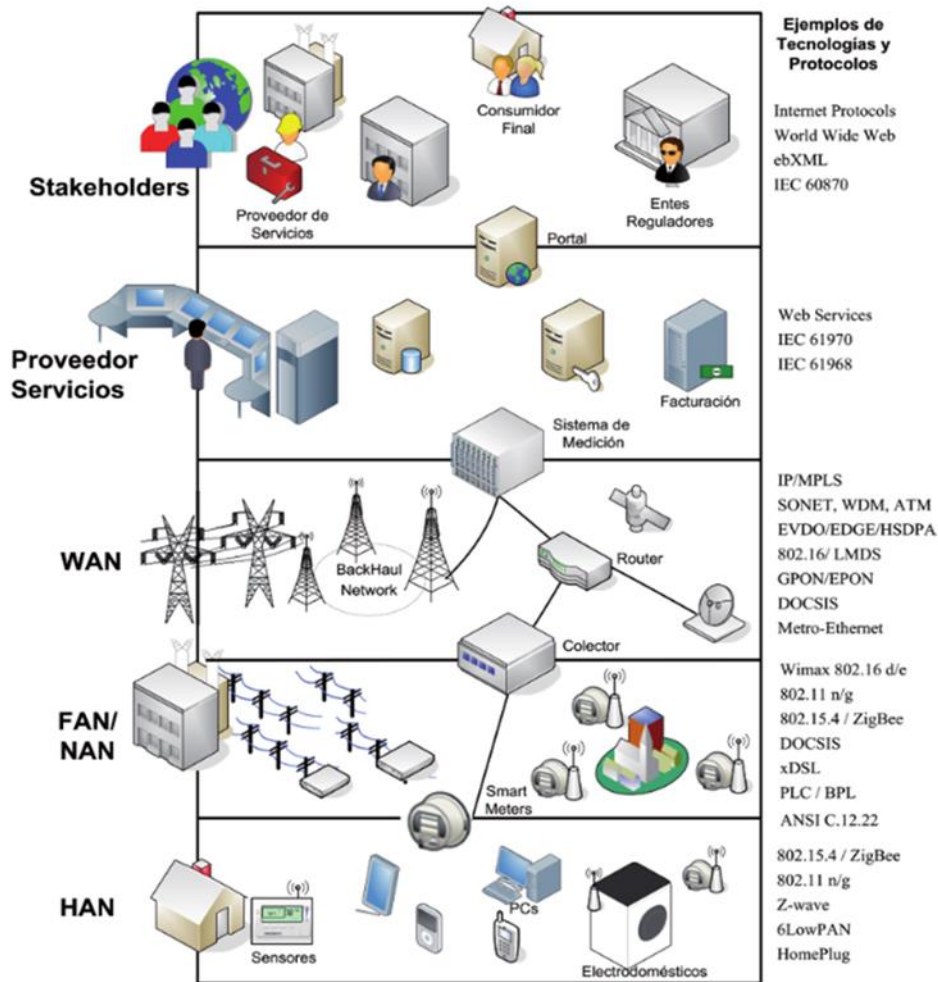
Fuente: Elaboración propia.

### 2.3.9.1. Comunicaciones Integradas

Las comunicaciones de alta velocidad, bidireccional y totalmente integrada. Si no existe una red de comunicaciones integrada de este tipo, no se puede lograr ninguna característica de la REI, siendo necesario el de soportar, adquisición de datos, protección además el control automático de la distribución inteligente. A fin de satisfacer, la demanda de la red de información y comunicación, se requiere construir una red de comunicaciones de alta velocidad, bidireccional y totalmente integrada que pueda proporcionar un acceso flexible de servicios múltiples, como métodos ubicuos de acceso a la información, comunicación en cualquier momento y lugar desde cualquier dispositivo, el servicio debe proporcionar la seguridad de la información en la comunicación, el de "conectar y usar" para sistemas inteligentes o equipos inteligentes en una REI.



Figura 34 - Mapeo de estándares y tecnologías de segmentos de una REI.



Fuente: (Hernández, 2011).

La figura 34 proporciona, una descripción de alto nivel del ecosistema de la REI. Su objetivo es garantizar, una adecuada interoperabilidad entre todos los dominios, específicamente entre los sistemas de información y las tecnologías de comunicaciones, de manera que todos los stakeholders (proveedores de servicios públicos, clientes, entes reguladores, etc.) puedan interactuar con el sistema y participar en el cumplimiento de las metas sociales, así como del negocio propuestos alrededor de la REI. Para garantizar dicha participación, y ser parte de una red HAN en la que los consumidores, podrán instalar monitores y controles, en la que, a través de la red del proveedor de servicios de energía, que forma parte de la infraestructura de comunicaciones,

potencia, pueda acceder a las aplicaciones de los proveedores de servicios. En cada uno de los dominios. Debido a la cantidad de equipos, en la red de distribución y su amplia distribución geográfica, con nodos dispersos, en un entorno operativo hostil con una distribución desigual, el esquema de comunicación tiene requisitos más especiales impuestos. Los modos de acceso a la red de distribución, pueden variar con la cobertura de la red de comunicación en diferentes regiones. Las condiciones de la red, incluyen la fibra óptica, operador de línea eléctrica, redes inalámbricas y privadas, en la que la administración unificada con especificaciones de interfaz unificadas hace mucho tiempo fueron estudiadas. Además del ancho de banda de la comunicación, distancia de la comunicación, en la red en el tiempo real y otras funciones, con desempeños convencionales, la red de comunicación de distribución debe tener las siguientes funciones.

#### **2.3.9.2. Comunicaciones PLC/BPL en MT para una REI**

No hay solo una tecnología de comunicaciones que cumpla con todos los requisitos para una REI. Para perfeccionar la red en términos de costo, capacidad o servicios, se pueden emplear diferentes tecnologías de manera transparente para el usuario final, referidos a las aplicaciones que componen una REI. PLC (Comunicaciones por Línea Eléctrica) o BPL (Línea de Alimentación de Banda Ancha), es una tecnología de transmisión de datos utilizando como medio la red eléctrica Alta, Media y Baja Tensión, en el cual se emplea para telecomunicaciones de banda ancha, como de banda estrecha y baja frecuencia (N-PLC), y la red pública de telefonía móvil (3G/4G) permitiendo tener acceso a múltiples servicios como internet y los relacionados con protocolos IP.”, en lo sucesivo se utilizará el acrónimo PLC para referirnos a esta tecnología. Todo ello componiendo una arquitectura redundante en anillos para asegurar la fiabilidad de la red de comunicaciones, de manera que, en caso de fallo, saturación de los canales de comunicación, o cualquier otro tipo de incidencia, existan alternativas para conservar el control de

la infraestructura de red y la integridad de los datos y dispositivos a gestionar. La tecnología PLC, emplea de modo conveniente la red eléctrica se convierte en una línea digital de alta velocidad, para transmisión de datos admitiendo entre otras cosas, el acceso a Internet mediante banda ancha.

#### a) **Clasificación**

Actualmente las tecnologías PLC, ofrecen de una manera cómoda y fiable de medición y transmisión de datos, basadas con técnicas innovadoras, normatividad necesaria tanto para el sistema de potencia como para implementación de estas tecnologías, atendiendo a las velocidades de transmisión PLC se clasifica en dos tipos de tecnologías:

a) PLC de banda estrecha.

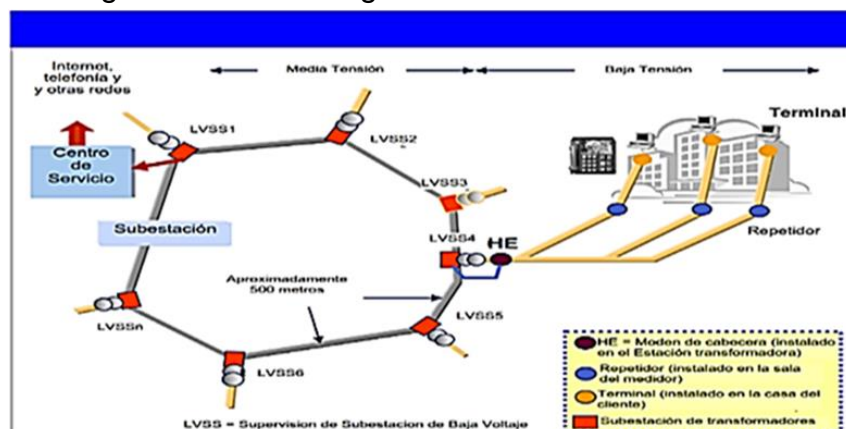
b) PLC de banda ancha.

1) **PLC de banda estrecha**. - permite, por lo general velocidades de transferencia de datos de baja velocidad y funciona en las frecuencias más bajas y tiene un alcance mayor. se viene aplicando en aplicaciones relacionadas con la REI, algunas de sus principales aplicaciones incluyen la lectura automática de medidores (AMR), control del encendido público, la carga de vehículos eléctricos, etc. Asimismo, se esperan tasas de velocidad más rápidas, por aquello que tiene un gran potencial con las aplicaciones de redes inteligentes y la estándar máquina a máquina (Machine to Machine, M2M), con sus soluciones simples fiables, y altamente rentables provee un medio perfecto para las comunicaciones bidireccionales a través de la red eléctrica, se encuentra en las etapas iniciales de evolución para su aplicación de REI. En las otras aplicaciones, la PLC se encuentra en el período de introducción.

2) **PLC de banda ancha (BPL)**. - admite la transferencia de datos a

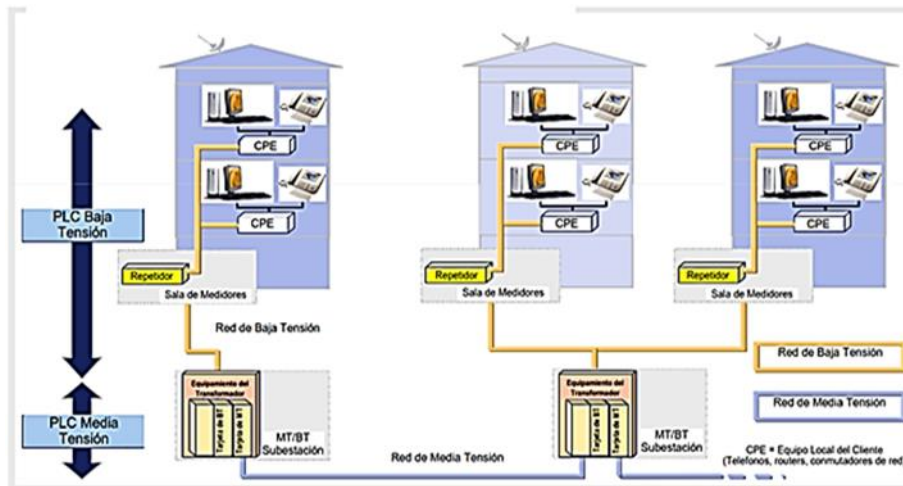
alta velocidad, en el que funciona las bandas de frecuencia más altas, y emplea las instalaciones existentes con más extensión frente a otros métodos, permite todos los servicios IP: Internet, telefonía, televisión, domótica, etc. En cuanto a BPL de PLC, es un método de comunicación a través de la línea eléctrica que accede a la transmisión de datos digitales, relativamente a alta velocidad sobre la red de distribución de energía eléctrica cableada. Utiliza las frecuencias más altas, en un ancho de banda más amplio y en diferentes tecnologías de comunicación en la línea de alimentación, a fin de proporcionar altas velocidad en distancias más largas. BPL maneja frecuencias, que son parte del espectro radioeléctrico atribuido a los servicios inalámbricos de comunicación, por lo tanto, la prevención de interferencias hacia y desde, estos servicios es un factor muy importante en el diseño de sistemas BPL. Esta tecnología, por PLC tiene el potencial para interconectar a través de las instalaciones eléctricas internas: de casas, oficinas, edificios, computadoras y periféricos. Considerados como eficaces y competitivos para servicios de datos, voz y video en BPL a bajo costo. Los sistemas PLC consisten en utilizar módems (dispositivos terminales) que se enchufan a la red de suministro eléctrico, no sólo para alimentarse sino para utilizarla como medio de enlace de datos a otros terminales.

Figura 35 - Tecnología de acceso a PLC.



Fuente: (factory, 2004).

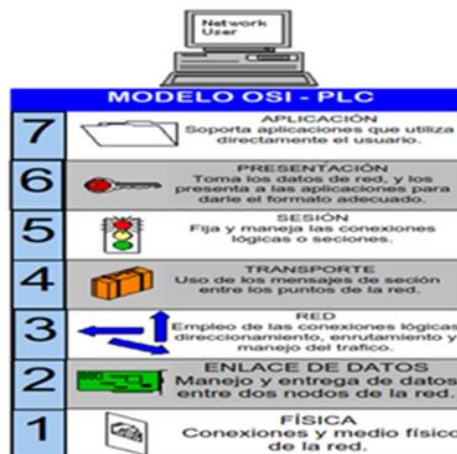
Figura 36 - Equipos PLC en la Red de Acceso y Distribución.



Fuente: (factory, 2004)

La PLC trabaja principalmente en las capas 1 y 2, tal como se muestra en la figura 37.

Figura 37 - La capa de transporte OSI (Interconexión de Sistemas Abiertos).



Fuente: Elaboración propia.

### 2.3.9.3. Adaptabilidad de la Tecnología PLC

La red de comunicaciones, que se puede implementar debe buscar el equilibrio de las siguientes propiedades o requisitos:

**Seguridad.** Comprende los estándares, y requerimientos concernientes con la seguridad informática y la protección de datos.

**Calidad.** Conjunto de atributos, de rendimiento típicos de cualquier

sistema de comunicaciones. Esto involucra un gran ancho de banda, calidad de servicio y baja latencia, a fin de adaptarse a las exigencias de calidad, se emplearán enlaces Gigabit Ethernet en la capa de distribución, mientras que, para la capa de acceso, se deberá seleccionar una solución híbrida compuesta por BPL, WiMAX, y 3G/4G. El PLC de banda ancha es la tecnología mayoritaria en el desarrollo, como WiMAX y 3G/4G se han utilizado en lugares distantes o tener vías alternativas dentro de la capa de acceso. Las conexiones de operador se aseguran y protegen mediante el uso de túneles privados.

**Fiabilidad.** El sistema y los dispositivos relacionados debe ser suficientemente resistentes, Para el efecto todos los dispositivos en el sistema están asegurados para alcanzar los niveles requeridos de fiabilidad, especialmente en entornos tan duros como pueden ser subestaciones y centros de transformación. Se emplearán fuentes de alimentación redundantes para los dispositivos de distribución en la red. Estas fuentes de alimentación estarán, respaldadas por sistemas de alimentación ininterrumpida con baterías, adicionalmente todos los dispositivos deben certificar los niveles de aislamiento eléctrico necesario.

**Disponibilidad.** A fin de adaptarse a los niveles requeridos, de disponibilidad se realizará la redundancia en todas las partes de la red. La red de distribución, se efectuará el protocolo de enrutamiento que proporcionar los tiempos de recuperación requeridos, en la red de acceso, en su redundancia se logra mediante la construcción de anillos híbridos (BPL, 3G, WiMAX). La adaptabilidad entre las tecnologías a implementar, y su flexibilidad de la solución global de comunicaciones establecida, son las proposiciones básicas de diseño, de manera que la REI tenga una configuración conectar & usar (plug&play), que le admita integrar fácilmente cualquier nuevo elemento conectado a ella, y que no sea dependiente de las tecnologías de comunicaciones implantadas, sino que tenga posibilidad de mejorar, reparar y evolucionar. Las

necesidades y/o consideraciones examinadas, para la confección del diseño físico de la red de Comunicaciones, son los siguientes:

- a) Proporcionar el máximo nivel de redundancia posible, reduciendo al mínimo el número de equipos a desplegar por los CT, en (MT/BT).
- b) En lo posible se evitarán emplazamientos para los equipos WiMAX, donde hubiese que gestionar permisos para colocar los equipos. Si fuera necesario tal instalación se valoraría también el uso de WiMAX de operador o tecnología 4G para dotar de conectividad al CT.
- c) La tasa de bits por segundo esperada para la red es de 2 Mbps como mínimo.
- d) En los CTs se deben instalar un derivador de señal (splitter), para inyectar la señal de los equipos PLC en el caso de dos o más líneas de MT. El derivador debe repartir por igual la señal entre sus salidas.
- e) En términos generales, el número máximo de saltos recomendados para construir la red PLC es de ocho 8.

En la Tabla 5 se presentan criterios de ventaja y desventajas para la tecnología PLC.

Tabla 5 - Ventajas y desventajas de la tecnología PLC.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
No requiere el uso de tarjetas de red para conectarse a la red.	Módem estándar, utilizado para conectarse a una red de línea telefónica.
Se emplea la infraestructura existente, medio físico ya desplegado.	Ruido: la mayor cantidad de ruido eléctrico en la línea limita la velocidad de transmisión práctica (los aspiradores, reguladores de luz, aparatos de cocina y taladros son ejemplos de fuentes de ruido que afectan el rendimiento de una red doméstica basada en la línea eléctrica)
Los servicios ofertados son competitivos en calidad y en precio.	La red eléctrica no se construyó para propagar datos y sufre caídas y la calidad de las llamadas telefónicas no es totalmente satisfactoria.
Alternativa válida a las conexiones ADSL.	Hay interrupciones al navegar en la Web.
Gran ubicuidad: permite un despliegue masivo de la tecnología, ya que la red ya está implantada (despliegue viable)	Inseguridad.
Usa micro filtros para obviar potenciales interferencias causadas por los electrodomésticos.	Resistencia de las empresas telefónicas.
Supera a ADSL o cable, que muchas veces no alcanza al consumidor final. La red eléctrica ya está instalada y llega a cualquier lugar.	Escasa competencia tecnológica.
Su velocidad es de 45 Mbps y ya se alcanzan tasas de 135 y 200 Mbps.	Estabilidad frente a interferencias electromagnéticas y ruido eléctrico de la red.
Un solo repetidor abastece hasta 256 casas.	
Costo competitivo en relación con tecnologías alternativas.	
Suministro de múltiples servicios con la misma plataforma tecnológica IP. Un sólo módem PLC permite acceso a Internet, telefonía, domótica, televisión interactiva, seguridad, entre otros.	

Fuente: Elaboración propia.

#### **2.3.9.4. Topología del Sistema PLC**

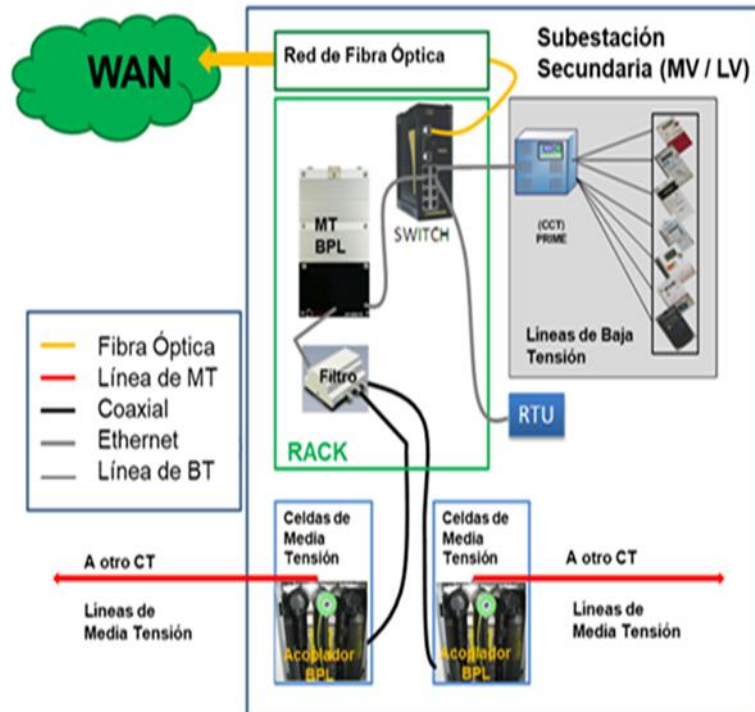
La topología del sistema de PLC, se adaptada a la topología de la red eléctrica, el cual será empleada como medio de transmisión de datos, aunque dependerá de factores como: Su ubicación, en el campo que podría abarcar el sistema PLC, según el sector comercial, residencial o industrial. Número de usuarios conectados a la red. La distancia entre usuario y transformador, que depende de la clase de red o si es zona urbana o rural. Para una propuesta de la red PLC, se emplearán sistemas de acoplo a las redes de MT proyectadas, que admiten la transmisión de los datos empleando como canal físico la propia red eléctrica de distribución. Asimismo, se propone instalar de ser necesarios estaciones emisoras receptoras de WIMAX, tanto de operador como de propietario, para proveer al sistema de comunicaciones de enlaces alternativos al canal físico. La propuesta se compone de los siguientes elementos principales:

- a) Acoples PLC MT: componentes que, físicamente, adaptan e inyectan la señal PLC en los conductores de media tensión, inductiva o capacitiva, según emplean la inducción o el contacto directo, se encuentran instaladas tanto en cabinas de SF6 como en elementos de corte al aire.
- b) La red WAN con fibra óptica backbone con BPL, propone combinar la fibra óptica instalada en una única instalación, extender este punto de acceso mediante BPL a un gran número de instalaciones a fin de cubrir gran parte de la MT mediante tecnología de banda ancha.
- c) Para la monitorización de los equipos de comunicaciones, se emplean un conjunto de herramientas necesarias para poder controlar, el inventario de los elementos extendidos y su rendimiento, así como para la gestión de fallas. La monitorización que se efectúe, no debe afectar al rendimiento ni a la operabilidad de la red de comunicaciones, en tiempo real ni a los sistemas propios de la red de



distribución, para el efecto se emplean software de gestión, denominados NMS (Sistema de Gestión de Red) sus tareas serán las siguientes:

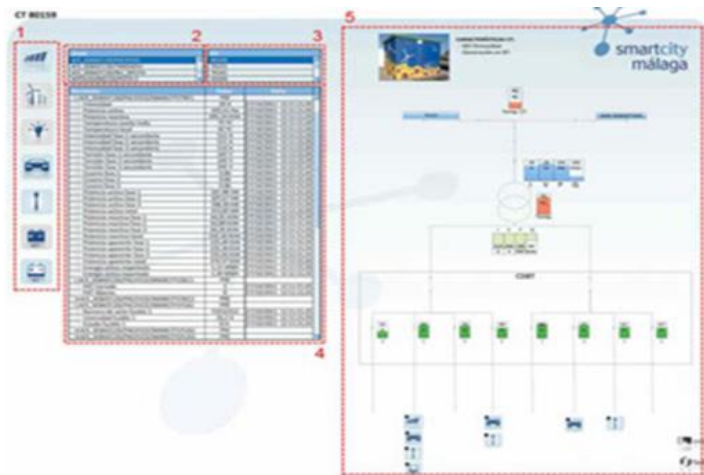
Figura 38 - Backbone de Fibra Óptica con BPL.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Iberdrola, 2016).

- 1) Gestionar la red de comunicación, entre los dispositivos y realizar el monitoreo de los equipos, conectados a la red (alcanzando a incluir equipos de otras tecnologías más allá de PLC).
- 2) Hacer seguimiento de equipos y supervisarlos.
- 3) Generar estadísticas de red, y monitorizar su desempeño.
- 4) Administrar la seguridad de la comunicación.

Figura 39 - Interfaz asociada al Centro de Control de las Comunicaciones.



Fuente: (ENDESA, 2014).

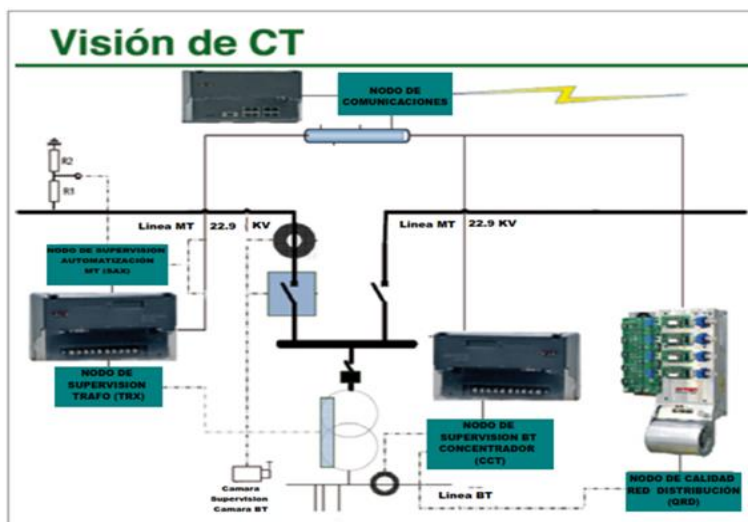
Es necesario que la red de distribución, el límite del sistema eléctrico en el que entra en contacto con los usuarios, se automatice dotándolas de inteligencia es un paso obligatorio para llegar a una REI. Los objetivos, que se persigue en la automatización de la red de distribución se pueden resumir en:

- a) Localización y respuesta ante ausencia de tensión en las líneas.
- b) Gestión de instalaciones.
- c) Reducción del costo de mantenimiento.
- d) Mejorar los tiempos de respuesta ante incidencias.
- e) Prolongar la vida útil de los elementos que componen la red de distribución.

Para que la automatización, llegue a ser válido se debe establecer un nexo de unión, con las redes de datos y, por supuesto, empleando para ello las tecnologías más avanzadas que optimicen su coste, en él se debe de disponer de los medios tecnológicos que la conviertan en un sistema robusto, flexible y a la vez fiable, para afrontar de forma rápida

y eficiente las incidencias que se puedan presentar en el sistema. La automatización de CT, facilita una resolución rápida para cortes de energía, se pueden efectuar cambios en la posición de los interruptores y conmutadores, empleando algoritmos que se ejecutan localmente (en uno de los procesadores lógicos de la subestación o puertas de enlace), o centralmente en las computadoras del centro de control. Mejora la eficiencia en las operaciones de CT, su automatización ayuda a lograr una productividad óptima, al mantener los costos e incidentes de seguridad al mínimo, al reducir la intervención humana. La implementación, CT de MT/BT, así como líneas principales, radiales y de conexión que sirven de enlace, incorporan elementos de reconexión y de seccionamiento. Al ser el centro de transformación el punto de conexión a los usuarios, se le dotara de los medios necesarios para realizar su automatización. Para su automatización, estos centros se convierten en unidades activas siendo capaces de recoger información, transmitirla al despacho y actuar, de forma que los tiempos de análisis y restablecimiento del sistema sean mínimos.

Figura 40 - Centro de Transformación Inteligente.



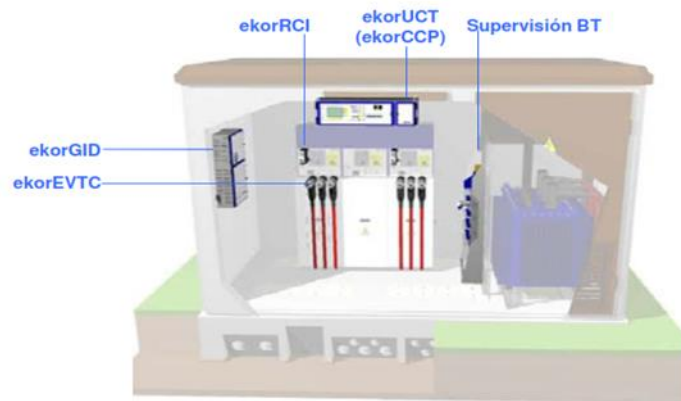
Fuente: Elaboración propia a partir (ZIVBRASIL, 2012)

Las funciones que se realizan en un CT, para que sea inteligente y pueda propiciar su automatización de la red de distribución son:

- a) Supervisión de la red de MT/BT.
- b) Supervisión de los transformadores de potencia.
- c) Detección de paso de falta de tensión en la línea eléctrica.
- d) Mejora de la calidad de onda.
- e) Gestión de la medición en la facturación.

Estas funciones hacen que el CT inteligente, esta provisto de nuevos componentes; sensores, equipos de supervisión / automatización, equipos de comunicación (tanto con la red de media tensión como con la de baja tensión).

Figura 41 - Esquema de CT Automatizado.



Fuente: (VELATIA, 2019)

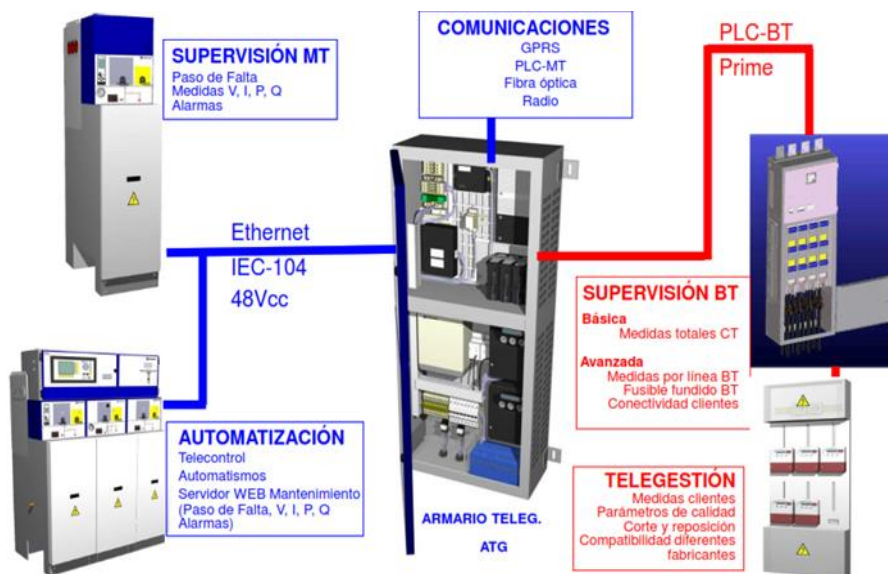
Figura 42 - Elementos principales CT Automatizado.



Fuente: (VELATIA, 2019)

La figura 41 muestra un esquema detallado, del producto elaborado por la compañía Española Ormazabal (ENDESA, 2014) , para cubrir este objetivo de automatización avanzada de la red de MT y BT. Se observa que el armario está dividido en dos zonas diferenciadas. Una primera zona que aloja los elementos de comunicación, automatización/supervisión de MT y baterías. La segunda zona aloja los elementos de BT como la fuente de alimentación, concentrador, iNode, supervisiones de BT y diferentes elementos de conexión/protección de cada uno de ellos, equipamiento que fue empleado en el proyecto funcionalidades presentes, y potenciales que tiene la REI para la sociedad a través de una experiencia pionera, y real llevada a cabo en la ciudad de Málaga desde 2008 al 2010. El proyecto Smartcity Málaga (ENDESA, 2014) , ha supuesto el primer piloto a escala real de una REI, que destaca por ser, aún a día de hoy, uno de los de mayor dimensión. Esta iniciativa sienta la primera piedra para el desarrollo futuro de las redes inteligentes de distribución de electricidad, que son un activo fundamental para mantener la calidad de vida y el bienestar social (Hernandez Sampietri, y otros, 2010).

Figura 43 - Automatización y Telegestión de CT.

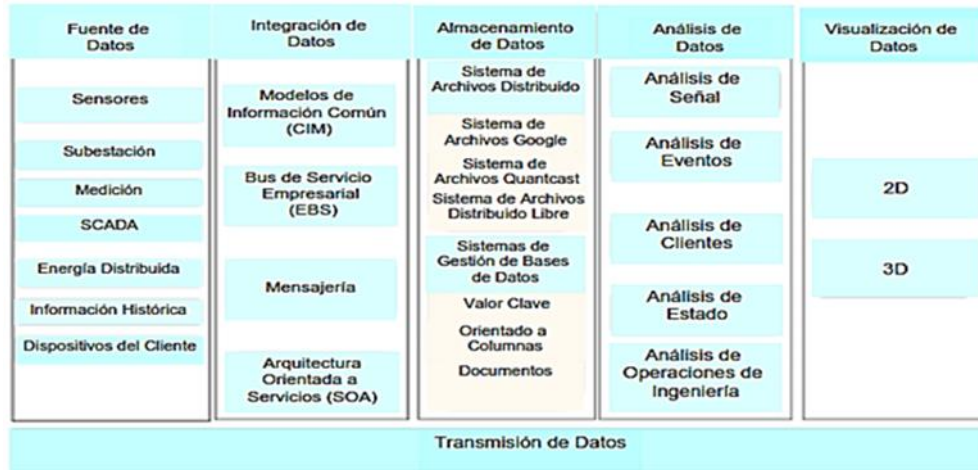


Fuente: (ENDESA, 2014).

### 2.3.9.5. Big Data en la REI

Día a día se crean millones de datos, que provienen de fuentes que antes eran inimaginables, pero que hoy son parte de la cotidianidad y que se acuñan bajo el término: Big Data.

Tabla 6 - Arquitectura de Big Data en la REI.



Fuente: Elaboración propia a partir de (A. E. Hannani, 2017).

**a) Fuentes de datos**, existen distintas clases de datos según el tipo de valores extraídos:

- 1) Datos operativos, son datos eléctricos de la red representan flujos de potencia reales y reactivos, capacidad de respuesta a la demanda, voltaje etc.
- 2) Datos no operativos, no están relacionados con la energía de la red, se refieren a datos maestros, como datos sobre calidad y confiabilidad de la energía, etc.
- 3) Datos de uso del medidor, datos asociados con el uso de energía y los valores de la demanda, como el promedio, el pico y tiempo del día etc.
- 4) Datos del mensaje de evento, provienen de los eventos en dispositivos de REI como pérdida, restauración de voltaje, detección de falla, etc.

5) Metadatos, que se utilizan para organizar e interpretar todos los demás tipos de datos. Los datos se recopilan de varias fuentes; como medidores, sensores, dispositivos, subestaciones, terminales de datos móviles, dispositivos de control, dispositivos electrónicos inteligentes, energía distribuida, recursos, dispositivos del cliente y datos históricos.

**b) Integración de datos**, las tecnologías modernas de información, comunicación y operación avanzada se utilizan en realidad para mejorar la confiabilidad, persistencia, eficiencia y rendimiento de la REI. Esa es la razón, de tener varias tecnologías y enfoques que garantizan la integración de datos:

1) Arquitectura orientada a servicios (SOA), todos los sistemas empresariales combinan una gran cantidad de softwares, cada uno tiene su propia forma de proporcionar servicios a los usuarios. Entonces, el problema es cómo administrar y mantener todos estos sistemas. Como solución, SOA hace que el software se comunique, entre sí utilizando un enfoque único que facilita la integración de datos y es más flexible. En redes inteligentes, SOA se utiliza esencialmente en sistemas bajo demanda.

2) Bus de Servicio Empresarial (ESB), se basa en la cantidad de enfoques para administrar la comunicación, entre diferentes tipos de sistemas como GIS, OMS, CIS, etc. ESB ofrece muchos beneficios, para reducir el costo, tiempo en términos de administración, monitoreo y divergencia de integración. En la REI, las tecnologías ESB están fuertemente relacionadas con SOA, hace que sean más robusto y flexible.

3) Los Modelos de Información Común (CIM), se utilizan para la persistencia de la REI, y en la arquitectura de datos integrada, son críticos especialmente para el éxito o el fracaso en la gestión de datos. CIM se refiere a modelos UML (Lenguaje Unificado de Modelado), para la industria de la energía eléctrica. Es importante

en los sistemas de gestión de energía, en términos de integración de datos, tiempo y costo. Intercambia datos con infraestructura técnica de red. Es primordial en los sistemas de energía, para garantizar la interoperabilidad de los datos, en el caso de implementar diferentes aplicaciones, y en el nivel de transformación de datos, se utiliza con ESB para la normalización y estandarización de los datos entre sistemas de REI.

- 4) La Mensajería representa, los sistemas de comunicación basados en el intercambio de mensajes. Estos mensajes incluyen datos y otra información de diferentes aplicaciones administradas por el servidor de mensajería.

**c) Almacenamiento de datos**, en la REI tiene un papel fundamental, se basa en la recopilación de datos de fuentes enviadas y en la entrega de datos a herramientas de análisis en IOPS (Operaciones de Entrada / Salidas por Segundo). Por lo tanto, existe la necesidad de un mecanismo de almacenamiento de datos desarrollado y escalable para cumplir con los requisitos de Big Data:

- 1) El Sistema de archivos distribuido (DFS), es un sistema de archivos que permite a múltiples usuarios en múltiples máquinas compartir, archivos y recursos de almacenamiento. Se basa en el cliente / servidor, como mecanismo de almacenamiento y permite a cada usuario obtener una copia local de los datos almacenados. Hay una gran cantidad, de soluciones que usan DFS, por ejemplo: Google GFS, Quantcast File Sistema, HDFS, Ceph, Lustre GlusterFS, PVFS, etc.
- 2) Los Sistemas de Gestión de Bases de Datos (NoSQL), es un nuevo enfoque de base de datos para superar las limitaciones del SQL, relacional tradicionales bases de datos en el caso de datos masivos. Este tipo de bases de datos presentan tres arquitecturas: soluciones de valor clave como Dynamo y Voldemort, soluciones orientadas a columnas como Cassandra y HBase y soluciones de



bases de datos de documentos como MongoDB y CouchDB.

**d) Análisis de datos**, recopila datos de diferentes fuentes y los almacena como una gran cantidad de conjuntos de datos, deben ser fácilmente consumibles para el análisis. El análisis tiene un papel fundamental, en la red para que sea más inteligente, eficiente y rentable. La tabla 6 presenta varios tipos de análisis en REI:

- 1) Análisis de señales, que se basa en el procesamiento de las señales.
- 2) Análisis de eventos, que se centran en los eventos.
- 3) Análisis de estado, que ayudan a tener una visión sobre el estado de la red.
- 4) Análisis de operaciones, de ingeniería que es responsable del lado operativo de la red.
- 5) Análisis de clientes, que procesan datos de los clientes.

En realidad, hay varios modelos que pueden combinar los distintos tipos de clases analíticas anteriores, como modelos descriptivos, diagnósticos, predictivos y prescriptivos. Cada modelo describe un lado operativo de la red. Los modelos descriptivos, se utilizan para describir los comportamientos de los clientes, en los programas de respuesta a la demanda y proporcionar una comprensión básica de sus prácticas. Asimismo, vienen los modelos de diagnóstico, para comprender los comportamientos particulares de los clientes y analizar sus decisiones. Son útiles para hacer modelos predictivos, en las decisiones de los clientes en el futuro. Los modelos prescriptivos, que son el alto nivel de análisis en la REI, porque afectan el marketing, las estrategias de participación y las decisiones a tomar.

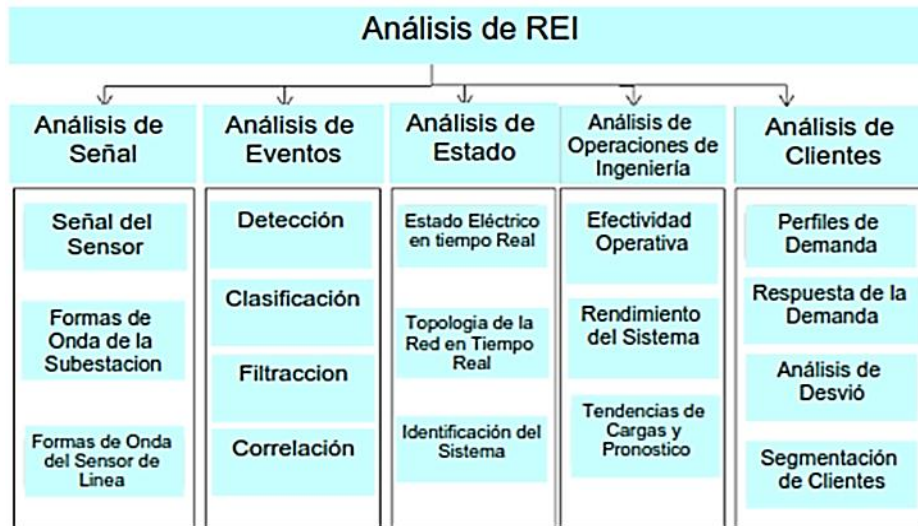
El procesamiento de Big Data, se puede realizar de dos maneras; la primera es el procesamiento por lotes, que procesa los datos en un período de tiempo, y se utiliza para el procesamiento de datos sin altos

requisitos, de tiempo de respuesta. Los segundos, es el procesamiento continuo y se usa para aplicaciones en tiempo real. Este tipo de procesamiento requiere una latencia de respuesta muy baja.

**e) Visualización de datos**, tiene un gran papel, porque mejora la evaluación de la REI. Existen una gran cantidad de técnicas, de visualización basadas en la visualización multivariada de alta dimensión, que brinda la capacidad de utilizar la visualización en 2D e incluso en 3D. Pero las REI, se enfrentan a enormes variables que complican la presentación de datos, como el mapa de poder en 3D, etc. El diagrama de dispersión, las coordenadas paralelas y la curva de Andrew, por ejemplo, resuelven el problema de los datos de alta dimensión.

**f) Transmisión de datos**, en Big Data desempeña un papel fundamental, porque afecta a todas las fases anteriores. Por lo tanto, debe mantener una alta capacidad de ancho de banda y velocidad, seguridad de datos y privacidad, etc. La transmisión de datos en la REI, se basa en tecnologías de comunicación como se describe en "Sistemas de comunicación", comenzando por tecnologías de red de acceso que incluyen PLC, ZigBee, WIFI, etc., seguido de tecnologías de red de área, utilizando M2M (máquina a máquina), redes celulares, Ethernet, etc. Las tecnologías de red centrales con IP, IMPLS, etc. Finalmente, tecnologías de red troncal, que transmiten tecnologías de fibra, enlace de microondas, longitud de onda basada en IP, red WDM (multiplexación por división de longitud de onda) y otras tecnologías ópticas.

Tabla 7 - Análisis de Big Data para REI.



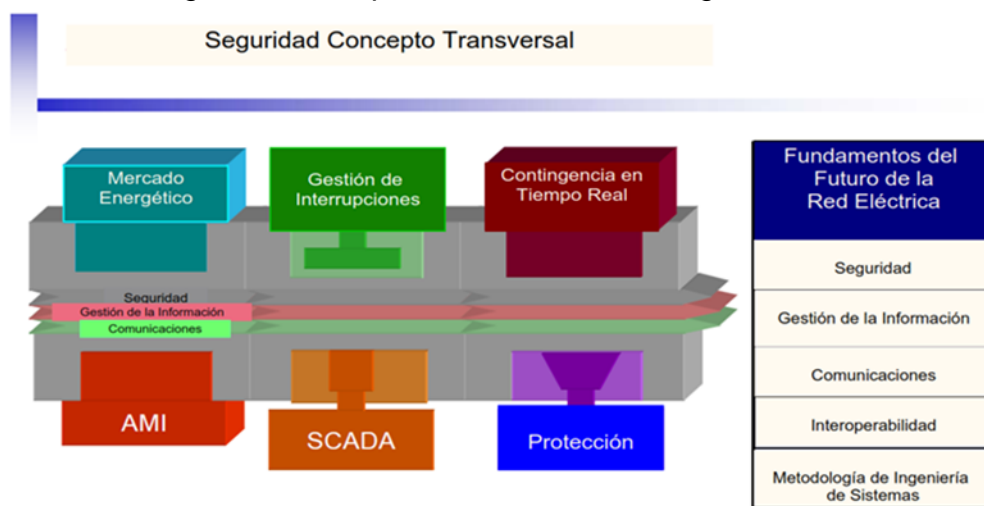
Fuente: Elaboración propia a partir de (A. E. Hannani, 2017).

### 2.3.9.6. Seguridad

Las REI, incorporan inteligencia a su operación usando tecnología TICs diseñadas, para mejorar el sistema eléctrico y hacerlo más seguro, flexible, resiliente, confiable y sustentable, se conforman al implementar varios sistemas informáticos a la red eléctrica tradicional. Disponen de dispositivos inteligentes como; medidores inteligentes, redes inteligentes, recursos energéticos distribuidos inteligentes, gestión inteligente de la energía y tecnología de respuesta a la demanda conectada a una gran cantidad de sistemas de clientes, cargadores inteligentes y controles de almacenamiento de energía, la lista de tecnologías increíblemente capaces que estamos incorporando, en nuestras redes eléctricas interconectadas. Un hilo común, es que todos estos sistemas se comunican de alguna manera con otras partes de la red, muchos también generan, usan y comparten grandes cantidades de datos. A medida que nuestra infraestructura eléctrica y el flujo de energía, así como los datos, se vuelven más complejos y distribuidos. Adicionalmente estas tecnologías, introducen vulnerabilidades que ponen en peligro la confiabilidad de la red y pueden exponer el sistema eléctrico a ciberataques e intrusiones. La seguridad cibernética, es un

concepto que se ha vuelto cada vez más frecuente con el desarrollo de la tecnología de REI, con el empleo creciente de información digital, la tecnología de control tiene el fin de mejorar la confiabilidad, seguridad, eficiencia de la red eléctrica, con el despliegue de tecnologías inteligentes (en tiempo real, automatizadas, tecnologías interactivas que optimizan el funcionamiento, físico de aparatos y dispositivos de consumo), para medición, comunicaciones en relación con las operaciones, el estado de la red, y la automatización en la distribución.

Figura 44 - Arquitectura de la Ciberseguridad.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Sánchez, 2015).

Estudios realizados de la seguridad cibernética, han demostrado la vulnerabilidad de los sistemas de comunicación, automatización y del control no autorizado. Las vulnerabilidades de la seguridad, está en aumento en diversas áreas, dentro de los cuales se menciona las siguientes:

- a) Ataques internos; empleados, contratista, etc.
- b) Ataques externos; No específico: malware, piratas informáticos.
- c) Desastres naturales.
- d) Fallas de equipo.
- e) Descuidos.

- f) Manipulación de información.
- g) Pérdida de información.
- h) Línea telefónica no utilizada.
- i) Uso de medios extraíbles – Stuxnet (gusano informático).
- j) Dispositivos infectados con Bluetooth habilitado.
- k) Computadora habilitada para Wi-Fi que tiene conexión Ethernet al sistema SCADA.
- l) Wi-Fi insuficientemente seguro.
- m) LAN / WAN corporativa.
- n) Servidor web corporativo servidores de correo electrónico puertas de enlace de internet.

Las consecuencias o reacciones, de las debilidades antes mencionadas pueden ser de tipo; legal, social, financiero, en otros casos, pueden presentarse daños físicos al equipo. Los servicios de ciberseguridad en la REI, se consideran dentro de otros los siguientes:

- a) Servicios de Autenticación y Autorización:
- b) La autenticación, proceso por el cual se emplea los recursos necesarios para validar, a un usuario y/o un sistema que requiera acceso a una aplicación servicio o sistema. Para el efecto se empleará, datos de identidad en la base de datos; de personal interno, externo y otras fuentes de bases de datos de identificación de usuarios, sistemas software y equipos.
- c) Servicios de Certificación:
- d) Se puede considerar como tokens de identificación, a un usuario, a un segmento de hardware o una aplicación. Actúan en conjunto en el sistema de gestión de identidades, la base de datos y/o el directorio de gestión de identidades almacena los certificados, que pueden ser

usados en la certificación de validación presentado por otro sistema.

e) Servicios de Seguridad de la Red:

f) Un elemento clave, en cualquier entorno sea en infraestructuras de comunicaciones, informática, entornos industriales o en las REI, que nadie se cuestiona. Controlar el acceso a la red, los ficheros, gestionar los permisos y derechos de los usuarios, cifrado de comunicaciones, filtrado de contenidos, etc. son algunas de tantas medidas que podremos adoptar para garantizar una seguridad global y proteger así nuestra información. Estos servicios incluyen, firewalls, enrutadores, sistema de detección de intrusiones, seguridad de redes, etc.

En el 2011, en el Panel de Interoperabilidad de una REI (SGIP), en el que se identificó cinco (05) estándares, para asegurar la funcionalidad, interoperabilidad de la REI. Los cuales son los siguientes:

- a) IEC 60870. Protocolo de telecontrol compatibles con los estándares ISO, y las recomendaciones de la Unión Internacional de Telecomunicaciones – Telecomunicación, (ITU-T) Sector de Normalización.
- b) IEC 60850. Redes de comunicación y sistemas para la automatización de servicios públicos.
- c) IEC 61968. Integración de aplicaciones en las interfaces de sistemas de servicios eléctricos para la gestión de la distribución.
- d) IEC 61970. Gestión de energía.
- e) IEC 62351. Administración del sistema de energía e intercambio de información asociada; seguridad de datos y comunicaciones estándares ISO y las recomendaciones ITU-T.

Los requerimientos en términos de confiabilidad, disponibilidad, integridad y no rechazo de la información, como seguridad de la información, el estándar IEC/TS 62351, en donde se observan métodos,

objetivos y su ámbito de aplicación es la seguridad de la información, el de las operaciones de control de la red eléctrica. Sus dos principales objetivos se pueden agrupar como; definidos por la IEC TC 57 y están formulados especialmente para:

a) La serie IEC 60870-5, en los siguientes apartados:

1) 101 y 104 para el centro de control de la subestación.

2) 102 para la medición.

3) 103 para la protección de la comunicación.

b) La serie IEC 60870-6, para el control interno del centro de comunicaciones.

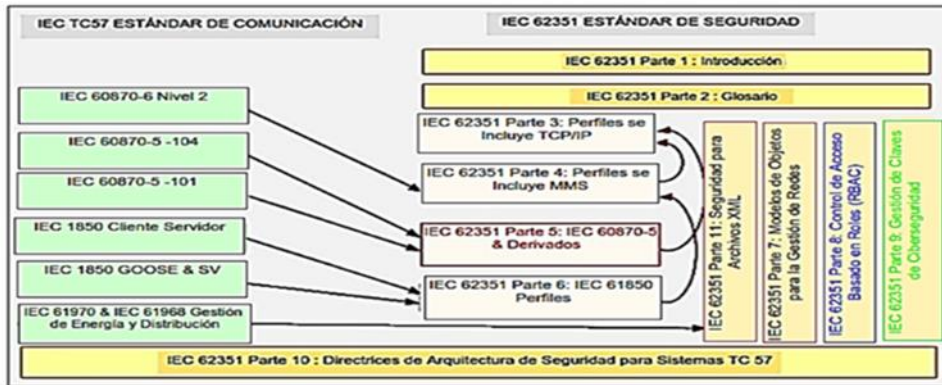
c) La serie IEC 61850, para la comunicación multinivel en los sistemas eléctricos.

d) La serie IEC 61970, para la administración de datos a nivel transmisión.

e) La serie IEC 61968, para la administración de datos a nivel distribución.

El desarrollo de estándares o reportes técnicos de soluciones finales de seguridad, en la figura 36, se muestra la estructura en relación con los estándares de comunicación.

Figura 45 - Mapeo de los estándares TC57 y IEC 62351.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Alvarez, 2014).

En la parte 1, da una introducción de las partes subsecuentes del estándar, introduce varios aspectos de seguridad de información de acuerdo a la operación de la red eléctrica. La parte 2, se presenta un glosario de términos. La parte 3 al 6, se especifican los estándares de seguridad para los protocolos de comunicación IEC TC 57 y los perfiles de las capas especiales TCP/IP and MMS, proveen varios niveles de seguridad en la comunicación, dependiendo sobre el protocolo y los parámetros que se definen en la implementación. La parte del 9 al 11, área específica de la seguridad extremo a extremo. También conocida como NSM, provee la administración de la infraestructura de la comunicación de la red, y de forma análoga, la SNMP el cual se aplica al control de la red local para la comunicación de las PC. Parte 10, se define la administración de aspectos de seguridad específicos, los cuales también son validados por el administrador de base de datos aplicando el CIM. Las partes del estándar, definen la gran variedad de mediciones y protecciones contra:

- a) Acceso a la información sin autorización.
- b) Modificación o robo de información sin autorización.
- c) Pérdida de información.
- d) Denegar el servicio o prevenir el acceso sin autorización.
- e) Responsabilidad de la pérdida de información, la cual incluye:

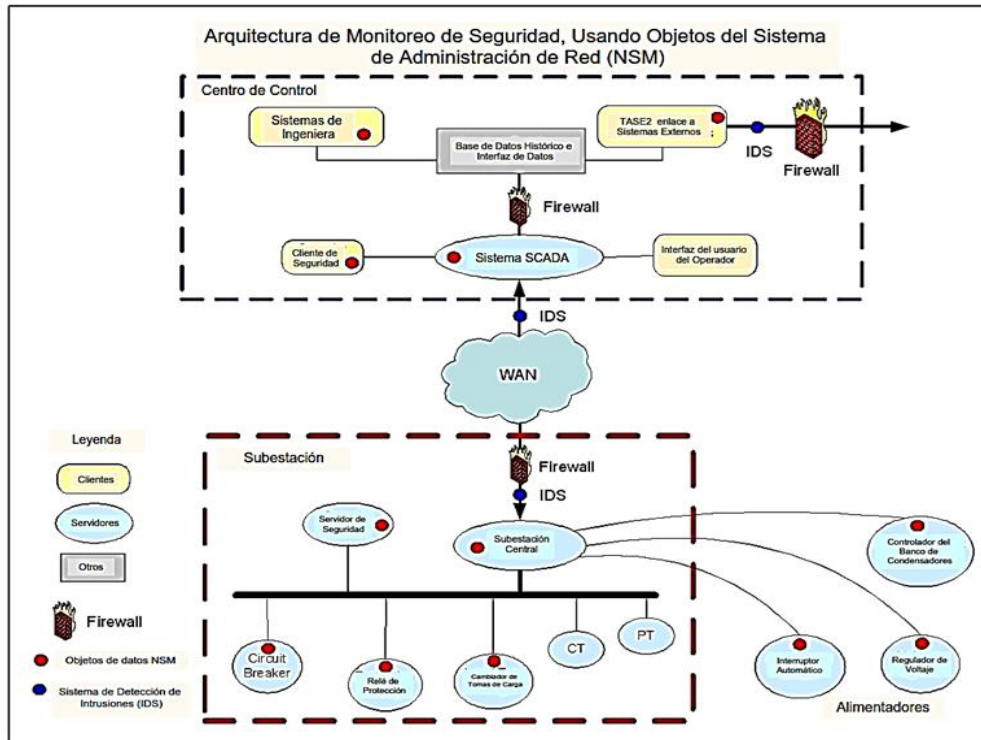


- f) Denegar los eventos que tomaron lugar.
- g) Hacer peticiones de eventos que no tomaron lugar.

Adicionalmente (para las características como la encriptación, firewalls, antivirus/spyware, contraseñas, etc.), un elemento clave en las medidas de seguridad de la información, consiste en la introducción de la autorización mediante el control de acceso basado en rol a través de una firma digital agregada al protocolo de cada paquete enviada desde el cliente al servidor o fabricante.

Las TO y las redes del suministro de energía, permiten el conocimiento en la situación actual, al realizar el despacho económico de los recursos energéticos. Asimismo, permiten planificar las contingencias y equilibrar la generación con la carga en tiempo real. Estas capacidades del EMS, en el centro de control de servicios públicos en donde se realizan las estimaciones y análisis contingencia, del AGC. La EMS recibe los datos de la SCADA, cada dos o cinco segundos de los dispositivos especializados en las subestaciones, la información se provee a los operadores, a fin de que conozcan la situación actual, para tomar decisiones tales como optimizar el flujo de potencia para un despacho eficiente y económico. La estimación de estados, detecta y rechaza datos corruptos de sensores en su mal funcionamiento, el EMS realiza su análisis de contingencia en tiempo real para anticipar inestabilidades en la red, que podrían generar una falla en los componentes de la red, como la pérdida de un generador o una línea de transmisión. La perspectiva de ciberseguridad, en las consecuencias físicas de los comandos maliciosos se pueden modelar, para evaluar como contingencias de riesgo y desarrollar mitigaciones con anticipación.

Figura 46 - Estándar IEC 62351-7 Gestión de Redes y Sistemas.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Alvarez, 2014).

### 2.3.9.7. Sensor de Red Inalámbrico

Las redes de sensores inalámbricos, se desarrollaron como respuesta de la necesidad de efectuar mediciones continuas, a fenómenos físicos en lugares difíciles de montar en una infraestructura de comunicaciones y medición. La red de sensores inalámbricos, es una infraestructura comprendida por elementos de medida, computación y comunicación que suministra al administrador, la capacidad de observar, reaccionar a eventos y fenómenos que se presenten dentro de un ambiente específico, son dispositivos compactos, livianos y alimentados por batería que pueden ser utilizado en prácticamente cualquier ambiente. Son componentes esenciales en las REI, se encargan de detectar magnitudes físicas para convertirlas en señales eléctricas, que son transmitidas y almacenadas como datos que serán tratados. Al medir y monitorizar distintos aspectos de la red, deben de tener un alto grado de inteligencia y capaces de usar la comunicación para enviar datos. En una

REI los sensores inalámbricos, son viables por su menor coste de instalación. Al monitorizar los equipos de la red, se puede conocer su estado y su condición en tiempo real para determinar si hace falta algún tipo de intervención de mantenimiento. Uno de los sensores que más va a favorecer, en el empleo de nuevas aplicaciones dentro en la red de transporte, distribución son los PMU, con esta técnica se efectúan medidas sincronizadas del sistema, el voltaje medido localmente se compara con una onda de referencia global, obteniendo información en fases de todo el sistema. Los PMUs cuentan con una amplia variedad de aplicaciones, que se necesita conocer el estado de la red en tiempo real, como la detección precoz de situaciones de riesgo de inestabilidad, permite realizar una operación en la red más cerca de sus límites operativos, térmicos de estabilidad. Además, son en torno a 100 veces más rápidos que los sensores que se implementan en un SCADA.

Tabla 8 - Diferencias entre sensores PMU y sensores SCADA.

ATRIBUTO	SCADA	PMU
Resolución	1 muestra cada 2 - 4 cada seg. (observación en estado estacionario)	10 - 60 muestras por seg. (observación dinámica / transitoria)
Cantidades Medidas	Solo Magnitud	Magnitud y Angulo de Fase
Sincronización de Tiempo	No	Si
Canales Totales de entrada / salida	Mas de 100 Analógicas y Digitales	10 Fasores 16 + Digital 16 + Analógico
Atención	Monitoreo y control local	Área amplia de monitoreo y control

Fuente: Elaboración propia a partir de (Hamidi, 2019).

Se realizaron mediciones en:

- a) Monitoreo de ángulo de fase.
- b) Monitoreo de estabilidad de voltaje.
- c) Monitoreo de oscilación de potencia.

### 2.3.10. Otros Componentes Avanzados

Está relacionado con el almacenamiento de energía y su control de flujo distribuido, integración de la GD (Generación Distribuida), con los RER (Recursos de Energías Renovables) en una REI, control avanzado y

diagnostico predictivo y autocuración en la REI, componentes esenciales que se encuentran en una REI.

### **2.3.10.1. Almacenamiento de Energía**

La red eléctrica funciona, como un enorme sistema de producción y entrega justo a tiempo, la energía generada al mismo tiempo se consume y con poco almacenamiento de energía eléctrica. El almacenamiento de energía, mejora la confiabilidad de la red, al permitir el uso más eficiente en la generación de carga base y respaldar una mayor penetración de los RER. El almacenamiento eléctrico, en el proceso del suministro en las REI, se puede lograr a gran, mediana y pequeña escala:

- a) En las centrales: Varias centrales tienen la capacidad de almacenar energía, en caso de ser necesario (ejemplo en las solares térmicas mediante tanques de sales fundidas).
- b) En la red: Dentro de la red se pueden instalar almacenamiento de energía, como baterías, centrales hidroeléctricas de bombeo, imanes superconductores o volantes de inercia.
- c) En los consumidores: Los usuarios finales tienen la capacidad, de instalar elementos parecidos empleados en la red, pero a pequeña escala, como baterías.

El desarrollo de las tecnologías de almacenamiento energético, son elementos fundamentales para las REI del futuro. Concede el aplanamiento de la curva de demanda y propiciando a conseguir la autosuficiencia energética, propicia la integración de energías renovables y concede al sistema eléctrico de una mayor eficiencia, seguridad en el desarrollo de las REI se requiere almacenamiento a bajo costo, pero con grandes efectos ambientales y ecológicos.

Para almacenar electricidad, se la debe convertir en otras formas de energía, se pueden emplear técnicas mecánicas, químicas y térmicas de las cuales surgen los siguientes métodos de almacenamiento: hidroelectricidad bombeada, aire comprimido, volante de inercia,

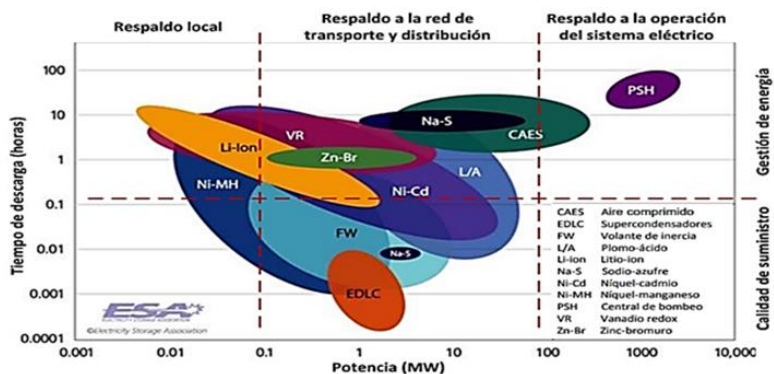
baterías, superconductores magnéticos, super capacitores, térmico y con hidrógeno.

Tabla 9 - Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía.

Tecnología	Capacidad	Densidad de energía	Energía específica	Eficiencia de cada ciclo	Eficiencia de la descarga	Tiempo de respuesta	Autodescarga	Flexibilidad en el diseño	Duración del almacenamiento
Bombeo hidroeléctrico (PHS)	MUY ALTA	MUY BAJA	MUY BAJA	ALTA	ALTA	ALTO	MUY BAJA	BAJA	ALTO
Aire comprimido (CAES)	ALTA	MUY BAJA	MEDIA	BAJA	BAJA	MEDIO	MUY BAJA	BAJA	ALTO
Volante de inercia (FES)	BAJA	MEDIA	ALTA	MUY ALTA	ALTA	BAJO	MUY ALTA	BAJA	BAJO
Supercondensador	MUY BAJA	BAJA	BAJA	MUY ALTA	MUY ALTA	MUY BAJO	ALTA	BAJA	BAJO
Pila de hidrógeno	MEDIA	MUY ALTA	MUY ALTA	BAJA	MUY BAJA	BAJO	MUY BAJA	BAJA	ALTO
Almacenamiento térmico (TES)	ND*	ALTA	ALTA	BAJA	ND*	MUY ALTO	BAJA	BAJA	MEDIO
Batería plomo-ácido	MEDIA	MEDIA	MEDIA	ALTA	MEDIA	MUY BAJO	BAJA	BAJA	MEDIO
Batería Ión-litio	BAJA	ALTA	ALTA	MUY ALTA	MEDIA	MUY BAJO	BAJA	BAJA	MEDIO
Batería NaS	ALTA	ALTA	ALTA	ALTA	MEDIA	ND*	MUY BAJA	BAJA	ALTO
Batería NiCd	BAJA	ALTA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MUY BAJO	MUY BAJA	BAJA	MEDIO

Fuente: (Pampín, 2019).

Figura 47 - Sistemas de almacenamiento por potencia y tiempo de descarga.



Fuente: (Funseam, 2013).

### 2.3.11. Control de Flujo de Energía Distribuida

Los dispositivos de control de flujo de energía, se sujetan a las líneas de transmisión existentes para controlar el flujo de energía dentro de las líneas, al regular las tensiones de la red y mejorar la estabilidad de los sistemas eléctricos. En la red de transporte, opera con más inteligencia, se destacan los dispositivos FACTS y los sensores de líneas de transporte, entre otros más específicamente los equipos limitadores de corrientes de cortocircuito, o sensores para la medida de fase. Los FACTS, cobran relevancia cuando se quiere integrar la generación

intermitente, alejada de los centros de consumo. Estos equipos ayudan a reconducir, los flujos de potencia, e evitar la saturación de ciertas líneas y redes principales, permitiendo retrasar las inversiones en las nuevas infraestructuras eléctricas, los dispositivos FACTS son equipos basados en electrónica de potencia, que constituyen la pieza clave en las REI, para el transporte, su avance de la tecnología FACTS son empleadas en la generación de energía renovable, así como para las interconexiones de la red de transmisión y distribución, en la que la solución sea la actualización lo suficientemente inteligente, como para hacer frente a los problemas del flujo de energía. Los sistemas de energía, dependen fundamentalmente del control, en la que las comunicaciones, la computación sean confiables y eficientes para garantizar operaciones estables. Los generadores, dependen de gobernadores AVR para contrarrestar los efectos, de las perturbaciones que continuamente alimentan los sistemas de energía, que ocasionarían que pierda rápidamente el sincronismo sin la amortiguación proporcionada por los PSS. Los dispositivos FACTS, como los SVC y los esquemas de CC de HVDC, dependen del control de retroalimentación para mejorar la estabilidad del sistema. En un nivel superior, los EMS utilizan el SCADA para recopilar datos, en sistemas de energía expansivos y herramientas de análisis sofisticadas para establecer las condiciones, de operación seguras y económicas. El AGC es un esquema de control, de circuito cerrado distribuido que proporciona y reprograma de manera óptima, los puntos de ajuste de potencia del generador para mantener los flujos de frecuencia, en línea de enlace en sus valores especificados.

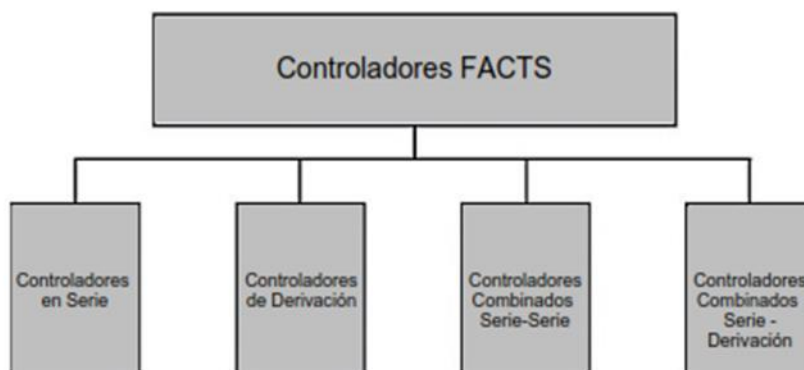
Los FACTS son los controladores más prometedores, en el escenario actual en la transmisión de energía a largas distancias en REI. Los dispositivos FACTS proporcionan estabilidad al sistema, da soporte de voltaje de punto medio y control de potencia reactiva en interconexiones de red. Convencionalmente, el algoritmo de flujo de potencia se utilizó para evaluar la clasificación de los dispositivos FACTS, teniendo en cuenta la magnitud del voltaje y el ángulo de fase como variables independientes. Hoy en día, la calificación del dispositivo FACTS se evalúa con el flujo de potencia óptimo.

En la interconexión de la REI, los dispositivos FACTS aumentarán la capacidad

de transferencia, de energía entre las líneas de transmisión existentes sin construir una nueva línea, el controlador FACTS reduce la impedancia de la línea (inyectando una caída de voltaje), o aumenta el ángulo de fase a su vez aumentando la transferencia de potencia activa en el sistema de potencia. Además, el dispositivo FACTS realiza la compensación de potencia reactiva al inyectar una corriente al sistema existente, convencionalmente se utilizaron interruptores mecánicos controlados con un tiempo, de conmutación grande para conectar los compensadores a la línea de transmisión, durante el tiempo de falla el sistema de energía necesita una recuperación rápida, para cumplir con este requisito se utilizan dispositivos FACTS, en base a la electrónica de potencia su acción es rápida en lugar de los interruptores mecánicos. Se tiene algunos beneficios importantes de los dispositivos FACTS que enumeramos a continuación:

- a) Aumento de las capacidades de transferencia de energía de las líneas de transmisión.
- b) Proporcionar soporte de voltaje a lo largo de la línea.
- c) Proporcione compensación de potencia reactiva en pintas intermedias, así como en el extremo receptor de la línea.
- d) Mejore la estabilidad dinámica y estable de las interconexiones del sistema.
- e) Mejora en el factor de potencia.

Tabla 10 - Controladores básicos FACTS.



Fuente: Elaboración propia a partir de (A. S. Rana, 2019)

Detalles de los cuatro (04), controladores FACTS:

- a) Primero están los controladores en serie, inyectan voltaje al sistema así también ofrece una impedancia variable para el sistema, absorben o entregan energía activa y reactiva en la línea, ejemplos de controladores FACTS en serie son; condensador en serie controlado por GTO, condensador en serie controlado por tiristores, compensadores estáticos síncronos en serie, etc.
- b) Segundo lugar están los controladores en derivación, inyectan corriente al sistema si el ángulo de fase entre la corriente inyectada, y el voltaje de línea es de 90 grados el dispositivo entregará o absorberá energía reactiva únicamente. Los SVC, STATCOM son los ejemplos de este tipo de controlador.
- c) El tercer, los controladores combinados serie-serie son de controlador FACTS, se emplea en donde hay más de una línea de transmisión que necesita compensación de potencia activa y reactiva al mismo tiempo. Es combinación de controladores conectados en serie, por un enlace de CC fin proporcionar compensación en diferentes líneas de transmisión; por ejemplo, IPFC.
- d) La cuarta, es la combinación de una serie y dispositivos de derivación FACTS, conectados con un enlace de CC. El enlace DC permite el intercambio activo, de energía entre controladores; por ejemplo, el controlador de flujo de energía unificado (UPFC) es la combinación de SSSC (controlador de serie FACTS) y STATCOM (controlador de derivación FACTS) que están acoplados con un enlace de CC común.

Los diseñadores e investigadores, han propuesto varios modelos para mejorar el rendimiento del dispositivo FACTS, con escenarios cambiantes del sector eléctrico.

### **2.3.12. Integración de la GD, con los RER en una REI**

La REI es el enfoque futurista para modernizar la red normal, el sistema de energía eléctrica es el sistema más complejo que contiene los tres sectores



principales, generación, transmisión y distribución, se interconectaron como una unidad, llamada utilidad integrada vertical. En las redes convencionales, para abastecer las demandas de carga se necesitaban pocas interconexiones entre los diferentes sistemas y el corte de la carga entre las plantas de energía era fácil. Pero, en las últimas décadas, el mercado de la electricidad ha crecido tan rápido que se hace de la necesidad de una energía adicional por parte de diferentes consumidores. Para satisfacer la mayor demanda de carga, muchas de las unidades generadoras se ven obligadas a operar a su máxima capacidad instalada u otra solución para deshacerse de esta mayor demanda de electricidad es con la ayuda de la DG empleando los RER, se puede hacer que la red eléctrica sea más confiable en términos de generación de energía y también puede afectar los parámetros del sistema como el voltaje o el control de potencia activa y reactiva. Tradicionalmente, los sistemas de energía han abordado la incertidumbre de la demanda de carga mediante el control del suministro. Sin embargo, con las fuentes de energía renovables con el empleo de los RER, la incertidumbre y la intermitencia en el lado de la oferta también deben gestionarse. La respuesta a la demanda, control de la carga (mecanismos directos e indirectos para ajustar el consumo), son requeridos. El control directo, de la carga (ajustes de carga realizados directamente por la empresa de servicios públicos), no debe ser disruptivo en el sentido de que los consumidores, desconocen las acciones de control. La respuesta indirecta a la demanda, como el de proporcionar señales de precios u otros incentivos para que los consumidores modifiquen sus cargas, ya se están practicando en instalaciones comerciales e industriales en algunos proyectos piloto, también están en marcha para los hogares, el ajuste es lento en los precios que limita la capacidad de la demanda de seguimiento, las variaciones en la producción de generación renovable, va aumentando la dependencia, en el almacenamiento, de las fuentes no renovables para el equilibrio de la energía.

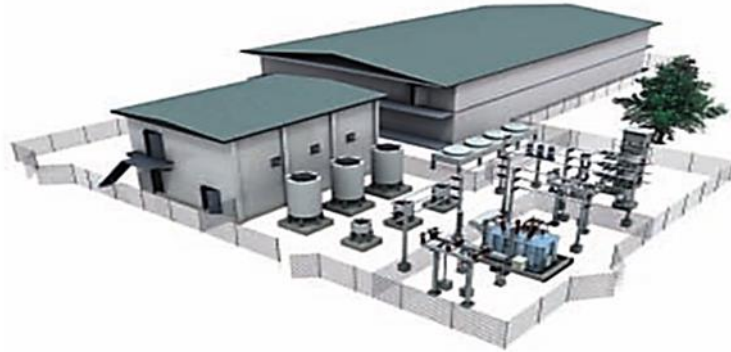
El consumidor, en la integración del almacenamiento de la GD, con los PEV (posiblemente híbridos) presentan oportunidades y desafíos, de cualquier almacenamiento o generación local puede, en principio ayudar a gestionar el suministro variable a la red. Pero cada componente tiene características, que

deben considerarse e incorporarse en el esquema de control. Los PEV, cuando se implementan ampliamente, son especialmente notables porque representan una gran carga (las tasas de carga para vehículos individuales pueden ser más altas que la carga máxima típica de una casa), y los consumidores esperan una carga completa (o al menos suficiente para viajar), por la mañana. Es probable que haya un control en el vecindario, o de nivel superior sea necesario para regular la carga nocturna. Dado que la generación eólica es típicamente máxima durante la noche, los controles jugarán un papel vital para lograr el uso óptimo de los recursos eólicos. Como se señaló anteriormente, las empresas de servicios públicos o proveedores de servicios, ya están comunicando señales de precios a los usuarios, con medios que van desde la infraestructura de medición avanzada (AMI), hasta la internet. Aquí también surgen problemas relevantes de control, tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda. Por lo tanto, es necesario crear el control de la señal (un ejemplo simple son los precios de tiempo de uso, que imponen diferentes costos de consumo en diferentes momentos del día de acuerdo con un horario fijo y de transmisión) que, según los modelos de comportamiento que espera el consumidor, se maximizará el objetivo de la empresa de servicios públicos, su rentabilidad incorporada, en el uso de energía renovable, en los que los requisitos de estabilidad / capacidad de carga dentro de otros criterios. El almacenamiento de energía distribuido, desempeñará un papel vital en la REI, las plantas de almacenamiento de energía, ubicadas estratégicamente podrían servir para varios propósitos, que incluyen:

- a) Aplazar actualizaciones de líneas y subestaciones / distribución transformadores a través del recorte de la carga máxima.
- b) Equilibrar el consumo y la producción de electricidad.

Proporcione capacidades de isla, durante fallas de la red para el suministro de energía a cargas importantes.

Figura 48 - Instalación SVC Light con Almacenamiento de Energía.



Fuente: (Grünbaum, 2010)

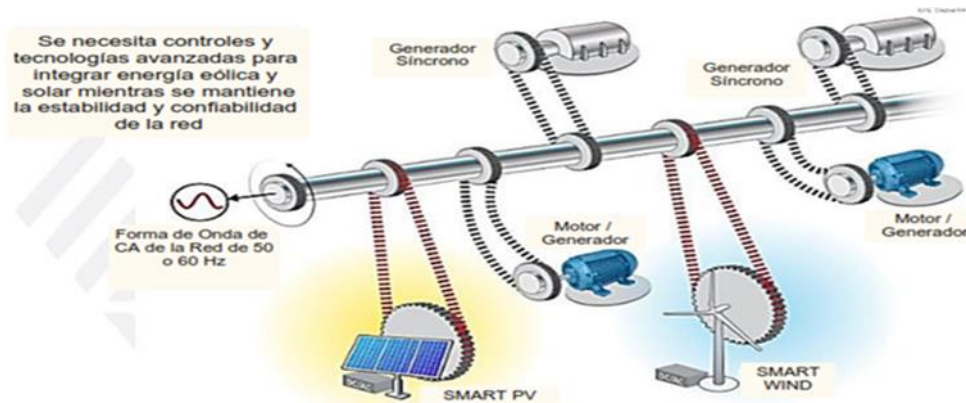
A medida que las redes eléctricas incorporen más RER, inevitablemente surgirán en la red un número sin precedentes de sensores, controladores y actuadores. Un sensor puede concebirse como un dispositivo / sistema que proporciona tipos específicos de datos / información dependiendo de la funcionalidad deseada. En el contexto de la red inteligente, la mayoría de los sensores pertenecen a las siguientes categorías:

- a) Unidades de medida de fasores (PMU).
- b) Concentradores de datos fasores (PDC).
- c) IED (Dispositivo Electrónico Inteligente) y relés de protección.
- d) Registradores de perturbaciones de frecuencia (FDR).
- e) Sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA).
- f) Contadores inteligentes.
- g) Sistemas de Información Geográfica.
- h) Datos de pronóstico del tiempo.
- i) Información del mercado eléctrico.

Un actuador es el responsable, de aplicar una acción de control que puede considerarse como; un interruptor, dispositivo de protección, sistema DG, unidad DS, etc. Además, los sensores, los controladores y los actuadores se pueden separar espacialmente, y por lo tanto se requieren sistemas de comunicación

para transferir las mediciones, señales y datos de control.

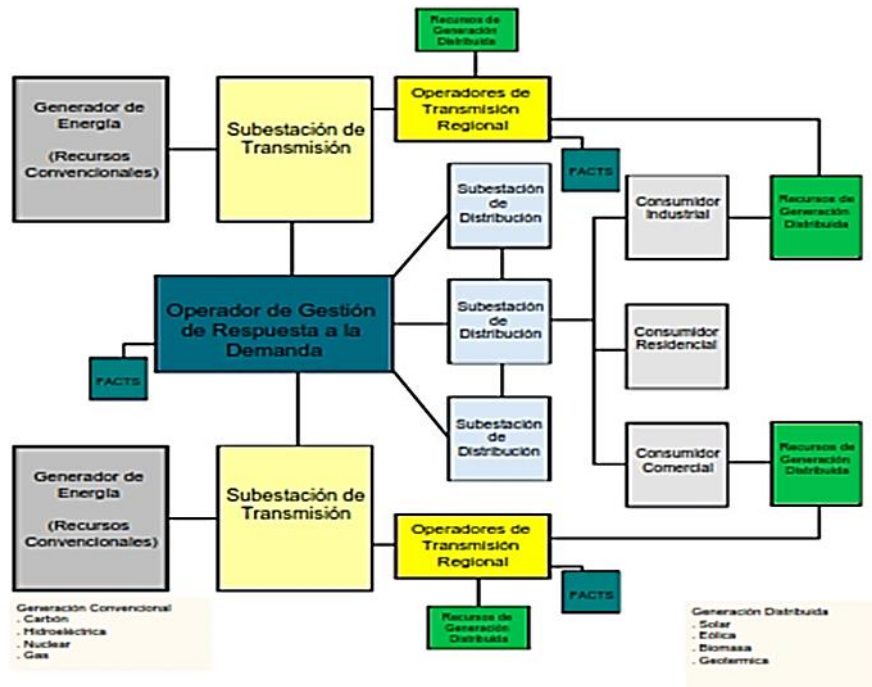
Figura 49 - Penetración DG requiere un paradigma.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Stewart, 2017).

La Figura 41 muestra el entorno de la REI, con la participación de dispositivos GD y FACTS en varios niveles.

Figura 50 - Entorno de REI con GD y FACTS.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Gutiérrez, 2018).

Figura 51 - Ejemplos de GD.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Stewart, 2017).

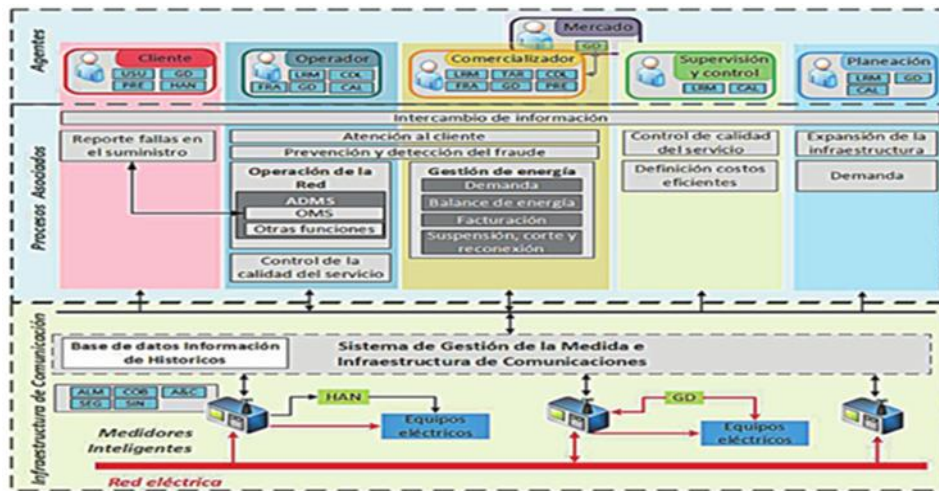
### 2.3.13. Control Avanzado

Los conceptos de una REI, abarcan una amplia gama de tecnologías y aplicaciones, son dispositivos y algoritmos que analizarán, diagnosticarán y predecirán las condiciones de la red eléctrica moderna, tomarán acciones correctivas apropiadas para eliminar, mitigar y prevenir las interrupciones y alteraciones en la calidad de la energía. Describimos algunos a continuación que actualmente se practican con la advertencia de que, en esta etapa temprana del desarrollo de redes inteligentes, el papel del control, especialmente el control avanzado, es limitado:

- a) AMI, es una visión para la comunicación bidireccional de medidores / servicios públicos. Dos elementos fundamentales se han implementado en AMI;
  - 1) Primero, los sistemas de lectura automática de medidores (AMR), facilitan el paso inicial hacia la disminución de costos de recopilación de datos, mediante el empleo de información de medición en tiempo real, asimismo facilitan la desconexión / reconexión remota de los consumidores, el control de la carga, la detección y la respuesta a las interrupciones, la capacidad de respuesta al robo de energía, el monitoreo de la calidad, el consumo de energía.
  - 2) Segundo, gestión de datos del medidor (MDM) facilita un único punto de

integración, para la variedad completa de datos del medidor. Admite aprovechar esos datos para automatizar los procesos comerciales, en tiempo real e intervienen los datos con los negocios y aplicaciones operativas para mejorar la eficiencia, a fin de gravitar en la toma de decisiones en toda la empresa.

Figura 52 - Agentes y procesos involucrados en sistema AMI.

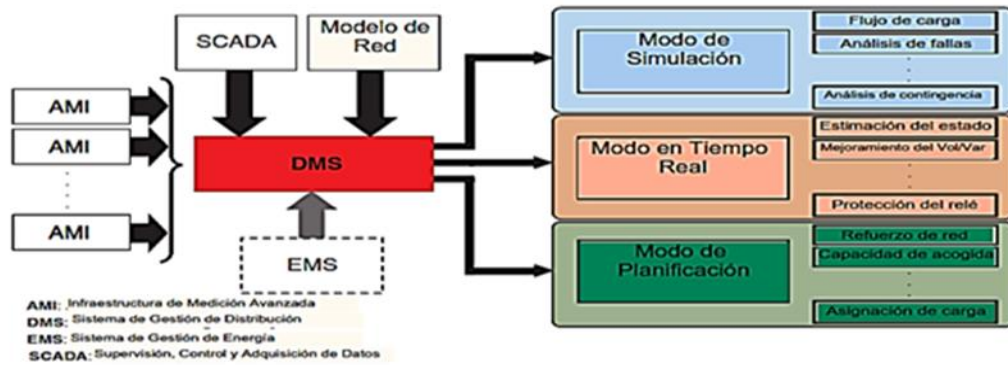


Fuente: Elaboración propia a partir de (Gutiérrez, 2018).

- b) El software DMS modela matemáticamente, la red de distribución eléctrica y predice el impacto de las interrupciones, en la transmisión, generación, la variación de voltaje / frecuencia y más. Ayuda a reducir la inversión de capital, al mostrar cómo utilizar mejor los activos existentes, al permitir la reducción de picos a través de la respuesta a la demanda (DR), mejorara la confiabilidad de la red, también facilita la elección del consumidor al facilitarle a identificar las opciones de tarifas, adaptándose a cada consumidor y respalda el caso de negocios para soluciones de generación renovable, DG, para PEV en su gestión de estaciones de carga.



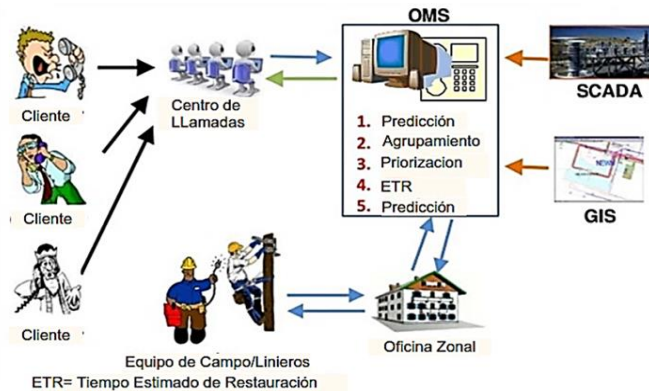
Figura 53 - DMS y sus componentes constitutivos.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Sajadi, 2018).

- c) La GIS está específicamente diseñada, para que la industria de servicios públicos para que modele, diseñe y administre su infraestructura crítica. Permite integrar datos de servicios públicos y mapas geográficos, proporciona una vista gráfica de la infraestructura que permite la reducción de costos a través de una planificación y análisis simplificados y tiempos de respuesta operativos reducidos.
- d) La OMS aceleran la resolución de interrupciones, a fin que la energía se restablezca más rápidamente, los costos de interrupción están incluidos. Eliminan el costo de los informes manuales, analizan datos históricos de interrupciones para identificar mejoras y evitar futuras interrupciones, abordan la demanda regulatoria del consumidor para una mejor capacidad de respuesta.

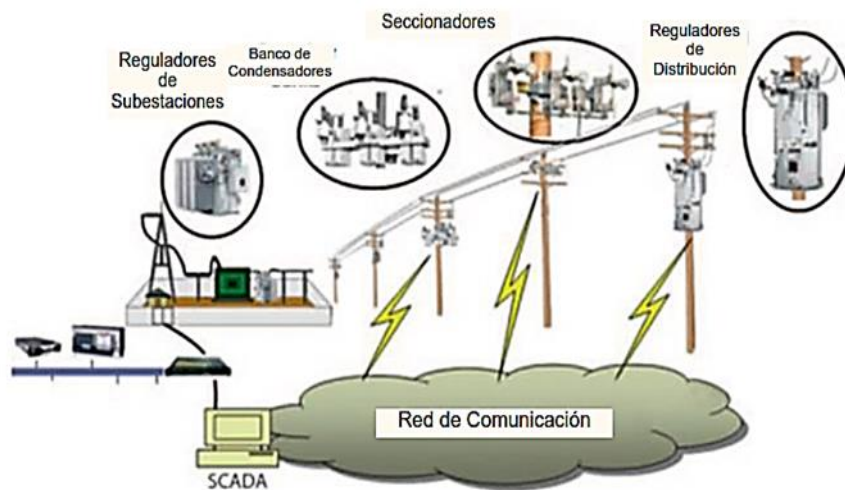
Figura 54 - OMS Sistema de Gestión de Interrupciones.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Distribution.com, 2018).

- e) Los IED son dispositivos avanzados, habilitados para aplicaciones instalados en el campo que procesan, computan y transmiten información pertinente a un nivel superior. Los IED recopilan datos, tanto de la red como de las instalaciones de los consumidores (detrás del medidor), y permita la reconfiguración de la red localmente o bajo el comando del centro de control.

Figura 55 - Visión para el monitoreo y control de datos.

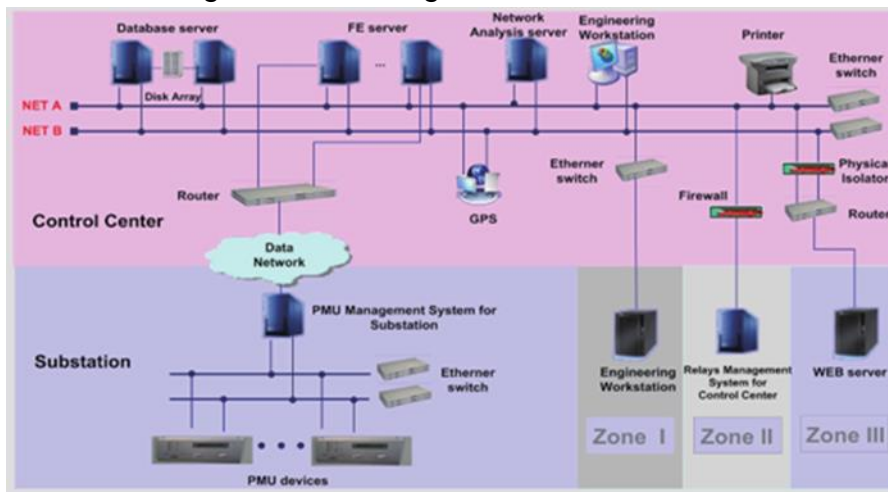


Fuente: Elaboración propia a partir de (Marcelino Madrigal, 2011).

- f) Los WAMS proporcionan mediciones precisas y sincronizadas, a través de redes eléctricas a gran escala. Se han implementado, en numerosos sistemas de energía, en todo el mundo. Los WAMS consisten en PMU, que proporcionan datos precisos con marca de tiempo, junto con concentradores de datos fasoriales que agregan los datos, realizan la grabación de eventos. Los datos de WAMS juegan un papel vital en la perturbación posterior análisis, validación de modelos dinámicos del sistema, control FACTS verificación y esquemas de protección de área amplia. Se espera que la futura implementación de esquemas de control de área amplia se desarrolle en WAMS.



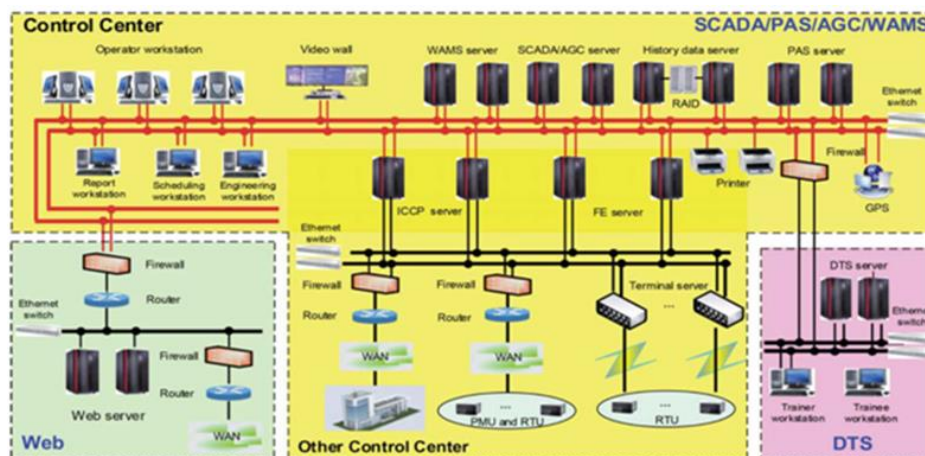
Figura 56 - Configuración de WAMS.



Fuente: (Corporation, 2011).

g) Los EMS en las instalaciones, en la que el cliente puede controlar su consumo, la generación y el almacenamiento in situ, la carga potencial PEV, los EMS se utilizan hoy en día en grandes instalaciones industriales, comerciales siendo probablemente que se adopten ampliamente con el despliegue de las REI. La gestión de la energía de las instalaciones, puede verse como un problema de optimización a gran escala: dada la información actual y (posiblemente incierta), futura sobre los precios, preferencias de consumo, perspectivas de DG y otros factores, siendo válida la pregunta; ¿cómo deberían utilizarse los dispositivos y sistemas óptimamente?

Figura 57 - Estructura típica de EMS.



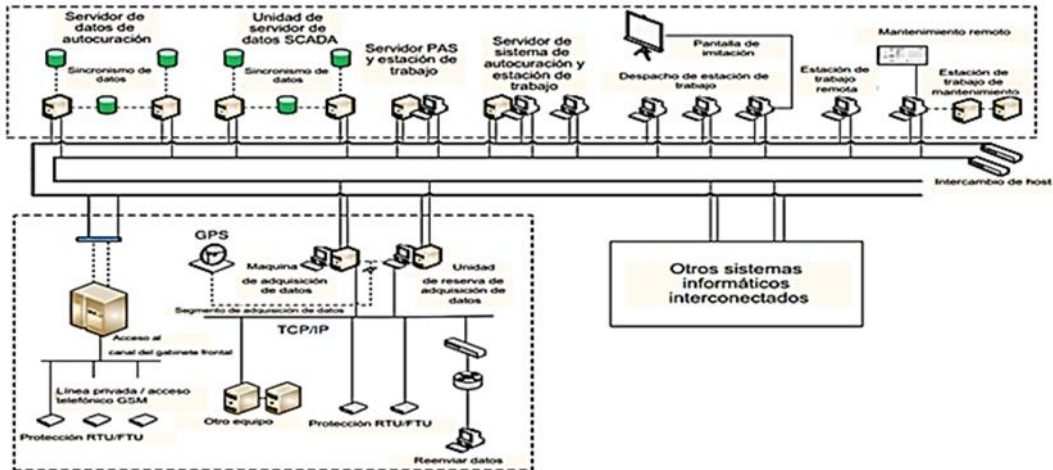
Fuente: (Co., 2011).

### **2.3.14. Diagnóstico Predictivo y Autocuración**

La autocuración es un sistema, que utiliza información, detección, control con tecnologías de comunicación, para permitirle tratar eventos imprevistos y minimizar su impacto adverso, es importante por una detección segura, por la arquitectura, en las comunicaciones, automatización (control) e infraestructura superpuesta de energía como sistema integrado, reconfigurable y electrónicamente controlado que ofrecerá una flexibilidad sin precedentes y funcionalidad, mejorara la disponibilidad del sistema, seguridad, calidad, resistencia y robustez. Las empresas eléctricas, vienen prestando atención a la mejora en la confiabilidad, en la red de autocuración. En el desarrollo de las áreas de anticipación de fallas (detección de problemas del equipo antes de que ocurran fallas) y su ubicación de las fallas. En las fallas reales, las empresas eléctricas pueden identificar la ubicación de la falla, con una mayor precisión utilizando la información de los IEDs, FCIs, en los sistemas de gestión de interrupciones y modelos de cortocircuito de los relés de protección en la subestación.

Estas nuevas instalaciones de localización de fallas, permitirán a las empresas de servicios públicos localizar fallas permanentes, así como fallas temporales recurrentes que aún no han causado una interrupción prolongada. Muchas empresas de servicios públicos, están implementando sistemas que detectan fallas automáticamente, aíslan la parte dañada del alimentador y restauran la mayor cantidad de servicio posible en segundos como parte de su estrategia para lograr una red de autocuración. El sistema de autocuración se integra en un sistema de automatización de despacho mediante la instalación de un servidor de datos de control de autocuración, un servidor del sistema y una estación de trabajo adicionales, como se muestra en la figura 49. De acuerdo con los requisitos de protección de seguridad para la energía eléctrica, el sistema de energía eléctrica se divide en cuatro zonas en orden de importancia de la seguridad. El sistema de autocuración se encuentra en la zona I y II, y está interconectado con otros sistemas mediante un equipo de aislamiento físico y un firewall de red.

Figura 58 - Estructura del Sistema de Autocuración.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Co., 2011).

Un problema con los sistemas FLISR, actuales es que la restauración del servicio a menudo se bloquea debido a una carga pesada en los alimentadores. La próxima generación de sistemas de restauración automática debería aprovechar otras instalaciones de control avanzadas, que se están implementando como parte de la REI. Por ejemplo, cuando se encuentra con un límite de transferencia de carga, el sistema de restauración automática puede iniciar acciones para liberar la capacidad en los alimentadores afectados, permitiendo así proceder a transferir la carga.

Figura 59 - Restauración Automática de Servicio (FLISR).

a) Antes de la autocuración.

b) Después de la autocuración.



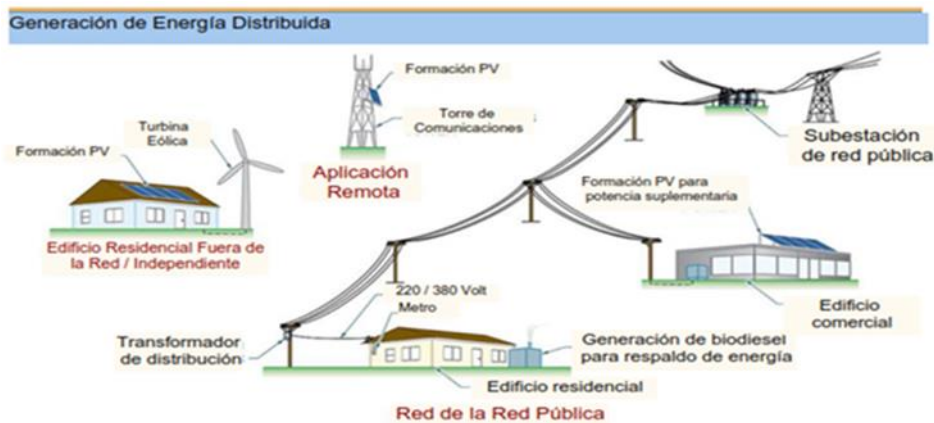
Fuente: (Marcelino Madrigal, 2011).

### 2.3.15. Generación Distribuida (GD)

La GD es el empleo de tecnologías de generación, de energía a pequeña escala

ubicadas, cerca de las cargas que están siendo atendidas. Los sistemas de generación de energía distribuida, en el cual se incluyen PV, turbinas eólicas, generadores de biodiesel y otros sistemas de energía de pequeña escala. Un sistema de GD puede servir, como la única fuente de energía para las áreas residenciales, comerciales, industriales o de acceso remoto. Así como puede ser un sistema independiente, o combinado con un sistema de distribución de energía centralizado.

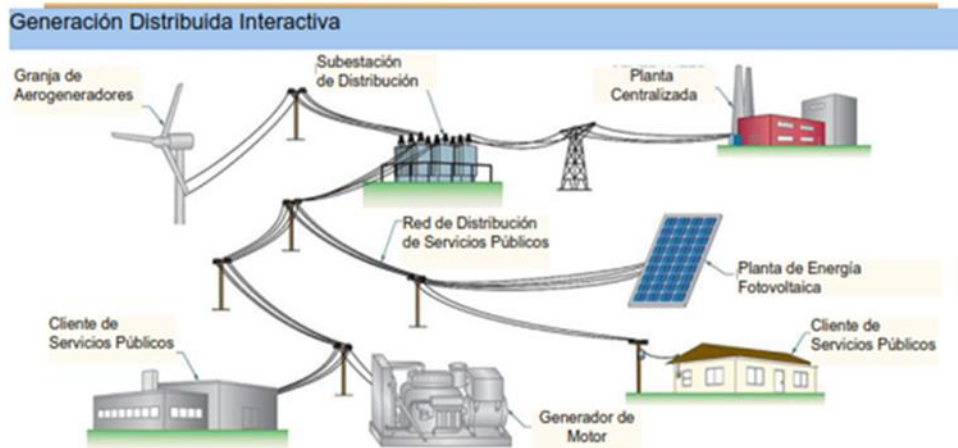
Figura 60 - La GD produce electricidad cerca de donde se usa.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Faizan, 2018)

La GD Interactiva, también son pequeños sistemas de generación de energía. Estos sistemas deben ser interactivos para conectarse a la red de distribución de la red eléctrica para obtener energía bidireccional. La GD interactiva, de energía eléctrica es cada vez más común como complemento de la generación de energía centralizada tradicional. Esto aumenta la diversidad y la seguridad del suministro de energía eléctrica y beneficia tanto a los clientes como a las empresas de servicios eléctricos. Para los clientes, estos sistemas pueden proporcionar energía a las cargas en el sitio y hacer un respaldo de seguridad de sus sistemas independientes, en caso de un corte de energía de la red. Para las empresas de servicios públicos, la capacidad de suministro de fuentes de energía adicionales, durante las cargas máximas aumenta la capacidad de la empresa de servicios, para atender a los clientes sin la necesidad de construir nuevas plantas de energía.

Figura 61 - La GD Interactiva.

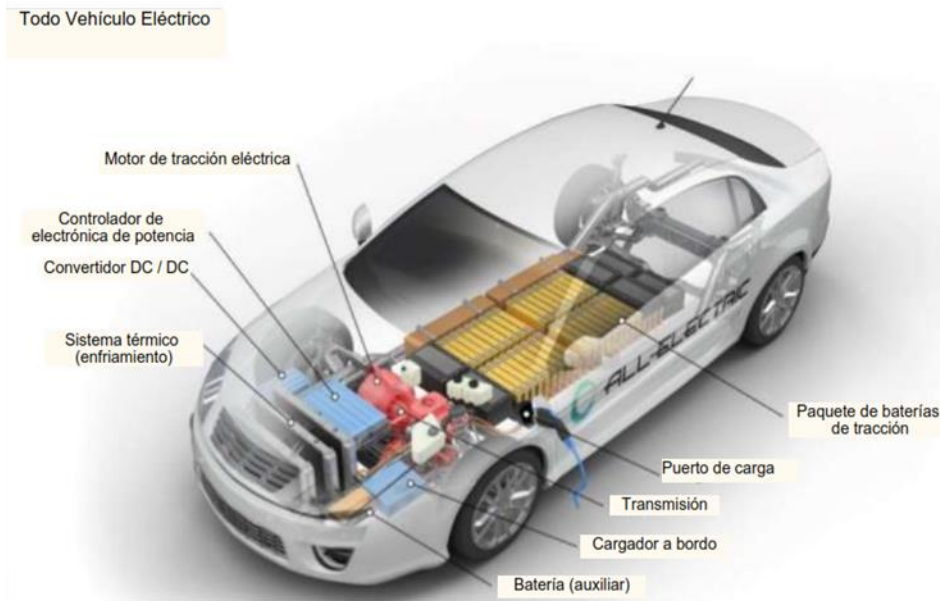


Fuente: Elaboración propia a partir de (Faizan, 2018)

### 2.3.16. Vehículo Eléctrico (VE)

El consumo de energía proveniente de fuentes fósiles y su uso cada vez creciente, no es sostenible económicamente, ambientalmente y socialmente. El sistema de transporte, responsable en gran medida y con mayor incidencia en los países desarrollados responsable de la mayor utilización final de la energía, el transporte es también uno de los menos eficientes. La movilidad es uno de los sectores estratégicos para reducir emisiones CO<sub>2</sub>. Se viene adaptando a este escenario, tanto la demanda de transporte público, como el uso de la bicicleta están aumentando. En la movilidad privada, es de necesidad la alternativa al vehículo tradicional de combustión. En este contexto, el vehículo eléctrico (VE), gana importancia como transporte privado y se espera que su crecimiento sea importante en los próximos años, estimándose para el año 2020 el incremento de sus ventas, de acuerdo a las proyecciones del IEA las ventas de éstos se concentrarán en los países más desarrollados de Europa, América y la zona del Pacífico.

Figura 62 - Parte de todo vehículo eléctrico.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Vasudevan, 2018)

Un VE es aquel que dispone de propulsión eléctrica para su movilidad, según sea su fuente energética, se puede diferenciar entre diferentes tipologías:

- a) Los vehículos híbridos no enchufables HEV, que disponen de una pequeña batería para realizar el arranque del vehículo, para el motor de combustión cuando el vehículo no se mueva y recuperar energía en las frenadas. Su capacidad la batería es reducida, en su condición puramente eléctrico no realizan más de 2 km aproximadamente.
- b) Los vehículos híbridos enchufables PHEV, disponen de baterías de mayor capacidad, el que permite rangos de autonomía de entre 25 y 70 km aproximadamente.
- c) Los puramente eléctricos BEV, únicamente disponen de la batería como fuente energética. Esta tipología permite rangos de autonomía de entre 70 y 175 km aproximadamente.

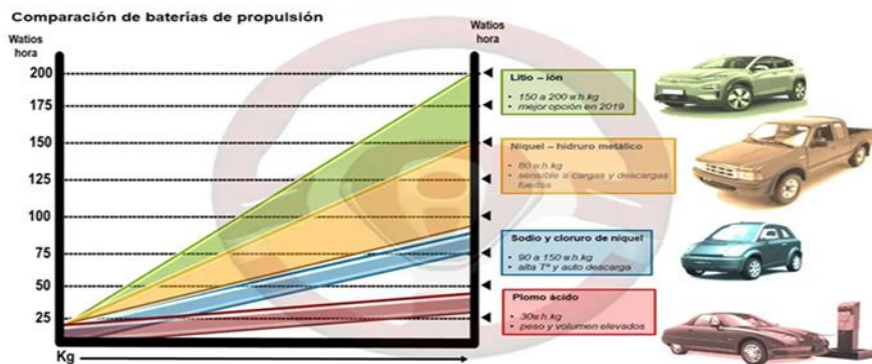
La reducción de las emisiones de gases, como consecuencia del ingreso de los VE creará nuevas oportunidades de negocio para el sistema eléctrico. Las REI van a permitir la comunicación entre los diferentes puntos de carga y vehículos



con el centro de control. El centro de control se encargará de gestionar eficientemente las recargas de los VE, trasladando la recarga de estos a las horas de menor consumo, donde el coste de la energía e impacto de las recargas es menor. Un ejemplo es el servicio V2G, facilita al propietario del VE o al gestor de la demanda vender la energía almacenada en el VE a la red eléctrica, cuando este se encuentre conectado a la red sin ser utilizado. El desarrollo de la infraestructura de recarga, baterías para VE acelerarán el crecimiento de este sector, en los próximos años con el desarrollo tecnológico de las baterías actuales, se reducirá los costes de fabricación. A partir del fabricante de baterías, los requerimientos a ser atendidos por los sistemas de almacenamiento energético que serán usados en un vehículo totalmente eléctrico incluyen:

- a) Tamaño de batería: 10 kWh (enchufable) hasta 20-25 kWh (totalmente eléctrica)
- b) Seguridad: a nivel de célula de baterías.
- c) Duración de la vida: 8-10 años.
- d) Energía específica: tan alta como sea posible,
- e) Costo: tan bajo como sea posible.

Figura 63 - Comparación de Baterías de propulsión para VE.



Fuente: (Automovil, 2019)

Los resultados obtenidos de los proyectos piloto, llevado a cabo a nivel mundial están indicando que el V2G, el concepto puede desempeñar un papel clave en el equilibrio de la red. Para la implementación del concepto V2G, un estudio

exhaustivo de la red a nivel local junto con su impacto en la distribución local red y la viabilidad tecno económica desde la perspectiva del propietario del vehículo debe ser hecho para enmarcar políticas apropiadas. Todo ello, junto al desarrollo de la infraestructura de recarga, acelerarán el crecimiento de este mercado, el proceso de recarga de un vehículo resulta bastante intuitivo, y se realiza mediante la conexión de un cargador al puerto de carga del vehículo, que recibe energía eléctrica de una fuente externa, la red eléctrica está en CA, mientras que la batería del vehículo requiere CC. Se necesita un convertor CA-CC, para realizar una recarga en CA, la capacidad es limitada por cuestiones de diseño, no puede ser muy grande ni pesado. Normalmente tiene una potencia máxima que oscila entre 1.99 y 22 kilowatts.

Figura 64 - Hogar Inteligente.



Fuente: (Rojas, 2018)

### 2.3.16.1. Vehículos Eléctricos y su Recarga

Los VEs, cuando se conecten a la red eléctrica, sean capaces de cargar sus baterías o de descargarlas a la red mediante la tecnología V2G (Vehicle To Grid). Es una oportunidad para mejorar, la eficiencia del sistema ya que la carga o descarga de las baterías, puede realizarse en el momento elegido por los usuarios y por el sistema de gestión de la red. Tipos de recarga, que se encuentran en el mercado y son



comerciales:

a) Recarga Convencional (16 Amperios)

La recarga convencional se aplica a niveles de potencia, que involucran una carga en un tiempo de 8 horas aproximadamente.

- Una carga convencional monofásica, requiere de una intensidad y voltaje eléctrico de igual nivel que la propia vivienda, vale decir de 16 amperios y 220 voltios. Con una potencia eléctrica, para este tipo de cargas es de aproximadamente 3,7 kW.
- A este nivel de potencia, el proceso de carga de la batería dura unas 8 horas, se considera una solución es óptima, básicamente, para recargar el vehículo eléctrico durante la noche en un garaje.
- Para conseguir que el vehículo eléctrico sea una realidad, y teniendo en cuenta el sistema eléctrico a proyectarse, una recarga óptima desde la eficiencia energética, reside en efectuar la recarga durante el período nocturno, que es cuando menos demanda energética existe.

b) Recarga Semi-Rápida (32 Amperios)

Una recarga semi-rápida se emplea en niveles de potencia, que involucran una carga con una duración de unas 4 horas aproximadamente.

- La carga semi-rápida requiere de 32 amperios, y de 220 voltios con una potencia eléctrica que se requiere para este tipo de cargas es de aproximadamente 7,3kW.
- Este nivel de potencia, el proceso de carga de la batería tarda unas 4 horas, en la que una recarga óptima desde la eficiencia energética, reside en efectuar la recarga durante el período nocturno, que es cuando menos demanda energética existe.

En las normas IEC 61851 e IEC 62196 se describen detalladamente los procesos de carga. En este caso, la IEC 61851 distingue entre un total de cuatro modos de carga:

- a) **Modo 1:** Sin comunicación entre red y vehículo, Conexión directa del vehículo a la red. Toma de corriente no dedicada, cable simple, tipo de carga lenta en CA, corriente máxima 16 A por fase (3,7 kW -11 kW) conector del tipo Cecon o Schuko, por ejemplo, una toma de corriente usual en los hogares, red monofásica de tensiones de 250 V y en la red trifásica hasta 380 V. Protecciones la instalación requiere de protección diferencial y magnetotérmica, características especiales la conexión de VE a la red de CA utilizando tomas de corriente normalizadas, uso de poca potencia.

Figura 65 - Modo de conexión 1, con sus conectores Schuko y Cecon.



Fuente: Elaboración propia.

- b) **Modo 2:** Nivel de comunicación bajo entre red y vehículo. Conexión directa del vehículo a la red, toma de corriente no dedicada, cable con comunicación, tipo de carga lenta en CA, corriente máxima 32 A por fase (3,7 kW -22 kW) conector del tipo Cecon o Schuko, Protecciones la instalación requiere de protección diferencial y magnetotérmica, características especiales cable especial con electrónica de control y protección, tiempo estimado de recarga 7.5 horas uso de recarga ocasional.

Figura 66 - Modo de conexión 2, con conectores y Toma Especifica.



Fuente: Elaboración propia.

- c) **Modo 3:** Grado elevado de comunicación. Dentro del propio punto de recarga se encuentra la función de conversión AC a CC (de corriente alterna a corriente continua) y el sistema de protección. Conexión directa del vehículo a la red, toma de corriente dedicada con monitorización de carga, cable dedicada, conectores Tipo1 ó Tipo2 con detección de corriente de falla, tipo de carga lenta o semi rápida, corriente máxima según conector utilizado Cable Solidario al punto de recarga, punto de recarga AC, potencia máxima 7,4 kW (Tipo 1) y 43 kW (Tipo 2), protecciones incluidas en la infraestructura especial para VE externas e integradas, características especiales conexión del VE a la red de CA, utilizando un equipo específico, tiempo estimado de recarga 3.5 horas a 7.2 KW, recarga habitual del VE.

Figura 67 - Modo de conexión 3, con conectores T1 y T2.



Fuente: Elaboración propia.

- d) **Modo 4:** Grado muy elevado de comunicación. Se aplica a cargadores rápidos donde la recarga del coche se suele hacer en modo CC, Conexión indirecta del vehículo a través de cargador

externo, toma externa de corriente directa con monitorización de carga, cable dedicado tipo de carga en CC, cable solidario a la estación de recarga corriente máxima según cargador potencia máxima 50 kW (CHAdeMO) y 150-350 kW (CSS Combo 2), protecciones instaladas en la infraestructura e integradas, características especiales conexión del VE utilizando un cargador externo fijo, tiempo estimado de recarga 19.2 a 12.8 minuto, recarga de oportunidad del VE.

Figura 68 - Modo de conexión 4, con conectores CHAdeMO y CSS Combo 2.



Fuente: Elaboración propia.

### 2.3.17. Microrredes (Microgrid)

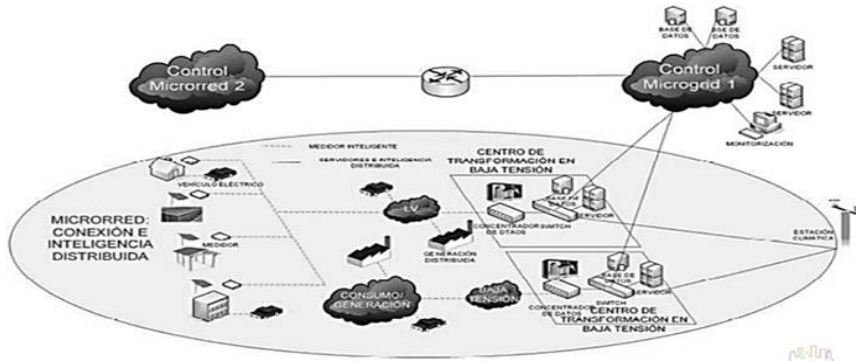
Existen diferentes definiciones de microrredes.

- a) De acuerdo con el Grupo de Intercambio de Microrredes del Departamento de Energía de los EE.UU., una microrred es un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos dentro de límites eléctricos claramente definidos que se comporta como una única entidad controlable con relación a la red. Una microrred puede conectarse y desconectarse de la red para permitir que funcione tanto conectada a la red como en modo “isla” (Lab, 2019)
- b) El Grupo de Trabajo CIGRÉ C6.2, Microgrid Evolution Roadmap explica que las microrredes son sistemas de distribución de electricidad que incluyen cargas y recursos energéticos distribuidos (como generadores distribuidos, dispositivos de almacenamiento o cargas controlables), que pueden manejarse de forma controlada y coordinada, tanto si están conectados a la red eléctrica principal como si están puestos en tierra (Lab, 2019).

Definiciones de microrred eléctrica, no se especifica si la conexión debe de ser

en baja tensión o media tensión, ni los límites de potencia. Esto depende de la aplicación de microrred eléctrica, de la magnitud de demanda que se quiera satisfacer, y de su ubicación física. Una microrred eléctrica, podría estar conformado por elementos existentes de un edificio, debiendo definir el término nanogrid, o en el tamaño de un pueblo o de una pequeña ciudad.

Figura 69 - Microrredes.



Fuente: (Callejo, 2019).

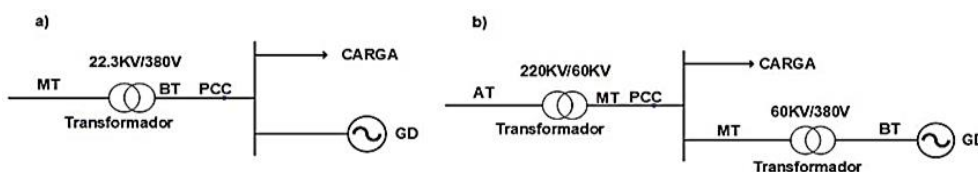
Tabla 11 - Comparación de Microrredes.

Clasificación Según:	Nomenclatura de la Microrred Eléctrica
Función	Microrred eléctrica simple Microrred eléctrica múltiple Microrred eléctrica de empresa comercializadora
Capacidad (potencia)	Microrred eléctrica simple (2 MW) Microrred eléctrica corporativa (2 - 5 MW) Microrred eléctrica de área de alimentación (5 - 20 MW) Microrred eléctrica de área de subestación (20 MW) Microrred eléctrica independiente (cualquier potencia)
Tipo de CA / CC	Microrred eléctrica en CC Microrred eléctrica en CA Microrred eléctrica híbrida CA/CC

Fuente: (Callejo, 2019).

Un elemento importante es el PCC (punto de acoplamiento común), siendo el punto del circuito eléctrico en donde la microrred eléctrica conecta, a la red principal de distribución, pudiendo ser en baja tensión o en media tensión.

Figura 70 - Punto de Acoplamiento Común (PCC) en Microrredes.



Fuente: Elaboración propia.

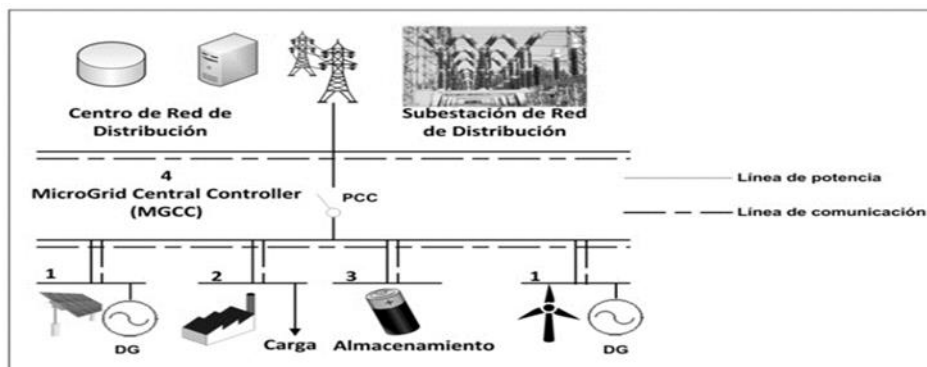
### 2.3.17.1. Componentes de una Microrred Eléctrica

Cada microrred eléctrica dispondrá, de elementos que la harán única, se puede inducir y proponer la composición, estructura básica de una microrred eléctrica según los siguientes elementos:

- a) GD: puede ser variada, intentando instalar tecnología que aproveche el recurso local disponible en el emplazamiento.
- b) Cargas: incluyen las cargas comunes y críticas. En insuficiencia de energía para abastecer a las cargas, las críticas deberán ser atendidas, mientras que las comunes pueden no ser atendidas, por tanto, deben ser desconectadas.
- c) Almacenamiento: alguna de sus aplicaciones es:
  - 1) Servir como apoyo a la GD renovable de la microrred eléctrica,
  - 2) El desplazamiento de los consumos de cargas a otros instantes de tiempo dentro de la operación horaria del día y
  - 3) Para la restauración y/o recuperación de un colapso de la red Black Start (arranque en negro).

Controlador central de la microrred (MGCC): puede considerarse el corazón del sistema de control y gestión de la microrred eléctrica. Gobernará las acciones que tengan que ver con GD, el almacenamiento eléctrico distribuido, las cargas y la transferencia entre el modo de conexión a red y modo isla.

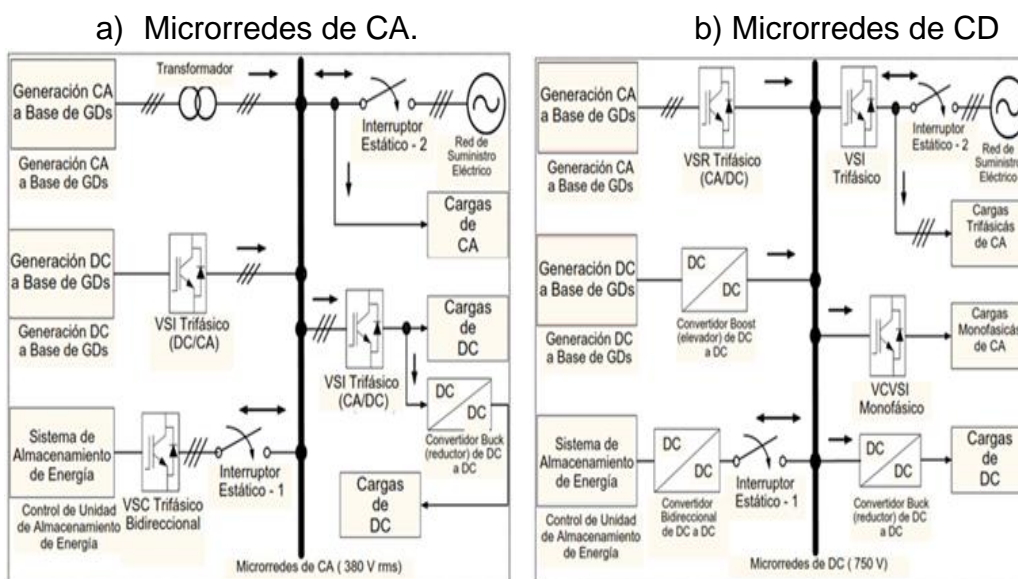
Figura 71 - Composición y estructura básica de una microrred eléctrica.



Fuente: (Callejo, 2019).

Las microrredes requieren de escasos retos, en su desarrollo tales como; la estabilización de voltaje, gestión de energía y de la calidad (PQ), protección, integración a la red, problemas de estabilidad y de su operación llamada isla. Asimismo, se requiere de la necesidad de la evolución en la Investigación y desarrollo (I + D), para su aplicación en su implementación de; microrredes AC vs DC, topología del convertidor, arquitectura del control, esquema de seguimiento del punto de máxima potencia, protección adaptativa y rápida, detección y gestión de islas, inversor convertidor inteligente y micro gestión de energías (EMS).

Figura 72 - Microrredes e integración de fuentes y almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia a partir de (Srivastava, 2019)

## 2.4. Diagnóstico de la Operatividad de las Redes Eléctricas de Distribución de la BALPA

La elaboración del diagnóstico siguió, la Metodología para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión establecida por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), por invierte .pe para busca solucionar un problema vinculado a una necesidad insatisfecha de (servicio público – electricidad), entidades y empresas públicas bajo el ámbito del Sistema Nacional de Programación Multianual y Gestión de Inversiones para la elaboración de las fichas técnicas y estudios de perfil, también denominados Documentos Técnicos, con el propósito

de sustentar la concepción técnica, económica y el dimensionamiento de los proyectos de inversión, facilitando la toma de decisiones de inversión y promoviendo la eficiencia en el uso de los fondos públicos. Un aspecto a destacar es la definición del grado de profundidad de la información que se necesita para caracterizar y analizar las diferentes variables que resultarán críticas: formulación (dimensionamiento, diseño y costo) y evaluación de la alternativa (o alternativas), en la que deben permitir:

- Planificar y realizar el diagnóstico que justifican la intervención.
- Definir correctamente el problema que se intenta solucionar.
- Identificar las causas del problema central y los efectos que ocasiona.
- Plantear el objetivo central del proyecto y los medios que permitan alcanzarlo.
- Plantear alternativas de solución a partir del análisis de los medios que permitan alcanzar el objetivo central del proyecto.

Por tal razón, antes de pensar en la solución y en los costos y beneficios que ésta implica, primero es importante tener pleno conocimiento del problema que se buscará resolver mediante el proyecto de inversión, el análisis del sistema a fin de determinar sus causas, efectos del problema y elaborar el árbol de causas del problema, a fin de llegar al planteamiento de la evaluación, partir de allí evaluar los efectos, medios, fines árbol de medios y fines y llegar a la alternativa de solución y concluir con solución recomendada.

#### **2.4.1. Diagnóstico**

La Fuerza Aérea del Perú (FAP), es el órgano de ejecución del Ministerio de Defensa, forma parte de las Fuerzas Armadas y como tal integra el Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas del Perú. Tiene como función principal la Defensa Aérea del País, además, participa en campañas de apoyo social a poblaciones de difícil acceso, organiza puentes aéreos en caso de desastres y participa en misiones de Paz Internacional.

La BALPA, es una base militar ubicada en el Distrito de Santiago de Surco,



Ciudad de Lima, Departamento y Provincia de Lima administrada por la Fuerza Aérea del Perú, con más de 60 años de antigüedad de sus instalaciones, donde se ubican 20 Unidades y/o Dependencias FAP.

### 2.4.2. Ubicación

La BALPA se encuentra ubicado geográficamente en:

Tabla 12 - Detalles de la ubicación de la BALPA.

Distrito	<b>SANTIAGO DE SURCO</b>
Departamento/Región	<b>LIMA</b>
Provincia	<b>LIMA</b>
Altura	<b>161 msnm</b>
Superficie	<b>35,892,49 km<sup>2</sup></b>

Fuente: Elaboración propia

Asimismo, en el departamento de Lima se ubica geográficamente como sigue:

Imagen 1 - Ubicación de la BALPA.



Fuente: Elaboración propia

Tabla 13 - Coordenadas UTM de la BALPA.

Distrito	<b>SANTIAGO DE SURCO</b>
Dirección	<b>AV. LAS PALMAS S/N</b>
<b>Coordenadas UTM</b>	<b>BASE AÉREA DE LAS PALMAS</b>
Este	<b>282080.4946193342</b>
Norte	<b>8655983.808643931</b>
Huso	<b>18</b>
Hemisferio	<b>Sur</b>

Fuente: Elaboración propia

Imagen 2 - Ubicación del Área de Estudio.



Fuente:

Elaboración propia

### 2.4.3. Estado del Sistema Eléctrico de la BALPA

El sistema eléctrico de la BALPA, es alimentado en Media tensión con una acometida eléctrica aérea comercial, que proviene de la Concesionaria de Luz del Sur llega a la subestación convencional N° 202, pertenece a la Compañía en mención. En el interior del mismo se encuentra un Transformador de Potencia de 10,000 a 2,300 voltios, que es la tensión que se distribuye al sistema eléctrico de la BALPA, al ingreso se conecta a la celda de llegada y salidas siendo cinco (05) circuitos alimentadores en Media Tensión (2,300 voltios) que distribuye a las subestaciones eléctricas de la BALPA.

#### 2.4.3.1. Análisis

- a) Toda la infraestructura de la BALPA (edificios antiguos, hangares, subestaciones eléctricas, redes eléctricas de media tensión y baja tensión, etc.), tiene una antigüedad de más 60 años, requiere en el caso de las subestaciones, redes eléctricas, celdas de llegada y salida transformadores, una renovación por su antigüedad y por las pérdidas de energía que se produce; como consecuencia del estado de las instalaciones que se han visto deterioradas a consecuencia del tiempo, la humedad y la falta de un mantenimiento continuo; en relación al nivel de tensión de 2,300 voltios, en la actualidad es la única que existe en todo el país, y que la Cía. Concesionaria (Luz del Sur), tiene limitaciones para el caso de necesitar un aumento de cargo así como por la discontinuidad de los repuestos.

- b) Los ambientes de las 24 Subestaciones (casetas), 12 de ellas son subterráneas y 12 del tipo superficie, los transformadores son equipos claves para la distribución de toda la energía para la BALPA, debiendo ser debidamente preservados, en razón que sus componentes esenciales se encuentran escondidos y de que no tienen piezas móviles, erróneamente creen que no necesitan mantenimiento preventivo, el buen funcionamiento del transformador refrigerado en baño de aceite, depende en gran parte de la carga que se le conecta, los efectos del calor y el deterioro del aceite, en el caso de las casetas subterráneas, tiene muy poco espacio para la disipación del calor producido por el propio transformador, como por la propia irradiación del sol, ocasionando que funcionen por encima de su temperatura normal, lo que trae como consecuencia el deterioro gradual del aislamiento como la oxidación del aceite perdiendo sus propiedades dieléctricas (aislante y refrigerante), existiendo el peligro de incendio de producirse pérdidas, falta de seguridad para el personal de mantenimiento por la falta de rejillas de seguridad.
- c) Las celdas de llegada, transformación y salida, tableros eléctricos de baja tensión en cada subestación, se observa el deterioro por el paso del tiempo, a consecuencia en muchos de ellos a la humedad del ambiente (clima), el polvo, suciedad y el poco mantenimiento ha hecho que se presente la oxidación en los soportes, estructuras, planchas, puertas metálicas así mismo en los instrumentos de medición (amperímetros, voltímetros) que en muchos casos no funcionan; asimismo en las cabezas terminales, seccionadores unipolares, base de fusible seccionador, interruptores, fijo en volumen reducido de aceite, conductores, barras, etc., se observa recalentamiento en los contactos de conexión (calentamiento producido por un corto circuito, sobrecarga, falta de un buen ajuste de los contactos o un falso contacto). Después de más de sesenta (60) años de uso continuo, el cual ha sido superado al diseño original debido al incremento de cargas nuevas, ampliaciones, construcciones

nuevas, remodelaciones, etc. Para las actividades necesarias para el cumplimiento en la Calidad de la Energía y Seguridad dentro del Código Eléctrico y Normas Internacionales para Redes y subestaciones Eléctricas; así como el de evitar las pérdidas de energía y fallas al equipamiento adquirido en la última década por la Institución, a consecuencia del estado de las instalaciones, que trae como resultado la variación de la tensión y corriente; factores que ocasionan las fallas en los equipos de última generación (década de los 90).

En el Plano 1 se visualiza, el plano unifilar de la distribución del sistema eléctrico de 2,300 voltios de la BALPA.

#### **2.4.3.2. Caseta de Llegada de Suministro de 2.3 KV**

La caseta de llegada, del suministro de energía comercial de la Cía. Luz del Sur, se conecta a una celda general de llegada, con cuatro celdas de salida, desde donde se derivan en 5 circuitos de distribución para las 24 subestaciones de la Base Aérea. Estas celdas están muy deterioradas por el tiempo de uso, falta de mantenimiento continuo, debido a la presencia de polvo, suciedad, humedad, oxido, corrosión por el clima, ha deteriorado al interruptor automático en volumen reducido de aceite, presente inconvenientes al cerrar después de una abertura, porque se tiene que ejercer una presión mayor a lo normal. Asimismo, debido a la superficie de contactos, se recaliente porque las superficies no se encuentran limpias, el nivel del aceite ha disminuido pudiendo llegar a deteriorarse completamente, la superficie de contacto de producirse un corto circuito, no logre abrirse es un peligro para la continuidad del servicio eléctrico para la BALPA, llegando a producir un incendio de graves consecuencias, se muestran fotos su estado.

Imagen 3 - Celda de llegada y salida con obsolescencia técnica.



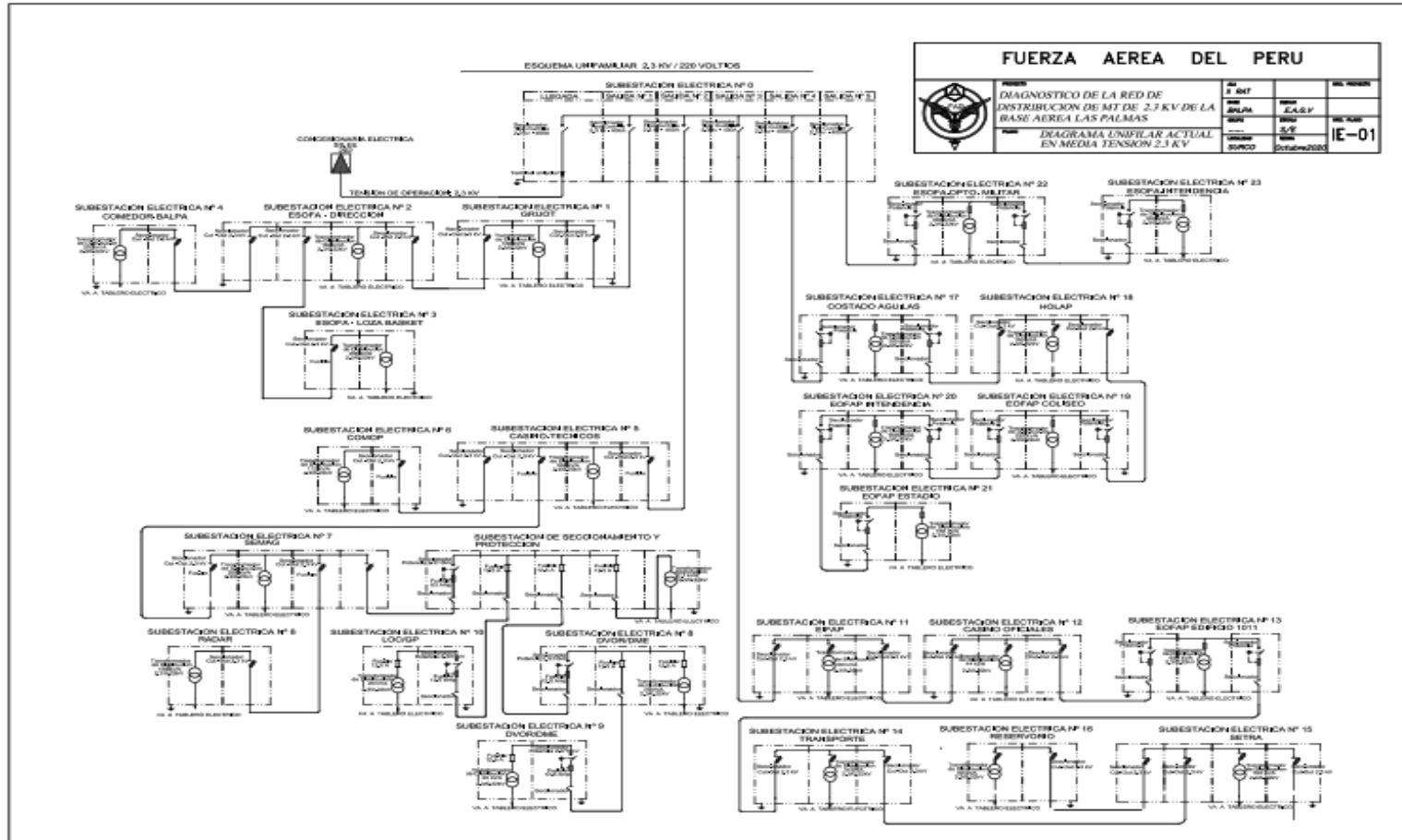
Fuente: Elaboración propia

#### 2.4.3.3. Red Eléctrica Subterránea de 2.3 KV

La red subterránea, es con cable tripolar del tipo NKY (N= conductor de cobre, K= cubierta de plomo, Y= aislación o cubierta de PVC), con aislamiento de papel impregnado en aceite no migrante, caja terminal de uso interior con relleno de resina, instaladas en las celdas de llegada de cada subestación como el de salida (paso), estos cables son vulnerables ante la presencia de humedad. En la red de distribución subterránea de MT, los principales problemas que se presenta en la continuidad, del suministro del servicio eléctrico comercial son los siguientes:

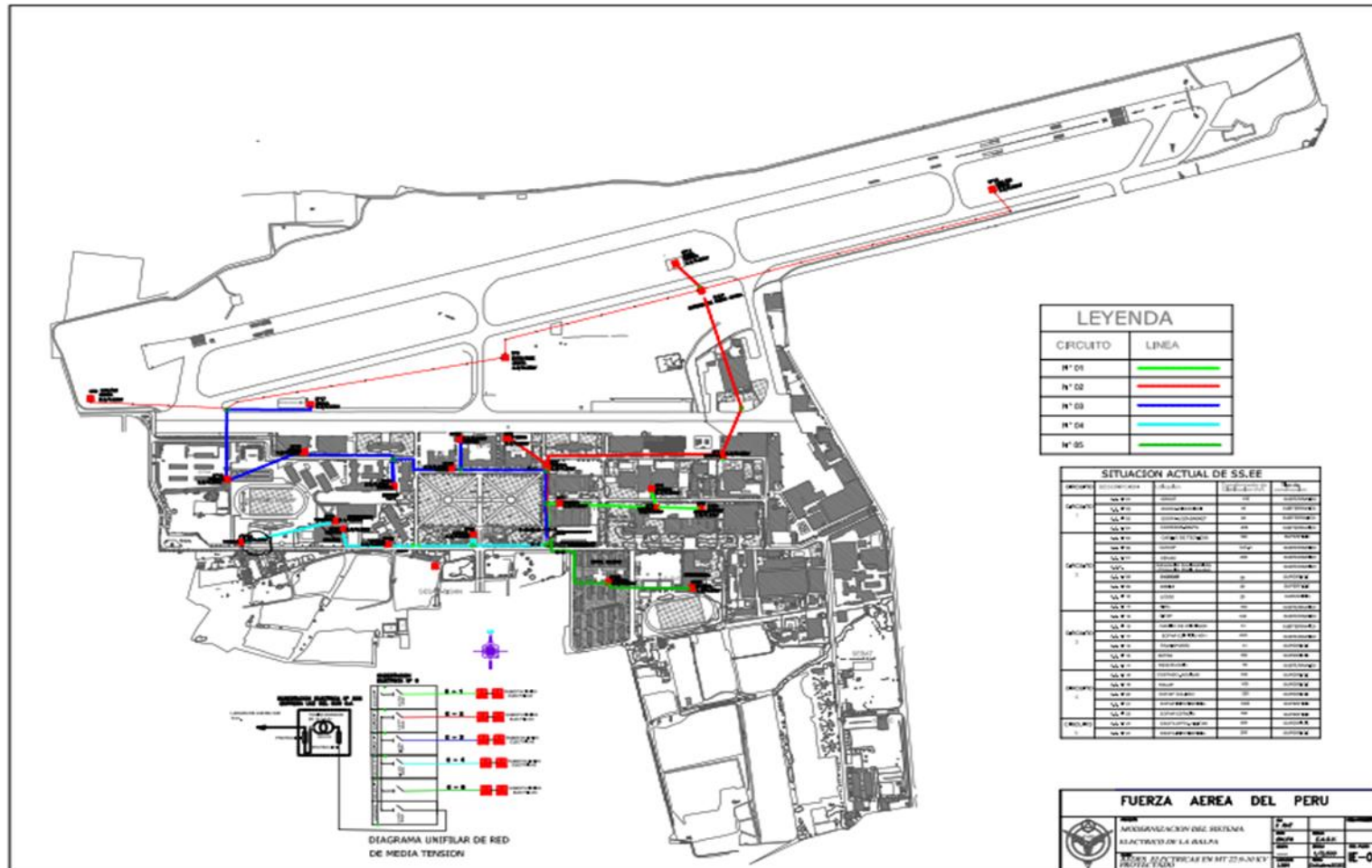
- a) Las redes eléctricas (fugas a tierra en el conductor NKY por el deterioro de los empalmes, cabezas terminales y en el propio cable, como consecuencia de que tiene chaqueta de plomo en la parte exterior y es muy vulnerable a la humedad y corrosión.

Plano 1 - Plano Unifilar del Sistema de Distribución actual de MT BALPA.



Fuente: Elaboración propia

Plano 2 - Plano de las Redes de Distribución actual de MT BALPA.

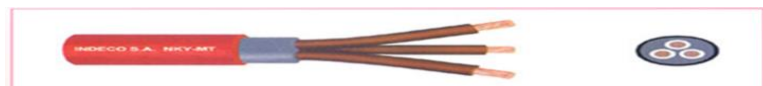


Fuente: Elaboración propia

- b) Las redes eléctricas (fugas a tierra en el conductor NKY por el deterioro de los empalmes, cabezas terminales y en el propio cable, como consecuencia de que tiene chaqueta de plomo en la parte exterior y es muy vulnerable a la humedad y corrosión.
- c) La cabeza terminal con conductores del tipo NKY de 2.3 KV con aislamiento de papel impregnado en aceite, es uno de los elementos más perjudiciales como el de perforarse y explotar este tipo de cabezas terminales y el cable, ante la presencia de humedad.
- d) En la gran mayoría de las cabezas terminales y conductores se nota la presencia de fuga de aceite del terminal, lo que indica que está muy próximo a producirse una falla del terminal, el cual podría causar daños de graves consecuencias humanas y materiales.
- e) Empalmes y cables NKY presentan fugas a tierra y/o están perforadas, propiciando pérdidas de energía y de alto riesgo de causar daños de graves consecuencias materiales y humanos.

Se muestran fotos del estado del cable, terminales, empalmes, etc.

Imagen 4 - Cable tripolar de media tensión del tipo NKY.



Fuente: (S@C, 2017)

Imagen 5 - Caja terminal uso interior instaladas en las subestaciones.





Imagen 6 - Cable NKY y terminal en mal estado.



#### 2.4.3.4. Subestaciones de Distribución y Celdas, Tableros Eléctricos

Las celdas de llegada, de salida, tableros eléctricos de baja tensión, mallas de protección, los soportes, estructuras, planchas y puertas son de metal; la acción de la atmósfera sobre los metales constituye uno de los mayores problemas planteados por la corrosión, este se ha agravado últimamente a causa del empeoramiento del medio ambiente, y si le añadimos el poco mantenimiento preventivo y su tiempo de servicio, más de 60 años, ha ocasionado la presencia de oxido en todas las partes metálicas en las casetas de transformación, siendo un peligro de producirse una fuga a tierra de graves consecuencias humanas y materiales.

Asimismo, el tiempo de vida útil de los materiales y accesorios eléctricos (transformadores de distribución, conductores, interruptores, terminales, empalmes, etc.), por recomendación de los fabricantes su uso es de 20 a 35 años, los cuales en su mayoría han sido superado largamente, en la actualidad se encuentran deterioradas; produciéndose pérdidas de energía que es pagada en la facturación mensual por el concepto de consumo de energía eléctrica comercial.

La calidad y confiabilidad de la energía eléctrica, dispuesto en el D.S. 020-97 EM del 11/10/1997 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, establece las responsabilidades de la Cía. Concesionaria, en el caso de la BALPA la red de media tensión, como las subestaciones que suministran una calidad de energía que no cumple con la norma técnica, llegando a ser multados económicamente como lo establece la

norma, en vista del estado en que se encuentran nuestras instalaciones, se tiene una variación de tensión, corriente, factor de potencia así como por los equipos adquiridos en la última década (PC, simuladores, equipos médicos y biomédicos. Equipos de soldadura, electrobombas, convertidores de frecuencia, etc.), son equipos que filtran armónicas, falta de regulación de voltaje en los transformadores y, en sistemas trifásicos, lo que ocasiona el rápido envejecimiento de diferentes equipos; luminarias, equipos electrónicos y motores son los más dañados.

En la siguiente tabla se muestra las veintiún (21) subestaciones existentes, su antigüedad y estado.

Tabla 14 - Subestaciones de distribución de 2.3/0.22 KV instaladas.

SITUACION ACTUAL DE LAS SUBESTACIONES					
CIRCUITO N°	N° SUBESTACION	UBICACIÓN	POTENCIA KVA	AÑO DE FAB.	TIPO
CIRCUITO N° 1	N° 1	GRUOT	100	1962	SUBTERRANEO
	N° 2	ESOFA- DIRECCION	160	2015	SUBTERRANEO
	N° 3	ESOFA- BASKET	66	1944	SUBTERRANEO
	N° 4	INTENDENCIA-BALPA	200	1959	SUBTERRANEO
CIRCUITO N° 2	N° 5	CASINO TECNICOS	100	1944	SUBTERRANEO
	N° 6	COMOP	112	1945	SUBTERRANEO
	N° 7	SEMAG	200	1959	SUBTERRANEO
	S.S.P	SUBESTACION DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION (RADIO AYUDAS)	2.7(monofasico)	2020	SUBTERRANEO
	N° 8	DVOR / DME	20	2020	SUPERFICIE
	N° 9	LOC / ILS	20	2020	SUPERFICIE
	N° 10	LOC /GO	20	2020	SUPERFICIE
CIRCUITO N° 3	N° 11	PISTA	150	1945	SUBTERRANEO
	N° 12	EIFAP	100	1967	SUBTERRANEO
	N° 13	CASINO DE OFICIALES	44	1944	SUBTERRANEO
	N° 14	EOFAP - EDIF. 1011	640	1983	SUBTERRANEO
	N° 15	TRANSPORTE	44	1944	SUPERFICIE
	N° 16	SETRA	160	1984	SUPERFICIE
CIRCUITO N° 4	N° 17	RESERVORIOS	50	S. P.	SUPERFICIE
	N° 18	COSTADO AGUILAS	100	2001	SUPERFICIE
	N° 19	HOLAP	100	1967	SUPERFICIE
	N° 20	EOFAP COLISEO	320	1980	SUPERFICIE
	N° 21	EOFAP INTENDENCIA	330	1983	SUPERFICIE
CIRCUITO N° 5	N° 22	EOFAP ESTADIO	160	2001	SUPERFICIE
	N° 23	ESOFA DPTO. MILT.	200	1992	SUPERFICIE
	N° 24	ESOFA INTENDENCIA	200	1981	SUPERFICIE

Fuente: Elaboración propia

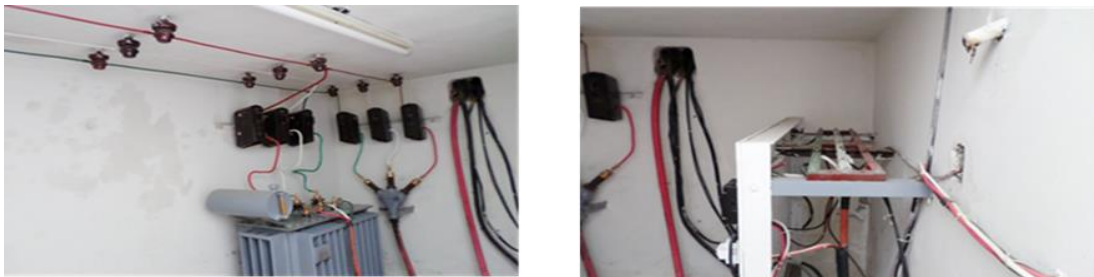
Imagen 7 - Seccionadores unipolares de loza, tecnología de los años 60.



Las instalaciones, han sido superado al diseño original debido al incremento de cargas nuevas, ampliaciones, construcciones nuevas, remodelaciones, etc. Para las actividades necesarias, en cumplimiento en Calidad de la Energía, Seguridad, Eficiencia y Confiabilidad que exige el Código Eléctrico y Normas Internacionales para redes y subestaciones, así como evitar pérdidas de energía y fallas al equipamiento adquirido, en la última década por la Institución, a consecuencia del estado de las instalaciones, que trae como resultado la variación de la tensión y corriente; factores que ocasionan las fallas en los equipos de última generación (década de los 90).

Se muestra fotografías de las subestaciones eléctricas, indicando sus problemas y en cada una de ellas a los transformadores de distribución, los interruptores de fuerza, ya cumplieron su ciclo de vida útil. Así como el cableado eléctrico expuesto a la intemperie y el equipamiento eléctrico y mecánico que se encuentra inoperativo debido a la falta de mantenimiento respectivo.

Imagen 8 - Subestación Eléctrica N° 02.



Barras circulares y aisladores porta barras adosadas al techo del local, tablero eléctrico de distribución, de baja tensión diseño inadecuado.

Imagen 9 - Subestación Eléctrica N° 04.

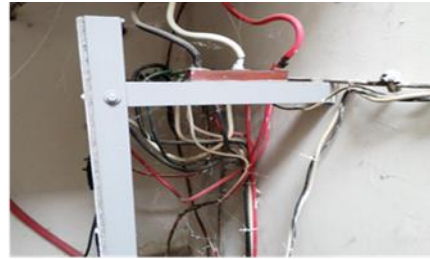


Ingreso a la subestación eléctrica a nivel, equipos de protección adosados a la pared de concreto sin protección.

Imagen 10 - Subestación Eléctrica N° 05.



Ingreso a la subestación eléctrica subterránea, equipos de protección adosados a la pared de concreto, sin protección.



Transformador montado sobre el piso, en condiciones inadecuadas, tablero eléctrico de distribución, de diseño inapropiado

Imagen 11 - Subestación Eléctrica N° 06.



Banco de transformadores monofásicos de 37.5 KVA c/u, riesgo a colapsar, interruptores termomagnéticos, instalados sin ninguna protección.

Imagen 12 - Subestación Eléctrica N° 07.



Ingreso a la subestación eléctrica subterránea, transformador, equipos de protección instalación sin cumplir normas de seguridad.



Imagen 13 - Subestación Eléctrica N° 11.



Ingreso a la subestación eléctrica subterránea, transformador, equipos de protección instalados adosados a la pared, sin cumplir normas de seguridad.

Imagen 14 - Subestación Eléctrica N° 12.



Ingreso, transformador con fuga, de equipos eléctricos de protección adosados a la pared.

Imagen 15 - Subestación Eléctrica N° 13.



Ingreso, equipamiento eléctrico sin protección debida riesgo de daños materiales e humanos.

Imagen 16 - Subestación Eléctrica N° 14.



Subestación eléctrica a nivel, transformador de distribución con fuga de aceite.

Imagen 17 - Subestación Eléctrica N° 15.



Subestación a nivel, cables eléctricos expuestos a la intemperie, sin seguridad, celdas de llegada, transformador sobredimensionadas para el nivel de 2.3 kV.

Imagen 18 - Subestación Eléctrica N° 16.



Transformador falta de mantenimiento, disyuntor de potencia inoperativo y fusibles de protección sobredimensionados.

Imagen 19 - Subestación Eléctrica N° 17.



Ingreso a subestación subterránea, transformador sin mantenimiento, seccionadores, barras de cobre y accesorios adosados a la pared.

Imagen 20 - Subestación Eléctrica N° 18.



Ingreso a subestación a nivel, transformador solo para el nivel de 2.3 KV.

Imagen 21 - Subestación Eléctrica N° 19.



Ingreso a subestación a nivel, barras circulares de Cu y equipos de protección descontinuados.

Imagen 22 - Subestación Eléctrica N° 20.



Fusibles de protección sobredimensionados, seccionador y disyuntor de potencia inoperativos.

Imagen 23 - Subestación Eléctrica N° 21.



Disyuntor de potencia inoperativo, cableado eléctrico sin la protección debida.

Imagen 24 - Subestación Eléctrica N° 22.

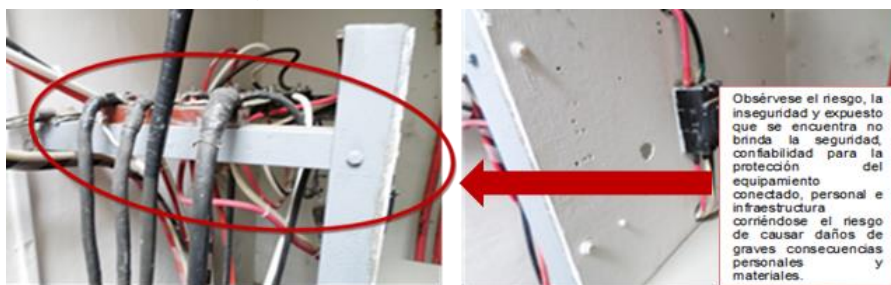


Subestación a nivel del tipo compacto, falta de mantenimiento, celdas de llegada y equipo de protección diseñados para la tensión de 2.3 kV.

Se realizaron muestras de mediciones de voltaje, amperaje, potencia, en las subestaciones, presentan fugas a tierra en el conductor NKY, por el deterioro en los empalmes, cabezas terminales y en el propio cable, a consecuencia de la chaqueta de plomo parte muy vulnerable a la humedad y corrosión, causante del deterioro, llegan a 1.5 a 3% por c/u de las subestaciones, muy independientemente de las pérdidas estándar normalizadas que tiene todo trafo, siendo conservador en las cifras puedo afirmar, que las pérdidas de energía pueden llegar a ser 15 a 20% en todas las Subestaciones.

En relación a los tableros eléctricos de baja tensión, se observa el deterioro por el paso del tiempo, a consecuencia en muchos de ellos a la humedad del ambiente (clima), el polvo, suciedad y el poco mantenimiento ha hecho que se presente la oxidación en los soportes, estructuras, planchas, puertas metálicas, en instrumentos de medición (amperímetros, voltímetros) no funcionan, existe interruptores de palanca con fusible tipo cartucho, están discontinuados y no reúnen la características técnicas para la protección a las cargas conectadas. Como se ha observado en las imágenes anteriores, se muestra un tablero de los que existen.

Imagen 25 - Tableros eléctricos instalados.



#### 2.4.3.5. Ambientes de las Subestaciones

Los ambientes (casetas), donde se encuentran instalados el equipamiento de las Subestaciones, 10 de ellas son subterráneas (sótano) y 11 a nivel (superficie). Las subestaciones instaladas en caseta subterránea, no tienen una buena ventilación, lo que ocasiona que el transformador de potencia no tenga una buena ventilación natural, y



trabaje con una temperatura por encima de la normal ocasionando su rápido envejecimiento y deterioro del aislamiento en las bobinas, núcleo, aceite de enfriamiento ha esto se agrega su tiempo de servicio continuo (60 años), existiendo un peligro de incendio de producirse pérdidas de energía, en algunos de ellos (Subestaciones N° 1, 2, 7, 8 y 10), tienen poco espacio ; y debido al clima húmedo altamente corrosivo ha hecho que muchas de las rejillas de protección no existan, condiciones mínimas de seguridad. En las imágenes anteriormente, mostradas se aprecia el estado de los ambientes.

#### **2.4.3.6. Definición del Problema y sus Causas**

Las Instalaciones Eléctricas Interiores de Media Tensión 2,300 voltios, que suministran la energía comercial a todas las Unidades instaladas en la BALPA, después de más de 60 años de uso continuo, su diseño original del sistema eléctrico ha sido superado largamente, como a consecuencia del incremento de nuevas instalaciones, ampliaciones, remodelaciones.

Ha propiciado el incremento del consumo de energía comercial (potencia), ocasionando las constantes caídas de tensión, pérdidas de energía (fugas), con el incremento de los costos económicos en el pago mensual de la energía eléctrica comercial, asimismo podría causar accidentes de graves consecuencias humanas y materiales para la FAP.

Esto a como consecuencia de la antigüedad de los equipos, accesorios y materiales utilizados en las redes eléctricas subterráneas, subestaciones eléctricas (transformadores de distribución celdas de llegada y salida, interruptores, terminales, empalmes, etc.), casetas, a la fecha han superado su tiempo de vida útil los equipos, accesorios y materiales que están establecidos en las Normas Nacionales e Internacionales del área de normalización electrotécnica, los cuales limitan o condicionan su tiempo límite de vida, determinan que en la actualidad se encuentran en una obsolescencia técnica.

La gravedad de la situación está en que cada vez más las Unidades,

que forman parte de la BALPA y las nuevas instalaciones que se construyan en el corto plazo, se va a ver incrementado de equipos modernos, lo que se traducido en la mayor demanda del consumo de energía (potencia), la cual no puede ser cubierta debido a la limitación que presenta el sistema eléctrico.

Por lo tanto, el problema central definido en base al diagnóstico es:

**“LIMITADA CAPACIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA COMERCIAL DE MEDIA Y BAJA TENSION DE LA BASE AÉREA LAS PALMAS - SURCO - LIMA”**

#### **2.4.3.7. Causas del Problema**

Como resultado de las evaluaciones, se determinaron las siguientes causas Directas e Indirectas de la problemática presentada:

##### **a) Causas Indirectas**

##### **1) Sistema Eléctrico Actual, con Deficiencias Técnicas para Satisfacer el Aumento del Consumo de Energía Eléctrica Comercial de Media Tensión en la BALPA:**

A través de los años la FAP, fue creando más Unidades y Dependencias, las que fueron posicionadas en las instalaciones de la BALPA, lo cual ha generado un notorio incremento en la demanda de energía eléctrica rebasando la capacidad de las Redes, Sub-Estaciones Eléctricas de Media Tensión, impidiendo el óptimo abastecimiento del suministro eléctrico, teniendo en consideración que las redes eléctricas de distribución en 2.3 KV (cables de energía del tipo NKY), en servicio presentan recalentamientos, sobrecargas, fugas como consecuencia de su degradación progresiva por presencia de humedad, corto circuitos y perforación del aislamiento de papel impregnado en aceite, como resultado de su obsolescencia técnica, hace que se propicie una falla total del sistema eléctrico de distribución.

Esta deficiencia también repercute, en el sistema de distribución de

baja tensión 220 voltios, en el que los Tableros Eléctricos, Cables Alimentadores y Alumbrado Público, lo que propicia que cualquier inversión económica que se realice en la Modernización del Suministro de Energía Comercial para la BALP, es necesario una Remodelación de todo el Sistema de Suministro de Energía Comercial (Redes, Sub Estaciones Eléctricas de Media Tensión 10/22.9 KV.

## **2) Limitado Funcionamiento de las Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión en la BALPA:**

Debido al constante avances tecnológico, las normas nacionales e internacionales y dadas la antigüedad del equipamiento de las redes, subestaciones de media tensión, las que se encuentran trabajando a 2,300 voltios, los cuales tienen más de 60 años de servicio continuo, han cumplido con su vida útil y si a esto le agregamos la discontinuidad y escasos de repuestos y accesorios para equipos que trabajan a 2,300 voltios, se tiene la obsolescencia técnica del equipamiento instalado, asimismo la limitación técnica para realizar el cambio de nivel de tensión de 2,3000 a 22,900 no se puede realizar el cambio del nivel de tensión propiciado una deficiente distribución del sistema eléctrico comercial, asimismo no se cumple con el Código Nacional de Electricidad (Suministro) en lo referente al nivel de tensión de distribución de media tensión al interior de la Base Aérea Las Palmas.

Los ambientes (casetas), donde se encuentran instalados el equipamiento de las Subestaciones, 10 de ellas son subterráneas (sótano) y 11 a nivel (superficie). Se encuentran instaladas en caseta subterránea, no tienen una buena ventilación, que ocasiona que el transformador de potencia no tenga una buena ventilación natural y trabaje con una temperatura por encima de la normal con el rápido envejecimiento y deterioro del aislamiento en las bobinas, núcleo y del aceite de enfriamiento, existiendo un peligro de incendio de producirse pérdidas de energía, en algunos de ellos (Subestaciones N° 1, 2, 7, 8 y 10), tienen poco espacio, y debido al clima húmedo altamente

corrosivo ha hecho que muchas de las rejillas de protección no existan, condiciones mínimas de seguridad.

Los tableros eléctricos de baja tensión, de cada subestación se observa el deterioro por el paso del tiempo, a consecuencia en muchos de ellos a la humedad del ambiente (clima), el polvo, suciedad y el poco mantenimiento ha hecho que se presente la oxidación en los soportes, estructuras, planchas, puertas metálicas, asimismo en los instrumentos de medición (amperímetros, voltímetros), que en muchos casos no funcionan, se observa el empleo de interruptores de palanca con fusible tipo cartucho, los cuales están discontinuados y no reúnen las características técnicas para una adecuada protección a los circuitos que se conectan.

## **b) Causas Indirectas**

### **1) Respecto a la Causa Directa N° 1**

- **Restringida Capacidad Técnica, de las Redes Eléctricas Subterráneas de Media Tensión, para soportar el nuevo nivel de Tensión a 10/22.9 KV para la Distribución en la BALPA:**

Debido a los constantes avances tecnológicos, para el cumplimiento de las Normas Técnicas Nacionales e Internacionales, debido a la antigüedad (más de 60 años de servicio continuo) del equipamiento de las redes, subestaciones y equipamiento instalado de media tensión, se encuentra al límite de su capacidad técnica, no es posible aumentar el consumo (potencia) y han cumplido con su vida útil.

Asimismo la limitada oferta, de energía comercial (potencia) de la empresa concesionaria de energía (Luz del Sur), por ser el único usuario en Lima, que tiene un suministro en 2.3 KV, ha conllevado a una limitación en la demanda (potencia) propiciada por el nivel de tensión 2,300 voltios, por no tener la capacidad técnica, para soportar el nuevo nivel de tensión de distribución de media tensión a 22,900 voltios, el cual está implementado en todo el País, por las

empresas Concesionarias de Electricidad (Luz del Sur), en cumplimiento a la normatividad dispuesta el Ministerio de Energía y Minas siendo este nivel de tensión el óptimo para un adecuado suministro de energía eléctrica comercial en cada una de las Unidades y Dependencias FAP instaladas en la Base Aérea Las Palmas (BALPA) Surco.

- **Inadecuada Capacidad de las Subestaciones de Distribución, en los Transformadores para soportar el nuevo nivel de Tensión a 22.9 KV en la BALPA:**

El sistema eléctrico actual de media tensión 2,300 voltios (subestaciones eléctricas, transformadores, celdas de llegada, transformación, salida, interruptores de protección, seccionadores, fusibles, etc.), debido a la antigüedad (más de 60 años de servicio continuo) no tiene la capacidad técnica por haber cumplido su vida útil, asimismo no pueden soportar el nuevo nivel de tensión de distribución de media tensión a 22,900 voltios, el cual está implementado en todo el País, por las empresas Concesionarias de Electricidad (Luz del Sur), en cumplimiento a la normatividad dispuesta el Ministerio de Energía y Minas, siendo este nivel de tensión el apropiado para un adecuado suministro de energía eléctrica comercial, a las Unidades y Dependencias FAP instaladas en la BALPA. Porque la oferta de energía comercial (potencia), de la empresa concesionaria de energía (Luz del Sur), viene empleando para las ampliaciones de potencia contratada, en media tensión es a 10/22.9 KV.

## **2) Respecto a la Causa Directa N° 2**

- **Limitada Capacidad, en los Tableros Eléctricos de Distribución, Cables Alimentadores y Alumbrado Público de Baja Tensión en la BALPA:**

Debido a la antigüedad de los equipos, accesorios y materiales

(redes eléctricas, tableros eléctricos, interruptores e equipamiento instalado), de baja tensión con más de 60 años de servicio su continuo, falta de mantenimiento y escasos repuestos y elevado costo, no permitiría realizar su mantenimiento y/o reparación adecuado de las redes eléctricas (cables de energía del tipo NKY, empalmes, terminales), tableros eléctricos e interruptores, han superado su tiempo de vida útil los equipos, accesorios y materiales que están establecidos en las Normas Nacionales e Internacionales del área de normalización electrotécnica.

Actualmente los equipos, accesorios emplean materiales e insumos con mayores cualidades técnicas que hace que brinden una mayor confiabilidad, seguridad y disponibilidad en su operación y. por ende el óptimo suministro de energía en cada una de las Unidades y Dependencias FAP instaladas en la BALPA.

- **Inapropiada Infraestructura Civil, para la Instalación del Sistema Eléctrico de Baja Tensión en la BALPA:**

Debido a su antigüedad, más de 60 años de servicio continuo el sistema eléctrico y la inapropiada infraestructura de los ambientes (casetas), donde se encuentran instalados el equipamiento de las Subestaciones, 10 de ellas son subterráneas (sótano) y 11 a nivel (superficie). Las subestaciones instaladas en caseta subterránea, no tienen una buena ventilación, y debido al clima húmedo altamente corrosivo ha hecho que los techos se presente agrietados con presencia de salitre y corriendo el riesgo de causar daños de graves consecuencias humanas y materiales, las rejillas de protección no existen, y tienen condiciones mínimas de seguridad al personal que pueda acceder, se han producido anegamientos de agua y/o garúa que han llevado a inundarse las casetas causando cortos circuitos, por la falta de un drenaje adecuado.

Los tableros eléctricos, cables eléctricos, terminales, empalmes, interruptores, conectores, etc. de baja tensión en cada subestación, se observa el deterioro lo que ocasiona pérdidas de energía (fugas)

por el paso del tiempo, a consecuencia en muchos de ellos a la humedad del ambiente (clima), el polvo, suciedad y el poco mantenimiento ha hecho que se presente la oxidación en los soportes, estructuras, planchas, puertas metálicas, asimismo en los instrumentos de medición (amperímetros, voltímetros) que en muchos casos no funcionan, se observa el empleo de interruptores de palanca con fusible tipo cartucho, los cuales están discontinuados y no reúnen la características técnicas para una adecuada protección a los circuitos que se conectan.

#### **2.4.3.8. Efectos del Problema**

Para determinar los efectos que desencadena este problema, se efectuaron dos tipos de actividades:

Se desarrollaron evaluaciones a la conclusión, de este proceso fue que existen dos (02) efectos directos, y dos (02) efectos indirectos que finalmente desencadenan. en un gran efecto final tal como se detalla a continuación.

##### **a) Efectos Directos**

##### **1) Paralización de las Actividades; Administrativas, Operativas (Instrucción, Apoyo en caso de Emergencia o Desastres Nacionales, Operaciones Aéreas Militares, Comerciales como Aeródromo Alterno al Aeropuerto Internacional Jorge Chávez). Salud (Personal de Evacuados por Accidentes, Atentados, Conflictos o Casos de Emergencia Nacional), investigación y Desarrollo Aeroespacial en la BALPA:**

Se verán afectados con la paralización de las actividades siguientes:

- Cierre de Operaciones logísticas de apoyo en caso de Emergencia Nacional o Desastres Naturales, comprendido en la Ley 29664 "Ley de Sistema Nacional de Gestión de Riesgos

Contra Desastres Naturales” **SINAGERD.**

- En tiempo de Paz en apoyo a las Operaciones Privadas, Comerciales y Evacuaciones Aeromédicas.
- En tiempo de conflictos (Externo e Interno) como base Logística, Base de Repliegue de aeronaves, apoyo a las misiones de aprovisionamiento de pertrechos, víveres, material de guerra, etc.
- Participación en las Operaciones de sostenibilidad con el empleo de aeronaves como puentes aéreos, salvamento, búsqueda y rescate, Acciones Cívicas en general llevando ayuda a los lugares más remotos y alejados del Territorio Nacional.
- El impedimento de operaciones aéreas militares, comerciales (nacionales e internacionales), como Aeródromo alternativo al Aeropuerto Internacional Jorge Chávez.
- No se podría realizar el mantenimiento o reparación de aeronaves en las instalaciones del Servicio de Mantenimiento de la FAP.
- Paralización total de las operaciones de instrucción de vuelo de la Escuela de Aviación Civil (EDACI) y Escuela de Oficiales.
- Limitación en la tarea de Control Aeroespacial al dejar inoperativa por falta de suministro eléctrico la Torre de Control.
- El Hospital Las Palmas no podría brindar atención médica primaria, consultas y menos aún emergencias al personal de evacuados por accidentes, atentados, conflictos o casos de Emergencia Nacional.
- Actividades Administrativas, Instrucción, Operativas, Investigación y Desarrollo en las Unidades y Dependencias FAP instaladas en la BALPA.

**b) Efectos Indirectos:**

- 1) Pérdida Total de la Capacidad Operativa, para la Ampliación y Mejoramiento del Suministro de la Energía Eléctrica Comercial de media y baja tensión y cambio de nivel de tensión de 2.3 a**



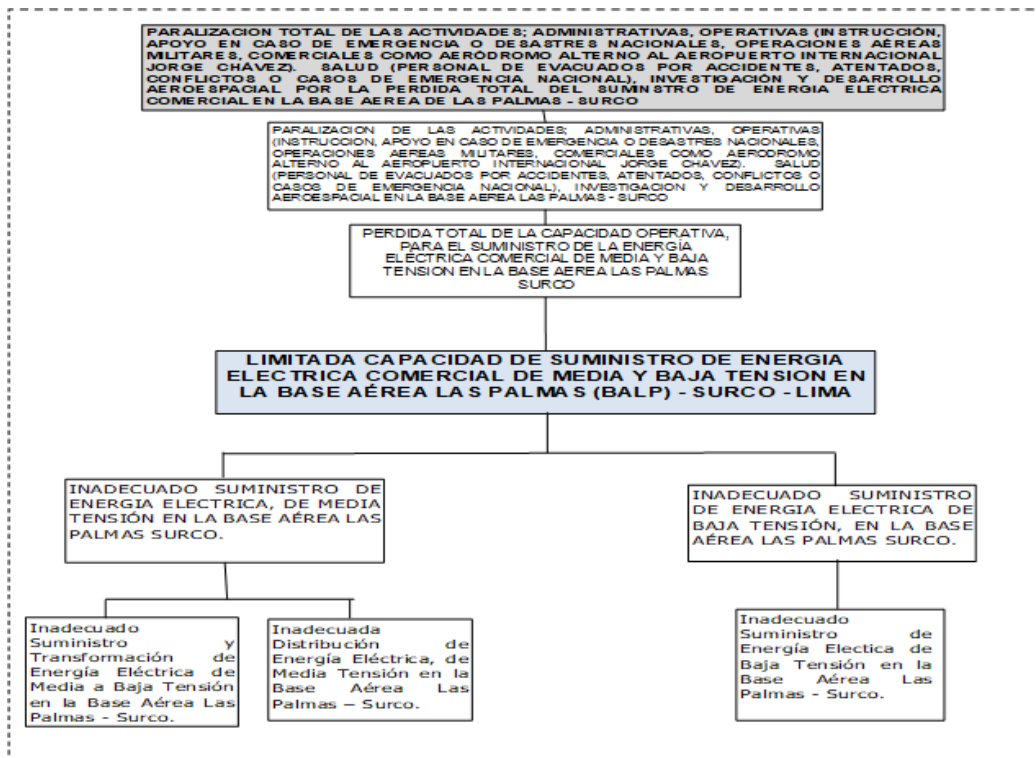
## 22.9 KV en la BALPA:

- De continuar operando el sistema eléctrico comercial, de media tensión 2,300 voltios y de baja tensión 220 voltios, en las mismas condiciones y no tomar en cuenta su real situación, ocasionaría daños irreparables a las mismas, produciendo la pérdida total de suministro de energía eléctrica comercial a las instalaciones de la BALPA.

### c) Efecto Final

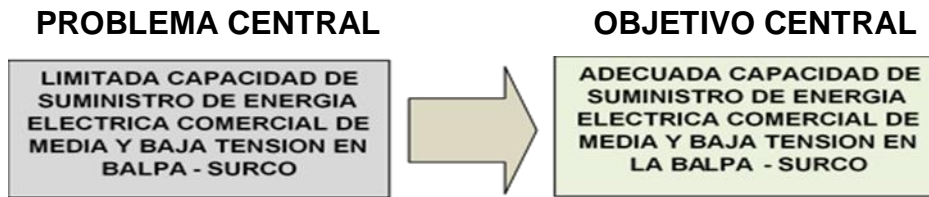
“Paralización total de las actividades; Administrativas, Operativas Instrucción, Apoyo en caso de Emergencia o Desastres Nacionales, Operaciones Aéreas Militares, Comerciales como Aeródromo Alterno al Aeropuerto Internacional Jorge Chávez). Salud (personal de evacuados por accidentes, atentados, conflictos o casos de emergencia nacional), Investigación y Desarrollo Aeroespacial por la pérdida total del suministro de energía eléctrica comercial en la BALPA.”

### 2.4.3.9. Árbol de Causas y Efectos



Fuente: Elaboración propia

#### 2.4.3.10. Planteamiento de la Evaluación



Fuente: Elaboración propia

#### 2.4.3.11. Medios

Los medios necesarios para alcanzar el objetivo son:

##### a) Medios Directos (Primer Nivel):

- 1) Adecuado Sistema Eléctrico, para satisfacer el aumento del Consumo de Energía Eléctrica Comercial (potencia), de Media Tensión en la BALPA.
- 2) Apropiado Funcionamiento, de las Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión, en la BALPA.

##### b) Medios Fundamentales

- 1) Medio Fundamental N° 1.1:  
Redes Eléctricas Subterráneas, Apropiadas de Media Tensión a 10/22.9 KV para la Distribución en la BALPA.
- 2) Medio Fundamental N° 1.2:  
Adecuada Subestaciones Compactas de Distribución, con Transformadores idóneos de 10/22.9 KV en la BALPA.
- 3) Medio Fundamental N° 2.2:  
Apropiada Infraestructura Civil, para la Instalación del Sistema Eléctrico de Media y Baja Tensión en la BALPA.

#### 2.4.3.12. Fines

- a) Fines Directos:

Apropiada Capacidad para Cumplir con las Actividades; Administrativas, Operativas (Instrucción, Apoyo en caso de Emergencia o Desastres Nacionales, Operaciones Aéreas Militares, Comerciales como Aeródromo alternativo al Aeropuerto Internacional Jorge Chávez). Salud (Personal de Evacuados por Accidentes, Atentados, Conflictos o Casos de Emergencia Nacional), Investigación y Desarrollo Aeroespacial de la BALPA.

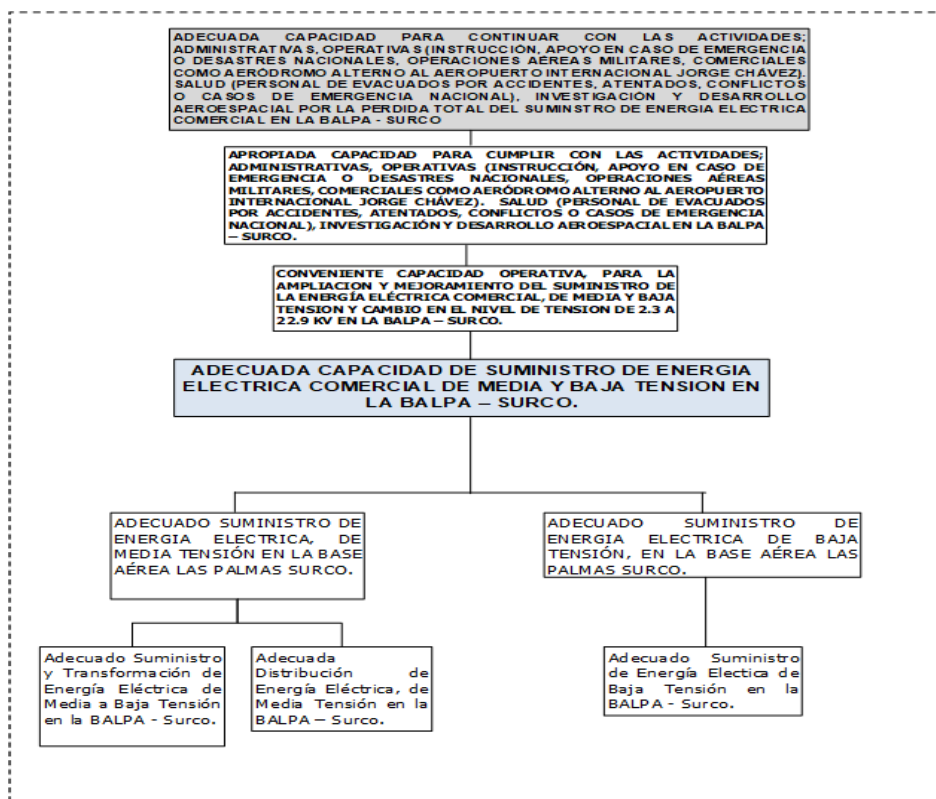
b) Fines Indirectos:

Conveniente Capacidad Operativa, para la ampliación y Mejoramiento del Suministro de Energía Eléctrica Comercial, de Media Tensión y Baja Tensión y cambio en el nivel de tensión de 2.9 a 10/22.9 KV de la BALPA.

#### **2.4.3.13. Fin Último**

“Adecuada capacidad para continuar con las actividades; Administrativas, Operativas (Instrucción, Apoyo en caso de Emergencia o Desastres Nacionales, Operaciones Aéreas Militares, Comerciales como Aeródromo Alterno al Aeropuerto Internacional Jorge Chávez). Salud (personal de evacuados por accidentes, atentados, conflictos o casos de emergencia nacional), Investigación y Desarrollo Aeroespacial por la Pérdida total del Suministró de energía eléctrica comercial en la BALPA.”

#### **2.4.3.14. Árbol de Medios y Fines**



Fuente: Elaboración propia

#### 2.4.3.15. Determinación de la Alternativa de Solución

Tal como se ha presentado en el árbol de medios y fines, para cada uno de los medios de primer nivel se han establecido los medios fundamentales, los cuales surgen para enfrentar directamente a las causas identificadas del problema central que intentamos abordar.

a) Medios Fundamentales Mutuamente excluyentes e independientes:

De acuerdo a nuestro estudio, no se presentan medios fundamentales mutuamente excluyentes ni independientes ya que conviene llevarlos a cabo conjuntamente para que se logren mejores resultados.

b) Medios Fundamentales complementarios:

De acuerdo a nuestro estudio, los medios fundamentales resultan ser complementarios entre sí.

Tabla 15 - Medios Fundamentales.

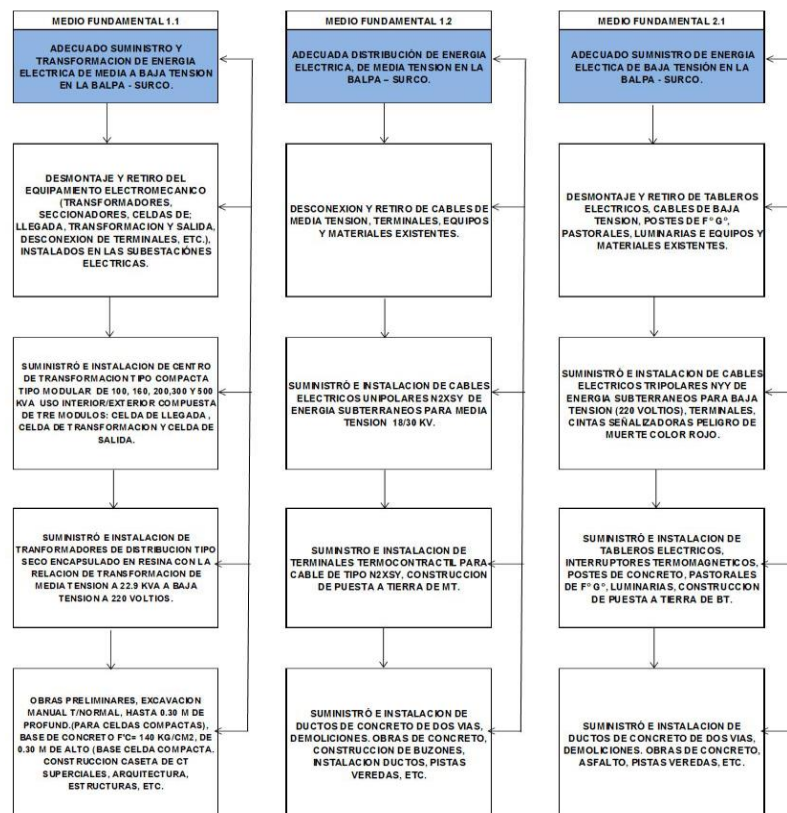
NIVELES	MEDIOS PARA LA CAUSA 1	MEDIOS PARA LA CAUSA 2	MEDIOS PARA LA CAUSA 3
MEDIOS DE PRIMER NIVEL	Medio de Primer Nivel 1 EFECTIVA REALIZACIÓN DE LA AMPLIACIÓN Y MEJORAMIENTO DEL SERVICIO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO COMERCIAL, DE MEDIA Y BAJA TENSION PARA LA BALPA - SURCO.	Medio de Primer Nivel 2 APROPIADO CAMBIO DEL NIVEL DE TENSION COMERCIAL DE 2.3 A 22.9 KV, PARA LAS UNIDADES Y DEPENDENCIAS FAP INSTALADAS EN LA BALPA - SURCO.	Medio de Primer Nivel 3 CONVENIENTE INFRAESTRUCTURA TÉCNICA PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL SUMINISTRO, DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMERCIAL, PARA LAS UNIDADES Y DEPENDENCIAS FAP, INSTALADAS EN LA BALPA - SURCO.
	Medio Fundamental 1.1 DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL PARA LA AMPLIACIÓN Y MEJORAMIENTO, DEL SERVICIO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO COMERCIAL DE MEDIA Y BAJA TENSION PARA LA BALPA - SURCO.	Medio Fundamental 2.1 DISPONIBILIDAD DEL ADECUADO NIVEL DE MEDIA TENSION COMERCIAL, DE 22.9 KV, PARA UNA EFICIENTE DISTRIBUCIÓN A LAS UNIDADES Y DEPENDENCIAS FAP INSTALADAS EN LA BALPA - SURCO.	Medio Fundamental 3.1 CONVENIENTE AMBIENTE PARA LA EFECTIVA DISTRIBUCIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO COMERCIAL, DE MEDIA Y BAJA PARA LAS UNIDADES Y DEPENDENCIAS FAP, INSTALADAS EN LA BALPA - SURCO.
MEDIOS FUNDAMENTALES	Medio Fundamental 1.2 ADECUADA PREVISIÓN PARA GESTIONAR LA AMPLIACIÓN Y MEJORAMIENTO, DEL SERVICIO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMERCIAL, PARA LA BALPA - SURCO.	Medio Fundamental 2.2 ADECUADO NIVEL DE TENSION COMERCIAL DE MEDIA TENSION, PARA LA DISTRIBUCIÓN A LAS UNIDADES Y DEPENDENCIAS FAP INSTALADAS EN LA BALPA - SURCO.	Medio Fundamental 3.2 APROPIADA DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMERCIAL, EN MEDIA Y BAJA TENSION PARA LAS UNIDADES Y DEPENDENCIAS FAP INSTALADAS EN LA BALPA - SURCO.

Fuente:

Elaboración propia

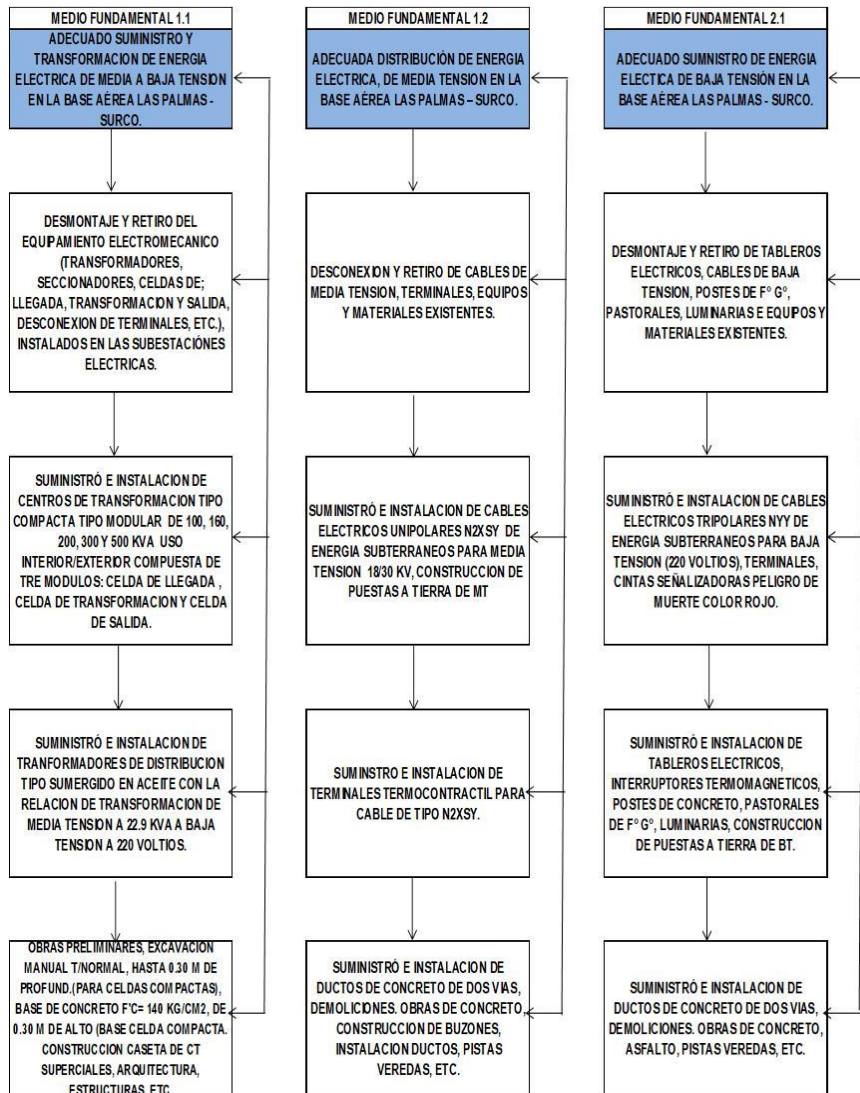
Luego de efectuar el análisis de los Medios Fundamentales y Acciones, se plantea dos (02) alternativas, la Única Solución al Problema Planteado:

### Propuesta de Solución N° 1



Fuente: elaboración propia

## Propuesta de Solución N° 2



Fuente: elaboración propia

### 2.4.3.16. Solución Recomendada

Es necesario mencionar que, en las alternativas propuestas no se ha tomado en consideración, Redes Aéreas de Media Tensión por razones de seguridad, confiabilidad y disponibilidad del suministro eléctrico comercial, al existir alta densidad de personal diario que utilizan sus instalaciones, así como por las operaciones aéreas que se realizan en las instalaciones (paracaidismo militar, civil de exhibición, aerodelismo, vuelos de instrucción y entrenamiento, etc.) de la BALPA. La solución recomendada, es la propuesta N° 1, consiste en la Modernización del Sistema Eléctrico de la BALPA, con Centros de

Transformación (CT) de Superficie con una Red de Distribución Subterránea para una Tensión de 10/22.9 KV con operación inicial de 10 KV, con Transformadores Trifásicos de Distribución del tipo Seco Encapsulado en Resina, Red de Baja Tensión, a fin de satisfacer la demanda de energía eléctrica comercial. Partiendo de la solución propuesta, la tesis propone la implementación de Redes Eléctricas Inteligentes (REI-Smart Grid), para la red de distribución de 10/22.9 KV para la BALPA.

## **2.5. Proyecto de Implementación de Smart Grid (REI)**

Se ha puesto en consideración, que la propuesta de implementación de REI, en la BALPA parte desde la modernización de los CT de distribución de superficie, para una tensión de 10/22.9 KV, el cual servirá de base y esté preparado para ir convirtiéndose, en el mediano plazo se implementen por fases hacia una REI, de acuerdo a la disponibilidad presupuestal y planificación en base a la asignación del Gobierno hacia la Fuerza Aérea del Perú.

Porque, las REI y en particular el de la BALPA, no es posible realizarla su desarrollo de una solo decisión, sin antes se Planifique, en el Desarrollo de Políticas Gubernamentales en lo:

- a) Económico, conseguir los objetivos energéticos y medioambientales, así también mejorar la competitividad de la economía en múltiples dimensiones, y a generar valor añadido en cadenas de valor muy diversas. Provocada por el desarrollo de las REI, también tendrá su impacto en la incubación de nuevos modelos de negocio, muy especialmente en una diversidad de actividades relacionadas, a las nuevas formas de consumo de energía (tanto en ámbito doméstico, como de las empresas e industrias), y a las nuevas formas de movilidad.
- b) Tecnológico, productos y servicios que se integrarán en las nuevas REI, apertura una gran variedad de oportunidades, de sinergias para el sector energético, así como el sector de movilidad, industria de equipamientos y dispositivos digitales, electrónica de potencia, y almacenamiento de energía.

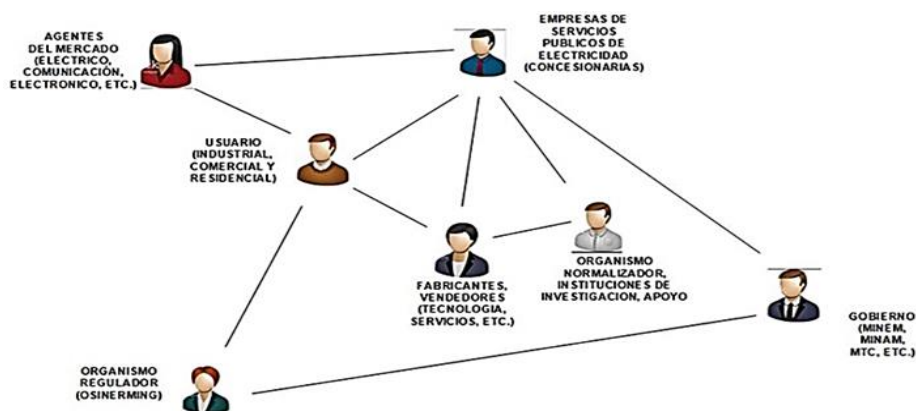


- c) Regulatorios, deberá adaptarse el modelo regulatorio tradicional, de manera que se incentive a las empresas de distribución y a participantes del sistema eléctrico a tomar decisiones de inversión, producción y operación que faciliten el cumplimiento de los objetivos de las políticas de energía y clima.

Se requiere de un proceso de aprendizaje gradual, y continuo paso a paso, caracterizado por diferentes puntos de partida, en el que participen todos los actores involucrados, prácticamente al mismo nivel así se define los seis grupos de actores destacados en relación a las REI:

- a) Gobierno (MINEM, MINAM, MTC, etc.).
- b) Organismo Regulador (OSINERGMIN).
- c) Organismo Normalizador, Instituciones de Investigación y Apoyo (Universidades, Institutos, etc.).
- d) Usuarios (Industrial, Comercial y Residencial).
- e) Fabricantes, Vendedores (Tecnología, Servicios, etc.).
- f) Agentes del Mercado (Electrico, Comunicación, Electrónico, etc.).

Figura 73 - Actores involucrados en una implementación de una REI.



Fuente: Elaboración propia

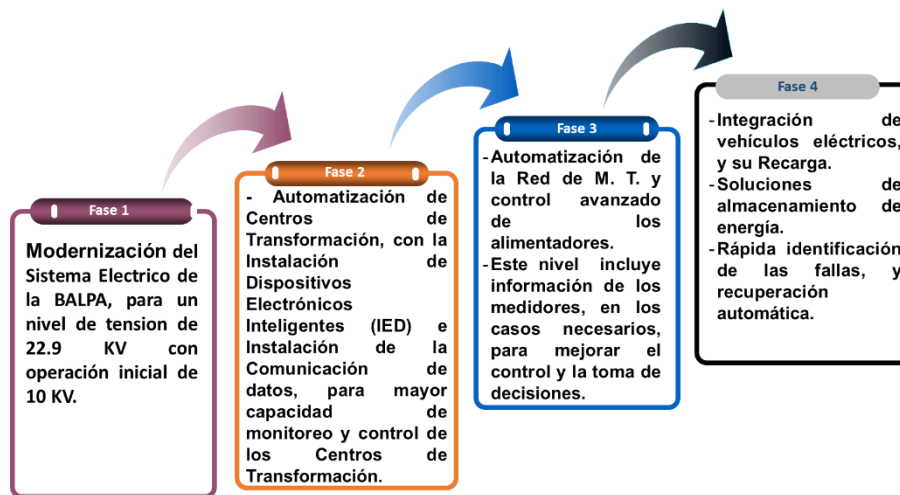
### 2.5.1. Propuesta para la Implementación de REI en BALPA

Tomando como base lo expuesto anteriormente, se fijarán criterios más



importantes que permitirá a futuro presentar una propuesta, de implementación de una REI en la BALPA. Para la implementación de una REI en BALPA, en su modernización que conlleve al desarrollo por etapas a mediano plazo con el objetivo de una REI, de acuerdo a la disponibilidad presupuestal y planificación, en base a la asignación del Gobierno hacia la Fuerza Aérea del Perú siendo determinantes para su proyección operativa y desarrollo estratégico. En razón que la BALPA, es el Aeródromo alternativo al Jorge Chávez y se requiere proyectar, el desarrollo de una infraestructura y capacidades para actuar como Centro Nacional (HUB), de Operaciones Aéreas para la ayuda humanitaria en caso de desastres, desde donde se planificará, dirigirá y ejecutará las acciones necesarias, para atender las emergencias de gran escala de una manera oportuna. Partiendo desde un escenario de terremoto de grado 8.5 el Aeropuerto Jorge Chávez dejaría de operar. La propuesta se divide en cuatro fases estratégicas, se muestra en la figura 27, las cuales se ejecutarían en el mediano plazo.

Figura 74 - Fases estratégicas para Implementar una REI en la BALPA.



Fuente: Elaboración propia

### 2.5.2. Fase 1 Modernización del Sistema Eléctrico de la BALPA

La fase 1, es la realización de la Modernización del Sistema Eléctrico de la BALPA, el cual se ejecutaría entre el 2020 – 2021, su realización propiciara el contar con el equipamiento, accesorios, materiales con mejoras tecnológicas las

cuales, su evolución hacia una REI será menos complicada, si se contara con una infraestructura con la tecnología de los 2,000. Para el efecto se elaboró, el Perfil de Pre Inversión de acuerdo a la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública del Ministerio de Economía Finanzas (invierte.pe).

### **2.5.3. Fase 2 Automatización de los CT, IED e Comunicaciones**

El impacto de la tecnología, la seguridad cibernética, el cambio climático y el advenimiento del prosumidor, localizan entre los vitales componentes de incertidumbre y riesgos que promueven las necesidades de la innovación de la red y su transformación digital, dentro de los cuales se encuentra las subestaciones eléctricas, se sugiere que su realización estará sujeta a la disponibilidad presupuestal, recomendando en el corto plazo (1 a 3 años posterior a la ejecución de la fase 1.

Las necesidades y/o consideraciones examinadas, para la confección del diseño físico de la red de Comunicaciones, que se propone para la MT son los siguientes:

- a) Proporcionar el máximo nivel de redundancia posible, reduciendo al mínimo el número de equipos a desplegar por CT, en (MT/BT).
- b) En lo posible se evitarán emplazamientos para los equipos WiMAX, donde hubiese que gestionar permisos para colocar los equipos. Si fuera necesario tal instalación se valoraría también el uso de WiMAX de operador o tecnología 4G para dotar de conectividad al CT.
- c) La tasa de bits por segundo esperada para la red es de 2 Mbps como mínimo.
- d) En los CTs se deben instalar un derivador de señal (splitter), para inyectar la señal de los equipos PLC en el caso de dos o más líneas de MT. El derivador debe repartir por igual la señal entre sus salidas.
- e) En términos generales, el número máximo de saltos recomendados para construir la red PLC es de ocho 8.

La arquitectura de funcionamiento es la siguiente: La información que se recoge

en la BALPA viaje hasta el Centro de Control (CC), que permita que el Departamento de Mantenimiento, haga uso de la nueva información nunca hasta entonces disponible en MT y BT como por ejemplo la potencia activa, reactiva medida a la entrada y salida de un CT o sensores de presencia o ausencia de tensión en fusibles de línea de baja tensión. Esta información, se empleará en el CC de la Red para su operación técnica en tiempo real, en las áreas de explotación de la red para el análisis y gestión de Incidencias.

#### **2.5.3.1. Topología del Sistema PLC**

La topología de la red de distribución de MT, propuesta de la red de comunicaciones y está compuesta de un total de 19 CTs agrupados en 4 circuitos, ver figura 75. Cada uno de los circuitos se dispone de IEDs, para su monitorización y/o actuación. Las propuestas que se aplican en el análisis de requisitos son:

- a) IED en la CT, encargada de monitorizar la información recopilada en ella, se instalará un IED por cada CT.
- b) IED de calidad de onda de la MT, es encargado de monitorizar la calidad de la señal que entra en el CT, se instalar una por línea de MT que ingresa a CT, uno por CT.
- c) AMR encargada de la lectura remota, de los medidores en los CTs, se instalará uno por cada CT.
- d) Detector de DPF (Detector de Paso de Falta, localiza las fallas en las redes de distribución, debe concordar con las características eléctricas de la red y ser muy visible para ayudar al equipo de mantenimiento a localizar los defectos de la red rápidamente), se encarga de enviar la información cuando se produce un error en la red, el cual facilita establecer los puntos por los que ha pasado la falta, se propone instalar uno por cada CT no maniobrable (PM = primera maniobra, es el punto de una línea de media tensión, donde se realiza la primera apertura y cierre de interruptores ante una incidencia. SM

= segunda maniobra, es el punto de una línea de media tensión donde, se realiza la segunda apertura y cierre de interruptores ante una incidencia).

- e) Gestión Protecciones en MT, elementos de la red que pueden ser automatizados o telemandados para la protección de la aparamenta del CT. Por lo tanto, este IED engloba los organismos de cortes de la red. Se propone una protección por cada PM y SM.

#### **2.5.4. Fase 3 Automatización de la Red de MT y Control Avanzado**

Es necesario que la red de distribución, siendo el límite del sistema eléctrico en el que entra en contacto con los usuarios, se automatice estas instalaciones dotándolas de inteligencia es un paso obligatorio para llegar a una REI, la propuesta es, dependiendo de disponibilidad presupuestal se realice en un corto plazo (1 a 3 años posteriores de la ejecución de la fase 2).

##### **a) Implementación**

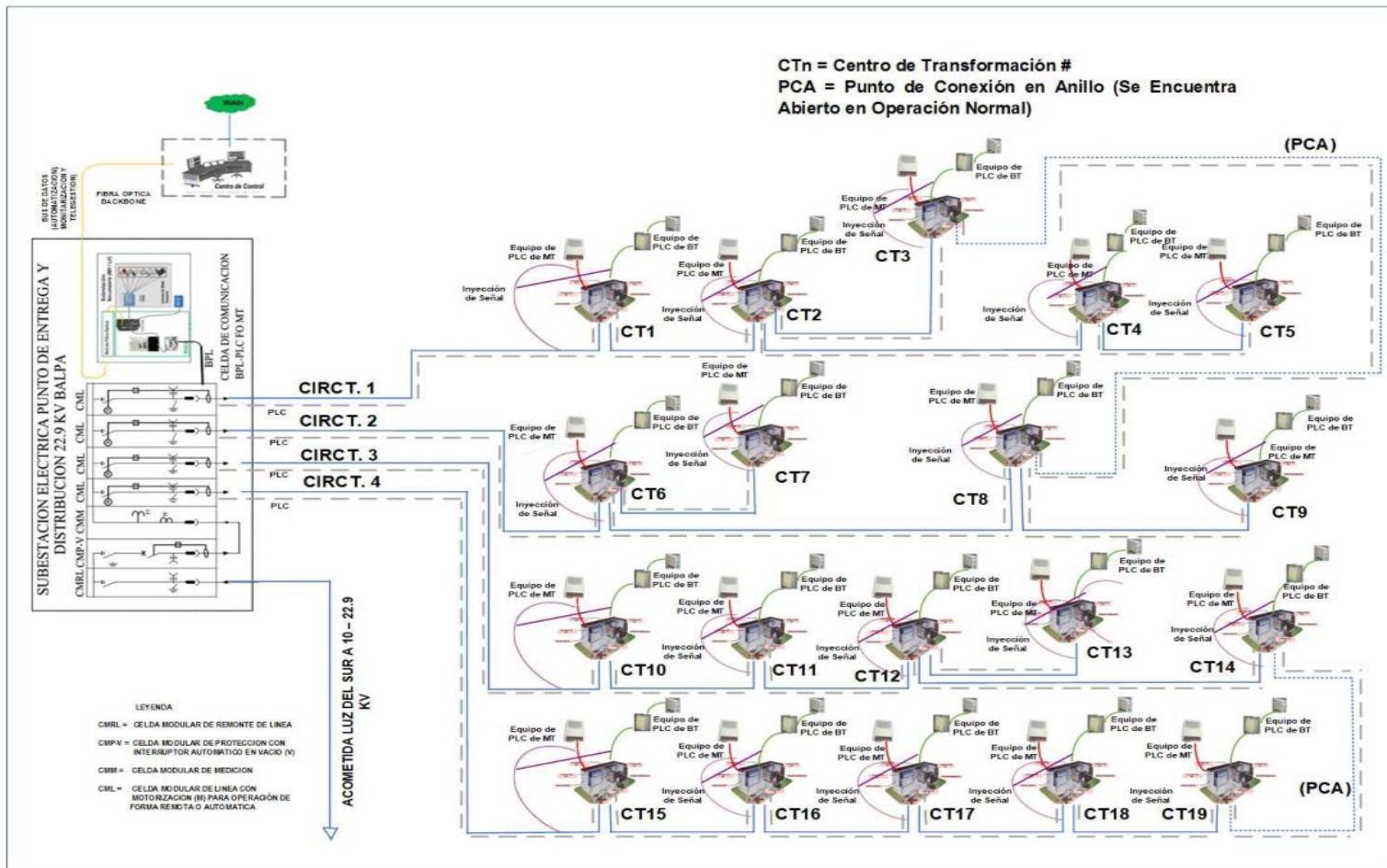
El CT está alojado en una envolvente que incorpora en su interior:

- 1) Transformador de potencia.
- 2) Elementos de corte y aislamiento necesarios para la configuración.
- 3) Equipos de automatización.

Para proveer a un CT para su automatización, consta de los siguientes elementos (incluidas sus adecuadas comunicaciones):

- Sistema de control; supervisión del transformador y de MT y BT, contadores, concentrador de medida, comunicaciones (switch + módem + equipo transceptor), elementos de conexión, magnetotérmicos, transformador de aislamiento, fuente de alimentación y baterías.
- Supervisión; DPF, comunicaciones, entradas digitales para captación de información, unidad de control, unidades de adquisición de datos de cada posición, transductores de tensión e intensidad (3V capacitivas y 3/4 intensidades).
- Sensores auxiliares: toroidales de intensidad y de tensión resistivos, detección de intrusos y de fuego, disparo de la ventilación, temperatura del transformador, niveles, bobina de disparo del interruptor de 230 VCA.

Figura 75 - Red de Fibra Óptica con BPL propuesta para la BALPA.



Fuente: Fuente: Elaboración propia a partir de (factory, 2004).

La instalación de las IED, en una subestación es un proceso de uso intensivo de recursos que a menudo, se completa en años a una tasa de varias subestaciones por año. Las estrategias para implementar IED de subestación, demora años porque la vida útil esperada de los IED de subestación, es de 20 a 25 años todo el proyecto de actualización debe completarse antes de que los IED instalados al comienzo del proyecto comiencen fallar. La propuesta de la Automatización proyectada, contempla las siguientes funcionalidades destinadas a implementar una actuación, coordinada que minimice el tramo de red fuera de servicio por la falta, y el tiempo de reposición en el que se consideren lo siguiente:

- 1) Operación automática en dispositivos PM y SM (CT1 y CT2), del tramo afectado por la falta la actuación automática se realizará, sobre los seccionadores planeados incluyendo una motorización inferior a 100 ms.
- 2) Telemando para los puntos de conexión de los circuitos en anillo (PCA), del aislamiento de segmentos mayores, con medidas de tensión en ambos extremos en la monitorización, es convencional dado que no deben actuar automáticamente.
- 3) El Centro de Control tiene el mando, para bloquear la acción automática de los dispositivos, para ello dispone de la información del estado de los mismos en tiempo real.
- 4) Los puntos de actuación, se instalarán detectores de paso de falta direccionales, también se considerará telemetría en cada uno de esos puntos de actuación: P, Q, V, I. Ésta es una diferencia esencial frente a las soluciones convencionales, que además admite no sólo una operación más avanzada de la red, asimismo el de aplicar otras técnicas y operaciones como el mantenimiento preventivo, la ejecución de modelos de red más precisos, entre otros.

El sistema de localización de faltas se basa en la instalación, de detectores de paso de falta (direccionales y no direccionales) en los CTs automatizados. Las principales ventajas de los sensores son la detección, de la presencia de MT en

la línea, justificación de apertura en vacío del seccionador automático, detección de líneas de MT cortadas, polarización de defectos direccionales, etc. Los detectores de paso de falta detectan, si ha circulado por ellos una intensidad igual o superior a la corriente de falta ajustada. En redes no automatizadas, estos equipos indican visualmente y de modo local si se han revelado corriente, de falta en que los operarios transportados a los distintos CTs, puedan guiarse en la ubicación de los elementos que deben maniobrar. Estos detectores informan de manera remota al iNode para que éste inicie, de modo automático, el proceso de aislamiento del tramo en falta y reposición del servicio de forma más eficiente, rápida y precisa.

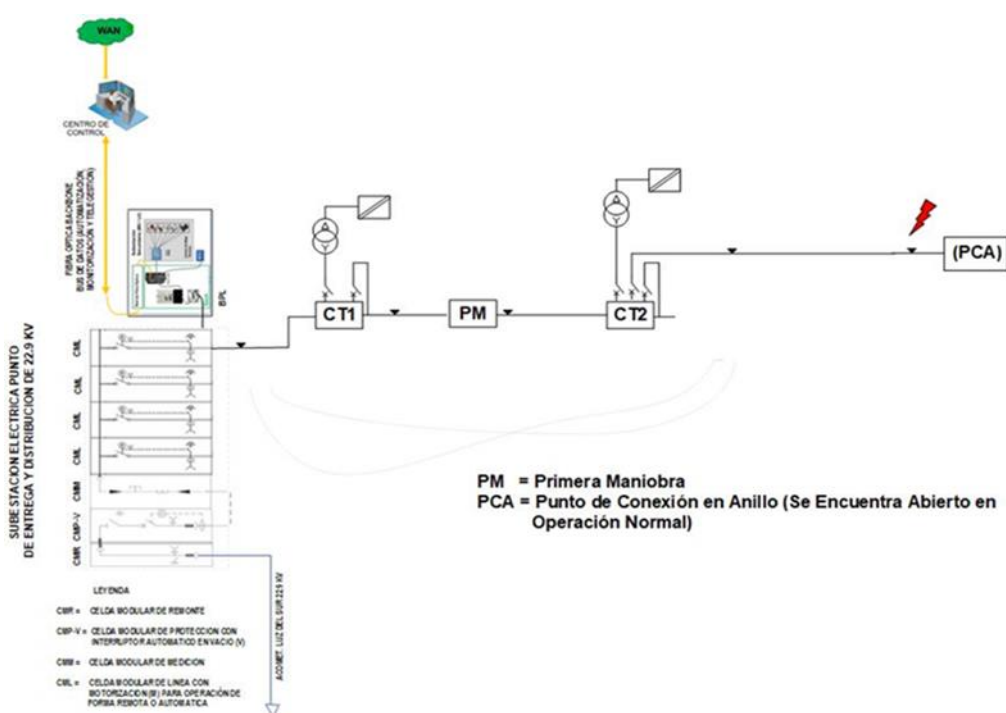
Los seccionadores de los CTs automatizados. son dispositivos diseñados para trabajar en carga, vale mencionar capaces de interrumpir intensidades de valores menores de 1000 A, por lo tanto, en caso de falta en una línea MT cuya intensidad no supere dicho valor, la secuencia de actuación será la siguiente:

- a) Se produce una falla monofásica en la línea de MT, entre el CT 2 y el PCA (**que se encuentra abierto en operación normal**). La Figura representa esta situación.
- b) La automatización a implementar en los dispositivos de maniobras (CT1, PM y CT2) son selectivos entre ellos y la cabecera, por lo mismo se origina la apertura del seccionador, CT2 abre antes que cabecera o cualquiera de los otros dispositivos de maniobra aislando la falla entre la CT2 y PCA.

La comunicación entre los distintos CTs, permite el intercambio de información entre los iDevices de los CTs automatizados, facilitando al proceso de reposición de la red la mayor eficiencia posible, las aplicaciones que dotan de inteligencia a la red de distribución, siendo sin duda una de ellas el carácter de reparación automática del servicio (FLISR), su funcionalidad principal es el funcionamiento de los algoritmos de FLISR desarrollados, es la correcta detección y localización de fallas. Se convierte en una necesidad de las REI, la implementación de un sistema adecuado de detección que facilita la identificación inequívoca del tramo de la línea de MT en el que se produce un defecto. El sistema de localización de fallas implementado, en el proyecto Smartcity Málaga se basa en la

instalación de detectores de paso de falta en los CTs automatizados (ENDESA, 2014). Los vitales beneficios de los sensores es la detección, de la presencia de tensión MT en la línea, comprobación de apertura en vacío del seccionador automático, la localización de líneas de MT cortadas, polarización de defectos direccionales entre otros, para el efecto se han instalado en los CTs transformadores de tensión e intensidad, los transformadores de tensión son principalmente capacitivos, conectados directamente a la parte activa de cada fase, mientras que los transformadores de intensidad se instalan alrededor del cable de MT.

Figura 76 - Falla monofásica en línea de MT, entre CT2 y PCA.

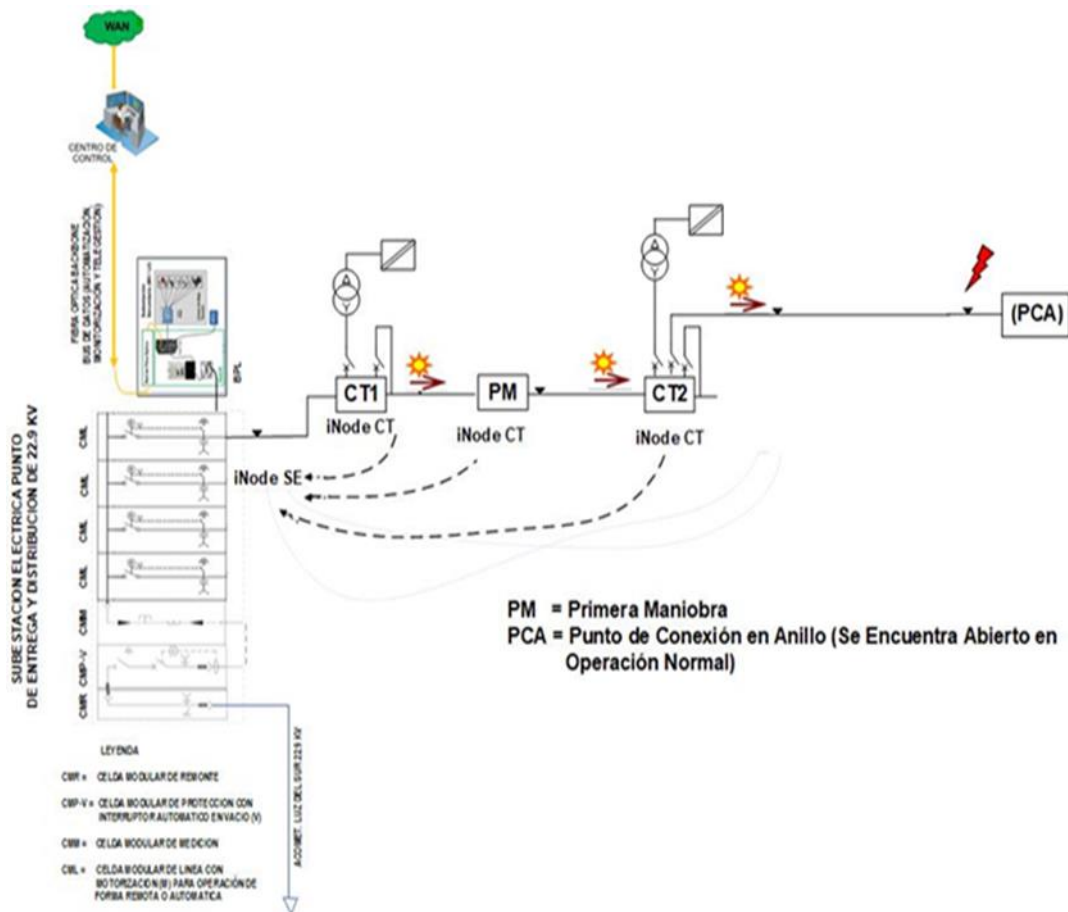


Fuente: Elaboración propia a partir (factory, 2004).

Los detectores de paso de falta detectan, si ha circulado por ellos una intensidad igual o superior a la corriente de falta ajustada. En una red automatizada los detectores de paso de falta, anuncian de manera remota al i-Device para que este inicie, de modo automático, el proceso de aislamiento del trayecto en falta y reposición del servicio de manera más eficiente, rápida y precisa.



Figura 77 - Falta una línea de MT, entre CT2 y PCA, comunicación entre CTs.



Fuente: Elaboración propia a partir (factory, 2004).

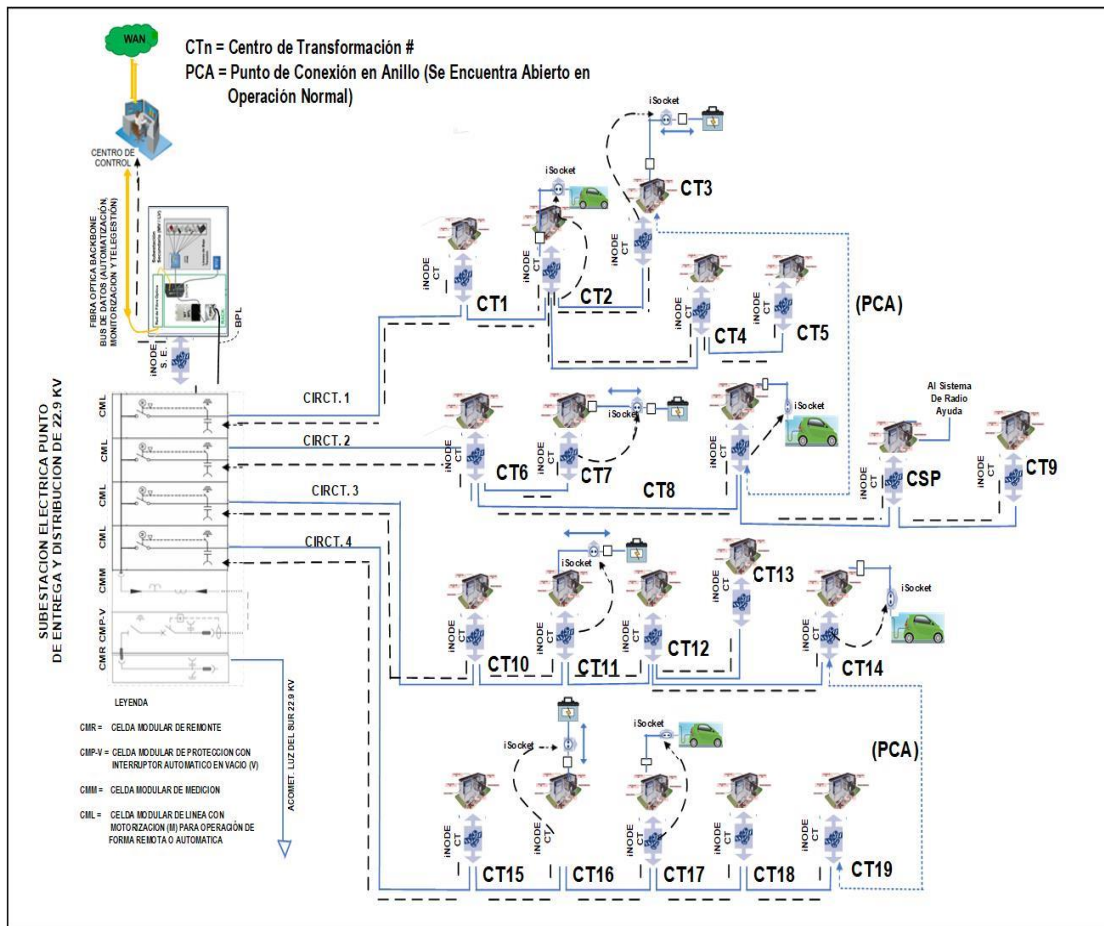
Una indicación errónea de paso de falta, puede originar errores en el automatismo de reposición por ende, el retraso en la restauración del suministro poniendo en evidencia la importancia, de la correcta localización de faltas, el cual propicia importantes retos en redes de distribución, entre las que se acentúan la presencia de intensidades capacitivas en tramos sin falta, intensidades de energización de transformadores de distribución y la aportación de intensidad por parte de las fuentes de generación distribuida.

La implementación de los localizadores, de falta y algoritmos de reposición, control se han elaborado gracias a la automatización de los CTs correspondientes a puntos de maniobra.

## b) iNode e iSocket

Los iNodes son los dispositivos, sobre los que se encarga que el centro de control, para automatizar la gestión de la red estos equipos se delegan ejecutar los algoritmos y procedimientos definidos en el proyecto, siendo capaces de proceder con autonomía, aunque siempre en función de los requisitos que le imponga el centro de control ante la toma de decisiones. En todo instante, el centro de control puede obtener el control total de un segmento de la red. La propuesta se ha definido dos tipos diferentes de iNode, uno en el nivel de subestación (iNodeSE) y otro en el nivel de Centro de Transformación (iNodeCT). Ambos son los encargados de ejecutar, los algoritmos de control de la red de distribución. Estos dispositivos (iNode-iSocket), son igualmente un producto para el sector del almacenamiento de energía, la eficiencia y la medición inteligente.

Figura 78 - Esquema de la arquitectura de control iNodes - iSockets.

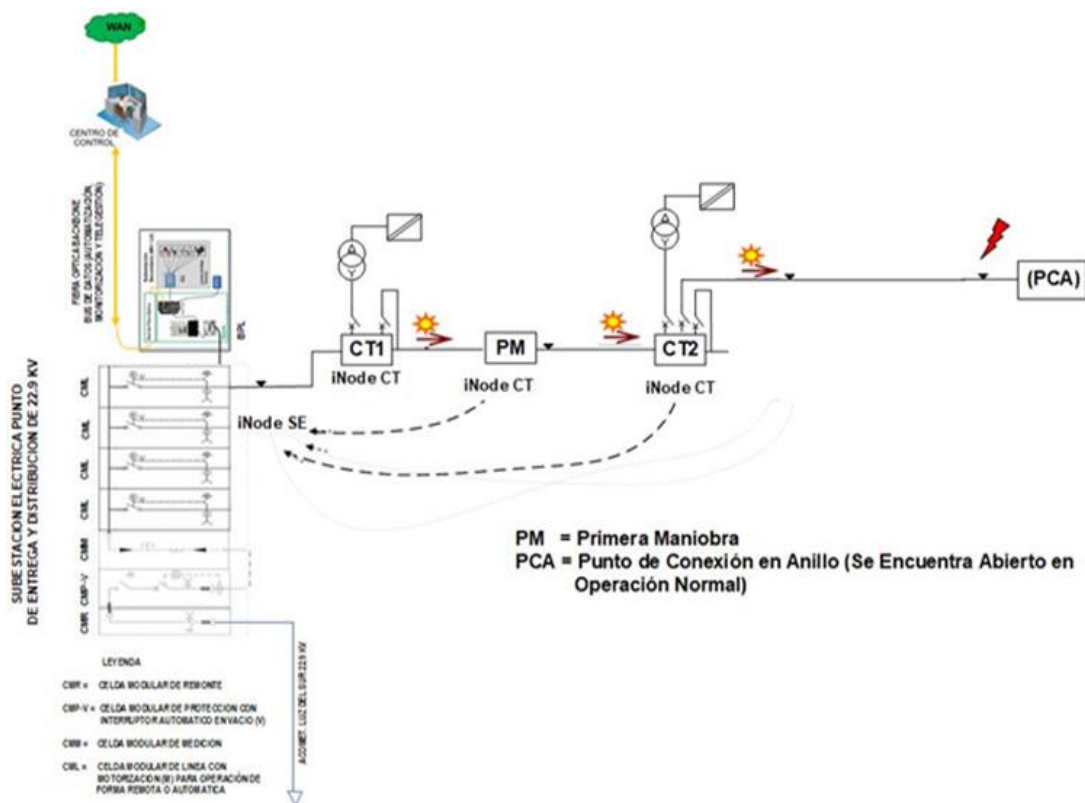


Fuente: Elaboración propia a partir (factory, 2004).

### c) Implementación en iNode

- 1) Se produce un defecto en la línea de MT, entre el CT2 y el PCA.
- 2) El interruptor de cabecera de línea, en subestación, dispara mientras el resto de los dispositivos de maniobra permanecen cerrados (no pueden abrir sobre esta falta).
- 3) Los diferentes puntos de maniobra (CT1, PM y CT2) envían información de sus detectores de paso de falta al iNode de subestación ver figura 79.

Figura 79 - Falta línea MT, entre CT2 y PCA, comunicación en CTs y iNodes.



Fuente: Elaboración propia a partir de (factory, 2004)

- a) El interruptor ejecuta el primer ciclo, de permanente se producirá un nuevo disparo del interruptor de cabecera.
- b) El iNode de subestación, (una vez ha actuado el primer ciclo de reenganche, pero antes del segundo), evalúa todos los pasos de falta recibidos desde los y ejecuta una orden de abrir, al último CT que ha

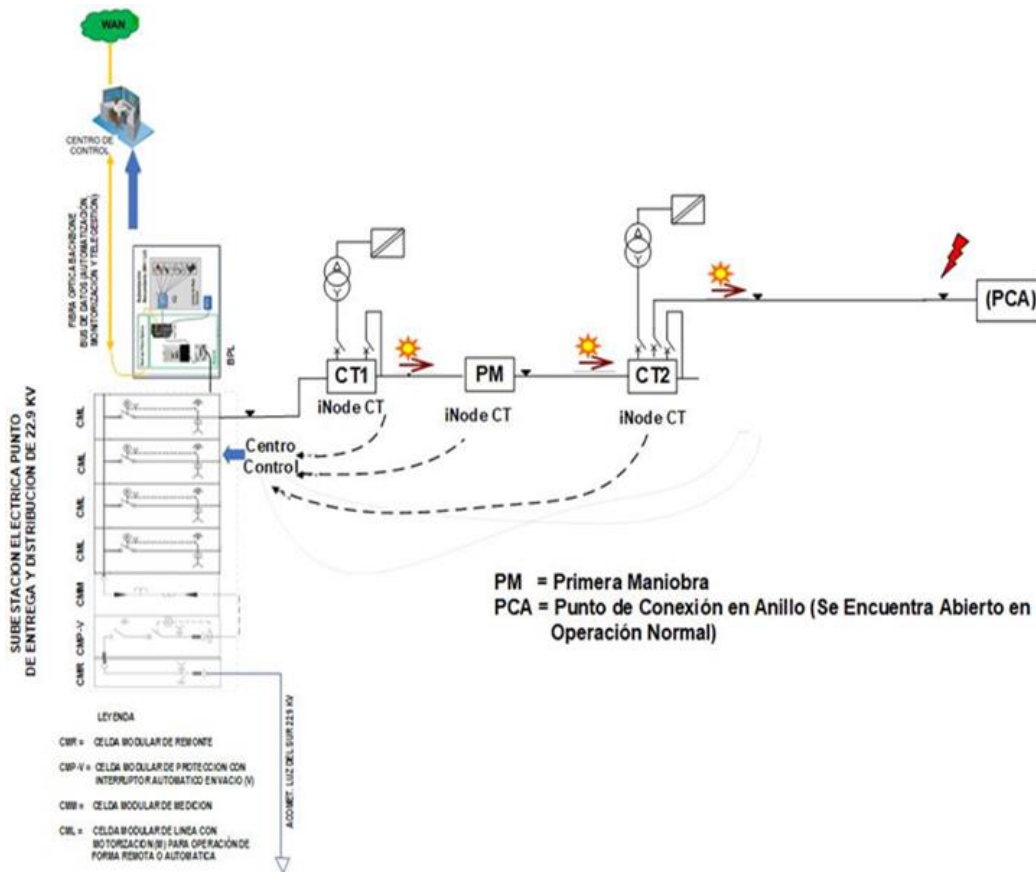
detectado defecto, en este caso el CT2, y dentro del CT, al que tenga signo saliente.

c) Al cerrar el segundo ciclo de reenganche (60 s), se restablece el segmento de la línea hasta el CT2 dejando aislado el tramo en falta (entre CT2 y PCA).

#### d) Implementación en Centro de Control

- 1) Se produce un defecto en la línea de MT, entre el CT2 y el PCA.
- 2) El interruptor de cabecera de línea, en subestación, dispara mientras el resto de los dispositivos de maniobra permanecen cerrados (no pueden abrir sobre esta falta).
- 3) Los diferentes puntos de maniobra (CT1, PM y CT2) envían información de sus detectores de paso de falta al CC.

Figura 80 - Falta línea MT, entre CT2 y PCA, comunicación en CTs y el CC.



Fuente: Elaboración propia a partir de (factory, 2004)

- 4) El interruptor ejecuta el primer ciclo de reenganche, en el caso de que la falta sea permanente se producirá, un nuevo disparo del interruptor de cabecera.
- 5) El CC (una vez ha actuado el primer ciclo de reenganche, pero antes del segundo), evalúa todos los pasos de falta recibidos desde los CTs automatizados y envía la orden de abrir, al último CT que ha detectado defecto, en este caso el CT2, y dentro del CT al que tenga signo saliente.
- 6) Al cerrar el segundo ciclo de reenganche (60 s), se restablece el segmento de la línea hasta el CT2 dejando aislado el tramo en falta (entre CT2 y PCA).

Figura 81 - Propuesta de la Automatización de la red de MT.



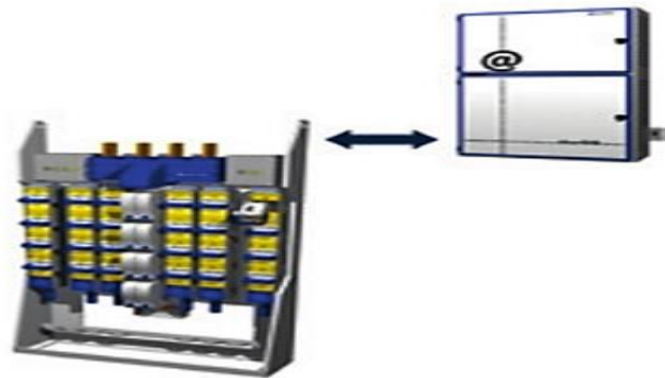
Fuente: Elaboración propia a partir de (factory, 2004)

#### d) Baja Tensión

La automatización en el lado de BT, integra la funcionalidad de supervisión avanzada, es posible gracias a la instalación de sensores toroidales autoalimentados sobre los fusibles que protegen las líneas de BT. Mencionados sensores admiten obtener la medida de corriente de cada uno de los circuitos de BT, asimismo el estado de los fusibles, los datos registrados

son enviados a un equipo receptor integrado en el armario de comunicaciones del CT, de manera que los dispositivos de control de la red habilitan toda la información necesaria. Esto facilita disponer de información en tiempo real y monitorizar en todo momento la red eléctrica de BT.

Figura 82 - Supervisión de BT integrada en GID.



Fuente: Elaboración propia a partir de (factory, 2004)

El hardware del sistema de supervisión y monitorización, compuesto por un servidor destinado a visualizar y procesar las variables obtenidas por el conjunto de iNodes e iSockets. El software está formado por las siguientes aplicaciones, la obtención de datos, a nivel de iSockets e iNodes. Variables a compilar son las siguientes:

- a) Intensidad de las salidas de BT, estado de los fusibles (en funcionamiento/fundido) del cuadro de BT.
- b) Potencia Activa (W), Potencia reactiva (VAR), Tensión de línea y fase, Intensidad (A), Frecuencia (Hz), THD de tensión e intensidad, Factor de potencia.

Todos estos datos nos pueden permitir hacer pueden permitir hacer análisis hasta ahora imposibles de realizar como son:

- a) Análisis de potencia reactiva en la red de distribución en MT y BT, detección de desfases y problemas en la red, con ayuda de la telegestión.
- b) Mantenimiento predictivo, detección/gestión de incidencias, análisis del sistema de indicadores KPIs (Indicador Clave de Desempeño o Medidor de



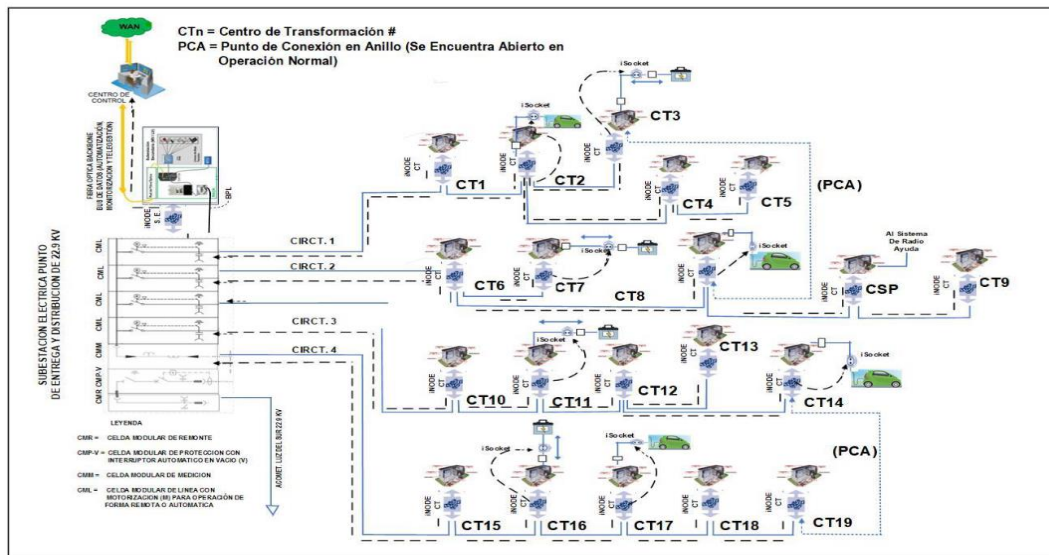
Desempeño), para las distintas tecnologías de REI.

### 2.5.5. Fase 4 Integración de Vehículos Eléctricos y su Recarga

Los VEs, cuando se conecten a la red eléctrica, sean capaces de cargar sus baterías o de descargarlas a la red mediante la tecnología V2G (Vehicle To Grid). Es una oportunidad para mejorar, la eficiencia del sistema ya que la carga o descarga de las baterías, puede realizarse en el momento elegido por los usuarios y por el sistema de gestión de la red, nuestra propuesta es, dependiendo de disponibilidad presupuestal se realice en un corto plazo (1 a 3 años posteriores de la ejecución de la fase 3). La recarga de baterías de los vehículos, durante los periodos de menor demanda (noche), facilita aplanar la curva de demanda al reducir las diferencias entre los periodos.

La tecnología V2G juega un papel de gran importancia, al realizar la integración de las energías renovables, se propone el despliegue de una infraestructura de recarga de vehículos eléctricos con capacidad V2G, formada por un punto de recarga instalado en áreas específicas en la BALPA (Servicios de Transporte, EOFAP, ESOFAP, etc.) diseñadas específicamente con los requerimientos de dicha tecnología, que da soporte a un vehículo eléctrico convencional modificado para dotarlo de capacidad V2G.

Figura 83 - Vehículos Eléctricos y su Recarga.



Fuente: Elaboración propia a partir de (factory, 2004)

## 2.6. Proyecto de la Modernización de las Redes Eléctricas de Distribución, de la BALPA

### 2.6.1. Descripción Fase 1 Modernización del Sistema Eléctrico de la BALPA

#### a) Red de Media Tensión

La red de alimentación en media tensión se ha proyectado para instalación subterránea, sistema trifásico a la tensión nominal inicial de 10 Kv y preparada para 22.9 kV, 60 Hz, desde el PMI proyectado, fijado por LUZ DEL SUR S.A.A. Se utilizará cable seco unipolar tipo N2XSY de 120 mm<sup>2</sup> 18/30 KV, recorriendo 20 mts. desde el ambiente adjunta a la Subestación Punto de Entrega y Distribución. Desde donde se distribuirá en cuatro (4) circuitos, subterráneos con cable seco del tipo N2XSY de 50 mm<sup>2</sup> 18/30 KV a los Centros de Transformación (CT) proyectadas a nivel, de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla 16 - Centros de Transformación.

CIRCUITO	MAXIMA DEMANDA (MD) KW				
	DESCRIPCION	UBICACIÓN	POTENCIA (KVA)	F.D	M.D. (KW)
C-1	CT -1	GROUT	100	0.7	70
	CT -2	ESOFA	200	0.8	160
	CT -3	GRUDA	160	0.8	128
	CT -4	ESOFA DPTO. MILITAR	200	0.7	140
	CT -5	ESOFA INTENDENCIA	160	0.7	112
C-2	CT -6	CASINO TEC.	200	0.8	160
	CT -7	COMOP	200	0.8	160
	CT -8	SEMAG	160	0.8	128
	CSP	SISTEMA RADIO AYUDA	50	0.9	45
C-3	CT -9	PISTA	100	0.7	70
	CT -10	EIFAP	100	0.7	70
	CT -11	EOFAP-EDIF. 1011	400	0.8	320
	CT -12	TRANSPORTE	200	0.7	140
	CT -13	SETRA	200	0.8	160
	CT -14	RESERVORIO	100	0.7	70
C-4	CT -15	COST. AGUILAS	100	0.8	80
	CT -16	HOLAP	200	0.8	160
	CT -17	EOFAP COLISEO	100	0.7	70
	CT -18	EOFAP INTENDENCIA	200	0.7	140
	CT -19	EOFAP ESTADIO	160	0.7	112
	<b>POTENCIA INSTALADA (KVA)</b>		<b>3290</b>		
	<b>MAXIMA DEMANDA (MD) KW</b>				<b>1497</b>

Fuente: Elaboración propia.



## 1) Bases de Cálculo

Los parámetros considerados para el dimensionamiento de la red de media tensión y del sistema de protección son los siguientes:

- Caída máxima permisible de tensión : 5%
- Tensión MT : 10 KV operación inicial  
22.9 kV preparada.
- Factor de potencia : 0.85
- Frecuencia : 60 Hz.
- Potencia a contratar : 1,500 kW.
- Potencia de cortocircuito : 175 MVA 10 KV  
350 MVA 22.9 kV
- Tiempo de actuación de la protección : 0.2 seg
- Sección del cable Subterráneo : 50 mm<sup>2</sup>.
- Tipo de cable : N2XSY – 18/30 kV.
- Grupo de Conexión del Trafo : Dyn5 – Vcc 4%
- Capacidad del cable : 188 A (LDS CD-9-320)
- Tensión BT : 220 voltios
- Temperatura del suelo : 25°C
- Separación entre cables horizontal : 7cm
- Resistividad térmica suelo : 150°C-cm/W
- Profundidad de instalación : 1m

La elaboración del proyecto se basa dentro de otras en las siguientes normas:

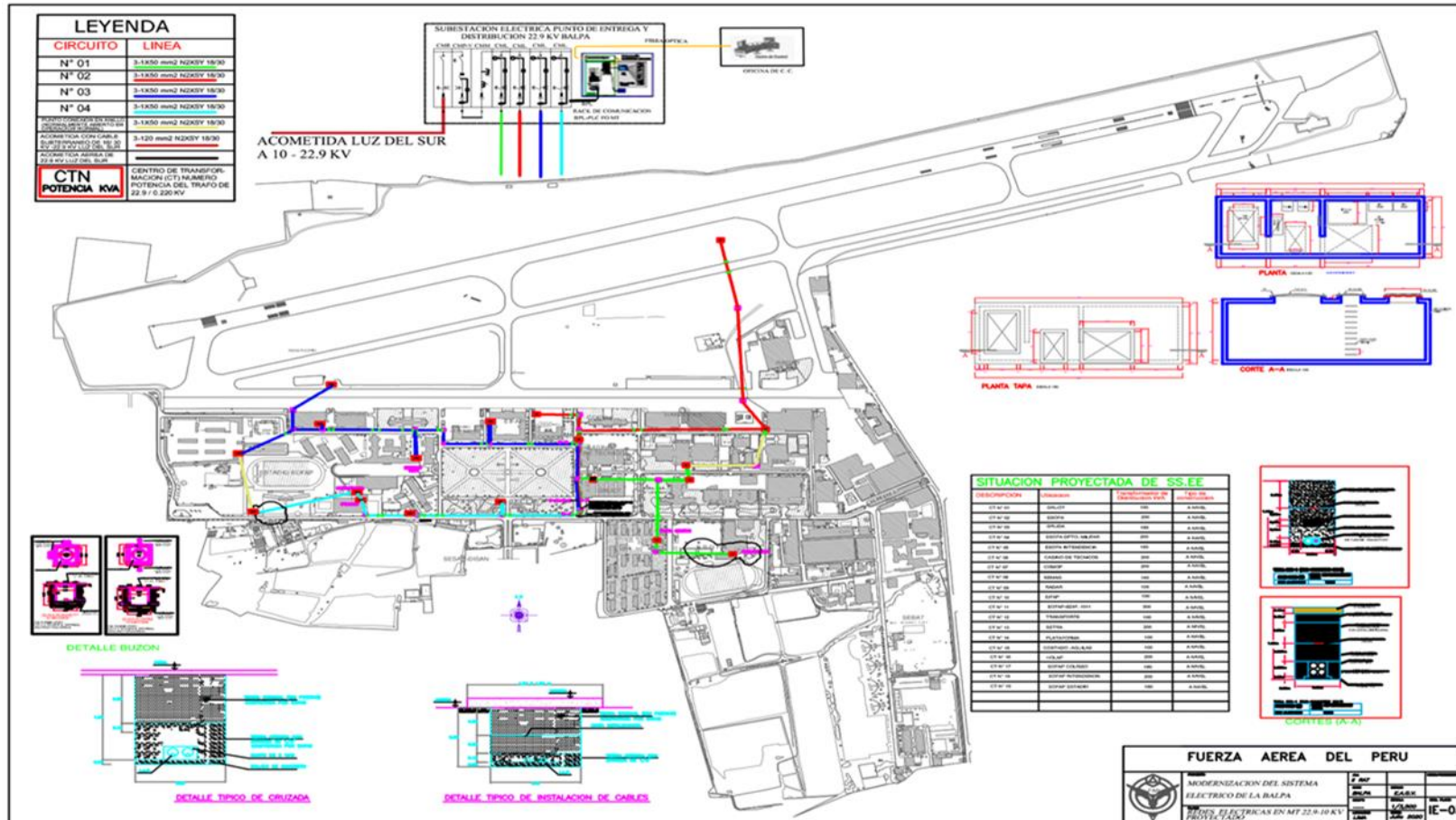
- Norma de procedimientos de elaboración, ejecución de obras en sistemas de distribución, sistemas de utilización en MT en concesión de distribución.
- Código Nacional de Electricidad vigente.
- Norma de distribución de Luz del Sur.

Ver más detalle en el anexo.

### **2.6.2. Análisis Financiero de la Implementación de una REI en la BALPA**

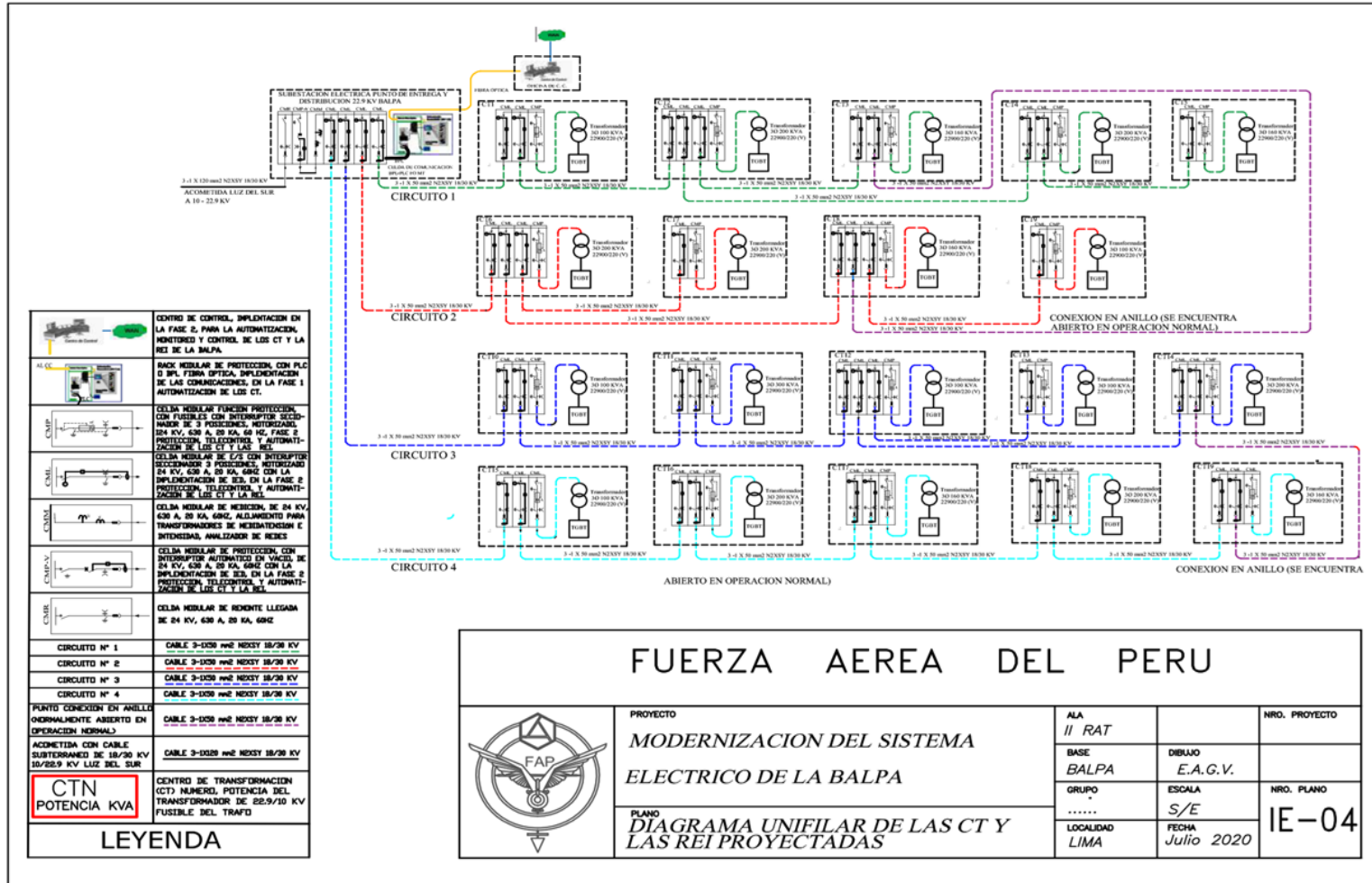
La implementación de una REI en la BALPA, no es un análisis fácil el mismo debe ser estudiada cuidadosamente, no sólo debido al monto de su inversión que se requiere la disponibilidad presupuestal y planificación, en base a la asignación del Gobierno hacia la FAP, sino también por las tecnologías, equipos, accesorios y sistemas que se debe tener en cuenta para aterrizar a la solución efectiva y realista. La finalidad más importante no es la asignación de la fuente de financiamiento, para su aplicación sino ajustar todas las variables a un escenario, en la que la BALPA es el Aeródromo alternativo al Jorge Chávez al cual se requiere proyectar, su infraestructura y capacidades para actuar como Centro Nacional, de Operaciones Aéreas (HUB), en la ayuda humanitaria para el caso de desastres, desde donde se planificará, dirigirá y ejecutará las acciones necesarias, para atender las emergencias de gran escala de una manera oportuna. Partiendo desde un escenario de terremoto de grado 8.5 el Aeropuerto Jorge Chávez dejaría de operar, es de Interés Nacional para el apoyo en caso de Emergencia Nacional o Desastres Naturales, comprendido en la Ley 29664 “Ley de Sistema Nacional de Gestión de Riesgos Contra Desastres Naturales” (SINAGERD). Asimismo, su efecto e impacto es difícil cuantificar por intangibles, en su actividad Estratégica para el País, en el área de Defensa Interna y Externa, así como su paralización de las actividades Administrativas Operativas (Instrucción, Apoyo en caso de Emergencia o Desastres Nacionales,

Plano 3 - Plano Red Primaria Projectada para la Modernización de la BALPA.



Fuente: Elaboración propia

Plano 4 - Plano Unifilar de los CT y REI Projectada para la BALPA.



Fuente: Elaboración propia.

Operaciones Aérea Militares, Comerciales como Aeródromo Alterno al Aeropuerto Internacional Jorge Chávez). Salud (personal de evacuados por accidentes, atentados, conflictos o casos de emergencia nacional), Investigación y Desarrollo Aeroespacial, que los costos y su impacto como es el caso de la instrucción y formación de Oficiales, Sub Oficiales encargados de la operación, mantenimiento y reparación de un Equipamiento (Aviones de combate, transporte, helicópteros, radares, armamento, etc.), de alto costo para la Nación. Se definieron cuatro fases para su implementación, respecto a la situación del sistema eléctrico actual:

- a) Fase 1, Modernización del Sistema Eléctrico de la BALPA, para un nivel de tensión de 10/22.9 KV, la propuesta de su ejecución se deberá realizar en un corto periodo (1 a 3 años para su realización).
- b) Fase 2, Automatización de Centros de Transformación, con la Instalación de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) e Instalación de la Comunicación de datos, para mayor capacidad de monitoreo y control en las subestaciones, la propuesta de su ejecución se deberá realizar en un corto periodo (1 a 3 años de realizado la fase 1).
- c) Fase 3, Automatización de la Red de M. T. y control avanzado de los alimentadores, la propuesta de su ejecución se deberá realizar en un corto periodo (1 a 3 años de realizado la fase 2).
- d) Fase 4, Integración de vehículos eléctricos, recarga de vehículos eléctricos, la propuesta de su ejecución se deberá realizar en un corto periodo (1 a 3 años de realizado la fase 3).

### **2.6.3. Metodología**

El enfoque del estudio en la rentabilidad, de la implementación de una REI en la BALPA, en el que la Fase 1 se encuentra en el proceso de implementación de las REI por etapas para su realización, es esta etapa se consideran las redes de media tensión, centros de transformación, transformadores y la infraestructura para albergarlos, es el inicio de las etapas y/o modularmente su implementación. La metodología para su análisis, se empleará el del Sistema de Proyectos de



implementación serán a corto plazo teniendo en cuenta la asignación presupuestal para su ejecución, tomando en consideración que la etapa 1 será la base para las posteriores, por ser modular y las posteriores se irán instalando los IEDs, la comunicación de PLC, dispositivos de protección para la automatización monitoreo y control de los centros de transformación y las redes eléctricas de MT, integración de vehículos eléctricos y su recarga.

Para la etapa 1 el presupuesto referencial se muestra a continuación:

Tabla 18 - Presupuesto de Inversión Referencial.

CUADRO DE COSTO DE LA INVERSION REFERENCIAL						
PARTIDA	DESCRIPCION	UND	METRADO	PPTO	PARCIAL	TOTAL
1.00	PERFIL	UND	1	-	-	-
2.00	PPTO					
	a. ESTUDIO					
	EXPEDIENTE TECNICO (2.17%)	UND	Estudio	S/. 144,779.99	144779.99	S/. 170,840.39
3.00	IMPLEMENTACION					
	COMPONENTE N° 1 : IMPLEMENTACION DE REDES ELÉCTRICAS SUBTERRANEAS DE MEDIA TENSIÓN A 10 - 22.9 KV	Global	1	S/. 1,600,823.33	S/. 7,299,762.25	S/. 8,613,719.46
	COMPONENTE N° 2 : CENTROS DE TRANSFORMACION DE SUPERFICIE, CON TRANSFORMADORES TIPO SECO ENCAPSULADO EN RESINA DE MEDIA TENSION 10 - 22.9 / 0.220 KV	Global	1	S/. 2,373,580.17		
	COMPONENTE N° 3 : TABLEROS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION, CABLES ALIMENTADORES ALUMBRADO PUBLICO DE BAJA TENSION 220 VOLTIOS	Global	1	S/. 1,366,577.62		
	COMPONENTE N° 4 : OBRAS CIVILES	Global	1	S/. 1,958,781.14		
4.00	SUPERVISION (3.002%)	UND	1	S/. 199,766.07	S/. 199,766.07	S/. 235,723.96
5.00	GASTOS PAGOS LUZ DEL SUR (0.75%)	UND	Global	S/. 50,000.00	S/. 50,000.00	S/. 59,000.00
<b>TOTAL</b>						<b>S/. 9,079,283.81</b>

Fuente: Elaboración propia.

#### 2.6.4.2. Costos de Operación y Mantenimiento

##### a) Costos en el estado “SIN PROYECTO”

Los gastos que actualmente se realizan básicamente es la operación (pago x consumo de energía) del sistema eléctrico, el mantenimiento es mínimo por la antigüedad de su equipamiento (60 años) solamente en los casos de reparaciones correctivas, su tiempo estimado de su operación es de  $\pm$  5 años, en razón del colapso del equipamiento

(cables, transformadores, seccionadores, empalmes, terminales, celdas eléctricas, tableros, etc.); por ser su mantenimiento muy oneroso por tal motivo no se considera a partir del año 2020, requiriéndose su reposición total por el tiempo de servicio continuo tal como se identificó en el diagnóstico, pero el MEF no aprueba la asignación de recursos económicos para bienes, y su costo remanente es muy poco, sea considerado solo la asignación a la BALPA, para el pago del consumo de la energía comercial ascendería al año a S/. 912,000.00, los costos de operación la BALPA y la FAP, tienen en sus efectivos a personal profesional y técnico que se hace cargo, de esta actividad y que no requiere de su asignación presupuestal adicional.

Tabla 19 - Costos de Operación y Mantenimiento sin Proyecto.

OPERACIÓN Y REPARACION/MANTENIMIENTO SIN PROYECTO		C O S T O S /.
CONCEPTO	ACTIVIDADES	
OPERACIÓN		912,000.00
Servicio - electricidad	Pago mensual por un año de la energía eléctrica comercial.	912,000.00
REPARACION/MANTENIMIENTO		0.00
<b>TOTAL</b>		<b>S/912,000</b>

Fuente: Elaboración propia.

#### **b) Costos en el estado “CON PROYECTO”**

Para la realización de la operación, se considerará en el presupuesto RO de la BALPA, en cada año fiscal en el horizonte del proyecto, para el mantenimiento se considerará a partir del tercer (02) año de su mantenimiento por la garantía del proyecto, a partir de esta se presupuestará cada año en RO del Servicio de Ingeniería (SEING), para el efecto realizará la contratación de una empresa especializada vía la OCSE, este presupuesto ascendería al año a S/. 12,000.00, a precios de mercado, para su operación se le asignaría a la BALPA S/. 1'368,000.00, para el pago por consumo de la energía comercial con



el incremento, del consumo por la disponibilidad de una mayor cobertura y demanda de energía eléctrica.

Tabla 20 - Costos de Operación y Mantenimiento con Proyecto.

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON PROYECTO		C O S T O S /.
CONCEPTO	ACTIVIDADES	
OPERACIÓN		1,368,000.00
Servicio - electricidad	Pago mensual del consumo.	1,368,000.00
MANTENIMIENTO		10,000.00
Servicio de Mantenimiento especializado.	Servicio de mantenimiento, preventivo mínimo, por estar en garantía si se presentara algun requerimiento.	10,000.00
Mantenimiento de Redes Eléctricas Subterráneas de Media Tensión 10/22.9 KV	Servicio de mantenimiento preventivo anual.	3,000.00
Centros de Transformación de Distribución de superficie con Trafos del tipo seco	Servicio de mantenimiento preventivo, anual de los centros de transformación, medición del sistema de medición de tierra de MT y BT.	4,000.00
Mantenimiento de tableros de distribución eléctrica, cables eléctricos, interruptores termomagnéticos, alumbrado público de baja tensión etc.	Servicio de mantenimiento preventivo anual, de tableros de distribución eléctrica, cables eléctricos, interruptores termomagnéticos, alumbrado público de baja tensión etc.	3,000.00
<b>TOTAL</b>		<b>1,378,000.00</b>

Fuente: Elaboración propia.

### 2.6.4.3. Evaluación

#### a) Evaluación Social

Considerando que los beneficios de un proyecto se traducen en beneficios monetarios y no monetarios, el primero relacionado con los beneficios económicos que producirá la puesta en marcha del proyecto en relación con los costos en los cuales se incurra para la ejecución del mismo, y los beneficios no monetarios referidos a ratios de eficiencia o efectividad respecto a los objetivos del proyecto, para el presente caso se traduce en el suministro de energía eléctrica a las unidades y/o dependencias acantonadas en la BALPA – Surco.

En la situación sin proyecto el beneficio es mínimo, pues existe ineficiencia, no es confiable, inseguro y baja calidad en el servicio del sistema eléctrico a consecuencia de más 60 años de servicio continuo, tal como se evidencio en el diagnóstico del sistema eléctrico de la BALPA, pudiendo colapsar el sistema eléctrico dejando sin energía eléctrica, ocasionando un impacto de graves consecuencias

en las actividades que se desarrollan. Por otro lado, se deben considerar los beneficios intangibles, como la instrucción, preparación, capacitación y actualización del personal militar en la operación de la operación del material de alto costo (aeronaves militares, material militar, equipos especiales, etc.), en la Defensa Interna y Externa del País, añadido la atención de salud, y de ayuda en el caso de Emergencia Nacional (traslado personal, víveres, materiales, etc.), como aeródromo alternativo al Aeropuerto Jorge Chávez, es decir aquellos beneficios que son difíciles de cuantificar e inherentes al proyecto, entre los que se encuentran relacionado al sistema eléctrico podemos mencionar los siguientes:

- a) Eficiente, confiable y seguro en el suministro de energía eléctrica comercial para la BALPA.
- b) Cumplimiento con los Objetivos Institucionales de corto plazo asignados a la UU.DD de FAP, alojadas en la BALPA, según lo establece el Plan Operativo Institucional de la Fuerza Aérea del Perú.
- c) Cumplimiento con el plan de seguridad en las instalaciones interiores de la BALPA cumpliendo así con la meta de la Fuerza Aérea del Perú.
- d) Eficiente operatividad, en la calidad del suministro de los sistemas eléctricos de MT y BT.

#### **b) Costos Sociales**

La evaluación social del proyecto está sujeta a la evaluación de costos a precios sociales del proyecto, en los Cuadros siguientes se detallan los rubros de inversión a precios de mercado y el factor de corrección utilizado para valorizarlos a precios sociales.

Tabla 21 - Costos a Precios Sociales.

CORRECCION A COSTOS SOCIALES DE LA INVERSION			
COSTOS DE INVERSION	COSTOS A PRECIOS DE MERCADO	FACTOR DE CORRECCION	COSTOS A PRECIOS SOCIALES
COMPONENTE N° 1 : IMPLEMENTACION DE REDES ELÉCTRICAS SUBTERRANEAS DE MEDIA TENSION A 10/22.9 KV.	1,392,044.49	0.8309	1,156,649.77
COMPONENTE N° 2 : CENTROS DE TRANSFORMACION DE SUPERFICIE, CON TRANSFORMADORES EN SECO ENCAPSULADO EN RESINA DE MEDIA TENSION 10/22.9 KV.	2,064,018.65	0.8309	1,714,993.10
COMPONENTE N° 3 : TABLEROS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION, CABLES ALIMENTADORES ALUMBRADO PUBLICO DE BAJA TENSION 220 VOLTIOS	1,188,349.04	0.8475	1,007,125.81
COMPONENTE N° 4 : OBRAS CIVILES	1,703,317.57	0.8309	1,415,286.57
<b>COSTO DIRECTO</b>	<b>6,347,729.75</b>		<b>5,294,055.24</b>
GASTOS GENERALES (6.458%)	536,890.98	0.8475	455,015.11
UTILIDAD (6.54%)	415,141.53	0.8475	351,832.44
<b>COSTO TOTAL DE OBRA</b>	<b>7,299,762.25</b>		<b>6,100,902.79</b>
EXPEDIENTE TECNICO (2.18%)	144,779.99	0.91	131,749.79
SUPERVISION (3.0106%)	199,766.07	0.91	181,787.12
GASTOS PAGOS LUZ DEL SUR (1.15%)	50,000.00	0.91	45,500.00
<b>TOTAL COSTO INVERSION S/.</b>	<b>7,694,308.32</b>		<b>6,459,939.71</b>

Fuente: Elaboración propia.

La conversión de Costos de Inversión de precios privados a precios sociales implica aplicar algunos factores de corrección como se muestra a continuación de acuerdo al Anexo SNIP-10-Parametros de Evaluación:

Tabla 22 - Factores de Corrección.

Nombre del parámetro	Valor
Factor de corrección para la inversión <sup>1</sup> .	0.8309
Factor de corrección para la operación y mantenimiento <sup>2</sup> .	0.8475

1. Se aplica al total de la inversión a precios de mercado, siempre que esta no exceda los S/. 6 millones.  
2. Se considera como servicio no transable de origen nacional.

Fuente: DGPI

Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, se considera los siguientes valores de corrección:

- Mano de Obra Calificada 0.91
- Mano de Obra no Calificada 0.68

Corrección de los Costos de Operación y Mantenimiento a Precios Sociales sin Proyecto.

Tabla 23 - Precios Incrementales a Precios de Mercado.

PROYECCIÓN DE COSTOS INCREMENTALES A PRECIOS PRIVADOS																					
RUBRO	PERIODO DE AÑOS																				
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A.- COSTO INVERSION</b>	9,079,283.81																				
<b>1. Estudio</b>																					
Estudio	170,840.39																				
<b>2. Supervision</b>	235,723.96																				
3. Gastos de Pagos a Luz del Sur	59,000.00																				
<b>4. Inversion</b>																					
Componente N° 1: Redes Eléctricas Subterráneas de Media Tensión 10/ 22.9KV	1,888,971.53																				
Componente N° 2: Centros de Transformación de Distribución con Trafos tipo seco.	2,800,824.60																				
Componente N° 3: Obras Civiles	1,612,561.60																				
Componente N° 4: AP, Tableros de Distribución Eléctrica de BT etc.	2,311,361.74																				
<b>B.- OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON PROYECTO</b>	0.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	
OPERACION (PAGO DEL SERVICIO ELECTRICO).	0.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	
MANTENIMIENTO.	0.00	0.00	0.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	
<b>C.- OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>	0.00	912,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
OPERACION (PAGO SERVICIO ELECTRICO).	0.00	912,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
MANTENIMIENTO.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
<b>COSTOS INCREMENTALES</b>	9,079,283.81	456,000.00	1,368,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 24 - Costos a Precios Sociales sin Proyecto.

CORRECCION A COSTOS SOCIALES DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO			
CONCEPTO	COSTO TOTAL POR AÑO PRECIOS PRIVADOS S/.	FACTOR DE CORRECCION	COSTO TOTAL POR AÑO PRECIOS SOCIALES
OPERACIÓN	912,000.00		772,920.00
Servicio - electricidad	912,000.00	0.8475	772,920.00
MANTENIMIENTO	0.00		0.00
<b>TOTAL</b>	<b>S/. 912,000.00</b>		<b>S/. 772,920.00</b>

Fuente: Elaboración propia

Corrección de los Costos de Operación y Mantenimiento a Precios Sociales con Proyecto.

Tabla 25 - Costos a Precios Sociales con Proyecto.

CORRECCION A COSTOS SOCIALES DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON PROYECTO			
CONCEPTO	COSTO TOTAL POR AÑO PRECIOS PRIVADOS S/.	FACTOR DE CORRECCION	COSTO TOTAL POR AÑO PRECIOS SOCIALES
OPERACIÓN	1,368,000.00		1,169,380.00
Servicio - electricidad	1,368,000.00	0.8475	1,169,380.00
MANTENIMIENTO	12,000.00		10,004.00
Bienes (insumos, materiales, etc.)	2,000.00	0.8475	1,695.00
Servicio de Mantenimiento especializado.	10,000.00		8,309.00
Mantenimiento de Redes Eléctricas Subterráneas de Media Tensión 10 - 22.9 KV	3,000.00	0.8309	2,492.70
Mantenimiento Centros de Transformación de superficie con Transformadores tipo Seco	4,000.00	0.8309	3,323.60
Mantenimiento Alumbrado Público y Tableros de Distribución Eléctrica de Baja Tensión.	3,000.00	0.8309	2,492.70
<b>TOTAL</b>	<b>1,380,000.00</b>		<b>1,169,384.00</b>

Fuente: Elaboración propia

### c) Indicador de Rentabilidad

#### 1) Metodología Costo / Efectividad

- **Indicador de Efectividad (IE):**

Considerando que el fin último de la propuesta, es mantener la eficiencia operatividad de las redes eléctricas, de MT de la BALPA como organización usuaria de los servicios de energía eléctrica, asimismo de la población usuaria de los servicios de la BALPA, población para quién se orienta el proyecto son las Unidades y Dependencias acantonadas en la BALPA.

En tal sentido, la población se encuentra distribuida por personal militar en actividad y/o retiro (Oficiales, Técnico, Suboficiales, Personal de Tropa), personal Civil FAP y Extra- FAP, se han identificado como indicador a los usuarios que se beneficiarán con la mejora de la eficiencia operativa del Sistema Eléctrico.

- **Factor de Efectividad:**

Número de usuarios; personal militar en actividad y/o retiro (Oficiales, Técnico, Suboficiales, Personal de Tropa), personal Civil FAP y Extra- FAP que demanda los servicios del Sistema de Eléctrico.

Tabla 26 - Personal Militar en Actividad y/o en Retiro.

AÑO	PERSONAL EN ACTIVIDAD Y RETIRO			FAMILIARES	TOTAL POR AÑO
	SUPERIOR	SUBALTERNO	TROPA	FORANEOS	
2020	1,150	3,895	72	8,670	13,787
2021	1,185	4,012	74	8,930	14,201
2022	1,220	4,132	76	9,198	14,626
2023	1,257	4,256	79	9,473	15,065
2024	1,294	4,384	81	9,758	15,517
2025	1,333	4,515	83	10,050	15,981
2026	1,373	4,651	86	10,352	16,462
2027	1,414	4,790	89	10,663	16,956
2028	1,457	4,934	91	10,982	17,464
2029	1,500	5,082	94	11,312	17,988
2030	1,546	5,235	97	11,651	18,529
2031	1,566	5,635	104	11,890	19,195
2032	1,591	5,735	116	12,300	19,742
2033	1,608	5,935	123	12,530	20,196
2034	1,648	6,350	138	12,780	20,916
2035	1,676	6,553	149	12,943	21,321
2036	1,746	6,905	161	13,204	22,016
2037	1,864	7,350	180	13,546	22,940
2038	1,968	7,895	189	13,789	23,841
2039	2,013	8,216	196	13,987	24,412
2040	2,065	8,765	205	14,567	25,602
<b>DEMANDA TOTAL PROYECTADA</b>					<b>396,757</b>

Fuente: Elaboracion propia a partir de datos Dpto. de Personal de la BALPA.

El total de la demanda proyectada, para el personal Militar en Actividad y/o Retiro más Familiares, para los veinte (20) años de vida útil del proyecto, son **396,757** personas.

#### 2.6.4.4. Valor Actual Neto (VAN)

Valor presente de los beneficios netos que generan un proyecto a lo largo de su vida útil, descontados a la tasa de interés que refleja el costo

de oportunidad, tal como se muestra en la tabla 27.

Formula 1 - Representación matemática del VAN.

$$VAN = \sum \frac{FC_n}{(1+TPD)^n}$$

En donde:

- FCn son los resultados de los flujos de caja para cada período
- TPD es la tasa de descuento privada
- n es el número de períodos del PIP

Para la alternativa se tiene:

TPD = 9% tasa de descuento recomendado por el MEF.

VAN empleado en la evaluación de proyectos, método para valorar la rentabilidad de un proyecto de inversión que consiste en contrastar el valor actual de todos los flujos de entrada de efectivo con el valor actual de todos los flujos de salida de efectivo. Para la evaluación de proyectos, se emplea la siguiente formula:

Formula 2 - VAN para de Proyectos.

$$VAN = INV + FLUJO1/(1+i)^1 + FLUJO2/(1+i)^2 + \dots + FLUJO_n/(1+i)^n$$

#### 2.6.4.5. Tasa Interna de Rendimiento (TIR)

Consiste en hallar una tasa de interés, en la cual se cumplen las condiciones buscadas en el momento de iniciar o aceptar un proyecto de inversión. La Tasa Interna de Retorno es, la tasa que gana un interés sobre el saldo, no recuperado de la inversión en cualquier momento de la duración del proyecto.

Formula 3 - Representación matemática del TIR.

$$TIR = \sum_{t=0}^n FC_t / (1+TIR)^t = 0$$

Tabla 27 - Flujos de Costos Sociales Totales y su Valor Actual Neto.

PROYECCIÓN DE COSTOS INCREMENTALES A PRECIOS PRIVADOS																					
RUBRO	PERIODO DE AÑOS																				
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A.- COSTO INVERSION</b>	9,079,283.81																				
<b>1. Estudio</b>																					
Estudio	170,840.39																				
<b>2. Supervision</b>	235,723.96																				
3. Gastos de Pagos a Luz del Sur	59,000.00																				
<b>4. Inversion</b>																					
Componente N° 1: Redes Eléctricas Subterráneas de Media Tensión 10/ 22.9 KV	1,888,971.53																				
Componente N° 2: Centros de Transformación de Distribución con Trafos tipo seco.	2,800,824.60																				
Componente N° 3: Obras Civiles	1,612,561.60																				
Componente N° 4: AP, Tableros de Distribución Eléctrica de BT etc.	2,311,361.74																				
<b>B.- OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON PROYECTO</b>	0.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	
OPERACION (PAGO DEL SERVICIO ELECTRICO).	0.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	1,368,000.00	
MANTENIMIENTO.	0.00	0.00	0.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	
<b>C.- OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>	0.00	912,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
OPERACION (PAGO SERVICIO ELECTRICO).	0.00	912,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
MANTENIMIENTO.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
<b>COSTOS INCREMENTALES</b>	9,079,283.81	456,000.00	1,368,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	1,378,000.00	
FA 9%	1.00	0.917	0.842	0.772	0.708	0.650	0.596	0.547	0.502	0.460	0.422	0.388	0.356	0.326	0.299	0.275	0.252	0.231	0.212	0.194	0.178
<b>VACT</b>	9,079,283.81	418,348.62	1,151,418.23	1,064,068.84	976,209.94	895,605.45	821,656.38	753,813.19	691,571.73	634,469.48	582,082.09	534,020.27	489,926.85	449,474.18	412,361.63	378,313.42	347,076.53	318,418.84	292,127.37	268,006.77	245,877.77

Fuente: Elaboración propia.



FC = Flujo de Caja, que no es otra cosa que el estado de cuenta básica, que se emplea para determinar la rentabilidad de un proyecto de inversión. Consiste en añadir los flujos de ingresos y gastos efectivos que están agrupados con la marcha del negocio.

Desde un punto de vista matemático, la TIR es aquella tasa de interés que hace igual a cero el Valor Actual Neto de un flujo de efectivo. Representación matemática del TIR utilizado en la evaluación de Proyectos:

Formula 4 - TIR para Proyectos.

$$0 = - INVERSION + FLUJO^1 / (1 + TIR) + FLUJO^2 / (1 + TIR)^2 + \dots + FLUJO^n / (1 + TIR)^n.$$

Tabla 28 - VAN y TIR de la Propuesta.

RESULTADO	PROPUESTA
<b>VAN</b>	<b>S/. 877,212.53</b>
<b>TIR</b>	<b>10%</b>

Fuente: Elaboración propia.

#### 2.6.4.6. Ratio Costo Efectividad (CE)

Existen flujos no convencionales, como es caso del proyecto de la BALPA en el que no se han considerado los costos emergentes que se produciría, al no ejecutar el proyecto, por actividades Estratégicas para el País en el área de Defensa Interna y Externa, así como la paralización de las actividades Administrativas, Operativas (Instrucción, Apoyo en caso de Emergencia o Desastres Nacionales, Operaciones Aéreas Militares, Comerciales como Aeródromo Alterno al Aeropuerto Internacional Jorge Chávez). Salud (personal de evacuados por accidentes, atentados, conflictos o casos de emergencia nacional), Investigación y Desarrollo Aeroespacial, que los costos y su impacto como es el caso de la instrucción y formación de Oficiales, Sub Oficiales encargados de la operación, mantenimiento y reparación de un Equipamiento (Aviones de combate, transporte, helicópteros, radares, armamento, etc.), de alto costo para el estado. Sobre la base de lo señalado en la tabla siguiente, se ha determinado el costo efectividad para la propuesta.

Tabla 29 - Detalle de los Indicadores Costo Efectividad.

DETALLE DE LOS INDICADORES DE COSTO EFECTIVIDAD	
INDICADORES	PROPUESTA
VAN	S/. 877,212.53
POBLACION BENEFICIADA	396,757
CE	2.21

Fuente: Elaboración propia.

- **Análisis de la Aplicación de la Metodología Costo Efectividad:**

Por tratarse de un proyecto de tipo social, la metodología empleada para su evaluación será la relación Costo / Efectividad.

Considerando el indicador, número de usuarios beneficiarios durante el horizonte del proyecto, que se ofrecerán con el proyecto se obtiene una ratio de **S/. 2.21 x usuario**. En tal sentido, la población se encuentra distribuida por personal militar en actividad y/o retiro (Oficiales, Técnico, Suboficiales, Personal de Tropa), personal Civil FAP y Extra- FAP, se han identificado como indicador a los usuarios que se beneficiarán con la mejora de la eficiencia operativa del Sistema Eléctrico.

#### 2.6.4.7. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad se hará tomando como variable principal que podrían hacer variar significativamente el resultado obtenido. Los resultados más importantes fueron los siguientes:

Tabla 30 - Análisis de Sensibilidad N° Beneficiarios, con Costo de O/M.

ANALISIS DE SENSIBILIDAD EL NUMERO DE BENEFICIARIOS Y CON OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		
VARIABLES	ALTERNATIVA INDICADORES	
	VAN	C/E
<b>N° BENEFICIADOS</b>		
-20	877,212.53	2.46
-10	877,212.53	2.76
0	877,212.53	2.21
10	877,212.53	2.01
20	877,212.53	1.84
<b>COST. OPER. MANT</b>	<b>VAN</b>	<b>C/E</b>
-20	701,770.03	1.77
-10	789,491.28	1.99
0	877,212.53	2.21
10	964,933.79	2.43
20	1,052,655.04	2.65

Fuente: Elaboración propia.

Se han realizado cambios porcentuales de +-10% y +-20%, en el número de beneficiarios y costos de operación y mantenimiento, con la finalidad de determinar la variación en la rentabilidad, ante esta situación la rentabilidad social es alta, lo que indica que el proyecto soporta la variación de los costos de inversión al incrementarle hasta en un 20%.

#### **2.6.4.8. Evaluación Privada**

Consiste en realizar el análisis costo beneficio, desde el punto de vista privado, con el fin de evaluar la potencial participación del sector privado, en el financiamiento de la ejecución y operación del proyecto. Para el caso del presente proyecto, los beneficios potenciales que generará el proyecto serán el de contribuir a mejorar la eficiencia operativa del suministro de energía eléctrica en la BALPA, siendo la población cautiva y especial no correspondería realizar este análisis.

#### **2.6.4.9. Análisis de Sostenibilidad**

La sostenibilidad de un proyecto, se refiere a los mecanismos que permiten que el proyecto, sea rentable a lo largo de la vida útil, la sostenibilidad puede estar valorada desde diferentes ópticas: financiera, institucional, técnica y social.

#### **2.6.4.10. Sostenibilidad Financiera**

La Unidad responsable de la inversión del proyecto, es la BALPA en un 100% asumirá de su Presupuesto de RO, el costo total del mismo, como viene realizándose, esto demuestra en la asignación de recursos para gastos operativos, funcionamiento por la FAP, mediante su Presupuesto Institucional de apertura (PIA) o ejecución de gastos presupuestarios para tal fin.

#### **2.6.4.11. Sostenibilidad Institucional**

El proyecto cuenta con el decidido y apoyo, de los Comandos de las UU.DD acantonadas en la BALPA, asimismo del SEING.

#### **2.6.4.12. Sostenibilidad Técnica**

La sostenibilidad técnica del proyecto, se fundamenta en la formulación del primer nivel de estudio a través del apoyo, de un equipo multidisciplinario de profesionales capaces de verter las experiencias y exigencias que requiere hasta lograr la aprobación y viabilidad del mismo. En la fase de inversión, los profesionales de planta de la BALPA y el Servicio de Ingeniería (SEING), serán responsables de ejecutar la inversión propiamente de forma óptima, y oportuna y por último en la fase de post inversión existe encargada del monitoreo, seguimiento de las metas físicas y financieras del proyecto en el horizonte del mismo.

#### **2.6.4.13. Sostenibilidad Social**

Existe la necesidad y respaldo de las unidades y/o dependencias acantonadas en la BALPA y del personal de usuarios, quienes reclaman una eficiencia en el suministro de energía adecuado en su centro de labores, beneficiando a una actividad estratégica por ser la FAP una Institución Tutelar, del País para la Defensa Interna y Externa en la Defensa del País y su Desarrollo e Integración.

#### **2.6.4.14. Impacto Ambiental**

La finalidad de un análisis de impacto medio ambiental consiste, en predecir y evaluar las consecuencias que un proyecto puede ocasionar en un determinado ambiente y específicamente, en el comportamiento de los ecosistemas para luego evaluar el sentido y magnitud de los efectos y finalmente establecer las medidas de mitigación y los costos correspondientes. Así por definición todo proyecto producirá, necesariamente, uno de los siguientes efectos:

**Positivo:** cuando el impacto favorece al medio en que se manifiesta.

**Neutro:** cuando no afecta el medio, permitiendo solo la sostenibilidad del mismo.

**Negativo:** cuando el impacto perjudica al medio, reduciendo o limitando las características de los ecosistemas.

El impacto en el medio ambiente del proyecto se puede entender desde tres puntos de vista: El ahorro de la energía, el uso eficiente de los recursos y la continuidad del negocio. La implementación de un adecuado soporte eléctrico para el equipamiento instalado en la BALPA, se refleja en un ahorro considerable de energía con redes eléctricas eficientes. El nuevo sistema soportara el uso racional y eficiente de los recursos para las Unidades y Dependencias al interior de la BALPA, para la continuidad de las actividades operativas y administrativas.

En la etapa de Ejecución del proyecto se presentan posibles impactos ambientales producto de lo siguiente:

- Excavación de Hoyos: Tanto para postes, retenidas y puestas a tierra, esto trae como efectos que la tierra producto de estas excavaciones se expandan por efecto del viento produciendo algunas enfermedades respiratorias.
- Líneas Eléctricas a distancias inadecuadas: Tanto para redes primarias, secundarias. Pueden ocasionar accidentes por el transporte de carga o pasajeros, produciendo descargas eléctricas y accidentes fatales en la población.

#### **a) Recomendaciones**

Las medidas de Control Ambiental recomendables, identificadas por impacto, son:

- 1) Transporte y Compactación: Trasladar los excedentes de tierra a lugares adecuados donde se pueda compactar y evitar se expandan.
- 2) Accidentes Fatales: Señalización en puntos críticos, sistemas de

protección de puesta a tierra.

- 3) Los Postes y Líneas eléctricas deben cumplir con las distancias, alturas y especificaciones indicadas en la normatividad indicada en el Código Nacional de Electricidad y las Normas de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas señalando que debe incluir la señalización respectiva para evitar accidentes con los vehículos y personas; así mismo se debe prever la instalación de sistema de puesta a tierra para proteger a las personas de posibles descargas eléctricas que atenten contra su vida.
- 4) Toda creación humana tiene un efecto en el medio ambiente, pero una sociedad hoy en día, en plena era tecnológica, debe ser capaz de generar soluciones para que tecnología y ecología vayan de la mano.

#### **2.6.4.15. Gestión del Proyecto**

El responsable del financiamiento de las inversiones, para la ejecución del proyecto, será la Unidad Ejecutora Fuerza Aérea, a través BALPA y el Grupo de Servicios (GRUSE), con apoyo del Servicio de Ingeniería. Cuenta con adecuada organización y capacidad técnica para la ejecución de obras de esta naturaleza, por la experiencia demostrada en proyectos de gran magnitud. Considerando los costos del proyecto, se determina la modalidad del proyecto teniendo en consideración lo siguiente:

- a) Concurso Público para la contratación de una Empresa Especialista de Ingeniería, para el Servicio de Consultoría del Estudio y Expediente Técnico, del “Sistema de Utilización en Media Tensión 22.9 KV (Operación Inicial en 10 KV)”, para la modernización del sistema eléctrico de la BALPA, el proveedor brindara el siguiente servicio:

- 1) Solicitar a la empresa Luz del Sur, factibilidad de suministro y punto de diseño otorgado, para el estudio.
- 2) Elaborar el proyecto de sistema de utilización en media tensión, estará conformada por:
  - Memoria descriptiva,
  - Especificaciones técnicas de equipos, materiales y montaje,
  - Planos del recorrido de las redes de media tensión subterráneas, con indicación de los Centros de Transformación (CT), cortes transversales de vías, curvas de nivel, planos de ubicación con coordenadas UTM y geográficas, leyendas y notas,
  - Planos de detalle de montaje, elevación, cimentación de estructuras, del ambiente de los CT (Arquitectura – estructural) a nivel,
  - Diagramas unifilares, ductos, sistema de puesta a tierra y otros de ser necesarios,
  - Cálculos justificativos eléctricos, mecánicos y ventilación,
  - Cronograma de obra y plazo de ejecución,
  - Metrado y presupuesto debe considerar:
    - Planilla de redes, metrados, cuadros de mano de obra, análisis de costos unitarios, presupuesto, fórmula polinómica, cronograma de ejecución de obra, diagrama de gantt de la obra, presupuesto analítico, gastos generales.
  - Conformidad del proyecto, por el área de estudios de Luz del Sur.
- 3) El plazo de ejecución es de 90 días calendarios.
- 4) Modalidad de contratación a Suma Alzada.

5) Monto de la convocatoria S/. 170,840.39

<b>MODALIDAD EJECUCION</b>	<b>COSTO DE LA CONVOCATORIA</b>
<b>SERVICIO DE CONSULTORIA ELABORACION DEL ESTUDIO, EXPED. TCO.</b>	<b>S/. 170,840.39</b>

b) Contratación para la Ejecución de la Obra “Sistema de Utilización en Media Tensión 22.9 KV (Operación Inicial en 10 KV)”, del Expediente Técnico antes mencionado. Bajo el sistema de contratación a Suma Alzada, con un plazo de ejecución de 120 días calendarios. El valor de la ejecución asciende a S/. 9’079,283.81.

<b>MODALIDAD EJECUCION</b>	<b>COSTO DE LA CONVOCATORIA</b>
<b>CONTRATACION DE LA EJECUCION DE LA OBRA</b>	<b>S/. 9,079,283.81</b>

c) Contratación del Servicio de Consultoría de Obra, para la Supervisión de la Obra, “Sistema de Utilización en Media Tensión 22.9 KV (Operación Inicial en 10 KV)”, el servicio de consultoría es de 120 días calendarios, y se extenderá hasta la liquidación (30 días), el valor del Servicio de Consultoría Supervisión asciende a S/. 235,723.96.

<b>MODALIDAD EJECUCION</b>	<b>COSTO DE LA CONVOCATORIA</b>
<b>SERVICIO DE CONSULTORIA SUPERVISION OBRA</b>	<b>S/. 235,723.96</b>

**Para la Fase de Postinversión:**

Los costos de Operación y Mantenimiento serán asumidos por la Fuerza Aérea del Perú – BALPA, durante la vida útil del mismo.

Cabe resaltar que la BALPA, cuenta con experiencia para la implementación de este tipo de proyectos, así mismo dispone de equipamiento para las actividades de mantenimiento.

**Financiamiento:**



La Fuente de Financiamiento para la implementación del Proyecto, será asignada a la BALPA, en el Presupuesto de Recursos Ordinarios (RO), y será ejecutada por el Servicio de Ingeniería, que cuenta con el personal de especialistas con la capacidad de convocar a licitación y realizar el seguimiento técnico respectivo.

En relación al Costo – Beneficio, se ha tenido el Valor Presente considerando los costos operativos. Así como por:

- $VAN > 0$ ,
- $TIR > TD (9\%)$
- $C/E > 1$

Se debe tener presente que los Costos de Oportunidad, al colapsar el sistema eléctrico, propiciara la paralización total de las actividades Administrativas, Operativas, Instrucción y de Salud de las Unidades y Dependencias (UU.DD), alojadas en la BALPA, con pérdidas económicas, sociales y de seguridad. Los Costos de Oportunidad de no realizarlo el proyecto, y de los beneficios que se obtendría al realizarlo, tomando como experiencia el terremoto de Pisco 2007, con la Ayuda Humanitaria Internacional, tuvieron serios inconvenientes al descargarlas de las aeronaves en el Aeropuerto de Pisco, al ser el alternativo al Jorge Chávez, de presentarse un Terremoto de grado 8° (Aeropuerto Jorge Chávez dejaría de operar), quedando el Aeródromo de la BALPA encargada recibir las Ayudas Humanitarias Internacionales para el País. Por lo anteriormente mencionado, la **Propuesta es Viable.**

Tabla 31 - Relación Técnico, Económica, Confiabilidad, Seguridad de la REI.

			FUNCIONES DE SMART GRID (RE)												
			Secciónamiento y reconfiguración automática de alimentadores en CT.	Transferencia automática de carga y reconexión de alimentadores en CT.	Control automático de potencia activa y reactiva.	Automatización de los CT	Supervisión de las redes de MT y BT	Supervisión de los transformadores de potencia.	Detección de paso de falla de tensión en la línea eléctrica.	Medición y administración de la demanda real en tiempo real.	Gestión de la medición en la facturación.	Mejorar los tiempos de respuesta ante incidencias.	Prolongar la vida útil de los elementos que componen la red eléctrica.	Alcance de vehículos eléctricos.	Alcance de control de energía.
ECONOMICOS	Ahorro en M&O en D&C	Menor costo en mantenimiento						X	X			X	X		
		Menor costo de operación.	X	X	X	X	X	X		X					
		Menor costo de lectura de medidores								X	X				
	Reduccion de ilictos.	Reduccion de perdidas no tecnicas							X						
	Eficiencia energetica en D&C	Reduccion de perdidas tecnicas		X	X		X	X	X	X					
Eficiencia energetica en el consumo.	Menor costo de electricidad.								X	X					
CONFIABILIDAD Y CALIDAD	Continuidad de servicio.	Reducir los costos de restauracion	X				X	X	X						
		Menor costo de falla para consumidores.	X				X	X	X						
	Calidad de Servicio.	Menor numero de Interrupciones Instantaneas.													
		Menor distorsion de onda.													
AMBIENTAL	Emisiones.	Reduccion de emisiones de CO2.		X	X					X			X	X	
		Menor emision de Sox, Nox y particulas.		X	X					X			X	X	
SEGURIDAD ENERGETICA.		Menor numero de apagones.					X	X	X		X				

Fuente: Elaboración Propia

## CAPITULO III

### III. HIPÒTESIS E VARIABLES

#### 3.1. Definición de Variables

##### 3.1.1. Variable Independiente

Smart Grid (REI), indicadores:

Confiabilidad	X1
Seguridad	X2
Calidad del Servicio	X3

##### 3.1.2. Variable Dependiente

Eficiencia Operativa, en las Redes Eléctricas de Distribución en la BALPA de la FAP Surco (Y).

#### 3.2. Operacionalización de Variables

Tabla 3.1 - Operacionalización de variables.

VARIABLES	DEFINICION CONCEPTUAL	DIMENSIONES	INDICADORES	ITEMS
<b>INDEPENDIENTE</b> SMART GRID (REI).	Smart Grid o REI son aquellas redes que se integran, de manera inteligente a las nuevas tecnologías de la información y comunicación, así como su monitoreo además del control del funcionamiento de los sistemas eléctricos específicamente en la generación, transmisión, distribución y consumidores propicia que los sistemas sean; más confiables, de mejor calidad en el servicio, eficientes y seguros.	Eficiencia en la Operatividad actual.	Listado de Preguntas de Confiabilidad.	<b>X1</b>
		Disponibilidad de Suministro Eléctrico actual.		
		Operación segura del suministro eléctrico actual.	Listado de Preguntas de Seguridad.	<b>X2</b>
		Cobertura Eficiente de la Demanda Actual.	Listado de Preguntas de Calidad del Servicio.	<b>X3</b>
Eficiente Distribución actual.				
<b>DEPENDIENTE</b> EFICIENCIA OPERATIVA, EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN EN LA BALPA DE LA FAP SURCO.	Eficiente Capacidad Técnica para el Suministro de Energía Eléctrica de Media y Baja Tensión en la BALPA de la FAP Surco.	Eficiente utilización del sistema de suministro eléctrico comercial para los usuarios.	Listado de Preguntas de Cobertura Eficiente, de la Demanda Actual y Futura.	<b>Y</b>
		Eficiente disponibilidad de energía eléctrica comercial.	Listado de Preguntas de Disponibilidad, de la Demanda de Energía Eléctrica.	
		Eficiente infraestructura para el suministro eléctrico comercial.	Listado de Preguntas, de Eficiente Distribución en las Redes de MT y BT.	

Fuente: Elaboración Propia

#### 3.3. Hipótesis General e Hipótesis Específica

##### 3.3.1. Hipótesis General

Con la operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y

mediante la implementación en un entorno de Smart Grid (REI), mejorará la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

### **3.3.2. Hipótesis Específica N° 1**

La operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y con su implementación de un entorno de Smart Grid (REI), mejorará la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

### **3.3.3. Hipótesis Específica N° 2**

Con la implementación de un Smart Grid (REI), se mejorará la eficiencia operativa de las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

Las hipótesis son del tipo Deductivas, porque tiene un proceso inverso, de arriba abajo. Se parte de la teoría. Lleva a un sistema de conocimiento más amplio. Sirve para comprobar cómo funcionan las teorías en la práctica. Parte de lo general a lo particular, asimismo se empleó el método "Hipotético Deductivo", porque este método nos permitió realizar análisis del problema desde lo general hacia lo particular haciendo uso de la posible respuesta del problema para luego ser demostrado. Las hipótesis están apoyadas por datos empíricos observados por el objetivo del estudio.

## CAPITULO IV

### IV. METODOLOGÍA

#### 4.1. Tipo de Investigación

Investigación descriptiva, porque consiste en llegar a conocer las situaciones, costumbres y actitudes predominantes a través de la descripción exacta de las actividades, objetos, procesos y personas. Su meta no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables. Los investigadores no son meros tabuladores, sino que recogen los datos sobre la base de una hipótesis o teoría, exponen y resumen la información de manera cuidadosa y luego analizan minuciosamente los resultados, a fin de extraer generalizaciones significativas que contribuyan al conocimiento. Investigación Explicativo, porque busca explicar la causa sobre la influencia de la variable independiente en todas sus dimensiones frente a la variable dependiente, probando mediante hipótesis para realizar las inferencias respectivas.

#### 4.2. Diseño de la Investigación

El diseño que se empleará en la presente investigación, será un no Experimental, de Corte Transversal porque no se pretende alterar ni manipular la variable independiente, con el fin de probar la influencia del Smart Grid (REI) en la eficiencia operativa de las redes eléctricas de distribución de la BALPA de la FAP Surco. Por el alcance de sus objetivos planteados el presente estudio tiene como diseño de investigación en ser descriptivo, correlacional y explicativo porque buscar medir el comportamiento de dos variables bajo una misma muestra, así como el efecto de una variable frente a la otra, para después explicar las variables haciendo uso de la estadística inferencial en un único momento del tiempo.

#### 4.3. Población y Muestra

La población es el conjunto de todos los individuos (objetos, personas, eventos, etc.) en los que se desea estudiar el fenómeno. Éstos deben reunir las

características de lo que es objeto de estudio. El individuo, en esta acepción, hace referencia a cada uno de los elementos de los que se obtiene la información. Los individuos pueden ser personas, objetos o acontecimientos. Para nuestra investigación la población considerada como objeto de estudio es las redes de eléctricas de distribución ubicada en la BALPA de la FAP Surco.

- 1) Muestra inicial: Es el muestreo que prueba por primera vez para determinar si será apropiado para la utilización en el estudio de estabilidad. Si los resultados de la valoración inicial son satisfactorios, puede crear a continuación muestras de estabilidad adicionales a probar en intervalos regulares durante el curso del estudio de estabilidad.
- 2) Muestra Ajustada. Es única.
- 3) Proporcionalidad de la muestra. Es única.

#### **4.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos**

Sera mediante un cuestionario de preguntas hechas, al personal militar/civil profesional y técnicos responsables del mantenimiento de las instalaciones eléctricas de las unidades y dependencias alojadas en la BALPA, así como del del Servicio de Ingeniería de la FAP (SEING), Unidad Técnica encargada de la elaboración del presupuesto, para la ejecución del servicio del mantenimiento y reparaciones de subestaciones eléctricas de la FAP a nivel nacional. La validación de la recolección de datos de la presente investigación fue verificada y certificada por las siguientes áreas:

- a) Dirección General de Logística (DIGLO) – Infraestructura.
- b) Departamento de Material de la BALPA.
- c) Departamento de Instalaciones de la BALPA.
- d) Departamento de Mantenimiento Electromecánico del Servicio de Ingeniería de la FAP.

##### **4.4.1. Procedimiento de Recolección de Datos**

Para la recolección de evidencias adecuadas a realizar la prueba de hipótesis,

en el presente estudio se utilizó las siguientes técnicas e instrumentos:

El alfa de Cronbach, no deja de ser una media ponderada de las correlaciones, entre las variables (o ítems) que forman parte de la escala. Este coeficiente consiste en la media de las correlaciones entre las variables que forman parte de la escala, y puede calcularse de dos maneras: a partir de las varianzas (**Alfa de Cronbach**) o de las correlaciones de los ítems (**Alfa de Cronbach estandarizado**). A partir de las varianzas, el alfa de Cronbach se calcula así:

Formula 5 - Alfa de Cronbach.

$$\alpha = \frac{K}{K-1} \left[ 1 - \frac{\sum S_i^2}{S_T^2} \right]$$

Donde:

- $\alpha$  = Coeficiente de Cronbach
- $S_i^2$  = la varianza del ítem i,
- $S_T^2$  = varianza de los valores totales observados
- K = número de preguntas o ítems

En nuestro caso, validaremos nuestro instrumento de medición considerando a 36 ítems, con una muestra de 20 que pertenece a especialistas, para cada una de las preguntas (Ítems) se les hallara la varianza, para luego sumar las varianzas, seguidamente cada unidad (usuario) de la muestra alcanzará un puntaje total (suma de las respuestas), al contestar el cuestionario, para finalizar se hallara la varianza de los totales, tal como se muestra a continuación:

Tabla 32 - Tabla de Confiabilidad del Instrumento de Medición.

MUESTRA	CONFIABILIDAD												SEGURIDAD								CALIDAD DEL SERVICIO						TOTAL											
	P-1	P-2	P-3	P-4	P-5	P-6	P-7	P-8	P-9	P-10	P-11	P-12	P-13	P-14	P-15	P-16	P-17	P-18	P-19	P-20	P-21	P-22	P-23	P-24	P-25	P-26		P-27	P-28	P-29	P-30	P-31	P-32	P-33	P-34	P-35	P-36	
ENT-1	1	1	4	1	2	5	2	5	5	5	4	4	2	2	2	2	5	5	2	4	4	5	4	4	1	1	4	1	1	4	4	4	5	5	5	5	5	120
ENT-2	2	2	4	2	1	4	1	5	4	5	4	5	2	2	1	1	4	4	2	5	5	4	5	4	2	2	5	2	2	5	5	5	4	4	5	5	5	124
ENT-3	1	1	5	2	2	5	2	5	5	4	4	4	2	2	1	2	5	5	2	5	5	5	4	4	2	2	5	2	2	5	4	4	4	4	4	4	4	124
ENT-4	2	2	4	2	2	4	1	4	4	4	4	3	4	1	1	2	2	5	4	3	5	5	4	5	4	2	1	4	1	3	4	5	5	3	5	4	4	118
ENT-5	2	2	5	1	1	3	1	3	4	3	4	5	1	1	1	1	3	4	1	2	4	5	4	3	1	2	5	3	1	2	4	4	4	3	4	4	4	101
ENT-6	3	2	5	2	4	2	5	5	5	5	2	2	3	2	5	2	5	5	5	5	5	5	4	3	5	4	1	5	2	2	5	5	4	5	5	4	4	138
ENT-7	1	1	4	1	1	5	1	5	5	5	4	4	1	1	1	2	5	5	2	4	4	5	4	5	1	1	4	1	1	5	5	5	4	4	5	5	5	117
ENT-8	2	1	5	3	1	4	1	5	5	5	4	5	1	1	1	1	4	5	1	4	5	4	3	4	1	1	4	1	1	4	5	5	4	5	4	5	4	113
ENT-9	1	2	4	2	1	5	2	5	5	5	4	3	3	2	1	4	5	2	5	5	5	5	4	3	1	5	1	2	4	5	5	5	5	5	4	4	129	
ENT-10	3	2	5	2	2	5	2	4	5	4	5	4	1	2	1	2	5	5	2	5	5	5	4	4	2	2	4	1	2	4	4	5	4	5	4	5	4	124
ENT-11	2	2	4	2	2	5	2	4	4	4	4	4	2	1	1	1	4	5	2	4	4	4	4	4	2	2	5	2	2	4	5	5	4	4	4	4	4	118
ENT-12	1	1	5	1	1	5	1	4	3	4	4	3	2	2	2	1	4	4	1	3	2	4	4	4	1	1	4	1	1	4	3	5	4	4	4	4	4	102
ENT-13	2	2	3	1	1	4	1	3	4	4	4	5	4	1	1	2	2	4	5	1	4	4	4	4	2	2	3	2	2	4	4	3	4	4	4	4	4	106
ENT-14	1	1	4	1	1	3	1	4	4	4	4	4	2	1	2	1	2	3	2	3	4	4	4	4	1	1	4	2	1	4	4	5	4	4	3	4	4	101
ENT-15	1	1	5	3	1	4	1	5	5	5	5	5	1	3	1	2	5	3	5	5	5	5	5	5	5	2	3	5	2	5	5	5	4	4	5	5	5	124
ENT-16	3	1	5	1	1	4	3	5	5	5	5	1	2	1	3	5	5	3	5	5	5	5	5	5	1	1	5	2	1	4	5	5	4	5	5	5	5	131
ENT-17	1	1	5	1	3	5	1	5	5	5	5	5	3	1	3	1	5	5	1	5	5	5	5	5	2	3	5	2	1	5	5	5	4	4	5	4	5	130
ENT-18	2	3	4	2	2	4	2	5	5	4	4	5	2	3	2	2	5	2	5	5	5	5	5	3	2	4	3	2	5	5	5	4	4	5	4	5	4	134
ENT-19	1	2	4	1	1	5	2	4	4	5	4	3	1	1	1	1	4	5	1	3	4	4	5	5	1	1	5	2	1	4	5	5	4	4	4	4	4	111
ENT-20	1	2	3	1	1	4	2	4	4	5	4	5	1	1	1	1	4	5	1	4	3	4	5	3	1	1	4	2	1	3	5	5	4	4	4	4	4	107
VARIANZA	0.53	0.34	0.43	0.44	0.35	0.43	0.35	0.45	0.35	0.35	0.31	0.43	0.44	0.53	0.45	0.35	0.63	0.31	0.46	0.79	0.64	0.25	0.35	0.39	0.69	0.45	0.35	0.39	0.44	0.56	0.34	0.29	0.25	0.29	0.34	0.32		

$K = 36$        $\sum S_i^2 = 15.0150$        $S_T^2 = 130.3900$

$$\alpha = \frac{K}{K-1} \left[ 1 - \frac{\sum S_i^2}{S_T^2} \right] = \frac{36}{36-1} \left[ 1 - \frac{15.015}{130.39} \right] = 0.91013$$

ALFA DE CRONBACH ( $\alpha$ ) = 0.91013

Fuente: Elaboración Propia.

## CAPITULO V

### V.RESULTADOS

#### 5.1. Análisis e Interpretación de Resultados del Instrumento de Medición

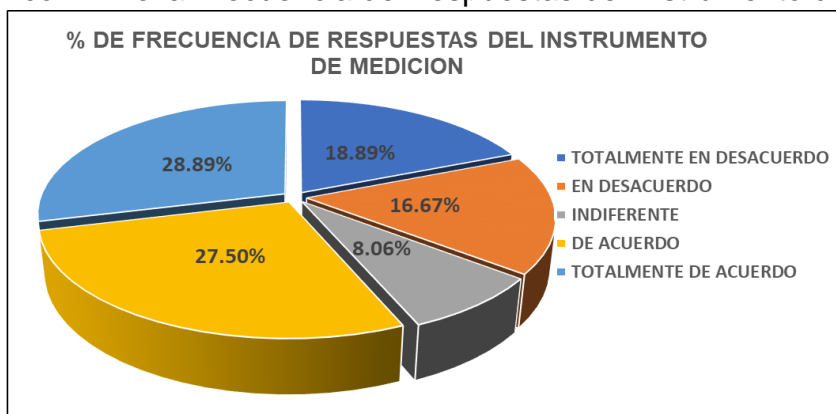
Una vez terminada el Instrumento de Medición (cuestionario), realizado al personal profesional y técnico (Militar y Civil), de la BALPA, SEING, DIGLO, encargados en la Dirección, Gestión, Diseño, Elaboración de Expedientes Técnicos, de la Operación, Mantenimiento de la Infraestructura (Sistema Eléctrico), a Nivel Nacional de la FAP y analizados los resultados, es posible afirmar que al Modernizar el Sistema Eléctrico, se propicia la implementación hacia un entorno de Smart Grid (REI), por Fases sobre todo considerando su principal objetivo: Eficiencia Operativa de las Redes Eléctricas de Distribución de la BALPA, en lo relacionado a Confiabilidad, Seguridad y Calidad del Servicio.

Tabla 33 - Frecuencia de Respuesta del Instrumento de Medición.

		CALCULO DE LA FRECUENCIA DE LA RESPUESTA DEL INSTRUMENTO DE MEDICION																																					
RESPUESTAS DEL INSTRUMENTO DE MEDICION		P-1	P-2	P-3	P-4	P-5	P-6	P-7	P-8	P-9	P-10	P-11	P-12	P-13	P-14	P-15	P-16	P-17	P-18	P-19	P-20	P-21	P-22	P-23	P-24	P-25	P-26	P-27	P-28	P-29	P-30	P-31	P-32	P-33	P-34	P-35	P-36	SUMA	
1	TOTALMENTE EN DESACUERDO	10	9	0	10	12	0	10	0	0	0	0	0	10	10	11	10	0	0	7	0	0	0	0	0	9	11	0	7	10	0	0	0	0	0	0	0	0	136
2	EN DESACUERDO	7	10	0	8	7	0	9	0	0	0	0	8	7	7	9	1	0	10	1	1	0	0	0	8	7	0	11	8	1	0	0	0	0	0	0	0	120	
3	INDIFERENTE	3	1	2	2	1	2	1	2	1	1	1	2	2	3	2	1	1	1	3	3	1	0	1	2	2	2	1	2	2	1	1	1	3	1	1	2	58	
4	DE ACUERDO	0	0	9	0	0	9	0	7	8	8	12	9	0	0	0	0	8	4	0	6	7	10	9	11	1	0	9	0	0	11	6	3	15	13	10	13	198	
5	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0	9	0	0	9	0	11	11	11	7	9	0	0	0	10	15	0	10	11	10	10	7	0	0	10	0	0	7	13	16	2	6	9	5	208		
																																				720			

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 1 - De la Frecuencia de Respuestas del Instrumento de Medición.



Fuente: Elaboración Propia.



### 5.1.1. Confiabilidad

#### Pregunta 1

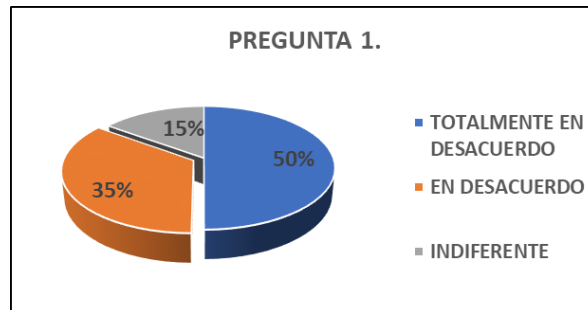
¿El Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, son Confiables después de más de 60 años de servicio continuo?

Tabla 34 - Pregunta 1.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	10	50%
	EN DESACUERDO	7	35%
	INDIFERENTE	3	15%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 2 - Pregunta 1.



Fuente: Elaboración Propia.

#### Pregunta 2

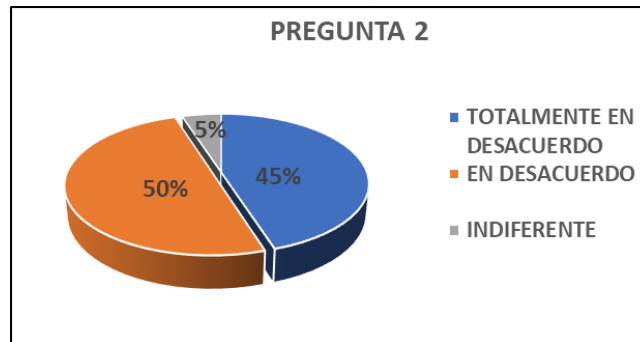
¿A su Opinión el Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, brinda confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica comercial?

Tabla 35 - Pregunta 2.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	9	45%
	EN DESACUERDO	10	50%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 3 - Pregunta 2.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 3

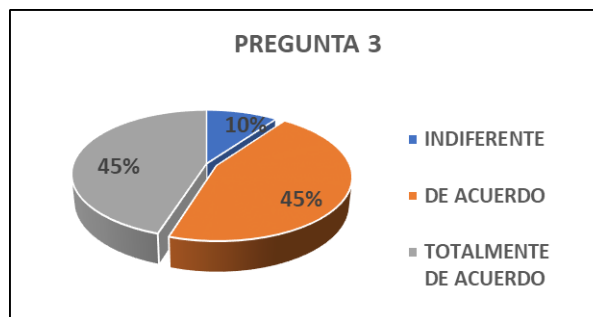
¿Para usted el Sistema Eléctrico de Distribución, de MT y BT es vulnerable de producirse una falla propicie su inoperatividad y/o paralización total (confiabilidad).?

Tabla 36 - Pregunta 3.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
A	EN DESACUERDO	0	0%
L	INDIFERENTE	2	10%
I	DE ACUERDO	9	45%
D	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45%
A			
D			
O	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 4 - Pregunta 3.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 4

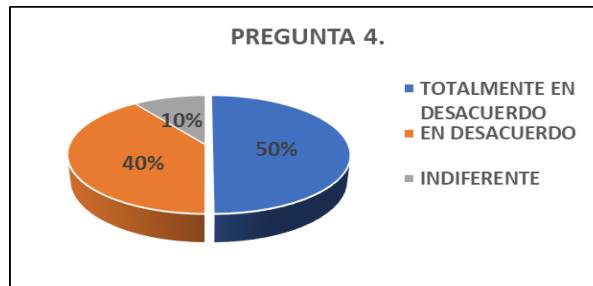
¿El Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, puede responder a las contingencias (fallas) que se puedan producir en cualquier momento.?

Tabla 37 - Pregunta 4.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	10	50%
	EN DESACUERDO	8	40%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 5 - Pregunta 4.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 5

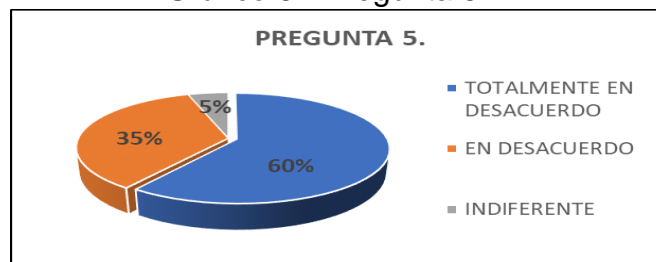
¿El Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, brinda confiabilidad en los rangos de calidad y capacidad del suministro para abastecer la demanda actual y futura.?

Tabla 38 - Pregunta 5.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	12	60%
	EN DESACUERDO	7	35%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 6 - Pregunta 5.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 6

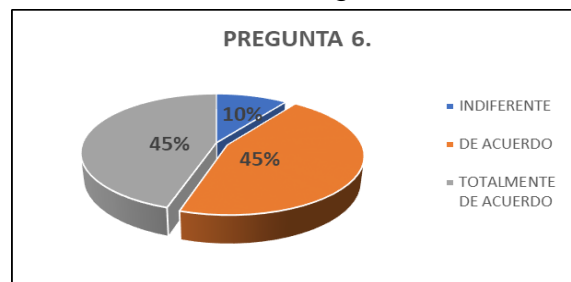
¿En su Opinión se debería realizar una evaluación al Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT?

Tabla 39 - Pregunta 6.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	9	45%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 7 - Pregunta 6.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 7

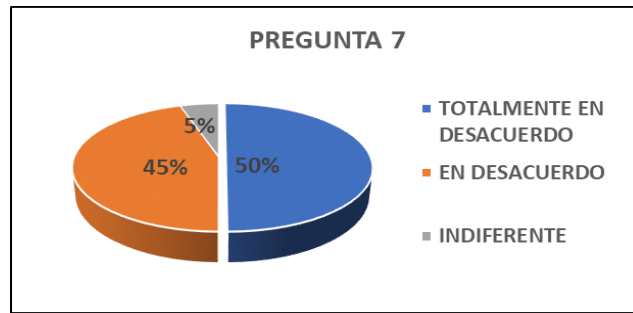
¿En las condiciones actuales el Sistema Eléctrico, los costos operativos del servicio eléctrico, serían Técnicamente y Económicamente rentable?

Tabla 40 - Pregunta 7.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	10	50%
	EN DESACUERDO	9	45%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 8 - Pregunta 7.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 8

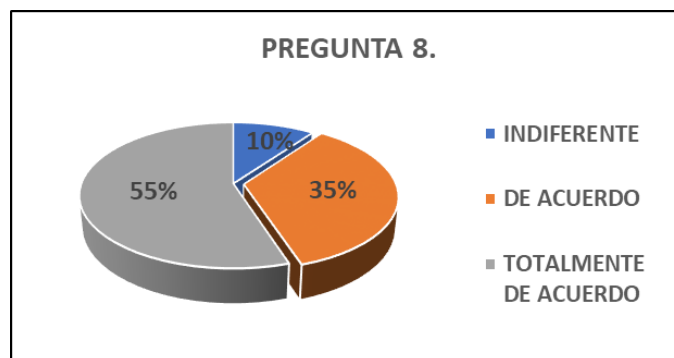
¿Para usted se debería Modernizar el Sistema Eléctrico de la BALPA?

Tabla 41 - Pregunta 8.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	7	35%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	11	55%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 9 - Pregunta 8.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 9

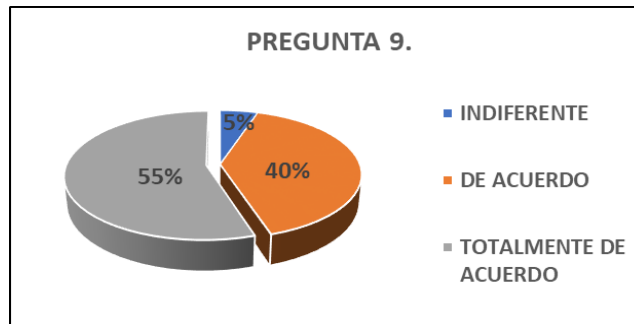
¿Al Modernizar el Sistema Eléctrico, estamos proporcionándole Confiabilidad a las Redes de Distribución de MT y BT actual y futura?

Tabla 42 - Pregunta 9.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	8	40%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	11	55%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 10 - Pregunta 9.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 10

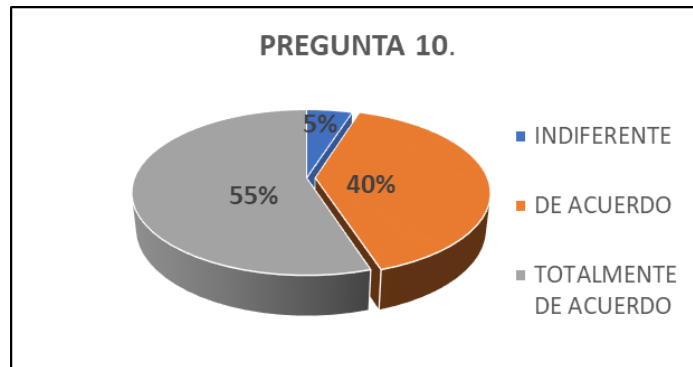
¿Al implementar la Automatización del Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, se contribuirá el servicio eléctrico hasta el usuario final?

Tabla 43 - Pregunta 10.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0.00%
	EN DESACUERDO	0	0.00%
	INDIFERENTE	1	5.00%
	DE ACUERDO	8	40.00%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	11	55.00%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 11 - Pregunta 10.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 11

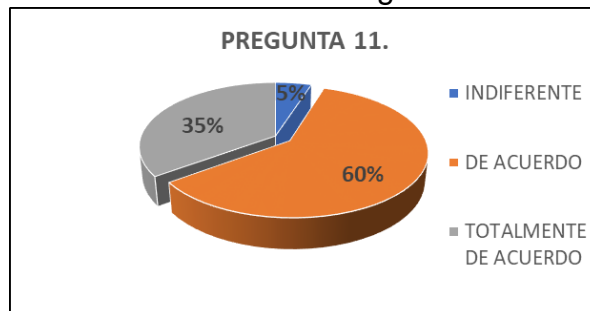
¿Al Modernizar el Sistema Eléctrico, es posible implementarla para un entorno de Smart Grid (REI), por Fases?

Tabla 44 - Pregunta 11.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	12	60%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	7	35%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 12 - Pregunta 11.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 12

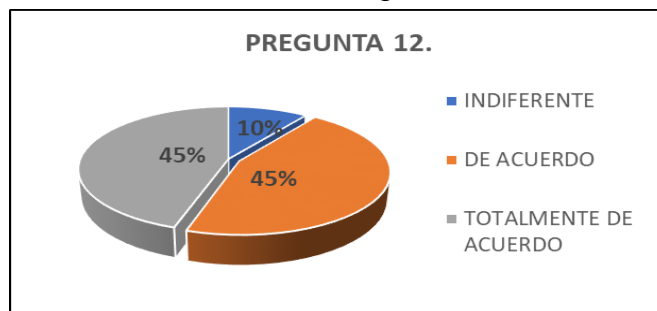
¿Con un Smart Grid (REI), se posibilita se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro eléctrico.?

Tabla 45 - Pregunta 12.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	9	45%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 13 - Pregunta 12.



Fuente: Elaboración Propia.

### 5.1.2. Seguridad

#### Pregunta 13

¿Para usted el Sistema Eléctrico de Distribución de MT (redes eléctricas, subestaciones eléctricas, cables de energía, transformadores, seccionadores, etc.), y las redes de BT (tableros eléctricos, cables, interruptores, etc.), son seguras después de más de 60 años de servicio continuo.?

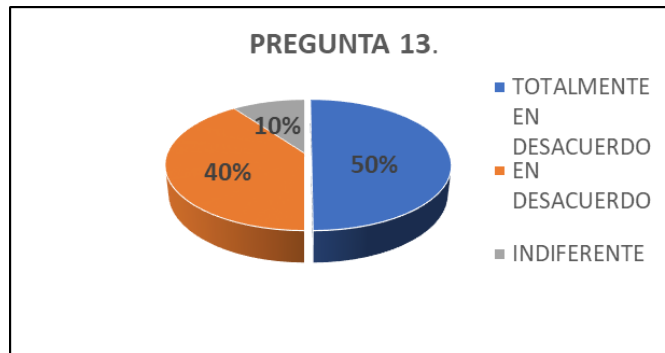
Tabla 46 - Pregunta 13.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	10	50%
	EN DESACUERDO	8	40%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.



Gráfico 14 - Pregunta 13.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 14

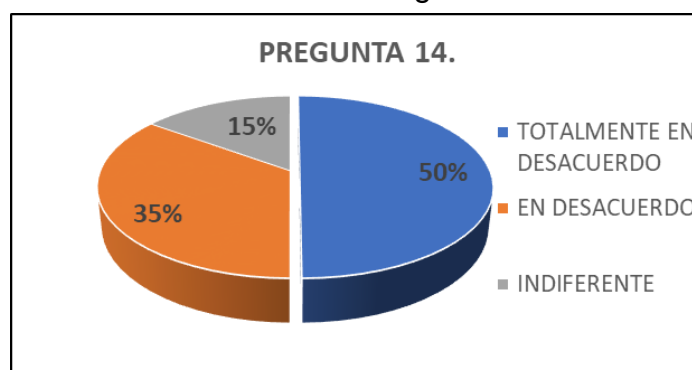
¿Para usted el Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT brindan la protección y seguridad contra choque, arco eléctrico, fallas que pudieran presentarse durante la operación, mantenimiento y maniobras eléctricas?

Tabla 47 - Pregunta 14.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	10	50%
	EN DESACUERDO	7	35%
	INDIFERENTE	3	15%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 15 - Pregunta 14.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 15

¿Usted se sentiría seguro que el Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT,

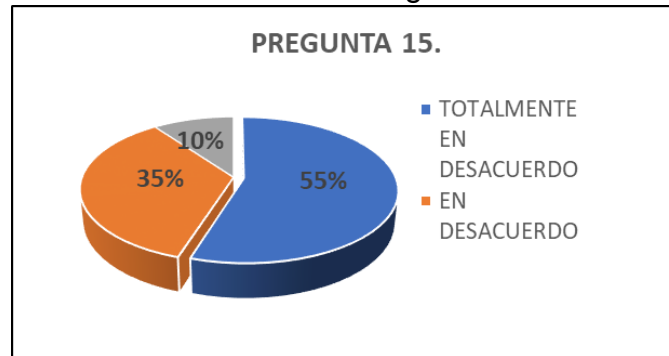
lo protegerá Ud. de producirse fallas en el sistema eléctrico.?

Tabla 48 - Pregunta 15.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	11	55%
	EN DESACUERDO	7	35%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 16 - Pregunta 15.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 16

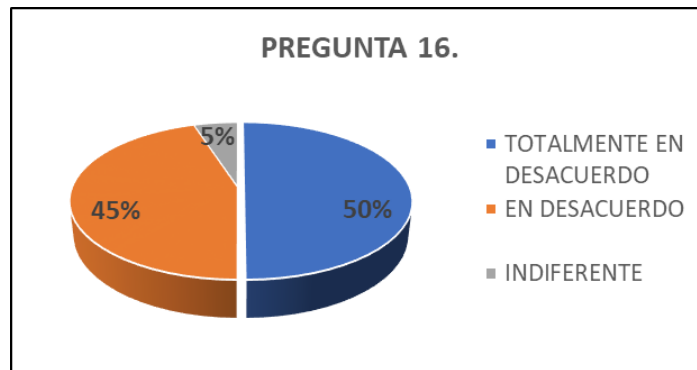
¿Para Ud. el Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, podría operar 5 años más, con la seguridad que se requiere, teniendo en cuenta su antigüedad más de 60 años?

Tabla 49 - Pregunta 16.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	10	50%
	EN DESACUERDO	9	45%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 17 - Pregunta 16.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 17

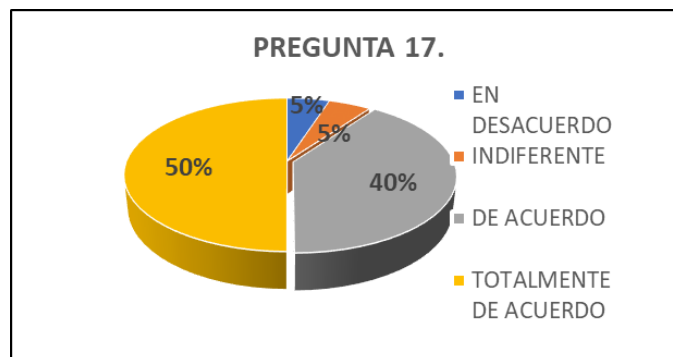
¿El Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, es vulnerable a la ocurrencia de cortes o una inoperativa total, de producirse fallas en el sistema eléctrico.?

Tabla 50 - Pregunta 17.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	1	5%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	8	40%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	10	50%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 18 - Pregunta 17.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 18

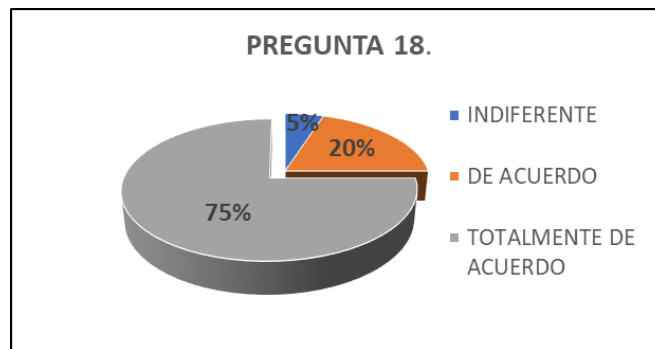
¿Para usted, se debería Modernizar el Sistema Eléctrico de la BALPA, por haber cumplido, su ciclo de vida el equipamiento, accesorios, materiales etc.?

Tabla 51 - Pregunta 18.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	4	20%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	15	75%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 19 - Pregunta 18.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 19

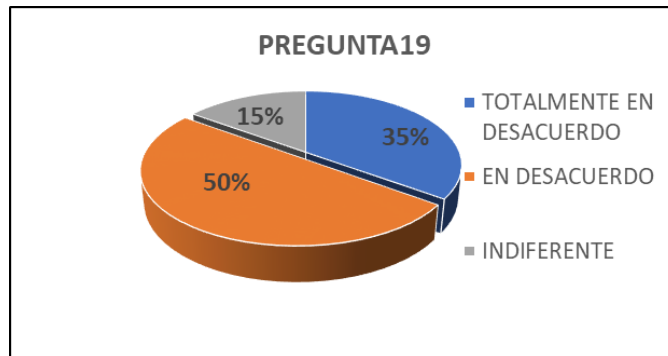
¿En las condiciones actuales del Sistema Eléctrico, los costos operativos del servicio eléctrico, brindan la seguridad al Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT?

Tabla 52 - Pregunta 19.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	7	35%
	EN DESACUERDO	10	50%
	INDIFERENTE	3	15%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 20 - Pregunta 19.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 20

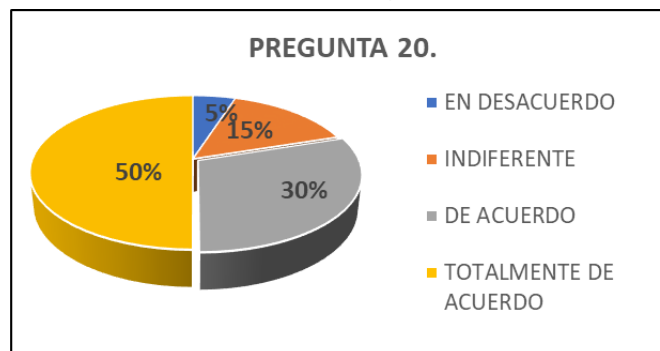
¿Si Modernizamos el Sistema Eléctrico, le estamos brindamos Seguridad a las Redes de Distribución de MT y BT actual y futura?

Tabla 53 - Pregunta 20.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	1	5%
	INDIFERENTE	3	15%
	DE ACUERDO	6	30%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	10	50%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 21 - Pregunta 20.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 21

¿Con un Smart Grid (REI), se asegura que el sistema eléctrico sea sostenible y

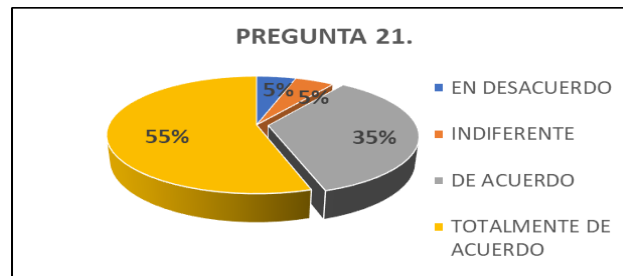
eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad en el suministro eléctrico.?

Tabla 54 - Pregunta 21.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	1	5%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	7	35%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	11	55%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 22 - Pregunta 21.



Fuente: Elaboración Propia.

## Pregunta 22

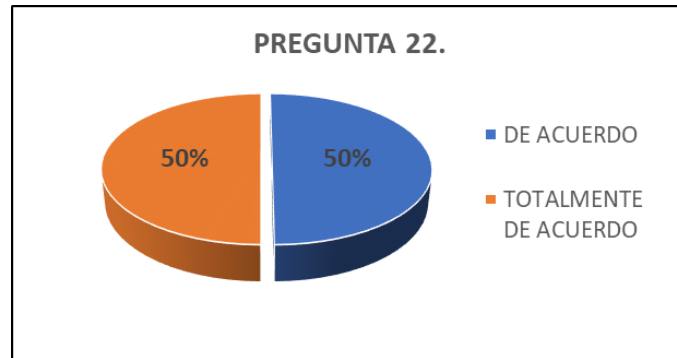
¿Con un Smart Grid (REI), se monitorea, protege y optimiza automáticamente las operaciones de sus elementos interconectados (transformadores, seccionadores, redes, etc.)?.?

Tabla 55 - Pregunta 22.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	0	0%
	DE ACUERDO	10	50%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	10	50%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 23 - Pregunta 22.



Fuente:

Elaboración Propia.

### Pregunta 23

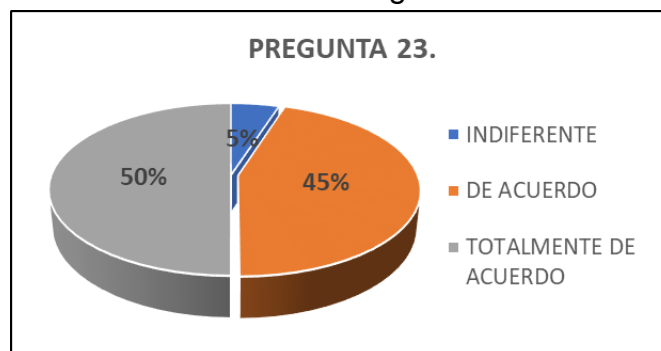
¿Al Modernizar el Sistema Eléctrico en un entorno de Smart Grid (REI), se tiene la Seguridad y Eficiencia en la utilización de los equipos eléctricos, electrónicos, electromecánico, etc.?

Tabla 56 - Pregunta 23.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	9	45%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	10	50%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 24 - Pregunta 23.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 24

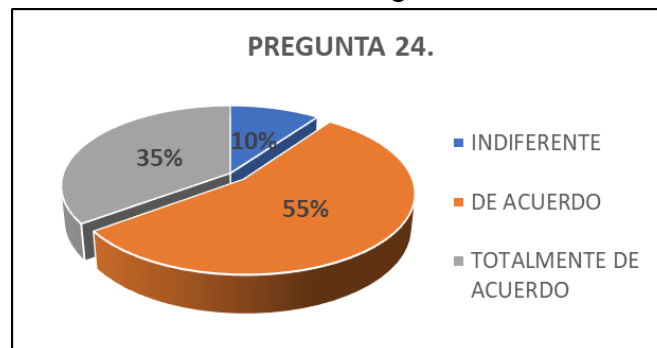
¿En un entorno de Smart Grid (REI), aseguramos la seguridad en sus instalaciones, con la monitorización y control en tiempo real de las fallas, en c/u de los Centros de Transformación operado a distancia?

Tabla 57 - Pregunta 24.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	11	55%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	7	35%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 25 - Pregunta 24.



Fuente: Elaboración Propia.

### 5.1.3. Calidad del Servicio

#### Pregunta 25

¿El Sistema Eléctrico de Distribución de MT, BT brinda calidad en el servicio eléctrico cumpliendo con la Normatividad Nacional e Internacional?

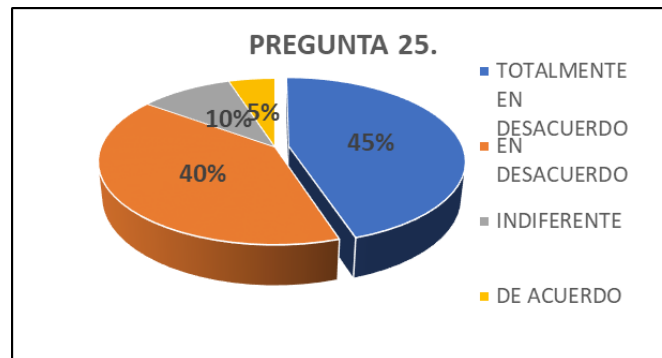


Tabla 58 - Pregunta 25.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	9	45%
	EN DESACUERDO	8	40%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	1	5%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 26 - Pregunta 25.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 26

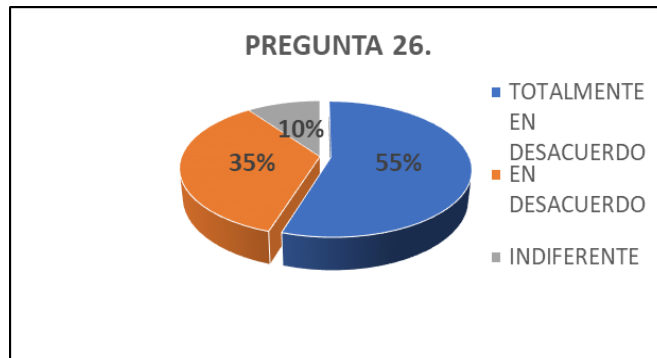
¿En su Opinión el Sistema Eléctrico de Distribución de MT, BT brinda calidad en la V, I, P, Hz, Cosa cumpliendo con la Normatividad Nacional e Internacional?

Tabla 59 - Pregunta 26.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	11	55%
	EN DESACUERDO	7	35%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 27 - Pregunta 26.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 27

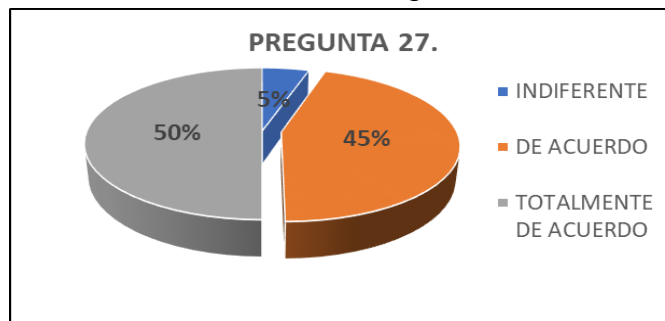
¿Las interrupciones en el Sistema Eléctrico de Distribución de MT, BT para Ud. se encuentran dentro de lo establecido en la Normatividad Nacional e Internacional?

Tabla 60 - Pregunta 27.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	9	45%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	10	50%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 28 - Pregunta 27.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 28

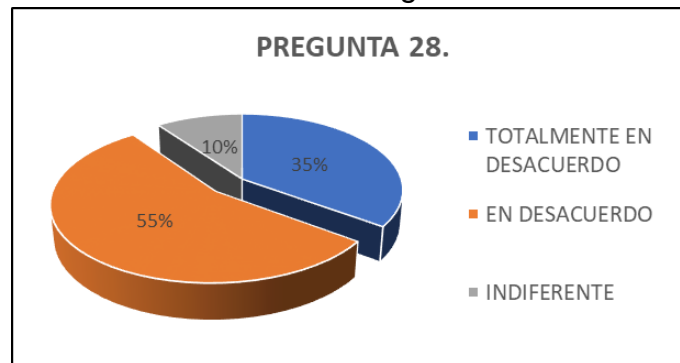
¿Al emplear un equipo eléctrico, electrónico, electromecánico, etc. del Sistema Eléctrico, confía en su Calidad de Suministro Eléctrico, establecido por la Normatividad Nacional e Internacional?

Tabla 61 - Pregunta 28.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	7	35%
	EN DESACUERDO	11	55%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 29 - Pregunta 28.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 29

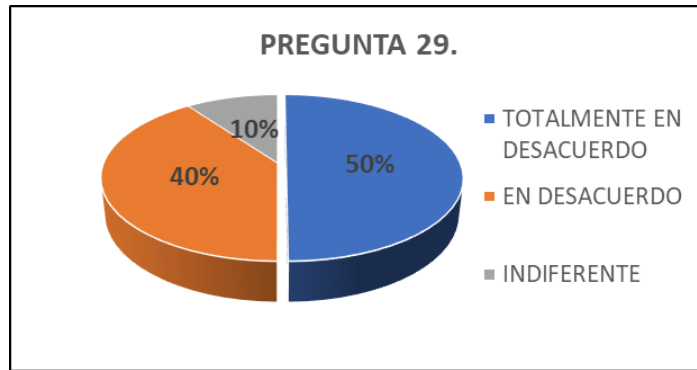
¿En las condiciones actuales del Sistema Eléctrico, los costos operativos del servicio eléctrico, estarían brindando Calidad en el Suministro Eléctrico de MT y BT.?

Tabla 62 - Pregunta 29.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	10	50%
	EN DESACUERDO	8	40%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	0	0%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	0	0%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 30 - Pregunta 29.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 30

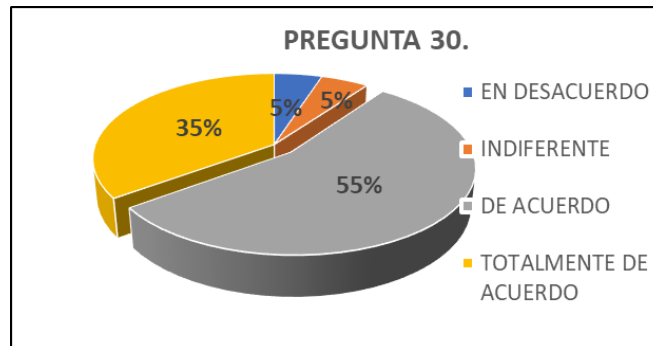
¿Para Ud. el Sistema Eléctrico de Distribución de MT, BT brinda Calidad en el Suministro Eléctrico de MT y BT. actual y futura.?

Tabla 63 - Pregunta 30.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	1	5%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	11	55%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	7	35%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 31 - Pregunta 30.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 31

¿En su Opinión si el Sistema Eléctrico de Distribución de MT, BT de no Modernizar el Sistema Eléctrico, se corre el riesgo que se pueda presentar una

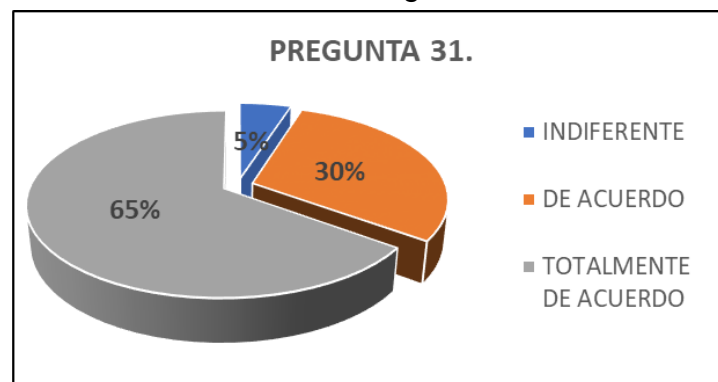
paralización total de las actividades de la BALPA, con consecuencias económicas, técnicas, administrativas, humanas, etc.?

Tabla 64 - Pregunta 31.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	6	30%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	13	65%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 32 - Pregunta 31.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 32

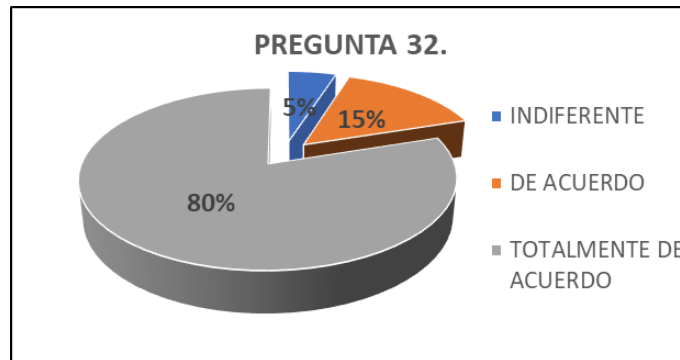
¿Se debería Modernizar el Sistema Eléctrico, para que cumpla en la Calidad en el Servicio del Suministro Eléctrico de acuerdo a la Normatividad vigente?

Tabla 65 - Pregunta 32.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	3	15%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	16	80%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 33 - Pregunta 32.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 33

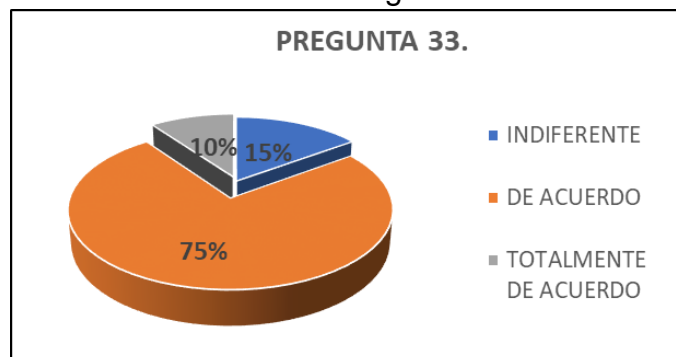
¿En un entorno de Smart Grid (REI), contribuiremos en Calidad del Servicio Eléctrico a los usuarios finales?

Tabla 66 - Pregunta 33.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	3	15%
	DE ACUERDO	15	75%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	2	10%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 34 - Pregunta 33.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 34

¿Con un Smart Grid (REI), se facilita un Sistema Eléctrico sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad del suministro

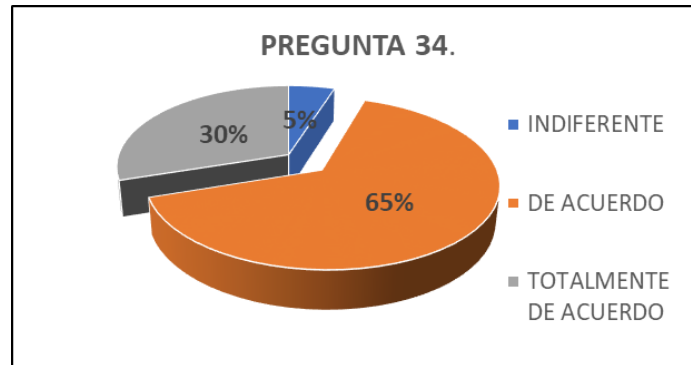
eléctrico.?

Tabla 67 - Pregunta 34.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	13	65%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	6	30%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 35 - Pregunta 34.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 35

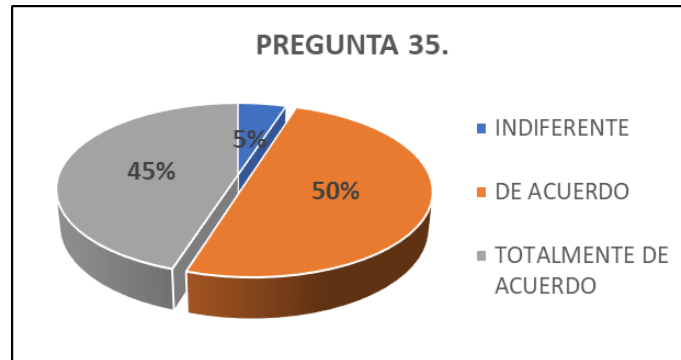
¿Un Smart Grid (REI), la gestión, monitorización, control en tiempo real, es operado a distancia la Calidad del Servicio Eléctrico de forma eficiente.?

Tabla 68 - Pregunta 35.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	1	5%
	DE ACUERDO	10	50%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 36 - Pregunta 35.



Fuente: Elaboración Propia.

### Pregunta 36

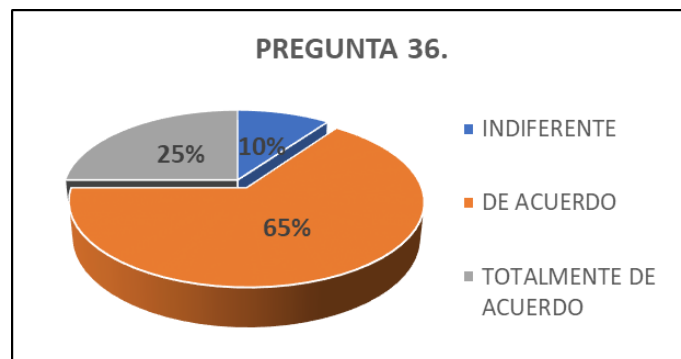
¿Un Smart Grid (REI), con dispositivos inteligentes, es más eficiente posible, minimiza los costos, así como su impacto ambiental, se maximiza la fiabilidad, estabilidad, seguridad y robustez del sistema.?

Tabla 69 - Pregunta 36.

	ALTERNATIVAS	FRECUENCIA	%
V A L I D A D O	TOTALMENTE EN DESACUERDO	0	0%
	EN DESACUERDO	0	0%
	INDIFERENTE	2	10%
	DE ACUERDO	13	65%
	TOTALMENTE DE ACUERDO	5	25%
	TOTAL	20	100%

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 37 - Pregunta 36.



Fuente: Elaboración Propia.



## CAPITULO VI

### VI. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

#### 6.1. Contrastación de Hipótesis con Resultados

Para la investigación el nivel de significación escogido fue del 5% o 0,05 (95%). La comprobación de la hipótesis se eligió la prueba del Chi<sup>2</sup>, siendo su fórmula es la siguiente:

Formula 6 - Chi Cuadrado.

$$X^2 = \frac{\Sigma(f_o - f_e)^2}{f_e}$$

Donde:

$X^2$  = Chi Cuadrado

$\Sigma$  = Sumatoria

$f_o$  = Datos observados (Encuestas)

$f_e$  = Datos esperados (Observación)

#### 6.2. Prueba de Hipótesis

#### 6.3. Hipótesis General

##### Pregunta 37

H0: Con la operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y mediante la implementación en un entorno de Smart Grid (REI), no mejorara la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

- |                             |                          |
|-----------------------------|--------------------------|
| 1. Totalmente en Desacuerdo | <input type="checkbox"/> |
| 2. En Desacuerdo            | <input type="checkbox"/> |
| 3. Indiferente              | <input type="checkbox"/> |
| 4. De Acuerdo               | <input type="checkbox"/> |
| 5. Totalmente de Acuerdo    | <input type="checkbox"/> |

### Pregunta 38

H1: Con la operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y mediante la implementación en un entorno de Smart Grid (REI), mejorara la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

1. **Totalmente en Desacuerdo**
2. **En Desacuerdo**
3. **Indiferente**
4. **De Acuerdo**
5. **Totalmente de Acuerdo**

Tabla 70 - Frecuencia de las Preguntas 37, 38.

PREGUNTA	ALTERNATIVAS					TOTAL		FILAS
	1	2	3	4	5			
H0: Con la operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y mediante la implementación en un entorno de Smart Grid (REI), no mejorará la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.	6	9	2	3	0	20	F1	FILAS
H1: Con la operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y mediante la implementación en un entorno de Smart Grid (REI), mejorará la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.	1	1	2	8	8	20	F2	
<b>TOTAL</b>	<b>7</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>40</b>		
	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>	<b>C5</b>	<b>TOTAL</b>		
	<b>COLUMNAS</b>							

Fuente: Elaboración Propia.

#### 6.3.1. Valores Observados

Tabla 71 - Tabla de Valores Observados.

<b>6</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>0</b>
<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>8</b>

Fuente: Elaboración Propia.

### 6.3.2. Cálculo de los Valores Esperados

Tabla 72 - Tabla de Valores Esperados.

A1	A2	A3	A4	A5
B1	B2	B3	B4	B5

Fuente: Elaboración Propia.

Hallando el valor esperado A1:

$$A1 = \frac{C1 \times F1}{T}$$

$$A1 = \frac{6 \times 20}{40} = 3$$

Hallando el valor esperado A2:

$$A2 = \frac{C2 \times F1}{T}$$

$$A2 = \frac{9 \times 20}{40} = 4.5$$

Hallando el valor esperado A3:

$$A3 = \frac{C3 \times F1}{T}$$

$$A3 = \frac{2 \times 20}{40} = 1$$

Hallando el valor esperado A4:

$$A4 = \frac{C4 \times F1}{T}$$

$$A4 = \frac{3 \times 20}{40} = 1.5$$

Hallando el valor esperado A5:

$$A5 = \frac{C5 \times F1}{T}$$

$$A5 = \frac{0 \times 20}{40} = 0$$

Hallando el valor esperado B1:

$$B1 = \frac{C1 \times F2}{T}$$

$$B1 = \frac{1 \times 20}{40} = 0.5$$

Hallando el valor esperado B2:

$$B2 = \frac{C2 \times F2}{T}$$

$$B2 = \frac{1 \times 20}{40} = 0.5$$

Hallando el valor esperado B3:

$$B3 = \frac{C2 \times F2}{T}$$

$$B3 = \frac{2 \times 20}{40} = 1$$

Hallando el valor esperado B4:

$$B4 = \frac{C1 \times F2}{T}$$

$$B4 = \frac{8 \times 20}{40} = 4$$

Hallando el valor esperado B5:

$$B5 = \frac{C1 \times F2}{T}$$

$$B5 = \frac{8 \times 20}{40} = 4$$

Tabla 72 - Tabla de Valores Esperados.

<b>A1 = 3</b>	<b>A2 = 4.5</b>	<b>A3 = 1</b>	<b>A4 = 1.5</b>	<b>A5 = 0</b>
<b>B1 = 0.5</b>	<b>B2 = 0.5</b>	<b>B3 = 1</b>	<b>B4 = 4</b>	<b>B5 = 4</b>

Fuente: Elaboración Propia.

### 6.3.3. Zona de Aceptación o Rechazo

Formula 7 - Grado de Libertad.

$$gl = (f - 1)(c - 1)$$

Donde:

gl = Grado de Libertad

c = Columnas de la Tabla

f = Filas de la Tabla

$$gl = (2 - 1)(5 - 1)$$

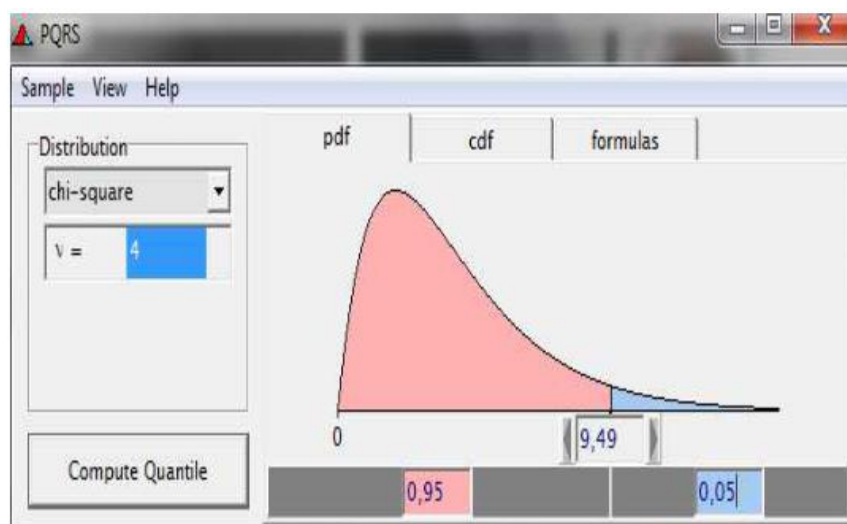
$$gl = 4$$

Habiendo establecido el nivel de significancia del **5% o 0.005**

El valor tabulado del Chi Cuadrado ( $\chi^2$ ) con 4 grados de libertad y un nivel de significación de 5% o 0,05 es de; 9.4877 (Obtenido con el Software PQRS).

$$\chi^2 = 9.4877$$

Figura 84 - Zona de aceptación y rechazo Hipótesis General.



Fuente: Elaboración Propia.

En la fig. 84 se aprecia el cálculo del chi – cuadrado, con 4 grados de libertad obtenido con el Software PQRS.

#### 6.3.4. Cálculo Matemático

Con las frecuencias obtenidas y esperadas, se aplicó lo siguiente de la tabla 71, relacionadas a las preguntas 37 y 38.

De la Tabla 71, tabla de valores observados:

6	9	2	3	0
1	1	2	8	8

De la Tabla 72, tabla de valores esperados:

<b>3</b>	<b>4.5</b>	<b>1</b>	<b>1.5</b>	<b>0</b>
<b>0.5</b>	<b>0.5</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

**Cálculo**

**de chi cuadrado**

$$X^2 = \frac{\Sigma(fo - fe)^2}{fe}$$

$$x^2 = \left(\frac{6-3}{3}\right)^2 + \left(\frac{9-4.5}{4.5}\right)^2 + \left(\frac{2-1}{1}\right)^2 + \left(\frac{3-1.5}{1.5}\right)^2 + \left(\frac{0-0}{0}\right)^2 + \left(\frac{1-0.5}{0.5}\right)^2 + \left(\frac{1-0.5}{0.5}\right)^2 + \left(\frac{2-1}{1}\right)^2 + \left(\frac{8-4}{4}\right)^2 + \left(\frac{8-4}{4}\right)^2$$

$$X^2 = 1 + 1 + 1 + 1 + 0 + 1 + 1 + 1 + 1 + 1 + 1$$

$$X^2 = 9$$

El valor de  $x_c^2 = 9.4877$  es mayor que  $x^2 = 9$ , lo que nos indica el resultado, se encuentra en la zona de aceptación; subsiguientemente de conformidad a lo establecido en la regla de decisión. Se admite la hipótesis H1, positiva o alterna planteada para esta investigación, rechazando la hipótesis nula H0.

Existe una actitud muy favorable, manifestando que; Con la operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y mediante la implementación en un entorno de Smart Grid (REI), mejorara la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

## **6.4. Hipótesis Especificas**

### **6.4.1. Primera Hipótesis Especifica**

#### **Pregunta 39**

H0: La operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y con su implementación de un entorno de Smart Grid (REI), no mejorara la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

**1. Totalmente en Desacuerdo**

2. En Desacuerdo
3. Indiferente
4. De Acuerdo
5. Totalmente de Acuerdo

#### Pregunta 40

H1: La operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y con su implementación de un entorno de Smart Grid (REI), mejorara la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

1. Totalmente en Desacuerdo
2. En Desacuerdo
3. Indiferente
4. De Acuerdo
5. Totalmente de Acuerdo

Tabla 73 - Frecuencia de las Preguntas 39, 40.

PREGUNTA	ALTERNATIVAS					TOTAL		FILAS
	1	2	3	4	5			
H0: La operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y con su implementación de un entorno de Smart Grid (REI), no mejorará la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.	7	9	3	1	0	20	F1	FILAS
H1: La operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y con su implementación de un entorno de Smart Grid (REI), mejorará la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.	0	2	1	7	10	20	F2	
<b>TOTAL</b>	7	11	4	8	10	40		
	C1	C2	C3	C4	C5	TOTAL		
	COLUMNAS							

Fuente: Elaboración Propia.

#### 6.4.1.1. Valores Observados

Tabla 74 - Tabla de Valores Observados.

7	9	3	1	0
0	2	1	7	10

Fuente: Elaboración Propia.

#### 6.4.1.2. Cálculo de los Valores Esperados

Tabla 75 - Tabla de Valores Esperados.

A1	A2	A3	A4	A5
B1	B2	B3	B4	B5

Fuente: Elaboración Propia.

Hallando el valor esperado A1:

$$A1 = \frac{C1 \times F1}{T}$$

$$A1 = \frac{7 \times 20}{40} = 3.5$$

Hallando el valor esperado A2:

$$A2 = \frac{C2 \times F1}{T}$$

$$A2 = \frac{9 \times 20}{40} = 4.5$$

Hallando el valor esperado A3:

$$A3 = \frac{C3 \times F1}{T}$$

$$A3 = \frac{3 \times 20}{40} = 1.5$$

Hallando el valor esperado A4:

$$A4 = \frac{C4 \times F1}{T}$$

$$A4 = \frac{1 \times 20}{40} = 0.5$$

Hallando el valor esperado A5:

$$A5 = \frac{C5 \times F1}{T}$$

$$A5 = \frac{0 \times 20}{40} = 0$$



Hallando el valor esperado B1:

$$B1 = \frac{C1 \times F2}{T}$$

$$B1 = \frac{0 \times 20}{40} = 0$$

Hallando el valor esperado B2:

$$B2 = \frac{C2 \times F2}{T}$$

$$B2 = \frac{2 \times 20}{40} = 1$$

Hallando el valor esperado B3:

$$B3 = \frac{C2 \times F2}{T}$$

$$B3 = \frac{1 \times 20}{40} = 0.5$$

Hallando el valor esperado B4:

$$B4 = \frac{C1 \times F2}{T}$$

$$B4 = \frac{7 \times 20}{40} = 3.5$$

Hallando el valor esperado B5:

$$B5 = \frac{C1 \times F2}{T}$$

$$B5 = \frac{10 \times 20}{40} = 5$$

Tabla 75 - Tabla de Valores Esperados.

<b>A1 = 3.5</b>	<b>A2 = 4.5</b>	<b>A3 = 1.5</b>	<b>A4 = 0.5</b>	<b>A5 = 0</b>
<b>B1 = 0</b>	<b>B2 = 1</b>	<b>B3 = 0.5</b>	<b>B4 = 3.5</b>	<b>B5 = 5</b>

Fuente: Elaboración Propia.

#### 6.4.1.3. Zona de Aceptación o Rechazo

Fórmula 7 - Grado de Libertad.

$$gl = (f - 1)(c - 1)$$

Donde:

gl = Grado de Libertad  
 c = Columnas de la Tabla  
 f = Filas de la Tabla

$$gl = (2 - 1)(5 - 1)$$

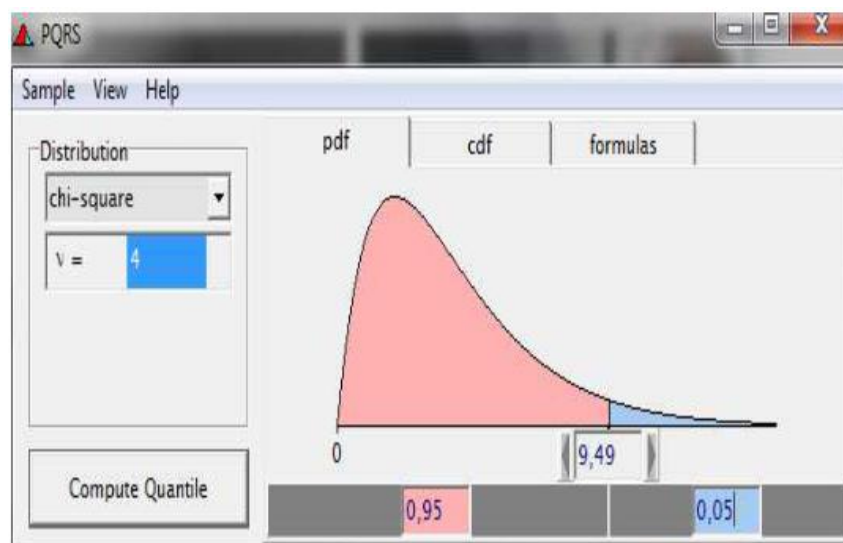
$$gl = 4$$

Habiendo establecido el nivel de significancia del **5% o 0.005**

El valor tabulado del Chi Cuadrado ( $\chi^2$ ) con 4 grados de libertad y un nivel de significación de 5% o 0,05 es de; 9.4877 (Obtenido con el Software PQRS).

$$\chi^2 = 9.4877$$

Figura 85 - Zona de aceptación y rechazo 1ra. Hipótesis Especifica.



Fuente: Elaboración Propia.

En la fig. 85 se aprecia el cálculo del chi – cuadrado, con 4 grados de libertad obtenido con el Software PQRS.

#### 6.4.1.4. Cálculo Matemático

Con las frecuencias obtenidas y esperadas, se aplicó lo siguiente de la Tabla 65, relacionadas a las preguntas 39 y 40.

De la Tabla 74, tabla de valores observados:

7	9	3	1	0
0	2	1	7	10

De la Tabla 75, tabla de valores esperados:

<b>3.5</b>	<b>4.5</b>	<b>1.5</b>	<b>1</b>	<b>0</b>
<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0.5</b>	<b>3.5</b>	<b>5</b>

### Cálculo de chi cuadrado

$$X^2 = \frac{\sum (fo - fe)^2}{fe}$$

$$x^2 = \left(\frac{7 - 3.5}{3.5}\right)^2 + \left(\frac{9 - 4.5}{4.5}\right)^2 + \left(\frac{3 - 1.5}{1.5}\right)^2 + \left(\frac{1 - 1}{1}\right)^2 + \left(\frac{0 - 0}{0}\right)^2 + \left(\frac{0 - 0}{0}\right)^2 \\ + \left(\frac{2 - 1}{1}\right)^2 + \left(\frac{1 - 0.5}{0.5}\right)^2 + \left(\frac{7 - 3.5}{3.5}\right)^2 + \left(\frac{10 - 5}{5}\right)^2$$

$$X^2 = 1 + 1 + 1 + 0 + 0 + 0 + 1 + 1 + 1 + 1$$

$$X^2 = 7$$

El valor de  $x_c^2 = 9.4877$  es mayor que  $x^2 = 7$ , lo que nos indica que se encuentra en la zona de aceptación; subsiguientemente de conformidad a lo establecido en la regla de decisión. Se admite la hipótesis H1, positiva o alterna planteada para esta investigación, rechazando la hipótesis nula H0.

Existe una actitud muy favorable, manifestando que; La operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y con su implementación de un entorno de Smart Grid (REI), mejorara la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

#### 6.4.2. Segunda Hipótesis Especifica

##### Pregunta 41

H0: Con la implementación un Smart Grid (REI), no se mejorará la eficiencia operativa de las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

1. Totalmente en Desacuerdo
2. En Desacuerdo
3. Indiferente
4. De Acuerdo

5. Totalmente de Acuerdo

**Pregunta 42**

H1: Con la implementación de un Smart Grid (REI), se mejorará la eficiencia operativa de las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

1. Totalmente en Desacuerdo

2. En Desacuerdo

3. Indiferente

4. De Acuerdo

5. Totalmente de Acuerdo

Tabla 76 - Frecuencia de las Preguntas 41, 42.

PREGUNTA	ALTERNATIVAS					TOTAL		FILAS
	1	2	3	4	5			
H0: Con la implementación de un Smart Grid (REI), no se mejorará la eficiencia operativa de las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.	6	10	1	3	0	20	F1	
H1: Con la implementación de un Smart Grid (REI), se mejorará la eficiencia operativa de las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.	0	5	2	2	11	20	F2	
<b>TOTAL</b>	6	15	3	5	11	40		
	C1	C2	C3	C4	C5	TOTAL		
	COLUMNAS							

Fuente: Elaboración Propia.

**6.4.2.1. Valores Observados**

Tabla 77 - Tabla de Valores Observados.

5	10	3	2	0
1	1	1	6	11

Fuente: Elaboración Propia.

**6.4.2.2. Cálculo de los Valores Esperados**

Tabla 78 - Tabla de Valores Esperados.

A1	A2	A3	A4	A5
B1	B2	B3	B4	B5

Fuente: Elaboración Propia.

Hallando el valor esperado A1:

$$A1 = \frac{C1 \times F1}{T}$$

$$A1 = \frac{5 \times 20}{40} = 2.5$$

Hallando el valor esperado A2:

$$A2 = \frac{C2 \times F1}{T}$$

$$A2 = \frac{10 \times 20}{40} = 5$$

Hallando el valor esperado A3:

$$A3 = \frac{C3 \times F1}{T}$$

$$A3 = \frac{3 \times 20}{40} = 1.5$$

Hallando el valor esperado A4:

$$A4 = \frac{C4 \times F1}{T}$$

$$A4 = \frac{2 \times 20}{40} = 1$$

Hallando el valor esperado A5:

$$A5 = \frac{C5 \times F1}{T}$$

$$A5 = \frac{0 \times 20}{40} = 0$$

Hallando el valor esperado B1:

$$B1 = \frac{C1 \times F2}{T}$$

$$B1 = \frac{1 \times 20}{40} = 0.5$$

Hallando el valor esperado B2:

$$B2 = \frac{C2 \times F2}{T}$$

$$B2 = \frac{1 \times 20}{40} = 0.5$$

Hallando el valor esperado B3:

$$B3 = \frac{C2 \times F2}{T}$$

$$B3 = \frac{1 \times 20}{40} = 0.5$$

Hallando el valor esperado B4:

$$B4 = \frac{C1 \times F2}{T}$$

$$B4 = \frac{6 \times 20}{40} = 3$$

Hallando el valor esperado B5:

$$B5 = \frac{C1 \times F2}{T}$$

$$B5 = \frac{11 \times 20}{40} = 5.5$$

Tabla 78 - Tabla de Valores Esperados.

<b>A1 = 2.5</b>	<b>A2 = 5</b>	<b>A3 = 1.5</b>	<b>A4 = 1</b>	<b>A5 = 0</b>
<b>B1 = 0.5</b>	<b>B2 = 0.5</b>	<b>B3 = 0.5</b>	<b>B4 = 3</b>	<b>B5 = 5.5</b>

Fuente: Elaboración Propia.

### 6.4.2.3. Zona de Aceptación o Rechazo

Fórmula 7 - Grado de Libertad.

$$gl = (f - 1)(c - 1)$$

Donde:

gl = Grado de Libertad

c = Columnas de la Tabla

f = Filas de la Tabla

$$gl = (2 - 1)(5 - 1)$$

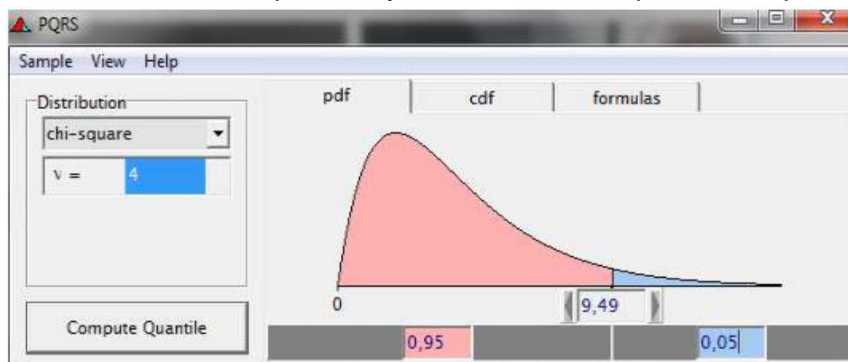
$$gl = 4$$

Habiendo establecido el nivel de significancia del **5% o 0.005**

El valor tabulado del Chi Cuadrado ( $\chi^2$ ) con 4 grados de libertad y un nivel de significación de 5% o 0,05 es de; 9.4877 (Obtenido con el Software PQRS).

$$\chi^2 = 9.4877$$

Figura 86 - Zona de aceptación y rechazo 2da. Hipótesis Específica.



Fuente: Elaboración Propia.

En la fig. 86 se aprecia el cálculo del chi – cuadrado, con 4 grados de libertad obtenido con el Software PQRS.

#### 6.4.2.4. Cálculo Matemático

Con las frecuencias obtenidas y esperadas, se aplicó lo siguiente de la Tabla 68, relacionadas a las preguntas 41 y 42.

De la Tabla 77, tabla de valores observados:

5	10	3	2	0
1	1	1	6	11

De la Tabla 78, tabla de valores esperados:

2.5	5	1.5	1	0
0.5	0.5	0.5	3	5.5

#### Cálculo de chi cuadrado

$$X^2 = \frac{\sum(f_o - f_e)^2}{f_e}$$

$$x^2 = \left(\frac{5 - 2.5}{2.5}\right)^2 + \left(\frac{10 - 5}{5}\right)^2 + \left(\frac{3 - 1.5}{1.5}\right)^2 + \left(\frac{2 - 1}{1}\right)^2 + \left(\frac{0 - 0}{0}\right)^2 + \left(\frac{1 - 0.5}{0.5}\right)^2 \\ + \left(\frac{1 - 0.5}{0.5}\right)^2 + \left(\frac{1 - 0.5}{0.5}\right)^2 + \left(\frac{6 - 3}{3}\right)^2 + \left(\frac{11 - 5.5}{5.5}\right)^2$$

$$X^2 = 1 + 1 + 1 + 1 + 0 + 1 + 1 + 1 + 1 + 1 + 1$$

$$X^2 = 9$$

El valor de  $x_c^2 = 9.4877$  es mayor que  $x^2 = 9$ , lo que nos indica que se encuentra en la zona de aceptación; subsiguientemente de conformidad a lo establecido en la regla de decisión. Se admite la hipótesis H1, positiva o alterna planteada para esta investigación, rechazando la hipótesis nula H0.

Existe una actitud muy favorable, manifestando que; con la implementación de un Smart Grid (REI), se mejorará la eficiencia operativa de las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.

## CAPITULO VII

### VII.CONCLUSIONES

#### 7.1.Conclusiones

- a) Elaborado el diagnóstico y descripción de los principales problemas, que afectan al sistema eléctrico en la BALPA, se ha determinado “Limitada Capacidad de Suministro de Energía Eléctrica Comercial de Media y Baja tensión en la BALPA de la FAP Surco”, siendo los principales problemas; las subestaciones (seccionadores, cabeza terminal de uso interior con relleno de resina, transformadores de distribución, seccionadores unipolares de loza, accesorios, materiales, etc.); la red subterránea de MT con cable (tipo NKY); y la red de baja tensión (cables, tableros inadecuados sin protección mecánica, interruptores de palanca con fusible tipo cartucho, están discontinuados y no protegen a las cargas conectadas), como consecuencia de su degradación progresiva por presencia de humedad (clima) y su tiempo de servicio (más de 60 años), corto circuitos, sobrecargas, no brindan seguridad, ni confiabilidad lo que propicia un aumento del número de fallas en el corto plazo, así como se propicie una falla total del sistema eléctrico.
- b) Realizado el diagnóstico a la operatividad de las redes eléctricas de distribución, a las unidades y dependencias que se encuentran, conectadas al sistema eléctrico en la BALPA de la FAP Surco, se ha identificado la vulnerabilidad crítica del sistema eléctrico, en el corto plazo (05) años, donde la infraestructura eléctrica de distribución de 2.3 KV (cables eléctricos, transformadores, equipos de protección, celdas, tableros, accesorios, materiales, etc.), a consecuencia del envejecimiento, han excedido con creces su tiempo de vida útil, siendo críticos, propensos a colapsar por su antigüedad, su mantenimiento correctivo es muy oneroso, así como el acceso a repuestos está discontinuado, siendo más viable su modernización en el corto plazo.
- c) La propuesta elaborada para la implementación de un Smart Grid (REI), para mejorar la eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad del servicio, de la energía eléctrica comercial, en las redes eléctricas de distribución, a los



usuarios en la BALPA de la FAP Surco, se realice en cuatro (4) Fases, parta desde la Modernización del Sistema Eléctrico, para un nivel de tensión de 22.9 KV (operación inicial 10 KV), el cual servirá de base y esté preparado para ir convirtiéndose, en el mediano plazo se implementen por fases hacia una REI, la 2da. Fase. - Automatización de los CT, IED e Comunicaciones (1 a 3 años posterior a la ejecución de la fase 1); 3ra. Fase. - Automatización de la Red de MT y Control Avanzado (1 a 3 años posterior a la ejecución de la fase 2) y 4ta. Fase. - Integración de Vehículos Eléctricos y su Recarga (1 a 3 años posterior a la ejecución de la fase 3).

## CAPITULO VIII

### VIII. RECOMENDACIONES

#### 8.1. Recomendaciones

- a) Se recomienda la Modernización del Sistema Eléctrico, para que suministre una, Adecuada Capacidad de Suministro de Energía Eléctrica, Comercial de Media y Baja Tensión en la BALPA de la FAP Surco,
- b) Se realice la Modernización del Sistema Eléctrico (Fase 1), para un nivel de tensión de 22.9 KV (operación inicial 10 KV) de la BALPA de la FAP Surco.
- c) Que el Gobierno le asigne una disponibilidad presupuestal a la FAP, para que realice el planeamiento de la Modernización del Sistema Eléctrico de la BALPA (Fase 1), asimismo para implementación en un entorno de Smart Grid (REI), de las Redes Eléctricas de Distribución (Fases 2, 3 y 4), en el mediano plazo, en razón que la BALPA, es el Aeródromo alterno al Jorge Chávez y se requiere proyectar, el desarrollo de una infraestructura y capacidades para actuar como Centro Nacional (HUB), de Operaciones Aéreas para la ayuda humanitaria en caso de desastres, desde donde se planificará, dirigirá y ejecutará las acciones necesarias, para atender las emergencias de gran escala de una manera oportuna. Partiendo desde un escenario de terremoto de grado 8.5 el Aeropuerto Jorge Chávez dejaría de operar.

## CAPITULO IX

### IX. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

**123RF. 2019.** 123RF Limited. [En línea] 2019. [Citado el: 10 de 12 de 2019.] [https://es.123rf.com/photo\\_72323296\\_la-red-de-redes-inteligentes-suministro-de-energ%C3%ADa-y-recursos-renovables-infogr%C3%A1ficas-con-edificios-isom.html](https://es.123rf.com/photo_72323296_la-red-de-redes-inteligentes-suministro-de-energ%C3%ADa-y-recursos-renovables-infogr%C3%A1ficas-con-edificios-isom.html).

**493, IEEE Std. 2007.** *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*. 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA : The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2007.

**A. A. Chowdhury and D. O. Koval. 2009.** *Power Distribution System Reliability Practical*. New Jersey : IEEE Press. John Wiley & Sons Inc., 2009. ISBN 978-0470-29228-0.

**A. E. Hannani, A. Aqqal, A. Haidine y A. Dahbi. 2017.** Springer Nature. *Springer Nature*. [En línea] 2017. [Citado el: 16 de 12 de 2019.] <https://link.springer.com/article/10.1186/s40537-017-0070-y..>

**A. S. Rana, M. Bajaj y S. Gairola., 2019.** IntechOpen. *IntechOpen*. [En línea] 2019. [Citado el: 21 de 12 de 2019.] <https://www.intechopen.com/books/advanced-communication-and-control-methods-for-future-smartgrids/optimal-power-flow-solution-in-smart-grid-environment-using-svc-and-tcsc>.

**Alvarez, F. 2014.** Academia - Smart Grid cyber security within IEC TC57 WG15. *Academia - Smart Grid cyber security within IEC TC57 WG15*. [En línea] 2014. [Citado el: 19 de 12 de 2019.] [https://www.academia.edu/28654923/S1P5\\_Fernando\\_Alvarez\\_V3\\_IEC..](https://www.academia.edu/28654923/S1P5_Fernando_Alvarez_V3_IEC..)

**Amaya, A. P. y. F. 2019.** Asociación Colombiana de Facultades de Ingeniería. *Asociación Colombiana de Facultades de Ingeniería*. [En línea] 2019. [Citado el: 26 de 11 de 2019.] <https://educacioningenieria.org/index.php/edi/article/download/285/165..>

**Amin, S. Massoud. 2008.** Resilience and Self-healing Challenges: Present/Possible Futures. [En línea] 2008. [Citado el: 7 de 12 de 2019.] <http://massoud-amin.umn.edu/presentations/Resilience-and-Self-Healing.pdf>.

**Automovil, T. d. 2019.** Tecnología del Automovil - Tipos de Baterías de propulsión para el Coche Eléctrico. *Tecnología del Automovil - Tipos de Baterías de propulsión para el Coche Eléctrico*. [En línea] 2019. [Citado el: 21 de 1 de 2020.] [https://www.tecnologia-automovil.com/actualidad/tipos-de-baterias-coche-electrico/..](https://www.tecnologia-automovil.com/actualidad/tipos-de-baterias-coche-electrico/)

**Brown, Richard E. 2009.** *Electric Power Distribution Reliability*. 6000 Broken Sound Parkway NW, Suite 300 : CRC Press, 2009. pág. 4. COMPONENT MODELING.

**Callejo, L. H. 2019.** [www.fing.edu.uy](http://www.fing.edu.uy) . [www.fing.edu.uy](http://www.fing.edu.uy) . [En línea] 2019. [Citado el: 27 de 01 de 2020.] <https://www.fing.edu.uy/eventos/WPTCI/presentaciones/Microrredes%20EI%C3%A9ctricas..>

**Chorghade, P. 2015.** Praveen Chorghade. [En línea] 2015. [Citado el: 10 de 12 de 2019.] <https://eal.iitk.ac.in/assets/docs/Smart%20grid%20EX-IITK%20Praveen%20Chorghade.pdf>.

**Cigre. 2008.** e-cigre.org. *e-cigre.org*. [En línea] 10 de 2008. [Citado el: 11 de 7 de 2021.] <https://e-cigre.org/publication/358-remaining-life-management-of-existing-ac-underground-lines>.

**Circutor. 2009.** Circutor. *Circutor*. [En línea] 2009. [Citado el: 30 de 06 de 2021.] <http://circutor.es/es/documentacion-es/eficiencia-energetica-electrica>.

**Co., N. E. 2011.** NR Electric Co. - PCS-9000 Energy Management. *NR Electric Co. - PCS-9000 Energy Management*. [En línea] 2011. [Citado el: 7 de 01 de 2020.] <http://www.nrec.com/en/web/upload/2019/05/08/15572945284193nf227.pdf>..

**COES. 2019.** COES. *COES*. [En línea] 2019. [Citado el: 11 de 11 de 2019.] <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>..

**Corporation, N. E. 2011.** NR Electric Co - Energy Management System. *NR Electric Co - Energy Management System*. [En línea] 2011. [Citado el: 6 de 01 de 2020.] <https://pdfs.semanticscholar.org/9a8f/e1ba6ba78d1ad8f6e45bddaea7289b77c0bd.pdf>..

**Dammert, F. Molinelli. M. C. A. 2019.** OSINERGMIN. *OSINERGMIN*. [En línea] 2019. [Citado el: 20 de 11 de 2019.] [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_)..

**Distribution.com, P. 2018.** PR Distribution.com - Outage Management System Market Forecast to 2023 Examined in New Market Research Report Just Published. *PR Distribution.com - Outage Management System Market Forecast to 2023 Examined in New Market Research Report Just Published*. [En línea] 2018. [Citado el: 30 de 12 de 2019.] <http://www.releasewire.com/multimedia/photos/outage-management-system-142369.htm>..

**Emsley, A.M. 1993.** academia.edu. *academia.edu*. [En línea] Department of Chemistry, University of Surrey United Kingdom, 29 de 7 de 1993. [Citado el: 11 de 7 de 2021.] [https://www.academia.edu/695098/Review\\_of\\_chemical\\_indicators\\_of\\_degradation\\_of\\_cellulosic\\_electrical\\_paper\\_insulation\\_in\\_oil\\_filled\\_transformers](https://www.academia.edu/695098/Review_of_chemical_indicators_of_degradation_of_cellulosic_electrical_paper_insulation_in_oil_filled_transformers)..

**ENDESA. 2014.** Smartcity Málaga - Endesa. [En línea] 2014. [Citado el: 30 de 04 de 2020.] [https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/sostenibilidad/innovacion/documentos/Smartcity%20Malaga\\_ESP.pdf](https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/sostenibilidad/innovacion/documentos/Smartcity%20Malaga_ESP.pdf)..

**Energy, U. S. Department of. 2020.** ENERGY.GOV. [En línea] 2020. [Citado el: 4 de 12 de 2019.] <https://www.energy.gov/oe/downloads/smart-grid-introduction-0>..

**Engineers, The Institute of Electrical and Electronics. 2007.** *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*. New York, NY 10016-5997, USA : IEEE Std 493, 2007.

**Enosa Grupo Distriluz. 2019.** SlidePlayer. [En línea] 2019. [Citado el: 11 de 4 de 2019.] <https://slideplayer.es/slide/5417102/>..

**EOM. 2019.** EOM El Orden Mundial en el Siglo XXI. *EOM El Orden Mundial en el Siglo XXI*. [En línea] 2019. [Citado el: 16 de 11 de 2019.] <https://elordenmundial.com/mapas/paises-mas-co2-generan-mundo/>..

**EPRI. 2009.** www.nist.gov. [En línea] 2009. [Citado el: 30 de 11 de 2019.] <https://www.nist.gov/system/files/documents/smartgrid/InterimSmartGridRoadmap>..

**factory, P. P. E. n. 2004.** Endesa net factory. *Endesa net factory*. [En línea] 2004. [Citado el: 29 de 04 de 2020.] <https://www.oecd.org/sti/broadband/33871330.pdf>..

**factory, Proyecto PLC Endesa net. 2004.** Endesa net factory. [En línea] 2004. [Citado el: 29 de 04 de 2020.] <https://www.oecd.org/sti/broadband/33871330.pdf>..

**Faizan, A. 2018.** ElectricalAcademia.com - What is a Smart Grid | Components. *ElectricalAcademia.com - What is a Smart Grid | Components*. [En línea] 2018. [Citado el: 11 de 01 de 2020.] <https://electricalacademia.com/electric-power/smart-grid-components/>..

**Fernandez, F. J. 2015.** *Teoría y práctica del mantenimiento industrial avanzado*. Madrid-España : Fundacion Confemetal., 2015. pág. 81.

- Funseam. 2013.** Smart Grids: Tecnologías prioritarias - Funseam. *Smart Grids: Tecnologías prioritarias - Funseam.* [En línea] 2013. [Citado el: 21 de 12 de 2019.] <http://www.funseam.com/phocadownload/smart%20grids.%20tecnologas%20prioritarias.pdf>.
- Grünbaum, P. H. R. 2010.** Revista ABB. *Revista ABB.* [En línea] 2010. [Citado el: 22 de 12 de 2019.] [https://library.e.abb.com/public/98dec77d82bbc667c125770d003177d3/24-26%201M021\\_SPA\\_72dpi.pdf?x-sign=R+IHrd/JNzNP1uCc+N08Wpmchi1wVKSLdBqyv6ufSDq2sHp3pu7JFMhEF+Rp/i8K](https://library.e.abb.com/public/98dec77d82bbc667c125770d003177d3/24-26%201M021_SPA_72dpi.pdf?x-sign=R+IHrd/JNzNP1uCc+N08Wpmchi1wVKSLdBqyv6ufSDq2sHp3pu7JFMhEF+Rp/i8K).
- Gutiérrez, J. R. G. y. R. C. G. S. M. Téllez. 2018.** Universidad del Norte - Sistemas de medición avanzada en Colombia. *Universidad del Norte - Sistemas de medición avanzada en Colombia.* [En línea] 2018. [Citado el: 27 de 12 de 2019.] <http://www.scielo.org.co/pdf/inde/v36n2/2145-9371-inde-36-02-469.pdf>.
- Hamidi, H. 2019.** SlidePlayer.com Inc. *SlidePlayer.com Inc.* [En línea] 2019. [Citado el: 19 de 12 de 2019.] <http://slideplayer.com/slide/14213734/>.
- Hernandez Sampietri, Roberto, Fernández Collado, Carlos y Baptista Lucio, María del Pilar. 2010.** *Metodología de la investigación.* México : McGraw Hill., 2010.
- Hernández, C. A. Díaz Andrade y J. Carlos. 2011.** [www.icesi.edu.co](http://www.icesi.edu.co). *www.icesi.edu.co.* [En línea] 2011. [Citado el: 15 de 12 de 2019.] <https://www.redalyc.org/pdf/4115/411534385004.pdf>.
- Iberdrola. 2016.** SlidePlayer.com Inc Iberdrola experience with massive BPL deployment over MV for Smart Grid WSPLC'16 – Paris. [En línea] 2016. [Citado el: 30 de 4 de 2020.] [http://www.wsplc2016.fr/wp-content/uploads/2016/05/WSPLC2016-Keynote\\_Iberdrola.pptx](http://www.wsplc2016.fr/wp-content/uploads/2016/05/WSPLC2016-Keynote_Iberdrola.pptx).
- . 2016.** SlidePlayer.com Inc. *SlidePlayer.com Inc.* [En línea] 2016. [Citado el: 30 de 04 de 2020.] [https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/sostenibilidad/innovacion/documentos/Smartcity%20Malaga\\_ESP.pdf](https://www.endesa.com/content/dam/endesa-com/home/sostenibilidad/innovacion/documentos/Smartcity%20Malaga_ESP.pdf).
- IEA. 2011.** *iea.* [En línea] 2011. [Citado el: 5 de 12 de 2019.] [https://webstore.iea.org/download/direct/642?fileName=smartgrids\\_roadmap.pdf](https://webstore.iea.org/download/direct/642?fileName=smartgrids_roadmap.pdf).
- IEC. 2010.** IEC smart grid standardization roadmap 2010. [En línea] 2010. [Citado el: 3 de 12 de 2019.] [https://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3\\_roadmap.pdf](https://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3_roadmap.pdf).
- IEEE. 2007.** *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems.* 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA : Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2007.
- . 2007.** *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems.* New York, NY 10016-5997, : The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2007. pág. Chapter 3 Planning and design. Vol. IEEE Std 493.
- Indeco. 2020.** *Catalogo General - Cables de Energía.* [Foto] Lima : Indeco, 2020.
- Indexmundi. 2019.** Indexmundi, figuras. *Indexmundi, figuras.* [En línea] Indexmundi, 2019. [Citado el: 11 de 11 de 2019.] <https://www.indexmundi.com/map/?v=79&l=es>.
- Ke, Y.-K. 2019.** DocPlayer.net. *DocPlayer.net.* [En línea] 2019. [Citado el: 12 de 11 de 2019.] Available: <https://docplayer.net/12493125-Adms-advanced-distribution-management-system-in-smart>.
- KEPCO. 2013.** ICEPCO. [En línea] 2013. [Citado el: 6 de 12 de 2019.] <http://home.kepco.co.kr/kepco/EN/E/htmlView/ENEDHP0010101.do?menuCd=>.

**Lab, Berkeley. 2019.** Berkeley Lab - Microgrid Definitions. *Berkeley Lab - Microgrid Definitions*. [En línea] 2019. [Citado el: 25 de 01 de 2020.] <https://building-microgrid.lbl.gov/microgrid-definitions..>

**Lab, M. a. B. 2019.** Berkeley Lab - Microgrid Definitions. [En línea] 2019. [Citado el: 25 de 01 de 2020.] <https://building-microgrid.lbl.gov/microgrid-definitions>.

**Marcelino Madrigal, Robert Uluski, and Kwawu Mensan Gaba. 2011.** *Banco Mundial*. Edición Revisada. 2011. págs. Capítulo 3 25 - 29. 978-1-4648-1055-8.

**Noticias, A. P. d. 2019.** Agencia Peruana de Noticias. *Agencia Peruana de Noticias*. [En línea] 2019. [Citado el: 26 de 11 de 2019.] <https://andina.pe/agencia/noticia-ministro-tamayo-verifico-centro-control-del-sistema-..>

**Pampín, D. G. d. F. 2019.** UCREA - Universidad de Cantabria. *UCREA - Universidad de Cantabria*. [En línea] 2019. [Citado el: 20 de 12 de 2019.] <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/16890/419241.pdf?sequence..>

**Pettersson, L. 2008.** Researchgate. *Researchgate*. [En línea] IEEE Xplore, 07 de 2008. [Citado el: 11 de 7 de 2021.] [https://www.researchgate.net/publication/4345316\\_Estimation\\_of\\_Remaining\\_Life\\_of\\_Power\\_Transformers](https://www.researchgate.net/publication/4345316_Estimation_of_Remaining_Life_of_Power_Transformers).

**Ramires, J. 2019.** Matlab/Simulink and Renewable Energy - WordPress.com. *Matlab/Simulink and Renewable Energy - WordPress.com*. [En línea] 2019. [Citado el: 18 de 11 de 2019.] <https://jmirez.wordpress.com/2013/06/02/j583-el-sistema-electrico-interconectado-nacional..>

*Review of chemical indicators of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers.*  
**Emsley, A.M. 1994.** Surrey, Guildford, Surrey, GU2 5XH, United Kingdom : s.n., 12 de 2 de 1994, IEE, 1994.

**Rojas, J. C. O. 2018.** Slideshare - Internet de las Cosas en Redes Eléctricas Inteligentes. *Slideshare - Internet de las Cosas en Redes Eléctricas Inteligentes*. [En línea] 2018. [Citado el: 31 de 01 de 2020.] <https://es.slideshare.net/jcolivares/internet-de-las-cosas-en-redes-elctricas-inteligentes..>

**S. Babu, P. Hilber y JH Jürgensen. 2014.** researchgate.net. *researchgate.net*. [En línea] 7 de Julio de 2014. [Citado el: 25 de Junio de 2021.] [https://www.researchgate.net/publication/266035890\\_On\\_the\\_Status\\_of\\_Reliability\\_Studies\\_Involving\\_Primary\\_and\\_Secondary\\_Equipment\\_Applied\\_to\\_Power\\_System](https://www.researchgate.net/publication/266035890_On_the_Status_of_Reliability_Studies_Involving_Primary_and_Secondary_Equipment_Applied_to_Power_System).

**S@C, Visual. 2017.** Visual S@C. *Visual S@C*. [En línea] 31 de 10 de 2017. [Citado el: 20 de 07 de 2020.] [https://es.slideshare.net/cepimax/cables-y-alambres-en-sistemas-electricos?from\\_action=save](https://es.slideshare.net/cepimax/cables-y-alambres-en-sistemas-electricos?from_action=save).

**Sajadi, L. S. V. S. M. P. y. K. A. L. A. 2018.** John Wiley & Sons - integration of renewable energy systems and challenges for. *John Wiley & Sons - integration of renewable energy systems and challenges for*. [En línea] 2018. [Citado el: 30 de 12 de 2019.] <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdfdirect/10.1002/wene.321..>

**Sánchez, J. 2015.** Campusvirtual.univalle.edu.co. *Campusvirtual.univalle.edu.co*. [En línea] 2015. [Citado el: 18 de 12 de 2019.] Available: [https://campusvirtual.univalle.edu.co/moodle/pluginfile.php/905523/mod\\_resource/content..](https://campusvirtual.univalle.edu.co/moodle/pluginfile.php/905523/mod_resource/content..)

**Sánchez, J. F. G. y. J. M. 2018.** CUADERNOS ORKESTRA 54/2019. *CUADERNOS ORKESTRA 54/2019*. [En línea] 2018. [Citado el: 13 de 12 de 2019.] [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/AMI%20Summary%20Report\\_09-26-16.pdf..](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/AMI%20Summary%20Report_09-26-16.pdf..) ISSN 2340-7638.

**Saneamiento, Ministerio de Vivienda Construcción. 2019.** Ministerio de Vivienda Construcción Saneamiento. *Ministerio de Vivienda Construcción Saneamiento*. [En línea] 2019. [Citado el: 13 de 11 de 2019.] <http://ww3.vivienda.gob.pe/DGPRVU/docs/RNE/T%C3%ADtulo%20II%20Habilitaciones%>.

**Saneamiento, Ministerio de Vivienda Construcción y. 2019.** Ministerio de Vivienda Construcción y Saneamiento. *Ministerio de Vivienda Construcción y Saneamiento*. [En línea] 2019. [Citado el: 13 de 11 de 2019.] <http://ww3.vivienda.gob.pe/DGPRVU/docs/RNE/T%C3%ADtulo%20II%20Habilitaciones%>..

**Sérgio Fujii, William Mendoza. 2009.** Afinidadelectrica. [En línea] 2009. [Citado el: 8 de 12 de 2019.] <http://test.afinidadelectrica.com/?p=720>.

**Sexto, L. F. 2014.** *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Calculo del indice de*. Roma-Italia : radical-management, 2014. págs. pp27-30.

**Short, T.A. 2004.** *Electric Power distribution handbook*. Boca Raton, Florida 33431. : CRC PR E S S, 2004. pág. 3 Underground Distribution.

**Shutterstock. 2019.** Shutterstock. [En línea] 2019. [Citado el: 9 de 12 de 2019.] <https://www.shutterstock.com/image-photo/business-person-holding-tablet-pc-cloud->.

**Soriano, Raúl Rojas. 2013.** *GUÍA PARA REALIZAR NVESTIGACIONES SOCIALES*. Mexico D. F. : Plaza y Valdés, S. A. de C.V., 2013.

**Srivastava, S. 2019.** SCRIBD - Smart-Grid-General-Introduction-and-Its-Status-in-India. *SCRIBD - Smart-Grid-General-Introduction-and-Its-Status-in-India*. [En línea] 2019. [Citado el: 31 de 01 de 2020.] <https://es.scribd.com/document/431324666/01-Smart-Grid-General-Introduction-and-Its-Status-in-India-S-C-Srivastava..>

**Stewart, M. C. y. E. 2017.** Distributed Energy. *Distributed Energy*. [En línea] 2017. [Citado el: 23 de 12 de 2019.] Distributed Energy.

**T. N. Le, W. L. Chin, D. K. Truong y T. H. Nguyen. 2016.** IntechOpen. *IntechOpen*. [En línea] 2016. [Citado el: 12 de 12 de 2019.] <https://www.intechopen.com/books/smart-metering-technology-and-services-inspirations-for-energy-utilities/advanced-metering-infrastructure-based-on-smart-meters-in-smart-grid..>

**TAMAYO, C. 2019.** in.Slideshare. *in.Slideshare*. [En línea] 2019. [Citado el: 27 de 11 de 2019.] <https://www.slideshare.net/RobertoCarlosTamayoP/sector-elctrico-del-per-2019..>

**Tanael, C. 2019.** Pinterest. *Pinterest*. [En línea] 2019. [Citado el: 14 de 12 de 2019.] <https://www.pinterest.com/pin/>..

**Vasudevan, K. R. 2018.** Slideshare - Electric Vehicle: A Power Engineer's Perspective. *Slideshare - Electric Vehicle: A Power Engineer's Perspective*. [En línea] 2018. [Citado el: 18 de 01 de 2020.] [https://es.slideshare.net/KrishnakumarVasudeva1/electric-vehicle-a-power-engineers-perspective?qid=5be68057-1757-41be-ab1c-61f8219c2b4&v=&b=&from\\_search=63..](https://es.slideshare.net/KrishnakumarVasudeva1/electric-vehicle-a-power-engineers-perspective?qid=5be68057-1757-41be-ab1c-61f8219c2b4&v=&b=&from_search=63..)

**VELATIA, ORMAZABAL. 2019.** ORMAZABAL Centros de Transformacion. [En línea] 2019. [Citado el: 20 de 03 de 2020.] <https://aiecs.es/data/files/presentaci-n-centros-transformaci-n-ormazabal-2019.pdf>.

**Vizhñay, Jorge Patricio Muñoz. 2016.** Slideshare. *Slideshare*. [En línea] 19 de 10 de 2016. [Citado el: 12 de 7 de 2021.] <https://es.slideshare.net/jorgemunozv/transformadores-principales-aspectos>.

**ZIVBRASIL. 2012.** ZIV. [En línea] 2012. [Citado el: 30 de 03 de 2020.]  
<http://www.zivbrasil.com.br/docs/smartgrids/FCTI1010B.pdf>.



## CAPITULO X

### X. ANEXOS

#### 10.1. Matriz de Consistencia

TÍTULO: “EFICIENCIA OPERATIVA DE LAS REDES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION EN UN ENTORNO DE SMART GRID DE LA BALPA DE LA FAP (SURCO)”.

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	METODOLOGIA
<p><b><u>Problema General:</u></b></p> <p>¿Cómo la falta de implementación de un Smart Grid (REI), afecta a la eficiencia energética en la Base Aérea de las Palmas (BALPA) – de la Fuerza Aérea del Perú (FAP) Surco?</p> <p><b><u>Problemas Específicos:</u></b></p> <p>a) ¿Cuál es el estado actual, de la operatividad de las redes eléctricas de distribución, a las Unidades y Dependencias que se encuentran, conectadas al sistema eléctrico en la BALPA de la FAP Surco?</p> <p>b) ¿Cuál es la situación actual, de la eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad del servicio de la energía eléctrica comercial en las redes eléctricas de distribución, conectadas al sistema eléctrico de la BALPA de la FAP Surco?</p>	<p><b><u>Objetivo General:</u></b></p> <p>Elaborar el diagnóstico y descripción de los principales problemas, que afectan al sistema eléctrico en la BALPA, con el propósito de implementar una REI, que contribuya en la eficiencia energética, en la BALPA de la FAP Surco.</p> <p><b><u>Objetivos Específico:</u></b></p> <p>a) Realizar el diagnóstico de la operatividad de las redes eléctricas de distribución, a las Unidades y Dependencias que se encuentran, conectadas al sistema eléctrico en la BALPA de la FAP.</p> <p>b) Elaborar la implementación de un Smart Grid (REI), a fin de optimizar la eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad del servicio, de la energía eléctrica comercial, en las redes eléctricas de distribución, a los usuarios en la BALPA, impulsar una mayor rentabilidad operativa.</p>	<p><b><u>Hipótesis General:</u></b></p> <p>Con la operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y mediante la implementación en un entorno de Smart Grid (REI), se contribuirá en la mejora de la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.</p> <p><b><u>Hipótesis Específica N° 1:</u></b></p> <p>La operatividad de las redes eléctricas de distribución diagnosticada, y con su implementación de un entorno de Smart Grid (REI), mejorara la eficiencia operativa en las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.</p> <p><b><u>Hipótesis Específica N° 2:</u></b></p> <p>Con la implementación de un Smart Grid (REI), se mejorará la eficiencia operativa de las redes eléctricas de distribución en la BALPA de la FAP Surco.</p>	<p><b><u>INDEPENDIENTE:</u></b></p> <p>Smart Grid (REI).</p> <p>Indicadores:</p> <p>Confiabilidad X1 Seguridad X2 Calidad del Servicio X3</p> <p><b><u>DEPENDIENTE:</u></b></p> <p>Eficiencia Operativa, de las Redes Eléctricas de Distribución de la BALPA de la FAP-Surco. (Y)</p>	<p><b>TIPO DE INVESTIGACIÓN</b></p> <p>La investigación aplicada es del tipo: Descriptiva Explicativa, Correlacional Aplicada Transversal.</p> <p><b>DISEÑO</b></p> <p>El estudio es del tipo no experimental:</p> <p>Población: Todos los componentes del sistema eléctrico de la BALPA de la FAP Surco.</p> <p>Muestra: Sub conjunto representativo de la población.</p>

Fuente: Elaboración propia.

## 10.2. Instrumento de Medición

CUESTIONARIO A EXPERTOS: Sobre el Sistema Eléctrico de la BALPA

Instrucción: Marque con una "X" o una "V", en el recuadro de la derecha a cada afirmación. Para cada una de ella tendrá 05 alternativas de respuesta.

Encuesta sobre el Sistema Electrico de la BALPA								
Nombre y Apellidos: _____					M	C	Unidad: _____	
Profesional: <input type="checkbox"/> Técnico <input type="checkbox"/>		Profesión: _____			Area de Trabajo: _____			
Firma: _____		Fecha: _____		Revisado por: _____		N° Entrevista _____		
Marcar con un X o V								
	ITEM	RESPUESTA: 1 TOTALMENTE EN DESACUERDO, 2 EN DESACUERDO, 3 INDIFERENTE, 4 DE ACUERDO, 5 TOTALMENTE DE ACUERDO	1	2	3	4	5	
<b>CONFIABILIDAD</b>	1	¿El Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, son Confiables después de mas de 60 años de servicio continuo.?						
	2	¿A su Opinión el Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, brinda confiabilidad en el suministro de la energía electrica comercial?						
	3	¿Para usted el Sistema Eléctrico de Distribución, de MT y BT es vulnerable de producirse una falla propicie su inoperatividad y/o						
	4	¿El Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, puede responder a las contingencias (fallas) que se puedan producir en cualquier						
	5	¿El Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, brinda confiabilidad en los rangos de calidad y capacidad del suministro para abastecer						
	6	¿En su Opinión se debería realizar una evaluacion del Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT. ?						
	7	¿En las condiciones actuales el Sistema Eléctrico, los costos operativos del servicio eléctrico, serían Técnicamente y Económicamente rentable?						
	8	¿Para usted se debería Modernizar el Sistema Eléctrico de la BALPA?						
	9	¿Al Modernizar el Sistema Eléctrico, estamos proporcionándole Confiabilidad a las Redes de Distribución de MT y BT actual y futura?						
	10	¿Al implementar la Automatizacion del Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, se contribuirá el servicio eléctrico hasta el usuario final?						
	11	¿Al Modernizar el Sistema Eléctrico, es posible implementarla para un entorno de Smart Grid (REI), por Fases?						
	12	¿Con un Smart Grid (REI), se posibilita se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro electrico.?						

	ITEM	RESPUESTA: 1 TOTALMENTE EN DESACUERDO, 2 EN DESACUERDO, 3 INDIFERENTE, 4 DE ACUERDO, 5 TOTALMENTE DE ACUERDO	1	2	3	4	5
SEGURIDAD	13	¿Para usted el Sistema Eléctrico de Distribución de MT (redes eléctricas, subestaciones eléctricas, cables de energía, transformadores, seccionadores, etc.), y las redes de BT (tableros eléctricos, cables, interruptores, etc.), son seguras después de más de 60 años de servicio continuo.?					
	14	¿Para usted el Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT brindan la protección y seguridad contra choque, arco eléctrico, fallas que pudieran presentarse durante la operación, mantenimiento y maniobras eléctricas?					
	15	¿Usted se sentiría seguro que el Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, lo protejera Ud. de producirse fallas en el sistema eléctrico.?					
	16	¿Para Ud. el Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, podría operar 5 años más, con la seguridad que se requiere, teniendo en cuenta su antigüedad más de 60 años?					
	17	¿El Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT, es vulnerable a la ocurrencia de cortes o una inoperatividad total, de producirse fallas en el sistema eléctrico.?					
	18	¿Para usted, se debería Modernizar el Sistema Eléctrico de la BALPA, por haber cumplido, su ciclo de vida el equipamiento, accesorios, materiales etc. ?					
	19	¿En las condiciones actuales del Sistema Eléctrico, los costos operativos del servicio eléctrico, brindan la seguridad al Sistema Eléctrico de Distribución de MT y BT?					
	20	¿Si Modernizamos el Sistema Eléctrico, le estamos brindamos Seguridad a las Redes de Distribución de MT y BT actual y futura?					
	21	¿Con un Smart Grid (REI), se asegura que el sistema eléctrico sea sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad en el suministro eléctrico.?					
	22	¿Con un Smart Grid (REI), se monitorea, protege y optimiza automáticamente las operaciones de sus elementos interconectados (transformadores, seccionadores, redes, etc.)?.					
	23	¿Al Modernizar el Sistema Eléctrico en un entorno de Smart Grid (REI), se tiene la Seguridad y Eficiencia en la utilización de los equipos eléctricos, electrónicos, electromecánico, etc.?					
	24	¿En un entorno de Smart Grid (REI), aseguramos la seguridad en sus instalaciones, con la monitorización y control en tiempo real de las fallas, en c/u de los Centros de Transformación operado a distancia?					

	ITEM	RESPUESTA: 1 TOTALMENTE EN DESACUERDO, 2 EN DESACUERDO, 3 INDIFERENTE, 4 DE ACUERDO, 5 TOTALMENTE DE ACUERDO	1	2	3	4	5
<b>CALIDAD DEL SERVICIO</b>	25	¿El Sistema Eléctrico de Distribución de MT, BT brinda calidad en el servicio eléctrico cumpliendo con la Normatividad Nacional e Internacional?					
	26	¿En su Opinión el Sistema Eléctrico de Distribución de MT, BT brinda calidad en la V, I, P, Hz, Cosφ cumpliendo con la Normatividad Nacional e Internacional?					
	27	¿Las interrupciones en el Sistema Eléctrico de Distribución de MT, BT para Ud. se encuentran dentro de lo establecido en la Normatividad Nacional e Internacional?					
	28	¿Al emplear un equipo eléctrico, electrónico, electromecánico, etc. del Sistema Eléctrico, confío en su Calidad de Suministro Eléctrico, establecido por la Normatividad Nacional e Internacional?					
	29	¿En las condiciones actuales del Sistema Eléctrico, los costos operativos del servicio eléctrico, estarían brindando Calidad en el Suministro Eléctrico de MT y BT.?					
	30	¿Para Ud. el Sistema Eléctrico de Distribución de MT, BT brinda Calidad en el Suministro Eléctrico de MT y BT. actual y futura.?					
	31	¿En su Opinión si el Sistema Eléctrico de Distribución de MT, BT de no Modernizar el Sistema Eléctrico, se corre el riesgo que se pueda presentar una paralización total de las actividades de la BALPA, con consecuencias económicas, técnicas, administrativas, humanas, etc.?					
	32	¿Se debería Modernizar el Sistema Eléctrico, para que cumpla en la Calidad en el Servicio del Suministro Eléctrico de acuerdo a la Normatividad vigente?					
	33	¿En un entorno de Smart Grid (REI), contribuiremos en Calidad del Servicio Eléctrico a los usuarios finales?					
	34	¿Con un Smart Grid (REI), se facilita un Sistema Eléctrico sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad del suministro eléctrico.?					
	35	¿Un Smart Grid (REI), la gestión, monitorización, control en tiempo real, es operado a distancia la Calidad del Servicio Eléctrico de forma eficiente.?					
36	¿Un Smart Grid (REI), con dispositivos inteligentes, es más eficiente posible, minimiza los costos así como su impacto ambiental, se maximiza la fiabilidad, estabilidad, seguridad y robustez del sistema.?						

### **10.3. Resumen Ejecutivo**

#### **Proyecto de Modernización del Sistema Eléctrico de la BALPA**

##### **a) Objetivo del Proyecto**

El objetivo principal del proyecto, radica en desarrollar el expediente técnico de modernización del sistema eléctrico, de MT y BT de la Base Aérea Las Palmas, con una operación inicial de 10 KV y preparada para 22.9 KV, como la Fase 0 hacia un entorno de Smart Grid (REI), Fase 1 a la Fase 3, en el mediano plazo.

##### **b) Antecedentes del Proyecto**

El sistema eléctrico de la BALPA, cuentan con más de 60 años de funcionamiento, en consecuencia, el diseño de las Redes de Media Tensión en 2.3 KV han quedado obsoletas puesto que dicha tensión de servicio no se usa debido a que encarece los componentes eléctricos en Media Tensión y Baja Tensión, asimismo por su antigüedad origina pérdidas y caída de tensión no permisible en concordancia con las Normas del Ministerio de Energía y Minas.

La concesionaria Luz del Sur, en diferentes oportunidades ha cursado documentos a la Fuerza Aérea del Perú – BALPA, solicitando el cambio el nivel de tensión en Media Tensión, debido a que han detectado que continuamente el consumo de energía eléctrica supera la Máxima Demanda de la Potencia Contratada (500 KW), por la antigüedad de las Redes de Media Tensión y el incremento de nuevas construcciones en el tiempo, así como la antigüedad de los materiales eléctricos que han superado su tiempo de vida útil, además dicha empresa según su programa de inversiones está realizando remodelaciones de Redes Eléctricas, en su Área de Concesión cambiando las Redes de a 22.9 kV con una operación inicial de 10 KV.

##### **c) Descripción del Área del Proyecto**

###### **1) Ubicación Geográfica.**

El proyecto se encuentra ubicado en la Av. Jorge Chávez S/N Segunda Región Aérea Territorial-Base Aérea Las Palmas del Distrito de Santiago de Surco, Provincia de Lima del departamento y región de Lima.

- Coordenadas                      12° 09 3´S, 77° 00 1´W
- Altitud                              10 m.s.n.m
- Orientación                      02:20

## 2) Condiciones Climatológicas.

Afirman los más connotados historiadores y pensadores peruanos que la indisciplina proverbial del limeño empieza con la meteorología. La cercanía de Lima y toda la franja costera peruana con la línea ecuatorial supone un clima cálido y tropical. Pero no es así. El clima que la ciudad de Lima ofrece al viajero es templado y variado.

La zona costera es cálida en el verano; y templada, con mucha humedad y muy escasas precipitaciones pluviales en el invierno. La zona serrana, ya en los alrededores de Lima y de acuerdo a la altitud, es templada, fría y glacial.

Estas características son determinadas por la presencia de la fría Corriente de Humboldt a lo largo del litoral peruano. Ella define la carencia casi absoluta de lluvias, del alto grado de humedad que llega hasta un 98%, y las moderadas temperaturas que son típicas de la Costa Central

## 3) Vías de acceso.

El acceso a la ciudad de lima es por:

Vía Aérea:

Todos los vuelos internacionales llegan y parten del Aeropuerto Internacional Jorge Chávez, ubicado en la Provincia Constitucional del Callao, a 20 minutos del centro de Lima y a 40 minutos del distrito de Santiago de Surco. Es administrado en la actualidad por el consorcio internacional Lima Airport Partners.

Vía Terrestre:

Existen tres ingresos terrestres a la Ciudad de lima que son las siguientes:

- Por el norte: por la Panamericana Norte pasando por Ancón.
- Por el sudeste: por la Carretera Central pasando por Chosica.
- Por el sur: Por el panamericano sur pasando por Pucusana

Vía Marítima:

En la actualidad cada vez más líneas de cruceros están arribando a Lima como parte de su gira por Sud América, incluyendo Cunard, Princess Cruises y Hapag Lloyd, entre otras. El puerto utilizado por estas líneas es:

- Callao (Provincia Constitucional del Callao - Lima).

#### 4) Actividad Económica y Social

El crecimiento de las metrópolis en América Latina, de manera tan hipertrofiada y desproporcionada que se le ha dado en calificar de "macrocefálico", es otra expresión de los grandes desequilibrios a nivel del territorio. El caso peruano es otra vez uno de los más notorios en América Latina: la concentración económica, administrativa y política de Lima Metropolitana que alberga hoy en día alrededor de 14 millones de habitantes, corresponde al hecho de que hoy día esa ciudad es más de 10 veces mayor en tamaño que la segunda en rango en el país, Arequipa. Los indicadores de concentración económica ilustran por sí solos esa posición: Allí se expresa claramente que la división social del trabajo a nivel del territorio es muy poco avanzada, las empresas siendo localizadas preferencialmente en una metrópoli, donde se puede encontrar fácilmente una fuerza de trabajo cuya reproducción es asumida por el ámbito urbano. Efectivamente, Lima concentra al mismo tiempo la mayor parte de las actividades económicas urbanas anexas, en la industria de la construcción, comercio (60 % del valor a. en 2006), servicios, etc.

#### 5) Alcances del Proyecto

Contenido del proyecto.

El Proyecto comprende el diseño de lo siguiente.

- Red Primaria : Trifásico operación inicial de 10KV / 22.9 kV.
- Red Secundaria: 220V, 3ø, (Trifásico)

#### 6) Características del Equipamiento Electromecánico de las Redes Eléctricas

- Redes Primarias (MT)

- Tensión : 22.9 kV/10 KV tensión de operación
- Sistema adoptado : Subterráneo
- Instalación : Ductos de concreto para cruce de vías
- Tipo de Distribución : 3ø, tres conductores
- Material del conductor : N2XSY 18/30 kV
- Sección : 50mm<sup>2</sup>

- Bases de Cálculo

Los parámetros considerados para el dimensionamiento de la red de media tensión y del sistema de protección son los siguientes:

- Caída máxima permisible de tensión : 5%
- Tensión MT : 10 KV - 22.9 kV
- Factor de potencia : 0.85
- Frecuencia : 60 Hz.
- Potencia a contratar : 1,500 kW.
- Potencia de cortocircuito : 175 MVA 10 KV/350 MVA 22.9 KV
- Tiempo de actuación de la protección: 0.2 seg
- Sección del cable Subterráneo : 50 mm<sup>2</sup>.
- Tipo de cable : N2XSY – 18/30 kV.
- Grupo de Conexión del Trafo : Dyn5 – Vcc 4%
- Capacidad del cable : 188 A (norma LDS CD-9-320)



- Tensión BT : 220 voltios
- Temperatura del suelo : 25°C
- Separación entre cables horizontal : 7cm
- Resistividad térmica suelo : 150°C-cm/W
- Profundidad de instalación : 1m
- Centros de Transformación a nivel – Celdas Modulares con Transformadores Tipo Seco en Resina Encapsulada
  - Potencia Nominal : 50, 75, 100, 160, 200, 300, 400 kVA
  - Tipo y Grupo de conexión : Trifásicos, Dyn5
  - Frecuencia : 60 Hz.
  - Relación de Transformación : 10- 22.9 / 0.23 kV.
  - Grupo de Conexión del Trafo : Dyn5 – Vcc 4%
  - Altitud de trabajo : 1000 m.s.n.m.
  - Puesta a tierra : Puesta a tierra, tipo varilla con sus respectivas cajas de registro.
- Redes Secundarias (BT)
  - Tensión de servicio : 220 V, 3ø. Red Subterránea
  - Frecuencia : 60 Hz.
  - Tipo de conductores : NYY, de secciones:
    - Para la conexión a los tableros eléctricos de distribución de: 3x35 mm<sup>2</sup>. 3x50 mm<sup>2</sup>.3x70 mm<sup>2</sup>. 3x95 mm<sup>2</sup>.3x120 mm<sup>2</sup>.3x150 mm<sup>2</sup>.
    - Para conexión al alumbrado público (AP) 3x16 mm<sup>2</sup> y 2 x 16 mm<sup>2</sup>
  - Distribución (A.P.) : 1ø, 3ø

7) La Elaboración del Proyecto se Aplicará dentro de otras en las siguientes

## Normas

- MEM/DEP-312 - Especificaciones técnicas de montaje para líneas y redes primarias (DGE).
- MEM/DEP-501 - Bases para el diseño de líneas y redes primarias (DGE).
- MEM/DEP - Armados y detalles para líneas y redes primarias (DGE).
- CNE - Código Nacional de Electricidad (Suministro– Utilización).
- NTCSE - Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos.
- Norma de distribución de Luz del Sur.

Asimismo, se ha tomara en cuenta las siguientes Normas Internacionales:

- NESC - National Electrical Safety Code.
- U.S. - Bureau of Reclamation - Standard Design.
- VDE 210 - Verband Deutscher Electrotechniker.
- IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- ANSI - American National Standard Institute.
- IEC - International Electrotechnical Comission.

## 8) Máxima Demanda

La máxima demanda eléctrica ha sido determinada en base al Código Nacional de Electricidad (Utilización).

## 9) Del Suministro de materiales

El contratista se encargará del suministro de la totalidad de materiales, para la ejecución de la obra se sugiere el sistema de contratación a Suma Alzada, con un plazo de ejecución de 120 días calendarios.

El contratista deberá respetar las especificaciones técnicas y tabla de datos garantizados indicados en la parte 2 del presente expediente técnico, cuyos valores son límites de prestaciones mínimas que deben cumplir los

equipos.

Podrán ser aceptados todos aquellos suministros cuyas especificaciones técnicas ofrezcan mejores y superiores prestaciones a las indicadas en la tabla de datos garantizados.

Esto deberá ser aprobado por la supervisión de Electro Ucayali S.A. y administrador de contrato. Las observaciones a que hubiera lugar se registrarán y decidirán en última instancia por el cumplimiento de la tabla de datos garantizados del presente expediente técnico.

Todos los materiales deberán ser suministrados por la Contratista en los almacenes o campamentos designados para estos fines. Estos materiales deberán pasar una inspección previa a su instalación, donde se deberán separar los materiales defectuosos y proceder a su reposición correspondiente.

Para la ejecución de la obra, el contratista adquirirá los materiales complementarios y equipos necesarios, a fin de cumplir con la ejecución de la obra.

El contratista deberá proporcionar el personal, los equipos y herramientas de carga, descarga y transportes necesarios hasta el lugar de la obra, a fin de cumplir con los objetivos del Proyecto.

#### 10) Del Transporte

El transporte de los suministros, deberá realizar en el medio que la contratista estime conveniente, cuidando garantizar la integridad de los mismos, a fin de evitar daños que perjudiquen la calidad de los suministros, para ello se deberá prever un medio adecuado con las garantías del caso. Los suministros que presentes defectos originados por el transporte deberán ser cambiados.

El embalaje y transporte serán de responsabilidad, de la contratista y deberán considerar la señalización adecuada a fin, de realizar la entrega dentro del plazo establecido.

El metrado y presupuesto del presente expediente técnico, está desarrollado en base a precios de todos los suministros puestos en la obra, por lo que deberá quedar claramente entendido que los costos en que se incurran para el suministro y montaje del presente proyecto serán de cuenta y responsabilidad del contratista.

#### 11) Del Montaje Electromecánico.

El contratista deberá realizar una inspección. previa a las instalaciones para definir las actividades. que deberá realizar a fin de cumplir con el objetivo de la prestación.

El montaje electromecánico. deberá desarrollarse en base a las especificaciones técnicas del presente expediente técnico. y de aquellas variantes que se aprueben en el expediente de replanteo. de la obra con su respectivo detalle de ingeniería.

Todos los suministros necesarios. para realizar el montaje y la puesta en servicio de la obra serán de cargo y responsabilidad de la contratista.

Dentro de su propuesta económica. deberá evaluar en forma adecuada el monto correspondiente al transporte de suministros. desde su almacén central hasta el lugar de la obra, teniendo en cuenta que las zonas a electrificar no son colindantes.

Las labores de montaje electromecánico. deberán respetar las consideraciones descritas en el Código Nacional de Electricidad y en el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional. del Sub sector de Electricidad.

#### 12) Punto de Alimentación y/o Conexión

El punto de alimentación sugerida por la Concesionaria (Luz del Sur), está ubicado en el plano correspondiente al expediente técnico del presente proyecto.

#### 13) Del replanteo de la obra

El replanteo de la obra y detalle de ingeniería deberá ser desarrollado en forma conjunta entre el residente e inspector de obra.

#### 14) Procedimientos para la Ejecución de los Trabajos

La Concesionaria eléctrica Luz del Sur S.A. aprobará el proyecto del Sistema de Utilización en Media Tensión 22.9 KV (Tensión de operación inicial en 10 KV), el que será elaborado en la Etapa de Inversión para ser entregará al contratista, que realizará la obra.

Se sugiere que la obra sea ejecutada bajo el sistema de contratación a Suma Alzada.

En base al cronograma actualizado en el replanteo y aprobado por el supervisor, se dará inicio a la ejecución de la obra.

Para la ejecución de la presente obra, sólo será necesario realizar una interrupción del suministro eléctrico en la cual se realizará la conexión de las redes primarias o secundarias una vez concluidas todas las obras civiles y electro mecánicas, por lo cual es necesario que el contratista, permanentemente se encuentre actualizando el cronograma de ejecución y realizar con la supervisión las coordinaciones con la debida anticipación, para la obtención de las autorizaciones respectivas, con el fin de cumplir con los procedimientos establecidos en la Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos.

La Supervisión no está obligada a autorizar interrupciones que no cumplen con los procedimientos establecidos en la NTCSE y la falta de dicha autorización no podrá ser motivo de reclamo alguno, ni ampliación de plazo.

Será de exclusiva responsabilidad del contratista la elaboración de procedimientos adecuados para la correcta ejecución de la obra.

El residente de obra, será el responsable de que todos los materiales y equipos sean tratados é instalados en forma cuidadosa y aceptable, de acuerdo a las recomendaciones técnicas y la buena práctica profesional.

El contratista debe contar con sus propios implementos de seguridad,

herramientas e instrumentos para la ejecución de la obra, con movilidad propia para el traslado del su personal. Asimismo, las comunicaciones telefónicas, alimentación, útiles de escritorio, equipos de cómputo y otros, serán asumidas íntegramente por el contratista.

Así mismo el contratista deberá cumplir con las normas de seguridad, el CNE y demás normas relacionadas con este tipo de obras.

Durante la ejecución de los trabajos, el Ingeniero Residente deberá comunicar semanalmente por escrito al Concesionario las obras a ejecutar. La falta de tal aviso será interpretada por la Supervisión como que no se realizará el avance de las obras. El Ingeniero Inspector de la obra efectuará inspecciones de las obras en ejecución en el instante que lo crea conveniente dentro del horario normal de labores del Concesionario. El Ingeniero Residente dará las facilidades respectivas al Ingeniero Supervisor para la realización de la inspección.

Las observaciones encontradas deberán ser comunicadas de inmediato al Ingeniero Residente y de considerar necesario serán consignados en el cuaderno de obra físico y/o digital. En caso que no estuviera presente el Ingeniero Residente y no estuviera a disposición el cuaderno de obra físico y/o digital, el Concesionario enviará las observaciones dentro de los cinco (5) días útiles inmediatos siguientes a la oficina del Contratista Especialista, amparo en lo dispuesto en la ley de contrataciones y adquisiciones del estado. Esta comunicación deberá ser notificada a la dirección legal indicada en el contrato, en caso no hubiera personal para recibir la documentación, esta deberá ser notificada notarialmente y en caso existan anexos, estos quedarán en custodia de la notaría hasta que el responsable o representante legal de la contratista recabe los anexos o documentación complementaria correspondiente.

Los aspectos observados deberán ser subsanados o explicados adecuadamente por el Ingeniero Residente; la falta de acción al respecto dará motivo a que el Inspector de obra continúe consignando el asunto en el cuaderno de obra y en las comunicaciones respectivas; de persistir las

observaciones más allá de un tiempo prudencial.

El Ingeniero Residente comunicará al Inspector el levantamiento de observaciones. De considerar necesario, lo efectuará mediante carta o lo anotará en el cuaderno de obra. El Ingeniero Residente podrá formular sus consultas haciendo uso del cuaderno de obras, las que serán atendidas dentro de los cinco (5) días útiles o dentro del plazo que establece la ley.

Los equipos y materiales a instalar en la obra deberán ser nuevos y cumplir con las especificaciones técnicas establecidas en el presente expediente técnico.

Durante la ejecución de las obras, el personal del Contratista, el Ingeniero Residente y el Inspector deberán cumplir y hacer cumplir las normas de seguridad contenidas en el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub sector Electricidad. Toda la obra, objeto del presente contrato será ejecutada de la manera prescrita en los documentos contractuales y en donde no sea prescrita, se harán de acuerdo con las directivas del supervisor.

El contratista y la supervisión acordarán antes del inicio del montaje, las partes ó piezas importantes cuyo montaje requiere la autorización de la Supervisión. Ninguna parte o pieza importante de la obra, podrá ser montada sin que el contratista haya solicitado y obtenido de la supervisión, la autorización escrita, quien deberá otorgar en el plazo más breve, salvo por razones justificadas.

El contratista se compromete a mantener en la obra, de acuerdo con los requerimientos de la misma, equipo de construcción y montaje adecuado y suficiente, el cual deberá mantenerse permanentemente en condiciones operativas. Si en cualquier momento, anterior a la aceptación provisional, la Supervisión encontrase que, a su juicio, cualquier parte de la obra, suministro ó material empleado por el contratista, es o son defectuosas ó están en desacuerdo con los documentos contractuales, avisará al contratista para que este disponga el reemplazo del material impugnado.

El contratista será el responsable de los daños ó pérdidas de cualquier naturaleza y que por cualquier causa pueda experimentar la obra hasta su recepción provisional, extendiéndose tal responsabilidad a los casos no imputables al contratista. El contratista será el único responsable de las reclamaciones de cualquier carácter a que hubiere lugar por los daños causados a las personas o propietarios por negligencia en el trabajo ó cualquier causa que le sea imputable; deberá en consecuencia, reparar a su costo.

#### 15) De la Programación de los Trabajos

Antes del inicio de la obra, El Contratista entregará a la supervisión, un expediente de replanteo, donde se debe acompañar un diagrama PERT-CPM y un diagrama de barras (GANTT) de todas las actividades que desarrollará y el personal que intervendrá con indicación del tiempo de su participación. Los diagramas serán los más detallados posibles, tendrán estrecha relación con las partidas del presupuesto.

En este diagrama deberá considerarse las fechas y horarios en los cuales se realizarán interrupciones de servicio eléctrico para el proceso de puesta en servicio de las instalaciones. A pesar de que los tiempos en esta propuesta son tentativos, deberán ajustarse a las condiciones generales de ser en una sola fecha que debe coincidir con un domingo y por un tiempo que no demande más de 4 horas de interrupción.

El cronograma de obra deberá considerar los días que demande la culminación del montaje, tiempo de trámite para las pruebas en blanco de las instalaciones y el tiempo para las conexiones a la red de energía o puesta en servicio.

#### 16) Del Cuaderno de Obra Físico y/o Digital

El contratista deberá llevar al día, un cuaderno de obra físico y/o digital, donde deberá anotar las ocurrencias importantes que se presenten durante el desarrollo de los trabajos, así como los acuerdos de reuniones efectuadas en obra entre el residente y el inspector.



El cuaderno de obra físico y/o digital, será debidamente foliado y legalizado hoja por hoja, y será firmado por el ingeniero residente e inspector de obra en todas sus páginas.

Cuando las circunstancias lo propicien, este cuaderno de obra físico y/o digital, podrá ser también utilizado para comunicaciones entre el contratista y el inspector de obra.

Desde la fecha de inicio de obra y una vez cumplidos los requisitos exigidos en el contrato para este fin, el cuaderno de obra físico y/o digital, deberá permanecer en la obra, en el almacén destinado para este fin y como parte de las obligaciones contractuales del contratista.

#### 17) Del Personal

El contratista presentará a la supervisión un organigrama de todo nivel, este organigrama deberá contener particularmente:

- Nombres y calificaciones del o de los representantes calificados y habilitados para resolver cuestiones técnicas y administrativas relativas a la obra.
- Nombre y calificaciones del o de los Ingenieros de montaje.
- Nombre y calificación del o de los jefes montadores.

El contratista deberá comunicar al Supervisor de cualquier cambio en su organigrama.

El trabajo debe ser ejecutado en forma eficiente, por personal idóneo, especializado y debidamente calificado para llevarlo a cabo de acuerdo con los documentos contractuales.

A solicitud de la supervisión, el contratista despedirá a cualquier persona desordenada, peligrosa, insubordinada, incompetente ó que tenga otros defectos a juicio de la supervisión. Tales destituciones no podrán servir de base a reclamos o indemnizaciones contra el propietario ó la supervisión.

El contratista deberá observar todas las leyes, reglamentos, medidas y

precauciones que sean necesarias para evitar que se produzcan condiciones insalubres en la zona de los trabajos y en sus alrededores.

En todo tiempo, el contratista deberá tomar las medidas y precauciones necesarias para la seguridad de los trabajadores, prevenir y evitar accidentes y prestar asistencia en su personal, respetando los reglamentos de seguridad vigentes.

Todo el personal deberá contar con sus implementos de seguridad de acuerdo a lo estipulado en el RHOSSE, así mismo deberán contar con las pólizas de seguro correspondientes y de acuerdo a ley.

#### 18) De la Supervisión

La obra se ejecutará bajo una permanente supervisión; por parte de los ingenieros responsables a fin de asegurar el estricto cumplimiento de los documentos contractuales, de las normas de seguridad y del CNE.

Luz del Sur S.A. Comunicará al contratista, el nombre del Ingeniero asignado como Inspector de la Obra, quien estará habilitado para resolver las cuestiones técnicas relativas a la obra; así mismo se designará un administrador de contrato para controlar y verificar las labores administrativas relativas a la obra, en concordancia con lo estipulado en el Título V, Capítulo III del Reglamento de la Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado.

#### 19) De las Pruebas y Puesta en Servicio

Para la programación de las Pruebas de las instalaciones, el ingeniero residente deberá coordinar con el inspector la programación de la fecha y hora para las Pruebas "en blanco" de toda la obra, adjuntando dos (02) copias del expediente final de construcción, firmado y sellado por el Ingeniero Residente, que comprende:

- Memoria descriptiva.
- Especificaciones técnicas.

- Planos de construcción.
- Copia certificada del Protocolo de Pruebas de los transformadores de Potencia.
- Protocolo de pruebas de los pararrayos.
- Inventario valorizado y copia de las facturas de los materiales utilizados.

En un plazo no mayor de tres (03) días útiles contados a partir de la solicitud realizada por el residente, el inspector revisará la documentación presentada y realizará el protocolo de inspección y pruebas.

En la fecha y hora fijada para la inspección y pruebas eléctricas, el residente y el Inspector deberán disponer los recursos humanos, equipos y herramientas necesarias para llevar a cabo las pruebas con seguridad; también, deben tener las instalaciones preparadas y de fácil acceso para la inspección y supervisión correspondiente. El personal, materiales y equipo necesario para la ejecución de las pruebas de puesta en servicio, estarán a cargo del Contratista.

Las pruebas que deberán realizarse son las siguientes:

- Pruebas de continuidad
- Deben efectuarse desde los extremos del cable o conductor, cortocircuitando el otro extremo del mismo.
- Resistencia de Puesta a Tierra
- Debe verificarse los valores de resistencia de puesta a tierra de todos los pozos que conforman el sistema de distribución primaria y secundaria, estipulados en el Código Nacional de Electricidad.

Con el sistema energizado por el Concesionario, se verificará lo siguiente:

- Encendido de lámparas.
- Tensión y secuencia de fases.

Luz del Sur S.A. podrá realizar las mediciones necesarias a fin de verificar

los estándares de calidad fijados en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Al final de las pruebas se levantará un Acta, en el cual se consignará los resultados obtenidos, así como las posibles observaciones. El Acta será elaborada, por duplicado y estará suscrita por el Ingeniero Residente y el Ingeniero Inspector, copia del Acta deberá ser entregada a la Entidad junto con el expediente de construcción revisado.

En caso que las pruebas arrojen resultados no satisfactorios, el Contratista deberá subsanar las deficiencias u omisiones encontradas. El Ingeniero Residente comunicará al Ingeniero Inspector el levantamiento de observaciones para realizar las pruebas dentro de los siguientes siete (07) días útiles.

Con el Acta de Pruebas satisfactorias, el Contratista en coordinación con el Inspector de obra solicitará, a la Entidad la recepción y puesta en servicio de la obra

Se consideran como aceptables los siguientes valores de aislamiento:

#### **PARA LAS REDES PRIMARIAS**

Tipo de Condiciones	Red de Distribución Primaria	
	Aéreas	Subterráneas
Condiciones normales <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Entre fases</li><li>▪ De fase a tierra</li></ul>	100 MΩ 50 MΩ	50 MΩ 20 MΩ
Condiciones húmedas <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Entre fases</li><li>▪ De fase a tierra</li></ul>	50 MΩ 20 MΩ	50 MΩ 20 MΩ

#### **PARA LAS REDES SECUNDARIAS Y DE ALUMBRADO PÚBLICO**

Tipo de Condiciones	En Redes de Alumbrado Público		En Subsistema de Distribución Secundaria	
	Aéreas	Subterráneas	Aéreas	Subterráneas
Condiciones normales				
Entre fases	50 MΩ	10 MΩ	50 MΩ	20 MΩ
De fase a tierra	20 MΩ	5 MΩ	20 MΩ	10 MΩ
Condiciones húmedas				
Entre fases	20 MΩ	5 MΩ	20 MΩ	10 MΩ
De fase a tierra	10 MΩ	5 MΩ	10 MΩ	5 MΩ

Las pruebas de aislamiento del Subsistema de Distribución Secundaria, deberán efectuarse con los bornes de los dispositivos de maniobra y protección, (instalados en las cajas de conexión) sin conectarse a las acometidas.

Las pruebas de aislamiento, de la red de alumbrado público deberán efectuarse sin conectar, los cables o conductores de alimentación a la base porta fusible o dispositivo de protección.

## 10.4. Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED)



Equipo eKorGID



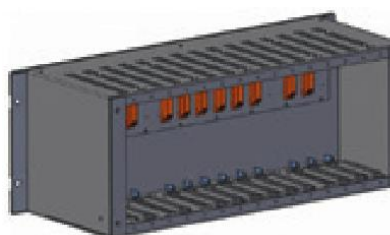
Unidad de control integrado eKorRCI



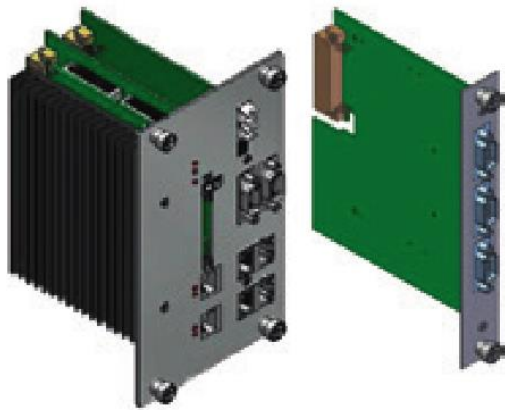
Monitorización de la red de BT



Equipo receptor de BT



Equipo INGESAS desarrollado por Ingeteam Technology (iNodeSE)



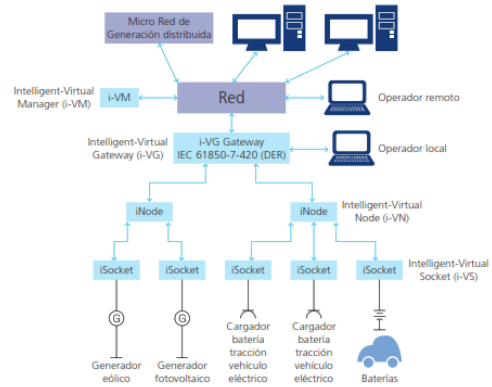
Módulos del equipo INGESAS (iNodeSE)



NodeCT desarrollado porGPtech



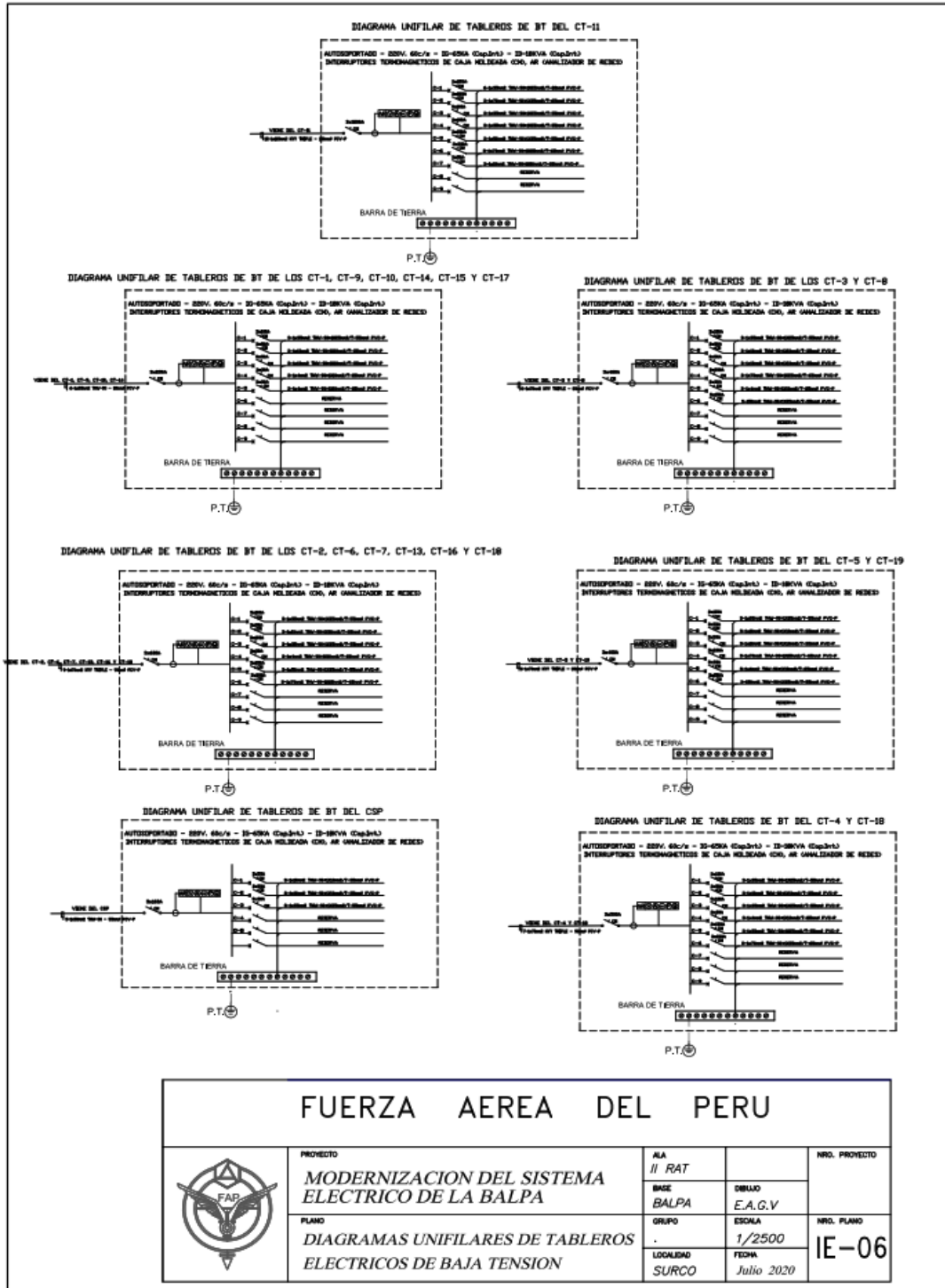
Tarjeta Rabbit RCM4000 del iSocket



Esquema de arquitectura de control

## 10.5. Planos

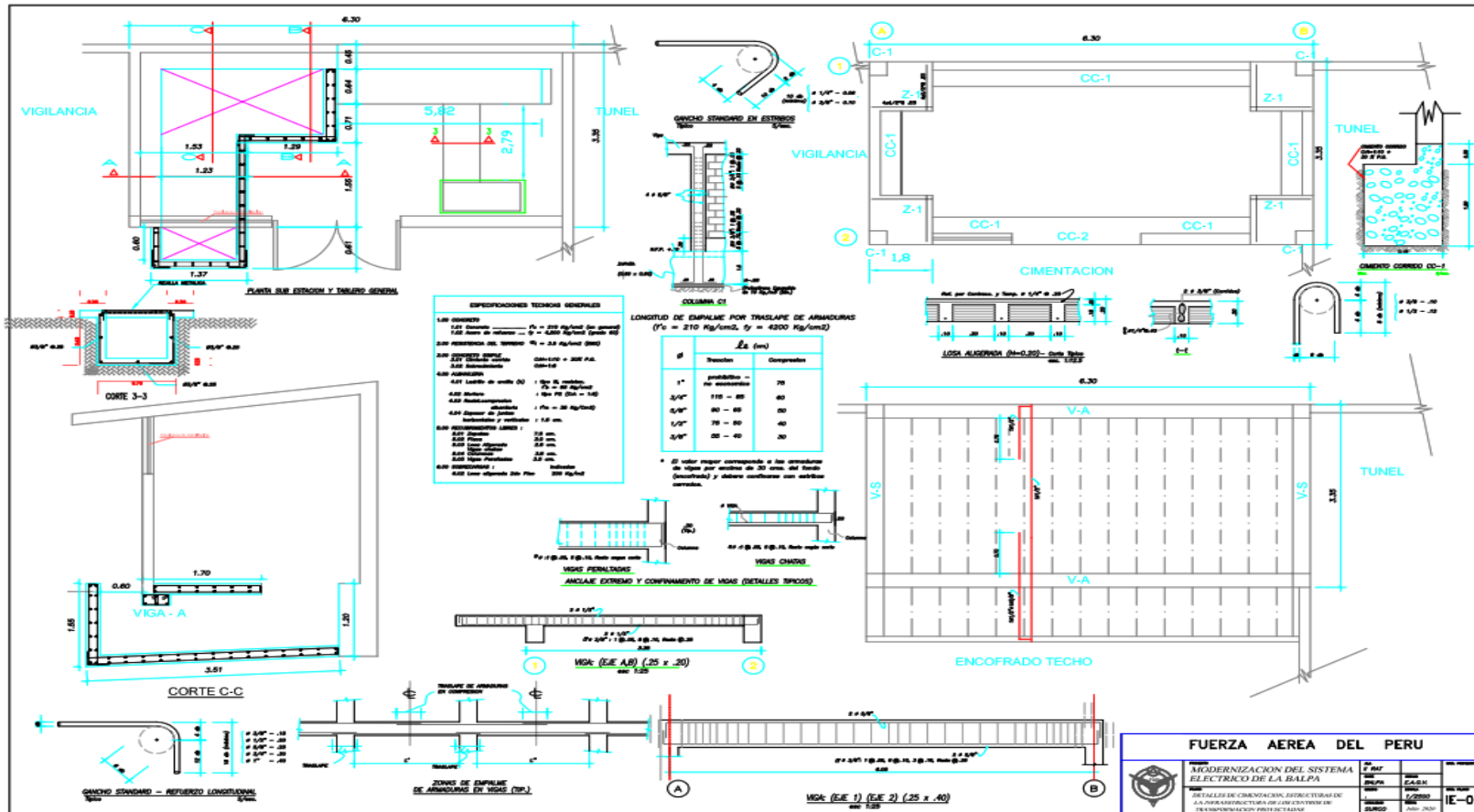
### PLANO DE DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS TABLEROS DE BT.



Fuente: Elaboración propia.



.PLANO DE LA CIMENTACION ESTRUCTURAS DE LOS CENTRO DE TRANSFORMACION (CT)



Fuente: Elaboración propia.