



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA Y REDES
DE COMUNICACIÓN

“DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y BACKUP DE ENERGÍA CON LA NORMA ICREA STD-131-2015 MEDIANTE COGENERACIÓN CON PANELES SOLARES PARA EL DATA CENTER DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE”

TRABAJO DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN ELECTRÓNICA Y REDES DE COMUNICACIÓN

AUTOR: CALDERÓN LEÓN CARLOS ANDRÉS

DIRECTORA: MSc. SANDRA KARINA NARVÁEZ PUPIALES

Ibarra – Ecuador

2019



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
BIBLIOTECA UNIVERSITARIA
AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA
UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art.144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DEL CONTACTO

Cédula de Identidad:	100326762-0
Apellidos y Nombres:	Calderón León Carlos Andrés
Dirección:	Atuntaqui, Calles Gral. Enríquez y Espejo
E-mail:	cacalderonl@utn.edu.ec
Teléfono fijo:	062-907-477
Teléfono móvil:	0987245769

DATOS DE LA OBRA

Título:	Diseño del Sistema Eléctrico y backup de energía con la norma ICREA STD-131-2015 mediante cogeneración con paneles solares para el Data Center de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas de la Universidad Técnica del Norte.
Autor:	Calderón León Carlos Andrés
Fecha:	Noviembre de 2019
Programa:	Pregrado
Título:	Ingeniero en Electrónica y Redes de Comunicación
Directora:	MSc. Sandra Karina Narváez Pupiales



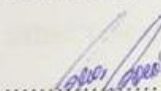
UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

2. CONSTANCIAS

El Autor manifiesta que la obra objeto de la presente Autorización es original y se la desarrollo, sin violar derechos de Autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 29 días del mes de Noviembre del 2019

EL AUTOR:


.....
Carlos Andrés Calderón León

CC: 100326762-0



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CERTIFICACIÓN

MAGISTER SANDRA NARVÁEZ, DIRECTORA DEL PRESENTE TRABAJO DE TITULACIÓN CERTIFICA:

Que, el presente Trabajo de Titulación “Diseño del Sistema Eléctrico y backup de energía con la norma ICREASTD-131-2015 mediante cogeneración con paneles solares para el Data Center de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas de la Universidad Técnica del Norte”. Ha sido desarrollado por el señor Carlos Andrés Calderón León bajo mi supervisión.

Es todo en cuanto puedo certificar en honor a la verdad.

MSc. Sandra Narváez

DIRECTORA

DEDICATORIA

A mi madre que ha soportado tanto por verme triunfar en la vida.

A mi abue quien me enseñó cariño y compasión por todos los seres vivos.

A mí, que cada día realizó todo cuanto pudo hacer, aún en las circunstancias más adversas, a mi obstinación por culminar, a mi curiosidad para conocer mucho más de lo que cualquiera desearía conocer.

A todo aquel que con su coraje y su firmeza se dedica a hacer su mundo y el de quienes le importan mejor, cuidando la vida misma, desarrollando, capacitando, enseñando, demostrando.

“Nadie que haya dado lo mejor de sí mismo lo ha lamentado nunca” -George Halas.

“Si no te gusta cómo son las cosas, cámbialas” -Jim Rohn.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a quienes me formaron en pequeña o gran medida, a quienes pese aún ya no estar me apoyaron para poder continuar, a quienes con su ejemplo me enseñaron a entender mejor, a quienes fueron mis compañeros, a los pocos de ellos que pueden llamarse amigos míos; infinitamente les estoy agradecido por compartir sus conocimientos en ese momento que nos cruzamos e intentar engrandecerme un poco con sus distintas experiencias.

Solo queda mencionar gracias a quien me acompaña hoy por levantarme y empujarme cuando lo necesité.

Gracias a todos.

ÍNDICE GENERAL

Contenido

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE.....	II
CONSTANCIA.....	¡Error! Marcador no definido.
CERTIFICACIÓN	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTO	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VII
Contenido	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XV
ÍNDICE DE FÓRMULAS.....	XVI
RESUMEN.....	XVII
ABSTRACT	XVIII
1. CAPÍTULO I.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.1.1 Problema de investigación.....	1
1.1.2 Antecedentes.....	2
1.1.3 Objetivo General.....	3
1.1.4 Objetivos Específicos.....	3
1.1.5 Alcance.....	4
1.1.6 Justificación.....	5
2. CAPÍTULO II.....	7
2.1 Marco Teórico	7
2.1.1 Data Center.....	7
2.1.1.1 Subsistemas de un Data Center.....	8
2.1.1.1.1 Subsistema Eléctrico.....	8
2.1.1.1.2 Subsistema Electrónico y de Comunicaciones.....	8
2.1.1.1.3 Subsistema de Infraestructura.....	9
2.1.1.1.4 Subsistema de Climatización.....	9
2.1.1.2 Normativas.....	9
2.1.1.2.1 Norma ANSI/TIA/EIA-942.....	10

2.1.1.2.2	Norma UPTIME INSTITUTE.	10
2.1.1.2.3	Norma ICREA-STD-131-2015.	11
2.1.1.3	Comparativa de las Normas Respecto a Parámetros del Subsistema Eléctrico.	11
2.1.2	Subsistema Eléctrico ICREA-STD-131-2015.	13
2.1.2.1	Sistema de Puesta a Tierra (SPAT).	13
2.1.2.1.1	Método para Calcular la Puesta a Tierra.	16
2.1.2.1.2	Determinación del Calibre del Conductor para el SPAT.	20
2.1.2.1.3	Malla de Referencia de Alta Frecuencia.	25
2.1.2.2	Acometidas.	25
2.1.2.2.1	Acometida Eléctrica y Medición.	26
2.1.2.2.2	Cálculo de la Acometida Eléctrica.	27
2.1.2.3	Alimentadores Eléctricos.	28
2.1.2.3.1	Calibre del Alimentador.	28
2.1.2.3.2	Calibre del Neutro.	28
2.1.2.3.3	Selección del Conductor – Criterio por Corrientes.	29
2.1.2.3.4	Selección del Conductor – Criterio por Caída de Voltaje (ΔV).	32
2.1.2.4	Longitud de Circuito.	33
2.1.2.5	Aislamientos Permitidos.	33
2.1.2.6	Tomas y Clavijas.	34
2.1.2.7	Servicios por Circuito.	34
2.1.2.8	Canalizaciones.	34
2.1.2.9	Soportes.	36
2.1.2.10	Identificaciones.	36
2.1.2.10.1	Identificación de Circuitos.	37
2.1.2.10.2	Identificación de Canalización.	37
2.1.2.10.3	Identificación de Interruptores.	38
2.1.2.11	Protecciones.	39
2.1.2.12	Supresores de Transitorios.	39
2.1.2.13	Tableros Eléctricos.	40
2.1.2.14	Sistemas de Medición.	41
2.1.2.15	Grupo Electrónico de Energía de Respaldo.	41
2.1.2.16	Tableros de Transferencia Automática (ATS).	43
2.1.2.17	Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (UPS o SAI).	43

2.1.2.17.1	UPS Modulares.....	44
2.1.2.17.2	Interruptor Externo de Mantenimiento.	45
2.1.2.17.3	Redundancia de UPS.	46
2.1.2.17.4	Potencia de UPS.	46
2.1.2.18	Surge Protection Devices (SDP).	47
2.1.2.19	Baterías.	47
2.1.2.19.1	Estado de las Baterías.	48
2.1.2.20	Sistemas de Iluminación.....	50
2.1.2.21	Aire Acondicionado.	50
2.1.2.22	Sustentabilidad.....	51
2.1.2.23	Cogeneración.	51
2.1.3	Energías Renovables.	52
2.1.3.1	Energía Solar.	52
2.1.3.2	Radiación Solar.....	53
2.1.3.3	Geometría Solar.	59
2.1.3.4	Recorrido Óptico de la Radiación Solar.	60
2.1.3.5	Irradiación Sobre Placas Solares en Superficies Inclinadas.....	61
2.1.3.6	Horas de Sol Pico (H.S.P.).	62
2.1.3.7	Panel Fotovoltaico.....	63
2.1.4	Consideraciones para el Diseño.	66
2.1.4.1	Consideraciones para la instalación de paneles solares fotovoltaicos.	66
2.1.4.2	Tipo de servicio eléctrico.....	68
2.1.4.3	Selección de Tecnología Adecuada, Cálculo para el Diseño y Parámetros a Considerar.....	69
2.1.4.3.1	Sistema Solar Off-GRID (aislado o autónomo).....	70
2.1.4.3.2	Sistema Solar On-GRID (interconectado).	70
2.1.4.4	Conexionado de Paneles Solares.....	73
2.1.4.4.1	Conexión de Paneles Solares en Paralelo.....	73
2.1.4.4.2	Conexión de Paneles Solares en Serie.	74
2.1.4.4.3	Conexión Mixta de Paneles Solares.....	75
2.1.4.4.4	Conexión de Paneles Solares – Caso Especial.....	75
2.1.4.5	Instalación de Puesta a Tierra Física.....	76
2.1.4.6	Orientación y Mantenimiento de los Paneles Solares.....	77

2.1.4.7	Protecciones para Sistemas Solares Fotovoltaicos.	78
2.1.4.8	Placas Solares: Caja de Conexiones y Diodos de Protección (Bypass).	79
2.1.4.9	Funcionamiento de un Panel Solar Conectado a un Regulador y Batería.	79
2.1.4.10	Tipos de Baterías para Sistemas Fotovoltaicos.	80
2.1.4.11	Inversor.	82
2.1.4.11.1	Inversor Solar Fotovoltaico.	82
2.1.4.11.2	Parámetros Fundamentales de un Inversor Solar.	84
2.1.4.11.3	Tipos de Inversores Fotovoltaicos.	85
2.1.4.11.4	Aislamiento Eléctrico de un Inversor.	87
2.1.5	Cálculo y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos.	87
2.1.5.1	Cálculos para un Sistema Interconectado.	88
2.1.5.2	Cálculo de la Sección de Conductores para Instalación de Paneles Solares.	88
2.1.6	Interconexión de Subsistemas Solares.	91
2.1.7	Ventajas para la Instalación de Sistemas Fotovoltaicos.	100
2.1.8	Desventajas de Instalar un Grupo Electrónico para el Data Center de la FICA.	102
3.	CAPÍTULO III.	105
3.1	Situación Actual.	105
3.1.1	Data Center FICA.	107
3.1.2	Subsistema Eléctrico del Data Center FICA.	108
3.1.2.1	Equipos de la Facultad.	114
3.1.2.2	Análisis y Cálculo de Carga Eléctrica.	115
3.1.2.3	Calibre de Conductores y Protecciones Eléctricas para los Circuitos del Data Center. 116	
3.2	Vista Global de Situación Actual.	117
4.	CAPÍTULO IV.	118
4.1	Propuestas, Procesos y Resultados.	118
4.1.1	Determinación de la Demanda y Capacidad.	118
4.1.2	Cálculos para Determinar la Demanda y Capacidad.	120
4.1.3	Factor de Frecuencia de Utilización.	121
4.1.4	Factor de Simultaneidad de Uso.	122
4.1.5	Demanda Máxima Unitaria.	122
4.1.6	Demanda Máxima Diversificada.	122
4.1.7	Factor de Sobrecarga.	123

4.1.8	Demanda de Diseño.	123
4.1.9	Factor de Demanda.	123
4.1.10	Tasa de incremento.	123
4.1.11	Dimensionamiento de Equipos.	125
4.1.12	Distribución y Equilibrio de Cargas.	125
4.2	Acometidas y Cableados.	128
4.2.1	Ubicación.	129
4.2.2	Diagramas de Conexión.	130
4.3	Sistema de Puesta a Tierra.	131
4.3.1	Puesta a tierra, CT Y TM.	131
4.3.2	Cálculo para el calibre de conductor de Puesta a Tierra.	132
4.3.3	Diseño de Malla Puesta a Tierra "DATA CENTER FICA".	134
4.4	Malla de Alta Frecuencia.	137
4.5	Supresores de Sobretensión y Transitorios.	138
4.6	UPS.	138
4.7	Iluminación.	139
4.8	Dimensionamiento del Sistema de Cogeneración con Paneles Fotovoltaicos para la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas de la UTN.	140
4.8.1	Cálculos y Determinación de Cantidad de Paneles Solares.	144
4.8.2	Tipo de Regulador a Escoger.	147
4.8.3	Cantidad de Baterías Necesarias.	148
4.8.4	Inversor a Instalarse.	151
4.8.5	Cálculo de Calibre de Conductores Según Subsistemas.	152
4.8.6	Cálculo y Determinación de Protecciones Según Subsistemas.	153
4.8.7	Instalación, Conexionado e Inclinación de Paneles Solares para el Data Center FICA.	153
4.8.8	Ángulo de Inclinación de Paneles Solares para el Data Center FICA.	153
4.8.9	Recomendaciones Básicas de Mantenimiento.	154
4.9	Análisis Económico del Sistema Solar Fotovoltaico Propuesto.	156
4.9.1	Plan de Ahorro Energético.	157
4.9.1.1	Análisis de Consumo Eléctrico.	158
4.9.1.2	Análisis de la Relación Costo Beneficio para la Implementación del Sistema de Cogeneración Fotovoltaica para el Data Center FICA.	158
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	164
5.1	Conclusiones.	164

5.2	Recomendaciones	167
	BIBLIOGRAFÍA	171
6.	ANEXOS.....	a
6.1	IMÁGENES ADICIONALES DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO FICA ACTUAL	a
6.2	CÁLCULOS PARA DIMENSIONAMIENTO DE CALIBRE DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN EL DATA CENTER FICA	c
6.3	PROFORMA DE EQUIPOS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS	e
6.4	TABLA DE RADIACIÓN SOLAR PROMEDIO MENSUAL DIRECTA Y DIFUSA EN IBARRA – ECUADOR	f
6.5	ATLAS RADIACIÓN DIFUSA EN ECUADOR	g
6.6	ATLAS RADIACIÓN DIRECTA EN ECUADOR	h
6.7	DIAGRAMA DE CONEXIÓN	i
6.8	DATASHEETS	j

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. SPAT Dedicadas e Interconectadas.	15
Figura 2. Sistema de Puesta a Tierra.	16
Figura 3. Esquema de Montaje por el Método Wenner.	18
Figura 4. Equipo y Conexiones Método Wenner.	19
Figura 5. Malla de Alta Frecuencia.	25
Figura 6. Tomas y Clavijas.	34
Figura 7. Ductos y Bandejas en Data Centers.	35
Figura 8. Etiquetado Eléctrico.	36
Figura 9. Identificación para Circuitos.	37
Figura 10. Identificación de Canalizaciones.	38
Figura 11. Etiquetas para Interruptores.	38
Figura 12. Supresor de Transitorios.	39
Figura 13. Tablero Eléctrico Modular Organizado.	41
Figura 14. SAI Modular.	44
Figura 15. UPS Modular para Rack.	45
Figura 16. Disposición de Baterías en Data Centers.	48
Figura 17. Espectro Electromagnético.	52
Figura 18. Nivel de Radiación Solar Anual.	53
Figura 19. Trayectoria Anual Sol-Tierra.	54
Figura 20. Fenómenos de Radiación Solar.	55
Figura 21. Ubicación de Ecuador en los Hemisferios.	56
Figura 22. Insolación Difusa Anual Promedio Diaria en Imbabura.	57
Figura 23. Insolación Directa Anual Promedio Diaria en Imbabura.	58
Figura 24. Radiación Extraterrestre.	59
Figura 25. Radiación en un Punto Dado.	60
Figura 26. Ángulo Cenital del Sol.	61
Figura 27. Horas Solares Pico.	62
Figura 28. Efecto Fotovoltaico.	64
Figura 29. Voltaje DC.	64
Figura 30. Símbolo Eléctrico Panel Solar.	66
Figura 31. Recomendación en la Instalación de Paneles.	67
Figura 32. Tipo de Servicio Eléctrico.	68
Figura 33. Instalación Autónoma Off-GRID.	70
Figura 34. Medidor Bidireccional.	71
Figura 35. Instalación Interconectada sin Baterías On-GRID.	72
Figura 36. Instalación Interconectada Inteligente con Baterías On-GRID.	72
Figura 37. Esquema de Conexión en Paralelo.	73
Figura 38. Diagrama de Conexión en Serie.	74
Figura 39. Esquema de Conexión Mixta.	75
Figura 40. Elementos y Método de Instalación del SPAT.	77
Figura 41. Puesta a Tierra Estructura de Soporte de Paneles 14 AWG.	77
Figura 42. Obtención de Ángulo de Inclinación para Paneles Solares.	78
Figura 43. Caja de Conexionado Panel Solar.	79
Figura 44. Tipos de Baterías.	81

Figura 45. Transformación de DC en AC.....	84
Figura 46. Inversores Fotovoltaicos.	85
Figura 47. Aislamiento Eléctrico de un Inversor.....	87
Figura 48. Conductor para Instalaciones Fotovoltaicas.....	90
Figura 49. Conexionado de Paneles Hasta Caja DC.	92
Figura 50. Conexionado desde Caja DC hacia Regulador de Carga.	96
Figura 51. Conexionado desde el Regulador de Carga hacia las Baterías.....	97
Figura 52. Conexionado Banco de Baterías.....	98
Figura 53. Conexionado hacia el Inversor.	99
Figura 54. Conexionado Baterías – Inversor – Tablero de Distribución.....	99
Figura 55. Información Entregada por un Inversor Inteligente.	100
Figura 56. Emplazamiento Grupo Electrónico.	103
Figura 57. Orientación Grupo Electrónico.	104
Figura 58. Ubicación FICA.	106
Figura 59. Acometidas Data Center FICA.	109
Figura 60. Tablero Eléctrico.	110
Figura 61. Distribución Eléctrica Data Center FICA.	111
Figura 62. Conexión a Tierra de Racks FICA.	112
Figura 63. Malla de Alta Frecuencia FICA.	112
Figura 64. UPS Vista Frontal y de Placa Data Center FICA.	113
Figura 65. Luminarias Actuales Data Center FICA.	114
Figura 66. Diagrama Multifilar “DATA CENTER FICA”.....	126
Figura 67. Conexión de Tablero Principal.....	130
Figura 68. Diseño de Malla Puesta a Tierra “DATA CENTER FICA”.....	134
Figura 69. Simulación Disposición de la Malla de Puesta a Tierra en la FICA.	137
Figura 70. Malla de Alta Frecuencia.....	137
Figura 71. Conexion de UPS tipo torre y baterías.	139
Figura 72. Disposición de Luminarias.....	140
Figura 73. Simulación de Diseño de Paneles Fotovoltaicos.....	141
Figura 74. Flujograma de Operación del Sistema de Cogeneración y Respaldo de Energía Fotovoltaica.	142
Figura 75. Diagrama de control Transferencia Automática.....	143
Figura 76. Baterías de Gel 200Ah.....	150
Figura 77. Disposición de Equipos.....	151
Figura 78. Inversor Elegido.....	152
Figura 79. Paneles a Elegir.	154

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de Normas y su Aplicación e Implementación en el Data Center FICA.	13
Tabla 2. Resistividad Según el Tipo de Terreno.	18
Tabla 3. Conversión AWG a mm ² Cobre Desnudo para SPAT.	23
Tabla 4. Corriente de Falla en Kilo Amperios (kA) 60 Hz.	23
Tabla 5. Código de Colores e Identificación de Conductores.	29
Tabla 6. Factores de Corrección por Cantidad de Conductores fN.	31
Tabla 7. Factores de Corrección por Temperatura fT.	31
Tabla 8. Resistividad de Conductores Eléctricos.	33
Tabla 9. Capacidades Mínimas - Supresores de Transitorios.	40
Tabla 10. Rangos Aceptables en las Celdas de las Baterías.	49
Tabla 11. Tensión de Trabajo de la Batería Solar.	89
Tabla 12. Conductividad de Cables Eléctricos.	90
Tabla 13. Recomendaciones de Caída de Tensión Permisible Según Subsistemas.	91
Tabla 14. Conversión AWG a mm ²	93
Tabla 15. Intensidades Máximas Admisibles Según Aislamiento y Cantidad.	94
Tabla 16. Equipos FICA.	115
Tabla 17. Demanda Actual de Energía.	116
Tabla 18. Observaciones del Sistema.	117
Tabla 19. Cálculo de la Demanda Total.	119
Tabla 20. Dimensionamiento del Sistema.	120
Tabla 21. Cálculos de Corriente, Dimensionamiento de Conductores y Protecciones Eléctricas.	127
Tabla 22. Resistividad del Terreno "UTN".	131
Tabla 23. Consumo de Energía Diario de "DATA CENTER FICA".	145
Tabla 24. Materiales a Emplear.	157
Tabla 25. Valores de Mercado Actuales.	160
Tabla 26. Proyección Económica del Proyecto años 0 - 2.	160
Tabla 27. Proyección Económica años 3 - 5.	161
Tabla 28. Relación Costo Beneficio.	162

ÍNDICE DE FÓRMULAS

Ecuación 1. Resistividad del Terreno	19
Ecuación 2. Corriente Máxima del Transformador.	20
Ecuación 3. Corriente de Cortocircuito.	20
Ecuación 4. Área de la Sección del Conductor SPAT	20
Ecuación 5. Longitud Horizontal del Conductor.	24
Ecuación 6. Longitud Total del Conductor	24
Ecuación 7. Resistencia de la Puesta a Tierra.....	24
Ecuación 8. Corriente Máxima Admisible.	27
Ecuación 9. Corriente Corregida (ACOMETIDA).	28
Ecuación 10. Selección del Conductor - Criterio por Corrientes - Sistemas Monofásicos	29
Ecuación 11. Selección del Conductor - Criterio por Corrientes - Sistemas Trifásicos.....	29
Ecuación 12. Corriente Máxima Admisible.	30
Ecuación 13. Selección del Conductor por Variación de Voltaje en Sistemas Monofásicos.	32
Ecuación 14. Selección del Conductor por Variación de Voltaje en Sistemas Trifásicos.	32
Ecuación 15. Hora Solar Pico.....	63
Ecuación 16. Número de Paneles.....	63
Ecuación 17. Energía Generada por un Panel en un Día	65
Ecuación 18. Determinación de Cantidad de Baterías.	82
Ecuación 19. Corriente de Entrada del Regulador.	83
Ecuación 20. Potencia del Inversor.	85
Ecuación 21. Número de Paneles para un Sistema Interconectado.....	88
Ecuación 22. Selección del Conductor en DC.	90
Ecuación 23. Temperatura a la que Trabaja el Conductor.	95
Ecuación 24. Demanda Máxima Total.....	120
Ecuación 25. Factor de Frecuencia de Utilización	121
Ecuación 26. Carga Instalada Representativa.	121
Ecuación 27. Demanda Máxima Unitaria.	122
Ecuación 28. Demanda de Diseño.....	123
Ecuación 29. Factor de Demanda.....	123
Ecuación 30. Tasa de Incremento.	124
Ecuación 31. Demanda Máxima Unitaria Proyectada	124
Ecuación 32. Demanda de Diseño Total.....	124
Ecuación 33. Variación de Voltaje.....	128
Ecuación 34. Energía Generada por un Panel	129
Ecuación 35. Energía a Generar	146
Ecuación 36. Energía Generada por un Panel	146
Ecuación 37. Cantidad de Paneles	146
Ecuación 38. Corriente de Cortocircuito Resultante de los Paneles.....	147
Ecuación 39. Corriente Total del Regulador.....	147
Ecuación 40. Determinación del Regulador de Carga	148
Ecuación 41. Energía a Generar y Almacenar	148
Ecuación 42. Capacidad de Generación.	149
Ecuación 43. Amperios Hora Total Requeridos.....	149
Ecuación 44. Número de Baterías Requeridas.	150

RESUMEN

Un buen Data Center crece a medida que sus horizontes se amplían, o bien su infraestructura crece. Este se mantiene operativo gracias al abastecimiento eléctrico, el mismo que representa un costo anual relativamente alto para el administrador.

Reestructurar el sitio tomando nuevas tecnologías al igual que normas que se adaptan a las nuevas tecnologías que signifiquen un ahorro en la operatividad del lugar, siempre y cuando sea viable. Siendo un foco de alto gasto operativo en una institución, la mejor manera de reinvertir es el avance tecnológico del sitio. Para ello la tecnología del lugar se incrementa, al igual que el conocimiento técnico y práctico.

La generación fotovoltaica puede aprovecharse para mitigar gastos operativos en el área técnica, permitiendo el crecimiento del lugar con el mismo presupuesto que se destina a mantenerlo operativo.

En este documento se analiza el emplear generación fotovoltaica en este sitio, con la finalidad de potenciar la implementación de las mismas, y de esta manera fomentar sitios sustentables, de mayor facilidad de crecimiento y de menor impacto tanto ambiental como económico. Siendo capaz también de cumplir normas técnicas en su construcción.

ABSTRACT

A good Data Center grows as its horizons expand, or its infrastructure grows. It remains operational thanks to the electricity supply, which represents a high annual cost for the administrator.

The objective of this research was to restructure the site considering new technologies and standards that adapt to new technologies that mean a saving in the operability of the place. Focusing on high operational expenditure in an institution, the best way to reinvest assets is in the technological development of the site. For this reason, as the technology at the place increases; it positively influences the technical and practical knowledge.

The photovoltaic generation can be used to mitigate operating expenses in the technical area, allowing the growth of the Data Center with the same budget intended to keep it operational.

This document analyzes the use of photovoltaic power generation, with the purpose of promoting their implementation, and thus sustainable sites, with greater ease of growth and less environmental and economic impact. Being also able to meet technical standards in its construction.

Vicente Poluy
h



2. CAPÍTULO I

1.1 Introducción

En este documento encontrará una propuesta de diseño para mejorar el Data Center que posee la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas en la actualidad, debido que uno de sus subsistemas principales como es el subsistema eléctrico, el cual ha tenido escasas modificaciones y mejoras, al mismo se le ha dado baja prioridad para asignar un presupuesto que permita optimizar el funcionamiento del subsistema y reducir costos de operación.

El uso de energías renovables actualmente y a futuro son una realidad y una opción viable tanto económicamente como tecnológicamente, implementarlo requiere de eficiencia y capacitación, tanto de personal como de equipamiento. Las energías renovables en este caso la fotovoltaica requieren modificaciones en las cubiertas de las edificaciones para soportar su infraestructura, la mayoría son modificaciones menores debido a la ligereza de los materiales con las que son fabricados los paneles.

Potenciar el uso de energías renovables en cualquier ambiente laboral o de desarrollo donde sea posible y aprovechar la ubicación privilegiada que posee el país para dar ejemplo a otras instituciones tanto privadas como públicas para que mejoren su infraestructura, e impulsar la creación de políticas públicas que incentiven la innovación tecnológica.

1.1.1 Problema de investigación.

Este proyecto de investigación surge de la necesidad y criterios de formación académica-profesional en la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas de la Universidad Técnica del Norte (FICA) por contar con energía eléctrica “limpia”, ininterrumpida, de calidad

y equilibrada en los circuitos alimentadores del DATA CENTER encargado de distribuir el servicio de conectividad e Internet en la Facultad; priorizando el uso racional, eficiente y sostenible de la energía eléctrica, lo que implica una buena administración de este recurso; se opta entonces por ejecutar el dimensionamiento y diseño de un centro de cogeneración eléctrica de respaldo y emergencia con transferencia automática, basado en paneles solares. Complementando el proyecto, un rediseño en la ubicación de los equipos y la propuesta de renovación de estos además del dimensionamiento idóneo de la acometida eléctrica.

1.1.2 Antecedentes.

En la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas se encuentra el Data Center, energizado a través de la red de suministro eléctrico de Emelnorte, energía proporcionada desde el transformador I5T5467 que se conecta al tablero de distribución eléctrica principal ubicado dentro del predio universitario; la UTN cuenta con un Grupo electrógeno con transferencia automática (a combustión interna - diésel) de emergencia que abastece al campus en su totalidad, de manera que al momento de sufrir la suspensión de energía, éste se pone en marcha para restablecer la operatividad del campus, mas no existe un sistema que se encargue de reabastecer específicamente al Data Center que fue rediseñado en el año 2016 basado en la norma ANSI/TIA/EIA 942 para un TIER I. Además, el Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI) que debería soportar la alimentación del Data Center en caso de falla o suspensión eléctrica se encuentra deteriorado debido al bajo mantenimiento que se le ha dado, suscitando fragilidad en el sistema debido a variaciones de voltaje y corriente, pudiendo ocasionar daños leves y graves en los equipos operativos del Data Center, generando así indisponibilidad en los servicios que se proporcionan a través de éste.

En la norma ANSI/TIA/EIA 942 se especifica que se debe tener dos o más fuentes de alimentación eléctrica para mantener los equipos de servicio del Data Center de la FICA con un servicio de energía confiable, pese a los esfuerzos que se han realizado para cumplir a cabalidad la norma no ha sido posible completar todos los requisitos, por ello se toma la norma establecida en ICREA-STD-131-2015 ya que considera una mayor cantidad de parámetros para el diseño de la sustentación eléctrica y hacer que el sistema sea capaz de aumentar su disponibilidad al igual que el cumplimiento de la norma, además se propone un proyecto de autogeneración mediante una fuente no convencional de energía eléctrica para la energización de los equipos del Data Center.

El Data Center de la FICA necesita energía de respaldo independiente fuera de la red pública de energía eléctrica, la tendencia a usar energías renovables de autogeneración cada vez es mayor y por lo anterior se plantea:

¿La cogeneración mediante fuentes no convencionales de energía se pueden emplear como fuente de respaldo para el Data Center TIER I que se ubica en la FICA?

1.1.3 Objetivo General.

Diseñar el Sistema Eléctrico y back-up de energía que cumpla con la norma ICREA-STD-131-2015 mediante cogeneración a través de paneles solares para el Data Center ubicado en la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas de la Universidad Técnica del Norte.

1.1.4 Objetivos Específicos.

- Realizar el estudio de arte de las normativas ANSI/TIA/EIA 942, ICREA-STD-131-2015 y UPTIME INSTITUTE.

- Determinar el consumo energético actual del Data Center y su capacidad de equipamiento.
- Precisar la demanda de energía para el equipamiento actual y futuro del Data Center.
- Rediseñar el Subsistema Eléctrico actual del Data Center con la finalidad de mejorar la distribución y equilibrio de cargas en las líneas.
- Dimensionar y diseñar el Sistema Alternativo de cogeneración eléctrica a través de paneles fotovoltaicos para abastecer los requerimientos estipulados en la norma ICREA-STD-131-2015.
- Determinar la relación Costo / Beneficio al implementar energías renovables y/o alternativas en Data Centers.

1.1.5 Alcance.

El presente proyecto plantea el dimensionamiento y diseño del Sistema Eléctrico en base a la norma ICREA-STD-131-2015, se extraerá los parámetros pertinentes al lugar donde se encuentra funcionando, al igual que se tomará las bases para la distribución eléctrica de los equipos de manera autónoma por un período de tiempo de 20 años, con la finalidad de reducir la indisponibilidad de los servicios por fallos o estiaje de energía, de igual manera de considerará el crecimiento de los equipos activos en el sitio entre un 30% y 40% para los próximos 5 años.

Se determinará la demanda energética, basada en la potencia de consumo y forma de uso de los equipos necesarios para el abastecimiento eléctrico y operatividad del Data Center,

tomando en cuenta una fuente no convencional de energía como la energía solar fotovoltaica que será capaz de abastecer a los equipos durante períodos constantes de tiempo evitando proveerse de la red eléctrica convencional a menos que, así lo requiera por motivos de transferencia.

Se dimensionará y diseñará el sistema de cogeneración eléctrica empleando paneles solares fotovoltaicos determinando el lugar idóneo donde deberán ser instalados (ángulo de inclinación y orientación), asignando el mejor espacio que éstos pueden utilizar en la infraestructura de la FICA.

Además, se diseñará el Sistema de Alimentación Ininterrumpida que trabajará en conjunto con la fuente de generación no convencional.

Finalmente se determinará la relación costo - beneficio que generará la implementación del sistema diseñado para el Data Center de la FICA.

1.1.6 Justificación.

La Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas al tener un acelerado desarrollo en su infraestructura (laboratorios, equipamiento y población estudiantil) ha generado en autoridades/estudiantes; usuarios del DATA CENTER (FICA) la necesidad de proponer un rediseño de distribución eléctrica dentro del mismo, también la propuesta de diseño de un sistema de autogeneración eléctrica a través del uso de paneles solares fotovoltaicos; con el afán de resarcir y satisfacer las peticiones y requerimientos operacionales del mismo; con la previsión de que dichos diseños abastecerán la demanda energética eléctrica en sus circuitos, sin llegar al punto de saturación, sobrecarga y desbalance de fases. Preservando la calidad de energía, concientizando el uso racional y eficiente del suministro eléctrico. El presente

proyecto argumenta brindar un diseño autosustentable para la cogeneración de energía en un Data Center empleando la norma ICREA-STD-131-2015 ampliando la disponibilidad del sistema y mejorando las prestaciones de los servicios de la FICA. La disponibilidad de la información y la confiabilidad de los datos almacenados son primordiales para los usuarios, los procesos lógicos que se llevan a cabo en el equipamiento requieren de energía para realizarse y la interrupción esporádica de la misma puede provocar errores durante el proceso al igual que pérdida de información, por ello el diseño de una infraestructura de Data Center deberá crecer al avanzar el tiempo. Los Data Center actuales se construyen con bajo presupuesto, por ello la redundancia de equipos no es una opción viable en la mayoría de los casos, sin embargo, el reducir la indisponibilidad de servicios debido a fallas eléctricas es necesario para mejorar la operatividad de los mismos. El diseño de la fuente de cogeneración que se propone abastecerá a los equipos que funcionan en el Data Center que cumplirá con las normas especificadas en la norma ICREA-STD-131-2015 para la implementación de sistemas de back-up y sistemas de respaldo eléctrico en Data Centers. La norma ANSI/EIA/TIA 942 plantea parámetros básicos para la implementación de Data Centers, una vez implementados, es necesario mejorarlos y volverlos más robustos desde la parte más importante que es la sustentación de energía, en la norma planteada en ICREA se toma en cuenta una mayor cantidad de detalles necesarios para el diseño de la infraestructura eléctrica desde cómo realizarlo hasta las consideraciones que se debe tomar en cuenta.

3. CAPÍTULO II

2.1 Marco Teórico

Este documento servirá como una herramienta útil para ayudar al ingeniero a identificar correctamente las partes necesarias para el subsistema eléctrico de un Data Center y aplicar lo aprendido en el aula de clase, procurando implementar tecnologías vanguardistas en las normativas vigentes para el diseño de los subsistemas eléctricos, procurando tener una conciencia ambiental y económica ampliada al crecimiento y la expectativa social.

Es importante destacar que el texto presente fue elaborado para fomentar el uso de tecnologías sustentables en ámbitos de desarrollo tecnológico, basando el diseño en las normativas de telecomunicaciones y a su vez respaldándolo con las normativas eléctricas vigentes para complementar espacios vacíos dejados por la norma.

Se comenzará cimentando las bases para el desarrollo de este proyecto, exponiendo las partes principales necesarias para el estudio y el diseño a desarrollarse en este documento. A continuación, se encuentran los conceptos necesarios para desenvolver de una manera práctica el tema de estudio.

2.1.1 Data Center.

Centro de Procesamiento de Datos que una entidad o institución posee para albergar los sistemas de comunicación, almacenamiento de información y servidores, el tamaño de este depende de las funciones que la institución desempeña, debiendo cumplir con estrictos requerimientos técnicos para mantener su óptimo funcionamiento, minimizando posibles riesgos para sus usuarios.

El diseño e implementación de un Data Center se basa en normas establecidas por diferentes entidades entre ellas se encuentran la ANSI, UPTIME INSTITUTE e ICREA, cada una considera parámetros de construcción, desarrollo y mantenimiento adecuado de la infraestructura. Pese a ser diferentes entidades, todas concuerdan identificando diferentes subsistemas y tener un control de parámetros establecidos.

2.1.1.1 Subsistemas de un Data Center.

Las tres grandes instituciones certificadoras de los Data Center identifican subsistemas dentro de su normativa, cada una a su manera separa los equipos y el entorno en el que se implementa para obtener el máximo rendimiento. Se pueden identificar cuatro subsistemas independientes al estudiar el Data Center. Estos se delimitan claramente por las funciones que cumplen dentro del sitio para obtener el máximo rendimiento del lugar, para el desarrollo de este proyecto se toman los siguientes cuatro subsistemas:

2.1.1.1.1 Subsistema Eléctrico.

La electricidad es la base de todo equipo electrónico, este subsistema comprende el sistema de energía del lugar, mismo que alimenta todos los equipos activos. También la red de distribución, mecanismos de protección, distribución de cargas eléctricas, fuentes de energía alternas, y mecanismos de protección tanto para AC como para DC.

2.1.1.1.2 Subsistema Electrónico y de Comunicaciones.

Los equipos y el cableado que se encargan de la transferencia de información de un lugar hacia otro, abarca los equipos necesarios para las comunicaciones locales y externas, estos pueden ser routers, switches y servidores. También comprende los equipos necesarios para monitoreo, acceso y seguridad del lugar como biométricos y cámaras de seguridad. Cabe

recalcar los medios de comunicación empleados en el sitio deberían ser todos cableados para mantener una alta eficiencia y el mayor rendimiento posible.

2.1.1.1.3 Subsistema de Infraestructura.

La obra civil es de suma importancia, el sitio debe ser construido con espacio suficiente para los equipos que se van a instalar, así mismo, considerar un posible crecimiento en cuanto a equipamiento se refiere. Si es un espacio designado sin posibilidad a ser construido se adapta los requerimientos de la mejor manera para cumplir con normativas tanto de construcción como de implementación.

Este subsistema contiene dentro de sí los otros tres subsistemas ya que asegurará los equipos para que ninguna persona ajena pueda dañarlos o reemplazarlos sin autorización de un encargado, convirtiéndolo en la primera línea de defensa de los equipos de red.

2.1.1.1.4 Subsistema de Climatización.

El ambiente interno del Data Center debe ser controlado debido a que los equipos que se encuentran dentro del mismo generan calor, un aumento elevado en la temperatura del lugar causaría pérdidas económicas sustanciales, pues puede causar daño en los equipos que allí se encuentran. Es crucial para el correcto funcionamiento de los equipos y prolongar su vida útil, en caso de no contar con espacio físico para colocar un sistema de enfriamiento independiente se debe integrar al sistema de enfriamiento que posea el lugar.

2.1.1.2 Normativas.

Estatutos que definen parámetros a cumplir por los Data Center para obtener certificaciones internacionales, cada entidad certificadora define un orden para tener una ventaja en la implementación de áreas de telecomunicaciones destinadas a funcionar y

mantener la operatividad a lo largo del tiempo. Nomenclatura, disponibilidad, seguridad, escalabilidad, enfriamiento, alimentación y distribución, estos son los pilares fundamentales que cada entidad plasma en sus exigencias para acreditar un sitio como apropiado para su funcionamiento.

2.1.1.2.1 Norma ANSI/TIA/EIA-942.

Normativa aprobada por el Instituto Nacional de Estándares – Asociación de la Industria de Telecomunicaciones y es empleada como una guía para el diseño y la implementación de las infraestructuras de los Data Centers. Al emplear esta normativa se obtienen beneficios, entre los principales: una nomenclatura, resistencia a fallos y capacidad de escalabilidad. También establece cuatro subsistemas que todo data center debe tener: Arquitectura, Eléctrico, Mecánico y de Telecomunicaciones.

La norma ANSI/TIA/EIA-942 contempla dentro de sus parámetros dividir en cuatro niveles de acuerdo con la disponibilidad que el Data Center presenta, a estos se los denomina TIER, siendo el nivel 1 las exigencias mínimas para acreditar un sitio implementado y el 4 aquel que brinda la mayor disponibilidad en los servicios, pero implica un mayor costo de implementación y desarrollo.

2.1.1.2.2 Norma UPTIME INSTITUTE.

Al igual que la normativa ANSI/TIA/EIA-942 la normativa del UPTIME INSTITUTE clasifica 4 niveles denominados Tier, los mismos que se evalúan en tres etapas que son Topología, Operatividad y Sustentabilidad. Los niveles de esta norma adaptan a las instituciones para tener soluciones de acuerdo con sus necesidades, un Tier I o Tier II son

soluciones de bajo costo inicial y bajos niveles de disponibilidad, impulsadas por la necesidad táctica de una empresa.

Un Tier III o Tier IV permiten a su propietario tomar decisiones comerciales estratégicas tanto tecnológicas como de crecimiento sin restricción debido a la topología actual del sitio. El UPTIME INSTITUTE califica en su mayoría a infraestructuras Tier III y Tier IV, los certificados de esta entidad se pueden obtener en tres estancias Infraestructura, Operacional o Diseño; además divide estas mismas en Oro o Plata por su nivel de disponibilidad. Siendo así la institución con la más alta exigencia para entregar una certificación en cualquiera de sus niveles.

2.1.1.2.3 Norma ICREA-STD-131-2015.

Tiene como objetivo proveer criterios e instrucciones para realizar el diseño, construcción e implementación de centros de datos que deben dar prioridad a la continuidad, disponibilidad y confiabilidad en la operación de tecnologías de la información y comunicaciones. Esta normativa plantea 5 niveles para acreditación, donde los requerimientos establecidos para el primer nivel se pueden adaptar a la infraestructura construida y además se pueden mejorar el entorno hasta conseguir un nivel 2. Esta normativa se estudiará más adelante en el aspecto central de este proyecto que es el Subsistema Eléctrico, este sentará los requerimientos para el diseño del Data Center.

2.1.1.3 Comparativa de las Normas Respecto a Parámetros del Subsistema Eléctrico.

Las normas establecidas por las instituciones certificadoras tienen puntos comunes en cuanto a las instalaciones eléctricas. En esta sección se encuentra una evaluación del sitio en

estudio de acuerdo con cada una de las normas establecidas en los aspectos eléctricos, así como una proyección de los resultados que se esperan obtener con el nuevo diseño.

La Tabla 1 indica luego de levantada la información, una comparación con el sistema propuesto, ratificando que el diseño y sistema en mención, cumple de sobre manera lo planteado en los objetivos, mejorando aún lo estipulado en las normas ya establecidas.

PARÁMETROS	NORMATIVAS			PROPUESTO
	ANSI/TIA /EIA 942	ICREA-std-131-2015	UPTIME INSTITUTE	
Ambiente Físico (Confiable y de Alta Seguridad)	Cumple	Cumple	No aplica	Cumple
Instalaciones Eléctricas Redundantes (Equilibrio de Cargas y Correcta Distribución)	Opcional	No cumple	No aplica	Cumple
Taleros Eléctricos Debidamente Identificados	No cumple	No cumple	No aplica	Cumple
Supresores de Transitorios	No cumple	No cumple	No aplica	Cumple
Identificación de Circuitos (Etiquetas Punta a Punta)	No cumple	No cumple	No aplica	Cumple
Canalización con Puesta a Tierra para Circuitos Eléctricos y Datos	No cumple	No cumple	No aplica	Cumple
Identificación de Canalizaciones	No cumple	No cumple	No aplica	Cumple
Grupo Electrónico	Opcional	No cumple	No aplica	Cumple
Sistema de Energía Ininterrumpida UPS	Opcional	Cumple	No aplica	Cumple
Sistema de Puesta a Tierra	No Cumple	No cumple	No aplica	Cumple
Protección Contra Descargas Atmosféricas (Pararrayos)	No Cumple	No cumple	No aplica	Cumple
Aire Acondicionado (que Garantice un Adecuado Enfriamiento del Sitio)	Cumple Parcialmente	No cumple	No aplica	Cumple
Seguridad (Libre de Material Antiestático e inflamable con control de Acceso, Señales de Prohibición; sensores y alarmas)	Opcional	Cumple	No aplica	Cumple
Comunicaciones (Sistemas de Cableado Estructurado, de Administración, de Canalización y de Espacios)	Cumple	Cumple	No aplica	Cumple
Ambiente (Muros Sólidos y Herméticos de Techo a Piso, Reforzados Evitando	Cumple	Cumple parcialmente	No aplica	Cumple

Actos de Vandalismo, Sabotaje y Terrorismo)				
Sustentabilidad (Aporte a la Reducción del Consumo de Energía del Planeta)	Cumple parcialmente	Cumple	No aplica	Cumple

*Tabla 1. Comparación de Normas y su Aplicación e Implementación en el Data Center FICA.
Fuente: El Autor, (2018)*

2.1.2 Subsistema Eléctrico ICREA-STD-131-2015.

El Subsistema Eléctrico de un Data Center es la principal fuente de alimentación y distribución de energía; pilar fundamental para el funcionamiento y protección de los equipos activos de tecnología de información del sitio.

2.1.2.1 Sistema de Puesta a Tierra (SPAT).

El SPAT es la base para la protección de equipos ante eventuales fallas de energía y principalmente precautelar la integridad de seres vivos y del personal a cargo del sitio.

“Puesta a tierra. - Es un conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y el cableado puesto a tierra” (Casas F., 2003, p. 24).

“Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

- Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- Servir de referencia al sistema eléctrico.
- Conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad.

Un SPAT deberá garantizar que los valores máximos de las tensiones de paso, de contacto, y transferidas a que pueden estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de soportabilidad. El cálculo de un sistema de puesta a tierra debe considerar los siguientes parámetros:

- Características del suelo, especialmente la resistividad.
- Corriente máxima de falla a tierra; entregada por el operador de red para cada caso particular.
- Tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.
- Tipo de carga.
- Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.
- Tierras naturales como: tuberías de agua, estructuras metálicas, etc. no deben ser utilizadas como electrodo de puesta a tierra, pero si conectadas a este electrodo.
- Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.
- Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puestas a tierra, deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica.

- No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.
- Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC- 61000-5-2 (p. 72 - 73)” (NEC-10, 1996, Parte 9-1).

La Figura 1 muestra claramente cómo deben estar conformadas y derivadas las conexiones hacia el sistema de puesta a tierra en edificaciones, adicional a esto el SPAT y la edificación en sí, deberán contar con pararrayos y protecciones contra descargas atmosféricas.

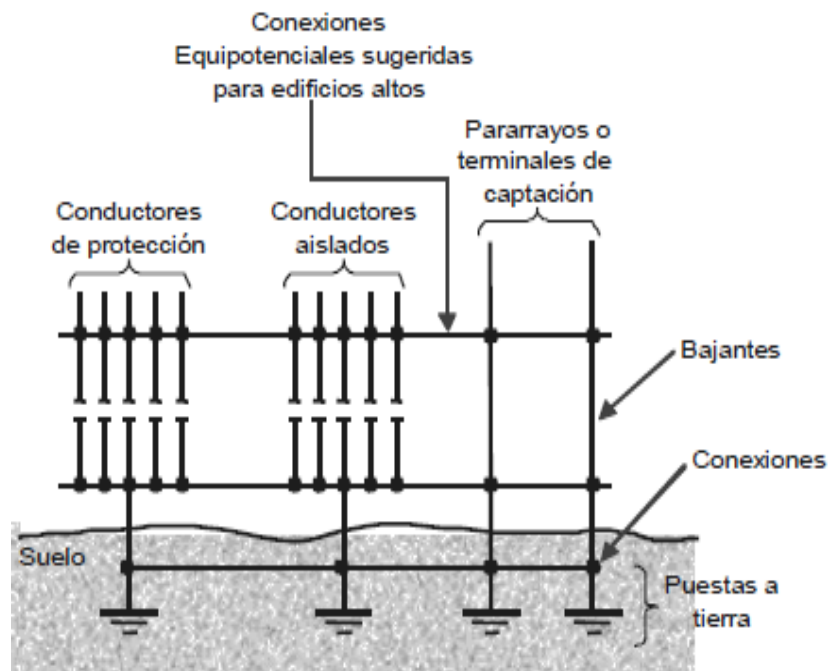


Figura 1. SPAT Dedicadas e Interconectadas.
Fuente: NEC 10, (1996)

En la Figura 2 se aprecia el diseño de un Sistema de Puesta a Tierra recomendado por EMELNORTE, pudiendo apreciarse la similitud con la Figura 1 ratificando la forma idónea de hacer las conexiones de los equipos a proteger para lograr el cero absoluto en todos los equipos.

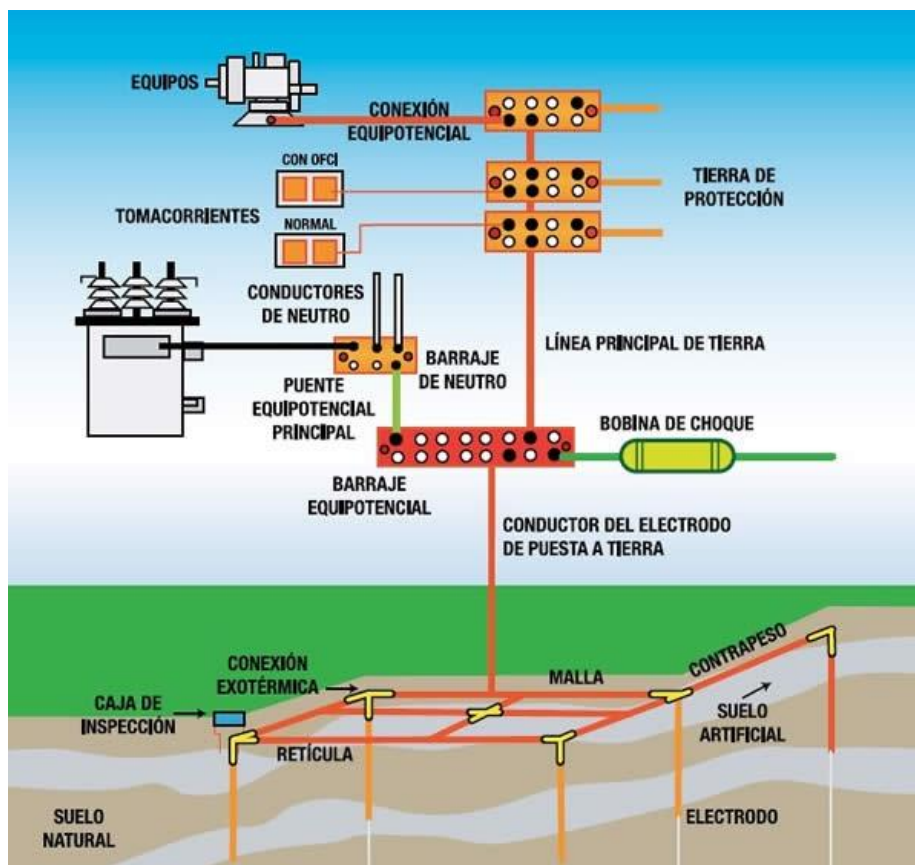


Figura 2. Sistema de Puesta a Tierra.

Fuente. Departamento de Fiscalización Emelnorte, (1998).

Los equipos por proteger por el SPAT se conectan a una misma toma para estabilizar un cero absoluto de toma a tierra entre todos los equipos, el mismo que sirve para proteger a los usuarios y a los equipos de posibles descargas provocadas por fallas eléctricas o por electricidad estática acumulada en los mismos.

2.1.2.1.1 Método para Calcular la Puesta a Tierra.

“El factor más importante de la resistencia a tierra no es el electrodo en sí, sino la resistividad del suelo mismo, por ello es requisito conocerla para calcular y diseñar el sistema de puesta a tierra.

La resistividad del suelo es la propiedad que tiene este, para conducir electricidad. Los elementos que influyen son:

- Naturaleza del terreno
- Humedad
- Temperatura
- Salinidad
- Estratigrafía
- Variaciones estacionales y del medio ambiente
- Compactación” (Pomatoca Mauro, 2010, p. 18 - 22)

La Tabla 2 Muestra la resistividad en Ω/m según el tipo de terreno donde se requiera instalar el SPAT, valores de suma importancia a la hora de calcular y decidir la cantidad, la forma y el mejoramiento del terreno con agentes químicos. Para el cálculo de la resistividad aparente, el método más utilizado y seguro en la práctica es el instaurado por del Dr. Frank Wenner (1915).

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD Ω/m
Terrenos Pantanosos	De Algunas Unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba Húmeda	5 a 100
Arcilla Plástica	50
Margas y Arcillas Compactas	100 a 200
Margas de Jurásico	30 a 40
Arena Arcillosa	50 a 500
Arena Sicílea	200 a 3000

Suelo Pedregoso Cubierto de Césped	300 a 500
Suelo pedregoso Desnudo	1500 a 3000
Calizas Blandas	100 a 300
Calizas Compactas	1000 a 5000
Calizas Agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de Mica y Cuarzo	800

Tabla 2. Resistividad Según el Tipo de Terreno.

Fuente: SPAT para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la EIE ESPOCH (2010).

El método del Dr. Frank Wenner (1915), consiste en introducir cuatro electrodos en el suelo con una profundidad mínima de 30 *cm* para obtener medidas fiables y cumplir con la relación; dispuestos en línea recta con la misma distancia $\ll a \gg$ entre ellos y a una profundidad $\ll b \gg$.

Luego se conectan a los bornes del instrumento de medida denominado telurómetro o megger, mediante cables aislados respectivos. En la Figura 3 se ratifica lo anteriormente expresado en las Figuras 1 y 2, se llega la conclusión que el método idóneamente aceptado y aprobado es el del doctor Wenner.

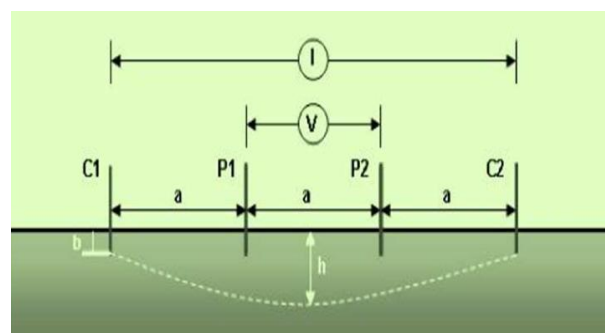


Figura 3. Esquema de Montaje por el Método Wenner.
Fuente: Departamento de Fiscalización Emelnorte, (1998).

Donde:

h = Profundidad para la medida de la resistividad media.

a = Separación entre electrodos.

La Figura 4 muestra la forma en que se deberá instalar el SPAT y adicional a esto la posterior medición en cada pica por parte de EMELNORTE, sirviendo para ratificar o mejorar el mallado a tierra.

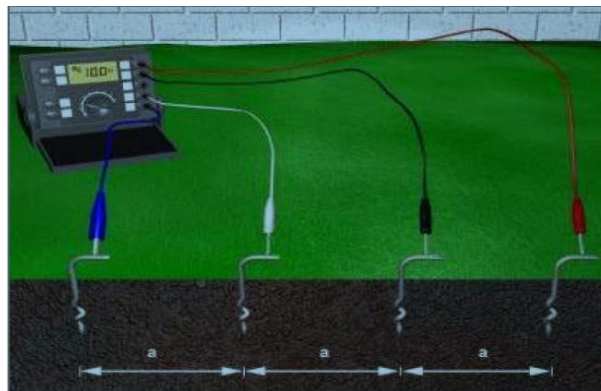


Figura 4. Equipo y Conexiones Método Wenner.
Fuente: Departamento de Fiscalización Emelnorte, (1998).

Conocida la resistencia del terreno (lectura del telurómetro), se utiliza la siguiente expresión Ecuación 1 para calcular la resistividad del terreno:

$$\rho = 2 * \pi * a * R$$

Ecuación 1. Resistividad del Terreno

Donde:

ρ = Resistividad en ohmios por metro (Ω/m) a la profundidad $\ll h \gg$

a = Distancia de separación entre electrodos

R = Lectura del telurómetro en ohmios (Ω)

$\pi = 3,1415926\dots$

Si la resistividad calculada es la requerida en normas de la empresa suministradora de energía eléctrica, se procede a instalar el mallado de tierra, similar a la forma de medición

realizada (4 electrodos conectados entre sí y dispuestos en línea recta). Caso contrario se procede a reducir la resistividad del suelo, cambiándolo, mediante tratamiento químico o se diseña otro modelo de mallado, circular o cuadrado, aumentando el número de electrodos cubriendo un área mayor.

2.1.2.1.2 *Determinación del Calibre del Conductor para el SPAT.*

Conocer de antemano, los datos de placa del transformador. Con estos valores se calcula la corriente de corto circuito y la sección del conductor, utilizando las Ecuaciones 2, 3 y 4.

$$I_{ll} = \frac{kVA * 1000}{V_{ll} * \sqrt{3}}$$

Ecuación 2. Corriente Máxima del Transformador.

Con la Ecuación 2 se determina la corriente máxima del transformador, luego de identificarla, se utiliza en la siguiente ecuación.

$$I_{cc} = I_{ll} * \frac{100}{\%Z}$$

Ecuación 3. Corriente de Cortocircuito.

La Ecuación 3 expresa la corriente de cortocircuito necesaria para el cálculo del área de la sección del conductor para el SPAT.

$$A = I_{cc} * \sqrt{\frac{33 * s}{\log \left[\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right]}}$$

Ecuación 4. Área de la Sección del Conductor SPAT

Ecuación 4 es utilizada para definir el área de la sección del conductor de cobre a ser utilizado e instalado en el SPAT.

Donde:

$A = \text{Área (mm)}$

Vll = Voltaje entre líneas

Ill = Corriente máxima del transformador (A)

Icc = Corriente de corto circuito (A)

s = Tiempo de falla (s)

Tm = Temperatura máxima en los nodos de la malla (450° y 250 °C con amarre
pernada)

Ta = Temperatura ambiente (°C)

Con los resultados obtenidos, se verifica en la siguiente, la Tabla 3 ayuda a elegir la sección del conductor de cobre que se utilizará en el SPAT, previo a haber realizado los cálculos respectivos que determinan la misma.

AWG	Ø [Pulg]	Ø [mm]	Ø [mm^2]
6/0 = 000000	0.580	14.73	170.30
5/0 = 00000	0.517	13.12	135.10
4/0 = 0000	0.460	11.7	107
3/0 = 000	0.410	10.4	85.0
2/0 = 00	0.365	9.26	67.4
1/0 = 0	0.325	8.25	53.5
1	0.289	7.35	42.4
2	0.258	6.54	33.6
3	0.229	5.83	26.7
4	0.204	5.19	21.1
5	0.182	4.62	16.8
6	0.162	4.11	13.3

7	0.144	3.66	10.5
8	0.128	3.26	8.36
9	0.114	2.91	6.63
10	0.102	2.59	5.26
11	0.0907	2.30	4.17
12	0.0808	2.05	3.31
13	0.0720	1.83	2.62
14	0.0641	1.63	2.08
15	0.0571	1.45	1.65
16	0.0508	1.29	1.31
17	0.0453	1.15	1.04
18	0.0403	1.02	0.823
19	0.0359	0.912	0.653
20	0.0320	0.812	0.518
21	0.0285	0.723	0.410
22	0.0253	0.644	0.326
23	0.0226	0.573	0.258
24	0.0201	0.511	0.205
25	0.0179	0.455	0.162
26	0.0159	0.405	0.129
27	0.0142	0.361	0.102
28	0.0126	0.321	0.0810
29	0.0113	0.286	0.0642
30	0.0100	0.255	0.0509
31	0.00893	0.227	0.0404
32	0.00795	0.202	0.0320
33	0.00708	0.180	0.0254
34	0.00631	0.160	0.0201

35	0.00562	0.143	0.0160
36	0.00500	0.127	0.0127
37	0.00445	0.113	0.0100
38	0.00397	0.101	0.00797
39	0.00353	0.0897	0.00632
40	0.00314	0.0799	0.00501

*Tabla 3. Conversión AWG a mm² Cobre Desnudo para SPAT.
Fuente: SPAT para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la EIE ESPOCH (2010).*

La Tabla 4 ratifica y garantiza la corriente de falla que soporta el conductor de cobre que se determinó para el SPAT. No se deberá exceder las capacidades mostradas en esta tabla.

Calibre AWG	Sección Nominal mm ²	CICLOS (3 = 50ms)					
		6 (100ms)	15 (250ms)	30 (500ms)	45 (750ms)	60 (1s)	180 (3s)
#2	33.63	31	19	14	11	9	5
#1	42.41	39	24	17	14	12	7
1/0	53.48	49	31	22	18	15	9
2/0	67.42	62	39	28	22	19	11
3/0	85.03	79	50	35	28	25	14
4/0	107.20	99	63	44	36	31	18
250 kcmil	126.65	117	74	52	43	37	21
350 kcmil	177.36	165	104	73	60	52	30

*Tabla 4. Corriente de Falla en Kilo Amperios (kA) 60 Hz.
Fuente: SPAT para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la EIE ESPOCH (2010).*

Seguidamente se procede al diseño de la malla basado en el estándar IEEE 80 2000 cumpliendo las siguientes características que se detallan y así realizar los cálculos respectivos:

R_g = Resistencia de la puesta a tierra

A = Área de la malla de puesta a tierra

$L1$ = Largo de la malla

$L2$ = Ancho de la malla

M_1 = Número de conductores a lo largo

M_2 = Número de conductores a lo ancho

D = Espaciamiento entre los conductores

N = Número de electrodos tipo varilla

Lv = Longitud de un electrodo tipo varilla

h = Profundidad de enterramiento de la malla

$$Lc = M_1 * L1 + M_2 * L2$$

Ecuación 5. Longitud Horizontal del Conductor.

$$L_t = Lc + N * Lv$$

Ecuación 6. Longitud Total del Conductor

$$Rg = \rho * \left[\frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20} * A} \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Ecuación 7. Resistencia de la Puesta a Tierra.

Las Ecuaciones 5, 6 y 7 se utilizarán para realizar el diseño de la malla de puesta a tierra en base a la carga que causan los equipos y la longitud de los circuitos que se encontrarán para el lugar. Con los cálculos y el proceso detallado paso a paso anteriormente mediante las ecuaciones, se obtienen resultados secuenciales que determinan al final, la cantidad de

materiales y elementos eléctricos a ser utilizados en el SPAT, también la disposición de los mismos en el terreno.

2.1.2.1.3 Malla de Referencia de Alta Frecuencia.

Los planos de referencia se encargan de evitar que la interferencia electromagnética de altas frecuencias o el ruido eléctrico que conllevan las líneas de energía eléctrica. Con la finalidad de evitar este tipo de interferencias se realizan arreglos propuestos en el IEEE-std-1100-2005.

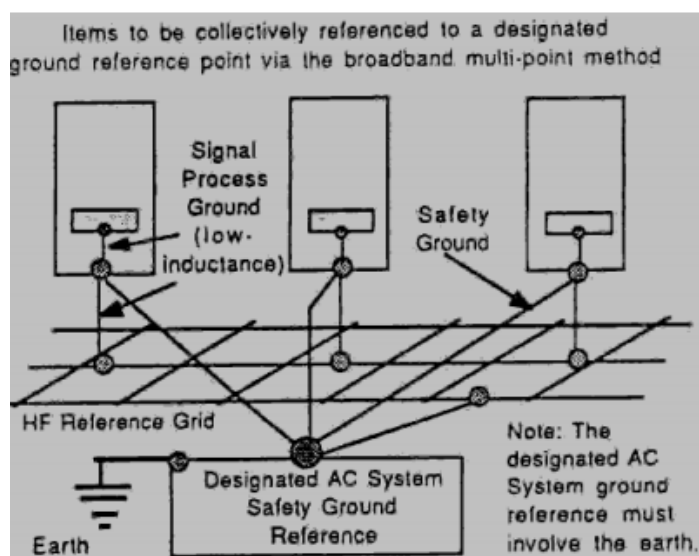


Figura 5. Malla de Alta Frecuencia.
Fuente: IEEE-std-1100-2005.

En la Figura 5 se observa la interconexión de los distintos equipos colocados en un entorno y su conexión a la Malla de Alta Frecuencia que es la que se encarga de mitigar las ondas parásitas en las líneas de energía.

2.1.2.2 Acometidas.

Son las instalaciones necesarias para llevar la energía eléctrica desde un punto hacia un nuevo punto de suministro, se conforma de los siguientes componentes: punto de alimentación,

conductores, ductos, tablero general de acometidas, interruptor general, armario de medidores o caja para equipo de medición.

Se recomienda colocar la acometida principal en un lugar central a la construcción, si esto no es posible se le debe ubicar en un lugar que permita una distribución adecuada para no crear variaciones de voltaje debido a la extensión de los circuitos.

2.1.2.2.1 Acometida Eléctrica y Medición.

“Se entiende por acometida, la parte de la instalación eléctrica que se construye desde las redes públicas de distribución hasta las instalaciones del usuario, y está conformada por los siguientes componentes:

- Punto de alimentación
- Conductores
- Ductos
- Tablero general de acometidas
- Interruptor general
- Armario de medidores” (Codensa, 2010, p2).

Las acometidas eléctricas pueden ser:

- Aéreas
- Subterráneas

- Especiales

2.1.2.2.2 Cálculo de la Acometida Eléctrica.

A continuación, en el proceso de selección y dimensionamiento de conductores eléctricos se deberá prestar especial atención y hacer mayor énfasis en el dimensionamiento de la acometida, debido a que el conductor utilizado en esta sección será el que soporte toda la carga en conjunto o funcionando al mismo tiempo. El subdimensionamiento generará variaciones en los parámetros eléctricos afectando los equipos asociados a esta, en cambio el sobredimensionamiento hará incurrir en gastos excesivos al abonado o cliente.

2.1.2.2.2.1 Cálculo de la Intensidad Máxima Admisible.

A partir de la potencia que alimenta la línea encontramos la intensidad que soportará la misma:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\phi}$$

Ecuación 8. Corriente Máxima Admisible.

La Ecuación 8 es básica para saber la corriente de soportabilidad de un conductor en un sistema trifásico, sin que esta afecte el material aislante del conductor en mención.

Dónde:

P = Potencia del suministro (W)

V = Tensión de servicio (V)

$\cos\phi$ = factor de potencia

Con el valor de la intensidad máxima admisible, se procede a multiplicar por el factor de agrupamiento y factor de temperatura de ser así el caso (ver Tablas 5 y 6):

$$I_c = I * fN * fT$$

Ecuación 9. Corriente Corregida (ACOMETIDA).

Con la Ecuación 9 en mención se corrige la corriente admisible por conductor en la acometida, siempre y cuando haya agrupamiento de varios conductores en un mismo ducto y de acuerdo a la temperatura de servicio a la que vayan a trabajar los mismos. El resultado de la intensidad admisible “corregida” por sección, se verifica en las Tablas 3 y 4 de conductores.

2.1.2.3 Alimentadores Eléctricos.

Son los conductores encargados de abastecer y distribuir la energía eléctrica misma que se consume en el grupo de cargas. Los alimentadores deben ser los adecuados para cada distribución y así no causar variaciones en los voltajes transferidos que pudiesen dañar los equipos activos o pasivos denominados cargas.

2.1.2.3.1 Calibre del Alimentador.

Se deberá satisfacer todos los lineamientos según NFPA 70 del NEC2014, se considerará una caída de voltaje para el cálculo del 2% con carga completa para el sistema que se instalará en el presente proyecto.

2.1.2.3.2 Calibre del Neutro.

El calibre del neutro se deberá sobredimensionar a 1,73 veces el calibre de las fases, de acuerdo con “Information Technology Industry Council” (ITIC). La Tabla 5 define el color a utilizarse en una instalación eléctrica de edificaciones o construcciones a gran escala, facilitando así todo tipo de conexionado y mantenimiento.

CONDUCTOR	COLOR
Puesta a Tierra Aislada	Verde
Puesta a Tierra de Equipos	Desnudo o Verde con Amarillo
Neutro de Energía	Gris
Neutro Normal	Blanco
Fase	NEC 2014 (de acuerdo a tensión)

*Tabla 5. Código de Colores e Identificación de Conductores.
Fuente: NEC (2014).*

2.1.2.3.3 Selección del Conductor – Criterio por Corrientes.

Capacidad de transporte de corriente que tienen los conductores eléctricos se puede calcular dependiendo del tipo de sistema que se va a emplear si es monofásico o trifásico de acuerdo a la Ecuación 10 para sistemas monofásicos y con la Ecuación 11 para sistemas trifásicos.

- Para sistemas monofásicos:

$$I = \frac{P}{V * fp}$$

Ecuación 10. Selección del Conductor - Criterio por Corrientes - Sistemas Monofásicos

- Para sistemas trifásicos:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * fp}$$

Ecuación 11. Selección del Conductor - Criterio por Corrientes - Sistemas Trifásicos.

Dónde:

$I =$ Corriente de línea (A) $\approx Il$

$V =$ Voltaje (V)

fp = Factor de potencia

P = Potencia (W)

Posteriormente, si el proceso lo amerita, se procede a calcular la corriente corregida, tomando en cuenta el número de conductores por ducto, la temperatura ambiente y de trabajo de los conductores, como ya se explicó anteriormente en la pág. 22.

“La capacidad de transporte de los conductores está restringida por su capacidad de disipar la temperatura del medio que los rodea. Para ello, los aislantes no deben sobrepasar la temperatura de servicio de los conductores.

El exceso de temperatura genera dos efectos negativos en los aislantes:

- Disminución de la resistencia de aislación.
- Disminución de la resistencia mecánica” (Procobre-Chile, 2008, p.7).

$$I_c = \frac{Il}{fN * fT}$$

Ecuación 12. Corriente Máxima Admisible.

La corriente máxima admisible en un conductor, cuando hay varios circuitos (varios conductores) transportados a través de un mismo ducto, se procede a calcular con la Ecuación 12 descrita anteriormente.

Dónde:

I_c =Corriente admisible corregida (A)

fN =Factor de corrección por N° de conductores

f_T =Factor de corrección por temperatura

I_l =Corriente de línea (A)

La Tabla 6 indica el factor a tomar en cuenta en el cálculo de la intensidad admisible por cada conductor, dependiendo la cantidad o agrupamiento de los mismos en un mismo ducto, el factor a ser considerado varía según el número de conductores activos.

Cantidad de Conductores	Factor
4 a 6	0.8
7 a 24	0.7
25 a 42	0.6
Sobre 42	0.5

Tabla 6. Factores de Corrección por Cantidad de Conductores f_N .
Fuente: Benalcázar, (2015).

En la Tabla 7 se encuentra el factor a ser considerado por la temperatura de servicio a la que trabajará el conductor, tomando en cuenta la temperatura ambiente.

Temperatura Ambiente °C	Temperatura de Servicio	
	60°C	75°C
Más de 30 hasta 40	0.82	0.88
Más de 40 hasta 45	0.71	0.82
Más de 45 hasta 50	0.58	0.75
Más de 50 hasta 55	0.41	0.67
Más de 55 hasta 60	-	0.58
Más de 60 hasta 70	-	0.35

Tabla 7. Factores de Corrección por Temperatura f_T .
Fuente: Benalcázar, (2015).

Conocida la corriente o corriente corregida, se verifica el valor correspondiente en Tablas 3 y 4 para definir el calibre del conductor.

2.1.2.3.4 Selección del Conductor – Criterio por Caída de Voltaje (ΔV).

“La circulación de corriente a través de los conductores, genera pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones del origen y extremo de la instalación. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el reglamento en cada parte de la instalación, garantizando el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Este criterio es determinante cuando las líneas son de larga longitud por ejemplo en derivaciones que alimenten a los últimos pisos en un edificio de cierta altura” (Martínez Alfredo, 2008, p.2).

Para lo descrito se aplica la Ecuación 13 en sistemas monofásicos y la Ecuación 14 en sistemas trifásicos:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * fp}{\Delta V}$$

Ecuación 13. Selección del Conductor por Variación de Voltaje en Sistemas Monofásicos.

$$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * fp}{\Delta V}$$

Ecuación 14. Selección del Conductor por Variación de Voltaje en Sistemas Trifásicos.

Donde:

ΔV = Caída de voltaje (%)

ρ = Resistividad en (Ω/m)

L = Longitud del cable (m)

I = Corriente (A)

S = Sección del conductor (mm^2) se procede a verificar en tablas técnicas 14 y15.

Las ΔV normalizadas según EMELNORTE.

- Iluminación y tomacorrientes $\Delta V = 1.5 \%$
- Acometidas $\Delta V = 5 \%$
- Máquinas y equipos $\Delta V = 2.5 \%$

La Tabla 8 expresa los valores de resistividad de los conductores eléctricos según su construcción y constitución en (Ω/m^2).

Material del Conductor Eléctrico	Resistividad (Ω/m^2)
Cobre blando	0,01724
Cobre semiduro	0,01783
Cobre duro	0,0179
Aluminio	0,0328

*Tabla 8. Resistividad de Conductores Eléctricos.
Fuente: Benalcázar, (2015).*

2.1.2.4 Longitud de Circuito.

No deben superar una distancia máxima de 50 metros, recomendado según la norma ICREA-std-2015. Los circuitos no deben situarse en espacios públicos, a menos que se encuentren apropiadamente protegidos en rutas seguras.

2.1.2.5 Aislamientos Permitidos.

Se usará en todos los casos para 75° o superior, de baja emisión de humo y cero alógenos según la norma ICREA-std-2015. Los aislamientos seleccionados proveen una defensa robusta del espacio en caso de incendio, protegiendo los equipos y la salud humana.

2.1.2.6 Tomas y Clavijas.

Todos los contactos deben tener conexión a tierra aislada no usar contactos menores a 20 A, contar con una red de circuitos no regulados con tomacorriente para mantenimiento claramente identificado, instalados en los muros perimetrales del cuarto y plenamente visibles, sus cubiertas deben ser de un material aislante.



*Figura 6. Tomas y Clavijas.
Fuente: Cibernética y Electrónica S.A., (2015).*

Las tomas y clavijas conectadas apropiadamente en ubicaciones estratégicas del sitio para un correcto funcionamiento del lugar, cada una de ellas debidamente identificadas y colocadas en puntos estratégicos u necesarios, así como lo muestra la Figura 6.

2.1.2.7 Servicios por Circuito.

Cada toma es un circuito independiente y abastece al requerimiento eléctrico, se emplea por lo menos un circuito independiente por rack y para cargas mayores a 20 A se coloca un circuito extra de uso dedicado único para esa carga.

2.1.2.8 Canalizaciones.

Todos los circuitos deben ser contenidos en ductos o bandejas porta cables, separadas independientes de otro tipo de cableado para no causar interferencias, estas deberán ser de aluminio o acero con travesaños de no más de 6”.

Se debe cuidar la continuidad eléctrica que en toda la trayectoria sea la misma, manteniendo su impedancia lo más baja posible, de igual manera deben poseer conexión a tierra en ambos extremos de la trayectoria.



*Figura 7. Ductos y Bandejas en Data Centers.
Fuente: INELEC, (2019).*

En la Figura 7 se muestra una correcta utilización en un Data Center tanto de bandejas porta cables como de ductos para la distribución y la organización del cableado estructurado del sitio.

Tipos de Canalización Permitidos:

- **Ductos:** Generalmente empleados de PVC, pueden ser rígidos o flexibles, no son auto extingüibles y no se corroen. Los ductos se mantienen empotrados en techos y paredes, son ideales para zonas con ambientes húmedos. El
- **Bandejas Porta Cables:** Las bandejas sirven para organizar y aislar cables en estructuras construidas y permiten un acceso fácil para añadir o retirar cableado, son de acero galvanizado, inoxidable o de plástico según su función.

2.1.2.9 Soportes.

Las bandejas deberán quedar fijadas perfectamente a los muros, pisos o estructura del edificio, los soportes deben ser metálicos con acabados anticorrosivos, no se debe colocar bandejas sobre módulos de piso técnico. Se podrá colocar en su estructura, ninguno deberá estar a más de 1,2 metros de separación, en los cambios de dirección se deberá colocar uno antes y otro después.

2.1.2.10 Identificaciones.

Mantener identificados los circuitos y las canalizaciones, es necesario para mantener el orden y el espacio adecuado para el cableado, así también se reducirá el tiempo que se emplea en realizar un mantenimiento. En la Figura 8 se muestra un ejemplo de cableado eléctrico debidamente etiquetado y organizado en un tablero de distribución.

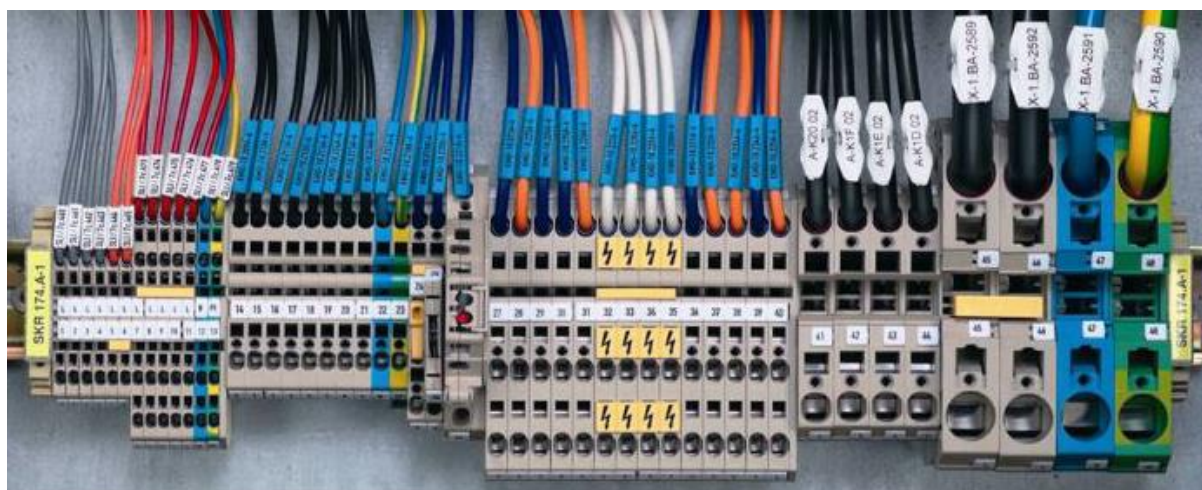


Figura 8. Etiquetado Eléctrico.
Fuente: JD Eléctricos, (2018).

Las identificaciones por emplearse se colocan en un lugar visible con facilidad tanto en las canalizaciones, como en las derivaciones de los circuitos y en los interruptores de los mismos.

2.1.2.10.1 Identificación de Circuitos.

Los circuitos deben quedar identificados mediante una etiqueta en ambos extremos, tanto en la salida del tablero eléctrico como en las tomas de corriente como muestra a continuación la Figura 9, se deberá incluir también en los diagramas de circuitos del lugar.



Figura 9. Identificación para Circuitos.
Fuente: Sistemas NONEX, (2018).

2.1.2.10.2 Identificación de Canalización.

Las identificaciones de canalización deben ser de fondo amarillo y letras negras de 1cm en ductos de hasta 1 pulgada, de 2cm para diámetros entre 2,5 a 6,3cm y de 3cm para diámetros superiores a 63cm y charolas. Deberán ser identificadas con el texto “CÓMPUTO-Normal/respaldo”, “CÓMPUTO-Regulada” y “CÓMPUTO-Ininterrumpible”.

Se detalla a continuación y en forma gráfica (ver Figura 10), las etiquetas que se deberán usar dentro del Data Center, para de esta manera brindar al técnico o personas con acceso a este espacio, información necesaria y útil al momento de un mantenimiento o manipulación, además este tipo de etiquetas por su color y combinación de colores proporcionan al visitante información de cuidado o precaución.



*Figura 10. Identificación de Canalizaciones.
Fuente: El Autor.*

2.1.2.10.3 Identificación de Interruptores.

Los interruptores deberán contar con una etiqueta de identidad del circuito o del equipo para el que trabajan, no deberá ser menor de 2cm en los interruptores principales y secundarios, en los derivados no menor a 1cm, las etiquetas no deberán ser inflamables y serán permanentes adelante la Figura 11 muestra un claro ejemplo de cómo se deberá colocar las etiquetas.



*Figura 11. Etiquetas para Interruptores.
Fuente: ACT Electrical, (2019).*

2.1.2.11 Protecciones.

La falla de equipos eléctricos resulta en la pérdida de servicio, para minimizar fallos de equipo y potenciales costos de reparación y daños se sugiere la implementación de mecanismos de protección, tanto en líneas principales como en líneas secundarias.

Se calcularán de acuerdo con el art.240 de NFPA 70 (NEC 2014), además se debe tomar en cuenta IEEE-std-242-2001, las protecciones se instalarán en el piso técnico. Se realizarán estudios de corto circuito como lo establecido por IEEE-std-242-2001, en caso de usar un nivel de tensión superior a 1KV se deberá elaborar un estudio de coordinación de aislamientos.

2.1.2.12 Supresores de Transitorios.

Los Supresores Transitorios son dispositivos que protegen circuitos contra sobrevoltajes y filtros de interferencia electromagnética para proporcionar una protección eficaz evitando tiempo de inactividad y daños a los equipos provocados por cambios en la red de servicio o cambios en cargas capacitivas o inductivas externas. La Figura 12 muestra un equipo Supresor de Transitorios.



Figura 12. Supresor de Transitorios.
Fuente: Centro Eléctrico Industrial, (2019).

Los Supresores de Transitorios deberán cumplir con los requisitos de la 3ª edición de UL 1449 Tipo 1, Tipo 2, los SPD deberán ser conectados en paralelo al sistema a proteger, éste no deberá limitar la corriente de carga. Se seguirán las recomendaciones IEEE Std C62.41, IEC 61643-1:2005, UL 1449 3ª edición, las capacidades mínimas de los SPD serán:

La Tabla 9 define las capacidades mínimas que deberán cumplir y cortar los supresores de transitorios, según la zona a ser instalados.

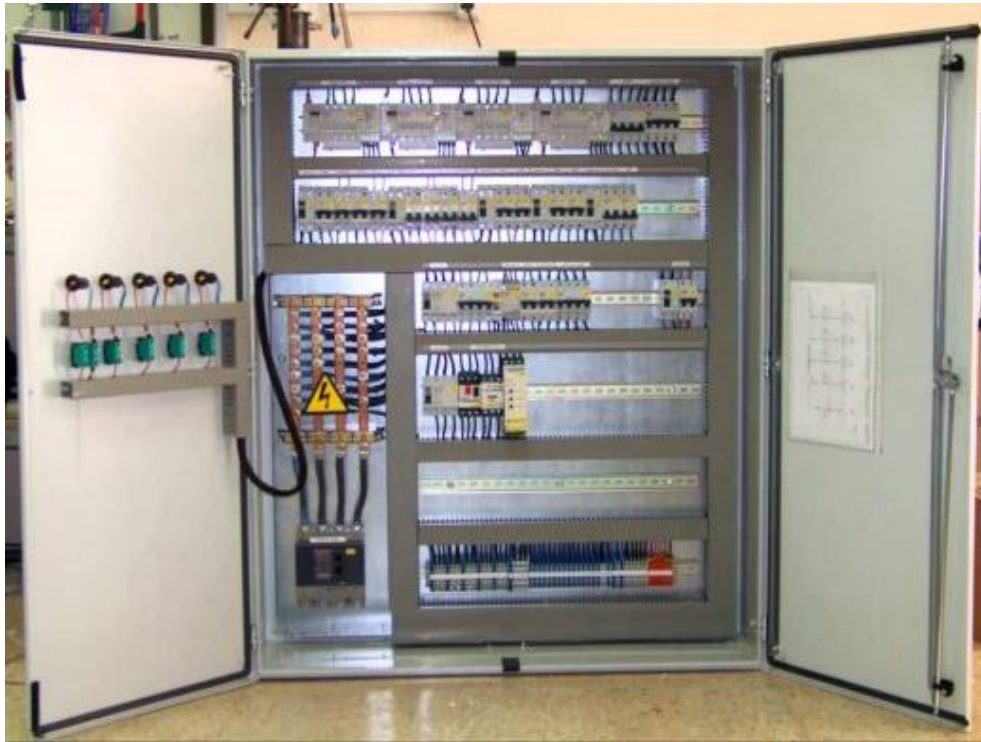
CAPACIDAD	ZONA
400 y 300KA	Zona de Transformadores y Subestaciones
200 y 140KA	Zona de tableros Generales
140 y 100 KA	Zona de Tableros de Distribución y los PDU

*Tabla 9. Capacidades Mínimas - Supresores de Transitorios.
Fuente: ICREA-std-2015, (2015).*

2.1.2.13 Tableros Eléctricos.

Los Tableros Eléctricos son armazones que protegen a los componentes de mando y de control de un sistema eléctrico, debido al campo electromagnético que se genera en sus conductores y que dentro de este cubículo aumenta, deberán ubicarse en una zona separada de los equipos de red para evitar interferencias en la señal de datos, pero siempre serán ubicados dentro del cuarto de equipos y nunca dentro del piso técnico.

Los Tableros Eléctricos constan de varias partes, los principales son: gabinete, riel metálico, barra colectora, bornera de conexiones, prensa cables y componentes eléctricos y electrónicos. Estos Tableros pueden clasificarse en tipos de acuerdo con su función: Distribución, Control de Motores, Alumbrado y Carga, Control de Potencia, Protección Control y Medición.



*Figura 13. Tablero Eléctrico Modular Organizado.
Fuente: Construarte, (2018).*

En la Figura 13 se puede observar los elementos de un Tablero Eléctrico Modular conectado para maximizar la eficiencia de recursos y de espacio disponible en un sitio, manteniendo organizadas las secciones de control de cargas, interruptores y protecciones.

2.1.2.14 Sistemas de Medición.

Un sistema de medición de las variables eléctricas deberá ser instalado en un lugar visible en caso de no contar con un sistema modular, las variables a medir son: Voltaje entre fases y de fase a neutro, Corriente de fases, neutro y tierra, Frecuencia, Distorsión total por armónicos (THD) en voltaje por fase.

2.1.2.15 Grupo Electrónico de Energía de Respaldo.

Un Grupo Electrónico es una máquina compuesta por motor, alternador, y panel de control, (Pomatoca Mauro, 2010, p. 18 - 22) que en su conjunto realizan conversión

electromecánica de energía, vale decir, transforma energía mecánica en eléctrica, a través de un motor de combustión interna que, acoplado a un alternador, entrega energía eléctrica (Pérez Rodolfo, 2013, p. 28).

Su capacidad deberá satisfacer el 100% de la carga durante 2 horas como mínimo en un corte o suspensión fortuita del suministro de energía de la red pública, la carga proyectada incluye los equipos de cómputo, comunicaciones, climatización, controles de acceso, CCTV, monitoreo, alarmas e iluminación.

El grupo electrógeno deberá ser sobredimensionado en su capacidad por diversos factores influyentes para su óptimo funcionamiento y la prolongación de la vida útil del mismo, los puntos más relevantes a considerar en el dimensionamiento de un grupo electrógeno son:

- Potencia instalada
- Consumo máximo registrado
- Proyecciones de crecimiento futuro
- Existencia de banco de condensadores
- Motores y partidas asociadas
- Cargas no lineales
- Cargas críticas
- Altitud y temperatura
- Ciclo de servicio

- Cargas pico
- Nivel de emisión acústica (insonoro en este caso por ser para una institución educativa)

2.1.2.16 Tableros de Transferencia Automática (ATS).

Los Tableros de Transferencia Automática son una unidad instalada para que en caso de fallar el sistema de suministro de energía se utilice la fuente alterna. Es empleado en sitios donde la necesidad eléctrica debe ser constante y así mantener amplios niveles de seguridad e integridad de servicios.

Los ATS deberán ser colocados en una línea visible de fácil acceso para eventuales mantenimientos preventivos y correctivos. Tienen también la ventaja de ser programables para adaptarse a las necesidades del lugar, emplean un reloj que se adapta y se sincroniza según la necesidad.

2.1.2.17 Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (UPS o SAI).

Como su nombre lo indica, este sistema UPS se utiliza para proporcionar protección contra fallos eléctricos, garantiza durante un tiempo prudente el aporte de energía eléctrica al Data Center en momentos de estiaje, corte o suspensión del suministro de la red pública. El tiempo de aporte que pueden proporcionar estos sistemas depende de la necesidad que ha de ser respaldada, esto se consigue aumentando los bancos de baterías y las capacidades de los UPS.



Figura 14. SAI Modular.

Fuente: Sistemas de Alimentación Ininterrumpida, S.L.

En la Figura 14 se muestra un SAI Modular, mismo que suele ser empleado en Data Centers para el respaldo de la energía eléctrica, este se puede monitorear mediante un software de gestión y su arranque es automático, su capacidad varía de acuerdo al modelo desde 90KVA hasta 210 KVA.

2.1.2.17.1 UPS Modulares.

Los módulos serán del tipo de cambio en caliente (Hot-Swap), contar con su propio cerebro, controlador o microprocesador que garantice total autonomía de cada módulo de potencia. Además, debe tener su propio inversor, rectificador, bypass estático y bypass mecánico. La cantidad de módulos en paralelo deberá estar basado en la confiabilidad deseada de la solución de UPS de acuerdo con el nivel de la categoría del Data Center. En la Figura 15 se muestra un UPS modular que puede ser colocado en un rack y su capacidad dependerá de los módulos que se le coloque.



*Figura 15. UPS Modular para Rack.
Fuente: EATON, (2019).*

El tiempo de transferencia deberá ser menor a 4ms entre el modo normal y a baterías y viceversa, a la entrada se deberá medir: tensión nominal, ventana de tensión $+10^{\text{a}}-15\%$ sin entrar en modo de baterías, frecuencia de 50/60hz $\pm 5\%$, factor de potencia menor igual a 0,90, distorsión total de la onda de corriente en la entrada menor al 10%; a la salida: tensión nominal, estabilidad de tensión $\pm 1\%$ (carga estática) $\pm 2\%$ (carga variable), frecuencia nominal 50/60 Hz, estabilidad frecuencia $\pm 1\%$, forma de onda senoidal, distorsión por armónicos menor o igual a 5% THD y menor 3% en armónicos simples con cargas no lineales, tiempo de recuperación menor a 10ms al $\pm 2\%$ de tensión nominal, eficiencia mayor al 90% a carga completa.

2.1.2.17.2 Interruptor Externo de Mantenimiento.

Cada sistema UPS podrá ser removido para mantenimiento sin la necesidad de que esto afecte el funcionamiento u operatividad de todo el conjunto, únicamente mermará su capacidad de respaldo en ese momento si sucediere un eventual corte de suministro eléctrico, en el instante en que se realicen estas maniobras, se deberá tener especial cuidado para no ocasionar daños al sistema y reestablecer la conexión adecuadamente.

2.1.2.17.3 Redundancia de UPS.

Dependerá del nivel de confiabilidad que se le desee brindar al sistema. La redundancia eléctrica es importante para mantener los equipos activos del Data Center operando el mayor tiempo posible, de esta manera si un servicio eléctrico falla, el sistema redundante mantendrá los equipos operativos en funcionamiento sin la necesidad de que estos se apaguen.

La Redundancia de UPS se puede clasificar en tipos debido a como esta se disponga, puede ser: aislada, en paralelo y de sistema.

- **Redundancia Aislada:** consta de 2 UPS capaces de soportar toda la carga del centro con cada una por vez, al caer la primera se iniciará la segunda UPS, es el más ineficiente de las distribuciones.
- **Redundancia en Paralelo:** consta de 2 UPS que soportan la carga del centro al mismo tiempo, siendo cada una capaz de soportar toda la carga por si sola, requiere de sincronización y usualmente se ocupan del mismo fabricante.
- **Redundancia de Sistema:** Posee 2 sistemas de capacidad N alimentando simultáneamente, es decir posee 4 UPS y un generador, es un diseño tolerante a fallos, suele emplearse en Data Center Tier 4, su costo de implementación es elevado ya que redunda en todos los componentes eléctricos.

2.1.2.17.4 Potencia de UPS.

La potencia del UPS será calculada para permanecer en operación continua con un nivel máximo de eficiencia, en donde se deberá contemplar también el crecimiento con un mínimo impacto en la eficiencia del sistema.

Para determinar la capacidad del UPS se tomará en cuenta lo siguiente:

- Listar equipos que serán protegidos e identificar valores de Voltaje y Amperaje de cada uno y obtener la Potencia Individual en una tabla.
- Dividir para 0,7 o multiplicar por 1,43 para obtener valore VA.
- Sume los valores VA Individuales y obtenga el subtotal.
- Multiplique por el valor de factor de crecimiento deseado considerando el crecimiento futuro del sistema, este podrá ser de 5% anual o mayor según la necesidad.

2.1.2.18 Surge Protection Devices (SDP).

El SDP se utiliza en redes de suministro de energía eléctrica, redes telefónicas y centro de control automático, se conecta en paralelo al circuito de alimentación de las cargas que tiene que proteger.

Se requiere formar tres niveles de supresión para obtener una protección efectiva del sistema. Clase C: tableros principales 400-300kA en zona de transformadores y subestaciones. Clase B: tableros secundarios 200-140kA en tableros generales. Clase A: tableros o centros de cargas sensibles directamente donde se distribuye energía de calidad a cargas finales 140-100kA. Un SPD debe ser colocado donde pueda existir diferencia de potencial.

2.1.2.19 Baterías.

Se deberá emplear baterías de plomo-ácido húmedas o Valve Regulated Lead Acid (VRLA) Baterías que no necesitan mantenimiento en UPS, equipos de conmutación y

transferencia, unidades de disparo de interruptores que deban ser operados aún sin energía, sistemas de seguridad que operen con baterías, equipos de monitoreo remoto que operen con baterías.



*Figura 16. Disposición de Baterías en Data Centers.
Fuente: In Contract, (2017).*

Las Baterías se disponen en lugares separados de los equipos de comunicaciones, se procura la distribución apropiada como muestra la Figura 16, colocando los equipos para optimizar espacio y la ejecución de eventuales mantenimientos.

2.1.2.19.1 Estado de las Baterías.

Las baterías deberán ser reemplazadas al reducir su capacidad y eficiencia por debajo del 80% de lo que especifique el fabricante, las inspecciones se realizarán en condiciones normales, se tomará apuntes para comparaciones y determinar tendencias en el rendimiento.

Se medirá:

- Voltaje de flotación del banco de baterías extremo a extremo
- Voltaje y corriente de salida del cargador
- Temperatura ambiente

- Corriente de flotación
- Valores óhmicos de la batería
- Temperatura en las terminales negativas de cada batería
- Voltaje de cada batería
- Resistencia de interconexión batería – batería
- Corriente o voltaje de rizo de AC en la batería

Se revisará las mediciones cada mes de los puntos 1 al 4, trimestral del 5 al 7, y anual para 8 y 9. Los rangos que se aceptarán en las propiedades químicas y eléctricas por celda en baterías son:

La Tabla 10 es la guía para utilizar cuando se trate de verificar distintos parámetros en las celdas de las baterías, evitando así afectar el sistema en todo su conjunto porque darán los respectivos mantenimientos o reemplazos antes de que empiecen los fallos.

Propiedades	Parámetro	En Operación		Desconectadas	
ELÉCTRICAS	Voltaje	2.16 a 2.34	Volts	2.06 a 2.24	Volts
	Impedancia	70 a 117	%	70 a 117	%
	Conductancia				
	Admitancia				
QUÍMICAS	Nivel de pérdida de electrolito (dryout)	<20	%	<20	%
	Sulfatación	<20	%	<20	%
	Densidad Específica				

*Tabla 10. Rangos Aceptables en las Celdas de las Baterías.
Fuente: ICREA-std-2015, (2015).*

2.1.2.20 Sistemas de Iluminación.

Las luminarias con baterías se pueden omitir si los sistemas de iluminación del Data Center dependen de una segunda fuente de generación que brinde una redundancia para la generación de energía eléctrica. ICREA-std-2015 (2015).

Un sistema de iluminación es un conjunto de elementos, diseñados para proporcionar una mejor visibilidad y la adecuación estética de un espacio y más concretamente para actividades definidas; a través de la selección de las mejores luminarias y lámparas.

Proporcionando el nivel de iluminación adecuado para cada tarea, sobre todo buscando minimizar efectos de brillo directo, así como el reflejo, buscando en todos los casos optimizar el uso de energía y reducir el costo operativo.

2.1.2.21 Aire Acondicionado.

“Se alimentará de manera exclusiva a partir del grupo electrógeno”. ICREA-std-2015 (2015). El aire acondicionado en un Data Center busca que el enfriamiento de los equipos electrónicos sea constante durante los 365 días del año las 24 horas al día, con la finalidad de mitigar las cargas electrónicas de los equipos que generan calor.

Controlando la temperatura y la humedad logrando una mayor cantidad y calidad de aire al equipo; el objetivo principal del aire acondicionado en un equipo electrónico es lograr una mayor capacidad de enfriamiento por metro cúbico a través de un comando y control preciso de síntesis de fallas y alarmas.

2.1.2.22 Sustentabilidad.

En ambientes tecnológicos incide en el equilibrio de las condiciones económicas, ecológicas y sociales logrando reducir la contaminación causadas por sustancias nocivas o el uso de recursos no renovables. ICREA-std-2015 (2015). Aplicarlo a un Data Center pequeño causará una reducción en inversión económica a largo plazo que significará una mejor utilización de recursos para mejoras de servicios de comunicación u mejoras en otros subsistemas.

2.1.2.23 Cogeneración.

Concepto para emplear energía mediante una infraestructura de producción eléctrica autónoma interconectada con el sistema de distribución eléctrica convencional para ampliar el funcionamiento del sistema eléctrico cuando la fuente principal falle, además de reducir gastos generados por el uso de energía convencional.

La cogeneración es el procedimiento mediante el cual se obtiene energía, en este caso energía eléctrica por medio de la energía solar, la ventaja de emplearla es su mayor eficiencia, misma que está enfocada en reducir la cantidad de energía requerida para proporcionar productos y servicios, ya que por medio de su disminución se reducen los costos de energía lo cual proporciona un ahorro financiero para los consumidores de la misma.

“El propósito de la electrónica de potencia en sistemas de potencia PV es convertir la corriente DC generada por los paneles PV en corriente AC para la red con la más alta eficiencia posible al menor costo”. (Huertas Cuéllar, 2011 pág. 1)

2.1.3 Energías Renovables.

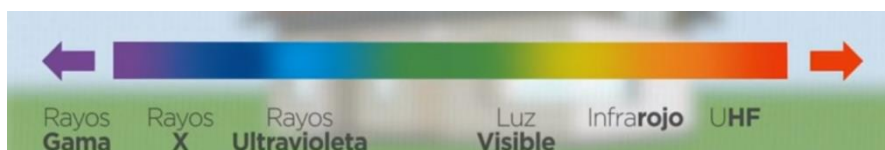
Aquellas producidas por el consumo de recursos considerados “inagotables” en la escala humana, con suficiente disponibilidad y cuyo consumo se renovará naturalmente, la Comisión Internacional Electrotécnica considera como energía renovable, la energía solar, hídrica y eólica.

2.1.3.1 Energía Solar.

Ha pasado de ser un sistema autónomo a un sistema de generación para el mundo industrializado, desarrollándose a escala comercial, hoy es posible interconectar un sistema autónomo como parte de la energía que se utiliza en la industria para generar la misma y reducir su gasto en el servicio.

Se reducen las emisiones que esta produce al consumir energía basada en combustibles fósiles, conformada por la radiación electromagnética de diferentes frecuencias que emite el sol, todas ellas formadas por fotones (partículas elementales portadoras de diferentes cantidades de energía).

En la Figura 17 muestra las ondas electromagnéticas visibles al ojo humano además de las ondas imperceptibles y que serán las aprovechadas por los paneles fotovoltaicos, generadoras de energía eléctrica.



*Figura 17. Espectro Electromagnético.
Fuente: Manual de Luminotecnia, (2000).*

Por tales motivos surge este proyecto de tesis como alternativa idónea y amigable con el ambiente, a la par de empezar a implementar tecnologías sustentables desde las aulas universitarias.

2.1.3.2 Radiación Solar.

El sol genera energía constante en forma de ondas electromagnéticas (lo que se conoce como colores) de distintas frecuencias que, en el momento de incidir sobre la superficie terrestre pierde parte de su potencia debido a distintos fenómenos ambientales: actividad humana, la forma propia de la Tierra, ciclo día/noche y su órbita elíptica.

La potencia radiante de 1367 W/m² (constante solar) que llega al Planeta no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre, en la Figura 18 podemos observar la gráfica del nivel de radiación solar incidente en la superficie terrestre, siendo esta mayor desde los meses de octubre hasta marzo, decayendo a partir de abril hasta septiembre.

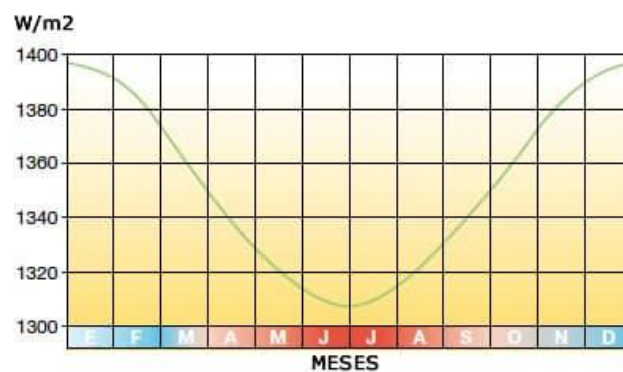


Figura 18. Nivel de Radiación Solar Anual.
Fuente: SFE-SOLAR, (2015)

Debido a la órbita elíptica, la radiación que alcanza la atmósfera es mayor en los meses de invierno que en los meses de verano; la Tierra está más próxima al sol en esos meses. La Figura 19 corresponde a una apreciación más clara de lo anteriormente expresado en la anterior.

Según la trayectoria anual de la Tierra alrededor del sol se observa la distancia que se genera entre ambos astros en el transcurso de los meses, siendo Enero y Julio los meses de con la mayor distancia generada entre ellos, y los meses de Abril y Octubre tienen las distancias más cortas entre ellos.

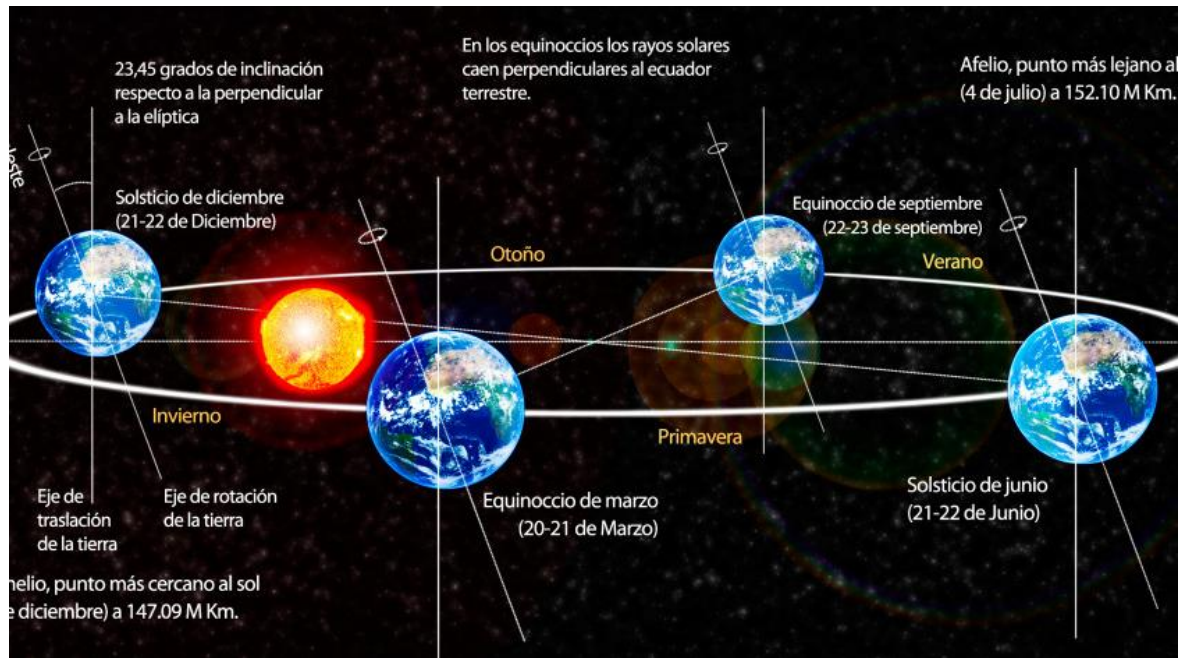
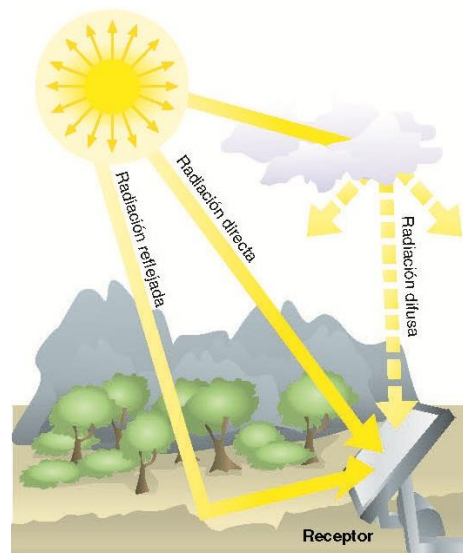


Figura 19. Trayectoria Anual Sol-Tierra.

Fuente: Universidad Nacional Autónoma de Honduras, (2018).

La atmósfera atenúa la radiación solar debido al fenómeno de reflexión el cual cambia la dirección de una onda, la misma que al entrar en contacto con la superficie de separación entre dos medios cambiantes, regresa al medio donde se originó. En la Figura 20 se puede apreciar que la difusión de irradiancia solar se produce por la presencia de polvo y contaminación del aire.

También por efectos meteorológicos como; nubosidad, lluvia o nieve; la irradiancia incide un plano horizontal sobre la superficie terrestre sobre todo en días soleados específicamente al medio día alcanza un valor de $1000\text{W}/\text{m}^2$ aproximadamente (este valor es cambiante ya que depende del lugar y de la nubosidad).



*Figura 20. Fenómenos de Radiación Solar.
Fuente: CALCULATIONSOLAR BLOG, (2013).*

Cuando los rayos solares no inciden perpendicularmente sobre las células fotovoltaicas, se producen pérdidas por reflexión y absorción en las capas anteriores a la célula del panel. También pérdidas por suciedad y efectos espectrales, porque las células solares responden selectivamente a los fotones de la luz incidente; para cada longitud de onda de la radiación solar incidente generan una corriente determinada.

La irradiancia que incide en un plano horizontal sobre la superficie terrestre un día claro al mediodía alcanza un valor máximo de 1000 W/m^2 aproximadamente. Ecuador por estar ubicado en el centro de la Tierra tiene como constante dicha cantidad.

El Ecuador se encuentra justo en la mitad del mundo, lo cual es una gran ventaja para la aplicación e implementación de sistemas solares; ya que al encontrarse en la parte Nor-Oeste de América del Sur y al ser atravesado por la Línea Equinoccial o Ecuatorial Terrestre (Latitud 0).

En consecuencia, su territorio se encuentra en ambos hemisferios y recibe la luz solar la mayor parte del año, los rayos solares que caen sobre la región lo hacen de manera

perpendicular por lo cual se recibe mayor radiación solar. Se evidencia claramente la ubicación del Ecuador en el globo terráqueo (ver Figura 21). Debido a la irradiancia que incide sobre este punto el astro rey, haciendo de este tipo de sistemas una aplicación viable y recuperable a corto plazo.

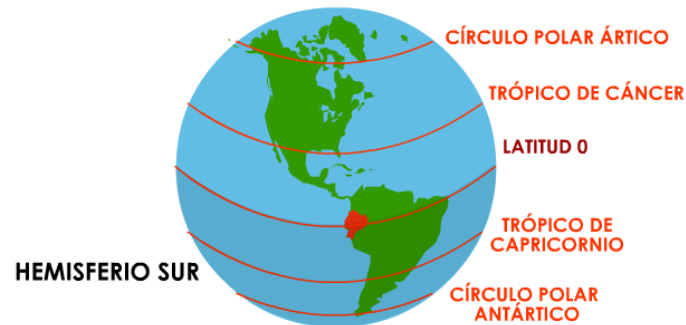


Figura 21. Ubicación de Ecuador en los Hemisferios.
Fuente: Montesinos, (2000).

Si se suma toda la radiación global que incide sobre las placas fotovoltaicas en un lugar determinado en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes, año) se obtiene la energía en kWh/m² (o en MJ/m²). Este valor es diferente según la región que se haga referencia; para realizar el diseño de una instalación fotovoltaica se necesita conocer la radiación del lugar.

En la siguiente Figura 22 se puede observar los patrones de radiación solar difusa anual promedio diaria por metro cuadrado (Wh/m²/día) proveniente del cielo resultante de la radiación solar sobre el Imbabura – Ecuador a través de la atmósfera cuando esta no es la más favorable para los paneles fotovoltaicos, la figura muestra 2300 Wh/m²/día en la zona del territorio ecuatoriano donde se propone este diseño.

Los registros promedio mensuales muestran una mínima radiación difusa promedio en los meses de Junio y Julio siendo ésta de un valor no menor a 2000 Wh/m²/día, y una máxima en el mes de Febrero que llegaría hasta 2700 Wh/m²/día, tomando estos valores como

referencia de la energía en días no favorables que se podrá producir para los diseños de los paneles fotovoltaicos, se puede observar mayor detalle de información en el anexo 6.5 – 6.7.

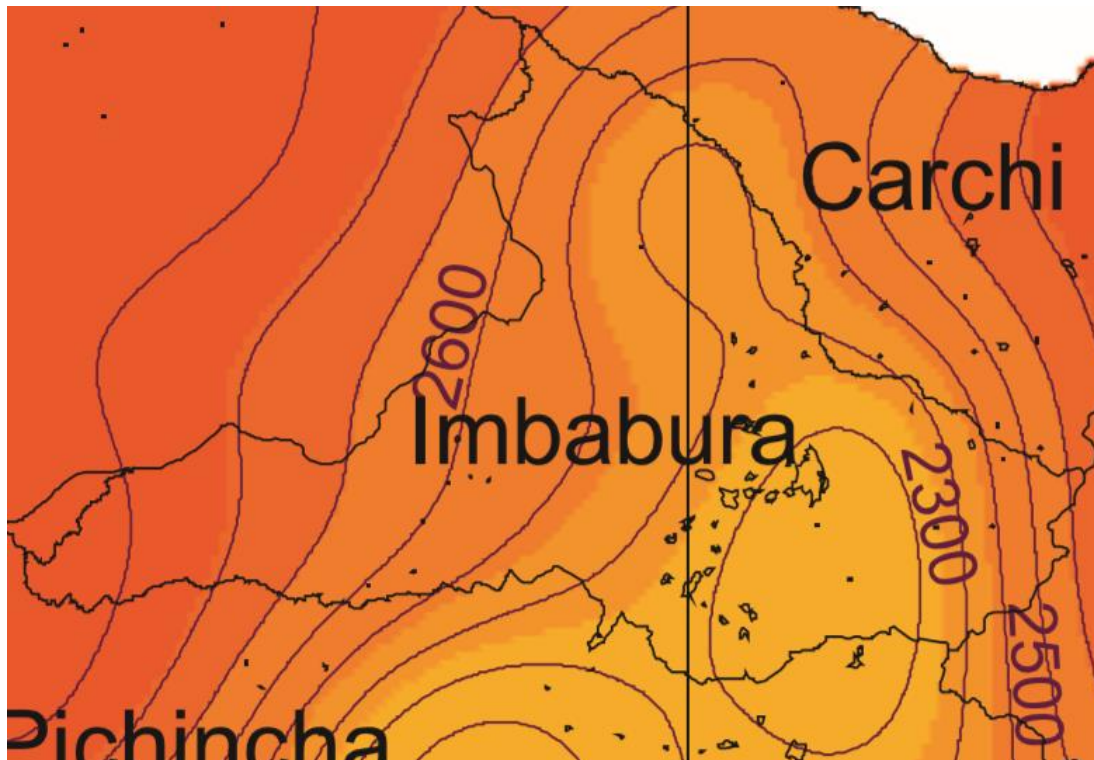


Figura 22. Insulación Difusa Anual Promedio Diaria en Imbabura.
Fuente: CONELEC, (2008).

Ahora en la Figura 23 se observa la Radiación Solar Directa anual promedio diaria por metro cuadrado ($\text{Wh/m}^2/\text{día}$) proveniente del cielo resultante de la propagación solar sobre Imbabura – Ecuador, a través de la atmósfera cuando esta alcanza el máximo de su capacidad para los paneles fotovoltaicos, la figura muestra $3900 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ en la zona del territorio ecuatoriano donde se propone este diseño.

Los registros promedio mensuales muestran una mínima radiación directa en los meses de Marzo y Abril los cuales tienen una mínima de $3300 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ y en los meses de Noviembre Diciembre tiene una máxima de $4500 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$, esto demuestra que implementar esta tecnología en el sector es ampliamente favorable para la producción de electricidad en el

sector debido a encontrarse en una de las zonas mayormente privilegiadas por la capacidad, se puede observar mayor detalle de información en el anexo 6.5 – 6.7.

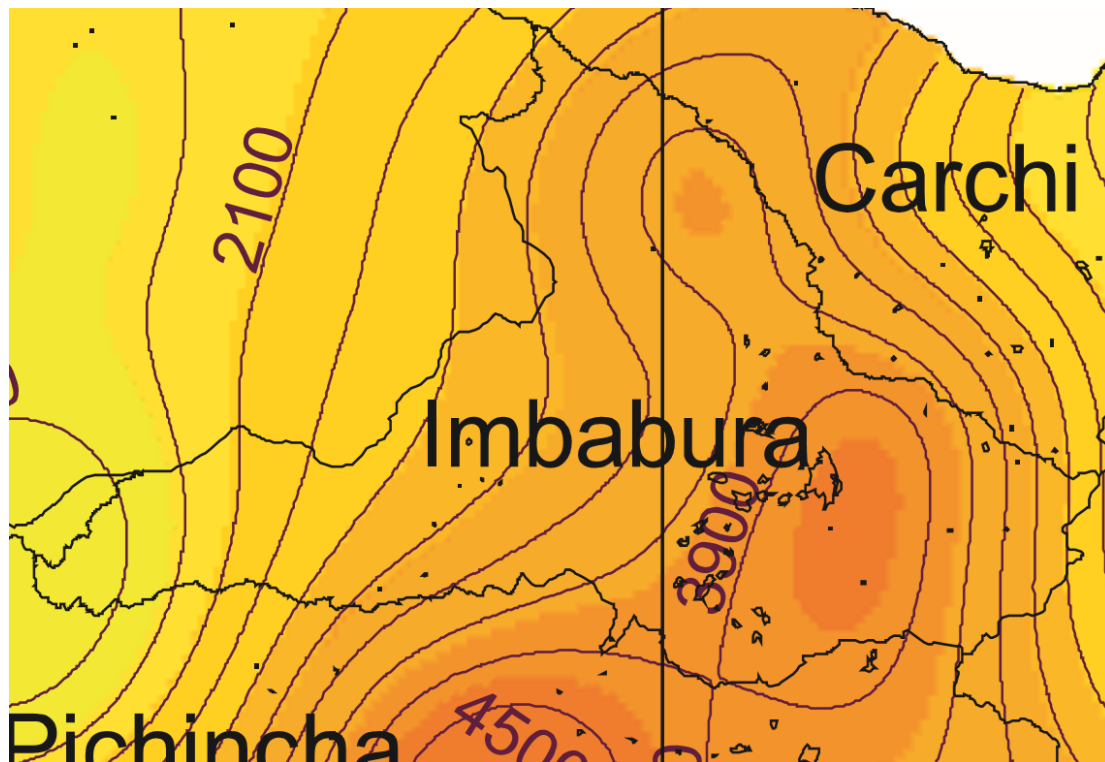


Figura 23. Insolación Directa Anual Promedio Diaria en Imbabura.
Fuente: CONELEC, (2008).

Se debe tomar en cuenta:

- **Irradiación:** Energía incidente por unidad de superficie; densidad de energía solar recibida en un determinado periodo de tiempo, medido en Wh/m², o si es por día, Wh/m²/día.
- **Irradiancia:** Potencia radiante incidente por unidad de superficie; densidad de potencia instantánea recibida, se mide en W/m².
- **Constante Solar:** Se denota como B₀ y es la irradiancia que recibe una superficie perpendicular al sol en el exterior de la atmósfera. Su valor es de unos 1.367 W/m².

La radiación solar es un recurso renovable que se puede aprovechar para producir energía eléctrica, siendo el Ecuador un lugar geográfico favorecido, en donde se puede producir una mayor cantidad de energía de manera eficiente.

2.1.3.3 Geometría Solar.

Es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el sitio deseado en las diferentes estaciones del año para el cálculo de la producción energética de una instalación fotovoltaica. Para calcular las distintas componentes de la radiación sobre una superficie terrestre, será necesario conocer la irradiación incidente sobre una superficie situada fuera de la atmósfera como referencia, podemos observar la Figura 24, esta se denominará radiación extraterrestre.

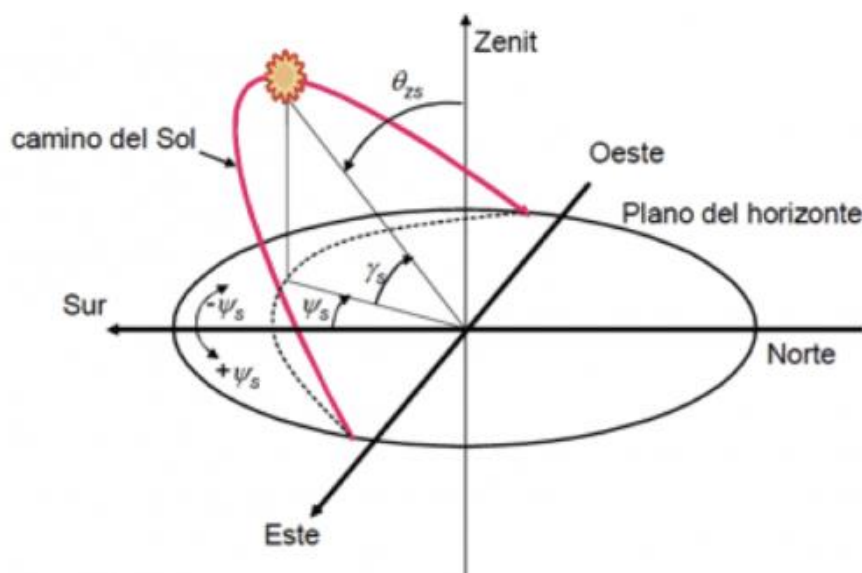


Figura 24. Radiación Extraterrestre.
Fuente: SFE-SOLAR, (2015).

En la Figura 25 se define la orientación mediante el azimut (para el sol, ψ , y para el captador, γ). El azimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte, considerando la orientación sur con $\psi = 0^\circ$, y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

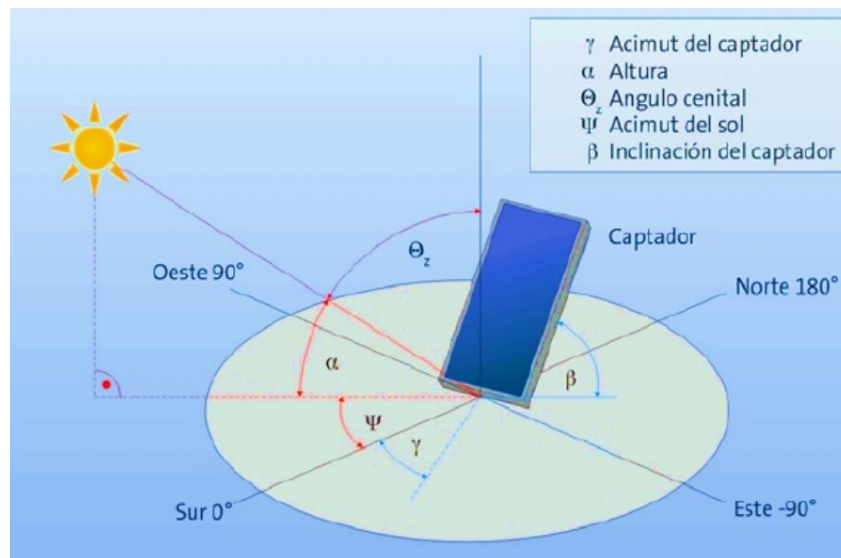


Figura 25. Radiación en un Punto Dado.
Fuente: Sánchez, (2017).

Por ejemplo, la orientación Este se considera $\psi = -90^\circ$, mientras que, para la orientación Oeste, $\psi = 90^\circ$. La inclinación viene definida por el ángulo β (para el módulo) y por la altura solar α o su complementario θ_z , (ángulo cenital) para el sol y otoño. Los demás días del año el sol recorre trayectorias intermedias entre las representadas.

2.1.3.4 Recorrido Óptico de la Radiación Solar.

Cuanto el sol está más perpendicular a la superficie terrestre (menor valor del ángulo cenital) menos camino recorre la radiación solar a través de la atmósfera. Por lo contrario, para ángulos cenitales mayores (menor altura solar) el camino a recorrer por la radiación solar en la atmósfera es mayor, entonces la intensidad de la radiación solar que llega a la superficie terrestre es menor. Para ello se define la masa de aire, (AM) como el cociente entre el recorrido óptico de un rayo solar y el correspondiente a la normal a la superficie terrestre (ángulo cenital cero) y que está relacionada con la altura solar (α).

Para una altura solar de $\alpha = 90^\circ$, $AM = 1$, que es el valor mínimo de AM y se corresponde con la situación del sol en el zenit (vertical del observador). En la Figura 26 se tiene el ángulo

cenital (cuanto más bajo está el sol, mayor es el ángulo cenital) y su correspondiente valor de AM. P. Como podemos ver en la imagen, para una altura solar $\alpha = 90 - 48,19^\circ = 41,81^\circ$, el AM tiene un valor de 1.5.

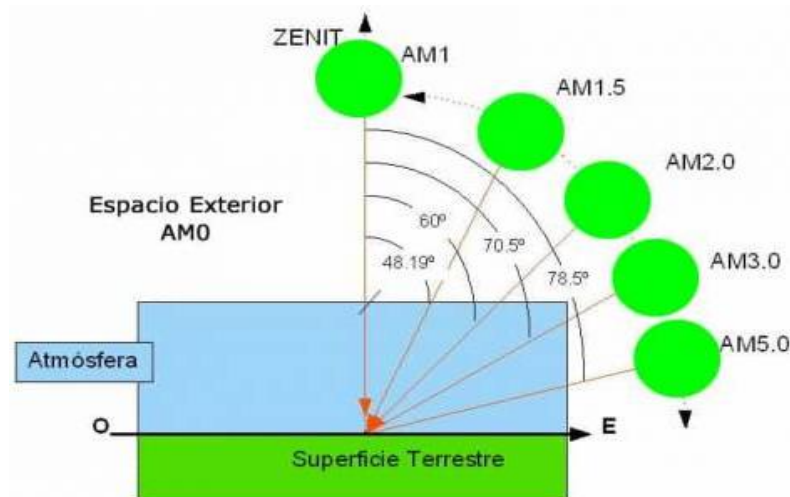


Figura 26. Ángulo Cenital del Sol.
Fuente: SFE-SOLAR, (2015).

El valor de $AM = 1$ (sol en el cenit) no se da ningún día del año, excepto en latitudes que se encuentran en el Ecuador. La radiación solar en el espacio exterior, es decir sin atravesar la atmósfera terrestre, supone $AM = 0$. Dependiendo de la latitud del sitio, la altura solar será diferente para cada día del año.

2.1.3.5 Irradiación Sobre Placas Solares en Superficies Inclinadas.

La radiación solar en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar es siempre mayor, que si la misma superficie se la colocaría en cualquier otra posición. Al variar el azimut y la altura solar a lo largo del día y del año, el ángulo de incidencia de radiación óptimo no es siempre constante. La única situación donde eso ocurriría sería con un sistema que varíe la inclinación y orientación constantemente (seguidor solar).

2.1.3.6 Horas de Sol Pico (H.S.P.).

Importante a la hora de calcular la producción de un sistema fotovoltaico. Las “horas de sol pico” que pueden definirse como el número de horas al día con una hipotética irradiancia de 1.000 W/m^2 que en conjunto suman la misma irradiación total que la real de ese día.

Una hora solar pico “HPS” equivale a 1 Kwh/m^2 o, lo que es lo mismo, 3.6 MJ/m^2 . Es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada “paquete” de 1 hora recibiendo 1000 watts/m^2 . La Figura 27 detalla la irradiación solar pico en el transcurso del día (horas solares pico) depende en qué lugar del planeta se decida realizar la instalación y estas horas variarán, en Ecuador por ejemplo se tiene un promedio de 11 a 12 horas de irradiación solar.



Figura 27. Horas Solares Pico.
Fuente: SFE-SOLAR, (2015).

Para calcular las HPS se debe dividir el valor de la irradiación incidente entre el valor de la potencia de irradiancia en condiciones estándar de medida (STC), en esas condiciones se cumplen las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos. El valor de irradiancia en condiciones estándar es de 1000 watts/m^2 , si se dispone de los datos de irradiación solar de un determinado día y se divide entre 1000, se obtienen las HSP.

$$HSP = \frac{\text{Irradiación solar sitio Wh/m}^2}{1000 \text{ Wh/m}^2}$$

Ecuación 15. Hora Solar Pico

Con la Ecuación 15 se puede obtener las horas solares pico que tendrán en un determinado sitio, dependiendo de la irradiación solar del mismo lugar.

Ahora se podrá calcular el número de paneles

$$\text{N}^\circ \text{ de paneles} = (\text{Energía} * 1.3) / (\text{HSP} * \text{Potencia del panel})$$

Ecuación 16. Número de Paneles.

Previo a haber definido las horas solares pico del sitio donde se llevará a cabo el proyecto, ahora con esta Ecuación 16 se determina la cantidad de paneles a ser instalados.

2.1.3.7 Panel Fotovoltaico.

Convierte la radiación solar en energía eléctrica, conformados por celdas fotovoltaicas de silicio y germanio; dependiendo de la energía que porten algunos fotones son reflejados, otros atraviesan el material y los absorbidos transmiten su energía a los electrones del material semiconductor produciendo así DC.

Entre más fotones absorba el material mayor será su eficiencia de conversión de energía solar a energía eléctrica; tomar en cuenta las consideraciones necesarias para realizar la instalación que obtenga el máximo desempeño de los paneles solares. En la Figura 28 se puede apreciar el efecto fotovoltaico, aprovechamiento de los fotones que fluyen entre los materiales de tipo N y tipo P por parte de los paneles solares para la producción de energía eléctrica.

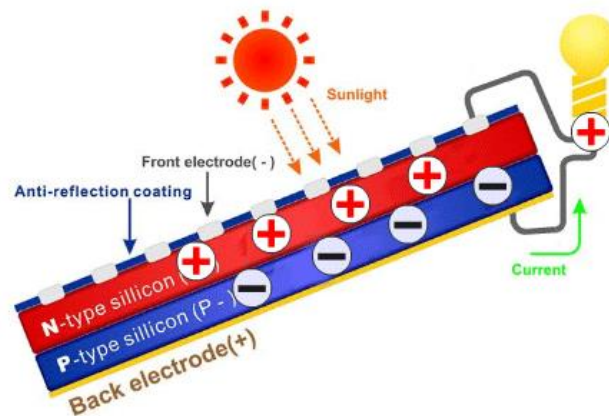


Figura 28. Efecto Fotovoltaico.
Fuente: Certificados Energéticos, (2018).

La DC mantiene un valor de voltaje constante (positivo o negativo), se produce en las celdas solares de los paneles y puede almacenarse en baterías con ayuda de un controlador o regulador de carga. La Figura 29 hace una relación del voltaje producido por los paneles solares en el tiempo, deduciendo a simple vista que el voltaje producido será el mismo durante el tiempo que se desee y que está dentro de los márgenes de soportabilidad.

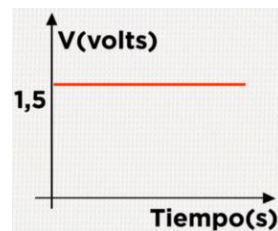


Figura 29. Voltaje DC.
Fuente: El Autor.

Se debe tener conocimiento y énfasis en los datos de los paneles:

- Potencia Máxima o Potencia Pico = desde 2,5 a 200 Wp.
- Tolerancia de potencia = +- 3%
- Voltaje a potencia máxima con carga = 17,68 V (usualmente de 12 o 24 VDC)
- Voltaje de circuito abierto sin carga = 21,48 V

- Corriente en potencia máxima = 2,83 A (depende de la potencia $P= V * I$)
- Corriente de cortocircuito = 3,01 A
- Voltaje Máximo del Sistema = 715 VDC (hasta cuanto se puede sumar en serie).

$$g/d = 715 / 21,48 = 33,286 \text{ paneles en serie.}$$

$$E_{panel} = I_{panel} * V_{panel} * HSP * 0,9 [Whd]$$

Ecuación 17. Energía Generada por un Panel en un Día

La Ecuación 17 es utilizada para saber cuánta energía produce un solo panel en un día, todo esto dependiendo de las horas solares pico que tenga el sitio, en este caso, Ecuador cuenta con casi 12 horas de sol diariamente.

Donde:

I_{panel} = Corriente máxima del panel

V_{panel} = Tensión máxima del panel

HSP = Horas sol pico (suma del total de horas en una hipotética irradiancia solar constante de 1000W/m²)

0,9 = Coeficiente del rendimiento del panel (85-90% al descontar las pérdidas).

Para conocer la energía generada en una instalación con varios paneles, se aplica la misma fórmula; la corriente máxima resulta de la sumatoria de los paneles fotovoltaicos conectados en paralelo de cada rama, y la tensión es la resultante de la suma de tensiones de cada rama conectados en serie. La Figura 30 es el símbolo eléctrico de un panel solar, estandarizado para así hacerlo fácilmente identificable en circuitos o planos.

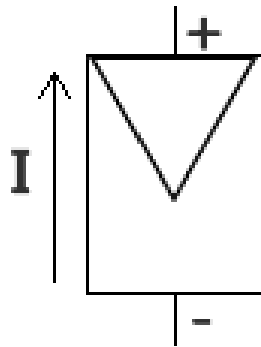


Figura 30. Símbolo Eléctrico Panel Solar.
Fuente: SUNFIELDS EUROPE, (2015).

2.1.4 Consideraciones para el Diseño.

Antes de comenzar a diseñar se debe considerar algunos aspectos para una correcta ejecución y lograr obtener la mejor eficiencia tanto tecnológica como de recursos que se van a colocar. En seguida se describirán y se identificarán los puntos principales que se deben evaluar.

2.1.4.1 Consideraciones para la instalación de paneles solares fotovoltaicos.

Los paneles solares fotovoltaicos no se deben colocar deliberadamente, se debe considerar ciertos aspectos para no tener inconvenientes en el futuro como son las siguientes:

- Ubicar los paneles inclinados, indicando el lado más largo hacia donde sale el sol, aprovechando así la mayor incidencia de radiación solar.
- El panel absorbe todo tipo de radiación solar.
- Cada 3 o 6 meses se deben lavar los paneles con detergente, por lo tanto, el lugar debería poder ser accesible.
- Las baterías sirven para estabilizar el voltaje y almacenar energía para la noche.

- La batería tendrá capacidad para entregar más potencia, lo que se requiera según sus especificaciones técnicas.
- Se almacena energía, se estabiliza y se tiene potencia extra.

Para obtener el mejor rendimiento de los paneles, el lugar de instalación debe estar:

- Libre de la sombra de árboles, construcciones u otros obstáculos que eclipsen los rayos del sol.
- Seguro, de forma que no pueda ser manipulado o dañado por personas no autorizadas.
- Accesible, libre de obstáculos para realizar la instalación y el mantenimiento.
- Las sombras en los paneles solares afectan su eficiencia hasta en un 50%.

Como se observa en la Figura 31 la instalación de los paneles deberá tener las consideraciones que se muestran, libre de sombras con la finalidad de aprovechar la generación de energía y de fácil acceso para eventuales mantenimientos.



*Figura 31. Recomendación en la Instalación de Paneles.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).*

2.1.4.2 Tipo de servicio eléctrico.

Tener pleno conocimiento del tipo de servicio que tiene el cliente para realizar una instalación y conexión adecuada para los equipos eléctricos que comprenden la totalidad de la carga. La Figura 32 muestra el esquema y tipo de suministro eléctrico a considerar según el inmueble para definir el tipo de sistema y conexionado de paneles solares fotovoltaicos.

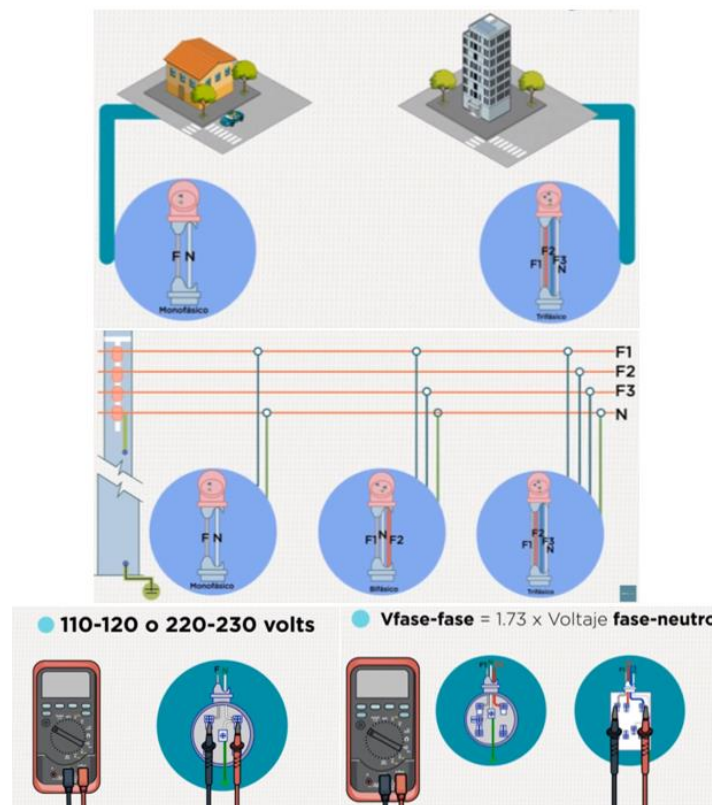


Figura 32. Tipo de Servicio Eléctrico.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

En el lugar se deben medir los voltajes que se manejan para poder realizar la interconexión de sistemas y no causar daños en los equipos por realizar un mal diseño del sistema y que cause variaciones de voltajes que los equipos no manejen causándoles daños a corto o largo plazo.

2.1.4.3 Selección de Tecnología Adecuada, Cálculo para el Diseño y Parámetros a

Considerar.

Todos los elementos a considerar una vez decidida la opción de implementar este tipo de sistemas de generación o cogeneración, se reflejan a continuación para de esta manera tener más claro el panorama, y así optar por el sistema más conveniente y acorde a las necesidades del sitio.

El factor económico a más de factor de infraestructura son determinantes a la hora de implementar esta opción. Para la selección del sistema se debe considerar los siguientes factores de inspección inicial, que son de gran importancia debido a que el sistema debe ser altamente eficiente.

- El inmueble cuenta o no con red pública de energía eléctrica.
- Cada instalación eléctrica tiene demanda de energía específica, determinar el tipo de sistema que satisface las necesidades energéticas del cliente, hacer un presupuesto.
- Inspección de campo y evaluar demandas energéticas, pedir recibos de un año y determinar el consumo energético promedio diario en KWh.
- Definir la cantidad y el tipo de paneles a instalarse.
- Definir el tipo de sistema fotovoltaico.

2.1.4.3.1 Sistema Solar Off-GRID (aislado o autónomo).

Es un sistema aislado o autónomo, no cuenta con red pública de energía eléctrica en el sitio, es alejado de la parte urbana o definitivamente se lo requiere como único sistema de generación eléctrica en el inmueble. Dependiendo de las necesidades o el uso, este sistema puede llegar a ser demasiado costoso.

A continuación, en la Figura 33 se observa la constitución de un sistema autónomo donde no exista red pública de suministro eléctrico o donde se pretenda tener un sistema único de generación eléctrica.

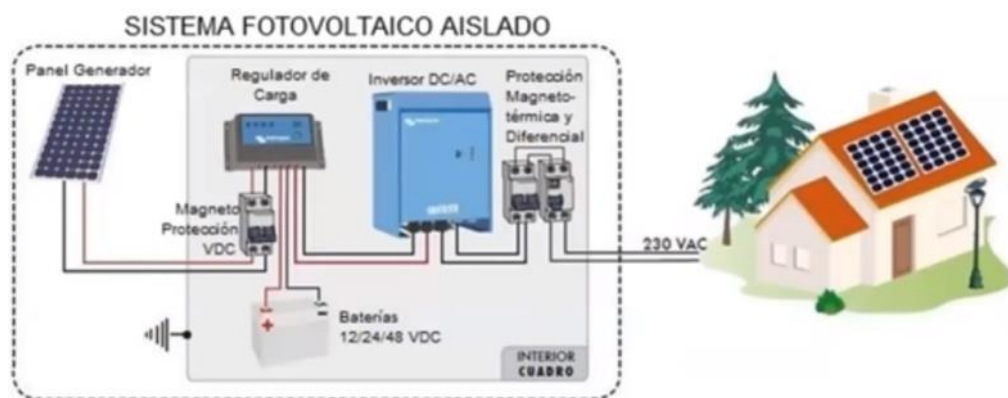


Figura 33. Instalación Autónoma Off-GRID.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

Un sistema Off-Grid no coexiste con otro sistema de energía, funciona de manera independiente, requiere de mayor espacio físico para instalar los equipos adicionales a otros modelos como el sistema de almacenamiento o las baterías.

2.1.4.3.2 Sistema Solar On-GRID (interconectado).

Aquel sistema que cuenta con el suministro de energía eléctrica pública y el sistema que se instalará se requiere como respaldo ante eventuales fallos de la red pública o, a su vez para reducir costos en la facturación, operando a la par con la red pública (con medidor

bidireccional instalado por la empresa eléctrica del país) donde se opte por aportar con energía generada remanente del sistema solar a las redes públicas.

El medidor bidireccional se encarga de cuantificar la energía producida por los paneles y la demandada por el usuario a la red de distribución, calcula la diferencia entre las mismas y determinar la tarifa de consumo eléctrico. En seguida la Figura 34 muestra un medidor totalizador de energía generada vs la energía consumida para aporte a la red de suministro público.

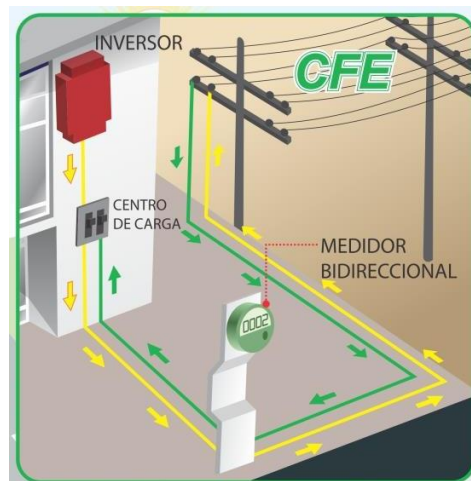


Figura 34. Medidor Bidireccional.
Fuente: Solarby, (2017).

De esta manera la instalación no solo aporta la energía para la localidad, sino también aporta energía a la red eléctrica reduciendo costos de consumo. Para un sistema On-GRID se lo puede realizar de dos maneras, la diferencia radica en el monto final del presupuesto del proyecto a desplegar, pueden ser con o sin baterías:

- Instalación Interconectada sin Baterías On-GRID

Esquema de un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red de suministro pública se muestra en la Figura 35 a través de un medidor bidireccional y sin banco de baterías. Se instalará de ser requerido en zonas donde no se requiera el almacenamiento de energía para

posterior uso, o bien solo sea requerida energía para usar durante horas en las que los paneles la produzcan.

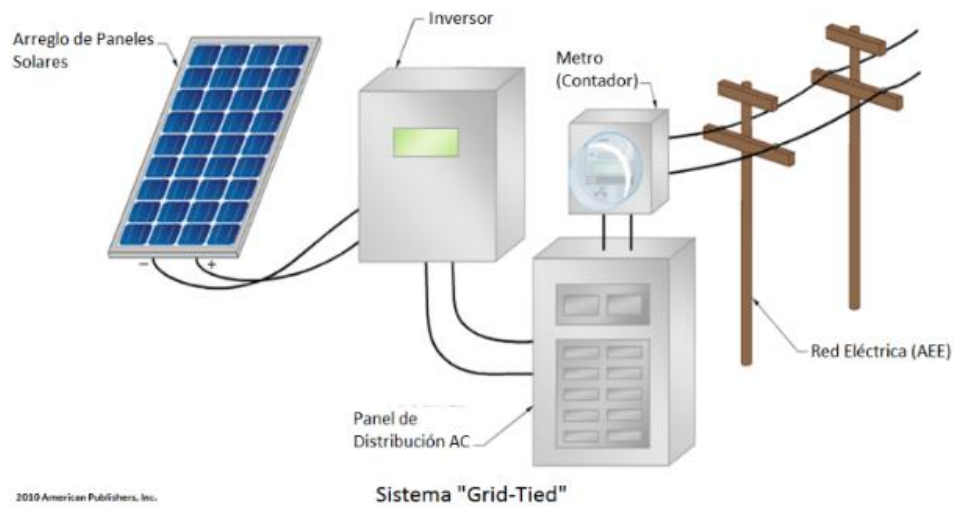


Figura 35. Instalación Interconectada sin Baterías On-GRID.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

- Instalación Interconectada Inteligente con Baterías On-GRID

Esquema de instalación interconectada con banco de almacenamiento o baterías y medidor bidireccional para aporte a la red de suministro público es mostrado en la Figura 36.

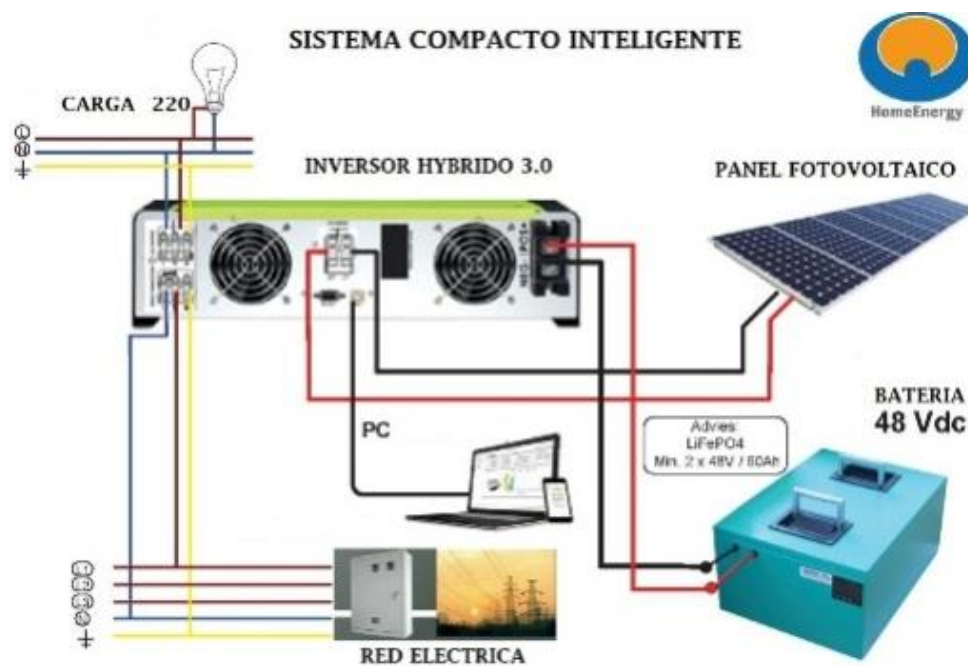


Figura 36. Instalación Interconectada Inteligente con Baterías On-GRID.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

2.1.4.4 Conexión de Paneles Solares.

Las conexiones que se pueden emplear en paneles solares son tres; Paralelo, Serie, Mixta. Se explicará a continuación los tres casos principales, mismos que se implementarán según los requerimientos de energía del lugar.

2.1.4.4.1 Conexión de Paneles Solares en Paralelo.

Se acoplan todos los paneles en los polos positivos y, por separado, todos los polos negativos, así se logra elevar la corriente en la rama (se suman las corrientes) y se mantiene el valor de tensión de uno de los paneles que componen la rama.

En la Figura 37 se detalla la forma correcta de hacer una conexión en paralelo de los paneles solares, para un sistema donde se requiera mantener el mismo voltaje, pero aumentar la corriente de salida en el mismo sistema.

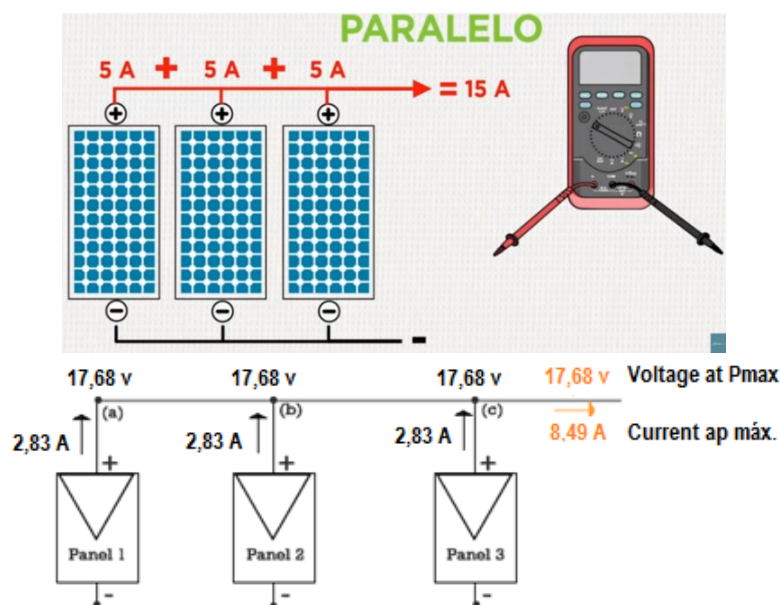


Figura 37. Esquema de Conexión en Paralelo.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

2.1.4.4.2 Conexión de Paneles Solares en Serie.

Se conecta el polo positivo de un módulo, con el polo negativo del siguiente, así sucesivamente con todos los paneles que compongan la instalación para logra elevar la tensión (se suman las tensiones de cada panel que compone la rama) y mantener la misma corriente, se debe conectar paneles de las mismas características unos con otros.

En la Figura 38 se detalla la conexión en serie de paneles solares para un sistema con estrictos requerimientos de los parámetros eléctricos en el cual la corriente de salida se mantendrá similar a la de un panel, pero el voltaje se sumará a medida que se aumente la cantidad de paneles asociados al sistema en mención.



Figura 38. Diagrama de Conexión en Serie.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

En una sustitución de paneles y de no poseer un panel con similares características a los ya instalados, se optará por instalar paneles con corrientes de salida no muy superiores, así toda la rama (string) trabajará a la corriente de menor magnitud, sin sufrir modificaciones en la instalación. Dándose el caso contrario afectará a todo el string y se producirá una caída de producción.

2.1.4.4.3 Conexión Mixta de Paneles Solares

Ramas de paneles conectados en serie y a su vez estas ramas conectadas en paralelo. Configuración utilizada para obtener corrientes y tensiones de salida determinada, sin llegar a los máximos de los otros. En la Figura 39 se aprecia la unión o fusión de los sistemas anteriormente detallados convirtiéndose en uno solo, en el cual se requiere aumentar el voltaje y la corriente de salida.

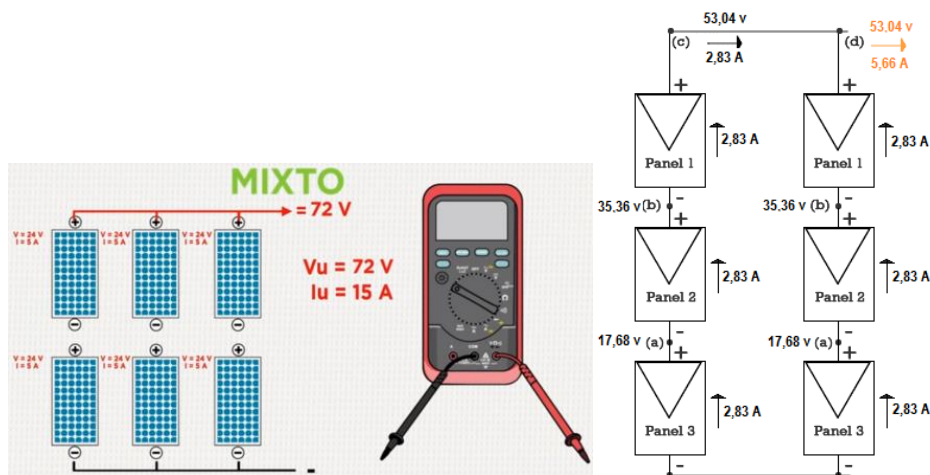


Figura 39. Esquema de Conexión Mixta.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

2.1.4.4.4 Conexión de Paneles Solares – Caso Especial.

Es la etapa más importante de la instalación. Consiste en interconectar paneles, baterías y receptores para que puedan operar adecuadamente sin perjudicar el funcionamiento de ninguno de ellos. Esta labor la realiza el regulador con tres tareas fundamentales:

- Evitar sobrecargas en las baterías, controlando la cantidad de intensidad que le llega al sistema de acumulación (depende del tipo y cantidad de baterías que se disponga).

- Impide la descarga de las baterías en periodos de luz solar escasa, actuando como un interruptor, seccionando la instalación cuando los paneles empiezan a consumir energía eléctrica, esto ocurre cuando la luz que incide sobre ellos no es suficiente para producir.
- Asegura el funcionamiento del sistema en el punto de máxima eficacia.

Además, se deberá tomar en cuenta las siguientes características:

- **Tensión de funcionamiento:** Tensión a la que debe estar conectado el sistema generador (paneles), normalmente 12, 24 VDC.
- **Intensidad de Carga:** Se corresponde con la máxima intensidad que puede entregar el sistema generador en servicio permanente.
- **Intensidad de Descarga:** Máxima intensidad que entrega el regulador de manera permanente. Este valor debe corresponderse con la capacidad máxima del sistema de acumulación, de esta manera se evitarán sobrecargas en las mismas. A nivel comercial existen de 15, 20, 30, 40A.

2.1.4.5 Instalación de Puesta a Tierra Física.

En explicaciones anteriores, se detalla que sirve para garantizar la protección de los aparatos conectados al sistema fotovoltaico de sobretensiones eléctricas y cortocircuitos además protege a los seres vivos contra descargas que efectúen los aparatos con chasis metálico. En la Figura 40 se muestran los elementos utilizados en la construcción del SPAT además de la manera de instalarlos.

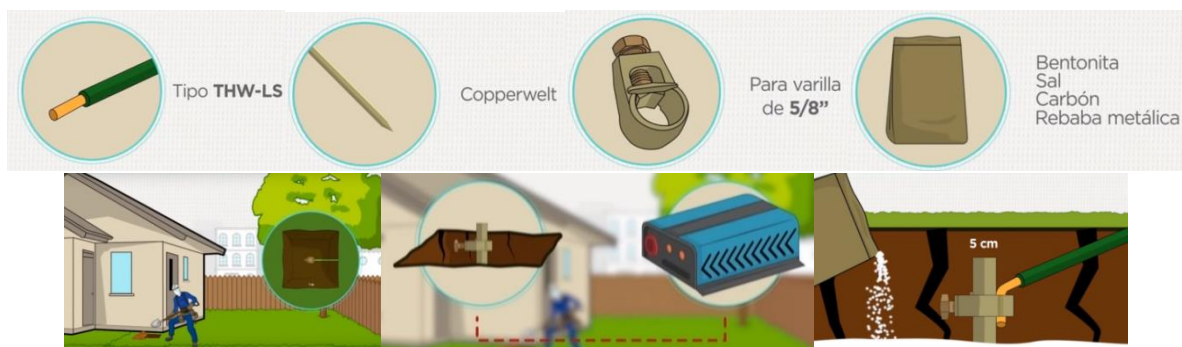


Figura 40. Elementos y Método de Instalación del SPAT.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

Las estructuras de soporte de los paneles solares deberán tener un sistema continuo de conexión a tierra como lo muestra la Figura 41. Todos los elementos de la instalación se conectarán a una bornera única del sistema de puesta a tierra, donde se conectarán todas las tierras de los diferentes subsistemas evitando posibles fallas por eventuales descargas o por acumulación de estática debido a variaciones atmosféricas.



Figura 41. Puesta a Tierra Estructura de Soporte de Paneles 14 AWG.
Fuente: Bluesun Solar, (2016).

2.1.4.6 Orientación y Mantenimiento de los Paneles Solares.

Consideraciones geográficas; factor determinante para conseguir una producción eficiente de energía eléctrica con una instalación de paneles solares. Los paneles deben

orientarse hacia la línea ecuatorial en el caso de Ecuador deberá haber una inclinación mínima por obvias razones.

En este punto se obtiene la mayor cantidad de luz solar, desde el hemisferio norte se los orienta con vista al sur y viceversa, lo ideal es que este ángulo de inclinación coincida con la latitud del lugar donde se instalará el panel; se la obtiene con la ayuda de un mapa satelital en internet, se localiza la ubicación del lugar en el mapa y se revisa la dirección URL del mismo.



Figura 42. Obtención de Ángulo de Inclinación para Paneles Solares.
Fuente: El Autor.

La Figura 42 muestra cómo obtener el ángulo de inclinación de los paneles solares según la ubicación geográfica del sitio donde se pretenda realizar la instalación del sistema solar fotovoltaico.

2.1.4.7 Protecciones para Sistemas Solares Fotovoltaicos.

Actualmente los inversores incluyen el control de todo el sistema, detectan la potencia suficiente en el campo fotovoltaico para conectarse a la red, cerrando un contacto y operar tan pronto como haya luz solar. Por la noche el inversor se desconectará. La lógica de control del inversor incluirá un sistema de protección que detecte situaciones de funcionamiento anormales como:

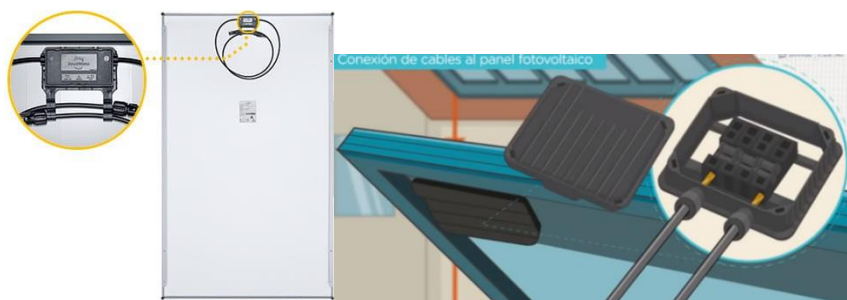
- Falta a tierra en continua.

- Condiciones anormales en la red eléctrica (tensión, frecuencia, etc....)
- Pérdidas en una fase.
- Parada del inversor solar.

El inversor solar deberá estar protegido contra transitorios de tensión mediante varistores en el lado de continua y alterna.

2.1.4.8 Placas Solares: Caja de Conexiones y Diodos de Protección (Bypass).

Se encuentran en la parte posterior de panel solar, donde salen los terminales de interconexión MJ4 identificados el positivo y negativo del panel, en su interior los diodos de protección (bypass) evitan los efectos que se producen por los puntos calientes y sombreados, que podrían afectar negativamente al rendimiento del panel. En la Figura 43 Se observa los terminales de conexión positivo y negativo de los paneles solares fotovoltaicos, dependiendo del tipo de sistema que se requiera, se deberá tener especial cuidado en su conexión.



*Figura 43. Caja de Conexión Panel Solar.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).*

2.1.4.9 Funcionamiento de un Panel Solar Conectado a un Regulador y Batería.

Si es un regulador PWM (Modulación por ancho de pulsos) sólo dispone de un Diodo en su interior, por lo cual, el panel solar funciona a la misma tensión que las baterías solares, esto hace que el panel no trabaje en su punto de máxima potencia, sino que trabaja en el que

impone la batería según su estado de carga, produciendo una pérdida de potencia; la tensión de salida del panel queda limitada por la tensión de la batería.

- Un regulador de carga PWM, puede llenar por completo la batería porque introduce la carga de forma gradual, a pulsos de tensión, en la fase de flotación y fase de absorción (llenado total). Esto se produce porque la corriente se va introduciendo poco a poco hasta que la batería se llena de manera óptima y estable. Si un panel de 18,4V de tensión máxima y la carga de absorción del regulador a la batería como máximo es de 14,2V, el panel no trabaja a su máxima potencia significando una pequeña pérdida de energía.
- Un regulador MPPT, hace que la energía que entra y sale de este sea la misma, al igual que en los reguladores PWM, pero la tensión y la corriente son diferentes a un lado y a otro. Con ello se consigue aumentar la tensión del panel y aumentar la producción solar respecto a los reguladores PWM.

En este caso el regulador es capaz de trabajar siempre en el punto de máxima potencia del panel sin tener ningún tipo de pérdida.

2.1.4.10 Tipos de Baterías para Sistemas Fotovoltaicos.

Representan el 40-50% del costo total del proyecto, existen tres grupos principales:

- Plomo-ácido. - Bajo costo y de poco mantenimiento.
 - VRLA. - Selladas, no requieren mantenimiento.
 - Gel electrolito. - Apariencia gelatinosa, resistencia a la temperatura.

- AGM. - Soportan hasta 80% más descargas que las convencionales.
- Húmedas. - Líquidas, trabajan con agua destilada y requieren cierto mantenimiento, puede emitir gases, diseñada para bajo consumo, pero logra un alto rendimiento y fiabilidad.
- Níquel-cadmio. - Estabilidad y duración a largo plazo, requieren poco seguimiento de su funcionamiento, se usan para tareas exigentes
- Litio. - Modernas, ligeras y de menores dimensiones, seguridad medioambiental, vida útil de más de 1500 ciclos.

En la Figura 44 se pueden observar los tipos de baterías descritas anteriormente, según su constitución química, utilizadas para sistemas solares fotovoltaicos, como se había indicado anteriormente ninguna batería empleada para locomoción se empleará en sitios de TI.



Figura 44. Tipos de Baterías.
Fuente: Varta, (2018).

Características de la Batería:

- Voltaje: 12 V - 3,7 V - 24V
- Amperios hora: Amperios que puede entregar o recibir

- Carga de la Batería: Se puede consumir la energía hasta dejarla en un 30% (0%) larga vida, hasta 20 años.
- Respetar el ciclo de la batería
- Instalar un regulador de carga para no deteriorar la batería (mide y corta la carga o descarga), en DC se conecta directo a luminarias LED.

Determinación de cantidad de baterías:

$$\text{Cant. Bat} = \frac{(\text{Energía que consume} * 1,3)}{(\text{Pot. Bat.} * 0,5 * 0,9)}$$

Ecuación 18. Determinación de Cantidad de Baterías.

Con la Ecuación 18 se determinará con exactitud la cantidad de baterías requeridas en un sistema donde se necesite almacenamiento de energía. Igual a 1,3 veces la energía de consumo, sobre la potencia de la batería por el 50% de su carga por el 90% del total, pues se considera un 10% de pérdida en el uso del inversor.

2.1.4.11 Inversor.

Dispositivo electrónico capaz de convertir el flujo de corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) con un voltaje y frecuencia determinados. Los inversores son frecuentemente utilizados en sistemas fotovoltaicos autónomos para alimentar dispositivos eléctricos de casas aisladas, también se los utiliza en sistemas fotovoltaicos conectados a la red para introducir corriente producida directamente en la red eléctrica para su distribución.

2.1.4.11.1 Inversor Solar Fotovoltaico.

Circuitos que producen tensión o intensidad alterna a partir de una fuente de corriente continua. En la conmutación utilizan dispositivos semiconductores de potencia, los cuales

funcionan únicamente de dos modos: modo corte (off) y modo saturación (on); la señal AC de salida que se obtiene es cuadrada que puede convertirse en sinusoidal mediante filtros de potencia. En este tipo de instalaciones, se debe obtener señales de salida, en las cuales los armónicos (distorsión en la forma de onda) que aparezcan sean de pequeño valor y estén lo más lejos posible del fundamental. El inversor solar regula el valor de tensión de salida, esto se consigue de tres formas:

- Regulando la tensión antes del inversor (convertidores DC/DC).
- Regulando la tensión en el propio inversor mediante un sistema de control (variando el ángulo de fase, mediante modulación de ancho de pulso (PWM)).
- Regulando a la salida del inversor (mediante un autotransformador)

La elección del regulador depende de que el voltaje entregado por el arreglo fotovoltaico esté dentro de su rango de operación y de la resolución de la siguiente ecuación:

$$I_{\text{reg.}} = I_{\text{salida del arreglo de los paneles}} * 1,25$$

Ecuación 19. Corriente de Entrada del Regulador.

La corriente (I) de entrada del regulador debe ser igual a 1,25 veces la I que sale del arreglo de los paneles como lo representa la Ecuación 19. Se define así la corriente de entrada del regulador para evitar posibles daños por eventuales picos de corriente ínfimos emitidos por el arreglo de paneles al variar la luminosidad de la luz solar.

La energía proveniente de los paneles o de las baterías entra al inversor y transforma DC en AC. Se puede observar en la Figura 45 un resumen gráfico de la conversión de energía solar fotovoltaica, la energía proveniente de los paneles o de las baterías entra al inversor y transforma DC proveniente de los paneles y baterías en AC alimentando a la carga.

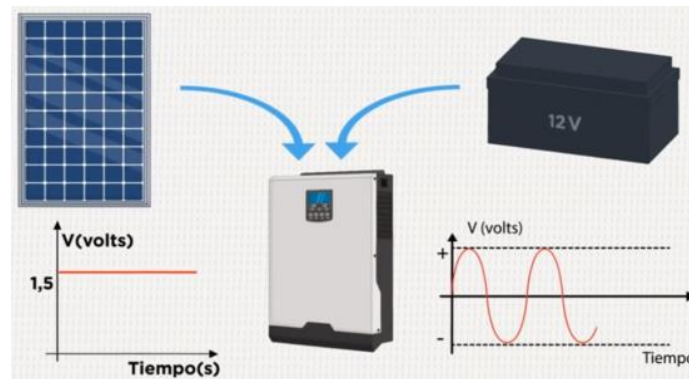


Figura 45. Transformación de DC en AC.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

La AC cambia la polaridad de su voltaje cada 50 o 60 veces por segundo, alcance máximo positivo y negativo, pasando por cero, esto se conoce como frecuencia y se mide en Hertz. El voltaje y la frecuencia no es la misma ni en la región ni en el mundo, se deberá tomar en cuenta estas consideraciones antes de dimensionar e implementar un sistema solar fotovoltaico.

2.1.4.11.2 Parámetros Fundamentales de un Inversor Solar.

- **Tensión Nominal:** La que se debe aplicar a los terminales de entrada.
- **Potencia Nominal:** La que se le puede suministrar de forma continuada.
- **Capacidad de Sobrecarga:** Capacidad y tiempo para que el inversor pueda suministrar una potencia considerablemente superior a la nominal.
- **Forma de onda:** En los terminales de salida del inversor aparece una señal alterna caracterizada principalmente por su forma de onda y los valores de tensión eficaz y frecuencia.

- **Eficiencia (o rendimiento):** Relación expresada en tanto por ciento, entre las potencias presentes a la salida y a la entrada del inversor. Su valor depende de las condiciones de carga de este.

2.1.4.11.3 Tipos de Inversores Fotovoltaicos.

Dependiendo su aplicación y su forma de onda pueden ser; inversor de conexión a red y/o inversor para sistemas de 12V, 24V con baterías.

$$P_{\text{inversor}} = P_{\text{total}} * 1,5 \text{ Factor de seguridad}$$

Ecuación 20. Potencia del Inversor.

La elección del inversor se resuelve con la Ecuación 20; la potencia soportada por el inversor debe ser 1,5 veces la potencia demandada y que el voltaje del arreglo de las baterías esté en su rango de voltaje de arranque. En la Figura 46 se muestran algunos modelos de un inversor fotovoltaico, pudiendo este ser utilizado para operar en sistemas autónomos.



*Figura 46. Inversores Fotovoltaicos.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).*

Se utilizan en sistemas fotovoltaicos autónomos. Entre las variantes de este tipo de inversores de 12V - 220V destacan los siguientes:

- Entrada de Batería. - La entrada del inversor se conecta directamente a la batería solar, dispone protección contra sobre descarga de la batería, esta conexión directa constituye una línea de consumo no controlada por el regulador.
- Entradas de Batería y Campo Fotovoltaico. - Incluyen un regulador de carga interno que posibilita la conexión directa del campo FV y hace innecesario el uso de un regulador externo.
- Entradas de Batería y Generador Auxiliar. - Permite la conexión directa de un grupo electrógeno auxiliar, posibilitando la carga de las baterías mediante una fuente distinta a la solar (cargador), y la alimentación directa del consumo mediante dicho grupo (generador).
- Salida AC y DC. - Diseñados para sistemas que precisan estos dos tipos de alimentación.
- Calidad de la señal. - Aspectos a tener en cuenta: factor de potencia y distorsión armónica.

El contenido armónico en la salida de un inversor para uso fotovoltaico es difícil de fijar; las distorsiones de corriente se deben tener más en cuenta que las de voltaje; causan más problemas y es más fácil para el fabricante de equipos demostrar el total cumplimiento de la especificación de inyección de corriente que normalmente se da en términos de distorsión armónica total (THD).

La magnitud que representa a cualquiera de los armónicos por separado se denomina distorsión armónica simple (SHD) y es igualmente interesante para las compañías eléctricas. Los valores utilizados para ambas distorsiones son el 5% y el 3%, respectivamente.

2.1.4.11.4 Aislamiento Eléctrico de un Inversor.

Se puede obtener mediante un transformador situado entre la red y el inversor (colocado en serie). El aislamiento galvánico es obligado por motivos de seguridad. La Figura 47 es una representación gráfica de la funcionalidad del aislamiento eléctrico (transformador) que deberá tener un inversor, evitando los picos máximos y mínimos de voltaje con respecto a tierra.

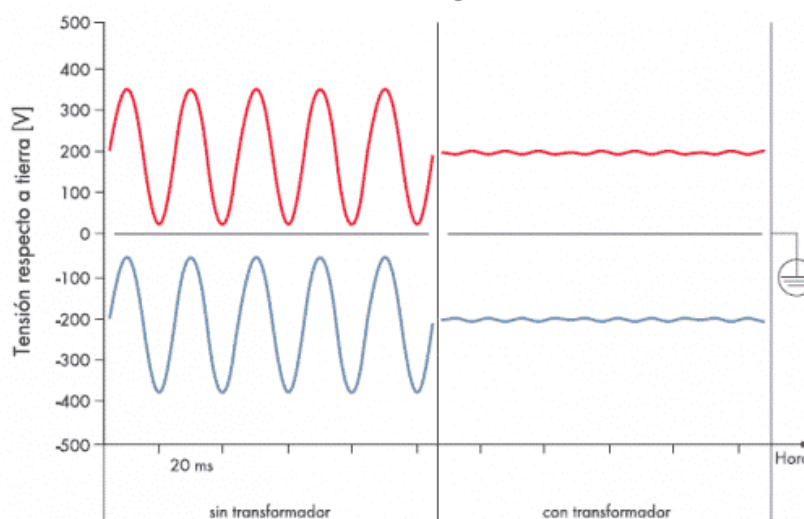


Figura 47. Aislamiento Eléctrico de un Inversor.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

2.1.5 Cálculo y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos.

En este punto se encontrará la manera de calcular y dimensionar un sistema solar interconectado al igual de los cálculos necesarios para seleccionar los diámetros de los cables requeridos garantizando la eficacia del sistema. También se encontrará información de las recomendaciones estandarizadas para la implementación de sistemas solares.

2.1.5.1 Cálculos para un Sistema Interconectado.

Como ya se acotó anteriormente, es un sistema donde el inmueble, abonado o cliente, cuenta con la red de suministro de energía eléctrica pública, y pretende tener un ahorro económico al generar su propia energía haciendo referencia al porcentaje que desea dejar de consumir y empezar a producir. Con el consumo de energía de la factura o recibo se determina el porcentaje de ahorro según las necesidades del cliente, por último, se elige el inversor de corriente que cumpla con las necesidades energéticas y se procede a efectuar la interconexión a la red eléctrica.

$$N^{\circ} \text{ paneles} = (\text{consumo de energía} * \% \text{ de ahorro}) / (\text{Pot. Paneles} * \text{HSP})$$

Ecuación 21. Número de Paneles para un Sistema Interconectado.

La Ecuación 21 es una variante de la Ecuación 20, con la diferencia que esta se basa específicamente en el porcentaje de ahorro que se pretende dar a la instalación o inmueble, pudiendo o no satisfacer toda la energía que se requiere en el inmueble o instalación.

Una instalación interconectada, es hasta 3 veces más barata, pues no requiere baterías de carga, haciéndolo viable al proyecto deseado, además en el Ecuador se tiene en promedio 12 horas de radiación solar. Con la existencia del sistema en el país y con la implementación de un medidor bidireccional se podría tener incluso saldo a favor con la empresa suministradora de energía eléctrica.

2.1.5.2 Cálculo de la Sección de Conductores para Instalación de Paneles Solares.

- La temperatura del conductor trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar la máxima admisible por los materiales de aislamiento del cable.

- La caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación. Criterio determinante en líneas de gran longitud.
- La temperatura que alcanza un conductor, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable y suele ser de 160°C para conductores con aislamiento termoplástico y de 250°C para conductores con aislamientos termoestables. Criterio determinante en instalaciones de alta y media tensión, pero no lo es en instalaciones de baja tensión.

Utilizando la Tabla 11, como una referencia válida se define la tensión de trabajo del sistema (tensión batería). Para toda la instalación se utiliza un cable tipo PV ZZ-F, de cobre, fabricado para instalaciones fotovoltaicas, son cables unipolares con doble aislamiento y gran resistencia a la intemperie.

Potencia demandada por el sistema (w)	Tensión de trabajo del sistema fotovoltaico (V)
Menos de 1500 w	12 V
Entre 1500 w y 5000 w	24 V - 48 V
Más de 5000 w	120 V - 300 V

*Tabla 11. Tensión de Trabajo de la Batería Solar.
Fuente: Top Cable Solar, (2018).*

Para toda la parte de DC, se dispondrá de dos conductores (uno para el polo positivo, otro para el negativo) ambos del tipo PV ZZ-F mencionado; no propagadores al incendio, con

emisión de humos y opacidad reducida. En la Figura 48 se puede apreciar un conductor eléctrico idóneo para instalaciones eléctricas fotovoltaicas



Figura 48. Conductor para Instalaciones Fotovoltaicas.
Fuente: Top Cable Solar, (2018).

La Tabla 12 se la utilizará sabiendo la temperatura de servicio a la que trabajará el sistema y Bajo parámetros de conductividad del material eléctrico a ser utilizado en una acometida o línea de alimentación eléctrica.

Material	γ 20	γ 70	γ 90
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

Tabla 12. Conductividad de Cables Eléctricos.
Fuente: Top Cable Solar, (2018).

Ahora para seleccionar de manera apropiada el conductor para la corriente DC se prosigue con la Ecuación 22 que es la fórmula general para el cálculo de la sección del conductor que trabajará en DC definiendo así lo siguiente:

$$S = 2 * L * I * \gamma / (VA - VB) = 2 * L * I / 56 * (VA - VB)$$

Ecuación 22. Selección del Conductor en DC.

Donde:

L = Longitud de la conducción

I = Intensidad

γ = Resistividad o resistencia específica cuyo valor a 20° C, para hilo estirado en frío, con una resistencia de más de 30 kg / mm² y con un diámetro mayor o igual a 1 mm es 1/56 W mm² m⁻¹ = 0.001786 W mm² m⁻¹. (La resistividad es la inversa de la conductividad)

$(V_A - V_B)$ = Caída de tensión máxima admisible.

En la Tabla 13 se muestra la caída de tensión máxima y la recomendada para interconectar cada uno de los subsistemas que se identifican en un sistema de generación fotovoltaico para hacerlo lo más eficiente posible.

Subsistema	Caída de Tensión	
	Máxima	Recomendada
Paneles Regulador	3%	1%
Regulador Baterías	1%	0,50%
Baterías Inversor	1%	1%

Tabla 13. Recomendaciones de Caída de Tensión Permisible Según Subsistemas.
Fuente: IDAE, (2017).

2.1.6 Interconexión de Subsistemas Solares

A continuación, se muestran los subsistemas que conforman la conexión de un sistema de generación solar, también se muestra la manera de conectar e interconectar cada uno de los elementos que se instalarán:

- Subsistema desde el Campo de Captación Solar de los Paneles, hasta la Caja de Conexiones DC.

En la Figura 49 el conexionado desde los terminales de los paneles hasta la caja de DC deberá ser realizado con conductores plenamente identificados con código de colores estandarizados.

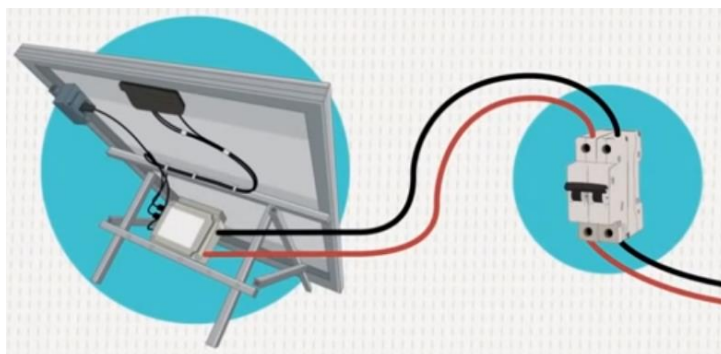


Figura 49. Conexión de Paneles Hasta Caja DC.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

Teniendo 10 m de distancia entre los módulos solares y la caja de conexiones de DC (regulador), y cumpliendo lo mencionado en la Tabla 13 que indica una caída máxima y mínima. Suponiendo una caída de tensión de 1 %, de la tensión de trabajo 48 V (tensión del sistema de baterías) y la intensidad que circulará como máximo en cada una de las “string” (cadena de paneles conectados en serie) será la de un panel (I_{sc}), que para este caso es 4,8 A. se reemplaza en la Ecuación 21 y obtenemos:

$$S = (2 * 10 * 4,8) / 56 * 0,48 = 3,57 \text{ mm}^2$$

Se elige la sección inmediatamente superior a la calculada y que coincida con alguna de las secciones estándar existentes en el mercado (verificar Tabla 14.) siendo la estándar de $5,26 \text{ mm}^2 = 10 \text{ AWG}$.

CONVERSIÓN AWG - mm ²	
AWG/kcmil	mm ²
20	0,52
18	0,82
16	1,31
14	2,08
12	3,31

10	5,26
8	8,36
6	13,3
4	21,2
2	33,6
1	42,4
1/0	53,5
2/0	67,4
3/0	85
4/0	107
250	127
300	152
350	177
400	203
450	228
500	253
600	304
750	380
800	405
1000	507

*Tabla 14. Conversión AWG a mm².
Fuente: Gemsaid, (2010).*

La Tabla 15 a diferencia de la anterior, indica la intensidad máxima admisible en los conductores según el tipo de aislante e instalación.

		NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS Y TIPO DE AISLAMIENTO														
MÉTODO DE INSTALACIÓN		A1	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2
	Conductores aislados en ducto en pared térmicamente aislante															
	Cable multiconductor en ducto en pared térmicamente aislante															
	Conductores aislados en ducto sobre una pared de madera/mamp.															
	Cable multiconductor en ducto sobre una pared de madera/mamp.															
	Cables unipolares, o multipolares sobre una pared de madera/mamp.															
	Cable multiconductor en ductos enterrados															
	Cable multiconductor al aire libre. Distancia al muro >= a 3.0 veces al Ø del cable															
	Cables unipolares en contacto al aire libre. Distancia al muro >= al Ø del cable															
	Cables unipolares espaciados al aire libre. Distancia entre ellos >= al Ø del cable															
	S (mm ²)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
	COBRE															
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16	16,5	19	20	21	24	-		
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	22	23	26	26,5	29	33	-		
	4	20	21	23	24	27	30	30	31	34	36	38	45	-		
	6	25	27	30	32	36	37	37	40	44	46	49	57	-		
	10	34	37	40	44	50	52	52	54	60	65	68	76	-		
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-			
	25	59	64	70	77	84	88	110	119	127	137	144	154	174		
	35	-	77	86	96	104	110	127	137	155	167	175	188	210		
	50	-	94	103	117	125	133	149	155	171	185	199	214	244	269	
	70	-	149	160	171	180	194	207	224	241	259	271	296	327		
	95	-	208	225	240	256	278	299	322	343	363	384	404	438		
	120	-	236	260	282	304	328	354	381	408	436	464	494	528		
	150	-	268	297	327	358	390	424	459	494	529	564	600	638		
	185	-	315	350	386	424	462	501	541	581	621	661	701	741		
	240	-	401	451	501	551	601	651	701	751	801	851	901	951		
	ALUMINIO															
	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	17	18	20	20	22	25	-		
	4	15	16	18,5	19	22	24	24	24	26,5	27,5	29	35	-		
	6	20	21	24	25	28	30	31	31	33	36	38	45	-		
	10	27	28	32	34	38	42	42	42	46	50	53	61	-		
	16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-			
	25	46	50	54	61	64	71	78	84	84	84	88	94	105		
	35	-	61	67	75	78	88	88	89	97	104	109	117	130		
	50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160			
	70	-	116	122	136	139	151	162	170	187	197	206				
	95	-	140	148	167	169	183	197	207	230	239	251				
	120	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	277	293				
	150	-	187	197	223	227	246	264	277	312	316	338				
	185	-	212	225	256	259	281	301	316	359	361	388				
	240	-	248	265	300	306	332	355	372	429	431	461				

Tabla 15. Intensidades Máximas Admisibles Según Aislamiento y Cantidad.
Fuente: UNE 20.460-5-523. Ref. Tabla A, de la Guía ITC-BT 19, (2007).

Inmediatamente para comprobar el criterio de corriente de cortocircuito, se comprueba la temperatura a la que está trabajando el cable con la Ecuación 23:

$$T = T_o + (T_{m\acute{a}x.} - T_o) * (I / I_{m\acute{a}x.})$$

Ecuación 23. Temperatura a la que Trabaja el Conductor.

Se utiliza la ecuación anterior para definir la temperatura de trabajo del conductor, ayudando así a tener cuidado en el tipo de aislante que se elegirá y el tipo de configuración y distribución de circuitos.

Donde:

T_o = Temperatura ambiente del conductor.

$T_{m\acute{a}x.}$ = Temperatura máxima admisible para el conductor según su tipo de aislamiento.

I = Intensidad que circula por el conductor.

$I_{m\acute{a}x.}$ = Intensidad máxima admisible para el conductor según su tipo de aislamiento.

La temperatura ambiente se asume 20° C, y la corriente que circula, al estar los paneles solares conectados en serie, es la máxima de un panel (I_{sc}), en este caso 4,8 A.

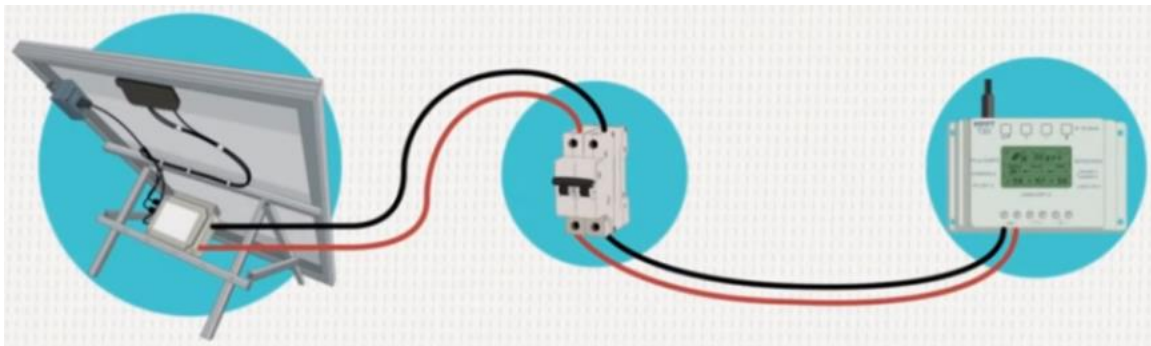
$$T = 20 + (90 - 20) * (4,8 / 57) = 20 + (70 * 0,084) = 25,89^\circ \text{ C. Ec. (22)}$$

La temperatura es similar a la que se asume (20°C), no afecta a la conductividad del cobre.

Subsistema desde la caja de conexiones de continua hasta el regulador de carga.

Se conecta primero el negativo y luego el positivo desde el disyuntor hacia el regulador.

Al igual que el subsistema anterior, la Figura 50, el conexionado desde la caja de DC hacia el regulador de carga deberá ser similar al anterior, manteniendo la misma polaridad basándose en el código de colores de los conductores eléctricos.



*Figura 50. Conexionado desde Caja DC hacia Regulador de Carga.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).*

Con 5 m. de distancia entre la caja de conexiones de DC hasta el regulador de carga. Y existiendo una caída de tensión de 2 % (Tabla 13) de la tensión de trabajo 48 V, sería 0,96 V y la intensidad máxima que circulará será la de los 10 grupos de paneles (cada grupo o “string” tiene 4 paneles en serie) por la corriente de un panel (I_{sc} 4,8A), por lo que sería:

$$4,8 \text{ A} \times 10 = 48 \text{ A.}$$

Para calcular la sección:

$$S = 2 * L * I / 56 * (V_A - V_B) \text{ Ec. (21)}$$

$$S = (2 * 5 * 48) / 56 * 0,96 = 8,93 \text{ mm}^2$$

Se consulta la Tabla 14. Y se comprueba la temperatura a la que está trabajando el conductor:

La temperatura ambiente asumida 20° C, y la corriente que circula 48 A.

$$T = 20 + (90 - 20) * (48 / 96) = 20 + (70 * 0,5) = 55^\circ \text{ C. Ec. (22)}$$

La temperatura es distinta a la asumida (20°C), influye en la conductividad del cobre; se procede a realizar nuevamente el cálculo de la sección, pero para una conductividad del cobre de 51.

$$S = (2 * 5 * 48) / 51 * 0,96 = 9,8 \text{ mm}^2$$

Se consulta la Tabla 14, se opta por la sección 13,3 mm² = 6 AWG

- Subsistema desde el Regulador de Carga hasta la Batería.

En 2 metros de distancia (recomendado); siguiendo la misma secuencia y orden en la Figura 51 se repite el conexionado similar a los dos subsistemas analizados anteriormente, ahora hacia el banco de baterías y almacenamiento de energía, tener en cuenta la polaridad de las baterías y la polaridad que viene desde los paneles y regulador de carga.

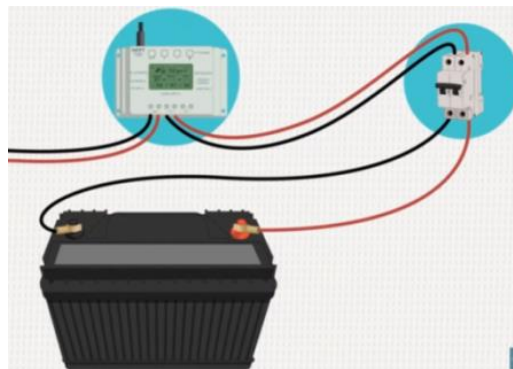


Figura 51. Conexionado desde el Regulador de Carga hacia las Baterías.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

En este subsistema puede haber una caída máxima de tensión del 1% cumpliendo el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para Sistemas Aislados

El 1% de caída de tensión de trabajo es 0,48 de 48 V, y la intensidad que circulará será la corriente máxima del campo de paneles (10 grupos “strings” de 4 paneles en serie cada uno),

por la corriente de un panel (I_{sc}), para este caso 48 A, o la corriente máxima de consumo ($435W / 48V = 9 A$). Para el cálculo se toma el peor de los dos casos.

$$S = (2 * 2 * 48) / 56 * 0,48 = 7,14 \text{ mm}^2 \text{ Ec. (21)}$$

Optando por una sección de 10 mm^2 , y se determina la temperatura de trabajo del conductor, temperatura ambiente supuesta 20° C , la corriente que circula en este ejemplo 48 A.

$$T = 20 + (90 - 20) * (48 / 96) = 20 + (70 * 0,5) = 55^\circ \text{ C. Ec. (22)}$$

La temperatura es distinta a la tomada, influyendo en la conductividad del cobre, se realiza nuevamente el cálculo de la sección para una conductividad del cobre de 51.

$$S = (2 * 5 * 48) / 51 * 0,96 = 9,8 \text{ mm}^2 = 6 \text{ AWG}$$

- Subsistema de Almacenamiento de Energía.

La Figura 52 muestra el conexionado de las baterías deberá ser, terminales positivos entre sí y terminales negativos entre sí.

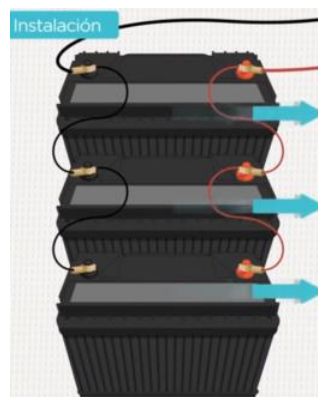


Figura 52. Conexionado Banco de Baterías.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

- Subsistema desde el Banco de Baterías hacia el Inversor.

La Figura 53 detalla que deberá haber una protección o caja de conexionado a la salida de las baterías para posteriormente ingresar al inversor, manteniendo la polaridad en todo el subsistema.

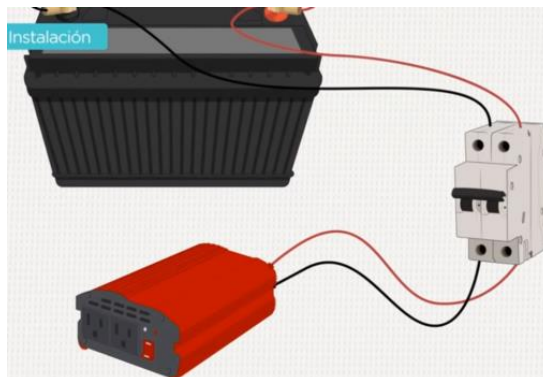


Figura 53. Conexión hacia el Inversor.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

- Subsistema desde el Inversor hacia el Tablero General de Distribución del Inmueble.

En la Figura 54 se realiza ya el conexionado de derivación hacia el tablero de distribución en AC teniendo en cuenta los terminales, positivo, negativo, fase, neutro y tierra.

Desde la última batería tener claro que:

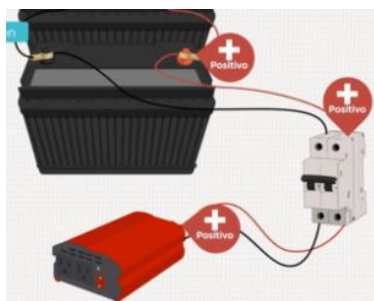


Figura 54. Conexión Baterías – Inversor – Tablero de Distribución.
Fuente: Fundación Carlos Slim, (2017).

De esta manera se realiza la conexión hacia el tablero de distribución eléctrica del inmueble y de aquí se deriva a los diferentes circuitos que energizarán las dependencias requeridas. Los inversores inteligentes permiten tener en tiempo real la lectura de varios

parámetros de medición y alertar ante cualquier evento o fallo. En la Figura 55 se puede observar algunos parámetros que un inversor inteligente muestra en pantalla, volviéndolo al sistema aún más fiable por la información y alertas visuales que podrá emitir.



Figura 55. Información Entregada por un Inversor Inteligente.
Fuente: YSmart Tech Co, (2016).

Cada subsistema deberá estar apropiadamente interconectado con el siguiente para minimizar pérdidas en la producción, almacenamiento y distribución, de igual manera los equipos deberán situarse de la manera más cercana a los paneles.

Todos los equipos y estructuras que los soportan deberán encontrarse conectadas al sistema de puesta a tierra para minimizar efectos adversos en los equipos, así mismo, reducir cualquier efecto que pudiese ser causado por una indebida conexión por parte del personal que realiza el mantenimiento de los equipos.

2.1.7 Ventajas para la Instalación de Sistemas Fotovoltaicos.

- El Ecuador, país privilegiado con recursos naturales envidiables para cualquier nación y con elevado potencial de desarrollo quizá inigualable. Entre esas bondades está su ubicación geográfica con relación al sol, Ecuador cuenta hasta con 12 horas de sol durante todos los días del año, a diferencia de otros países

que mientras más cerca está de los polos sus horas de sol varían drásticamente en las estaciones.

- Ventaja particularmente interesante para las plantas de energía solar fotovoltaica de autoconsumo para residencias, generalmente se requiere de baterías u otro sistema de acumulación de energía para mantener energía de respaldo, sin embargo, la realidad es que en la mayoría de casas de las zonas urbanas del país se puede instalar un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado en red, que utiliza la energía del sol para aportar energía eléctrica a la residencia y al mismo tiempo funcione de forma complementaria con la red de suministro eléctrico público.
- Estos sistemas proveen energía eléctrica al inmueble desde las 06:30 o 07:00 hasta las 17:00 o 18:00 según parametrización y cualquier demanda adicional vendrá de la red de forma conjunta sin causar ningún riesgo al inmueble o red eléctrica, resultando en una opción conveniente, debido a que un sistema fotovoltaico con baterías resulta más costoso y complejo.
- También es importante mencionar que la tarifa eléctrica es variable ascendente mientras más se consume, mayor costo por el vatio de energía.
- El uso de este tipo de tecnologías amigables con el medio ambiente será recompensando según la nueva ley de fomento productivo que eliminó todos los impuestos para los paneles fotovoltaicos, incluyendo el IVA, por otra parte el Gobierno Nacional, a través de la Agencia de Regulación de Electricidad, está trabajando en un Reglamento para el uso de micro plantas de generación

fotovoltaica (sistemas residenciales entre otros) en donde la empresa eléctrica reconocerá un valor económico a todos los sistemas que en determinado momento inyecten algo de energía a la red eléctrica pública a través de la instalación de medidores bidireccionales (esto pasaría cuando la planta solar genere más energía que la requerida en algún momento específico)

- Por todos estos factores, y el hecho que el costo de la tecnología ha disminuido significativamente en los últimos años existe una gran oportunidad en el mercado ecuatoriano para la implementación de sistemas fotovoltaicos.

2.1.8 Desventajas de Instalar un Grupo Electrónico para el Data Center de la FICA.

Como ya se explicó anteriormente se debe tener especial cuidado en el dimensionamiento de un grupo electrónico, por diversos factores, llegando a sobredimensionarlo por especiales cuidados y derivando esto en un aumento considerable del aspecto económico.

El consumo de combustibles fósiles el costo y el almacenamiento del mismo; contradiciendo lo propuesto por el sistema fotovoltaico “Implementación de un sistema de cogeneración eléctrica mediante el uso de energías alternativas y renovables, sin afección al medio ambiente. Además de que se debe construir una cámara de transformación y transferencia alejada del Data Center con varias especificaciones que se detallan a continuación:

Determinar si la ubicación del grupo electrónico será dentro de un edificio o fuera en un cuarto propio. Para su construcción se deberá tener muy en cuenta la accesibilidad, para mantenimiento o inspecciones generales, disponer de cubiertas acústicas cumpliendo

ordenanzas locales, deberá estar protegido contra incendios, inundaciones, vandalismos, contar con sistemas de drenaje y contención de combustible, refrigerante y/o lubricante accidentalmente derramado o por fugas.

El asentamiento óptimo del grupo se lo hace en un bloque fijo de hormigón perfectamente nivelado sobre el bastidor o cimiento, debe tener las características que provean el funcionamiento normal del equipo y que el grupo electrógeno no entre en resonancia. En la Figura 56 se muestra un bulón o bloque de hormigón compacto donde deberá ser instalado el grupo electrógeno para evitar movimientos y desbalance en los acoples y rodamientos del grupo.

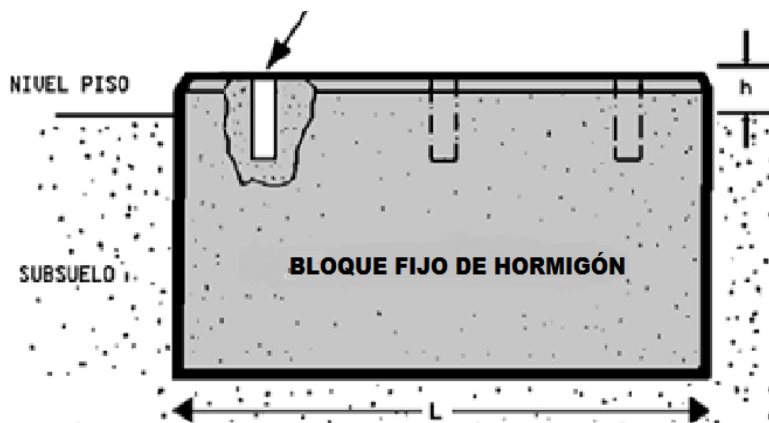
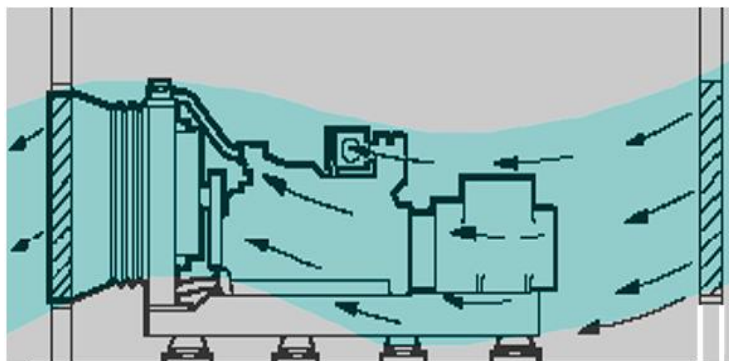


Figura 56. Emplazamiento Grupo Electrónico.
Fuente: Cramelectro, (2009).

El grupo electrógeno dentro de la cabina o caseta deberá poseer tomas de aire y ventilación para tener un adecuado enfriamiento del grupo y evacuación de gases del motor, El aire debe circular en la sala en el sentido alternador – motor – radiador.

Figura 57 se puede estimar la forma apropiada de la ubicación del grupo electrógeno dentro de la cámara de generación para facilitar su ventilación y enfriamiento constante, prolongando la vida útil del mismo.



*Figura 57. Orientación Grupo Electrónico.
Fuente: Cramelectro, (2009).*

Todos los aspectos enunciados inciden en gran medida en el tema económico, siendo no factible su instalación para este caso y por el mismo hecho de usar combustibles fósiles.

La Universidad como institución formadora y capacitadora de personas con estricto pensamiento de cuidado ambiental, deberá poco a poco implementar el uso de tecnologías amigables con el ambiente para su generación autónoma de energía eléctrica e ir dejando de lado el uso y generación de energía a través de agentes no renovables y contaminantes.

4. CAPÍTULO III

3.1 Situación Actual

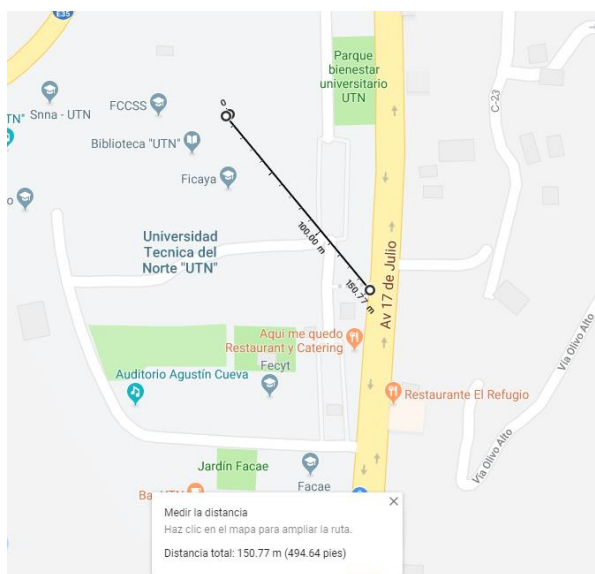
La Universidad Técnica del Norte es una Institución Educativa Superior responsable de la formación y educación de profesionales de tercer y cuarto nivel, personas realmente capaces y competentes en el ambiente laboral, para ello, requiere el funcionamiento óptimo y continuo de sus plataformas y servicios de red completamente funcionales, garantizando el almacenamiento y compartimiento de datos e información.

La UTN un total de 10710 estudiantes registrados en carreras presenciales y semipresenciales, distribuidos en las facultades FACAE, FCCSS, FECYT, FICAYA y FICA, está ubicada en la ciudad de Ibarra en la Avenida 17 de Julio, 5-21 y General José María Córdova. Entre las facultades con mayor número de estudiantes se encuentran FECYT (2722 estudiantes), FACAE (2672 estudiantes) y FICA (2371 estudiantes) según datos del portal UTN en cifras.

La Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas (FICA) posee un Data Center el cual contempla varios de los servicios de vanguardia que la Institución emplea en la formación de sus estudiantes. Para el correcto funcionamiento y brindar una amplia disponibilidad de servicios, el subsistema eléctrico debe ser eficiente y tolerante a fallos para no mermar las actividades de las plataformas en funcionamiento.

Ubicada en los interiores del campus principal de la UTN, a 150 m del ingreso Norte, esta edificación consta de 5 pisos, cuyo techo es el lugar donde se instalarían los paneles según la propuesta de diseño en el presente proyecto, adheridos a dicha facultad se encuentran la

FICAYA, la FCCSS y la Biblioteca, en el capítulo cuarto se podrá observar el cálculo para el dimensionamiento de la capacidad y cantidad de paneles solares (energía requerida en el Data Center) según el diseño y por el número de paneles, estos deberán ser instalados posiblemente en parte del techo de las facultades antes mencionadas. La Figura 58 muestra la distancia relativa desde la entrada principal del campus universitario hasta la FICA.



*Figura 58. Ubicación FICA.
Fuente: El Autor.*

Esta Facultad posee 2371 estudiantes matriculados en el período 2018 – 2019 septiembre – febrero, de los cuales 506 estudiantes se encuentran cursando el primer nivel, y 294 en segundo nivel, lo cual indica que la facultad se encuentra en crecimiento, por lo tanto, los servicios que ésta deberá prestar son cada vez mayores. Al ser una entidad educativa la necesidad de invertir en herramientas tecnológicas de acuerdo al crecimiento es importante para brindar los mejores servicios en estándares de educación.

3.1.1 Data Center FICA.

El Data Center de la FICA provee las comunicaciones y los servicios necesarios de los estudiantes y docentes para potenciar sus conocimientos, por esta razón el sistema eléctrico no debería fallar. El Data Center FICA se ubica dentro del edificio FICA, lado Norte en la planta baja, al sitio lo rodea en el lado Norte el exterior, lado Sur el pasillo de la Facultad, el lado Oeste la oficina de la Carrera en Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico y al lado Este la oficina de la Carrera de Ingeniería en Redes y Telecomunicaciones.

El acceso al espacio físico es a través de la carrera de Telecomunicaciones, siendo esta oficina el primer nivel de seguridad para el acceso.

- **Subsistema Electrónico y de Comunicación:** Cuenta con 16 equipos encargados de las comunicaciones, entre ellos: servidores, routers, switches, equipos de seguridad, además del Cableado Estructurado ya implementado para las comunicaciones actuales, enlace troncal de fibra óptica y cableado horizontal para la distribución de las comunicaciones en la Facultad.
- **Subsistema de Infraestructura:** La infraestructura actual consta de muros de concreto y bloque para sitiar el área de equipos, piso técnico adaptado a 0,35m de altura del piso, cielo raso separado a 2,6m del suelo falso con placas tipo CLEAN ROOM Clase 100 y 10M-100M y sostenidas por una estructura de suspensión.
- **Subsistema de Climatización:** Cuenta con un equipo de refrigeración que no cumple con todas las funciones necesarias requeridas para un Data Center, sin

embargo, cumple con la función de mantener una temperatura adecuada para que el lugar sea operativo y cuide su integridad.

- **Subsistema Eléctrico:** Se analizará a continuación a mayor profundidad ya que este es el centro de estudio a considerar para el diseño.

3.1.2 Subsistema Eléctrico del Data Center FICA.

Cabe recordar que el Data Center FICA posee una acometida principal con calibre # AWG derivada del transformador ubicado dentro de los predios de la institución a una distancia de 70 metros del Data Center. Su sistema de Puesta a Tierra es una única varilla copperweld unida mediante conector de golpe con un solo hilo de conductor y se desconoce su correcta ubicación, siendo esto un riesgo latente para los equipos que componen el Data Center. Para generar una ayuda visual del estado inicial se podrá encontrar en el Anexo 6.2 las imágenes actuales del lugar.

- **ACOMETIDAS:** No son las apropiadas para el lugar pues se encuentran indebidamente colocadas y no abastecen a la eficiencia energética del sitio. En la Figura 59 se puede observar la mala distribución de las acometidas en lugares no recomendados por la norma.



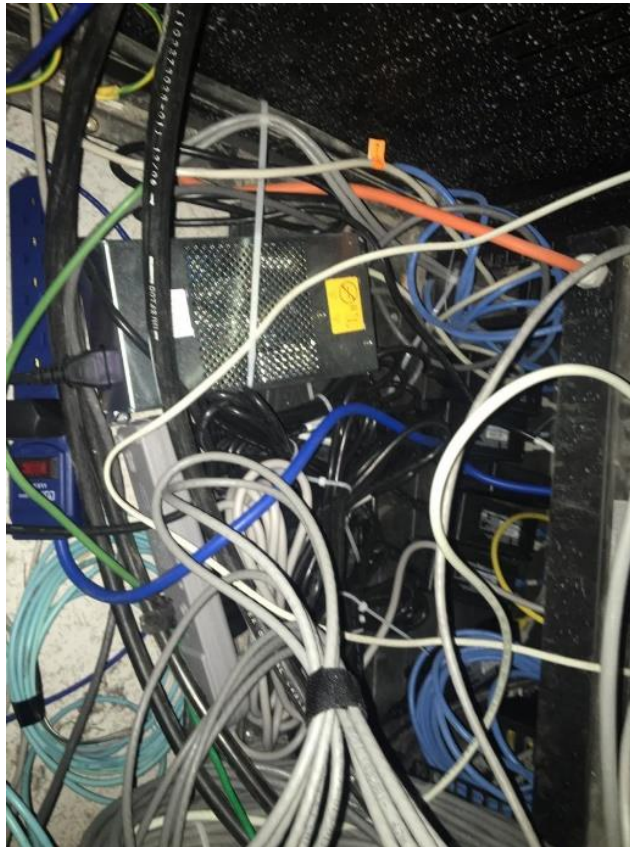
*Figura 59. Acometidas Data Center FICA.
Fuente: El Autor*

- **TABLERO ELÉCTRICO:** Se encuentra repleto de circuitos usados y de equipos que se han añadido conforme han pasado los años. Ahora observamos el tablero eléctrico del Data Center FICA en la Figura 60, donde se observa que el espacio ya no es el apropiado.



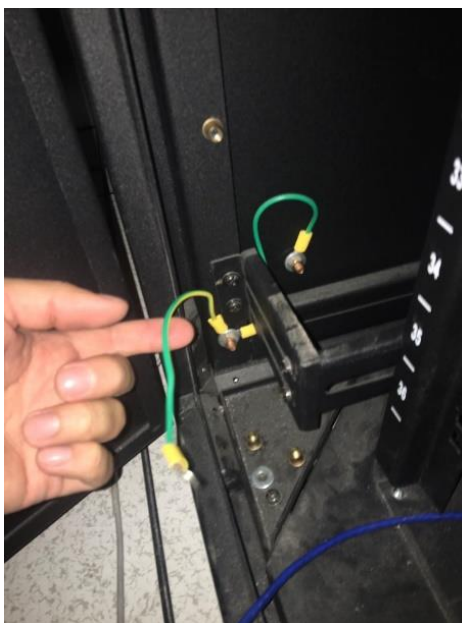
*Figura 60. Tablero Eléctrico.
Fuente: El Autor.*

- **EXTENSIONES ELÉCTRICAS:** Los puntos eléctricos se encuentran sobrecargadas para la carga eléctrica final, se requiere redistribución de cargas para alcanzar la eficiencia energética. En la Figura 61 se identifica la mala distribución de las líneas eléctricas y de las cargas que soporta cada circuito. Como se puede apreciar cada circuito se encuentra trabajando sin eficiencia, esto se debe a que no se dimensionó o existió un crecimiento de equipos mayor al esperado en el diseño original.



*Figura 61. Distribución Eléctrica Data Center FICA.
Fuente: El Autor.*

- **SISTEMA DE PROTECCION A TIERRA:** Consta de una sola varilla de conexión cercana al transformador que se encuentra a 40 metros, misma que no fue dimensionada para la carga total de equipos presentes en el Data Center, la misma que no es suficiente para soportar la carga de los equipos. Los equipos solo se encuentran protegidos por esta conexión a tierra, mas no es lo óptimo para esta infraestructura, las conexiones de racks y otras tierras se encuentran desconectadas o no han sido apropiadamente conectadas. En la Figura 62 se encuentra un rack sin la apropiada conexión a tierra.



*Figura 62. Conexión a Tierra de Racks FICA.
Fuente: El Autor.*

- **PROTECCIÓN CONTRA TRANSITORIOS:** disponibles para las líneas activas de distribución, requiere mejoras para la optimización de energía (Ver Figura 60).
- **MALLA DE ALTA FRECUENCIA:** no tiene. Bajo el piso técnico la Malla de Alta Frecuencia debe ser visible a simple vista, al apreciar la Figura 63, no se encuentra la protección desplegada.



*Figura 63. Malla de Alta Frecuencia FICA.
Fuente: El Autor.*

- **UPS:** Es funcional, pero requiere actualización de baterías y de dimensionamiento para los equipos del Data Center y su crecimiento. La Figura 64 permite visualizar el equipo implementado actualmente en el sitio, este no es suficiente para el total abastecimiento del lugar.



*Figura 64. UPS Vista Frontal y de Placa Data Center FICA.
Fuente: El Autor.*

- **LUMINARIAS:** El sistema de iluminación cubre las áreas esenciales del Data Center, posee sistema de iluminación de emergencia en caso de falta o fallo de energía. Posee luminarias tubulares tipo LED de 120 cm de longitud con un consumo de potencia promedio entre 15W y 18W y una luminancia de 1800 lux, se consideran cuatro luminarias de tres lámparas cada una, sumando en total una potencia de 180W hasta 216W. Se puede observar en la Figura 65 las luminarias actuales del Data Center.



Figura 65. Luminarias Actuales Data Center FICA.
Fuente: El Autor.

El Subsistema Eléctrico debe ser actualizado para el correcto funcionamiento de los equipos y no debe provocar fallos por diseño o por encontrarse mal implementado ya que esto puede causar daños y genera gastos innecesarios.

3.1.2.1 Equipos de la Facultad.

La FICA mantiene varios equipos en su Centro de Datos, todos necesarios para el apropiado funcionamiento de las comunicaciones internas y externas. En la Tabla 16 se detalla todos los equipos eléctricos y electrónicos operativos, en sí, toda la carga instalada o potencia que se consumirá para lo cual se requiere dimensionar el sistema de cogeneración.

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD
1	SERVIDORES HP Proliant DL360 G9	3
2	IBM System x3250 4365	1
3	IBM System x3500 M4	2
4	HP Proliant ML150 G5	2
5	IBM System x3650 M3	1
6	IBM System x3500 M2	1
7	PC Biométricos (Core i3)	1
8	ADAPTADORES POE 80U-560g CISCO	1
9	POE para Access Point	15

10	ROUTERS Board Mmicrotik 1100 X2 AH	1
11	Microtik 24 Puertos	1
12	SWITCH 3COM	1
13	LINKSYS 24 Puertos	1
14	CISCO Catalyst 4506 E	1
15	Biométrico	1
16	Cerradura Electromagnética	1
17	POE para cámaras	1
18	Sistemas y mecanismos contra incendios	1

*Tabla 16. Equipos FICA.
Fuente: Narváez, (2016).*

3.1.2.2 Análisis y Cálculo de Carga Eléctrica.

El Subsistema Eléctrico deberá soportar la carga actual de equipos y un crecimiento de los mismos de hasta un 40% en los próximos 5 años según la norma ICREA-std-2015 de equipamiento eléctrico y electrónico del centro de datos. Se considerará el sistema de conexión eléctrica para enfriamiento, sistema de seguridad y control de acceso, sistema de iluminación y cargas de equipamiento TIC como las cargas críticas y deben ser obligatoriamente constatadas en el cálculo de la carga total.

Actualmente en el Data Center se consumen 18,484kWh al día, los equipos actuales se muestran en la Tabla 17, aquí se enumeran y se describen las características de consumo energético de los equipos, así como la cantidad de los mismos que se encuentran operacionales las 24 horas del día todos los días del año.

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	Pn (W)	DMT (kW)
1	SERVIDORES HP Proliant DL360 G9	3	1650	4,95
2	IBM System x3250 4365	1	440	0,44

3	IBM System x3500 M4	2	1500	3
4	HP Proliant ML150 G5	2	1300	2,6
5	IBM System x3650 M3	1	675	0,675
6	IBM System x3500 M2	1	920	0,92
7	PC Biométricos (Core i3)	1	150	0,15
8	ADAPTADORES POE 80U-560g CISCO	1	100	0,1
9	POE para Access Point	15	180	2,7
10	ROUTERS Board Microtik 1100 X2 AH	1	25	0,025
11	Microtik 24 Puertos	1	15	0,015
12	SWITCH 3COM	1	48	0,048
13	LINKSYS 24 Puertos	1	20	0,02
14	CISCO Catalyst 4506 E	1	2800	2,8
15	Biométrico	1	5	0,005
16	Cerradura Electromagnética	1	6	0,006
17	POE para cámaras	1	10	0,01
18	Sistemas y mecanismos contra incendios	1	20	0,02
CARGA TOTAL INSTALADA				18,484

*Tabla 17. Demanda Actual de Energía.
Fuente: El Autor.*

3.1.2.3 Calibre de Conductores y Protecciones Eléctricas para los Circuitos del Data

Center.

Mediante las respectivas visitas e inspecciones de campo (visitas al Data Center) se deduce que la distribución de circuitos en el Data Center no es la adecuada, habiendo constatado un desequilibrio de cargas (corrientes distintas en las fases) lo cual genera alteraciones en la red que alimenta el Data Center generándose la caída de tensión en la fase sobrecargada, afectando paulatinamente a los equipos asociados a la misma.

3.2 Vista Global de Situación Actual

En resumen, el Data Center FICA presenta las siguientes características eléctricas, mismas que requieren modificaciones en primera instancia de manera urgente y otras que pueden ser mejoradas cuando sea mayormente necesario.

ITEM	EVALUACIÓN	OBSERVACIÓN	TIPO
ACOMETIDAS	Instalaciones no recomendadas, Fuera de norma técnica.	Requiere mejora dentro de normas técnicas.	URGENTE
TABLERO ELÉCTRICO	Capacidad excedida, Presencia de equipos que no cumplen normas técnicas.	Requiere sustitución o mejora. Remover equipos que no cumplen normativas.	MEDIO
EXTENSIONES ELÉCTRICAS	Sobrecarga en líneas eléctricas.	Requiere mejoras o reemplazo del cableado. Considerar crecimientos futuros.	BAJO
SISTEMA DE PROTECCIÓN A TIERRA	Única varilla de protección a tierra en el lugar del transformador.	Requiere propio SPAT dimensionado en específico a la capacidad del sitio.	URGENTE
SUPRESORES DE SOBRETENSIÓN Y TRANSITORIOS	No cuenta con este tipo de dispositivos.	Requiere instalarse en los equipos más delicados o a su vez uno general a la salida de cada tablero de distribución.	URGENTE
MALLA DE ALTA FRECUENCIA	No tiene.	Requiere instalación.	ALTO
UPS	Funcional	Requiere sustitución de baterías	BAJO
LUMINARIAS	Funcional	Se puede mejorar cambiando la disposición o aumentando el número de las mismas.	BAJO

Tabla 18. Observaciones del Sistema.

Fuente: El Autor.

Con este análisis final de la Tabla 18 se procederá a realizar los cálculos de dimensionamiento de cada uno de los ítems descritos para un óptimo servicio.

5. CAPÍTULO IV

4.1 Propuestas, Procesos y Resultados

Se enuncia y describe en este capítulo las distintas alternativas y opciones a considerarse en el dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico. Empezando primeramente por la determinación de demanda y capacidad de un transformador; que servirá como base para el objetivo final, todo esto para dar un conocimiento más amplio de las distintas alternativas que se podrían dar para energizar el Data Center FICA, sirviendo únicamente como análisis de comparación.

4.1.1 Determinación de la Demanda y Capacidad.

A continuación, se describe el proceso para el cálculo y dimensionamiento de la carga eléctrica total estimada, se utilizará el mismo procedimiento para el dimensionamiento de un transformador según guías y normas de diseño de EMELNORTE. Precautelado el funcionamiento idóneo por un lapso de 15 años y tomando en cuenta diversos factores incidentes en el sobredimensionamiento o subdimensionamiento del mismo y para su instalación en general.

Se estableció que la “FICA” es un abonado de consumidor tipo D ($A \geq 200\text{m}^2$ datos técnicos Emelnorte) para los respectivos cálculos, se procedió a verificar datos de placa de equipos instalados. En la Tabla 19 se muestra a detalle la manera de operación y funcionamiento de cada equipo asociado al Data Center para tener de esta manera una apreciación estimada y real de la energía que se consumirá.

Item	Descripción	Cantidad	Pot. U (W)	DMT (kW)	FFUn (%)	CIR (kW)	Fsn (%)	fp (0,95)	DMU (kVA)
1	SERVIDORES HP Proliant DL360 G9	3	1650	4,950	1,00	4,950	1,00	0,97	5,103
2	IBM System x3250 4365	1	440	0,440	1,00	0,440	1,00	0,97	0,454
3	IBM System x3500 M4	2	1500	3,000	1,00	3,000	1,00	0,97	3,093
4	HP Proliant ML150 G5	2	1300	2,600	1,00	2,600	1,00	0,97	2,680
5	IBM System x3650 M3	1	675	0,675	1,00	0,675	1,00	0,97	0,696
6	IBM System x3500 M2	1	920	0,920	1,00	0,920	1,00	0,97	0,948
7	PC Biométricos (Core i3)	1	150	0,150	1,00	0,150	1,00	0,97	0,155
8	ADAPTADORES POE 80U-560g CISCO	1	100	0,100	1,00	0,100	1,00	0,97	0,103
9	POE para Access Point	15	180	2,700	1,00	2,700	1,00	0,97	2,784
10	ROUTERS Board Mmicrotik 1100 X2 AH	1	25	0,025	1,00	0,025	1,00	0,97	0,026
11	Microtik 24 Puertos	1	15	0,015	1,00	0,015	1,00	0,97	0,015
12	SWITCH 3COM	1	48	0,048	1,00	0,048	1,00	0,97	0,049
13	LINKSYS 24 Puertos	1	20	0,020	1,00	0,020	1,00	0,97	0,021
14	CISCO Catalyst 4506 E	1	2800	2,800	1,00	2,800	1,00	0,97	2,887
15	Biométrico	1	5	0,005	1,00	0,005	0,50	0,97	0,003
16	Cerradura Electromagnética	1	6	0,006	1,00	0,006	0,30	0,97	0,002
17	POE para cámaras	1	10	0,010	1,00	0,010	1,00	0,97	0,010
18	Sistemas y mecanismos contra incendios	1	20	0,020	1,00	0,020	0,50	0,97	0,010
18,484									19,038

Tabla 19. Cálculo de la Demanda Total.
Fuente: El Autor.

La Tabla 20 está basada en un dimensionamiento por factor de protección y por cuidado del propio transformador, facilitando que su operación sea adecuada por un lapso mínimo de 15 años.

ESTUDIO DE DEMANDA ENERGÉTICA	
DMD Kva (15 años)	1,24
Factor de Sobrecara (FS)	0,7
Demanda de Diseño (Dd)	0,868
Factor de Demanda (Fd)	1,73234337
Factor de Potencia (fp)	> 0,95
DMU (kVA)	19,0384536
Ti (%)	0,01
Ti (15 años)	1,0015
DMUp (kVA)	19,0670113
Ddr (kVA)	19,9350113

Tabla 20. Dimensionamiento del Sistema.

Fuente: El Autor.

4.1.2 Cálculos para Determinar la Demanda y Capacidad.

$$DMT (kW) = \frac{Cantidad * Pn}{1000}$$

Ecuación 24. Demanda Máxima Total.

La Ecuación 24 es utilizada para determinar la carga instalada que posee un cliente, es la suma total de todas las potencias nominales de los equipos eléctricos y electrónicos asociados a dicha instalación (ver Tabla 19). Este factor se calculó con datos reales, sin estimación de posibles consumos; como se lo hace regularmente en este tipo de proyectos.

PnT = Potencia nominal del sistema a instalarse (20kVA).

$DMT = 18,484 \text{ kVA}$ (sumatoria de datos de placa de los equipos)

4.1.3 Factor de Frecuencia de Utilización.

Uno de los factores determinantes junto al Factor de Simultaneidad de Uso, debido a que de estos factores depende el sobredimensionamiento del sistema, estos factores se los expresa mediante criterio técnico del proyectista y datos proporcionados por el cliente en base a la forma y tiempo de operación o utilización de cada aparato eléctrico. (Se basa en el tiempo de utilización en un periodo de tiempo dado).

Esta Ecuación 25 es posible resolverla si de antemano ya se sabe la potencia del sistema a ser instalado. Pero en este caso recién se está calculando dicho valor, se procede a expresar entre 0 y 1 el tiempo de operación. En una jornada completa donde están activos casi o la totalidad de elementos eléctricos, esta información la proporcionará el abonado o cliente. Sustituyendo valores en esta ecuación obtenemos:

$$FFUn = \frac{DMT}{PnT}$$

Ecuación 25. Factor de Frecuencia de Utilización

$$FFUn = \frac{18,484 \text{ kVA}}{20 \text{ kVA}}$$

$$FFUn = 0,92 \% = 1$$

Basada en la frecuencia de utilización de los equipos durante una jornada promedio, la Ecuación 26 permite apreciar más claramente el consumo real posible que tiene el cliente y más adelante se determinará con mayor precisión la demanda total real.

$$CIR (kW) = \frac{\text{Cantidad} * Pn * FFUn\%}{1000}$$

Ecuación 26. Carga Instalada Representativa.

$$CIR (kW) = \frac{3 \text{ servidores HP Proliant} * 1650W * 1}{1000}$$

$$CIR = 4,95 \text{ kW}$$

Se sigue el mismo procedimiento para las diferentes cargas, obteniendo una *CIR* total de 10,99 kW, verificar en Tabla 19.

4.1.4 Factor de Simultaneidad de Uso.

Determinado bajo información proporcionada por el abonado y bajo criterios técnicos del proyectista, (0-1) 1= 100% para este caso, los equipos operaran todos a la vez todo el tiempo, por ende, la misma carga.

4.1.5 Demanda Máxima Unitaria.

La Ecuación 27 expuesta a continuación expresa el consumo de potencia real de cada equipo ya que se toma muy en cuenta el factor de potencia; que es el consumo real de potencia activa de cada aparato eléctrico.

$fp = 0,97$ (actualmente los equipos son altamente eficientes)

$$DMU \text{ (kVA)} = \frac{CIR * Fsn}{fp}$$

Ecuación 27. Demanda Máxima Unitaria.

$$DMU \text{ (kVA)} = \frac{4,95 * 1}{0,97}$$

$$DMU = 5,103 \text{ kVA}$$

Se sigue el mismo procedimiento para las diferentes cargas, obteniendo una *DMU* (kVA) total de 19,038 kVA. Verificar valores individuales en Tabla 19.

4.1.6 Demanda Máxima Diversificada.

$DMD = 1,24$ (*datos técnicos guías de diseño Emelnorte*)

4.1.7 Factor de Sobrecarga.

$$FS = 0,7 \text{ (datos técnicos guías de diseño Emelnorte)}$$

4.1.8 Demanda de Diseño.

En la Ecuación 28 se encuentra el factor utilizado para proteger (sobredimensionar) el sistema ante eventuales sobrecargas, se complementa con los valores que se seguirán asignando más adelante.

$$Dd = (DMD + AP + Ce) * FS$$

Ecuación 28. Demanda de Diseño.

$$Dd = 1,24 + 0 + 0 * 0,7$$

$$Dd = 0,868 \text{ kVA}$$

No se toma en cuenta la demanda por alumbrado público tampoco cargas especiales porque la FICA no cuenta con ellas y tampoco tiene previsto instalar alguna.

4.1.9 Factor de Demanda.

Al igual que la anterior ecuación, la Ecuación 29 es un factor adicional utilizado para proteger el sistema ante eventuales sobrecargas no frecuentes y tampoco tan elevadas.

$$Fd = \frac{DMU}{CIR}$$

Ecuación 29. Factor de Demanda.

$$Fd = \frac{19,038}{10,99}$$

$$Fd = 1,732$$

4.1.10 Tasa de incremento.

El porcentaje de incremento para el DATA CENTER FICA es de 0,01 ya que la infraestructura no tiene espacio físico para expandirse. Cabe indicar que este tipo de

dimensionamiento está calculado para soportar la carga instalada por un lapso de 15 años (Normativa Emelnorte).

La Ecuación 30 tasa de incremento es un valor adicional calculado para proteger el sistema y que este opere óptimamente durante un periodo de 15 años, permitiendo al abonado aumentar la demanda hasta en un 100% sin alterar los parámetros de este.

n = Años proyectados (15)

$$Ti = 1 + \left(\frac{\%}{100}\right) * n$$

Ecuación 30. Tasa de Incremento.

$$Ti = 1 + \left(\frac{0,01}{100}\right) * 15$$

$$Ti = 1,001$$

Esta Ecuación 31 se la utiliza para tener una proyección del aumento de la demanda en los 15 años que deberá operar óptimamente este sistema sin generar problemas o inconvenientes en sus parámetros.

$$DMup = DMU * Ti(kVA)$$

Ecuación 31. Demanda Máxima Unitaria Proyectada

$$DMup = 19,038 * 1,001$$

$$DMup = 19,067 \text{ kVA}$$

La Ecuación 32 es la sumatoria de la demanda unitaria proyectada más el factor de demanda de diseño mencionado anteriormente para proteger la instalación.

$$Dd_T = DMUp + Dd$$

Ecuación 32. Demanda de Diseño Total.

$$Dd_T = 19,067 + 0,868$$

$$Dd_T = 19,935 \text{ kVA}$$

Debido a la demanda del lugar se optaría para un diseño con grupo electrógeno que posea un transformador monofásico estándar existente en el mercado de 25kVA.

4.1.11 Dimensionamiento de Equipos

La norma ICREA-std-2015 plantea que para un nivel 2 debe existir una acometida en baja o media tensión y un sistema de cogeneración. Los alimentadores eléctricos deberán ser independientes a otras cargas. Para este proyecto se ha planteado el sistema de cogeneración con paneles solares fotovoltaicos, respaldado por un grupo electrógeno con el que cuenta la Universidad. Además de tener un doble respaldo a través de un UPS, garantizando el flujo de energía eléctrica constante sin que deje de operar en ninguna circunstancia el Data Center FICA.

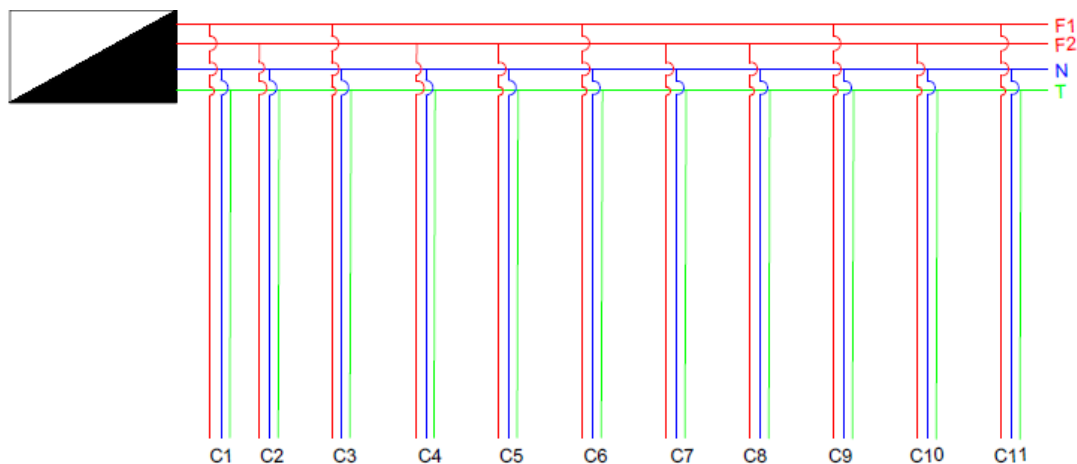
4.1.12 Distribución y Equilibrio de Cargas

Se optó por rediseñar la distribución de circuitos y de esta manera balancear la carga en las fases de la instalación manteniendo parámetros normales y constantes de energía dentro de los límites permitidos. Un sistema eléctrico en la actualidad para garantizar un óptimo funcionamiento se caracteriza por:

- Contar con un tablero principal y subtableros debidamente identificados.
- Distribución sectorizada y ordenada
- Cumplimiento de normas vigentes
- Mantenimiento planificado
- Contar con los respectivos planos eléctricos

En esta parte del proyecto se define una óptima redistribución de cargas en las fases energizadas desde el transformador, para que, con la implementación del sistema de cogeneración fotovoltaico, UPS y el grupo electrógeno, no sufran ningún desbalance ni alteraciones en sus parámetros.

Se ha replanteado la redistribución de circuitos a través del cálculo para determinar corrientes, calibre de conductores y protecciones de cada circuito. Con la Tabla 21 se determina y se visualiza el dimensionamiento de conductores y protecciones, cabe aclarar que, según las normas estudiadas para Data Centers, el calibre mínimo a ser utilizado e instalado es #12 AWG.



*Figura 66. Diagrama Multifilar "DATA CENTER FICA".
Fuente: El Autor.*

La propuesta planteada es la siguiente: tomando en cuenta las respectivas normas de diseño de DATA CENTERS y más que nada aplicando una ubicación apropiada de cada equipo. En la Figura 66 se plantea la distribución para el equilibrio de cargas en el DATA CENTER FICA, los circuitos deberán ser conectados a las dos fases alternadamente para evitar desbalance en las mismas y esfuerzos en el sistema solar fotovoltaico.

CÁLCULOS DE CORRIENTE CALIBRE DE CONDUCTOR Y PROTECCIONES							
CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	P _m (W)	VOLTAJE	CORRIENTE	CALIBRE CONDUCTOR	CAP. BREAKER
C1 - C3	SERVIDORES HP Proliant DL360 G9	3	1650	120	13,75	3C #12 AWG	1F - 15A
	IBM System x3500 M4	2	1500	120	12,50	3C #12 AWG	1F - 15A
	HP Proliant ML150 G5	2	1300	120	10,83	3C #12 AWG	1F - 15A
C8	IBM System x3250 4365	1	440	120			
	IBM System x3650 M3	1	675	120			
	IBM System x3500 M2	1	920	120	17,79	3C #12 AWG	1F - 20A
	ADAPTADORES POE 80U-560g CISCO	1	100	120			
C9	PC Biométricos (Core i3)	1	150	120			
	POE para Access Point	10	120	120	2,25	3C #12 AWG	1F - 10A
	POE para Access Point	5	60	120			
C10	ROUTERS Board Mikrotik 1100 X2 AH	1	25	120			
	Mikrotik 24 Puertos	1	15	120			
	SWITCH 3COM	1	48	120			
	LINKSYS 24 Puertos	1	20	120	1,74	3C #12 AWG	1F - 10A
	Biométrico	1	5	120			
	Cerradura Electromagnética	1	6	120			
	POE para cámaras	1	10	120			
Sistemas y mecanismos contra incendios	1	20	120				
C11	CISCO Catalyst 4506 E	1	2800	120	23,33	3C #10 AWG	1F - 25A

Tabla 21. Cálculos de Corriente, Dimensionamiento de Conductores y Protecciones Eléctricas.

Fuente: El Autor.

Revisando los cálculos de corriente realizados anteriormente (Sección 2.1.5.2) para el dimensionamiento del calibre de conductores y protecciones. Se plantea la distribución de circuitos mediante el diagrama Multifilar (ver Figura 66).

Utilizado para el equilibrio de cargas en las fases del sistema que energiza el Data Center, obteniendo corrientes de 77,91 A en la Fase 1 y 76,11 A en la Fase 2, la variación entre fases es de 1,8 A lo cual es casi imperceptible como para generar afecciones a las líneas. Así los equipos trabajarán normalmente y en óptimas condiciones de servicio energético.

4.2 Acometidas y Cableados

En sistemas monofásicos o bifásicos se define el calibre de conductor para las acometidas eléctricas con el porcentaje de variación de voltaje o caída de tensión permisible con la Ecuación 33 en un sistema fotovoltaico, valores superiores no son aceptables debido a que afectarán al sistema en todo su conjunto. Donde:

$\Delta V =$ Caída de voltaje (%) = 1,5% para sistemas fotovoltaicos

$$\Delta V = \frac{220 * 1,5}{100}$$

Ecuación 33. Variación de Voltaje.

$$\Delta V = 3,3 V$$

Se calcula la corriente de todo el sistema para definir de esta manera la protección en baja tensión con la Ecuación 34. Donde:

$\rho =$ Resistividad en (Ω/mm^2) = Cu blando 0,01724

$L =$ Longitud del cable (m) = 25m, distancia entre inversor y carga

$I = \text{Corriente (A)} = 113,63 \text{ A}$

$$I = \frac{P}{V}$$

Ecuación 34. Energía Generada por un Panel

$$I = \frac{25000}{220} = 113,63 \text{ A}$$

Con este resultado se procedió a calcular la Intensidad corregida I_c , de la siguiente manera, previamente se revisa fN y fT (ver Tabla 6 y Tabla 7) y se sustituye en la Ecuación 12 quedando de la siguiente forma:

$$I_c = \frac{I}{fN * fT}$$

$$I_c = \frac{113,63}{1 * 0,88} = 129,125 \text{ A}$$

Revisado este resultado en Tabla 14, se deberá instalar un conductor calibre N° 1/0 AWG tipo TTU – capacidad de conducción 150 A en ducto y 230 A al aire libre – temperatura de trabajo 75° C. Calculando la sección del conductor con la Ecuación 13 quedará lo siguiente:

$S = \text{Sección del conductor (mm}^2\text{)}$

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * fp}{\Delta V}$$

$$S = \frac{2 * 0,01724 * 25 * 129,125 * 0,97}{3,3}$$

$$S = 32,7171 \text{ mm}^2$$

4.2.1 Ubicación

Las acometidas de los inversores estarán colocadas lo más cerca posible a los paneles solares mimetizando los equipos en la estructura del edificio, cuyas líneas de alimentación se colocarán en canalizaciones de PVC protegidas y seguras.

Adicionalmente la sugerencia del departamento de infraestructura es colocar la infraestructura en la parte mas cercana a la Biblioteca con la finalidad de minimizar el trabajo de infraestructura adicional debido a la falta de documentación técnica apropiada del Edificio FICA.

4.2.2 Diagramas de Conexión

Los equipos se conectarán como muestra el diagrama unifilar en la Figura 67, esto permite optimizar la energía otorgada por el sistema de cogeneración y el sistema de suministro eléctrico tradicional.

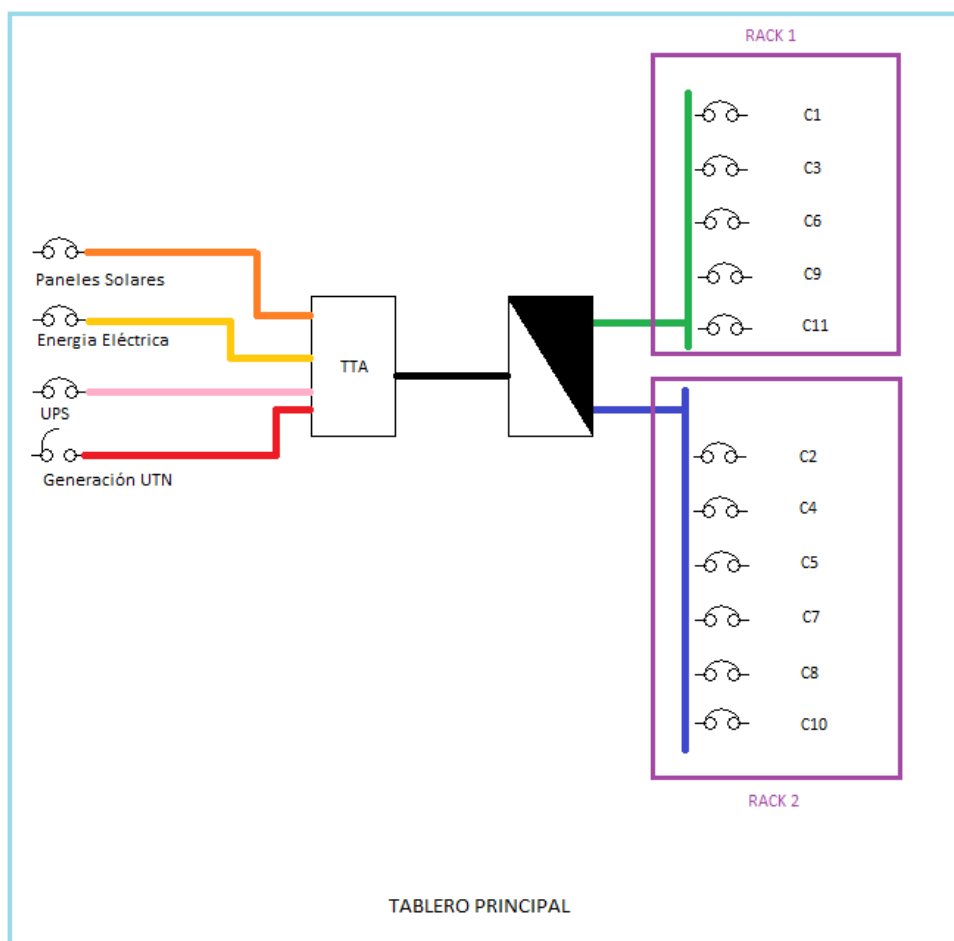


Figura 67. Conexión de Tablero Principal.
Fuente: El Autor.

4.3 Sistema de Puesta a Tierra

El SPAT deberá ser aislado, exclusivo y tendrá como referencia al sistema central de tierra cuya impedancia será menor o igual a 2 ohm en el conductor principal. Las uniones se realizarán con soldadura exotérmica de termo fusión, no se admiten uniones mecánicas a menos que sean electrodos de prueba para mediciones periódicas.

Los conductores del Sistema de Puesta a Tierra viajarán en la misma canalización, bandeja o charola que los conductores de fase y su calibre dependerán de las normas internacionales. El sistema de puesta a tierra debe interconectarse con todos sus componentes.

Todos los equipos activos y gabinetes se conectan al sistema de puesta a tierra, no se deberá mezclar el Neutro con el conductor de Tierra bajo ninguna circunstancia.

4.3.1 Puesta a tierra, CT Y TM.

Se aplicó el método de Wenner, y variando las distancias entre picas, se obtuvo la resistencia del suelo, para posteriormente calcular la resistividad del terreno. Utilizando la Ecuación 1 se obtendrá la siguiente Tabla 22 mostrando la resistividad promedio del terreno:

a Distancia entre picas (m)	R Valor medido Ω	ρ Resistividad
2	12,8	161
4	15,8	397
6	6,34	239
10	4,49	282

Tabla 22. Resistividad del Terreno "UTN".

Fuente: El Autor.

4.3.2 Cálculo para el calibre de conductor de Puesta a Tierra.

Se procede tomando en cuenta los parámetros previamente calculados o conocidos de los datos de placa del transformador. Para determinar adecuadamente el calibre del conductor y este a su vez sea determinante a la hora de despejar un fallo a tierra sin afectar a los equipos asociados o seres vivos. Conocidos de antemano los siguientes parámetros:

- Potencia nominal del transformador: 25 *kVA*
- Número de fases: 2
- Impedancia: 4%
- Voltaje en el primario: 13,8 *kV*
- Voltaje en el secundario: 220/127 *V*

Se determinó la corriente de corto circuito y la sección del conductor.

Donde:

A = Área en *mm*

Vll = Voltaje entre líneas.

Ill = Corriente máxima del transformador (*A*)

Icc = Corriente de corto circuito (*A*)

s = Tiempo de falla (*s*)

Tm = Temp. máxima en los nodos de la malla (450° y 250 °C con amarre pernada)

Ta = Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)

Se reemplazan los valores en la Ecuación 2 y obtenemos lo siguiente:

$$Ill = \frac{kVA * 1000}{Vll * \sqrt{3}}$$

$$Ill = \frac{25 * 1000}{220}$$

$$Ill = 113,63A$$

De igual manera colocamos los valores en la Ecuación 3 y obtenemos lo siguiente:

$$Icc = Ill * \frac{100}{\%Z}$$

$$Icc = 113,63 * \frac{100}{4}$$

$$Icc = 2840,75 A$$

Con estos resultados podemos utilizar la Ecuación 4 quedando así:

$$A = I_{cc} * \sqrt{\frac{33 * s}{\log \left[\frac{Tm - Ta}{234 + Ta} + 1 \right]}} \quad Ec. (4)$$

$$A = 2840,75 * \sqrt{\frac{33 * 5}{\log \left[\frac{450 - 15}{234 + 15} + 1 \right]}}$$

$$A = 2840,75 * \sqrt{\frac{165}{0,438}} = 55136,339 \text{ cm}$$

$$1 \text{ cm} = 5 * 10^{-4} \text{ mm}^2$$

$$A = 55136,339 * (5 * 10^{-4}) = 27,568 \text{ mm}^2$$

Este resultado se verificó en la Tabla 3 de calibre de conductores desnudos de cobre suave para ver su equivalencia en AWG, se opta por el calibre inmediato superior al no coincidir el resultado con el dato de tablas. Resultando un conductor N° 1/0 AWG = $53,48 \text{ mm}^2$, demostrando de esta manera lo que estipula por norma general la IEEE 80 2000. Previo a haber dividido la corriente de cortocircuito para 60Hz.

Calculados los valores anteriores y con los resultados obtenidos, se procedió a diseñar el modelo de malla de puesta a tierra, el cual comprende formar un rectángulo de $12 \text{ m} \times 6 \text{ m}$, conformado por 8 varillas de cobre (alta camada), equidistantes unas de otras y unidas mediante el conductor con suelda exotérmica.

4.3.3 Diseño de Malla Puesta a Tierra “DATA CENTER FICA”.

El diseño más utilizado para un sistema de puesta a tierra y definido mediante cálculos para la conformación de la malla en el Data Center FICA está representado en la Figura 68. El mismo indica la extensión de la malla de puesta a tierra para este.

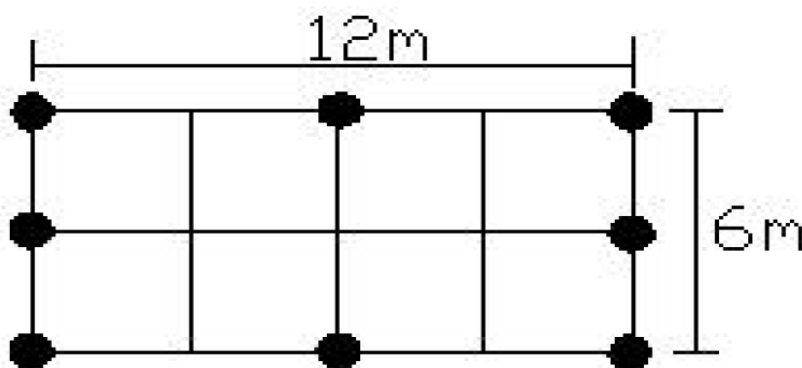


Figura 68. Diseño de Malla Puesta a Tierra “DATA CENTER FICA”.
Fuente: El Autor.

El diseño de la malla se basó en el estándar IEEE 80 2000

R_g = Resistencia de la puesta a tierra

$A = 72 \text{ m}^2$ - Área de la malla de puesta a tierra

$L1 = 12 \text{ m}$ - Largo de la malla

$L2 = 6 \text{ m}$ - Ancho de la malla

$M_1 = 3$ - Número de conductores a lo largo

$M_2 = 5$ - Número de conductores a lo ancho

$D = 3 \text{ m}$ - Espaciamiento entre los conductores

$N = 8$ - Número de electrodos tipo varilla

$Lv = 2,4 \text{ m}$ - Longitud de un electrodo tipo varilla

$h = 0,5 \text{ m}$ - Profundidad de enterramiento de la malla

Ahora que se ha determinado la constitución de la malla de puesta a tierra, sus elementos y forma de realizarla, se procede a determinar la longitud horizontal y total del conductor. Con estos parámetros se procedió a calcular:

1. Longitud de conductor horizontal sustituyendo en la Ecuación 5.

$$Lc = M_1 * L1 + M_2 * L2$$

$$Lc = 3 * 12 + 5 * 6$$

$$Lc = 66 \text{ m}$$

2. Longitud total del conductor dando valores en la Ecuación 6.

$$L_t = L_c + N * Lv$$

$$L_t = 66 + 8 * 2,4$$

$$L_t = 85,2 \text{ m}$$

3. Resistencia de la puesta a tierra reemplazando en la Ecuación 7.

$$Rg = \rho * \left[\frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20 * A} \left(1 + \frac{1}{1+h*\sqrt{\frac{20}{A}}} \right)} \right]$$

$$Rg = 270 * \left[\frac{1}{85,2} + \frac{1}{\sqrt{20 * 72} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5 * \sqrt{\frac{20}{72}}} \right)} \right]$$

$$Rg = 9,07 \Omega$$

La Rg del SPAT está por debajo de la norma permisible de Emelnorte S.A. (20Ω), si se requiere una Rg aún más baja, se debe tratar el suelo con agentes químicos y/o ampliar el área de la malla. Una manera de mejorar el suelo es utilizando tierra negra en toda el área donde se prevé hacer el mallado para luego cubrir las picas y el conductor con GEM. En la Figura 69 se muestra la simulación de la malla para el SPAT a instalarse.

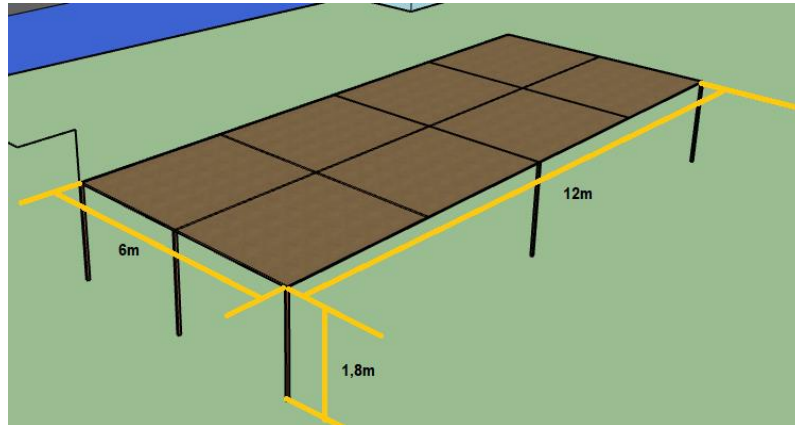


Figura 69. Simulación Disposición de la Malla de Puesta a Tierra en la FICA.
Fuente: El Autor.

4.4 Malla de Alta Frecuencia

La Función de este sistema es de atenuar las interferencias aéreas propagadas en determinadas frecuencias electromagnéticas, por ello se dispone la malla de alta frecuencia de la siguiente manera en la Figura 70.

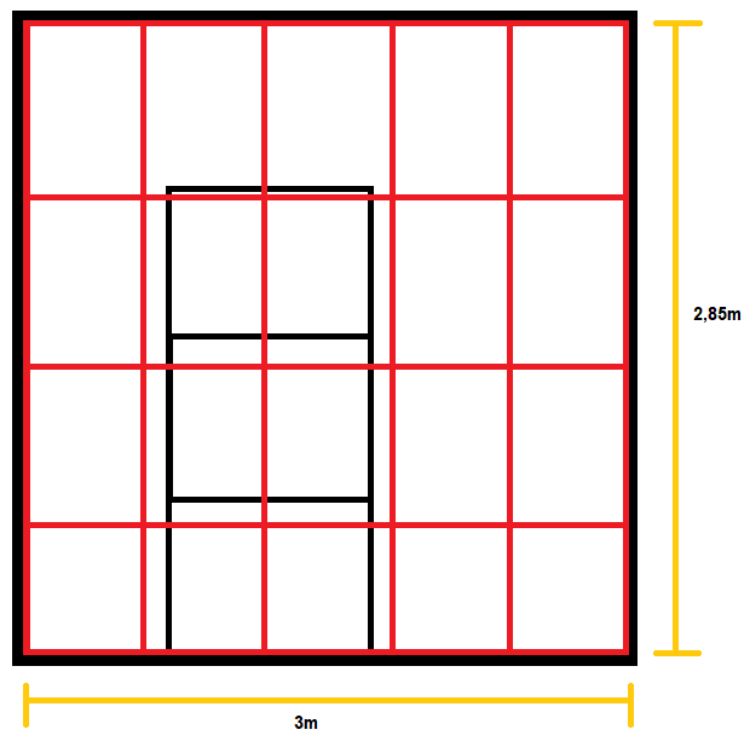


Figura 70. Malla de Alta Frecuencia.
Fuente: El Autor.

Se ubica bajo el piso falso, y se aterriza en la barra de tierras, para mantener el equipotencial del sitio tanto los equipos como estructuras metálicas se conectarán a ella con la finalidad de mitigar las altas frecuencias generadas en equipos eléctricos y electrónicos.

4.5 Supresores de Sobretensión y Transitorios

Los supresores de Sobre tensiones y Transitorios serán de categoría A tipo 1 de 100 KA y el Surge Protective Device será conectado en paralelo al Sistema para no limitar la corriente de carga según la norma ICREA-std-2015.

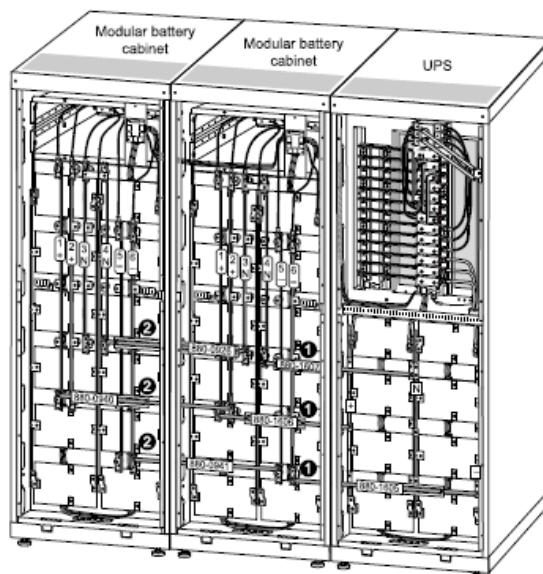
Se encargan de regular los picos de voltaje y corriente y se encargan de ofrecer una energía de calidad requerida en las cargas electrónicas sensibles. Su selección se rige el consumo eléctrico del sitio y al lugar a colocarse, es decir si se colocan en el tablero principal para regular los transitorios de las fuentes, o bien en su tablero de distribución.

4.6 UPS

El Data Center Contará con UPS para su correcto funcionamiento de equipos exceptuando el sistema de enfriamiento, para el dimensionamiento del mismo, se toma en cuenta lo siguiente:

- Consumo de Energía: 19,038kVA
- Voltaje de entrada: 120V
- Voltaje de salida: 120V
- Tiempo de autonomía o Respaldo: 30 minutos
- Tipo de montaje: Torre

- Redundancia: No



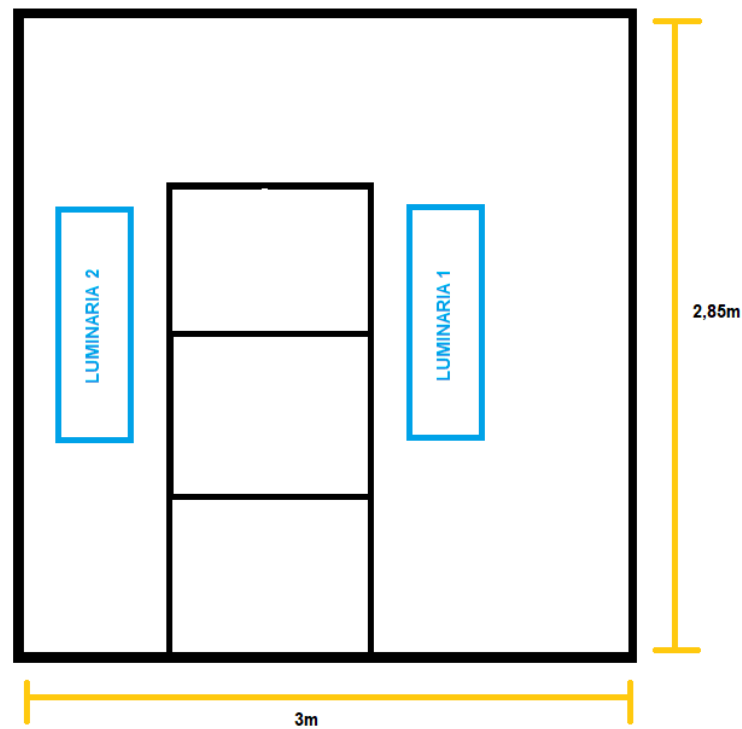
*Figura 71. Conexión de UPS tipo torre y baterías.
Fuente: APC*

En la Figura 71 se observa un sistema UPS de tipo torre con dos almacenamientos para baterías adicionales, esta configuración es común en Data Centers con una mayor carga de equipos y permite mantenerlos operacionales por un tiempo mayor.

Para futuro crecimiento se toma en cuenta un 40% de la demanda actual en carga energética y se verifica las disponibilidades de equipos en el mercado actual y se propone dos UPS uno por rack para una carga de hasta 12500W y un soporte de hasta 50 minutos en capacidad máxima de abastecimiento.

4.7 Iluminación

El sistema de iluminación provee por lo menos 500 lux de iluminación dentro del entorno, para lo cual se replantea la ubicación de las luminarias y el abastecimiento de las mismas. Se plantea a continuación el plano de reubicación de luminarias para el sitio.



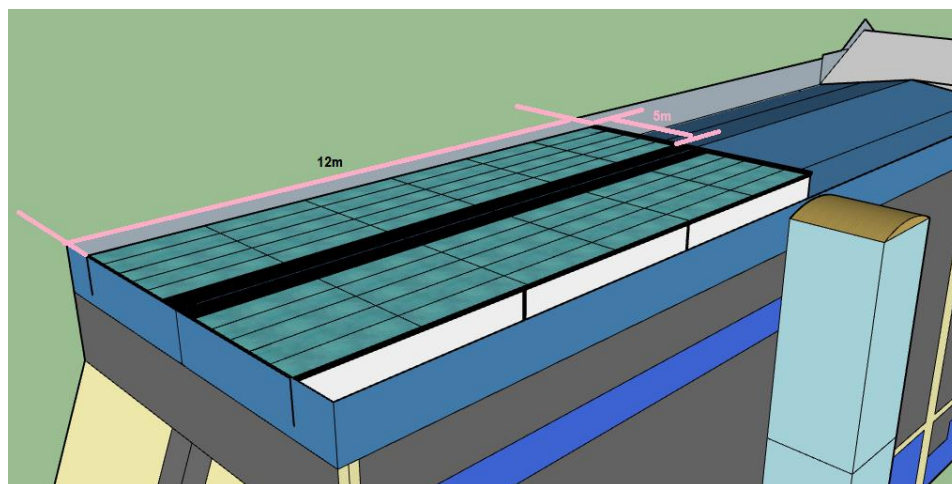
*Figura 72. Disposición de Luminarias.
Fuente: El Autor.*

En la Figura 72 se muestra la ubicación que deberá hacerse en la distribución del sitio para obtener una mayor iluminación, para ello se plantea duplicar las luminarias existentes y la redistribución de las mismas.

4.8 Dimensionamiento del Sistema de Cogeneración con Paneles Fotovoltaicos para la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas de la UTN

Se procedió a realizar la respectiva inspección en la infraestructura, corroborar la viabilidad estructural del techo de la FICA, y de ser necesario se instalarán estructuras de soporte. Se debe construir el cuarto de control en el mismo techo para evitar caídas de tensión en los subsistemas que conforman la instalación. El área de almacenamiento debe ser seca y con ventilación adecuada para el resto de los elementos, seguidamente se efectuaron mediciones para conocer la longitud del cableado y ductos a utilizarse. Los paneles fotovoltaicos tienen un tamaño de 1,95x0,99x0,05 metros y un peso de 25Kg. El área

necesaria para su instalación es de 11,74x9,92 metros con un peso total de 1500 Kg. La Figura 73 recalca los parámetros a considerar en una inspección a los inmuebles tales como: longitudes, inclinaciones, accesibilidad, carga instalada, etc.



*Figura 73. Simulación de Diseño de Paneles Fotovoltaicos.
Fuente: El Autor.*

Como el diseño de la instalación y este tipo de sistemas fotovoltaicos son a la intemperie, se deberá instalar conductores con aislante resistente a 75° C mínimo y a la humedad; y estos a su vez deben ir dentro de tubería conduit.

Propuesta del Sistema de Cogeneración; se elaboró un flujograma para entender de forma gráfica y lógica del funcionamiento del sistema propuesto, el ciclo es redundante. En la Figura 74 analizará el funcionamiento y operatividad confiable del sistema de transferencia teniendo en cuenta el sistema de paneles, la red de suministro pública, el grupo electrógeno y ups.

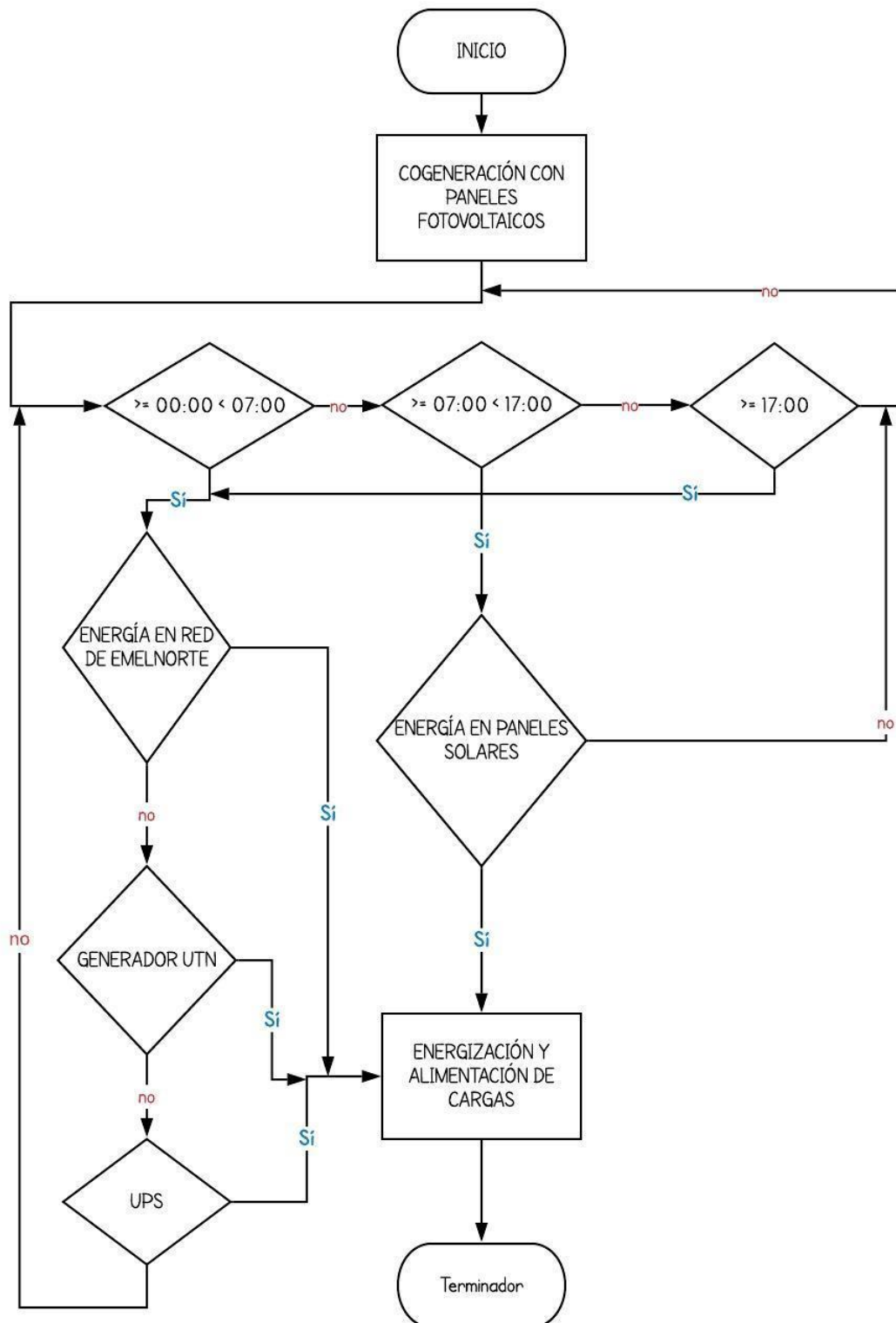


Figura 74. Flujograma de Operación del Sistema de Cogeneración y Respaldo de Energía Fotovoltaica.
Fuente: El Autor.

Seguidamente se plantea el tipo de instalación con un diagrama esquemático y plano unifilar. Figura 75 es un diagrama electrónico, representando la transferencia entre los distintos sistemas programados que abastecen el DATA CENTER en forma constante o ante eventuales fallos de uno u otro sistema de respaldo.

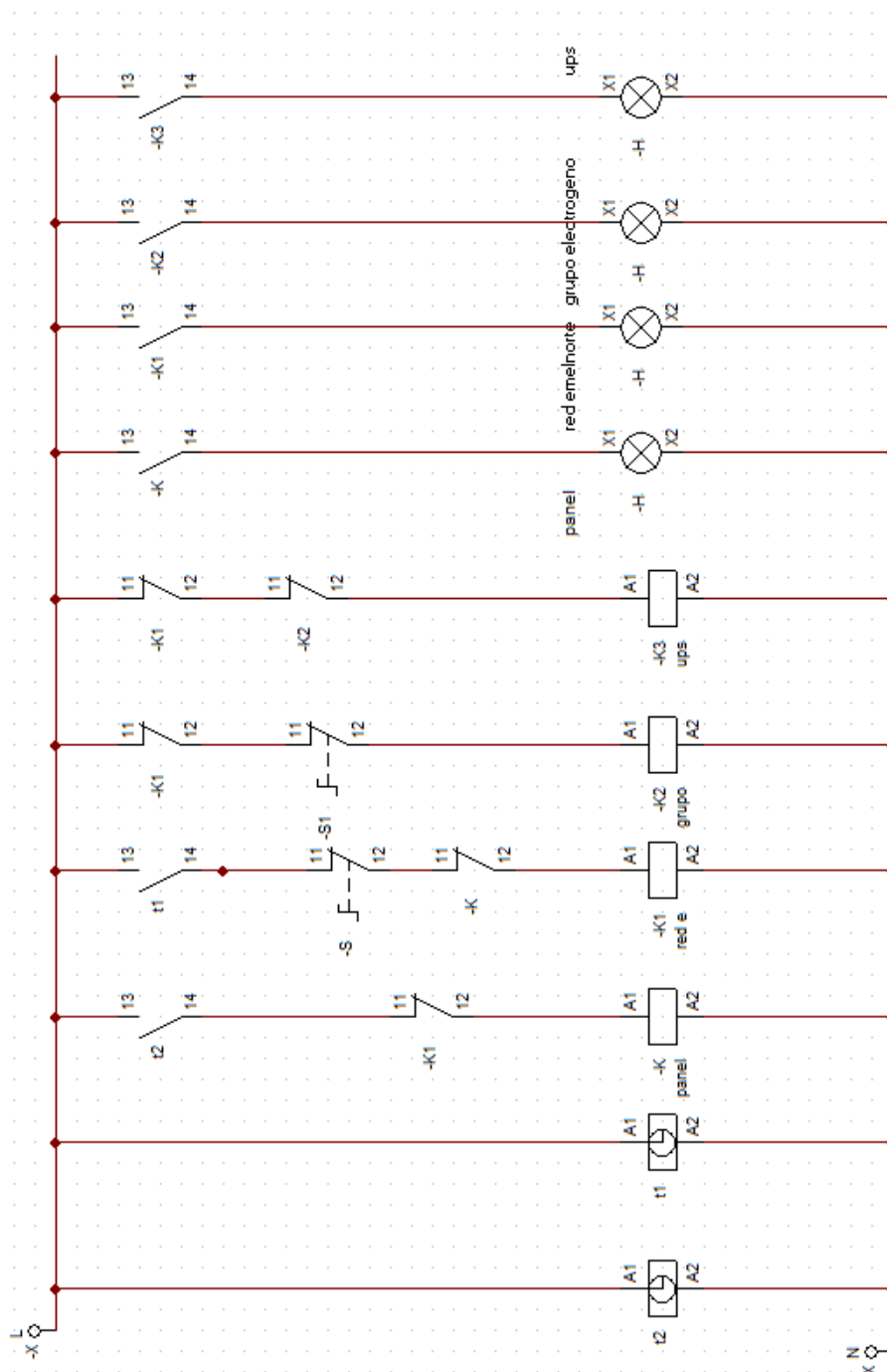


Figura 75. Diagrama de control Transferencia Automática.
Fuente: El Autor.

S = Simula fallo de la red pública de energía eléctrica

S1 = Simula fallo del grupo electrógeno

4.8.1 Cálculos y Determinación de Cantidad de Paneles Solares.

Se procede a calcular la energía que se requiere generar, se definirá con la siguiente Tabla 23 que indica la potencia total simultánea. Dato muy útil para determinar el inversor requerido, además de saber la energía total demandada diariamente, conocido este dato se multiplica la energía a generar por 1,3 para compensar las pérdidas existentes en la instalación (distribución, equipos, calor, etc.).

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	Pn (W)	DMT (kW)	Horas func. al día	Energía kWh/día
1	SERVIDORES HP Proliant DL360 G9	3	1650	4,95	8	39,6
2	IBM System x3250 4365	1	440	0,44	8	3,52
3	IBM System x3500 M4	2	1500	3	8	24
4	HP Proliant ML150 G5	2	1300	2,6	8	20,8
5	IBM System x3650 M3	1	675	0,675	8	5,4
6	IBM System x3500 M2	1	920	0,92	8	7,36
7	PC Biométricos (Core i3)	1	150	0,15	8	1,2
8	ADAPTADORES POE 80U-560g CISCO	1	100	0,1	8	0,8
9	POE para Access Point	15	180	2,7	8	21,6
10	ROUTERS Board Mmicrotik 1100 X2 AH	1	25	0,025	8	0,2
11	Microtik 24 Puertos	1	15	0,015	8	0,12
12	SWITCH 3COM	1	48	0,048	8	0,384
13	LINKSYS 24 Puertos	1	20	0,02	8	0,16
14	CISCO Catalyst 4506 E	1	2800	2,8	8	22,4
15	Biométrico	1	5	0,005	8	0,04
16	Cerradura Electromagnética	1	6	0,006	8	0,048
17	POE para cámaras	1	10	0,01	8	0,08
18	Sistemas y mecanismos contra incendios	1	20	0,02	8	0,16
Potencia Total Simultanea				18,484	Total Energía día	147,872

Tabla 23. Consumo de Energía Diario de "DATA CENTER FICA".

Fuente: El Autor.

Esta Ecuación 35 ayuda a saber la energía que necesitará el sistema diariamente ayudado con un factor de protección (sobredimensionamiento) para su funcionamiento óptimo sin caídas de tensión.

$$E_{GENERAR} = kWh * 1,3$$

Ecuación 35. Energía a Generar

$$E_{GENERAR} = 147,872 * 1,3$$

$$E_{GENERAR} = 192,2336kWh/día$$

A continuación, para saber el número de paneles se procede así, recordando que la energía que pueden generar los paneles depende del fabricante (Wp) y de la irradiación del lugar donde se lo usará.

Con esta Ecuación 36 se sabrá la energía generada diariamente con un solo panel dependiendo la localidad, en este caso Ecuador en la mitad del mundo. Se tomará en cuenta 11 horas de radiación solar diaria, aunque realmente son 12.

$$E_{panel} = Wp * HSP \text{ (12 en Ecuador)}$$

Ecuación 36. Energía Generada por un Panel

$$E_{panel} = 300 * 11$$

$$E_{panel} = 3300Wh/día = 3,3kWh/día$$

Ahora con la Ecuación 37 se definirá la cantidad de paneles a utilizar en este sistema.

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{E_{GENERAR}}{E_{panel}}$$

Ecuación 37. Cantidad de Paneles

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{192,2336 kWh/día}{3,3 kWh/día}$$

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = 58,25 = 60 \text{ PANELES}$$

4.8.2 Tipo de Regulador a Escoger

Para saber el tipo de regulador que se necesita en instalaciones fotovoltaicas se procede de la siguiente manera:

- Saber el voltaje al que trabajará el sistema = 6 V – 12 V – 24V
- Saber la corriente de cortocircuito I_{sc} de los paneles = 7,36 A
- Se suma las I_{sc} de los paneles que se conectarán, las de cada rama en paralelo, además se multiplica la intensidad resultante por 1,2 (se aumenta un 20%) para prevenir posibles subidas de intensidad por defectos.

Se determina mediante la Ecuación 38 la intensidad de cortocircuito resultante de sumar las intensidades de cortocircuito de cada rama o string las mismas que resultaron de la intensidad de cortocircuito de cada panel.

$$I_{sc_{resultante}} = ISC_1 + ISC_2 + ISC_3 \dots$$

Ecuación 38. Corriente de Cortocircuito Resultante de los Paneles.

$$I_{sc_{resultante}} = (7,36 * 3)$$

$$I_{sc_{resultante}} = 22,08$$

A la intensidad de cortocircuito resultante de los paneles se multiplica por el factor de protección anotado (1,2), para protegerlos debido a que todos los días la luz solar no tiene la misma constancia, variando la capacidad de generación de los paneles.

$$I_{sc_{TOTAL}} = I_{sc_{resultante}} * 1,2$$

Ecuación 39. Corriente Total del Regulador

$$I_{sc_{TOTAL}} = 22,08 * 1,2$$

$$I_{sc_{TOTAL}} = 26,496$$

El regulador deberá ser el modelo comercial inmediatamente superior al resultado obtenido. Para prevenir posibles subidas de intensidad por defectos propios de construcción y constitución y para precautelar la integridad del regulador se utiliza la Ecuación 40.

$$A = 26,496 + 20\%$$

Ecuación 40. Determinación del Regulador de Carga

$$A = 31,7952$$

Se optaría por un controlador/regulador de carga solar 50A/12V o 30A/24V (con pantalla integrada), para el sistema on-GRID o interconectado.

4.8.3 Cantidad de Baterías Necesarias

Se requiere almacenar la energía para luego disponer de ella y distribuirla hacia los diferentes circuitos de la facultad, se requerirá los elementos mencionados anteriormente, además, elementos de protección y maniobra. Se procede así:

- Saber la energía que se debe generar, como consta en la Tabla 23 de consumo de energía y multiplicado por 1,3 = **192,2336kWh/día**
- Se decide los días de autonomía de la instalación por si llueve o está nublado y se multiplica la energía a generar por la cantidad de días.

Ecuación 41 es utilizada para saber los días de autonomía (días sin sol), por ende, la energía que se deberá generar y almacenar.

$$E_{GENERAR} = 192,2336kWh/día * 1días$$

Ecuación 41. Energía a Generar y Almacenar

$$E_{GENERAR} = 192,2336kWh/día$$

Cuántas baterías se requiere para el sistema propuesto, depende de la capacidad de las mismas determinadas en Amperios hora Ah, con lo cual se divide la energía total

a generar para la tensión de trabajo de las baterías (normalmente 12 V o 24 V). Hay que recordar la Ecuación 8:

$$I = \frac{P}{V}$$

Se define la capacidad de Amperios horas que necesita el sistema con la Ecuación 42 y posteriormente se definirá la cantidad de baterías a instalarse de ser el caso y si el sistema es aislado.

$$Capacidad = \frac{E_{GENERAR}}{V_{SISTEMA}}$$

Ecuación 42. Capacidad de Generación.

$$Capacidad = \frac{192,2336kWh}{12V}$$

$$Capacidad = 16019,466 Ah$$

Los Ah se divide para la profundidad de descarga máxima admisible (Pd) que se supone en este caso alrededor de 60 – 70%. Con esta Ecuación 43 se determina la capacidad de amperios hora que se necesitará realmente porque debido a que las baterías no pueden descargarse más allá del 60% por ende jamás deberán descargarse a su totalidad.

$$Ahtotal = \frac{Capacidad}{Profundidad\ de\ descarga}$$

Ecuación 43. Amperios Hora Total Requeridos

$$Ahtotal = \frac{16019,466 Ah}{0,6} = 26699,11Ah$$

El número de Baterías que se necesita se obtiene en función del modelo según fabricante. Empleando la Ecuación 44 se determina de esta manera la cantidad de baterías requeridas por el sistema, tomando en cuenta los Ah que entregarán las mismas según el fabricante elegido.

$$N^{\circ}\ de\ baterías = \frac{Ahtotal}{Ah/baterías_{FABRICANTE}}$$

Ecuación 44. Número de Baterías Requeridas.

$$N^{\circ} \text{ de baterías} = \frac{26699,11 \text{ Ah}}{200 \text{ Ah/baterías}}$$

$$N^{\circ} \text{ de baterías} = 133,495 \approx 134 \text{ BATERÍAS}$$

Se optaría por uno de estos dos tipos de baterías indicando sus ventajas y desventajas en ambos casos (cabe resaltar el elevado costo de las mismas, haciendo que el proyecto se eleve hasta cuatro veces su valor): Por ejemplo, una batería de gel de 200Ah cuesta 894.74 USD en el mercado.

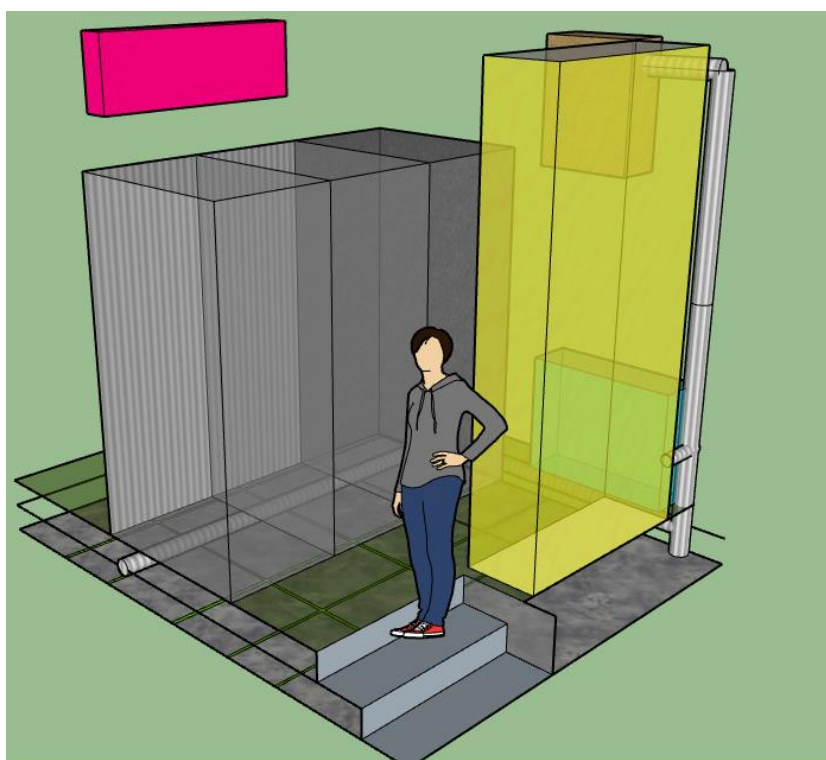
- **Baterías Estacionarias.** - Larga vida útil, perfectas para instalaciones que requieran consumo diario y durante largos períodos de tiempo, pueden acumular grandes cantidades de energía.
- **Baterías Litio.** - Ocupan poco espacio, pesan poco y no emiten gases, el tiempo de carga es el más rápido. Se pueden realizar descargas totales sin verse su vida útil intensamente afectada. La desventaja es su elevado costo. Sin embargo, en un futuro los fabricantes las puedan optimizar.
- **Baterías de Gel 200Ah.** – Recomendadas para su uso en este diseño.



*Figura 76. Baterías de Gel 200Ah.
Fuente: Victron Energy*

Las baterías de gel mostradas en la Figura 76, son las mejores baterías que se seleccionarán para el óptimo funcionamiento del lugar, sin embargo al ser altamente costosas se decide modificar el diseño para que el sitio funcione sin la necesidad de implementarlas como primera instancia.

Ahora se muestra la disposición del tablero principal de distribución, UPS, TTA, sistema de ventilación, 3 rack, malla de alta frecuencia, ductos de cableado eléctrico.



*Figura 77. Disposición de Equipos.
Fuente: El Autor.*

La Figura 77 muestra la distribución planificada. Se desaconseja el uso de baterías de arranque (de automoción). Su diseño no está pensado para instalaciones fotovoltaicas donde las descargas son pequeñas en un largo plazo de tiempo.

4.8.4 Inversor a Instalarse

Se procede basándose en los siguientes datos:

- Saber la potencia total simultánea en AC que se puede dar en la instalación si todos los equipos están encendidos a la vez = 18,48 kW.
- Aumentar el pico inicial de los equipos que lo requieran.
- Se escoge un inversor comercial en función de los resultados obtenidos = 20Kw



*Figura 78. Inversor Elegido.
Fuente: Victron Energy*

Este es el modelo de inversor que se instalara cuyas dimensiones son 0,520x0,255x0,125 metros. Así lo muestra la Figura 78.

4.8.5 Cálculo de Calibre de Conductores Según Subsistemas

Se procede de similar forma al cálculo de la acometida principal, utilizando el método de caída de voltaje utilizando la Ecuación 13

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * fp}{\Delta V} \text{ Ec. (13)}$$

4.8.6 Cálculo y Determinación de Protecciones Según Subsistemas

Al igual que en el dimensionamiento de protecciones para los diferentes circuitos del Data Center se utilizará la siguiente fórmula para todos los subsistemas que conforman la instalación fotovoltaica.

$$I = \frac{P}{V} \text{ Ec. (10)}$$

4.8.7 Instalación, Conexión e Inclinación de Paneles Solares para el Data Center FICA

En este tipo de instalaciones lo idóneo es tomar las debidas precauciones para sujetar muy bien los paneles evitando que se muevan ya sea por la inclinación misma o por efectos atmosféricos distorsionando así el ángulo de inclinación de los mismos mermando la efectividad en la producción de energía eléctrica, así como posibles fisuras o rotulas de la placa policristalina que desencadenaría en un deterioro parcial o total del mismo. La instalación debe tener fácil accesibilidad para mantenimientos periódicos de reajuste y/o limpieza.

4.8.8 Ángulo de Inclinación de Paneles Solares para el Data Center FICA

El Ecuador como su nombre lo indica haciendo referencia a la línea ecuatorial (latitud 0), está en una zona privilegiada para aprovechar al máximo este tipo de sistemas solares y cualquier tipo de instalación solar al tener mayor irradiancia solar directa, sin requerir inclinar considerablemente los paneles fotovoltaicos. Como máximo en Tulcán se requerirá una inclinación de entre 2 o 3° y en Loja como máximo de -5° (ver Figura 25 y Figura 42 para referencia de colocación). Cabe acotar que esta inclinación es del lado ancho

del panel mientras el lado más largo debe tener total visibilidad hacia el Este (por donde sale el sol).



*Figura 79. Paneles a Elegir.
Fuente: Victron Energy*

La Figura 79 muestra los paneles seleccionados para el diseño, mismos que se encuentran dispuestos sobre el techo de una casa para un sistema Off-grid en la Figura.

4.8.9 Recomendaciones Básicas de Mantenimiento

Primeramente, se debe contar con el equipo de protección personal debido a que este tipo de instalaciones se las realiza en techo, por ende, a alturas considerables desde el nivel del piso. Una vez que se cuente con la indumentaria adecuada, se verificará la herramienta necesaria para proceder a manipular los elementos del sistema fotovoltaico, sin olvidar el cumplimiento a cabalidad de las cinco reglas de oro para trabajos eléctricos.

- Abrir toda fuente tensión
- Bloquear toda forma de reconexión y etiquetar
- Comprobar la ausencia de tensión en puntos críticos
- Cortocircuitar las fases y aterrizar
- Cercar y delimitar el área de trabajo

- Una vez al mes limpiar los paneles con un paño y poco de agua en el periodo más fresco del día.
- Retirar residuos de suciedad, polvo y hojas secas, no usar productos abrasivos y estropajos que rayen los paneles.
- Para limpiar las baterías, elaborar una mezcla de 100gr de bicarbonato de sodio en 1l de agua y limpiar los bornes de las baterías, enjuagar con agua y secar con un trapo.
- Cada 2 meses verificar posibles roturas o fisuras en la protección o estructura de los paneles.
- Cada 6 meses revisar el cableado y la estructura de soporte de los paneles, verificar la tornillería y dejar bien ajustado en cada revisión, comprobar que la toma a tierra esté en buenas condiciones.
- Cada 6 meses durante los equinoccios de primavera y otoño y de preferencia al medio día se realizará mediciones con los máximos valores calculados durante la etapa de diseño.
- Cada seis meses en los tiempos de equinoccios se realizará mediciones y reajustes al sistema solar fotovoltaico, para de esta manera mantener rangos normales de producción de energía, se lo realiza en estos meses debido a la ubicación de la tierra respecto al sol y es donde podría variar los parámetros de producción.

- Revisar el voltaje a la salida del sistema de paneles y baterías, llevar un registro y verificar si estos resultados tienen consistencia con el desgaste previsto por el fabricante.

Para garantizar la instalación de los paneles solares hasta la conexión con el inmueble. Realizar revisión de voltaje, previo a la desactivación de los interruptores termomagnéticos:

- Voltaje del panel fotovoltaico
- Voltaje de entrada y salida del regulador de carga
- Voltaje de salida de las baterías
- Voltaje de salida del inversor
- Revisar protecciones eléctricas.

Repasar las uniones mecánicas de los conductores a los elementos eléctricos de la instalación fotovoltaica. Hacer este tipo de mantenimiento permitirá obtener el mayor rendimiento del sistema durante el mayor tiempo posible.

4.9 Análisis Económico del Sistema Solar Fotovoltaico Propuesto

A continuación, en la Tabla 24 se puede apreciar el detalle de los materiales que se emplearán en el sistema de cogeneración. Con estos materiales se plantea el sistema de cogeneración fotovoltaico que abastecerá de energía al Data Center FICA.

Item
Paneles Fotovoltaicos Policristalinos 300w/12V

Inversor de Energía, con conexión a RED 5000W, 12/24 VDC a 110v & 60Hz
Estructura Base para Ubicación de Paneles
Varilla de Cobre 18.50 mm x 2.40 m
Caja Registro Puesta Tierra Concreto
Dosis Química
Conector cubierto de cobre 3/4"
Barra de Tierra de 11 Terminales para Tableros
Tablero Eléctrico Modular 120x100x40cm
Breaker Termo-Magnético
Canalizaciones, Ductos, Bandejas
Material Conductor
Instalación y Puesta en Marcha
Mantenimiento Programado Sistema Eléctrico Cuatrimestral
Mantenimiento Programado Sistema Fotovoltaico Cuatrimestral

Tabla 24. Materiales a Emplear.

Fuente: El Autor.

Ahora veremos un análisis de los costos que representaría implementar este proyecto en la actualidad, mismos que están sujetos a precios actuales al momento de realizar el mismo, estos precios son referenciales y están sujetos a modificaciones por variaciones en normas de mercado.

4.9.1 Plan de Ahorro Energético.

“En todas las entidades y organismos que conforman la Administración Pública Central e Institucional de la Función Ejecutiva se conformará un Comité de Eficiencia Energética, que será presidido por el funcionario administrativo de más alto rango, con la finalidad de organizar e implementar medidas de ahorro energético y estará en coordinación con la Dirección Nacional de Eficiencia Energética del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable” (Correa Rafael, 2009, Decreto ejecutivo N° 1681 artículo 2).

El plan de ahorro energético consiste en limitar el consumo externo de energía, supliéndolo por la generación propia. De igual manera con la eficiencia energética del sitio

se reduce el consumo eléctrico y se puede destinar en otras áreas ese consumo. A continuación, se explica las dos partes consideradas en el ahorro.

4.9.1.1 Análisis de Consumo Eléctrico.

El consumo eléctrico del sitio se define por el número de equipos que contiene, en la actualidad el Data Center FICA consume 18,484KwH, esto ya que al día se mantienen en funcionamiento las 24 horas representa un consumo de 443,616KwDia. Esto quiere decir que al día el consumo del lugar es similar al que se produciría en dos casas promedio donde habitan familias de hasta tres habitantes en un mes.

En el presente, se propone mitigar el consumo reduciéndolo hasta en 147,872KwDia, esto representa una disminución de 33% en la energía considerando 8 horas de luz solar garantizada, y en días que las horas solares sean mayores a 8 puede significar hasta un ahorro del 50%.

4.9.1.2 Análisis de la Relación Costo Beneficio para la Implementación del Sistema de Cogeneración Fotovoltaica para el Data Center FICA.

En esta sección se encontrará los costos actuales en el mercado de los equipos, materiales y mano de obra que se puede encontrar en el mercado actualmente. La Tabla 25 muestra la lista de materiales requeridos para este diseño.

Rubro	Item	Unidad	Cantidad	V.	Valor Total
				Unitario	USD
Maquinaria y Equipo	Paneles Fotovoltaicos Policristalinos 300w/12V	Unidad	60	\$ 435,00	\$ 26.100,00
	Inversor de Energía, con conexión a RED 5000W, 12/24 VDC a 110v & 60Hz	Unidad	4	\$ 4.229,16	\$ 16.916,64

	Estructura Base para Ubicación de Paneles	Metro 2	100	\$ 25,00	\$ 2.500,00
	Baterías para Sustentación Solar	Unidad	134	\$ 1.050,00	\$ 140.700,00
	Supresores de Transitorios	Unidad	4	\$ 350,00	\$ 1.400,00
	Varilla de Cobre 18.50 mm x 2.40 m	Unidad	8	\$ 87,92	\$ 703,36
	Caja Registro Puesta Tierra Concreto	Unidad	1	\$ 12,10	\$ 12,10
	Dosis Química	Unidad	4	\$ 30,30	\$ 121,20
	Conector cubierto de cobre 3/4"	Unidad	16	\$ 3,61	\$ 57,76
	Barra de Tierra de 11 Terminales para Tableros	Unidad	2	\$ 3,00	\$ 6,00
	Tablero Eléctrico Modular 120x100x40cm	Unidad	1876	\$ 1,00	\$ 1.875,50
	Malla de Alta Frecuencia	Metro 2	9	\$ 300,00	\$ 2.700,00
	Luminarias LED 15W	Unidad	2	\$ 150,00	\$ 300,00
	Breaker Termo-Magnético	Unidad	25	\$ 16,00	\$ 400,00
	Sistema UPS hasta 16kVA	Unidad	2	\$ 25.000,00	\$ 50.000,00
	Ectension de UPS para Baterías	Unidad	2	\$ 6.700,00	\$ 13.400,00
	Modulos de Baterías para UPS	Unidad	36	\$ 750,00	\$ 27.000,00
	Canalizaciones, Ductos, Bandejas	Metros	250	\$ 10,00	\$ 2.500,00
	Material Conductor	Unidad	250	\$ 7,20	\$ 1.800,00
Mano de Obra Directa	Instalación y Puesta en Marcha	Horas	200	\$ 60,00	\$ 12.000,00
Mano de Obra Indirecta	Mantenimiento Programado Sistema Eléctrico Cuatrimestral	Unidad	3	\$ 60,00	\$ 180,00
	Mantenimiento Programado Sistema Fotovoltaico Cuatrimestral	Unidad	3	\$ 60,00	\$ 180,00
	Mantenimiento Programado SPAT	Unidad	2	\$ 60,00	\$ 120,00
	Mantenimiento Programado Revisión Eléctrica	Unidad	2	\$ 60,00	\$ 120,00
					\$ 301.092,56

Tabla 25. Valores de Mercado Actuales.

Fuente: El Autor

Ahora se utilizará estos valores del mercado para establecer el deterioro contable de los equipos al igual que los aportes legales a realizarse anualmente. En la Tabla 26 se genera la proyección inicial a 2 años obteniendo un ahorro anual de \$42813,55.

	Año 0		Año 1		Año 2	
ACTIVOS	Maquinaria y Equipo	\$ 288.492,56	\$ 288.492,56	\$ -	\$ 192.328,37	\$ -
	Depreciación		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Maquinaria y Equipo (-)		96.164,19	-	96.164,19	-
	Instalación	\$ 12.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		\$ 300.492,56	\$ 192.328,37	\$ -	\$ 96.164,19	
PASIVOS	Cuentas por Pagar	\$ 288.492,56	\$ 288.492,56	\$ -	\$ 192.328,37	\$ -
	Sueldos por Pagar	\$ 12.000,00	\$ 300.492,56	\$ 288.492,56	\$ -	\$ 192.328,37
PATRIMONIO	Ahorro	\$ -	\$ 42.567,55	\$ -	\$ 44.279,47	\$ -
			\$ -	\$ -	\$ 42.567,55	\$ 86.847,02
INGRESOS	Ahorro Anual por Operación		\$ 57.576,73	\$ -	\$ 59.879,80	\$ -
			\$ -	\$ 57.576,73	\$ -	\$ 59.879,80
COSTOS	Renovación de Inversor	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Mantenimiento Anual		\$ 615,00	\$ -	\$ 630,38	\$ -
GASTOS	Pago SRI (25%)	\$ -	\$ 14.394,18	\$ 15.009,18	\$ 14.969,95	\$ 15.600,32

Tabla 26. Proyección Económica del Proyecto años 0 - 2.

Fuente: El Autor.

En la Tabla 27, se encuentra la proyección para los años 3 – 5, se proyecta un ahorro en el quinto año de \$215034,38 considerando un crecimiento del costo de energía de 0,04% y del mantenimiento 0,025% anuales.

	Año 3		Año 4		Año 5		
ACTIVOS	Maquinaria y Equipo	\$ 96.164,19	\$ -	\$ 0,00	\$ -	\$ 0,00	\$ -
	Depreciación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Maquinaria y Equipo (-)	96.164,19	-	0,00	-	0,00	-
	Instalación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		\$ -	\$ 0,00	\$ -	\$ 0,00	\$ -	\$ 0,00
PASIVOS	Cuentas por Pagar	\$ 96.164,19	\$ -	\$ 0,00	\$ -	\$ 0,00	\$ -
	Sueldos por Pagar	\$ -	\$ 96.164,19	\$ -	\$ 0,00	\$ -	\$ 0,00
PATRIMONIO	Ahorro	\$ 46.060,11	\$ -	\$ 47.912,21	\$ -	\$ 32.921,99	\$ -
		\$ 86.847,02	\$ 132.907,13	\$ 132.907,13	\$ 180.819,34	\$ 180.819,34	\$ 213.741,32
INGRESOS	Ahorro Anual por Operación	\$ 62.274,99	\$ -	\$ 64.765,99	\$ -	\$ 67.356,63	\$ -
		\$ -	\$ 62.274,99	\$ -	\$ 64.765,99	\$ -	\$ 67.356,63
COSTOS		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Renovación de Inversor	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 16.916,64	\$ 16.916,64
GASTOS	Mantenimiento Anual	\$ 646,13	\$ -	\$ 662,29	\$ -	\$ 678,84	\$ -
	Pago SRI (25%)	\$ 15.568,75	\$ 16.214,88	\$ 16.191,50	\$ 16.853,79	\$ 16.839,16	\$ 17.518,00

Tabla 27. Proyección Económica años 3 - 5.

Fuente: El Autor.

Ahora se puede calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN) y la relación Costo-Beneficio del Proyecto. Tomando en cuenta la tasa actual que el Banco Central del Ecuador oferta es de 9,26%.

El TIR mide la viabilidad del proyecto y lo expresa a manera de un porcentaje, se lo calcula con los flujos de caja y la inversión inicial del proyecto. Si el valor generado es menor a la tasa que el Banco Central del Ecuador el proyecto no es rentable.

El VAN indica la viabilidad del proyecto utilizando la estimación de los flujos de caja que se prevé tener anualmente, se calcula con los ingresos menos los gastos netos y se descuenta la tasa de interés que se pudo obtener de invertir en pólizas bancarias de interés a plazo fijo.

Se utilizan los ingresos y los gastos estimados en las Tablas 26 – 27, para generar la Tabla 28, muestra el cálculo de la tasa interna de retorno, el valor agregado nacional y la relación costo beneficio para el presente ejercicio planteado.

Tasa BCE	9,26%
TIR	-11%
VAN	\$166.129,34
Costo Beneficio \$	0,54

*Tabla 28. Relación Costo Beneficio.
Fuente: El Autor.*

Realizando el análisis Costo - Beneficio se determinó que el proyecto de cogeneración fotovoltaica es viable, y su inversión será recuperada en un lapso de 2 años, debido a que la institución dejará de cancelar el consumo energético a la empresa suministradora de la zona, además de que este tipo de instalaciones tienen larga vida útil, convirtiéndolas en alternativas idóneas y sustentables para la cogeneración de energía eléctrica.

Adicionalmente a su beneficio económico, el sistema eléctrico puede abastecer de energía para aportar energía remanente en el sistema solar, a la red eléctrica suministradora, lo cual representará un ahorro aún mayor significativo debido que se reflejará en la reducción de costos por concepto de facturación.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Analizado el problema de investigación, y con las propuestas pertinentes para dar solución a la problemática, se concluyó:

- En las normativas estudiadas se enumeran parámetros a seguir para el diseño e implementación de Data Centers, el modelo del Uptime Institute y del ANSI/TIA/EIA 942 son los estándares más altos, por lo tanto para realizar diseños adaptados a sitios previamente construidos sin proyección de una central de comunicaciones, se torna complicado el cumplir a cabalidad cada regla en ellos para una certificación, en el modelo que presenta ICREA, el estándar mínimo a cumplir para una certificación es menor y se puede adecuar a infraestructuras que no son óptimas pero cumplen con ciertas bases que permitan el óptimo funcionamiento del centro de comunicaciones.
- El consumo energético del Data Center FICA es directamente proporcional al número de equipos que se encuentran dispuestos en el mismo, actualmente posee 36 equipos con un consumo total de 147,872kWh/día, a mayor número de equipos es mayor el consumo energético, esto sumado a una mala disposición de los mismos causa un reporte excesivo de consumo eléctrico para el mantenimiento del centro de comunicaciones.
- La demanda energética actual del Data Center es considerablemente alta, es necesario mitigar los problemas que han surgido hasta el momento,

considerando el crecimiento a futuro, para mejorar el servicio y así promover desde la Facultad el correcto manejo de una central de comunicaciones sustentable.

- Actualmente el Subsistema Eléctrico del Data Center FICA se encuentra funcionando con normalidad, pese a ser ineficiente en su distribución energética no ha sufrido demasiadas fallas importantes en su sistema eléctrico, ahora potenciar este subsistema y optimizarlo para el futuro crecimiento facilitará el uso del lugar de una manera más apropiada.
- La norma planteada en ICREA-STD-131-2015 para la sustentabilidad de Data Centers mediante el uso de fuentes de cogeneración por medio de energías renovables es de gran utilidad para mitigar el mayor gasto al mantener estos sitios, por ello considerarlo desde su diseño hasta su implementación será beneficioso para incrementar el crecimiento a futuro del lugar.
- Los beneficios de un Data Center son cuantiosos y dependen de las necesidades de la entidad, la FICA al ser una entidad educativa requerirá cada vez una mayor cantidad de infraestructura debido a su crecimiento.
- Por medio de una inspección minuciosa, ejecutada en el Data Center, se evidenció los puntos débiles del sistema eléctrico instalado, además se constató y demostró el desconocimiento de la normativa legal en base al uso racional y eficiente del suministro eléctrico, ya que, instituciones públicas como ésta, deberían servir de modelo eficiente en su uso.

- En base a lo investigado y experimentado en la “UTN” se confirmó que esta, como otras instituciones públicas carecen de un departamento de planificación y mantenimiento eléctrico, vital para realizar trabajos en este ámbito con los conocimientos técnicos que los acrediten para lo dicho.
- El uso racional de la energía eléctrica a través de un plan de ahorro energético llega a reducir los costos operacionales del sitio hasta en \$4.600,00 dólares al mes. Mismos fondos que se destinarían a la mejora y el crecimiento de los servicios que presta el lugar. Esto representa el 40% de la inversión actual anual por concepto de utilización de energía.
- El mejor mecanismo para accionar grupos de cogeneración y grupos electrógenos es a través de un Tablero de Transferencia Automática (TTA). Su operación de accionamiento es automática y confiable al momento de un fallo en la red principal, sin poner en riesgo la instalación o la vida misma como en un sistema manual.
- El dimensionamiento adecuado de los Paneles Solares, Transformador, Grupo Electrónico, etc. Permite a los abonados tener energía balanceada y de calidad, satisfaciendo las necesidades de demanda energética, sin embargo, es importante que la empresa suministradora de energía eléctrica de la localidad revise minuciosamente los criterios de diseño de los proyectistas, ya que la demanda máxima unitaria proyectada y el factor de simultaneidad de uso, inciden en gran medida, sobredimensionando excesivamente dichos equipos.

- La “FICA” no cuenta con un SPAT debidamente diseñado y utiliza como único sistema de puesta a tierra, aquel instalado por Emelnorte S.A. en los transformadores (neutro aterrizado). Los cuales no garantizan confiabilidad. Y como es de conocimiento la facultad cuenta con una sola varilla de puesta a tierra.
- El sistema recomendado para el Data Center FICA es un on-GRID interconectado aprovechando la ubicación geográfica privilegiada del Ecuador, tiene 12 HSP lo que hace poder optar por este tipo de sistemas solares fotovoltaicos sin la necesidad de tener un banco de baterías de almacenamiento y teniendo un ahorro considerable de hasta cuatro veces menor al instalar únicamente los paneles y el respectivo inversor.

5.2 Recomendaciones

- Toda certificación aprobatoria obligatoriamente debe contar con los respectivos planos eléctricos, para identificar rápida y acertadamente en fallos eventuales o dar mantenimiento preventivo o periódico, complementado con la señalética respectiva de identificación de circuitos y riesgos.
- En el futuro se incrementará el uso energético debido al incremento de equipos activos, se recomienda la implementación de un sistema de monitoreo de consumo eléctrico, manteniendo un apropiado registro de cambios y variaciones en la topología eléctrica del Data Center.

- Culturalizar la importancia de la Sustentabilidad en Data Centers y su beneficio para el crecimiento a futuro de estos, de manera que se incentive a un cambio desde la formación en la Facultad de quienes diseñarán estos sitios.
- Se debe sustituir el modelo actual de consumo energético para mejorar el rendimiento institucional, reduciendo gastos e implementando mejoras tecnológicas más eficientes y con mayores beneficios.
- Monitorear los equipos es fundamental para una detección temprana de daños, y poder efectuar reparaciones oportunas. Así mismo, el Sistema de Cogeneración Fotovoltaica puede emplearse para proveer de la energía excedente a la Facultad ampliando su diseño.
- Para incrementar las posibilidades de crecimiento de la facultad se recomienda reubicar el Data Center, considerando parámetros de crecimiento a futuro, así mismo requerirá una mejora de equipos o en su defecto una renovación de los mismos.
- Mejorar el sistema eléctrico e interactuar en el mismo, debe convertirse en una prioridad, al igual que en un modelo a seguir para los mismos estudiantes de la Facultad, convertirse en un ejemplo de orden y ejecución desde las mismas aulas y la infraestructura local.
- Es posible crear entre los estudiantes un departamento de fiscalización interno con los mismos para que evalúen el desempeño de la entidad en el campo que ellos se desenvolverán, así mismo, sugerir cambios o mejoras que serían evaluadas por la misma para su desarrollo.

- Se recomienda mejorar paulatinamente el sistema eléctrico de la entidad para obtener un ahorro aún mayor, al igual que emplear energías renovables para disminuir el costo operativo de la misma.
- Mantener organizado el cableado eléctrico, identificar y separar los sistemas contenidos para no causar daños innecesarios o perder eficiencia en el sistema.
- Se recomienda mantener un adecuado balance y control de cargas para mantener óptimo el desempeño de la central, al igual que verificar si se conectan nuevos equipos.
- El Data Center FICA necesita instalar el SPAT apropiado para un desempeño eficaz y protección adecuada, se recomienda realizarlo de manera ordenada y con proyección para crecimiento.
- El sistema fotovoltaico o grupo electrógeno deberá siempre estar con un porcentaje de sobredimensionamiento para eventuales sobrecargas de la red y así tener una vida útil prolongada y sin problemas técnicos.
- La ubicación entre el centro de transformación, el TTA, el grupo electrógeno y el tablero principal de distribución, deberá ser lo más cercana posible, optimizando de esta manera la inversión ya que permite un gran ahorro económico en la compra de equipos y materiales eléctricos.
- El diseño y la posterior implementación de un sistema fotovoltaico, de una extensión de red, y acometida eléctrica den ser con materiales de la mejor calidad, para garantizar a toda hora un óptimo suministro eléctrico.

- Cumplir a cabalidad normas y estándares técnicos, con el único fin de ejecutar trabajos bien realizados en todo tipo de instalación eléctrica.
- Sobredimensionar el neutro, debido a que es utilizado como único retorno y debe soportar las corrientes conjuntas de las fases, además serviría como método de atenuación de armónicos.
- Se puede optar por la instalación de un medidor bidireccional de energía eléctrica y de esta manera la energía remanente generada en el sistema y no utilizada en la carga del Data Center sería enviada a la red de suministro público, lo cual sería contabilizado y representando un ahorro económico aún mayor ya que todo esto se vería reflejado en la reducción de la factura por concepto de consumo energético.
- Debido al costo de los materiales a emplearse en las instalaciones fotovoltaicas, y en el caso de la UTN al encontrarse en una zona privilegiada, se recomienda utilizar un sistema On-Grid sin baterías. Así se ahorra hasta un 60% del costo total del sistema.
- A futuro el sistema puede abastecer la iluminación de la facultad, de expandirse e implementarse en otras facultades, podrá abastecer para cada una de ellas de energía propia para lo cual se debe diseñar de acuerdo a la necesidad de cada una de ellas.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Internacional de la Energía AIE, (2012). Recuperado de <https://ecuador.corresponsables.com/content/agencia-internacional-de-la-energ%C3%ADa-aie>.
- Aguirre José. (s/f). Sonido y Luces Aguirre. s/u. Grupo Electrógeno. Recuperado de <http://www.sonidoylucesaguirre.blogspot.com/p/grupo-electrogeno.html>
- Antamba Rivasm R., (2006), “Metodología de Diseño para Centros de Transformación”. Recuperado de <http://repositorio.espe.edu.ec/xmlui/handle/21000/6233>
- Araya Rodríguez Karla. (2014). Tercero básico. s/u. Orientación espacial y geográfica. Recuperado de <http://tercerobasicoprofesorakarla.blogspot.com/p/unidad-i.html>
- Baca Urbina, G.,(2011), “*Evaluación de Proyectos*”, México DF, México: Editorial Mac Graw Hill.
- Balabarian, N., Theodore A. B., Sundaram S., (2008), “*Teoría de Redes Eléctricas*”, Illinois, Estados Unidos de Norteamérica: Editorial Reverté.
- Benalcázar, J., Hinojosa S., (2015), “*Auditoría energética y diseño para la implementación de un generador eléctrico a combustión interna con transferencia automática para el “GAD” municipal del cantón Otavalo*”, Imbabura, Ecuador.
- Besley, S., Brigham, E., (2009), “*Fundamentos de Administración Financiera*”, México DF, México: Editorial Pearson.

Blasco Yago. (2013). Calculation Solar Blog. s/u. Cálculo Instalación Fotovoltaica Aislada de la red (OFF-GRID). Recuperado de <http://www.calculationsolar.com/blog/?cat=2>

Bluesun Solar Energy Tech. (2016). Blue Sun Solar. Hefei, China. Método Común de conexión a tierra para la protección contra rayos fotovoltaicos. Recuperado de https://es.bluesunpv.com/blog/m-todo-com-n-de-conexi-n-a-tierra-para-la-protecci-n-contra-rayos-fotovoltaicos_b42

Casas Ospina, F., (2003), “*Tierras Soporte de la Seguridad Eléctrica*”, Bogotá, Colombia: Editorial Linotipía.

CODENSA, (2010), “Acometidas Eléctricas e Instalación de Medidores en Baja Tensión”, Colombia.

Código de Práctica Ecuatoriano CPE, (2001), “Código Eléctrico Nacional”. Recuperado de <http://libros.duhnnae.com/2017/apr/149205692746-CPE-INEN-019-Codigo-electrico-nacional-CARATULA-Instituto-Ecuatoriano-de-Normalizacion-INEN.php> .

CONELEC, (2008), “*Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica*”. Ecuador.

CRAM PSC S.A., (2010), “Manual de Instalación de Grupos Electrógenos”. Buenos Aires Argentina. Recuperado de <http://cramelectro.com/blog/index.php/manual-de-instalacion/>.

CRAM PSC S.A. (2015). Equipos CRAM a Diesel. Buenos Aires Argentina. Recuperado de http://cramelectro.com/productos/equipos_cram

EERSSA., (2012), “Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales”.

Recuperado de

http://www.eerssa.gob.ec/eerssa/lotaip/2017/noviembre/archivos/a3/Normas_tecnicas_para_el_diseno_de_redes_electricas_urbanas_y_rurales.pdf .

EMELNORTE S.A., (2010), “Normas de Construcción de Redes de Distribución, Guía de Diseño Parte A-B-C”, Carchi e Imbabura, Ecuador.

Galán Luis Carlos. (2018). Cálculo del consumo energético. España. Cálculo Sistema Solar

Aislado: Componentes y consumo energético. Recuperado de

<http://www.youtube.com/watch?v=dIRXvtz4-Dc>

Huerta-Cuellar, G., Martínez Rodríguez, P. & Valdez-Fernández, A.A.. (2011). “Cogeneración

de Energía Eléctrica Basada en Sistemas Fotovoltaicos. Recuperado de

https://www.researchgate.net/publication/284550411_COGENERACION_DE_ENERGIA_ELECTRICA_BASADA_EN_SISTEMAS_FOTOVOLTAICOS

IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment, (2005),

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Recuperado de

<https://ieeexplore.ieee.org/document/1638205>

Martínez, A., (2008), “Caídas de Tensión”. Recuperado de

<https://es.scribd.com/document/377079262/Que-Es-La-Caida-de-Tension>

Martínez, A., Valero, A., Aranda, A., Zabalza, I., Scarpellini, S., (2006), “*Disminución de*

Costes Energéticos/Tecnologías y Estrategias para el Ahorro y la Eficiencia Energética”, Madrid, España: Editorial FC.

- Martínez, V., (2016), “*Diseño de una data center para la oficina matriz de la empresa pública municipal de agua potable y alcantarillado de Ibarra EMAPA-I, basado en la normativa ANSI/TIA-942*”, Ibarra, Ecuador.
- Mayoral Quintana, A., (2008) MEMORIA TECNICA — “*Proyecto de la planta fotovoltaica de 56,7kWp en LLEIDA*”, Lérida, España.
- Mejía, K., (2015), “*Diseño de una data center con la norma internacional ICREA-STD-131-2013 para el Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de San Miguel de Urcuquí*”, Imbabura, Ecuador.
- Montané Sangrá, P., (1999), “*Protecciones en las Instalaciones Eléctricas / Evaluación y Perspectivas*”, Barcelona, España: Editorial Marcombo.
- Narváez, C., (2016), “*Diseño de la infraestructura física de una data center TIER I basado en el estándar TIA 942, para la facultad de ingeniería en ciencias aplicadas de la Universidad Técnica del Norte*”. Ibarra, Ecuador.
- NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN NEC-10, (2010), “*Instalaciones Electromecánicas, Instalaciones Eléctricas en Bajo Voltaje*”. Recuperado de <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/08/NEC-SE-DS.pdf> .
- NORMA ECUATORIANA DE LA CONSTRUCCIÓN NEC-11, (2011), Capítulo-13 “*Eficiencia Energética en la Construcción en Ecuador*”. Recuperado de <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/documentos-normativos-nec-norma-ecuatoriana-de-la-construccion/>

NORMA INTERNACIONAL PARA LA CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN DE EQUIPAMIENTO DE AMBIENTES PARA EL EQUIPO DE MANEJO DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y SIMILARES ICREA-STD-131-2015, (2015), Segunda Edición. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/332531846/NORMA-ICREA-2015-pdf>

NORMA NTC-ISO 50001, (2012), “Sistemas de Gestión de la Energía – Requisitos con Orientación para su Uso”. Recuperado de <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:50001:ed-1:v1:es> .

NORMA TÉCNICA IEEE 80 2000 (2000) Puestas a Tierra. Recuperado de <https://es.scribd.com/doc/221167756/80-2000-IEEE-Espanol> .

Núñez, F., (2005), “*Tesis Auditoría Energética de la Escuela Politécnica del Ejército*”, Latacunga, Ecuador.

n/a. Licencia de Creative Commons. (2015). Certificados Energéticos.com. Valencia España. Energía Solar y sus beneficios: ¿Qué es el efecto fotovoltaico?. Recuperado de <https://www.certificadosenergeticos.com/energia-solar-beneficios-que-efecto-fotovoltaico>

n/a. (2016). Dami Solar. Lérida, España. ¿Qué regulador solar necesito?. Recuperado de <https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/que-regulador-solar-necesito>

n/a (Saber es práctico). (2013). s/u. ¿Dónde está Ecuador?. Recuperado de <http://www.google.com.ec/search?q=ubicacion+ecuador+en+el+planisferio>

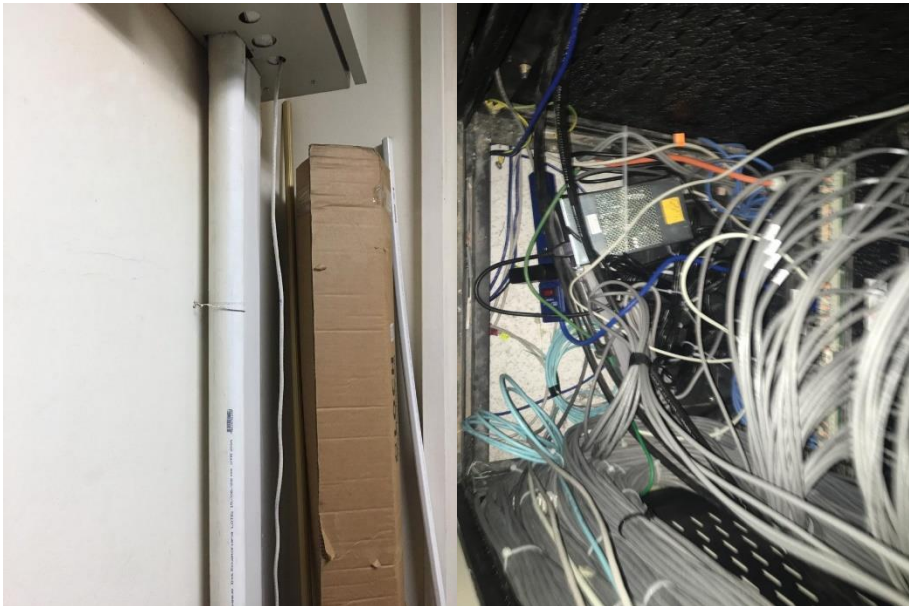
- n/a (in contract). (2017). IN CONTRACT: Diseño y ejecución de proyectos Data Center. Buenos Aires, Argentina. Diseño y Construcción de Data Centers. Recuperado de <http://incontract.com.ar/servicios/proyectos-datacenter/>
- N/a. (Solarby). (2017-2019). Solarby: Tu propia energía. Chihuahua, México. ¿Qué es la energía solar?. Recuperado de <http://www.solarby.mx/>
- n/a. (s/f). Guía de la compra responsable. s/u. Ciclo de vida de los 12 productos de uso cotidiano. Recuperado de http://www.uncuma.coop/guiacompraresponsable/seccion5_7.html
- Onofre, D., (2015), “*Diseño de la infraestructura física del data center en el Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de San Pedro de Pimampiro basado en la norma internacional ICREA-STD-131-2013*”, Imbabura, Ecuador.
- Pérez, R., (2013), “*¿Qué considerar al implementar un proyecto de Generación Diesel?*”, Chile: Revista Lureye Generación S.A.,
- PHELPS DODGE INTERNATIONAL CORP., (2012), “*Conductores Eléctricos / Características Técnicas y Especiales de Cables*” Chile: Revista Lureye Generación S.A.
- Pomatoca, M., (2010), “*Sistema Puesta a Tierra para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Escuela de Ingeniería Electrónica de la ESPOCH*” Chimborazo, Ecuador.
- PROCOBRE – Chile, (2008). “Cobre: Un material para el mundo moderno”. Recuperado de <https://www.procobre.org/es/>
- Rey Martínez, F., Velasco Gómez, E., (2006), “*Eficiencia Energética en Edificios Certificación y Auditorías Energéticas*”, Madrid, España: Editorial Paraninfo.

- Roldán Vilorio, J., (2003), “*Seguridad en las Instalaciones Eléctricas*”, Madrid, España: Editorial Thomson-Paraninfo.
- Salas Paucar, D., Samaniego Rojas, E., (2015), “*Diseño del Sistema de Suministro Eléctrico del Data Center de la UNL, Bajo la Norma Tier III*”, Loja, Ecuador
- Sánchez, R., (2016-2017), “*Proyecto de Instalación Fotovoltaica de 5.8 MW para la Generación de Energía Eléctrica, situada en Almansa*”, Valencia, España.
- SPAT, (2010), Departamento de fiscalización EMELNORTE, Carchi e Imbabura, Ecuador.
- Sunfields Europe . (2015) Calculo de Paneles Solares. Santiago de Compostela España.
Recuperado de <http://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios>
- Veloz Pérez Rodolfo. (2017). Electricistas. cl. Chile. Grupos electrógenos: Evaluación de requerimientos y consideraciones básicas para su implementación como solución energética. Recuperado de <http://www.electricistas.cl/Articulo28.html>
- Webmaster. (2013). El Blog de la Energía Sostenible. s/u. ¿Qué es una auditoría energética?.
Recuperado de <https://www.blogenergiasostenible.com/que-es-auditoria-energetica/>
- Zabalza M., (2006), “*Evaluación Económica de Proyectos de Cooperación*”, Barcelona, España: Editorial. Reverté.

7. ANEXOS

6.1 IMÁGENES ADICIONALES DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO FICA ACTUAL





6.2 CÁLCULOS PARA DIMENSIONAMIENTO DE CALIBRE DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN EL DATA CENTER FICA

Los siguientes cálculos han sido utilizados para el rediseño de los circuitos una distribución adecuada ayudando a equilibrar las fases de alimentación.

3 Servidores HP Proliant DL360G9; 1650 w c/u; 120 V

$$\frac{1650w}{120V} = 13,75 A$$

3C # 14 AWG (Soporta 15 A en ducto y 20 A al aire libre)

1 Breaker 1F de 15 A

2 IBM System x3500 M4; 1500 w c/u; 120 V

$$\frac{1500w}{120V} = 12,5 A$$

3C # 14 AWG (Soporta 15 A en ducto y 20 A al aire libre)

1 Breaker 1F de 15 A

2 HP Proliant ML 150 G5; 1300 w c/u; 120 V

$$\frac{1300w}{120V} = 10,83 A$$

3C # 14 AWG (Soporta 15 A en ducto y 20 A al aire libre)

1 Breaker 1F de 15 A

IBM System x3250 4365; IBM System x3650 M3; IBM System x3500 M2;
Adaptadores POE 80U – 560g CISCO; 2135 w; 120 V

$$\frac{2135w}{120V} = 17,79 A$$

3C # 12 AWG (Soporta 20 A en ducto y 25 A al aire libre)

1 Breaker 1F de 20 A

PC Biométricos (core i3); 10 POE para Access Point; 1950 w; 120 V

$$\frac{1950w}{120V} = 16,25 A$$

3C # 12 AWG (Soporta 20 A en ducto y 25 A al aire libre)

1 Breaker 1F de 20 A

5 POE para Access Point; ROUTERS Board Microtik 1100 X2 AH; Microtik 24 puertos; SWITCH 3COM; LINK SYS 24 puertos; 1008 w; 120 V

$$\frac{1008w}{120V} = 8,4 A$$

3C # 14 AWG (Soporta 20 A en ducto y 25 A al aire libre)

1 Breaker 1F de 10 A

CISCO Catalyst 4506 E; 2800 w; 120 V

$$\frac{2800w}{120V} = 23,33 A$$

3C # 10 AWG (Soporta 30 A en ducto y 40 A al aire libre)

1 Breaker 1F de 25 A

Biométrico; Cerradura Electromagnética; POE para cámaras; Sistemas y mecanismos contra incendios; 41 w; 120 V

$$\frac{41w}{120V} = 0,34 A$$

3C # 14 AWG (Soporta 15 A en ducto y 20 A al aire libre)

1 Breaker 1F de 10 A

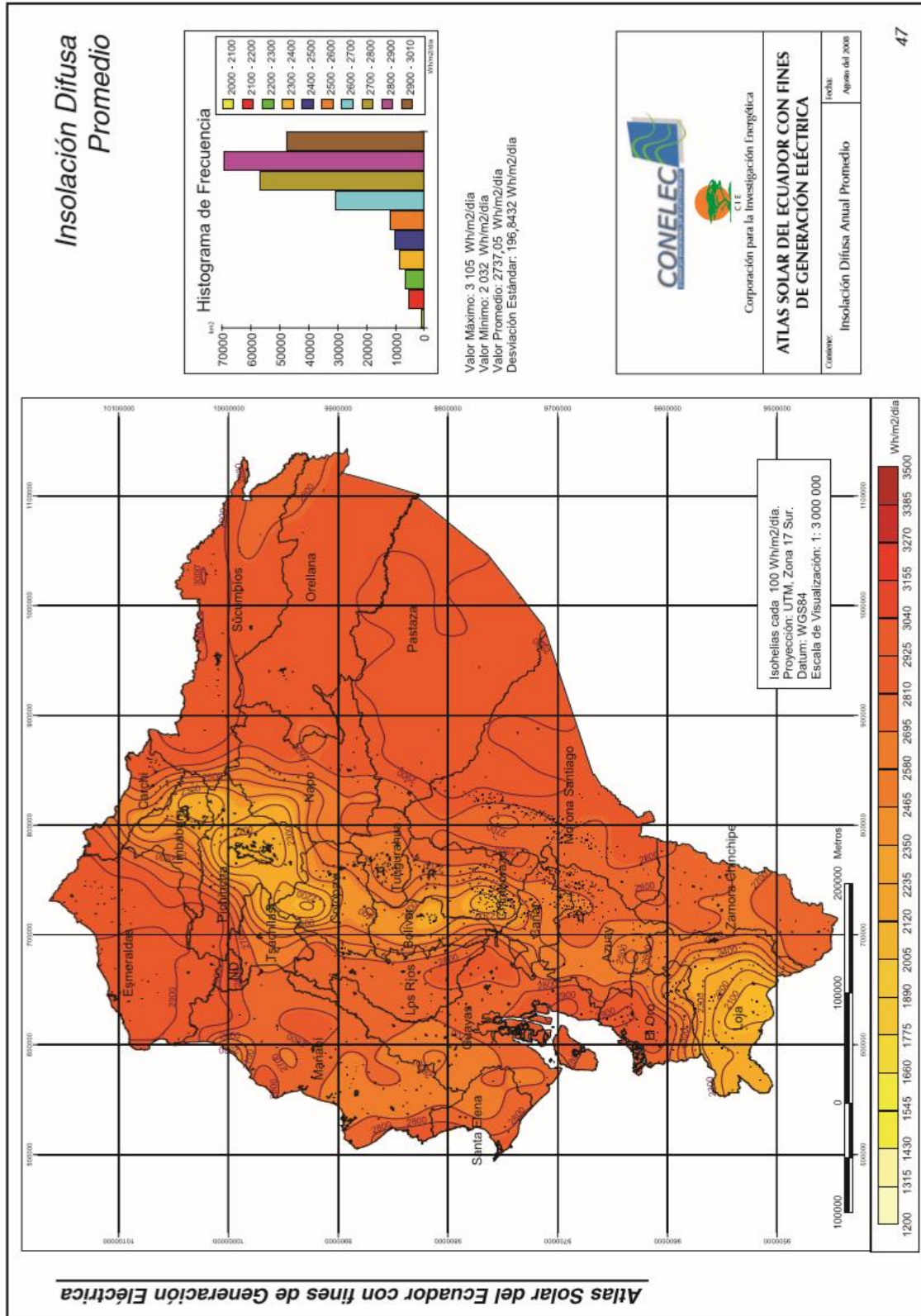
6.3 PROFORMA DE EQUIPOS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

COD	DESCRIPCIÓN	P. DISTR	P.V.P.
IN300	Inversores de energía de onda modificada potencia: 300W, 12VDC a 110V&60HZ	\$ 29,00 \$	\$ 42,05
IN500	Inversores de energía de onda modificada potencia: 500W, 12/24 VDC a 110V&60HZ	\$ 45,00 \$	\$ 65,25
IN1000	Inversores de energía de onda modificada potencia: 1000W, 12/24 VDC a 110V&60HZ	\$ 87,00 \$	\$ 126,15
IN1500	Inversores de energía de onda modificada potencia: 1500W, 12/24 VDC a 110V&60HZ	\$ 110,00 \$	\$ 159,50
INR200	Inversor de energía, con conexión a RED 200W 110VAC/60Hz	\$ 145,00 \$	\$ 210,25
INR300	Inversor de energía, con conexión a RED 300W 110VAC/60Hz	\$ 175,00 \$	\$ 253,75
PF50	Panel fotovoltaico Policristalino 50W 12V	\$ 60,00 \$	\$ 87,00
PF100	Panel fotovoltaico Policristalino 100W 12V	\$ 100,00 \$	\$ 145,00
PF150	Panel fotovoltaico Policristalino 150W 12V	\$ 150,00 \$	\$ 217,50
PF250	Panel fotovoltaico Policristalino 250W 12V	\$ 250,00 \$	\$ 362,50
PF300	Panel fotovoltaico Policristalino 300W 12V	\$ 300,00 \$	\$ 435,00
CC10	Controlador de carga solar 10A/12V (sin pantalla)	\$ 14,00 \$	\$ 20,30
CC20	Controlador de carga solar 20A/12V o 20A/24V (con pantalla integrada)	\$ 22,00 \$	\$ 31,90
CC30	Controlador de carga solar 30A/12V o 30A/24V (con pantalla integrada)	\$ 39,00 \$	\$ 56,55
CC50	Controlador de carga solar 50A/12V o 30A/24V (con pantalla integrada)	\$ 59,00 \$	\$ 85,55
CC50D	Controlador de carga solar 50A/48V (con pantalla integrada)	\$ 170,00 \$	\$ 246,50
BAT01	BATERIAS DE GEL 24HA	\$ 114,58 \$	\$ 166,14
BAT02	BATERIAS DE GEL 55HA	\$ 184,63 \$	\$ 267,71
BAT03	BATERIAS DE GEL 100HA	\$ 292,69 \$	\$ 424,40
BAT04	BATERIAS DE GEL 150HA	\$ 431,19 \$	\$ 625,23
BAT05	BATERIAS DE GEL 200HA	\$ 617,06 \$	\$ 894,74

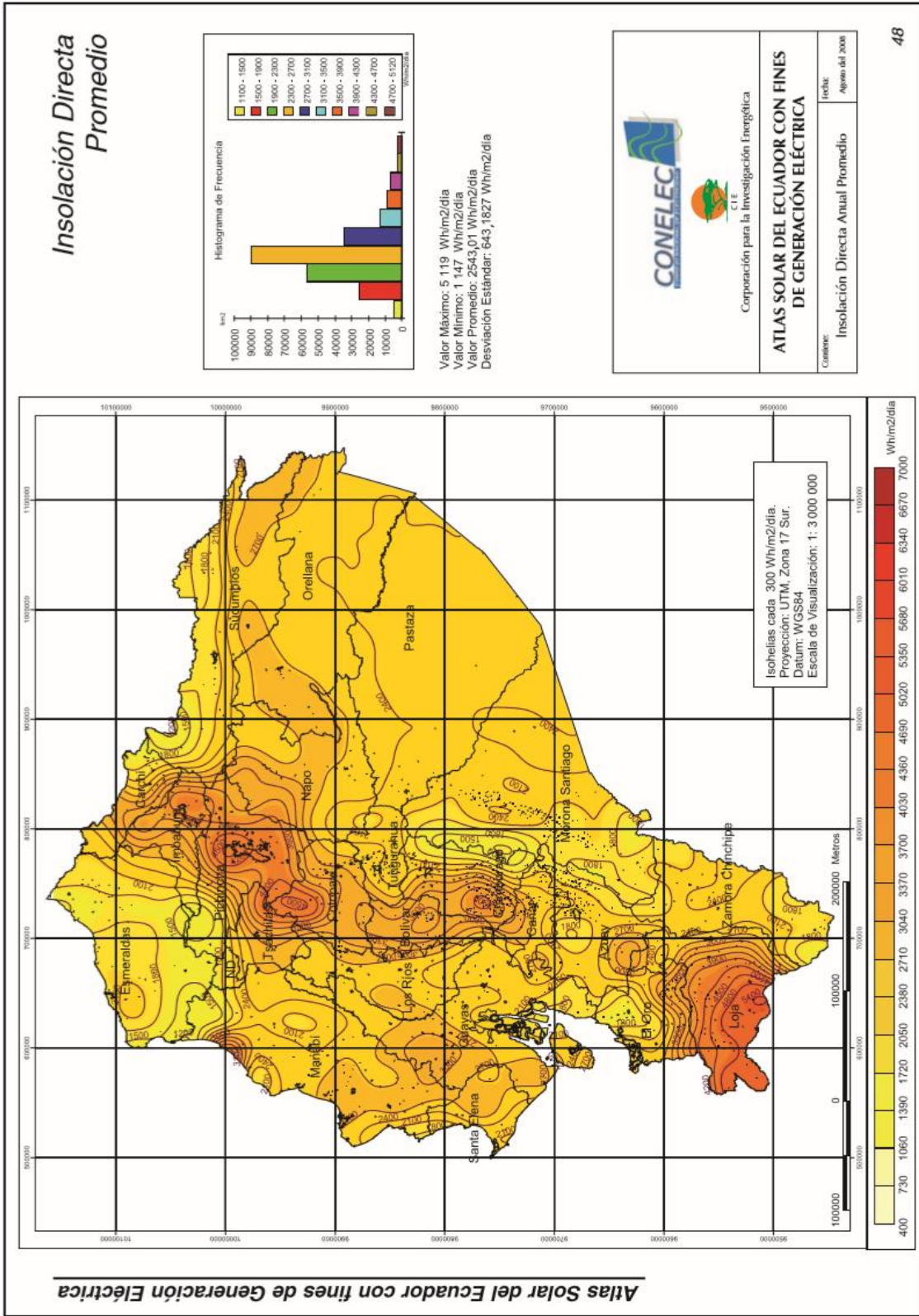
**6.4 TABLA DE RADIACIÓN SOLAR PROMEDIO MENSUAL DIRECTA Y
DIFUSA EN IBARRA – ECUADOR**

	RADIACIÓN DIFUSA		RADIACIÓN DIRECTA	
	PROMEDIO EN ECUADOR	PROMEDIO EN IBARRA	PROMEDIO EN ECUADOR	PROMEDIO EN IBARRA
ENERO	2925,10	2400	2664,90	3900
FEBRERO	3103,11	2700	1828,00	3300
MARZO	3002,47	2600	2172,10	3300
ABRIL	2839,94	2400	2051,40	3300
MAYO	2556,49	2300	2443,00	3600
JUNIO	2425,51	2000	2519,90	4200
JULIO	2467,23	2000	2680,20	4200
AGOSTO	2657,74	2200	2701,20	4200
SEPTIEMBRE	2682,98	2200	3063,10	4200
OCTUBRE	2789,95	2400	2819,80	3900
NOVIEMBRE	2690,32	2200	3130,60	4500
DICIEMBRE	2703,70	2200	3037,59	4500

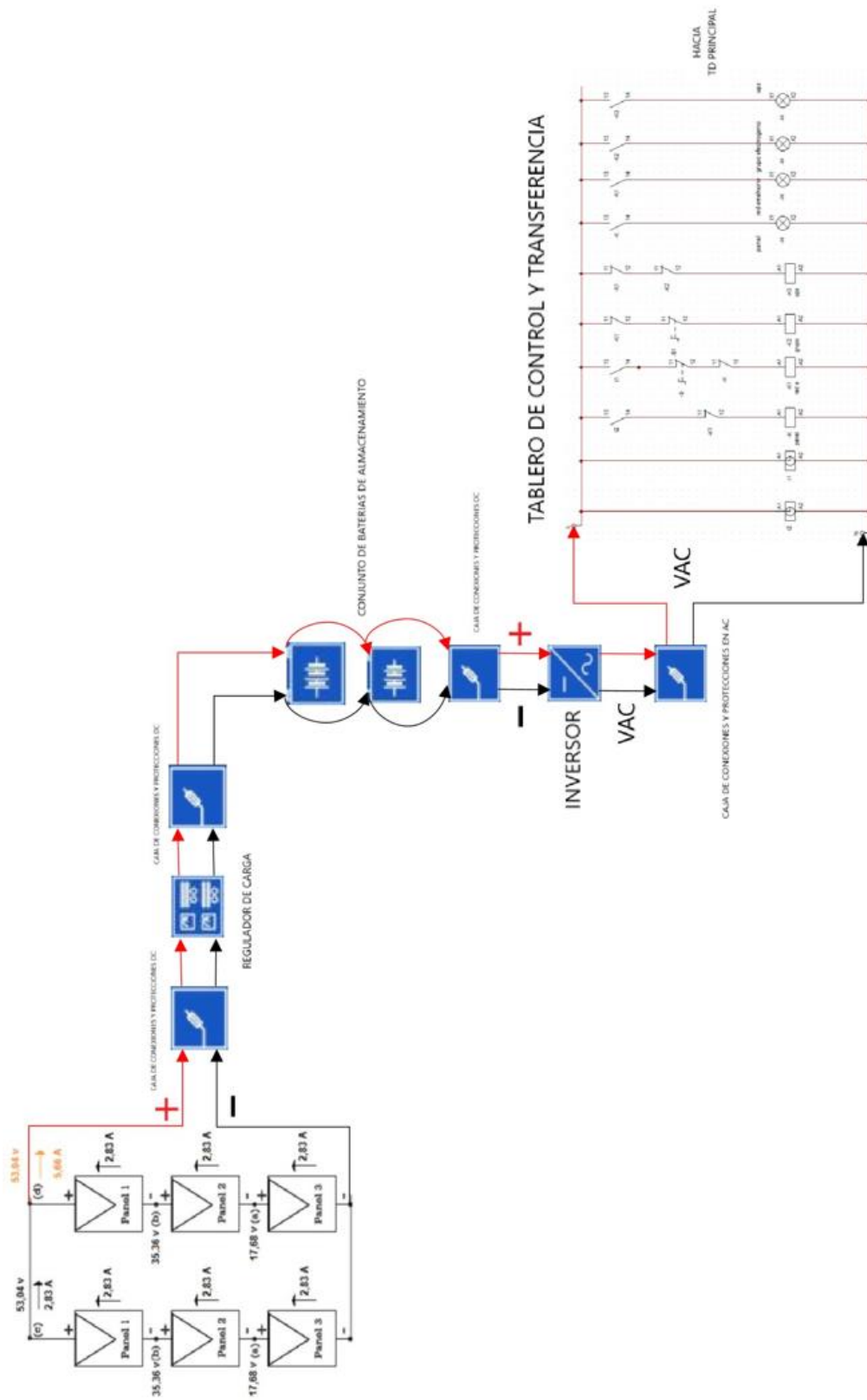
6.5 ATLAS RADIACIÓN DIFUSA EN ECUADOR



6.6 ATLAS RADIACIÓN DIRECTA EN ECUADOR



6.7 DIAGRAMA DE CONEXIÓN



6.8 DATASHEETS

NEETY EURO ASIA SOLAR ENERGY



NEASE Solar Photovoltaic Module Specification Data	
Module Type	24V/300WP
Max. Power	300WP
Cell Type	Poly-Crystalline Silicone Solar Cells
No. Of Cell	72 Cell
Max. System Voltage	1000V
Power Tolerance	+3%
Surface Maximum Load Capacity	0.01m/s(200kg/sq.m)
Weight	24.20kg
Glass Dimensions	1965 mm X 985 mm X 3.2 mm

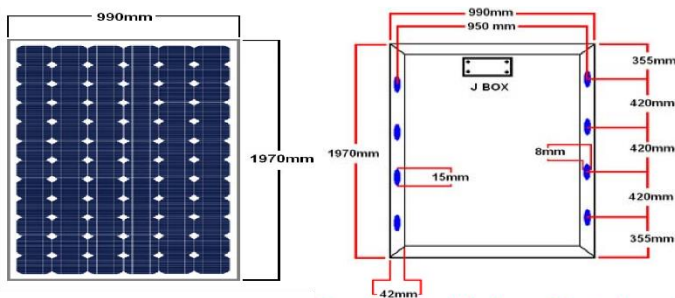
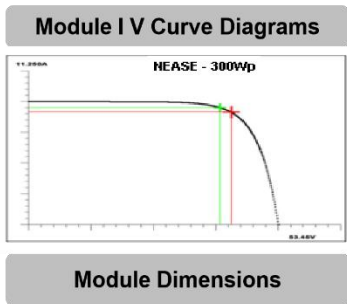
Electrical Characteristic	
Open Circuit Voltage(V)	44.09 V
Short Circuit Current(A)	9.19 A
Max. Power Voltage(V)	35.27 V
Max. Power Current(A)	9.05 A
Temp Coefficiencies Of Isc(%)	0.033%/°C
Temp Coefficiencies Of Voc(%)	-0.36%/°C
Temp Coefficiencies Of Pm (%)	-0.44%/°C
Cells Efficiency(%)	≥14.5%
Operating Temperature	-40 to +85°C

Features and Benefits

- ❖ Cells are laminated with EVA, TPT and tempered glass ensuring long life and the most stringent safety requirements For High voltage operation.
- ❖ Anodized aluminum frame with convenient mounting slots.
- ❖ Nominal 6VDC/ 12V DC / 20V / 24V DC for standard output.
- ❖ We are specialized in 18, 36, 54, 60, 72 cells solar modules.
- ❖ We are specialized in making black and transparent back-sheet solar module as well.
- ❖ Withstand high wind pressure and snow load.
- ❖ Output power tolerance of +3%.
- ❖ High efficiency solar cells.

Guaranteed Performance**
10 Years Manufacturing Warranty
10 Years Warranty 90% Power Output
25 Years Warranty 80% power Output

*Conditions (STC):Irradiance:1000W/m²,spectral distribution AM1.5,Cell temperature:25°C



* NEASE reserves the right to amend the above specification without prior notice.



NEETY EURO ASIA SOLAR ENERGY
 B/4/1 GIDC Electronics Estate Sector - 25 Gandhinagar - 382024 Gujarat , India
 Tel : +91-79-23287395,23287396 Fax : +91-79-23287394
 Email: sales@nease.in & info@nease.in
 Web Site: www.nease.in

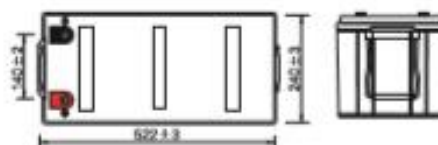
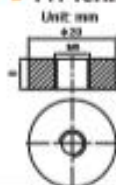



Especificaciones técnicas

Referencia:	CT 12 2000
Largo:	522 ± 3 mm (20.55inches)
Ancho:	240 ± 3 mm (9.45inches)
Alto:	218 ± 3 mm (8.58 inches)
Alto total (con terminal):	224 ± 3 mm (8.81 inches)
Peso aproximado:	Approx 59.8 kg (131.5 lbs)

Especificaciones

	Voltage Nominal	12V
	Capacidad Nominal (20HR)	200Ah
Tipo de terminal	Terminal estándar	ROJ & NEG TYPE
	Terminal opcional	
Material contenido	Opción estándar	AG
	Opción sustituye de Plomo	AG (LEAD/NO available)
Capacidad nominal	208 AH V16-6A	(20hr, 1.80V/cell, 25°C / 77°F)
	208 AH V20-6A	(20hr, 1.80V/cell, 25°C / 77°F)
	176.5 AH V25-3A	(20hr, 1.75V/cell, 25°C / 77°F)
	168.5 AH V33-5A	(20hr, 1.70V/cell, 25°C / 77°F)
	122.0 AH V122-6A	(20hr, 1.60V/cell, 25°C / 77°F)
Máxima corriente de descarga	2000A (5s)	
Resistencia interna	Approx 3.2mΩ	
Características de descarga	Rango de temperatura de funcionamiento	Descarga: -15 ~ 50°C (5 ~ 122°F)
		Carga: 0 ~ 60°C (32 ~ 140°F)
		Almacenaje: -15 ~ 40°C (5 ~ 104°F)
	Rango nominal de temperatura de funcionamiento	25 ± 3°C (77 ± 5°F)
	Rango nominal de temperatura de funcionamiento	Carga corriente inicial antes de 60A Voltage 14.4V ~ 15.0V at 25°C (77°F) Sleep
	Use standby	No float on the corriente inicial de carga corriente 13.5V ~ 13.8V at 25°C (77°F) Sleep
	Capacidad afectada por la temperatura	40°C (104°F) 100%
	25°C (77°F) 80%	
	0°C (32°F) 60%	
Diseño de vida de flotación 20°C	4 ~ 6 años	
Autodescarga	Las baterías Curtiss pueden almacenarse hasta 6 meses a 25°C (77°F), entonces una recarga será necesaria. Para temperaturas más altas el intervalo de tiempo para realizar esta recarga será menor.	

Dimensiones
T11 Terminal


Conexión de baterías

PRECAUCIÓN: Para un funcionamiento seguro antes de conectar las baterías, instale un seccionador de corriente entre las baterías y el inversor.

ADVERTENCIA! Todas las conexiones deben ser realizadas por personal cualificado.

ADVERTENCIA! Es muy importante para la seguridad del sistema y un funcionamiento eficiente utilizar los cables apropiados para la conexión de baterías. Para reducir cualquier riesgo, use el cable y los terminales recomendados que aparecen en el siguiente cuadro o contacte con su comercial.



Modelo	Amperaje típico CC	Amperaje máximo CC	Capacidad min. batería	Cable a batería	Par apriete
5KW-48V	100A	185A	400Ah	50mm ²	2~ 3 Nm

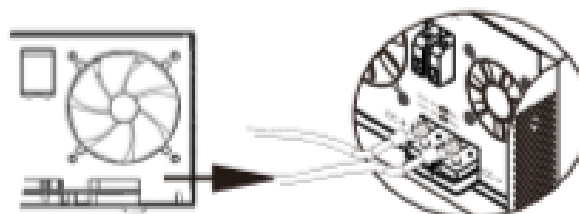
ADVERTENCIA!

Para el cableado de paneles, deberá respetar la tensión máxima de entrada que soporta el regulador del inversor, el sobre-voltaje en el campo solar puede dañar gravemente el regulador de carga.

ADVERTENCIA!

Para inversores con regulador MPPT, no sobrepase nunca el voltaje máximo en cada serie de paneles. La suma en circuito abierto de los paneles que componen cada serie no deberá superar los 145VDC en condiciones de baja temperatura.

Inserte el cable de baterías en el terminal y asegúrese que está sujeto firmemente. además tenga en cuenta realizar una correcta conexión de polaridad entre las baterías y el inversor-cargador. Aconsejamos realizar primero la conexión en el interior del inversor y posteriormente sobre el borne de la batería, o bien utilizar un seccionador de corriente.



ADVERTENCIA: Electrocutación

La instalación debe realizarse con extremo cuidado debido a la alta intensidad de corriente de las baterías.



ATENCIÓN!! No aplique ninguna sustancia antioxidante en los terminales de las baterías una vez que estén conectadas, en su lugar utilice vaselina antes de conectar.
ATENCIÓN!! Antes de realizar la última conexión DC o de abrir el interruptor DC asegúrese que la polaridad es correcta.

Conexión entrada y salida AC

ATENCIÓN!! Antes de conectar la entrada AC, por favor instale un interruptor automático entre la entrada de red y el inversor. Este sistema le permitirá una desconexión de emergencia ante cualquier problema.

ATENCIÓN!! Hay una serigrafía sobre los terminales con las marcas "INPUT" (Entrada) y "OUTPUT" (Salida). Tenga en cuenta estas indicaciones para no cometer un error al conectar la entrada y la salida.

ADVERTENCIA! Todas las conexiones deberían ser realizadas por personal cualificado.

ADVERTENCIA! Es muy importante para la seguridad del sistema y un funcionamiento eficiente utilizar los cables apropiados para la conexión a la red eléctrica. Para reducir cualquier riesgo, use el cable y los terminales recomendados que aparecen en el siguiente cuadro:

Modelo	Sección mm ²	Par apriete
1KW	1,5 mm ²	0.5~ 0.6 Nm
3KW	2,5 mm ²	0.8~ 1.0 Nm
5KW	4 mm ²	1.4~ 1.6 Nm

Por favor siga los siguientes pasos para la instalación de la entrada y salida AC:



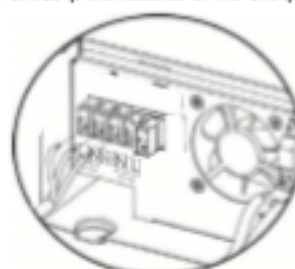
ADVERTENCIA: Asegúrese que la red esté desconectada.

1. Antes de conectar las entradas y salida AC, asegúrese de desconectar el inversor con el interruptor inferior.
2. Retire el protector aislante de los conectores. Recuerde dejar margen para facilitar la conexión.
3. Conecte los cables de conexión AC teniendo en cuenta las diferentes polaridades a los bloques de terminales. Recuerde conectar el cable de tierra en primer lugar.

L · LINEA (marrón o negro)

⊖ · TIERRA (amarillo y verde)

N · NEUTRO (azul)



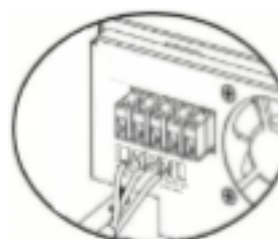
4. Conecte los conectores de salida según las polaridades indicadas en el bloque de terminales. Asegúrese de conectar la toma de tierra en primer lugar (⊖)

L · LINEA (marrón o negro)

⊖ · Tierra (amarillo-verde)

N · Neutro (azul)

5. Asegúrese que los cables están conectados con seguridad.

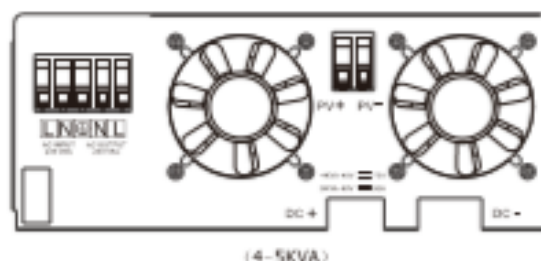


Siga los siguientes pasos para la instalación de los módulos fotovoltaicos:

1. Retire el protector de aislamiento del polo positivo y el negativo



2. Compruebe la polaridad de los cables y de los módulos fotovoltaicos tanto de entrada como de salida y haga las conexiones teniendo en cuenta dichas polaridades.



3. Asegúrese que los cables están conectados firmemente.

Señales contactos secos

En la parte inferior del equipo dispone de unas bornas de contactos secos. Puede ser utilizado para enviar avisos externos cuando la tensión de las baterías baje al mínimo que nosotros mismos hemos indicado. En el siguiente cuadro podrá ver su funcionamiento.

Estado Inversor	Situación		Puerto contactos secos		
			NC & C	NO & C	
Apagado	El equipo está apagado y no hay salida		Cerrado	Abierto	
Encendido	Las cargas están siendo alimentadas a través de la red		Cerrado	Abierto	
	La cargas están siendo alimentadas por la energía solar y por las baterías	Programa 01 configurado prioridad red (Utility)	Tensión de bat < Aviso tensión DC baja	Abierto	Cerrado
			Tensión de baterías > Tensión configurada en el programa 13 o cuando llegue a la tensión de flotación	Cerrado	Abierto
	La cargas están siendo alimentadas por la energía solar y por las baterías	Programa 01 configurado como prioridad Solar SBU o SOL	Tensión de baterías < Configurado Pr. 12	Abierto	Cerrado
Tensión de baterías > Valor configurado en Pr. 13 o cuando llegue a la tensión de flotación			Cerrado	Abierto	

Smart-UPS™ VT

10–30 kVA 208/220 V

Single and Parallel Installation

With
Batteries
11/2016

