

DISEÑO, DESARROLLO Y MONTAJE DE UN PROTOTIPO DE GESTIÓN EN
ILUMINACIÓN Y AHORRO ENERGÉTICO

DIEGO ANDRES ARCE MANRIQUE

CODIGO 1088.263.835

JULIAN ANDRES PEÑA FLOREZ

CODIGO 9.872.551

Dirigido por:

ING.MSC SIGILFREDO ARREGOCÉS CAMPO

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

FACULDADE DE INGENIERIAS

INGENIERÍA ELÉCTRICA, INGENIERÍA MECATRÓNICA

PEREIRA, RISARALDA

2015

DISEÑO, DESARROLLO Y MONTAJE DE UN PROTOTIPO DE GESTIÓN EN
ILUMINACIÓN Y AHORRO ENERGÉTICO

PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA E INGENIERO MECATRÓNICO

DIEGO ANDRES ARCE MANRIQUE

CODIGO 1088.263.835

JULIAN ANDRES PEÑA FLOREZ

CODIGO 9.872.551

DIRECTOR

ING.MSC SIGILFREDO C. ARREGOCES CAMPO

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

FACULTAD DE INGENIERIAS

INGENIERÍA ELÉCTRICA, INGENIERÍA MECATRÓNICA

PEREIRA, RISARALDA

2015

Nota de aceptación:

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios y a mi familia por su apoyo incondicional durante toda mi carrera, a mi mamá Flor María Manrique por su perseverancia para sacarme adelante, a mi padre Diego Arce Castrillón por sus palabras de apoyo y confianza en mis capacidades y a mi abuela Minogni Carbajal que desde el cielo me cuida y me protege para salir adelante en todas mis metas.

A Dios y a la vida por tener la oportunidad culminar esta etapa y salir adelante a pesar de las grandes dificultades que se presentaron en el camino.

Con inmensa gratitud al ingeniero Sigilfredo Arregoces por su incondicional apoyo, enseñanzas y comprensión, además de haber sido la persona que me abrió las puertas para ser el director de mi proyecto de grado y compartir todo su conocimiento académico y técnico. Doy infinitas gracias a la Ingeniera Alejandra Arregoces por toda su dedicación e incondicional apoyo hacia este proyecto y a Derly Ramírez por sus grandes aportes que hicieron posibles la realización de este logro.

CONTENIDO

RESUMEN	13
ABSTRACT	14
INTRODUCCIÓN.....	15
1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	17
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
DIAGNÓSTICO DEL PROBLEMA.....	17
PROBLEMA A RESOLVER	17
DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	18
2. OBJETIVOS	19
2.1 OBJETIVO GENERAL	19
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
3. MARCO DE REFERENCIA.....	20
3.1 MARCO TEÓRICO	20
3.2 MARCO CONCEPTUAL	20
3.2.1 SISTEMA.....	26
3.2.2 CONTROL EN LAZO CERRADO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN	30
3.2.3 CONCEPTOS GENERALES DE COMUNICACIONES DIGITALES	32
3.2.4 BUSES DE CAMPO	35
3.2.5 SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO DE ILUMINACIÓN Y GESTIÓN KNX.....	38
3.2.6 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	42
3.2.7 PANELES SOLARES	51
4. PROTOCOLO KNX	103
VENTAJAS DEL PROTOCOLO Y SISTEMAS KNX	110
5. DESARROLLO DEL SISTEMA DE CONTROL DE ILUMINACIÓN EN LAZO CERRADO PROPUESTO	111

5.1 FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE ILUMINACIÓN KNX EN LAZO CERRADO	116
5.2 DIAGRAMA DE CONEXIONES COMPONENTES Y EQUIPOS UTILIZADOS DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN EN LAZO CERRADO CON PROTOCOLO KNX PARA EL MONTAJE PROPUESTO.....	119
5.3 LUMINARIAS DIMERIZABLE Y BALASTOS ELECTRÓNICOS UTILIZADOS EN LA INSTALACIÓN	122
5.4 LAS CARACTERÍSTICAS DEL BALASTO REGULABLE USADO	125
6. GESTIÓN ENERGÉTICA	133
6.1 DESARROLLO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	135
6.2 TABLERO REGULADOR DE LA SALIDA DEL PANEL SOLAR	145
6.3 TABLERO INVERSOR.....	147
6.4 ADECUADOR DE SEÑAL PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	149
6.4.1 ADECUADOR DE SEÑAL PARA TI (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE).....	150
6.5 SISTEMA DE CONTROL, TABLERO DE TRANSFERENCIA.....	154
6.5.1 <i>Scheduler Implementado</i>	155
6.5.2 <i>Algoritmo Autómata S7-1200 para la implementación del Scheduler y ejercer la gestión de energía</i>	156
6.6 TABLERO DE TRANSFERENCIA	162
6.6.1 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA.....	165
6.7 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	168
7 CONCLUSIONES	171
8 RECOMENDACIONES.....	172
9 BIBLIOGRAFÍA	173

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ciclo de eficiencia	16
Figura 2. Espectro visible por el ojo humano (luz)	25
Figura 3. Respuesta del ojo humano frente al espectro de radiación	26
Figura 4. Sistema de control	27
Figura 5. Estructura general de un sistema de control	27
Figura 6. Sistema de control en lazo abierto	28
Figura 7. Sistema de control en lazo cerrado.....	28
Figura 8. Sistema de control de iluminación en lazo abierto	29
Figura 9. Control en lazo cerrado del sistema de iluminación	31
Figura 10. Niveles OSI	34
Figura 11. Modo básico de funcionamiento KNX	40
Figura 12. Direcciones físicas	41
Figura 13. Asignación de direcciones de grupo	41
Figura 14. Sistema de puesta a tierra dedicada e interconectada.....	45
Figura 15. Sistema inadecuado de puesta a tierra para todas las necesidades	45
Figura 16. Sistema inadecuado de tierras separadas o independientes.....	46
Figura 17. Medición de resistividad aparente.....	49
Figura 18. Medición de resistencia de puesta a tierra	50
Figura 19. Módulos solares fotovoltaicos	51
Figura 20. Elementos de un panel fotovoltaico	52
Figura 21. Detalles constructivos de paneles solares.....	53

Figura 22. El panel solar fotovoltaico.....	55
Figura 23. Accesorios para instalación de paneles.....	55
Figura 24. Diodos de bloqueo.....	56
Figura 25. Conexión de los módulos fotovoltaicos.....	57
Figura 26. Conexión serie de módulos fotovoltaicos.....	58
Figura 27. Conexión paralela de módulos fotovoltaicos.....	59
Figura 28. Conexión mixta de módulos fotovoltaicos.....	60
Figura 29. Curvas características V-I.....	63
Figura 30. Curva característica V-I-P.....	63
Figura 31. Curva característica en función de la irradiancia.....	64
Figura 32. Curva característica en función de temperatura.....	65
Figura 33. Baterías de plomo – ácido.....	66
Figura 34. Baterías de plomo - ácido tipo gel.....	67
Figura 35. Baterías de níquel- cadmio.....	68
Figura 36. Curva característica de voltaje en las baterías.....	69
Figura 37. Capacidad de las baterías vs temperatura.....	70
Figura 38. Ciclo de vida vs profundidad de descarga en baterías.....	70
Figura 39. Curva de profundidad de descarga.....	71
Figura 40. Controladores de carga.....	72
Figura 41. Reguladores en serie.....	74
Figura 42. Reguladores en paralelo.....	75
Figura 43. Convertidor CC/CC.....	76
Figura 44. Diagramas de conexión para inversores.....	77

Figura 45. Módulo de CA con inversor integrado	78
Figura 46. Convertidor 5000w.....	79
Figura 47. Inversor de conmutación forzada	80
Figura 48. Inversor de onda cuadrada	82
Figura 49. Inversor de onda sinusoidal	83
Figura 50. Formas de onda según su THD	84
Figura 51. Conductores eléctricos.....	87
Figura 52. Simbología de los diferentes tipos de conductores.....	88
Figura 53. Protección para sobrecargas	92
Figura 54. Protección para cortocircuitos.....	92
Figura 55. Protección para sobretensione.....	94
Figura 56. Instalación de soportes en paneles solares	95
Figura 57. Tipos de soportes	97
Figura 58. Estructura del montaje para soportes.....	97
Figura 59. Curva característica soporte automático.....	98
Figura 60. Rotación de soportes	99
Figura 61. Inclinación de paneles.....	100
Figura 62. Índice de masa	101
Figura 63. Estructura de un scheduler	102
Figura 64. Topología del protocolo KNX.....	104
Figura 65. Vista general del protocolo KNX.....	105
Figura 66. Topología de línea protocolo KNX	106
Figura 67. Topología por áreas KNX.....	107

Figura 68. Topología para direcciones físicas.....	108
Figura 69. Funcionamiento de un sistema de iluminación KNX en lazo cerrado ..	118
Figura 70. Diagrama general de conexiones para un sistema automatizado de iluminación KNX.....	119
Figura 71. Comparación de balastos dimerizables DALI - 1....10V.....	123
Figura 72. Características de los balastos dimerizables	125
Figura 73. Tubos fluorescentes	127
Figura 74. Esquema lógico unifilar KNX para control de iluminación.....	129
Figura 75. Tablero de automatización KNX.....	129
Figura 76. Curva de demanda sector industrial, residencial y servicios	133
Figura 77. Curva de demanda en w para la iluminación en laboratorio.....	134
Figura 78. Panel solar de 300w 24v dc	135
Figura 79. RETSCREEN International	137
Figura 80. Tablero regulador.....	145
Figura 81. Tablero inversor	147
Figura 82. Esquema general de la instalación	148
Figura 83. Esquema de conexión con adecuador de señal.....	149
Figura 84. Rectificadores de onda	150
Figura 85. Ganancia de un amplificador inversor.....	151
Figura 86. Bloques de amplificación.....	152
Figura 87. Respuestas en el tiempo de los rectificadores.....	153
Figura 88. Scheduler implementado.....	155
Figura 89. Función NORM –X.....	156

Figura 90. Función SCALE –X.....	157
Figura 91. Segmento de programación 1-2.....	158
Figura 92. Segmento de programación 3-4.....	159
Figura 93. Segmento de programación 6-7-8-9.....	161
Figura 94. Tablero de transferencia.....	162
Figura 95. Diagrama de conexiones s7-1200.....	165
Figura 96. Conexiones de los elementos KNX.....	167

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Espectro de radiación de luz visible	25
Tabla 2. Niveles OSI.....	33
Tabla 3. Máxima tensión de contacto para el ser humano	43
Tabla 4. Electrodo de los sistemas de puesta a tierra	47
Tabla 5. Valores de resistencia de puesta a tierra	48
Tabla 6. Cables flexibles tipo PV-ZZ-F.....	87
Tabla 7. Porcentajes de caída de tensión.....	89
Tabla 8. Capacidad de máxima de conductores en un ducto.....	90
Tabla 9. Medición iluminación con balastos no dimerizables y ventanas abiertas	113
Tabla 10. Medición de iluminación con balastos no dimerizables y ventanas cubiertas	114
Tabla 11. Descripción de las direcciones físicas y objetos de grupo para la instalación KNX	131
Tabla 12. Características eléctricas tomadas de la hoja de fabricante.....	136
Tabla 13. Ubicaciones geoespaciales de Pereira.....	136
Tabla 14. Dimensionamiento sistema fotovoltaico para carga demandada.....	139
Tabla 15. Cálculos generales de malla a tierra.....	170

RESUMEN

Este proyecto desarrolla y muestra plenamente la construcción y la implementación de un sistema de control de iluminación, utilizando nuevas tecnologías, autómatas programables y en especial la tecnología KNX; para desarrollar estrategias de control de iluminación y de gestión energética. Principalmente se construye un prototipo de control de iluminación en lazo cerrado para controlar tres zonas de iluminación, y un sistema de transferencia automática que permite inyectar a una estación domótica energía fotovoltaica. Para lograr este propósito se diseña y construye un prototipo de iluminación en lazo cerrado con lámparas fluorescentes dimerizables controladas por elementos y equipos de la tecnología KNX.

El sistema construido cuenta además, con una instalación de energía fotovoltaica, un tablero de regulación de energía para la celda fotovoltaica, un sistema de inversión de energía utilizando un inversor 24 VDC/110, un tablero de control automático para el control y gestión de la energía, este último implementado con un autómata S7- 1200, relés, contactores, sensores de corriente, contador de energía KNX, conexión a una red ETHERNET, protocolo Profinet y bus de conexión KNX.

Para el control de iluminación se diseña y se construye un tablero de control y gestión de energía KNX, con conectividad a ETHERNET y al tablero de transferencia de energía, que enlaza el sistema fotovoltaico a la instalación de iluminación domótica.

Este proyecto permitirá a los estudiantes de los programas de ingenierías y tecnologías de la Universidad Tecnológica y empresas de la región, aplicar, desarrollar y comprobar nuevas tecnologías para el control de iluminación y gestión de energía.

ABSTRACT

This Project develops and shows a fully construction, and the implementation of a lighting control system with the use of new technologies like PLCs, particularly KNX technology, to develop strategies of energy management.

We built a tree zones closed loop lighting control system controlled by KNX elements and dimerizable fluorescent lamps, and the injection of photovoltaic power through an automatic transfer system, we built a photovoltaic energy installation with a photovoltaic cells and an energy regulation board, with the purpose of supply the energy necessary to work without electrical network. This with the purpose of develops new green energy strategies using solar panels as an option of control and automatization.

This project will allows students of engineering and technologies programs develops and test, new technologies for the lighting control and energy development.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, una de las metas más importantes de las empresas es elevar sus niveles de competencia. Por otro lado, los costos en energía representan un porcentaje muy alto en los costos de producción. Para optimizar el consumo energético se deben desarrollar estrategias; la base de estas, es la aplicación de los sistemas de control a la iluminación, de tal forma, que se aplique la automatización de procesos al ahorro energético, en casas, edificios residenciales y en la industria, permitiendo así garantizar el ahorro energético.

Los sistemas de control, monitoreo y supervisión de variables físicas de los procesos industriales y la de los sistemas eléctricos, son de gran importancia en la productividad de las empresas.

Comúnmente los sistemas de control de los procesos industriales, se encuentran en una constante operación de recibir y procesar información referente a las condiciones que se presentan en el mismo. La información que se procesa corresponde a datos de variables, tales como: posición, temperatura, niveles de iluminación, entre otros tipos, que pueden ser introducidos directamente por un operador en el sistema, para que este reaccione de acuerdo a lo deseado.

El sistema de control debe ejercer no solo el encendido y apagado de la iluminación, como en las tecnologías actuales aplicadas en nuestro medio, sino que cumplan las funciones de atenuación y que integren la iluminación natural con la iluminación artificial. Para lograr la eficiencia energética, además de la atenuación y del encendido y del apagado de los sistemas ON-OFF, se deben desarrollar sistemas de regulación, en lazo abierto, en lazo cerrado y agrupar los sistemas de iluminación a través de buses de campo, que permitan el control y monitoreo de forma remota.

La Universidad Tecnológica de Pereira, no se puede mantener al margen de esta problemática y bajo esta consideración se proyecta el diseño, la implementación y la evaluación de un prototipo de un sistema de gestión de iluminación de un escenario múltiple que contempla varias escenas de trabajo; emulando un sistema de producción, una oficina pública, un aula de clase, entre otras.

ANTECEDENTES

En las empresas nacionales, los costos de energía constituyen un gran porcentaje de los costos de producción, disminuyendo así sus niveles de competencia con los mercados internacionales, esto unido al compromiso de desarrollar políticas de reducción de dióxido de carbono en el medio ambiente, se plantea la utilización de nuevas tecnologías de control, la supervisión y la optimización para la gestión energética de los edificios públicos, industriales, alumbrado público, etc.

El futuro de los sistemas de iluminación, tanto público como residencial e industrial, se encuentra en el desarrollo de sistemas de control digital, programables en lazo cerrado y en los sistemas de comunicación industrial, que hagan parte de un ciclo continuo de control y de automatización, mejorando la eficiencia energética.

La gráfica siguiente muestra un ciclo continuo de control, para llegar a establecer un sistema de eficiencia energética en una instalación eléctrica, ya sea, de iluminación residencial, industrial o comercial. Este ciclo de eficiencia energética puede ser pasivo o activo. El rasgo esencial del ciclo de eficiencia energética activa, es un sistema en lazo cerrado y controlado en tiempo real.



Figura 1. Ciclo de eficiencia

1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

6.4 Planteamiento del problema

Si a mediano plazo en el sector productivo, no se establecen mecanismos para socializar las nuevas tecnologías, involucradas en los sistemas de iluminación y ahorro energético; las soluciones que se generan son soluciones puntuales, y en consecuencia los altos índices de productividad, con bajos costos de la energía en las empresas, seguirán siendo un privilegio de las multinacionales.

6.5 Diagnóstico del problema

Se deben establecer mecanismos dentro del sector industrial y el académico, donde se permita la integración de ambos sectores, para el desarrollo de nuevas tecnologías en los sistemas control, enfocadas al ahorro energético de la iluminación; que a su vez sirva como modelo para conocer su aplicación y los elementos requeridos, que permitan exportar soluciones de eficiencia y ahorro de energía a los sistemas de producción industrial, residencial y comercial.

6.6 Problema a resolver

La gestión, el control de iluminación en lazo cerrado y la automatización son una base fundamental para el ahorro energético.

En la región no existe un prototipo comunitario que integre un sistema de ahorro y eficiencia energética para los sistemas de iluminación y control haciendo uso de las fuentes de energía renovables aplicando nuevas tecnologías de control, redes de datos, redes de potencia y automatización.

Este proyecto está orientado a establecer los requerimientos y elementos necesarios para llevar a cabo estrategias de control, para la gestión energética en una instalación eléctrica de iluminación industrial, comercial residencial y de establecimientos públicos.

6.7 Descripción del problema

La ecorregión cafetera, no cuenta con un prototipo comunitario de gestión de ahorro energético mixto: Red-energía renovable, que sirva de modelo para conocer las nuevas tecnologías aplicadas y establezca pruebas reales con especificaciones adecuadas que garanticen un sistema óptimo de ahorro energético.

2. OBJETIVOS

6.82.1 Objetivo general

Modelar, simular, desarrollar, especificar y construir un prototipo de gestión en iluminación y ahorro energético, en el laboratorio de control del programa de Tecnología Eléctrica, de la Universidad Tecnológica de Pereira, como laboratorio piloto de un sistema de iluminación automática, con diferentes tipos de luminarias.

6.92.2 Objetivos específicos

- Determinar los niveles de iluminación para un ambiente específico.
- Escoger con criterios tecnológicos y nuevas tecnologías, los elementos de un sistema de gestión de energía y ahorro energético.
- Diseñar con base en los diferentes niveles de iluminación existentes del ambiente a controlar; la estrategia de control adecuada para cada una de las zonas de iluminación de acuerdo al tipo de escenario.
- Implementar y desarrollar un montaje de la instalación eléctrica típica para un sistema de iluminación y gestión en ahorro energético, en zonas con diferentes características de iluminación: dimerizable y on-off.
- Determinar las características básicas que debe reunir un sistema de gestión de energía.
- Desarrollar una estrategia de supervisión y monitoreo de un sistema de control energética.
- Desarrollar una estrategia de control, para integrar a la red un sistema de energía fotovoltaica, que controle el sistema de iluminación propuesto.

3. MARCO DE REFERENCIA

3.1 Marco Teórico

Este proyecto se encuentra enmarcado dentro del ámbito de:

- El diseño y la construcción de sistemas de control automáticos de iluminación, ahorro y eficiencia energética.
- Diseño de sistema de gestión para el ahorro energético en edificaciones, utilizando protocolos de comunicación de alto nivel, para lograr la integración de energías alternativas, como la energía solar fotovoltaica.
- Modelado, diseño, desarrollo y construcción del sistema de control, para la integración de energía fotovoltaica a sistemas automáticos de iluminación.

3.2 Marco Conceptual

Lux

El lux (símbolo: lx) Se define como: Unidad de medida derivada del sistema internacional de medidas para el nivel de iluminación o iluminación. Un lux es equivalente a un lumen por unidad de área ($1\text{lx} = 1\text{lm}/\text{m}^2$). Es usado en fotometría para cuantificar la intensidad luminosa, conociendo previamente las diferentes longitudes de onda teniendo en cuenta la cantidad de luminosidad, en este proyecto un caso de fundamental importancia es el modelo estándar de la sensibilidad a la luz del ojo humano.

A diferencia del lumen, el lux toma en cuenta la superficie sobre la que el flujo luminoso, se distribuye. Por ejemplo; mil lúmenes, concentrados sobre un metro cuadrado, iluminan una superficie con mil luxes y los mismos mil lúmenes, distribuidos sobre 10 metros cuadrados, producen una luminancia de solo 100 luxes. [1]

Intensidad mínima de iluminación

Para cada una de las actividades que el ser humano realiza diariamente, se necesita una cantidad de iluminación específica para realizarlas de forma óptima y sentirnos despiertos y activos; para que nuestro cuerpo perciba esta sensación se precisa una luz brillante de intensidad mayor de 800 a 1000 luxes (llamado umbral "Bright light"), que de ice a nuestro sistema nervioso que ya es de día, y nos despierta el ánimo, sin necesidad de estímulos químicos como café o tabaco.

La fotobiología nos dice, que la percepción de la luz brillante por la glándula pineal, inhibe la secreción de melatonina, la hormona del sueño, y proporciona al cerebro serotonina, la hormona de la actividad.

Generalmente se calcula la iluminación mínima para permitir la capacidad de lectura. En los ambientes interiores son usuales intensidades luminosas de 100 a 200 luxes en pasillos, y 300 a 500 luxes en cocinas o despachos. Niveles de iluminación insuficientes que no permiten superar la somnolencia y estar mentalmente despierto y alerta.

Por contraste, en plena naturaleza encontramos desde 10.000 luxes, en un día nublado, hasta 150.000 luxes, a mediodía en pleno verano. [2]

Luz Visible

La energía electromagnética, entre ellas la luz visible es solo una de las muchas. Las ondas de radio, el calor, los rayos ultravioleta y rayos X, son otras formas familiares. Toda esta energía es inherentemente similar y se irradia de acuerdo con la teoría básica de ondas.

Las ondas electromagnéticas, cubren una amplia gama de frecuencias o de longitudes de onda y pueden clasificarse según su principal fuente. La clasificación no tiene límites precisos, ya que fuentes diferentes pueden producir ondas en intervalos de frecuencia superpuestos parcialmente. La clasificación habitual del espectro electromagnético es la siguiente:

Ondas de radiofrecuencia

Las ondas de radiofrecuencia tienen longitudes de onda que van desde algunos kilómetros a 0.3 m; el intervalo de frecuencias es desde alguno Hz hasta 10^9 Hz; la energía de los fotones va desde cero, hasta alrededor de 10^{-5} eV. Dichas ondas, se usan en los sistemas de radio y televisión, y son generadas por medio de dispositivos electrónicos, principalmente circuitos oscilantes.

Microondas

Las microondas son longitudes de onda que están entre 0.3m y 10^{-3} m, el intervalo de frecuencias es desde 10^9 Hz hasta 3×10^{11} Hz; la energía de los fotones va desde 10^{-5} eV hasta 10^{-3} eV aproximadamente. Se utilizan en el radares y otros sistemas de comunicaciones, y también en el análisis de detalles muy finos de la estructura atómica y molecular; se genera también con dispositivos electrónicos. La región de las microondas se suele denominar UHF (de inglés Ultra High Frequency, frecuencia ultra alta, con respecto a la radiofrecuencia).

Espectro infrarrojo

Estas ondas son producidas por cuerpos calientes o moléculas. El espectro infrarrojo cubre las longitudes de onda entre 10^{-3} m y $7,8 \times 10^{-7}$ m (ó 7800 Å); el intervalo de frecuencias es entre 3×10^{11} Hz y 4×10^{14} Hz y la energía de los fotones va desde 10^{-3} eV hasta alrededor de 1,6 eV. Esta región se subdivide en tres: el infrarrojo lejano, de 10^{-3} a 3×10^{-5} m, el infrarrojo medio, de 3×10^{-5} m a 3×10^{-6} m, y el infrarrojo cercano, que se entiende hasta alrededor de $7,8 \times 10^{-7}$ m.. Además tienen muchas aplicaciones en la industria, la medicina, la astronomía, etc.

Rayos X

Esta parte del espectro electromagnético abarca una gama de longitudes de onda entre 10^{-9} m y 6×10^{-12} m aproximadamente, o sea frecuencias entre 3×10^{17} Hz y 5×10^{19} Hz; la energía de los fotones va desde $1,2 \times 10^3$ eV hasta $2,4 \times 10^5$ eV aproximadamente. El espectro electromagnético, fue descubierto en 1895. La mayor energía de los fotones de los rayos X, hace que estos produzcan efectos más profundos en los átomos y moléculas de las sustancias por las que se propagan, ya que se disocian o ionizan las moléculas. Los rayos X se usan para el diagnóstico médico, porque su mayor absorción por parte de los huesos en comparación con otros tejidos, permite una "Fotografía" nítida. A pesar de poseer múltiples usos para la medicina generan serios daños en tejidos y organismos vivos, como resultado de los procesos químicos que inducen; es por esta razón que los rayos X, se usan en el tratamiento del cáncer, ya que parecen tener una tendencia a destruir los tejidos enfermos más fácilmente que los sanos. Una gran exposición a estos rayos produce serios daños en órganos y tejidos capaz de provocar enfermedades como el cáncer o la muerte.

Rayos Gamma

Los rayos Gamma son ondas electromagnéticas de origen nuclear y se superponen al límite superior del espectro de rayos X; sus longitudes de onda van desde alrededor de 10^{-10} m hasta mucho menos de 10^{-14} m, estando la gama de frecuencias correspondiente entre 3×10^{18} Hz y más de 3×10^{22} Hz. La energía de los fotones va desde 10^4 eV hasta 10^7 eV aproximadamente; Estas energías hacen parte del mismo orden de magnitud que las que se utilizan en procesos nucleares, por lo que la absorción de rayos y puede producir cambios nucleares.

Para la manipulación correcta requiere un buen blindaje de protección. Los rayos son producidos por muchas situaciones radioactivas y se encuentran presentes sobre todo en reactores nucleares, la mayoría de las sustancias no son fáciles de absorber, pero cuando el cuerpo humano lo logra, puede generar efectos muy graves.

En la radiación cósmica, existen ondas electromagnéticas de longitudes de onda más corta (o con frecuencias más grandes) y en consecuencia, con fotones de energía más alta. Estas radiaciones tienen especial interés en la investigación astronómica.

Cuando nos fijamos en la amplitud del espectro de la radiación electromagnética, podemos comprender fácilmente porque sus diversas partes se comportan de

manera diferente, cuando se propagan a través de la materia. Por ejemplo, las ondas que tienen fotones de una energía, comparable a las energías características de los electrones atómicos o de los átomos en las moléculas, interactúan fuertemente con los átomos y las moléculas; este es el caso de las radiaciones infrarroja, visible y ultravioleta. En general, la radiación de mayor longitud de onda, que lleva fotones de energía menor, interactúa débilmente con la materia por su baja capacidad de absorción; esto es lo que ocurre con las ondas de radio frecuencia. La materia también absorbe muy poco las ondas de alta energía o longitud de onda muy corta, como los rayos X y Y, pero sus efectos son más profundos, ya que no solo producen ionización atómica y moléculas, sino también, en muchos casos la fragmentación del núcleo.

Análisis del espectro de luz visible

Luz o espectro luz visible. Es una banda angosta, formada por las longitudes de onda a las cuales nuestra retina es sensible. Se extiende en longitudes de onda desde $7,8 \times 10^{-7} \text{m}$ hasta $3,8 \times 10^{-7} \text{m}$ y en frecuencias desde $4 \times 10^{14} \text{Hz}$ hasta $8 \times 10^{14} \text{Hz}$; la energía de los fotones va desde 1,6 eV hasta 3,2 eV aproximadamente. La luz es producida por átomos moléculas como resultado del ajuste interno del movimiento de sus componentes, principalmente los electrones. No es necesario resaltar la importancia de la luz en nuestro mundo.

La luz es tan importante que ha dado lugar al desarrollo de una rama de la física aplicada, llamada óptica. La óptica trata los fenómenos luminosos y la visión, incluyendo el diseño de instrumentos ópticos. El campo de la óptica incluye actualmente, además del espectro visible, el infrarrojo y el ultravioleta, por la similitud entre el comportamiento de ambos. Las diferentes sensaciones que la luz produce en el ojo, que se denominan colores, dependen de la frecuencia (o de la longitud de onda) de la onda electromagnética y corresponden a los siguientes intervalos para la persona promedio:

Color	λ , m	ν , Hz
violeta	$3,90-4,55 \times 10^{-7}$	$7,69-6,59 \times 10^{14}$
azul	4,55-4,92	6,59-6,10
verde	4,92-5,77	6,10-5,20
amarillo	5,77-5,97	5,20-5,03
naranja	5,97-6,22	5,03-4,82
rojo	6,22-7,80	4,82-3,84

Tabla 1. Espectro de radiación de luz visible

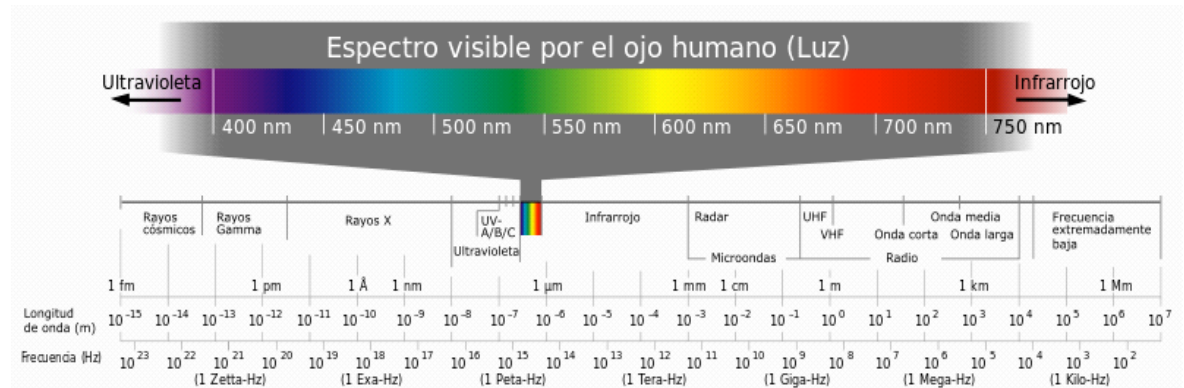


Figura 2. Espectro visible por el ojo humano (luz)

http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/b/b6/Electromagnetic_spectrum-es.svg/800px-Electromagnetic_spectrum-es.svg.png

Respuesta del ojo humano frente al espectro de radiación

La visión, es el resultado de señales transmitidas al cerebro por dos elementos presentes en una membrana llamada retina, la cual está en el fondo del ojo; estos elementos son los conos y bastoncillos. Los conos son los elementos activos en la presencia de la luz intensa, como la que hay durante las horas del sol, y son sensibles al color. Los bastoncillos, por otra parte, son elementos capaces de actuar con una iluminación muy tenue, como la que hay en una habitación en penumbra, y son insensibles al color. La visión debida a los conos se llama fotópica y la debida a los bastoncillos se denomina escotópica. La sensibilidad del ojo a diferentes longitudes de onda para ambos tipos de visión está representada en la figura siguiente.

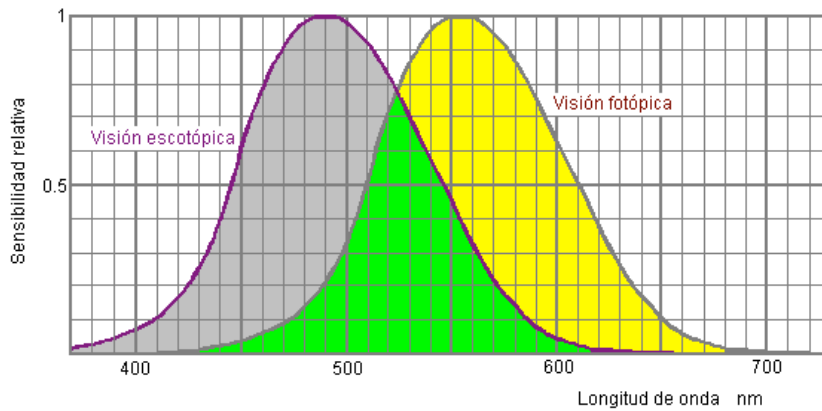


Figura 3. Respuesta del ojo humano frente al espectro de radiación

<http://www.astronomo.org/foro/index.php?topic=4627.0>

3.2.1 Sistema

Es un modelo de un dispositivo o de un conjunto de ellos existentes en el mundo real (sistema físico).

En general, el estudio de sistemas físicos consta de cuatro partes: modelaje, descripción matemática, análisis y diseño.

Para desarrollar el modelo de un sistema físico es necesario un profundo conocimiento del mismo y de los rangos de operación. Una vez obtenido el modelo, el paso siguiente es la descripción matemática, la cual se obtiene utilizando leyes físicas. A partir de lo anterior, se puede hacer el análisis cuantitativo que consiste en hallar las respuestas debido a la aplicación de ciertas señales de entrada; y el cualitativo que consiste en analizar ciertas propiedades tales como estabilidad, controlabilidad y observabilidad.

Si la respuesta del sistema no es satisfactoria, el sistema debe ser mejorado u optimizado, ya sea ajustando ciertos parámetros o en otros casos introduciendo compensadores. [11]

Sistema de control

Es aquel que tiene como fin obtener varias respuestas deseadas (a partir de ciertas entradas).

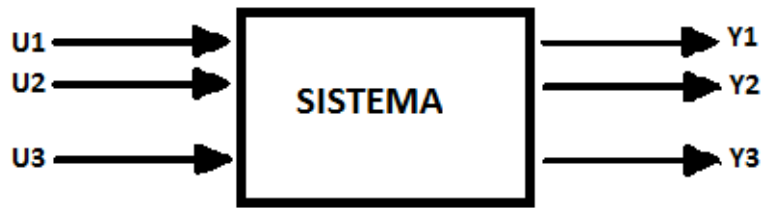


Figura 4. Sistema de control

La figura 4 se muestra el bloque que representa un sistema multivariable en el cual se supone hay una descripción matemática entre las salidas y las entradas.[8]

Estructura general de un sistema de control

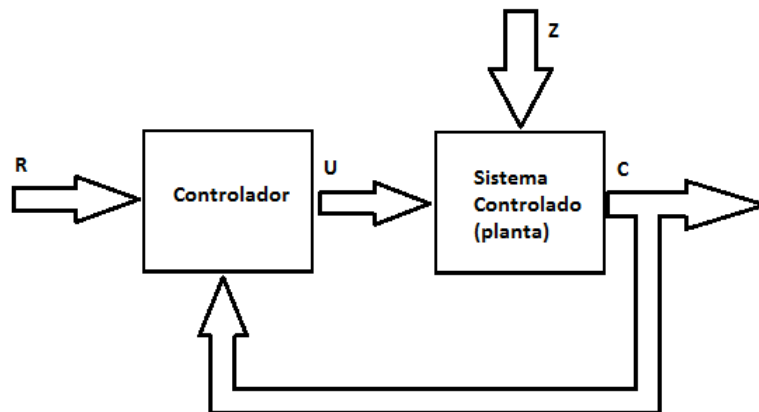


Figura 5. Estructura general de un sistema de control

R: Comandos de referencia

U: Variables de control

E: Salidas

Z: Perturbaciones

Sistema de control en lazo abierto

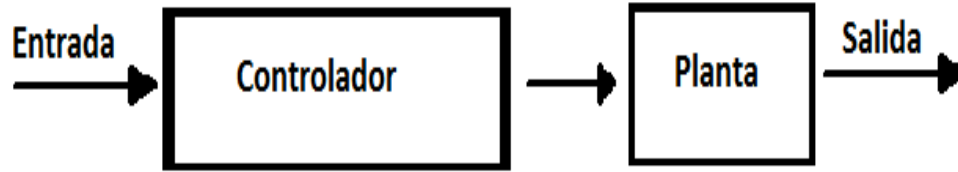


Figura 6. Sistema de control en lazo abierto

En este tipo de sistemas, la salida no tiene efecto alguno sobre la acción de control.

En un sistema en lazo abierto, la salida no es comparable con la entrada de referencia, por ello cada entrada corresponderá a una operación prefijada sobre la señal de salida. Se puede asegurar que la exactitud del sistema depende en gran medida de la calibración del mismo y por tanto la presencia de perturbaciones en la cadena (señales indeseadas) provocará que éste no cumpla la función asignada. Para poder considerar un sistema en lazo abierto, es necesario conocer la relación entrada/salida y garantizar la inexistencia de perturbaciones externas o de variaciones de los parámetros internos del sistema. Esto es, en general, difícil de cumplir en la práctica, y su realización implica sistemas excesivamente costosos.

. Sistema de control en lazo cerrado

En los sistemas de control en lazo cerrado, la señal de salida tiene efecto sobre la acción de control. A este efecto se le denomina *realimentación*.

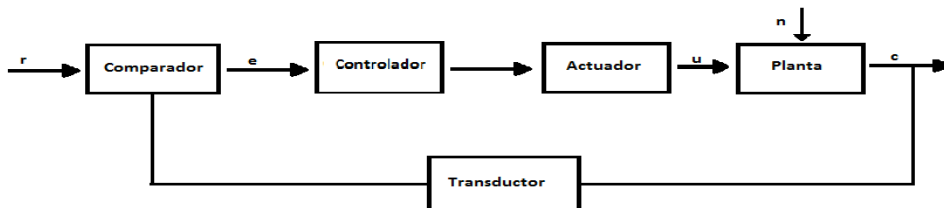


Figura 7. Sistema de control en lazo cerrado

La señal controlada debe realimentarse y compararse con la entrada de referencia, tras la cual se envía a través del sistema una señal de control, que será proporcional a la diferencia encontrada entre la señal de entrada y la señal de medida a la salida, con el objetivo de corregir el error o desviación que pudiera existir.

r: Referencia

e: error

u: variable de control

c: salida

n: Perturbación o ruido

4.4 Sistema de control de iluminación en lazo abierto

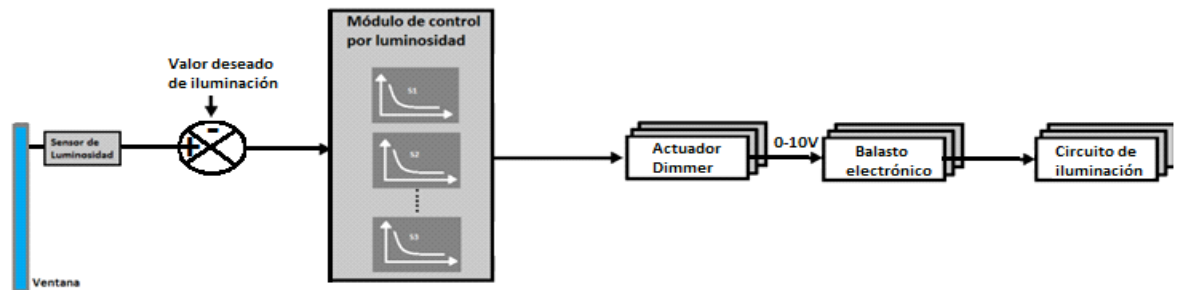


Figura 8. Sistema de control de iluminación en lazo abierto

La figura anterior, muestra un sistema de control en lazo abierto, su característica principal es que la señal de control generada por el módulo de control de luminosidad (Regulador controlador Dimmer), no depende de la variable de salida del sistema de iluminación o nivel de iluminación de la sala, depende solamente del valor de iluminación deseado por el usuario y la iluminación exterior.

El regulador controlador de iluminación dimmer contiene la ley de control, esta es de tipo diferencial donde el valor máximo son 10 voltios que produce hasta el 100% de la iluminación de las lámparas dimerizables y puede decaer hasta el 10%. Los parámetros de la ley de control se colocan por medio del software ETS4, en este tipo de control de lazo abierto la iluminación de la salida (ambiente a controlar) no se compara con el valor deseado, por eso cada valor de control colocado por el actuador de iluminación corresponde a una operación prefijada de antemano por el usuario. Su exactitud depende en gran manera solo de la calibración del sensor y, por lo tanto, la presencia de perturbaciones en el sistema provocará que este no cumpla con el valor de iluminación deseado.

Un sistema de control en lazo abierto al ser mucho más económico requiere más tiempo de ajuste con el fin de lograr el mismo efecto que el control de luz constante.

Siendo mucho más económico es adecuado en el uso de grandes superficies, ya que se puede lograr importantes ahorros de energía con poco esfuerzo. La acción de control necesaria (EIS 6, de 8 bits) para las lámparas se calcula con la ayuda de una curva característica de control, según el nivel de iluminación recibido por un sensor de luminosidad exterior. El sistema de control automático se puede interrumpir en cualquier momento, también es posible utilizar una sola curva de control característica para varios circuitos de diferentes ambientes. [9]

3.2.2 Control en lazo cerrado del sistema de iluminación

Para realizar un sistema de control de iluminación en lazo cerrado se requiere establecer un lazo control de la iluminación en la estancia, con la siguiente estructura de control:

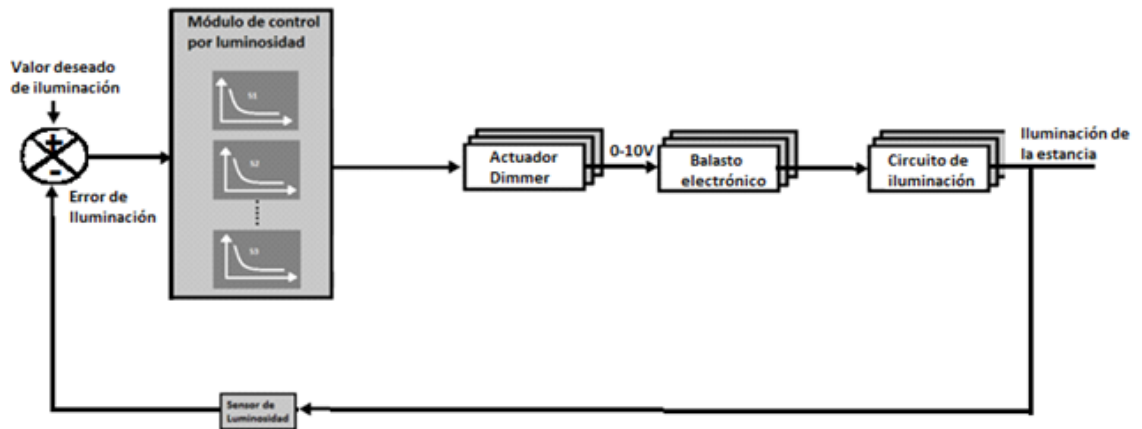


Figura 9. Control en lazo cerrado del sistema de iluminación

Funcionamiento del sistema en lazo cerrado:

- El sensor de luminosidad lee la variable de salida, nivel de iluminación de la estancia, este nivel de iluminación se compara con el valor de referencia o set-point de luminosidad de referencia parametrizado en el sensor de iluminación utilizando el software ETS4.
- Se genera un error de iluminación que se trasmite al actuador regulador (Dimmer).
- El actuador regulador dimmer posee una ley de control diferencial o curva de comportamiento de decaimiento exponencial cuyo valor máximo de salida es de 10V-DC.
- El actuador con el valor del error cambia el tiempo de decaimiento de la ley exponencial y decrementa hasta un valor mínimo de voltaje que se le entrega al balasto electrónico y que corresponde a un decremento hasta del 90% del valor de iluminación.[18]

La señal controlada en nuestro caso, el valor de iluminación en la estancia, se realimenta continuamente a la entrada y se compara con un valor de referencia o valor de iluminación deseado, esta diferencia se envía al actuador controlador dimerizable, con el fin de corregir el error o desviación que pudiera existir entre el valor actual de la iluminación en la estancia y el valor deseado. [12]

La principal ventaja de los sistemas control en lazo cerrado es que el uso de la realimentación de la iluminación de la estancia hace que el sistema de iluminación sea menos sensible a las perturbaciones externas y a la variación de los parámetros internos del actuador controlador dimerizable.

En la figura anterior se puede observar la representación de la ley de control; S_1 , S_2 ,....., S_n que se pueden ejecutar desde el actuador dimerizable.

3.2.3 Conceptos generales de comunicaciones digitales

El crecimiento de la automatización de los procesos industriales, no podría explicarse de no ser por el desarrollo de equipos programables, basados en los microprocesadores y en el desarrollo de las comunicaciones industriales, que permiten su interconexión con otros equipos de mayor potencia de cálculo y mayor facilidad de interfaz con los procesos a controlar.

Conceptos Básicos

Datos y Control: El enlace entre dos sistemas digitales, requiere en general, intercambiar dos tipos de información.

Datos: Información útil que se pretende intercambiar entre dos sistemas. Por ejemplo, datos numéricos o texto.

Control: Información adicional necesaria para facilitar la comunicación y/o la interpretación de los mensajes.

Bus: Conjunto de conductores compartidos por dos o más sistemas digitales.

Modelo de referencia OSI

El mundo de las comunicaciones, abarca una amplia gama de productos elementos y servicios en las que el área industrial es solo una de las partes que la conforman. El modelo OSI no es en realidad, un conjunto de normas concretas, sino un conjunto de reglas genéricas, distribuidas en siete niveles y en cada nivel un número de funciones, o tareas posibles, que se pueden realizar en cada uno de los niveles.

NIVEL	TAREAS
1.	Medio de transporte
2.	Regulación de tráfico punto a punto
3.	Infraestructura de transporte
4.	Servicio de transporte
5.	Protocolo
6.	Lenguaje
7.	Diálogo

Tabla 2. Niveles OSI

El modelo OSI, permite establecer el diálogo entre dos agentes, utilizando diferentes tipos de protocolos, dependiendo del nivel del tipo de comunicación o de tareas requeridas o asignadas.

Niveles OSI

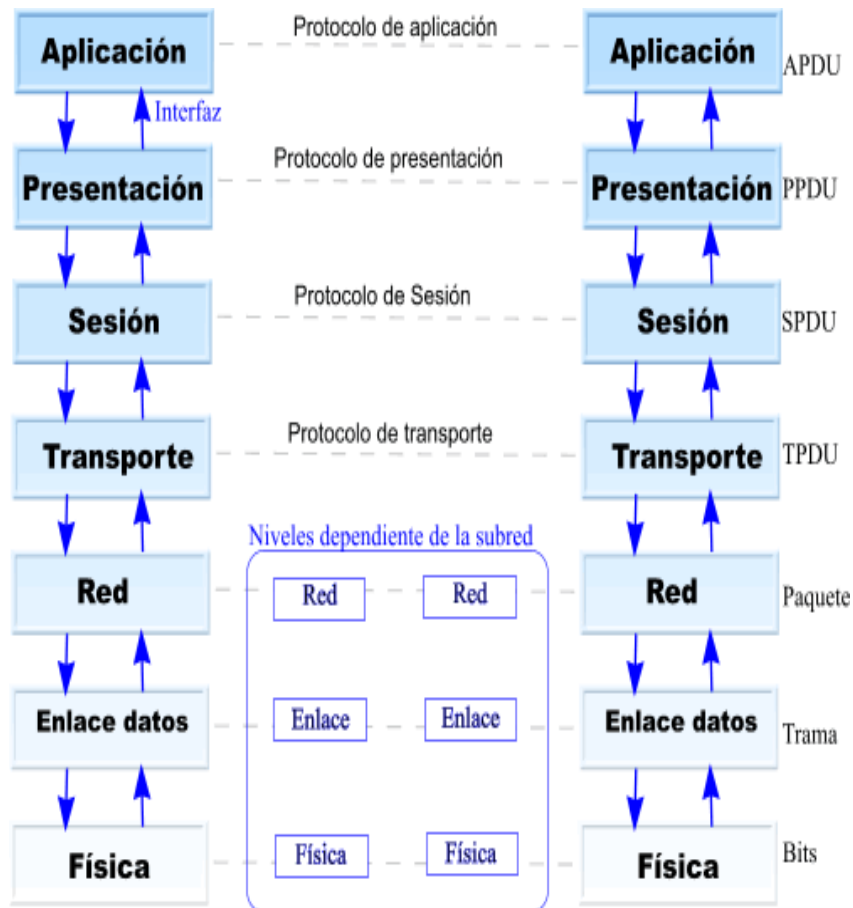


Figura 10. Niveles OSI

Nivel 1: FÍSICO. El nivel físico se encarga de disponer de los medios materiales que garantizan el enlace entre nodos (cables, fibra óptica, módems, etc.) y de que ambos se entiendan a nivel de interpretar los unos y ceros de la comunicación digital (codificación de bits por niveles de tensión, por tonos de frecuencia, etc.). El nivel físico sólo entiende de unos y ceros, sin importarle qué representan.

Nivel 2: ENLACE. El nivel de enlace es el responsable de mantener la comunicación entre cada par de nodos de la red, apoyándose para ello en un medio físico de conexión.

Nivel 3: RED. Este nivel es el responsable real del enrutamiento de mensajes entre nodo y nodo, a través de un medio físico, sin importarle cual sea dicho medio

ni el contenido del mensaje. En el caso de comunicaciones digitales, el medio podrá ser, por ejemplo, cable, radio, fibra óptica, etc.

Nivel 4: TRANSPORTE. Este nivel es el responsable de establecer un medio de comunicación y garantizar la transferencia de información sin errores en ambos sentidos. Apoyándose en los niveles inferiores, actúa como un gestor capaz de interpretar las direcciones, fraccionar, si es preciso, los paquetes muy largos y llevar los mensajes a su destino correcto, sin precisar cual va a ser la ruta o los medios utilizados para ello.

Nivel 5: SESIÓN. En un diálogo interactivo, las tareas encargadas a este nivel consisten en controlar la comunicación, arbitrando en cada instante quien debe transmitir y quien debe recibir. En particular, se encarga también de señalar el inicio y el final de la comunicación.

Nivel 6: PRESENTACIÓN. Se encarga de facilitar la comunicación, a nivel de lenguaje y formato de presentación, entre el usuario y la máquina digital que le va a permitir acceso a la red.

Nivel 7: APLICACIÓN. Este nivel se encarga de proporcionar un entorno que facilite el entendimiento entre usuarios de distintas máquinas digitales a nivel temático, sin importarle medios ni protocolos de comunicación.

3.2.4 Buses de campo

El bus de campo constituye el nivel más simple y próximo al proceso dentro de la estructura de comunicaciones industriales. Está basado en procesadores simples y utiliza un protocolo mínimo para gestionar el enlace entre ellos. Los buses propuestos más recientemente contemplan ya la posible integración del bus a una estructura de comunicaciones jerárquicamente superior y más potente, tal como se ha explicado en la introducción.

Debemos señalar aquí que no hemos considerado propiamente como buses de campo las uniones punto a punto entre dos autómatas de la misma marca o entre un autómata de gama alta con uno o varios de gama baja, también del mismo fabricante. Muchas de estas uniones carecen de protocolo y se basan simplemente en compartir ciertas áreas de memoria de los citados autómatas a través de lo que se denominan “variables comunes”. Así pues, la característica básica para que una red de comunicación pueda denominarse bus de campo es que permita intercambiar órdenes y datos entre productos de un mismo o de distintos fabricantes a través de un protocolo reconocido por cada uno de los nodos.

Hasta el momento han sido varios los intentos de crear un estándar para el nivel bus de campo. En todos los campos se pretende básicamente conseguir un enlace multipunto, para elementos cuya CPU está básicamente dedicada a las tareas de control. Dichas CPU tienen una capacidad de comunicación limitada y no permiten implementar un protocolo al estilo de las grandes redes sin que ello suponga una pérdida importante de su velocidad y un incremento de precio y complejidad no justificables.

Las características generales más comunes de los buses de campo son las siguientes:

- Los estándares de comunicación a nivel de bus de campo cubren sólo una parte del modelo OSI, concretamente los niveles físico (1), enlace (2) y aplicación (7). El resto de niveles no son imprescindibles para una red de tipo muy local, donde los medios de conexión son de uso exclusivo y la estructura lógica es única. Sólo algunas funciones que se podrían considerar propias de los niveles “red” y “sesión” se añaden a los niveles 2 y 7 para enlazarlos entre sí.
- En general, las especificaciones de un determinado bus admiten más de un tipo de conexión física de entre las normalizadas. Sin embargo, la más común es un bus semi-dúplex, comunicación en banda base, tipo RS-485. Se encuentran también opciones que trabajan con RS-422 y conexiones en bucle de corriente.
- Lo que realmente define el tipo de bus y le da nombre es el protocolo de acceso al medio (MAC) y de enlace (LLC). Dicho protocolo suele incluir también un soporte rudimentario para la capa de aplicación, que consiste en la definición de una serie de funciones y servicios de la red mediante códigos de operación estándar.
- El nivel de aplicación, dirigido al usuario, suele ser propio de cada fabricante, apoyándose en las funciones estándar antes mencionadas para crear programas de gestión y presentación casi siempre dedicados a una gama específica de productos. A lo sumo, el software de aplicación es abierto y permite la programación en un lenguaje estándar (actualmente el más popular es el C) para que cada usuario pueda configurar el nivel de presentación a su conveniencia, apoyándose en librerías estándar.
- Salvo el caso de BITBUS, todos los buses de campo suelen utilizar comunicación serie asíncrona, con velocidades relativamente lentas.
- En la mayor parte de buses de campo, el protocolo está previsto para gestionar una red con estructura lógica de tipo maestro- esclavo, donde el control de red lo tiene siempre el maestro. Existen, sin embargo, algunos

buses de creación más reciente que proponen una estructura con la posibilidad de maestro flotante.

Los buses de campo, se usan en la actualidad de forma como un sistema de comunicación, para el intercambio de información entre sistemas de automatización y sistemas de campo distribuidos. Miles de pruebas satisfactorias han demostrado de manera impresionante que el uso de la tecnología de los buses de campo puede ahorrar un 40% en costes por cableado, mantenimiento, etc. Si lo comparamos con las tecnologías tradicionales. Solamente se usan dos líneas para transmitir toda la información relevante (es decir, datos de entrada y salida, parámetros, diagnósticos, programas y modos de operación para distintos dispositivos de campo).

En el pasado era muy normal, la utilización de buses de campo incompatibles entre marcas. Afortunadamente en la actualidad todos los sistemas responden a unas características standard. Por tanto, el usuario no está “atado” a un único vendedor y es capaz de seleccionar el producto que mejor se adapte a sus necesidades dentro de una amplia gama.

Profinet

Es un protocolo estándar de Ethernet abierto que cumple la especificación IEC 61158 para la automatización de procesos industriales. Este protocolo permite conectar equipos desde como Plcs, hasta el nivel de gestión de sistemas informáticos e internet. Profinet permite una comunicación homogénea con la ingeniería cubriendo toda la planta industrial y de gestión apoyando las tecnologías de la información hasta el nivel del campo. En la actualidad se desarrollan soluciones para la aplicación del mismo en sistemas de producción masivos como en la industria automotriz, de alimentación, logística y bebidas.

Cuenta con una amplia versatilidad debido a que sus aplicaciones son diversas. Gracias a esto los sistemas de bus de campo existentes, como: profibus, e interbus se pueden integrar sencillamente sin tener que modificar los equipos existentes, dando una explicación sencilla del concepto que involucra a los PLCs y los sistemas de comunicación entre estos dispositivos a la red Ethernet pero aportando un alto rendimiento en las respuestas y seguridad requeridas en las instalaciones industriales. Existen diferencias notables que se deben tener en cuenta y por cuanto ha requerido la adopción de profinet como un estándar para las industrias. [3]

Profibus

Profibus es actualmente uno de los líderes de los sistemas basados en buses de campo en Europa y goza de una amplia aceptación mundial. Sus áreas de aplicación incluyen manufacturación, automatización y generación de procesos. Profibus es un bus de campo normalizado internacionalmente que fue estandarizado bajo la norma EN50170. Los componentes de distintos fabricantes pueden comunicarse sin necesidad de ajustes especiales de interfaces. Profibus puede ser usado para transmisión crítica en el tiempo de datos a alta velocidad y para tareas de comunicación extensas y complejas. Esta versatilidad viene dada por las tres versiones compatibles que componen la familia Profibus:

Profibus Pa

- Diseñado para automatización de procesos
- Permite la conexión de sensores y actuadores a una línea de bus común incluso en áreas especialmente protegidas.
- Permite la comunicación de datos y energía en el mismo bus (norma IEC 1158-2)
-

Profibus Dp

Optimizado para alta velocidad

- Conexiones sencillas y baratas.
- Diseñada especialmente para la comunicación entre los sistemas de control de automatismos y de E/S distribuidas.

Profibus Fms

- Solución general de comunicación a nivel de célula.
- Gran rango de aplicaciones y flexibilidad.
- Posibilidad de uso en tareas de comunicaciones complejas y extensas.

3.2.5 Sistema de control automático de iluminación y gestión KNX

El sistema KNX es un sistema domótico para la gestión de viviendas y edificios inteligentes, nacido de la idea de desarrollar un sistema europeo, único e intercambiable para todas las marcas del sector.

Se trata de un sistema inteligente de gestión técnica de la instalación, capaz de medir, regular, accionar, controlar, mostrar y vigilar. Está basado en hacer pasar

un bus de control por toda la instalación, a través del cual se comunicaran todos los componentes del sistema, KNX es el único protocolo libre que existe especializado en la domótica. Los objetivos de KNX son los siguientes:

- Crear un único estándar para la domótica e inmótica (domótica en el ámbito industrial o grandes edificios) de ámbito europeo.
- Aumentar la presencia de estos buses domóticas en áreas como la climatización o HVAC.
- Mejorar las prestaciones de los diversos medios físicos de comunicación sobre todo de radiofrecuencia.
- Introducir nuevos modos de funcionamiento que permitan aplicar una filosofía Plug & Play a muchos dispositivos.
- Contactar con empresas proveedoras de servicios, como las de telecomunicaciones y las eléctricas con el objeto de patentar las instalaciones de tele-gestión técnica de las viviendas o domótica.

Criterios para la escogencia del sistema KNX

Transparencia del sistema de control de iluminación lo que permite un seguimiento de manera ágil al sistema de iluminación

Reducción del cableado de un sistema de control con respecto a las instalaciones convencionales.

Funciones relacionadas con la supervisión remota utilizando nuevas tecnologías:

- Web
- Teléfonos móviles
- Sistemas de supervisión SCADA

Funciones relacionadas con la seguridad, desde el punto de vista del software y del hardware.

Componentes Estándar y en el mercado tecnológico que permitan configuración distribuida para crear sistemas descentralizados de control.

Modo de funcionamiento

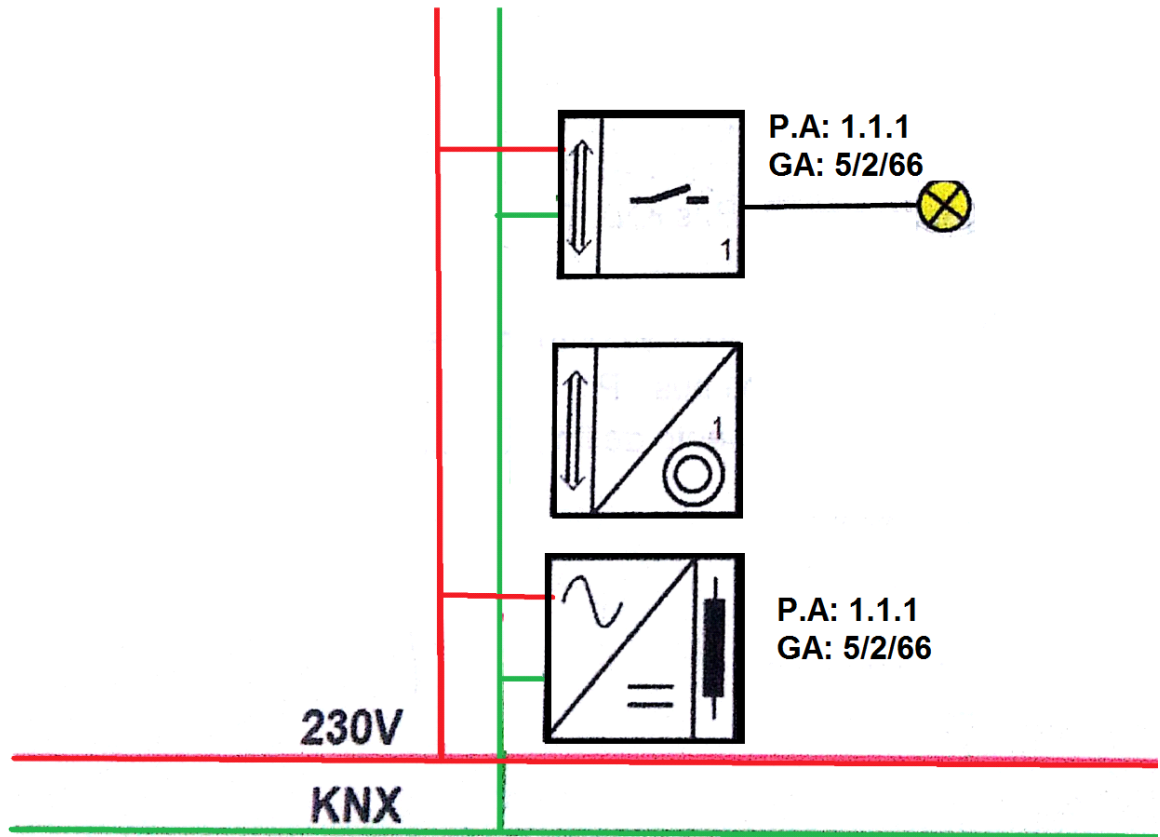


Figura 11. Modo básico de funcionamiento KNX

La instalación de un sistema KNX mínima consta de los siguientes elementos:

- Fuente de alimentación (DC 30V)
- Una bobina
- Sensores
- Actuadores
- Cable Bus

Para una correcta configuración se deben tener en cuenta los siguientes pasos:

- Asignación de las direcciones física de los equipos a utilizar.

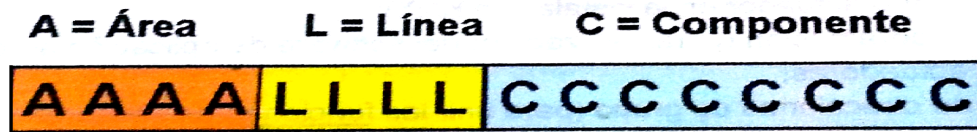


Figura 12. Direcciones físicas

La dirección física tiene el siguiente formato: área [4bits]- línea [4 bits]-componente bus [1 byte], esta programación es fundamental para diagnósticos, detección de errores, modificación de la instalación mediante reprogramación, direccionamiento de objetos interfaces por medio de herramientas de puesta en marcha u otros dispositivos.

Direcciones de grupo

TELEGRAMAS TP1:

➤ Byte de "**dirección destinatario**":

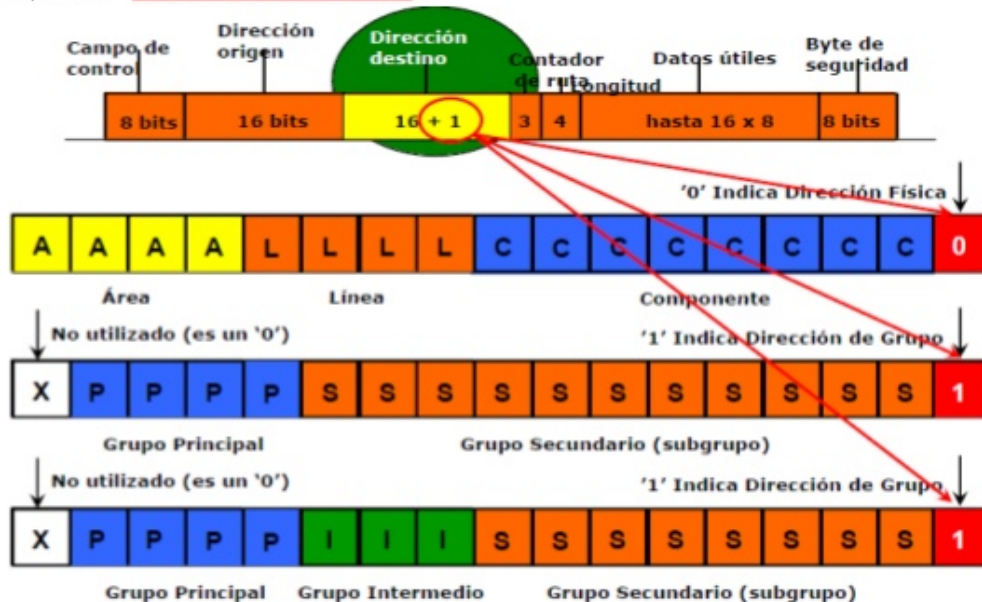


Figura 13. Asignación de direcciones de grupo

Asignación de direcciones de grupo (para unir las funciones de sensores y actuadores), la comunicación entre los dispositivos se lleva a cabo por medio de las direcciones de grupo. Puede seleccionarse una estructura de "2-niveles"

(grupo principal/subgrupo) o de “3-niveles”(grupo principal/grupo intermedio/subgrupo).

Grupo principal = Planta

Grupo intermedio = Función iluminación, calefacción.

Subgrupo = Función de un componente o grupo de componentes (Ej.: conmutar una lámpara, cocina, conmutar luz ventana dormitorio, conmutar techo salón, regular techo salón...)

Cada dirección de grupo puede asignarse a los dispositivos del bus según sea necesario, sin necesidad de tener en cuenta donde está ubicado el dispositivo en la instalación KNX. Los actuadores pueden escuchar a varias direcciones de grupo. Sin embargo, los sensores pueden enviar solo una dirección de grupo por telegrama.

Selección, programación y parametrización del software de aplicación apropiado para los sensores y actuadores.

3.2.6 Sistema de puesta a tierra

Toda instalación eléctrica que dependa de el presente reglamento, debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto del interior o exterior, donde puedan haber acceso de personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

La exigencia de tener un sistema de puesta a tierra debe cubrir el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras que ante una sobretensión temporal, que puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red. [6]

Los objetivos principales de un sistema de puesta a tierra (SPT) son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

- a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.
- d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
- e. Transmitir señales de RF en onda media y larga.
- f. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente.

La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano (o a una resistencia de 1000 Ω), está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla a tierra.

$$\text{Máxima tensión de contacto} = \frac{116}{\sqrt{t}} [V, c, a,]$$

Tiempo de despeje de la falla	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEC para 95% de la población. (Público en general)	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEEE para 50 kg (Ocupacional)
Mayor a dos segundos	50 voltios	82 voltios
Un segundo	55 voltios	116 voltios
700 milisegundos	70 voltios	138 voltios
500 milisegundos	80 voltios	164 voltios
400 milisegundos	130 voltios	183 voltios
300 milisegundos	200 voltios	211 voltios
200 milisegundos	270 voltios	259 voltios
150 milisegundos	300 voltios	299 voltios
100 milisegundos	320 voltios	366 voltios
50 milisegundos	345 voltios	518 voltios

Tabla 3. Máxima tensión de contacto para el ser humano

Los valores de la tabla anterior se refieren a la tensión de contacto aplicada directamente a un ser humano en caso de falla a tierra, corresponden a valores

máximos de soportabilidad del ser humano a la circulación de corriente y se considera la resistencia o impedancia promedio del cuerpo humano entre mano y pie, sin que se presenten perforaciones en la piel y sin el efecto de las resistencias externas adicionalmente involucradas entre la persona y la estructura puesta a tierra o entre la persona y la superficie del terreno natural.

En las instalaciones de uso final el diseño de la puesta a tierra puede simplificarse, sin embargo deben tenerse en cuenta los parámetros de resistividad del terreno, corrientes de falla que se puedan presentar y los tipos de cargas que se van a instalar.

Requisitos generales de la puesta a tierra

Las puestas a tierra deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Ningun elemento metálico que no haga parte de las instalaciones eléctricas podrá ser incluido como parte de los conductores de puesta a tierra, este requisito no los excluye de que se deban conectar a tierra en algunos casos.
- b) Los elementos metálicos que actúan como refuerzo estructural deben estar conectados en todo momento al sistema de puesta a tierra.
- c) Las conexiones que van bajo el nivel de tierra deben de ser realizadas con soldadura hexotérmica conector certificado para enterramiento directo conforme a la IEEE 837 o la NTC 2206.
- d) Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente reglamento, se debe de dejar puntos de medición e inspección en cajas accesibles para el momento de la revisión (Cajas de 30x30cm como mínimo).
- e) No se permite el uso de aluminio en electrodos de puesta a tierra.
- f) Cuando en un edificio exista la instalación de varias puestas a tierra éstas deben de ser interconectadas, según el criterio adoptado de IEC-61000-5-2 Tal como aparece en la siguiente figura:

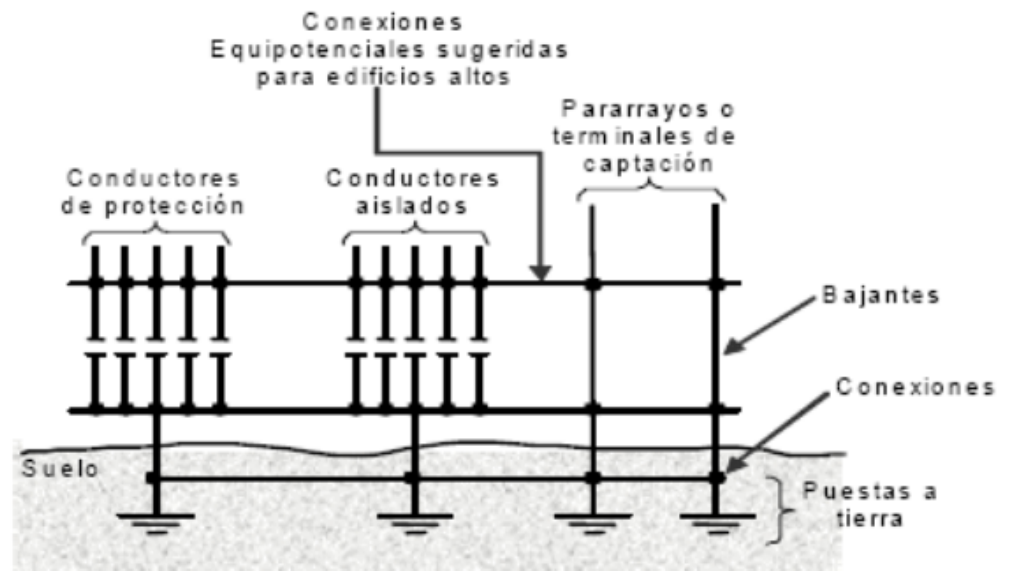


Figura 14. Sistema de puesta a tierra dedicada e interconectada

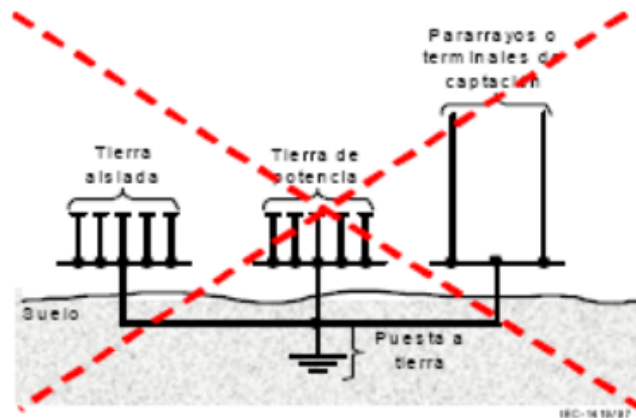


Figura 15. Sistema inadecuado de puesta a tierra para todas las necesidades

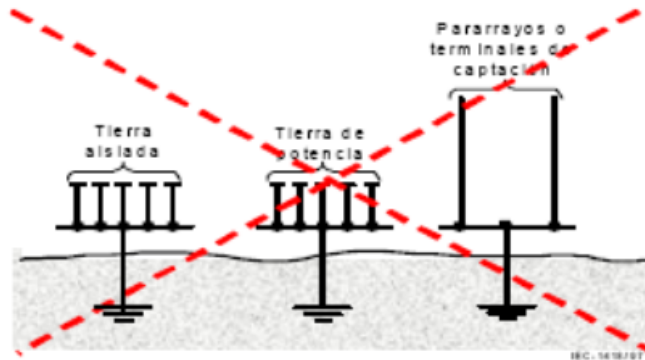


Figura 16. Sistema inadecuado de tierras separadas o independientes

Materiales de los sistemas de puesta a tierra

Los materiales de puesta a tierra deben de ser materiales certificados y cumplir los siguientes requisitos.

Electrodos de puesta a tierra

Para efectos de cumplimiento obligatorio de la las normas IEC 60364-5-54, BS 7430, AS 1768, UL 467 Y NTC 2050 los elementos deben cumplir las siguientes características:

Tipo de Electrodo	Materiales	Dimensiones Mínimas			
		Diámetro mm	Área mm ²	Espesor mm	Recubrimiento μm
Varilla	Cobre	12,7			
	Acero inoxidable	10			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14			100
	Acero con recubrimiento total en cobre	15			2000
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
Fleje	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		90	3	
	Cobre cincado		50	2	40
Cable	Cobre o cobre estañado	1,8 para	50		
		cada hilo			
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para	70		
		cada hilo			
Placa	Cobre		20000	1,5	
	Acero inoxidable		20000	6	

Tabla 4. Electrodo de los sistemas de puesta a tierra

La puesta a tierra debe de estar construida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: varillas, tubos, placas o electrodos.

- a) Se podrán utilizar de cable de acero galvanizado, siempre y cuando se garanticen las condiciones de seguridad establecidas en el reglamento.
- b) Los fabricantes de los electrodos de puesta a tierra deben de garantizar una durabilidad y resistencia a la corrosión de mínimo 15 años.
- c) El electrodo tipo varilla debe de tener una longitud mínima de 2,4 m de longitud y debe de estar identificado con razón social o marca registrada del fabricante, lo cual se podrá ver en los primeros 30cm desde la parte superior.
- d) Para la instalación de los electrodos deben considerarse los siguientes requisitos:
 - El fabricante debe informar al usuario si existe algún tipo de requerimiento adicional
 - La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra, debe de hacerse con soldadura exotérmica o un conector certificado para enterramiento directo.

- El punto de unión entre el electrodo de puesta a tierra y el conductor debe de ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe de quedar a mínimo 15 cm de la superficie.
- El electrodo puede ser enterrado de forma vertical, horizontal o con una inclinación adecuada, siempre y cuando garantice el cumplimiento de su objetivo.

Conductor del electrodo de puesta a tierra

El conductor une la puesta a tierra con el barraje principal y para baja tensión se debe seleccionar con base en la tabla 250-94 de la NTC 2050 y con la ecuación IEC 60364-5-54.

Además del cobre se puede utilizar otro tipo de material, siempre y cuando garantice la protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra.

Valores de resistencia de puesta a tierra

El cumplimiento de los valores de resistencia de puesta a tierra no libera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferencia aplicadas al ser humano en caso de una falla no superen las permitidas.

APLICACION	VALORES MAXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω

Tabla 5. Valores de resistencia de puesta a tierra

Mediciones

Medición de resistividad aparente

Existen diversas técnicas para medir la resistividad aparente del terreno. Para efectos del presente reglamento, se puede utilizar el método tetra electrodo de wenner que es el más utilizado para aplicaciones eléctricas.

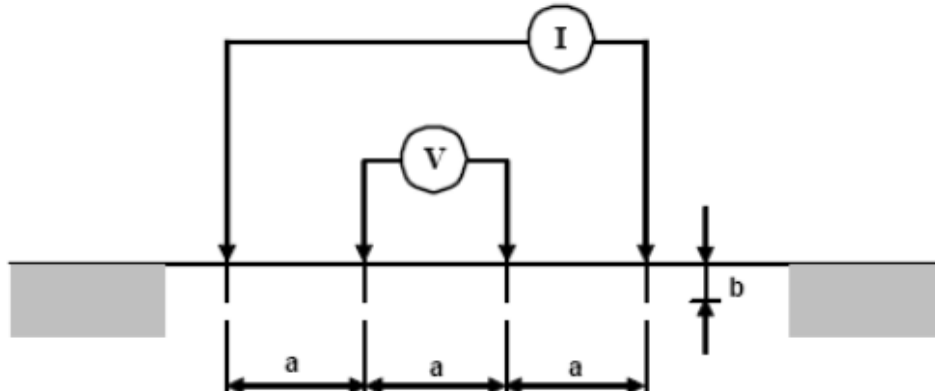


Figura 17. Medición de resistividad aparente

La ecuación exacta para esto es:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)}$$

ρ es la resistividad aparente del suelo en ohmios metro
 a es la distancia entre electrodos adyacentes en metros.
 b es la profundidad de enterramiento de los electrodos en metros.
 R es la resistencia eléctrica medida en ohmios, calculada como V/I

Cuando b es muy pequeño comparado con a , se tiene la siguiente expresión:

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

Medición de resistencia de puesta a tierra

La medición de la puesta a tierra debe de ser inmediatamente antes de poner en funcionamiento el sistema eléctrico. Para su medición se puede aplicar la técnica de caída de potencial, cuya disposición de montaje es la siguiente [4]

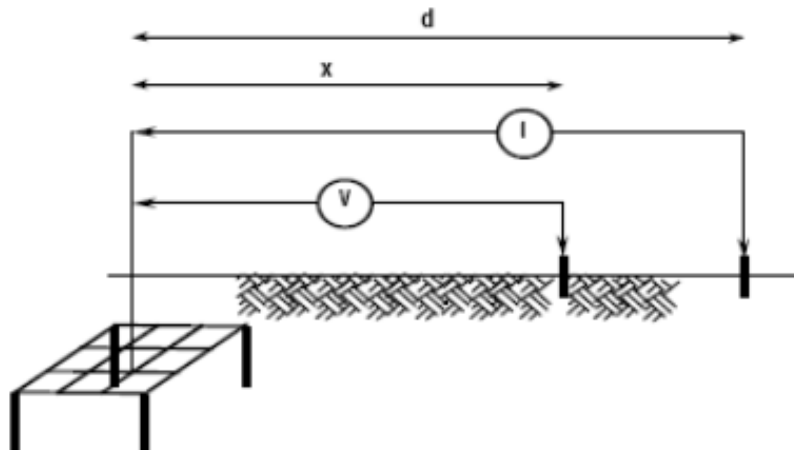


Figura 18. Medición de resistencia de puesta a tierra

d es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81)

x es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

R_m es la resistencia de puesta a tierra en ohmios calculada como V/I

3.2.7 Paneles solares

Módulos solares fotovoltaicos

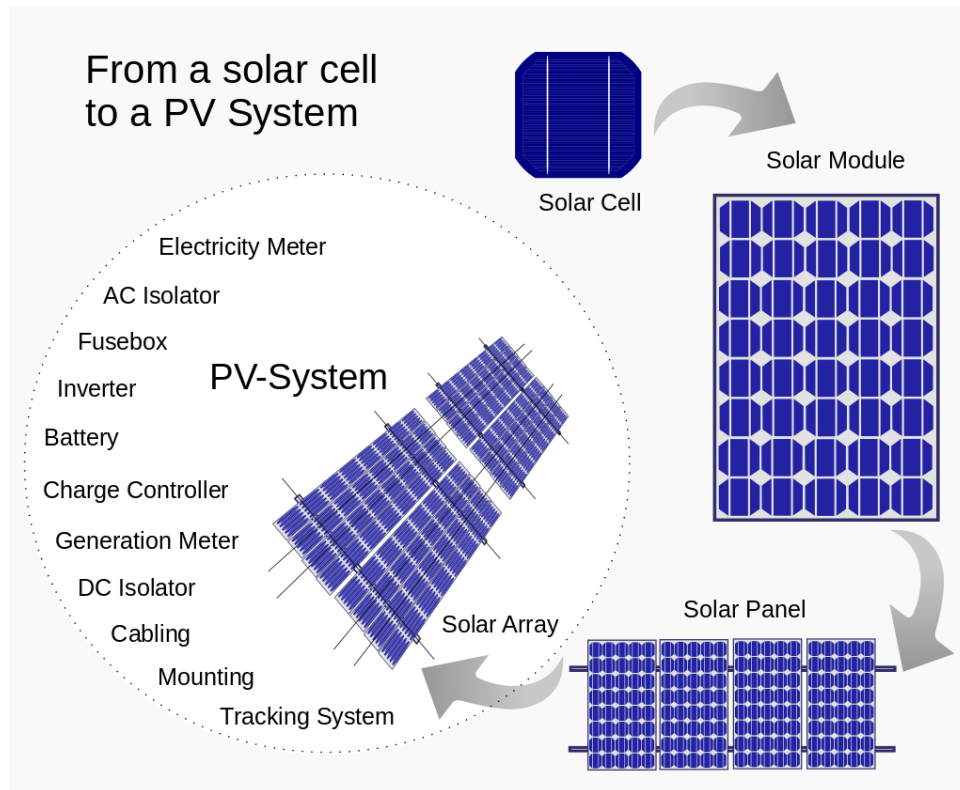


Figura 19. Módulos solares fotovoltaicos

Los módulos son los elementos fundamentales de cualquier sistema solar fotovoltaico, y su misión es captar la energía solar incidente para generar una corriente eléctrica. Las células solares constituyen un producto intermedio de la industria fotovoltaica, ya que proporcionan valores de tensión y corriente muy pequeños, en comparación a los requeridos normalmente por los aparatos convencionales. Son extremadamente frágiles, eléctricamente no aislados y carece de soporte mecánico; por eso, una vez fabricadas, debe ser ensamblada de la manera adecuada para constituir una estructura única, rígida y hermética:

El módulo fotovoltaico.

En el conjunto del módulo FV, las celdas o células solares deben ser iguales. Están conectados eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incremente hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los módulos solares se construye asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado y luego asociando en paralelo varias asociaciones de serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado.[10]

Estructura de los módulos solares fotovoltaicos

Cada fabricante adopta una empaquetadura diferente al construir el módulo FV. Sin embargo, ciertas características son comunes a todos ellos, como el uso de una estructura de "Sandwich", donde ambos lados de las células quedan mecánicamente protegidos.

Los módulos solares están formados por los siguientes elementos: cubierta frontal, material encapsulante, células o celdas solares y sus conexiones eléctricas, cubierta posterior, y marco metálico. Otros elementos que pueden llegar a formar parte del sistema son mecanismo de seguimiento y sensores.

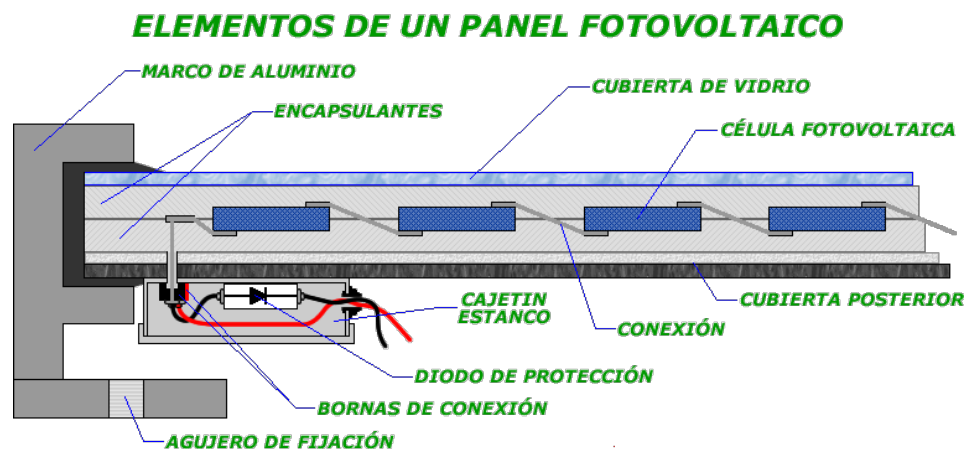


Figura 20. Elementos de un panel fotovoltaico



Figura 21. Detalles constructivos de paneles solares

Cubierta frontal

La cubierta frontal sirve para proteger las células contra las inclemencias del tiempo o contra impactos. Es de vidrio templado de 3 a 4mm de espesor, y al que se le ha dado una textura que minimiza la reflexión de la luz y favorece la transmisión hacia el material semiconductor; transparente y con un bajo contenido de sales de hierro, que alcanza transmisiones de hasta el 91%. También los hay de materiales orgánicos y plásticos de alta resistencia.

Los módulos que usan láminas plásticas en la superficie colectora suelen perder hasta un 20% del valor inicial de transmisibilidad después de muchos años de uso (aproximadamente 20), mientras que los que usan vidrio templado pierden solo un 5%, ya que este material resiste mejor la acción deteriorante de los rayos ultravioletas.

Material encapsulante

El material encapsulante se encuentra entre el vidrio y las células; también los recubre por la parte posterior. Como material encapsulante se emplea un copolímero denominado EVA (Etileno-Vinil-Acetato). Se trata de un material que tiene un índice de refracción próximo al del vidrio, lo que evita las pérdidas que se producirán al pasar la radiación entre este y la célula. Actúa de protección, no

solamente impidiendo la entrada de agua, polvo y la concentración de humedad, sino que además es una materia que tiene cierta plasticidad, lo que le permite absorber las tensiones producidas por golpes y dilataciones diferenciales que puedan producirse. No se degrada fácilmente, solo cuando se le somete a elevadas temperaturas y niveles de iluminación elevados, aunque se está investigando la utilización de aditivos que eviten este proceso.

Cubierta posterior

La cubierta posterior sirve de protección y cerramiento al módulo, fundamentalmente contra los agentes atmosféricos, ejerciendo una barrera infranqueable contra la humedad. Está formada por varias capas de un aislante eléctrico llamado Tedlar que, al ser opacas y de color blanco, reflejan la luz que ha logrado pasar por las células, haciendo que vuelva a la parte frontal, donde puede ser reflejada e incidir de nuevo en las células. También existen módulos con una capa de Tedlar y un segundo vidrio. En otros casos la cubierta posterior puede ser metálica (aluminio), con lo que mejora la disipación de calor al exterior lo cual es un factor muy importante para determinar la potencia de salida de un módulo FV.

Marco metálico

El marco metálico es la parte que le da rigidez y permite que se pueda montar formando estructuras. Es de aluminio anodizado, acero inoxidable, o similar, con las perforaciones necesarias para anclaje en la estructura soporte, evitando tener que manipularlo posteriormente, ya que nunca se debe taladrar un marco porque las vibraciones producidas pueden hacer que el cristal templado se fracture o estalle.

A lo largo del perímetro del marco se coloca una junta selladora de neopreno, goma butílica, silicona, o cualquier otro material sellante, que contribuye y evita la presencia de agua (humedad) dentro del módulo evitando que las conexiones internas se oxiden (mayor resistencia óhmica) o causen la apertura del contacto al semiconductor.

Caja de conexiones

En la parte posterior del módulo se sitúan las cajas de conexiones eléctricas. Deben ser a la vez accesibles, con un grado de protección adecuado, su cableado protegido contra la humedad y los fenómenos atmosféricos dado que se encuentra a la intemperie, y es fundamental que quede asegurada la conexión con otros módulos o con el conductor exterior. A

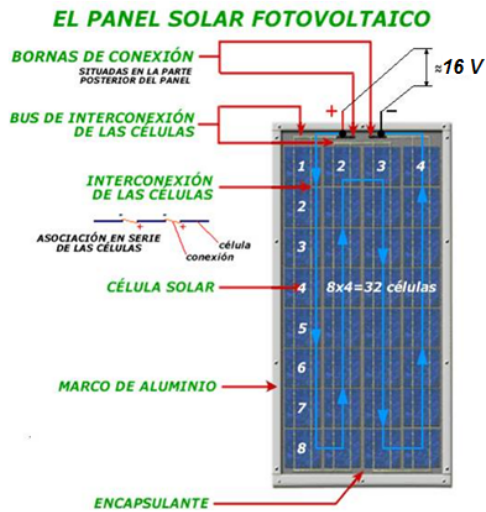


Figura 22. El panel solar fotovoltaico

Las cajas de conexiones llegan las terminales positivo y negativo de la serie de celdas. En las borneras de las cajas se conectan los cables que vinculan el módulo al sistema. Los cables que se utilizan en las instalaciones fotovoltaicas son de sección superior o los utilizados en las instalaciones convencionales, debido a la utilización de bajas tensiones continuas y/o requerimientos de potencia de cierta consideración.



Figura 23. Accesorios para

instalación de paneles

La caja de conexiones contiene también unos **DIODOS DE BY-PASS** (Diodos de paso), que protegen individualmente a cada módulo de posibles daños ocasionados por sombras parciales, impidiendo que las células sombreadas actúen como receptores. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie, colocándose paralelamente a los mismos. El diodo se conecta con polaridad opuesta a las células, de manera que si estas trabajan correctamente no pasa por ellas ninguna corriente. Si un grupo en serie está sombreado de manera que el diodo respectivo cambia su polaridad, este ofrecerá un camino más fácil para el paso de la corriente generada que por el resto de células del grupo.

La mayoría de los fabricantes incorporan diodos de paso en unas tomas intermedias en las cajas de conexiones de sus módulos.

Además los diodos de paso que se introducen en las ramas en serie de un sistema generador FV, deben tener la capacidad de soportar los valores de corriente y tensión que ocasionalmente pudieran circular por ellos sin elevar su temperatura excesivamente ni deteriorarse. Como norma general se colocan diodos que soporten una corriente igual al doble de la corriente en cortocircuito sobre la rama en que están colocados. Como normalmente esta corriente suele ser de 3 a 7 A, dependiendo del tamaño y calidad del módulo habrán de soportar los diodos corrientes entre 6 y 14 A. Para el caso de la tensión también se toma el doble de la tensión en circuito abierto de todo el campo fotovoltaico.

Se usa también otra serie de diodos, los **DIODOS DE BLOQUEO**, que se colocan a la salida de cada grupo de módulos fotovoltaicos y que evitan que se disipe la energía de los módulos o de la batería en caso de defecto eléctrico (la batería, si no se toman precauciones, puede descargarse a través del módulo), ya que estos diodos solo dejan pasar la corriente en un solo sentido y se oponen a la circulación en sentido contrario. Impiden también que la batería se descargue a través de los módulos fotovoltaicos por la noche. También evitan que el flujo de corriente se invierta entre grupos de módulos conectados en paralelo, cuando en uno o



Figura 24. Diodos de bloqueo

En varios de ellos se produzca una sombra, “aislando” las ramas defectuosas.

Los diodos deben ser capaces de soportar la corriente de cortocircuito y la tensión en circuito abierto del campo completo. Como norma se toma que puedan soportar dos veces I_{sc} y V_{oc} del grupo fotovoltaico.

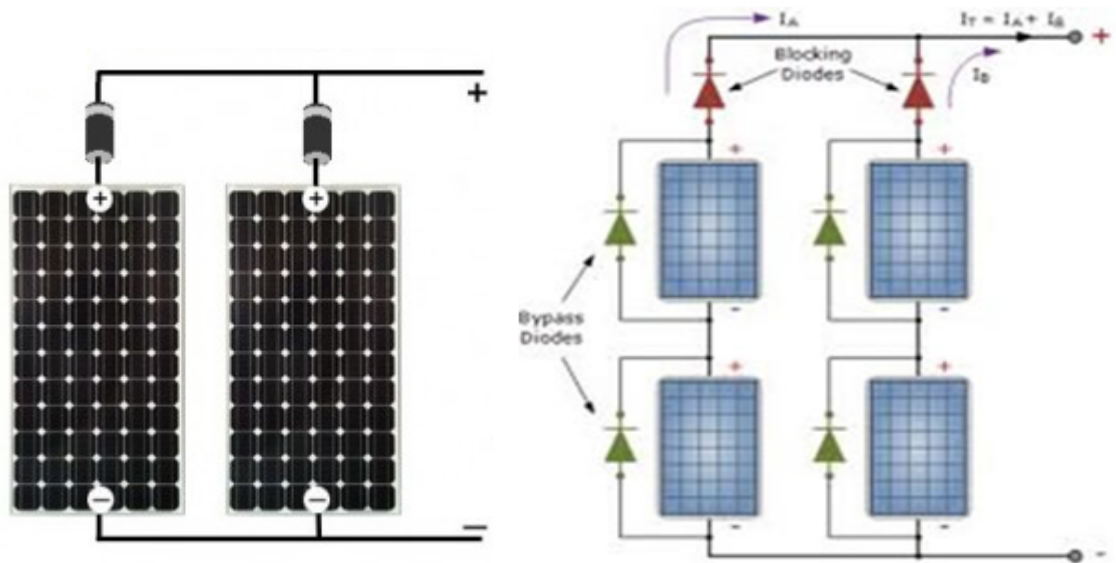


Figura 25. Conexión de los módulos fotovoltaicos

Conexión de los módulos fotovoltaicos

Como las células individuales tienen valores de tensión de unos 0,5 V y una corriente de unos 2 A. Para obtener potencias utilizables para aparatos de mediana potencia, hay que unir un cierto número de células y obtener la tensión y la corriente requerida para su funcionamiento. Conectando en serie 36 de estas células se obtienen 18 V, tensión suficiente para hacer funcionar equipos a 12 V, incluso con iluminación mucho menor de 1 kW/m^2 .

Una placa fotovoltaica contiene entre 20 y 40 células solares; que como hemos dicho, se conectan entre sí en serie y/o paralelo para obtener la tensión deseada (12 V, 14 V, etc...).

Normalmente, los módulos utilizados, están diseñados para trabajar en combinación con baterías de tensiones múltiples de 12 V, como veremos en la sección dedicada al acumulador. Esto es así, porque la industria de baterías precedió a la de los sistemas FVs, de manera que la adopción de 12 V para la tensión de salida del panel era una opción práctica. Por otra parte, este valor no requiere la conexión de un número excesivo de células en serie. En principio, se necesitaría conectar un mínimo de 24 células en serie para alcanzar una tensión nominal de salida de 12 V.

Un conjunto de módulos conectados entre ellos junto con el cableado, y los soportes de la instalación constituyen un **generador fotovoltaico**. La conexión de módulos fotovoltaicos sigue las reglas básicas de la electricidad. Los módulos se pueden conectar en serie o en paralelo, con la combinación adecuada para obtener la corriente y la tensión necesarias para una determinada aplicación. Todos los paneles conectados deben tener las mismas características eléctricas.

Conexión en serie

Este tipo de conexión se basa en conectar el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente, y así sucesivamente hasta completar la serie. Las terminales del grupo generador estarán en el terminal positivo del último módulo conectado y el negativo del primero. Cuando los módulos se conectan en serie la tensión es la suma de las de todos los módulos, mientras que la intensidad de corriente será constante y proporcionada por uno solo de ellos. Si falla uno de los módulos conectados en serie, puede hacer que el conjunto deje de funcionar. Para evitar que esto suceda, los diodos de bloqueo "puentean" ese módulo, haciendo que la corriente sigan su camino. Normalmente se conectan módulos en serie para conseguir tensiones de 24 V o 48 V, en instalaciones conectadas a la red o de alimentación directa. Hay que recordar que la tensión de un módulo fotovoltaico, cuando funciona en el punto de máxima potencia puede llegar a ser 1,4 veces la tensión nominal.

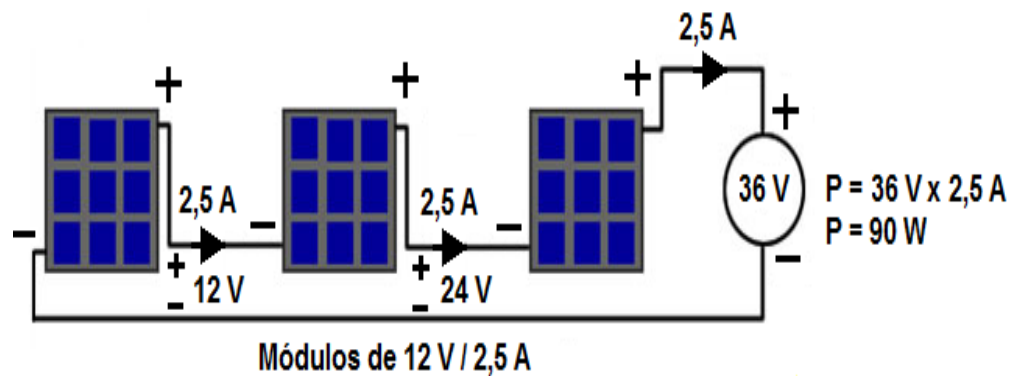


Figura 26. Conexión serie de módulos fotovoltaicos

Conexión en paralelo

Este tipo de conexión consiste en conectar por un lado las terminales positivas de todos los módulos, y por otro, las terminales negativas. La salida del grupo generador la forman el terminal positivo común y el terminal negativo común.

Cuando los módulos se conectan en paralelo, la tensión coincidirá con la que proporcione un solo módulo, pero la intensidad será la suma de las intensidades de todos los módulos, de manera que el aumento de potencia se basa en mantener la potencia que puede dar un módulo y la suma de intensidades que proporcionen los módulos conectados. Normalmente se hacen las conexiones en paralelo para conseguir intensidades de 20 A - 50 A, en instalaciones autónomas de electrificación, y superiores en instalaciones de conexión a la red de elevada potencia.

Hay que recordar que el aumento de intensidad produce un aumento de pérdidas por efecto Joule (calentamiento de los conductores) de forma cuadrática, ya que:

$$P = I^2 R$$

Lo que obliga a utilizar conductores de mayor sección para que puedan soportar intensidades elevadas.

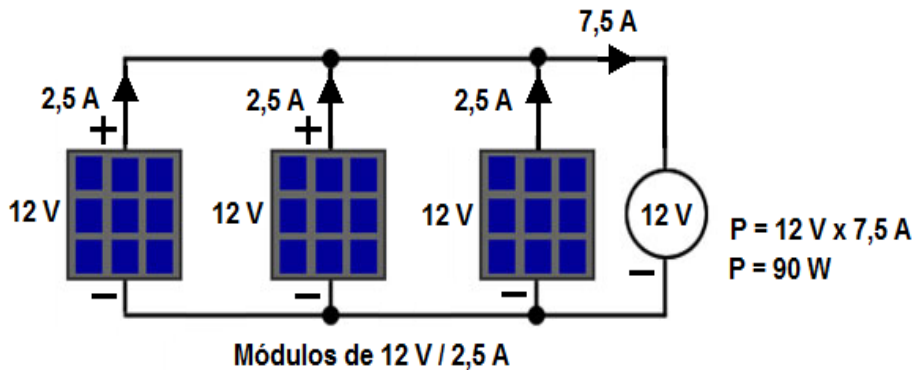


Figura 27. Conexión paralela de módulos fotovoltaicos

Conexión en mixta

Para satisfacer diferentes necesidades de tensión y corriente, los módulos pueden combinarse en agrupaciones serie-paralelo.

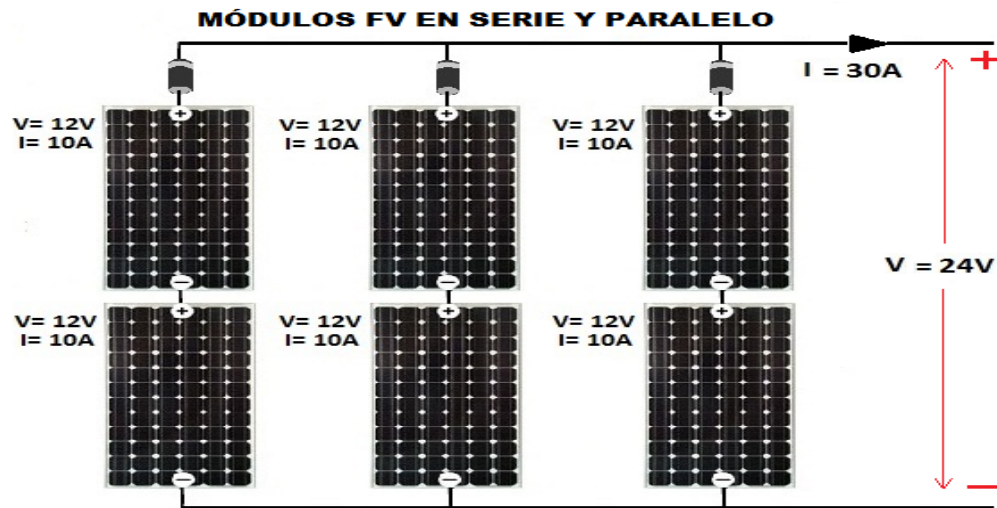


Figura 28. Conexión mixta de módulos fotovoltaicos

La configuración correcta

A menudo, nos encontramos ante el dilema de a que tensión hay que diseñar una instalación (12 V, 24 V o 48 V). Aunque esta pregunta no tiene una respuesta clara y contundente, podría enfocarse desde dos puntos de vista diferentes:

- ✓ **Desde el punto de vista de Rendimiento:** es decir, el que procura minimizar las pérdidas de energía por calentamiento de los conductores y/o de los equipos de regulación. Según este criterio, tendríamos que diseñar las instalaciones a 48V, ya que cuanto mayor tensión se tenga, menor es la intensidad para un valor de potencia constante. El problema de trabajar a esta tensión es que el sistema de baterías que debe emplearse encarece la instalación.
- ✓ **Desde el punto de vista económico:** es decir, el que procura el mínimo coste de la instalación. Según este criterio, siempre se montaría una instalación de 12 V, con lo que se necesitaría una batería pequeña, pero a costa de tener elevadas intensidades de paso en los conductores y controladores, a medida que aumenta la potencia de la instalación.

Una vez analizados estos planteamientos, parece apropiado encontrar algún parámetro que nos permita relacionar la economía y el rendimiento. Normalmente este parámetro es la intensidad que se calcula que puede producir el generador fotovoltaico (el conjunto de módulos instalados).

$$I_T = I_{CC}N_p$$

I_T : Intensidad de Corriente Máxima que se espera recibir del generador solar

I_{CC} : Intensidad de Cortocircuito de un módulo

N_p : Número de grupos o módulos en paralelos.

Como hay que escoger entre rendimiento y economía, siempre que sea posible se trabajará con conductores estandarizados y con reguladores de baja intensidad, para lo cual se trabajará con la tensión más baja posible, siempre y cuando la intensidad máxima no supere demasiado los 50 A. A partir de este valor, habría que aumentar la tensión (de 12 V a 24 V o de 24 V a 48 V) con tal de mantener la intensidad en niveles bajos. A partir de los 48 V, las condiciones de diseño varían, ya que un aumento de tensión ha de estar justificado debido a los peligros y problemas legales que conlleva.

Características de los módulos fotovoltaicos

• Parámetros eléctricos que definen un módulo FV

Los parámetros que definen el comportamiento fotovoltaico del módulo son los siguientes, y se obtienen bajo condiciones estándar de medida (CEM: 1 kW/m², 25 °C, AM 1,5)

- ✓ **Corriente de Cortocircuito (I_{CC} o I_{sc}):** Se mide la corriente entre los bornes de un módulo, cuando este se cortocircuita ($V = 0$). La intensidad de cortocircuito de un módulo es igual a la de una de sus células multiplicada por el número de filas conectadas en paralelo. Es la máxima intensidad que se puede obtener de un módulo. Experimentalmente se puede medir con un amperímetro (impedancia muy pequeña) conectado a la salida de los bornes del módulo FV. El valor varía de forma proporcional en función de la radiación solar a la cual la célula o el módulo están expuestos.
- ✓ **Tensión Nominal (V_n):** Es el valor de la tensión a la cual trabaja el panel.
- ✓ **Tensión en Circuito Abierto (V_{ca} o V_{oc}):** Es la máxima tensión que se mediría entre los bornes de un módulo si se dejaran los terminales en circuito abierto ($I = 0$). Esta medida se toma conectando un voltímetro en paralelo cuando no exista carga conectada entre sus extremos. El valor de la medida

es mayor que la tensión nominal del módulo. La tensión de circuito abierto de un módulo es la de cada una de sus células multiplicada por el número de células conectadas en serie.

- ✓ **Intensidad de Potencia Máxima (I_{pmax}):** Es el valor de la corriente que puede suministrar el modulo cuando trabaja a máxima potencia.
- ✓ **Tensión de Potencia Máxima (V_{pmax}):** Es el valor de la tensión cuando la potencia es máxima (cuando el modulo está suministrando la máxima intensidad de corriente).
- ✓ **Potencia Máxima (P_m):** Es el máximo valor obtenido al multiplicar I_{pmax} (intensidad cuando la potencia es máxima o corriente en el punto de máxima potencia) y V_{pmax} (tensión cuando la potencia también es Máxima o tensión en el punto de máxima potencia). También se le llama Potencia de Pico del módulo (W_p).

Curvas características V-I

Todo generador tiene una curva típica para la potencia de salida en función de la corriente de carga y los módulos fotovoltaicos no son una excepción. La curva V/I de un módulo FV proporciona, indirectamente, la relación mencionada, ya que asocia los valores de V e I para diferentes cargas. Si se conecta una cierta carga eléctrica al módulo, el punto de trabajo vendrá determinado por la corriente I y la tensión V existentes en el circuito. Estos habrán de ser menores que los I_{sc} y V_{oc} definidos anteriormente.

La potencia (P) que el módulo entrega a la carga está determinada por $P=IV$, la potencia disponible en un módulo fotovoltaico en un punto cualquiera de la curva se expresa en vatios.

El cortocircuito se produce en un punto de la curva donde la tensión es cero. En el punto de cortocircuito, la potencia de salida es cero, ya que la tensión es cero.

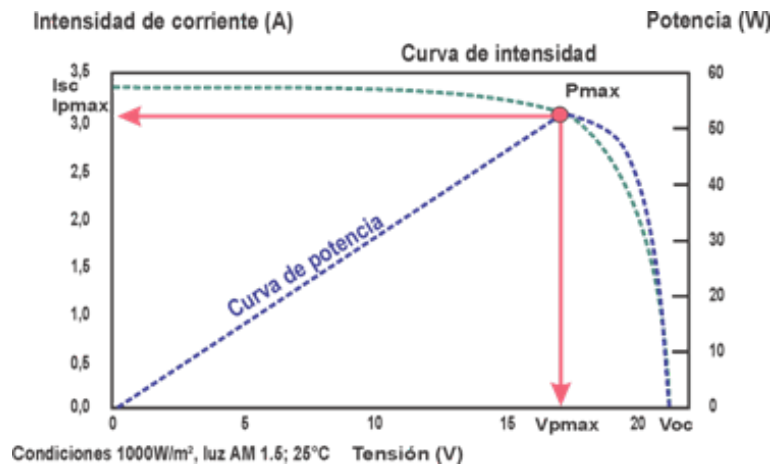


Figura 29. Curvas características V-I

El circuito abierto se produce cuando la corriente es cero. En el punto de circuito abierto la potencia de salida también es cero, pero ahora es porque la corriente es cero.

La intensidad, en amperios se representa en el eje vertical (Eje Y) y la tensión, en voltios, en el horizontal (Eje X).

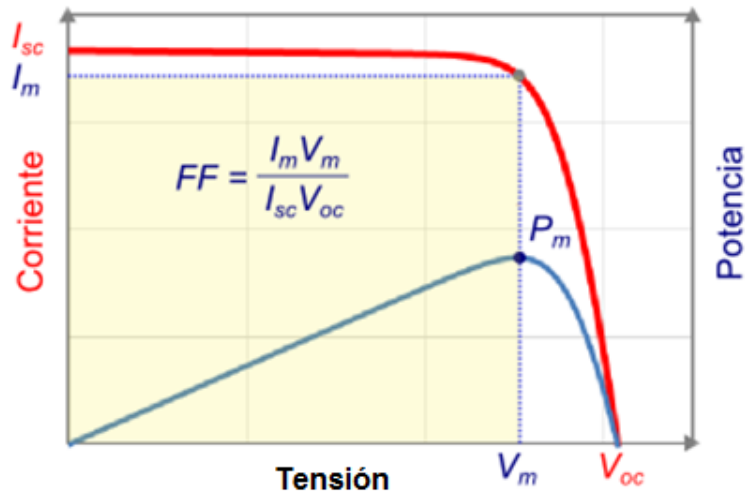


Figura 30. Curva característica V-I-P

Curvas V-I (en función de la irradiancia)

El comportamiento eléctrico de un módulo varía además con la irradiación solar. La corriente proporcionada por un módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la energía solar recibida. La intensidad aumenta con la radiación, permaneciendo la tensión más o menos constante, por lo tanto, habrá aumento de potencia.

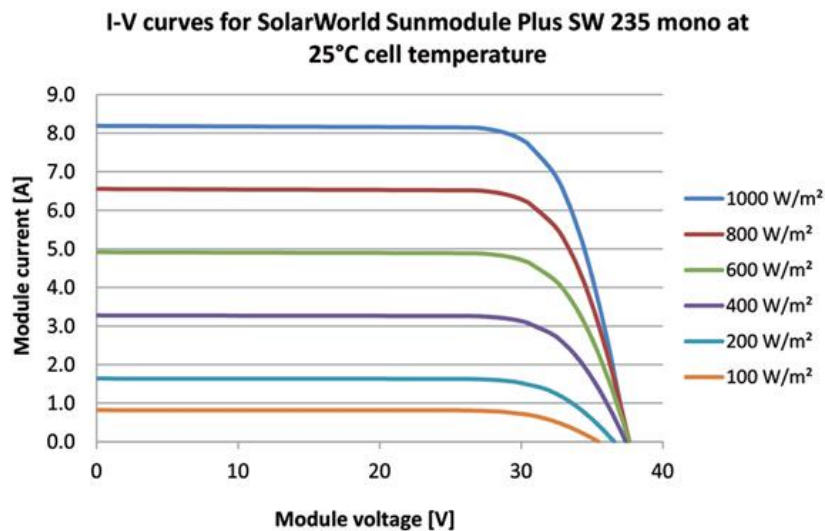


Figura 31. Curva característica en función de la irradiancia

Curvas V-I (en función de la temperatura)

La exposición al sol de las células provoca su calentamiento, lo que lleva aparejados cambios en la producción de electricidad; así, la tensión generada varía de forma inversamente proporcional a la temperatura de las células, sin que esto provoque cambios significativos en la corriente de salida. Altas temperaturas en el módulo reducen la tensión aproximadamente de 0,04 a 0,1 voltios por cada grado centígrado que sube la temperatura. Por esta razón, los paneles FV no deberían ser instalados directamente sobre una superficie, sino que debe permitirse al aire circular por detrás de cada módulo para que su temperatura no suba. Es necesario un espacio de unos 10 cm para proporcionar una ventilación

adecuada. La temperatura de las células es superior a la temperatura ambiente, por el calentamiento a la que la somete la radiación solar.

La radiación y la temperatura ambiente experimentan además otro tipo de variaciones debidas a factores diurnos y estacionarios.

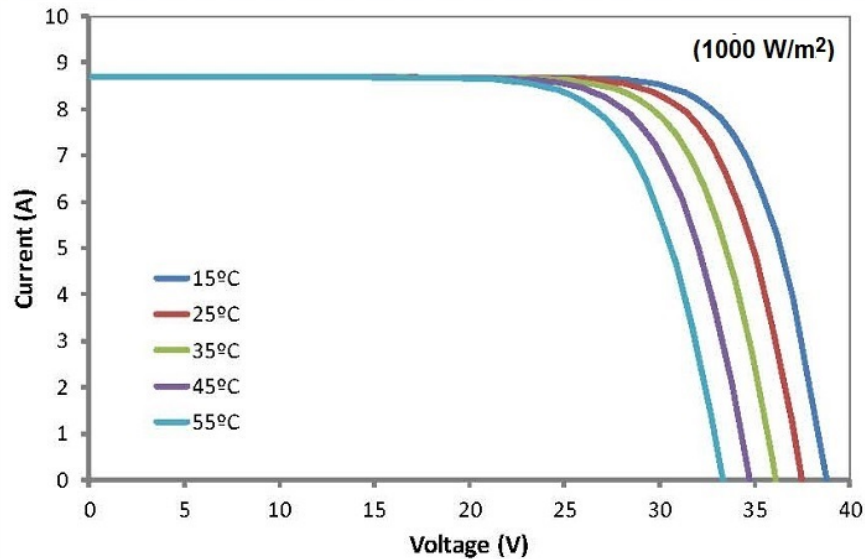


Figura 32. Curva característica en función de temperatura

Baterías

Las baterías (o acumuladores), sirven para acumular la energía que los módulos, paneles y sistemas FV generan diariamente, y así poderla usar en horas donde la energía consumida es superior a la generada, como sucede de noche. Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el dispositivo fotovoltaico puede entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de 4 a 6 veces su corriente nominal durante unos pocos segundos. Además, el acumulador proporciona una tensión estable y constante independientemente de las condiciones de incidencia luminosa, que es lo más adecuado para el funcionamiento de los aparatos eléctricos.

El acumulador que ha de ser usado para aplicaciones solares debe cumplir unas condiciones básicas, como son:

- ✓ Aceptar todas las corrientes de carga que suministre el panel solar
- ✓ Mantenimiento nulo o mínimo
- ✓ Fácil Transporte e instalación
- ✓ Baja auto descarga

- ✓ Rendimiento elevado
- ✓ Larga vida

Una batería está constituida por uno o varios elementos electroquímicos capaces de transformar una energía potencial química en energía eléctrica. Cuando las reacciones químicas que se producen son irreversibles, la batería puede usarse solo una vez y recibe el nombre de *primaria* (por ejemplo, las pilas). Si las reacciones químicas son reversibles y se puede recargar el elemento convirtiendo la energía eléctrica en química, la batería es denominada *secundaria* (por ejemplo, las baterías propiamente dichas).

Las baterías se componen esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se produce las reacciones químicas durante los proceso de carga y descarga.

Tipos de baterías

Se encuentran diferentes tipos de baterías en el mercado, pero fundamentalmente se puede hacer dos grandes grupos: las de níquel-cadmio (Ni-Cd) y las de plomo-ácido (Pb-ácido). Las primeras presentan unas cualidades excepcionales, pero debido a su elevado precio se usan con menos frecuencia.

Por el contrario las baterías de plomo-ácido en sus diferentes versiones son las más usadas para las aplicaciones solares, adoptándose a cualquier corriente de carga y teniendo un precio razonable.



- **Baterías de Plomo-Ácido (Pb-Ácido)**
Este tipo de baterías se aplican ampliamente en los sistemas de generación fotovoltaicos. Más del 90%

Figura 33. Baterías de plomo – ácido

del mercado corresponde a este tipo de baterías, que en general, y siempre que pueda realizarse un mantenimiento, son las que mejor se adoptan a los sistemas de generación fotovoltaica. Están compuestas por dos electrodos inmersos en un electrolito de ácido sulfúrico diluido en agua. El electrolito puede estar en el recipiente en forma de líquido o de gel. Los dos electrodos son uno de *dióxido de plomo* (ánodo) y otro de plomo metálico (cátodo). Existen varios tipos, siendo las de plomo-antimonio (Pb-Sb) y plomo-calcio (Pb-Ca) las más comunes.

- **Baterías de Plomo-Ácido (Pb-Ácido) tipo Gel**

A diferencia de las baterías de plomo-acido, en las que se produce una pérdida de agua durante el ciclo de carga, en las baterías de gel se recombina el oxígeno liberado por las placas positivas con el hidrogeno, a través del electrolito, y por reacción electroquímica se convierte en agua. De esta manera se hace innecesaria la adición de agua durante toda la vida de la batería.

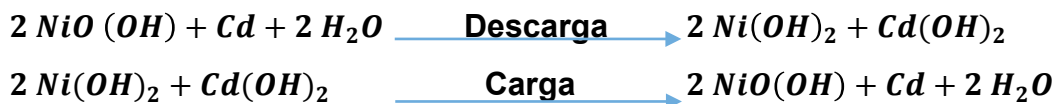


Figura 34. Baterías de plomo - acido tipo gel

- **Baterías de Níquel-Cadmio (Ni-Cd)**

Las baterías de Níquel-Cadmio (Ni-Cd) o alcalinas, tiene una estructura física similar a las de plomo-ácido. Las placas son de acero inoxidable, con depresiones donde se coloca el material activo y en lugar de plomo, se utiliza hidróxido de níquel para las placas positivas y óxido de cadmio para las negativas. El electrolito es hidróxido de potasio, que forma parte del proceso químico como conductor, y que suele ser una disolución acuosa al 20%. Se requiere una fina capa de aceite en la superficie superior para evitar su oxidación por el oxígeno del ambiente.

Durante la descarga el oxígeno pasa de la placa positiva a la negativa, dando lugar a óxido de cadmio. Es durante la carga cuando el oxígeno vuelve a pasar de la placa negativa a la positiva.



El electrolito juega un papel de mero conductor, motivo por el que apenas sufre, todo lo contrario que en las baterías de plomo, no siendo peligroso, ya que no es ácido y además no produce el típico fenómeno de *sulfatación*.



Figura 35. Baterías de níquel- cadmio

Las materias activas se encuentran en las placas en forma de polvo, contenidos en bolsas de fleje de acero perforado. Las placas positivas y negativas están separadas de tal forma, que las burbujas de gas que se desprenden al final de la descarga ascienden libremente a lo largo de la placa ejerciendo una libre circulación del electrolito, lo que evita la formación de puentes entre las placas, que son la causa de deterioro.

Especificaciones eléctricas

Las especificaciones eléctricas de una batería indican sus condiciones de trabajo. Las principales son: **tensión, capacidad y profundidad de descarga.**

Tensión

La unidad de construcción básica de una batería de plomo-acido es la celda de 2 V. Dentro de la celda, la tensión real de la batería depende de su estado de carga, si está cargando, descargando o en circuito abierto. En general, la tensión de una celda varía entre 1,75 V y 2,5 V, siendo el promedio los 2 V, tensión que se suele llamar nominal de la celda. Cuando las celdas de 2 V se conectan en serie (positivos con negativo) las tensiones de las celdas se suman, obteniéndose de esta manera, baterías de 4, 6, 12 V, etc....

Si las baterías están conectadas en paralelo (positivo con positivo y negativo con negativo) las tensiones no cambian, pero se sumarán sus capacidades de corriente. Solo se deben conectar en paralelo baterías de igual tensión y capacidad.

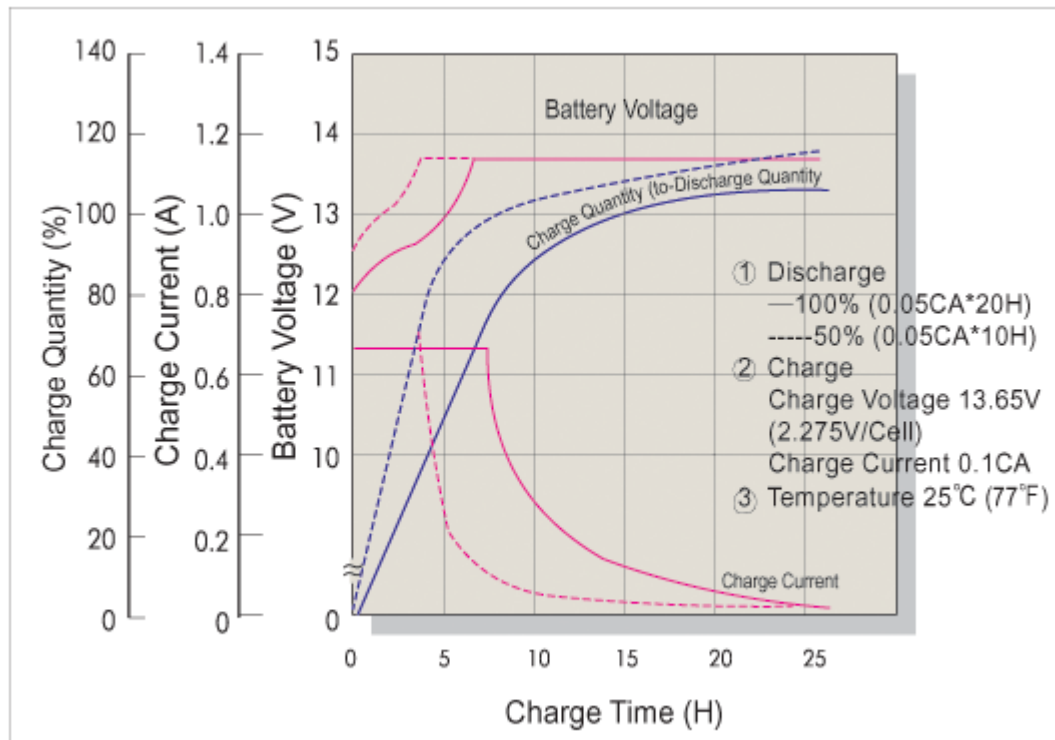


Figura 36. Curva característica de voltaje en las baterías

Capacidad

Es la cantidad de energía que puede suministrar la batería en unas determinadas condiciones de trabajo. Se expresa en amperios-hora (Ah). La capacidad de almacenaje de energía de una batería depende de la velocidad de descarga. Teóricamente una batería de 200 Ah puede suministrar 200 A durante una hora, o 50 A durante 4 horas, etc..., pero existen factores que pueden hacer variar la capacidad de la batería. En general si la batería se descarga a un nivel más lento, su capacidad aumentará ligeramente, si el ritmo es más rápido la capacidad se reducirá. Cuanto mayor es el tiempo de descarga, mayor es la cantidad de energía que la batería entrega. Un tiempo de descarga típico en sistemas fotovoltaicos es 100 h. También al igual que para módulos solares puede definirse la tensión de circuito abierto y la tensión en carga. Las baterías tienen una tensión nominal que suelen ser de 2, 6, 12, 24 V, aunque siempre varíe durante los distintos procesos de operación. Es importante la tensión de carga que es la tensión necesaria para vencer la resistencia que opone el acumulador o ser cargado.

La capacidad se ve influenciada por la temperatura de la batería y la de su ambiente. Si una batería se cataloga a una temperatura de 25 grados, temperaturas más altas provocarían un ligero aumento de su capacidad, pero esto último puede incrementar la pérdida de agua, disminuyendo así el número de ciclos de vida de la batería.

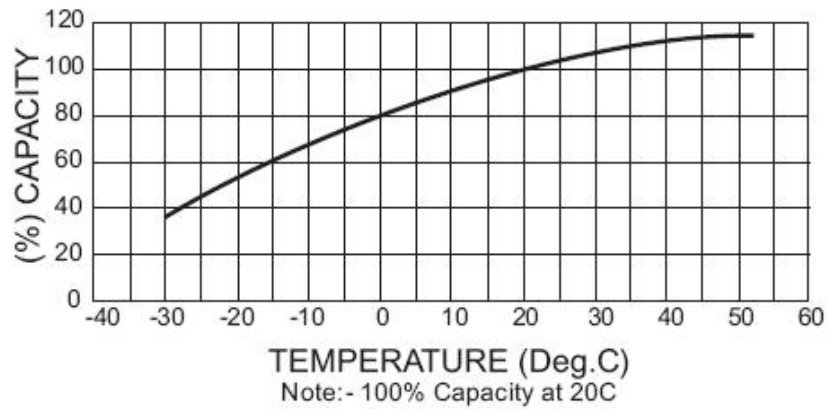


Figura 37. Capacidad de las baterías vs temperatura



Figura 38. Ciclo de vida vs profundidad de descarga en baterías

Profundidad de descarga

Es la cantidad expresada en tanto por ciento, que representa el cociente entre la carga extraída y la capacidad nominal de la batería, o sea, lo que se ha descargado de una batería en proceso de descarga. Pueden ser descargas superficiales del 20% o descargas profundas, que llegan al 80%. Para aplicaciones fotovoltaicas se fabrican baterías que soportan descargas de hasta un 80% de capacidad, sin dañarse.

La profundidad de descarga afecta a la vida de las baterías de forma que cuanto mayor es la descarga, menor es el número de ciclos de carga que la batería puede tener. Para la mayoría de los tipos de baterías, un acumulador que queda totalmente descargado, puede quedar dañado seriamente y perder gran parte de su capacidad de carga. Por lo general, las baterías son la parte más delicada de un sistema solar fotovoltaicos y la primera en ser reemplazada. Las baterías deben permanecer en un lugar fresco, bien ventilado, y fuera del alcance de los niños y personas inexpertas, ya que son peligrosas. Los fabricantes suelen indicar los ciclos de vida de las baterías, que es el número de veces que es posible cargar completamente la batería durante su vida útil.

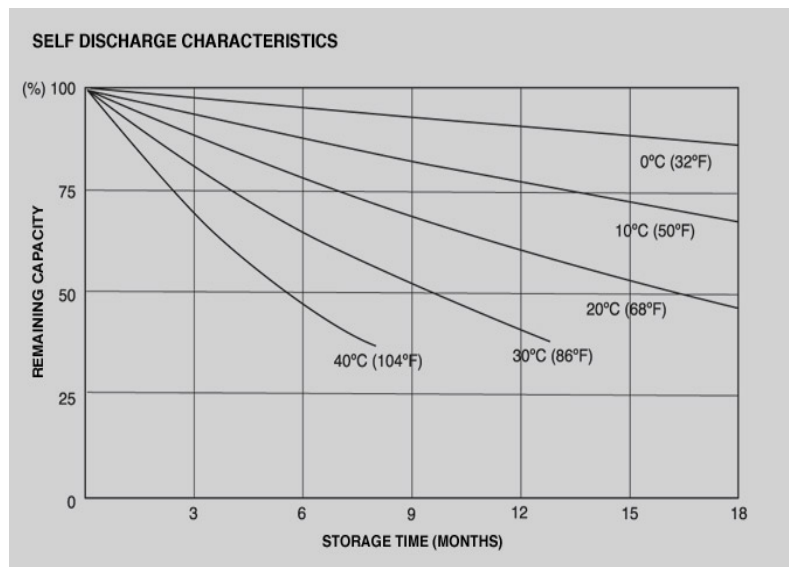


Figura 39. Curva de profundidad de descarga

CONTROLADORES DE CARGA

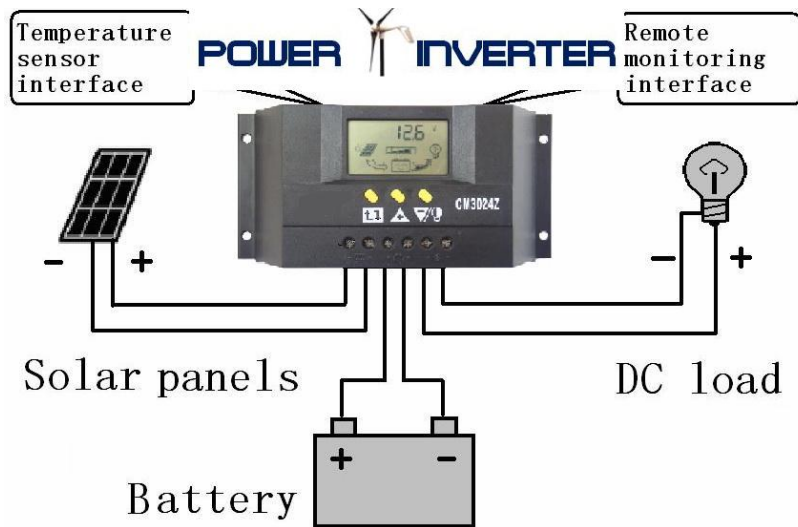


Figura 40. Controladores de carga

Teniendo en cuenta que la energía solar es variable y estacional, es de suma importancia disponer de un elemento que permita controlar la relación que establecen batería y sistema generador FV. Supongamos que el consumo es fijo durante todos los días del año. Cuando se calcula el número de módulos solares necesarios, se hace tomando como base la radiación invernal para asegurar el correcto funcionamiento del sistema, ya que esa es la peor época.

Pero cuando llega el verano, el valor de la radiación puede duplicarse, por lo que la producción será el doble de la calculada para el invierno, mientras el consumo es el mismo. Si no existiera un sistema regulador, se produciría un exceso de corriente que sería capaz de hacer hervir el electrolito con la consiguiente pérdida de agua y deterioro del grupo acumulador, al no estar limitada la tensión.

El regulador o controlador de carga, es el equipo que se encarga del consumo directo de los módulos, las baterías y la carga de estas, evitando sobrecargas o descargas profundas, y alargando así su vida útil. También genera alarmas en función del estado de dicha carga. Los reguladores se instalan entre el sistema generador y las baterías, tomando de estas la energía para su funcionamiento.

Existe una amplia gama de reguladores, los más simples son más económicos y los más complejos disponen de más funciones, como la visualización de datos por pantalla LCD o la conexión a sistemas informáticos. Los reguladores actuales

introducen microcontroladores que analizan el estado de carga de las baterías, su temperatura y la tensión, y aplican esa información a la unidad de control del regulador para modificar las condiciones de carga. Su programación elaborada permite un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permitiendo la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especiales. Incluso los hay que memorizan datos que permite conocer cuál ha sido la evolución de la instalación durante un tiempo determinado.

Las prestaciones más habituales de los reguladores de carga que se usan en instalaciones solares autónomas (que son las que tienen acumuladores), son las siguientes:

- ✓ **Protección contra descarga del acumulador:** Esta es la función básica del regulador, ya que así se evita que la batería se caliente, que pierda agua el electrolito y que las placas se oxiden.
- ✓ **Alarma por batería baja:** Consiste en indicadores sonoros o luminosos que indican que el acumulador está siendo descargado. A partir de este momento el usuario tiene la posibilidad de reducir su consumo evitando una descarga perjudicial y excesiva del acumulador.
 - ✓ **Desconexión por baja batería:** Esta función hace que el regulador corte el suministro de corriente eléctrica para consumo si el nivel de carga del acumulador es demasiado bajo y, por tanto, existe peligro de una descarga profunda, lo que originaría problemas de sulfatación.

Existen dos tipos de reguladores de carga, los lineales y los conmutados.

Reguladores lineales

- ✓ Dependiendo de cómo se instala el elemento activo de **regulación**, los reguladores lineales se clasifican en reguladores serie y reguladores en paralelo. En ambos casos el elemento regulador es por resistencia variable en la que se disipa la energía sobrante que produce el panel. El elemento regulador está constituido generalmente por transistores unipolares tipo MOS o MOSFET. Los reguladores lineales se emplean en sistemas de pequeña potencia.

Reguladores Serie

Los reguladores en serie realizan la función de desconectar el panel de las baterías cuando se logra el estado de plena carga. Es equivalente a un interruptor conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia, del orden de $m\Omega$, desde el grupo de módulos solares al sistema de baterías durante la carga y un circuito abierto entre ambos (grupos de paneles y baterías) cuando las baterías se encuentran plenamente cargados.

Como elemento regulador se emplea un dispositivo semiconductor (normalmente transistores de potencia bipolares) capaz de conducir la corriente deseada en la carga, de soportar la diferencia de tensión entre la entrada y la salida, y que está provisto de un sistema térmico capaz ceder al ambiente el calor generado por efecto Joule por la pérdida de potencia, sin alcanzar una temperatura peligrosa para la estructura.

Este elemento es gobernado por un circuito de control que, comparando constantemente la tensión de las baterías con una tensión de referencia, entrega al regulador una señal para permitir o impedir el paso de corriente. En los reguladores en serie, la energía sobrante, disipada intencionadamente en forma de calor, aumenta en proporción directa con la carga a que es sometida la fuente.

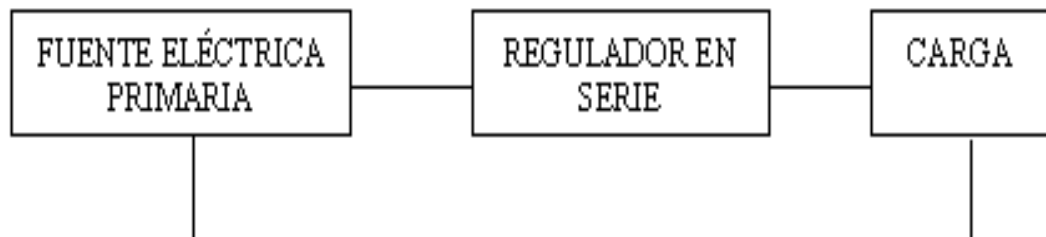


Figura 41. Reguladores en serie

Reguladores en Paralelo o Shunt

Los reguladores tipo paralelo detectan la tensión en bornes de la batería y cuando el potencial alcanza un valor establecido de antemano crean una vía de baja resistencia para el grupo solar FV, derivando con ello la corriente y apartándola de las baterías. Un diodo en serie, interpuesto entre el regulador y la batería, impide que la corriente de la batería retorne a través del regulador al sistema generador FV. Los reguladores tipo paralelo han de disipar toda la corriente de salida del panel cuando el sistema de baterías alcanza el estado de plena carga. Esto resulta una tarea razonable cuando los sistemas eléctricos solares son pequeños, pero con los grandes sistemas se requieren disipadores de grandes dimensiones o disipadores menores múltiples, lo que conduce a problema de fiabilidad y de costo elevado.

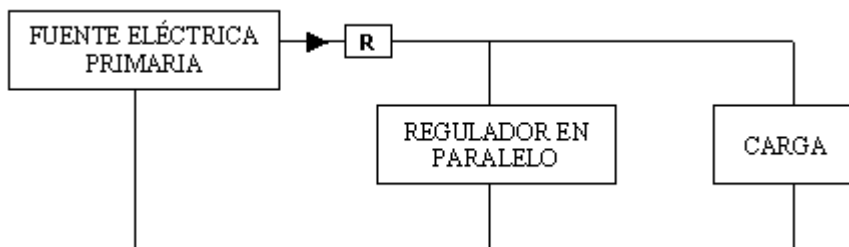


Figura 42. Reguladores en paralelo

Luego, puede decirse, que estos reguladores son rentables aplicándolos cuando la potencia de los módulos no sea excesivamente grande, ya que su precio puede equipararse entonces a reguladores tipo serie con mayores prestaciones y capaces de manejar una mayor corriente procedente del grupo fotovoltaico.

Otra característica de los reguladores en paralelo, es que impide que las variaciones de la corriente de carga aparezcan en la fuente primaria lo que proporciona una facultad de aislamiento.

Estos tipos de reguladores, está hoy en día en desuso, ya que el avance en los microprocesadores y microcontroladores, y la electrónica en general, ha facilitado el diseño de equipos más compactos y con más prestaciones que las que ofrecen aquellos, con un coste más reducido y la posibilidad de alojarlos en cajas estancas, cosa que no se puede hacer en el caso de reguladores shunt, puesto que disipan calor y en consecuencia debe dejarse una salida para su evacuación.

En los reguladores en paralelo, la energía disipada en el regulador disminuye cuando aumenta la carga. Además el regulador en paralelo presenta frente al regulador en serie un elemento más que también disipa calor, la resistencia R, por la que circulan las corrientes del regulador y de la carga. Esto provoca que para una entrada y salida determinadas y una carga idéntica, la fuente primaria del regulador en paralelo entrega una potencia constante que, independientemente de que se disipe en el elemento regulador o en la carga, es siempre mayor a la que es entregada a un regulador en serie en las mismas condiciones si se exceptúa el caso de carga máxima con entrada mínima, en que ambas fuentes disipan la misma potencia. En definitiva, el regulador en paralelo tiene un rendimiento inferior a su equivalente en serie.

Convertidores e inversores

Los convertidores e inversores son elementos que permiten adaptar las características de la corriente generada por un sistema FV a la demanda total o parcial de las aplicaciones.

Convertidores

En determinadas aplicaciones que trabajan en corriente continua, no es posible hacer coincidir las tensiones proporcionadas por el acumulador con la solicitada por todos los elementos de consumo. En estos casos la mejor solución es un convertidor de tensión continua/continua (CC/CC).



Figura 43. Convertidor CC/CC

Mediante el uso de convertidores CC/CC, la descarga de batería se consigue, para el equipo que usa el convertidor, a una tensión totalmente estable que favorecerá el perfecto funcionamiento de este, sobre todo si se trata de algún equipo electrónico de precisión.

En un convertidor CC/CC la corriente continua es transformada a corriente alterna mediante el uso de un inversor, y una vez que este cambio está realizando, se eleva o reduce la tensión mediante un transformador hasta el valor adecuado, para volver a convertirla a corriente continua. De esta forma se consigue la tensión adecuada, con la ventaja del aislamiento galvánico que produce el transformador. Todos estos procesos conllevan una cierta pérdida de rendimiento que debe ser tomada en cuenta en los cálculos del consumo del sistema FV. El dato del rendimiento deberá figurar en las especificaciones del fabricante.

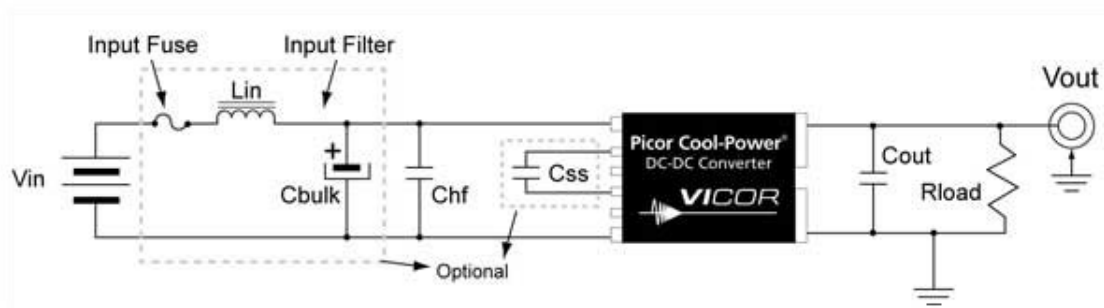
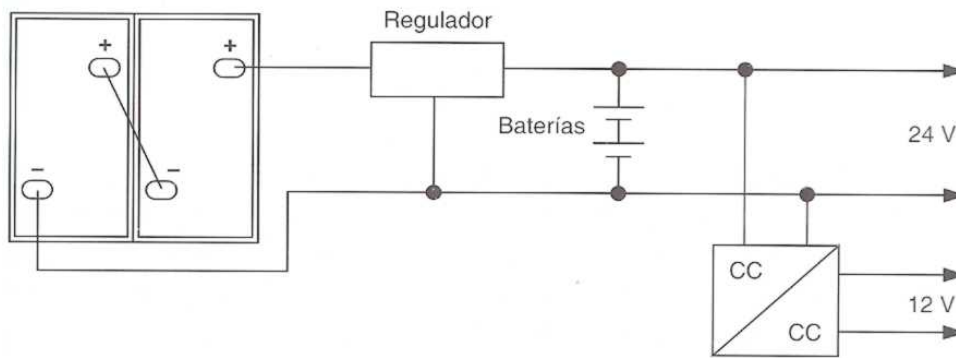


Figura 44. Diagramas de conexión para inversores

Inversores

Los convertidores CC-CA permiten transformar la corriente continua de 12 V o 24 V que producen los paneles y almacena la batería, en corriente alterna de 120 V o 220 V, como la que normalmente se utiliza en los lugares donde llega la red eléctrica tradicional. Esto permite usar los aparatos eléctricos convencionales diseñados para funcionar a este tipo de corriente, en vez de otros (difíciles de encontrar y más caros debido a la escasa distribución que tienen) que funcionen en CC. Además, si el sistema FV está conectado a una red pública de distribución de energía eléctrica, también debe suministrarle corriente alterna.

Algunos paneles, los llamados módulos de CA, llevan el inversor integrado en su parte posterior como se muestra en la siguiente figura.



Figura 45. Módulo de CA con inversor integrado

Un convertidor CC/CA consta de un circuito electrónico realizado con transistores o tiristores (dispositivos electrónicos que actúan a modo de interruptores), que corta la corriente continua, alternándola y creando una onda de forma cuadrada. Este tipo de onda puede ser utilizada, después de haberla hecho pasar por un transformador que la eleve de tensión, teniendo entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien puede ser filtrada y obtenerse una forma de onda sinusoidal igual a la de red eléctrica.



Figura 46. Convertidor 5000w

Existen otros tipos de convertidores más sofisticados, entre ellos los que en vez de crear una onda cuadrada crean una especie de escalera que sigue la forma de la senoide, siendo entonces mucho más fácil, llega a la onda sinusoidal mediante un filtro menos complicado que el usado en el caso de una onda cuadrada. Para muchas aplicaciones solares es suficiente utilizar convertidores de onda cuadrada, pues las cargas no son especialmente sofisticadas (luces incandescentes, pequeños motores, etc...) y presentan habitualmente un rendimiento más elevado ya que al no existir filtro las pérdidas son más pequeñas.

Como contrapartida a esta transformación que realizan los convertidores, se produce una pérdida de energía en el mismo.

Tipos de inversores, Se puede distinguir entre:

- Inversores de Conmutación natural
- Inversores de Conmutación forzada
- De salida escalonada
- De modulación de anchura de impulsos (PWM)
- Inversores de conmutación natural

Los inversores de conmutación natural se aplican a sistemas conectados a la red eléctrica, y mediante la conmutación se controla el flujo de energía en el sentido deseado. También son conocidos como “inversores conmutados por la red”. Actualmente están siendo remplazados por los inversores de conmutación forzada tipo PWM, conforme se desarrollan los transistores de tipo IGBT (transistor bipolar de puerta aislada), que virtualmente no causan pérdidas de conmutación, para mayores niveles de tensión y corriente.

Inversores de conmutación forzada

En los inversores de conmutación forzada o autoconmutados, (o sea, la conmutación forzada) se refiere a que la apertura y cierre, son forzados por el sistema de control. Pueden emplearse en sistemas FV aislados.

Pueden ser de salida escalonada (onda cuadrada) o de modulación por anchura de pulsos (PWM), con los que se pueden conseguir salidas prácticamente senoidales y por tanto, con poco contenido de armónicos. Los inversores de salida escalonada contienen armónicos que producen pérdidas de potencia y reducen su rendimiento por debajo del 80%, sobre todo si trabajan alejados de la carga nominal.

Los inversores de anchura de pulsos (o inversores de onda senoidal modificada) sintetizan la onda con una cantidad mayor de pulso por medio ciclo. El ancho de la onda es modificado para que este se acerque lo más posible a una onda senoidal. Esto reduce en gran medida el contenido de los armónicos, siendo menor que en la onda cuadrada. Con los inversores tipo PWM se consiguen rendimientos por encima del 90%, incluso con bajos niveles de carga.

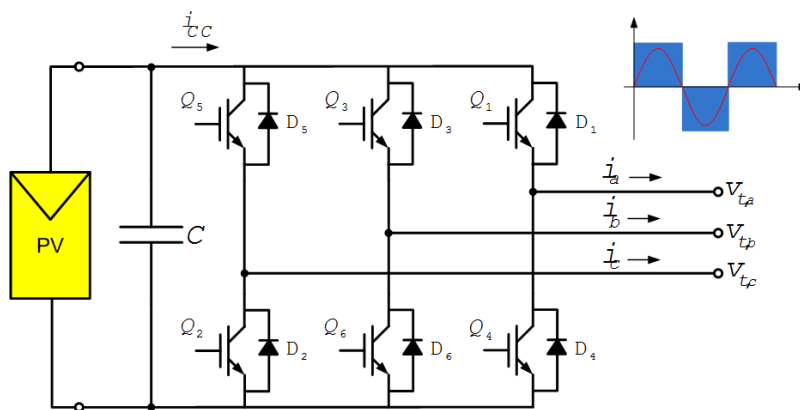


Figura 47. Inversor de conmutación forzada

Parámetros y características

Las principales características que definen un inversor son:

Las tensiones nominales de entrada y salida del inversor que se deben adaptar a las del sistema. El inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones, ya que la tensión de entrada no corresponde a un valor fijo. La tensión de salida no será superior a un 5% de la tensión nominal de salida en inversores de onda senoidal, ni a un 10% en los inversores de onda cuadrada.

La potencia nominal de salida que corresponde al régimen en funcionamiento continuo del circuito de salida del inversor y oscila típicamente entre 100 y 5000 W. A veces, como durante la puesta en marcha de determinados elementos de consumo, la potencia de salida es superior a la nominal durante un tiempo (potencia de sobrecarga o pico), el inversor deberá soportar las siguientes sobrecargas: 160% de la potencia nominal durante 1 minuto, 140% de la potencia nominal durante 3 minutos, y 120% de la potencia nominal durante 10 minutos.

La eficiencia, próxima al 85%. Es la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega y la que consume del generador o las baterías. La eficiencia de un inversor no es constante y depende del régimen de carga al que esté sometido. Para regímenes de carga próximos a la potencia nominal, la eficiencia es mayor que para regímenes de carga bajos.

La capacidad de sobrecarga y de protección térmica es la capacidad de suministrar una potencia superior a la nominal y el tiempo que esta situación puede mantenerse. Es muy útil en instalaciones donde hay motores, ya que en el momento de arrancar puede multiplicarse la potencia necesaria para el funcionamiento nominal, aunque no más de unos segundos. En el momento de poner en marcha cualquier motor (máquina, bomba o compresor), este consume un pico de corriente que puede estar, entre tres y cinco veces la intensidad de corriente nominal.

La forma de onda que tiene la señal a la salida del inversor. La conversión de CC en CA puede realizarse de diversas formas, la mejor, depende de cuánto ha de parecerse a la onda senoidal ideal. Hay diversas posibilidades:

Inversores de onda cuadrada. La mayoría de los inversores funcionan haciendo pasar la corriente continua a través de un transformador, primero en una dirección y luego en otra. El dispositivo de conmutación que cambia la dirección de la corriente debe actuar con rapidez alternándose en una frecuencia de 60 ciclos por segundo. La dirección del flujo de corriente a través del primario del transformador se cambia muy bruscamente, de manera que la forma de onda del secundario es "cuadrada".

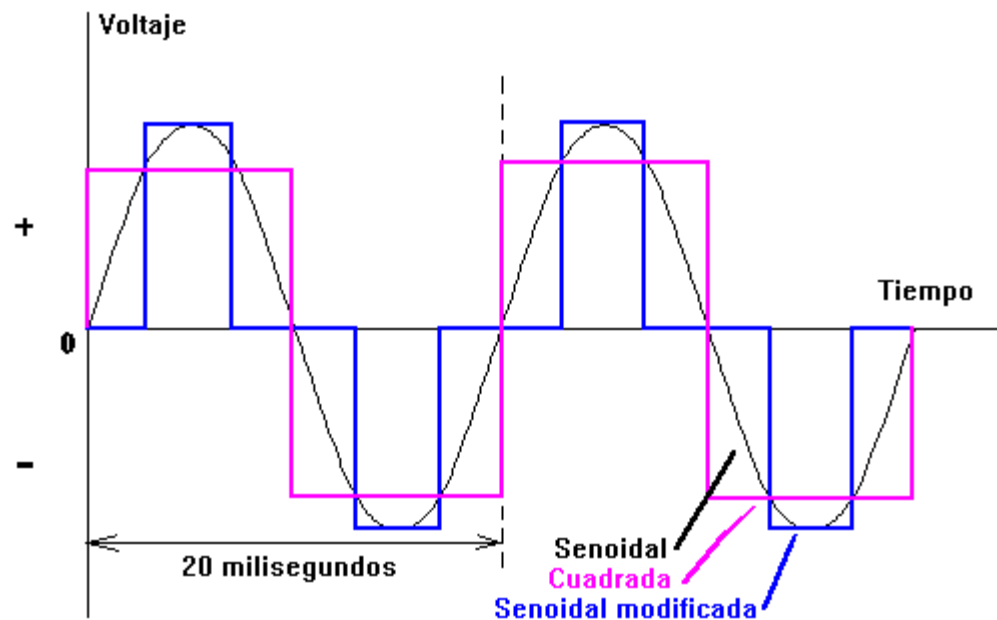


Figura 48. Inversor de onda cuadrada

Los inversores de onda cuadrada son más baratos, pero normalmente son también los menos eficientes. Producen demasiados armónicos que generan interferencias (ruidos), sobre todo en aparatos de radio y telefonía. La principal aplicación que tienen es la alimentación de circuitos de iluminación y cargas resistiva. Si se desea corriente alterna únicamente para alimentar un televisor, un computador o un aparato eléctrico pequeño, se puede utilizar este tipo de inversor. La potencia de este dependerá de la potencia nominal del aparato en cuestión.

Inversores de onda senoidal pura. Con una electrónica más elaborada se puede conseguir una onda senoidal pura. Hasta hace poco tiempo estos inversores eran grandes y caros, además de ser poco eficientes (a veces solo un 40% de

eficiencia). Últimamente se han desarrollado nuevos inversores senoidales con una eficiencia del 90% o más, dependiendo de la potencia. La incorporación de microprocesadores de última generación permite aumentar las prestaciones de los inversores con servicios de valor agregado como: telecontrol, cómputo de energía consumida, selección de batería, etc.... Son más estables, no soportan demasiadas sobrecargas y normalmente no generan interferencias ni incompatibilidades. Sin embargo su costo es mayor que el de los inversores menos sofisticados.

Puesto que solo los motores grandes de inducción y los más sofisticados aparatos o cargas requieren una forma de onda senoidal pura, normalmente es preferible usar inversores menos caros y más eficientes. Dentro de poco tiempo el costo de los inversores senoidales se acercará al de los otros, popularizándose su instalación.

Inversores de onda modificada (trapezoidal). Utilizan técnicas de modulación de ancho de impulsos (PWM). El ancho de la onda es modificado de manera inteligente para acercar la forma de onda a la senoide, pero, a menudo, está más próxima a la onda cuadrada que a la senoidal. El contenido de armónicos es menor que en la onda cuadrada. Soportan bien las sobrecargas y pueden generar interferencias y ruidos en las telecomunicaciones.

Aunque son más caros, son los más habituales a causa de que ofrecen una mejor relación calidad/precio. Los inversores de onda senoidal modificada además de producir un tipo de onda de salida adecuada para la conexión de iluminación, televisión o variadores de frecuencia, tiene un rendimiento muy elevado (superior al 95%), con lo que apenas se producen pérdidas en la conversión CC/CA. Gracias a esto, es posible disponer de corriente alterna para toda la carga de la instalación.

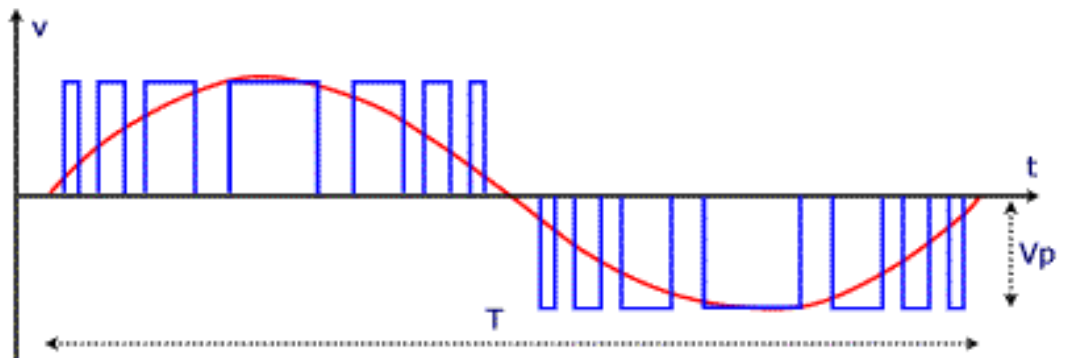


Figura 49. Inversor de onda sinusoidal

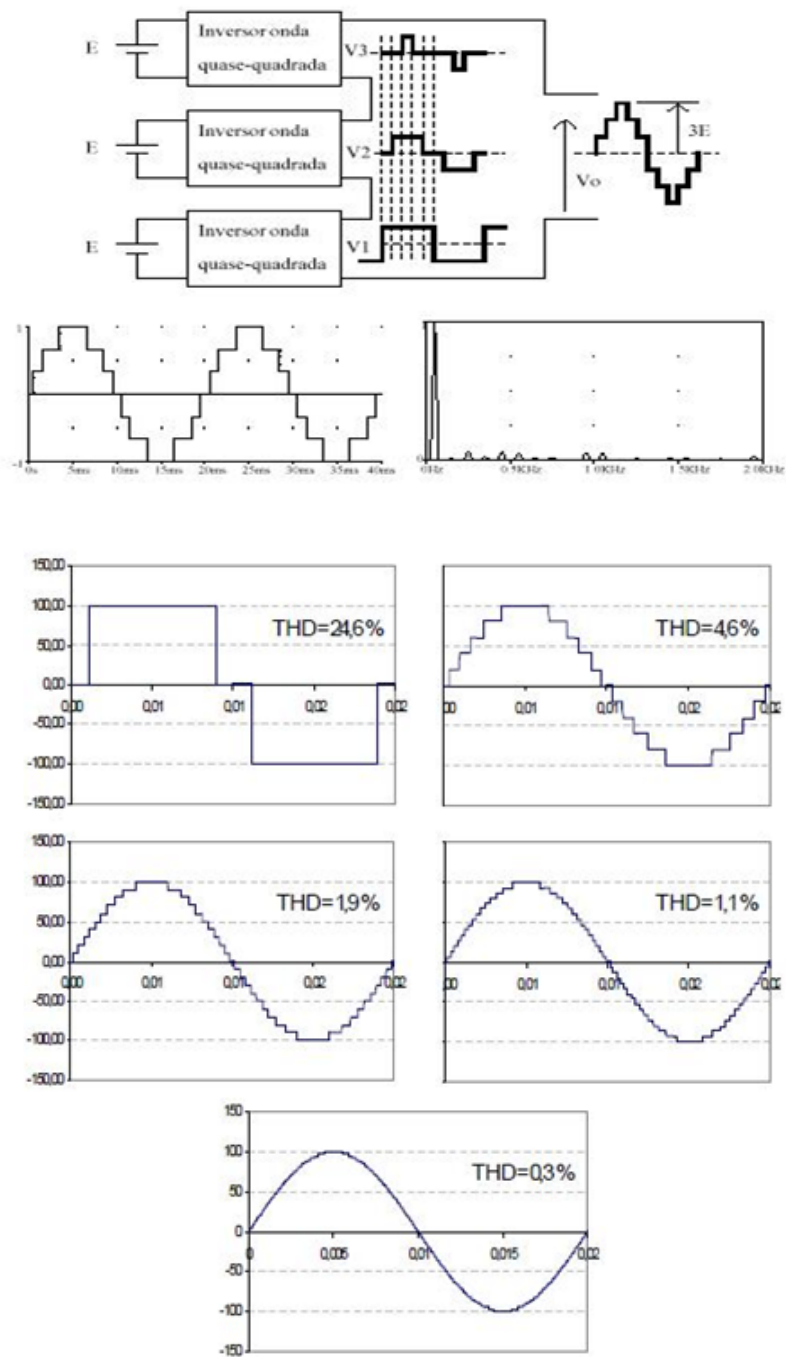


Figura 50. Formas de onda según su THD

La elección adecuada

Los inversores que se usan en instalaciones fotovoltaicas deben cumplir una serie de requisitos:

- Deberán tener una eficiencia alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga.
- No todos los inversores existentes en el mercado cumplen estas características. Sin embargo, es cada vez más sencillo ver equipos específicamente diseñados para cubrir plenamente estas aplicaciones.
- Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobre cargas.
- Incorporar rearme y desconexión automáticos cuando no se esté empleando ningún equipo de corriente alterna.
- Admitir demandas instantáneas de potencia mayores al 200% de su potencia máxima (solo durante un tiempo inferior a 60 segundos).
- Cumplir con los requisitos, que para instalaciones con tensiones AC establece el código eléctrico nacional.
- En cualquier caso la definición del inversor a utilizar debe realizarse en función de las características de la carga. En función de esta última se podrá acudir a equipos más o menos complejos.

Conductores

En las instalaciones FV aisladas, se dan tensiones relativamente bajas y corrientes relativamente altas, por tanto, incluso pequeñas caídas de tensión tienden a ser importantes y puede producir efectos negativos sobre:

La corriente entregada por el generador fotovoltaico (un aumento de la tensión de operación hace que el punto de operación se mueva hacia la región de baja corriente de la curva I/V del generador fotovoltaico).

La regulación de la carga de la batería (debido a las diferencias entre las tensiones reales de la batería y los valores de la tensión en los terminales del regulador de carga).

La vida útil de las lámparas fluorescente (baja tensión de operación).

Por estos cables circulará la corriente total del sistema, incluyendo las pérdidas. En las instalaciones fotovoltaicas se utilizan secciones de cableado superiores a las utilizadas en instalaciones convencionales debido al uso de bajas tensiones continuas (12 V, 24 V, 48 V) y requerimientos de potencia de cierta consideración, y los conductores a emplear tendrán sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos según se establece en el código eléctrico nacional.

Estos cables están expuesto a condiciones ambientales extremas (calor, frío, humedad, rayos ultravioletas, etc...), y en algunos casos, al ataque de roedores.

Los positivos y negativos de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc...) de acuerdo a la normativa vigente.

Para realizar las conexiones deben utilizarse cajas de conexiones estables y con grado de protección IP adecuado. El cableado debe estar protegido contra la humedad, la radiación ultravioleta y otros fenómenos atmosféricos, dado que la instalación se encuentra a la intemperie.

Los sistemas fotovoltaicos, como toda instalación que queda permanente al aire libre, deben estar diseñados para resistir las duras inclemencias meteorológicas (temperaturas ambientales extremas, radiación solar ultravioleta, humedad, resistencia a los impactos...) que condicionan la calidad de los materiales empleados.

Los conductores necesarios deben tener la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Además, esta sección deberá ser suficiente para que soporte la intensidad máxima admisible en cada uno de los tramos.

Hasta hace relativamente poco, y debido a la falta de normalización al respecto, se utilizaban para el cableado y conexionado, cables eléctricos comunes en cualquier otra instalación eléctrica, pero que para los usos en instalaciones fotovoltaicas ofrecían características limitadas. Hoy en día, para el uso específico en instalaciones fotovoltaicas, se recomienda emplear cables del tipo PV ZZ-F, que están especialmente concebidos para tal efecto.



Figura 51. Conductores eléctricos

Los cables PV ZZ-F son cables unipolares con doble aislamiento, que tienen capacidad para transportar corriente continua y soportar tensiones hasta 1800 V de manera eficiente y con gran durabilidad en el tiempo.

Los cables tipo PV ZZ-F ofrecen gran resistencia térmica, además de una gran resistencia climática (rayos UV, frío, humedad...), que se comprueba mediante ensayos de resistencia a la intemperie. También presentan un excelente comportamiento y resistencia al fuego, que se comprueba mediante ensayos específicos de incendio.

Para ello, los materiales empleados para el aislamiento y la cubierta de este tipo de cables son de alta calidad, reticulados, de altas resistencias mecánicas, resistentes también a la abrasión, flexibles y libres de halógenos.

Asimismo, el conductor interior de los cables PV ZZ-F deberá estar estañado, confiriéndose así una mayor resistencia a una posible corrosión por oxidación.

En el siguiente ejemplo se indica el tipo de cable que se va a emplear en los tramos en continua:

Tabla 6. Cables flexibles tipo PV-ZZ-F

CABLES FLEXIBLES TIPO PV ZZ-F
Conductor: Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según EN 60228
Aislamiento: Goma libre de halógenos tipo EI6.
Cubierta: Goma ignifugada tipo EM8, libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio.
Embalaje: Disponible en rollos con film retractilado (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.
Norma Nacional/ Europea: UNE-EN 60332-1 / UNE-EN 50267-1 / UNE-EN 50267-2 / UNE-EN 61034 / NFC 32-070 (C2)

Norma Internacional: IEC 60332-1 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 61034

Características:

 Conductor flexible, clase 5/6	 Temperatura máxima del conductor: 120°C	 Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)	 Radio de curvatura: 3 diámetro exterior
 Resistencia a los impactos: AG2. Impacto medio	 Instalación al aire libre: permanente	 Resistencia al agua: AD7 inmersión	 Resistencia a los ataques químicos: excelente
 Resistente a los rayos ultravioletas	 Resistencia a grasas y aceites: excelente	 Resistencia a la abrasión	 Instalaciones solares fotovoltaicas

Figura 52. Simbología de los diferentes tipos de conductores

Los tramos de cables en corriente continua serán tramos compuestos de dos conductores activos (positivo y negativo) más el conductor de protección.

Para el cálculo de la sección (S) de conductores en corriente continua, como es éste el caso de las instalaciones fotovoltaicas, se empleará la siguiente formulación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta U \cdot K}$$

Donde:

S: es la sección del conductor del cable en continua, en mm²

L: es la longitud del tramo de conductor que se esté considerando, en m

I: es la intensidad de corriente que circula por el conductor, en amperios A

ΔU: es la caída de tensión máxima permitida en el tramo, en voltios V

K: es la conductividad del conductor del cable (56 para Cu y 35 para Al)

En la siguiente tabla se indican los porcentajes de caída de tensión máximas y recomendadas para cada tramo en una instalación fotovoltaica:

PORCENTAJES DE CAÍDA DE TENSIÓN (%)		
Tramo	Máxima	Recomendada
Paneles - Regulador	3%	1%
Regulador - Bomba sumergible	5%	3%

Tabla 7. Porcentajes de caída de tensión

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables alojados. Para la correcta elección del diámetro del tubo protector se utilizará la siguiente tabla. En ella se indican los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores que se alojan en su interior.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Tabla 8. Capacidad de máxima de conductores en un ducto

La correcta elección de la sección del cable conductor es de suma importancia, dado que un mal cálculo podría suponer que la intensidad que circule por el cable sea superior a la admisible según su sección, lo que se traduciría en un calentamiento excesivo del cable que podría dañar su aislamiento y por tanto afectar en la durabilidad del cable, y en caso extremo, incurrir en un peligro real de incendio.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las dos condiciones siguientes:

Criterio térmico: esta condición establece que la intensidad que circule por el cable sea inferior a la máxima intensidad admisible, según su sección.

Caída de tensión máxima permitida en los conductores: mediante este criterio se limitan las pérdidas por caída de tensión en el cable. En este sentido, para los conductores de la instalación donde circule corriente continua la máxima caída de tensión permitida será del 1,5%.

Protecciones

Los elementos que se utilicen como protección (fusibles, magnetotérmicos e interruptores en general y diodos) deben ser adecuados para los valores de tensión y corriente de una instalación fotovoltaica.

Los fusibles se utilizan para evitar sobreintensidades accidentales. Cada aparato suele llevar su propio fusible (irán preferentemente instalados en las líneas de polaridad positiva).

Los magnetotérmicos limitan la intensidad en el circuito de consumo y son como los que se instalan habitualmente en los tableros de distribución, y se dispararán si se conecta algún equipo de excesiva potencia. Es recomendable incluir una protección magnetotérmica en la salida del acumulador y del inversor.

Las protecciones necesarias para instalar en la parte continua, situadas antes del inversor, con objeto de poder detectar y eliminar cualquier incidente en la instalación, garantizando así la protección de los equipos conectados y de las personas, además de las protecciones integradas en el inversor, son:

Protección contra sobrecargas

Una sobrecarga ocurre cuando existe un valor excesivo de intensidad ocasionado por un defecto de aislamiento, una avería o una demanda excesiva de carga.

Una sobrecarga en los cables genera un calentamiento excesivo de los mismos, lo que provoca su daño prematuro, reduciendo su vida útil. Además, una sobrecarga que se prolongue en el tiempo y no sea solucionada, puede terminar ocasionando un cortocircuito en la instalación.

Los dispositivos de protección contra sobrecargas podrán ser, bien un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o un fusible. Pero en general, los dispositivos que se empleen para la protección de la instalación contra sobrecargas, deberán cumplir la siguiente condición:

$$I_b \leq I_n \leq I_{adm}$$



Figura 53. Protección para sobrecargas

Siendo,

I_b , la intensidad de diseño del circuito, según la previsión de cargas

I_n , la intensidad nominal del interruptor

I_{adm} , la máxima intensidad admisible del cable conductor

Protección contra cortocircuitos



Figura 54. Protección para cortocircuitos

El origen para que se produzca un cortocircuito suele estar en una conexión incorrecta o en un defecto de aislamiento. Todo equipo de protección empleado

para limitar la incidencia de un cortocircuito deberá cumplir con las siguientes dos condiciones:

Primero:

- $I_2 \cdot t \leq I_{cu}$ Donde,

I, es la intensidad de disparo

t, es el tiempo de despeje (al producto $I_2 \cdot t$ se le suele llamar energía de paso)

I_{cu}, es la máxima intensidad de cortocircuito soportada por el cable

Y además:

- $PdC \geq I_{sc \text{ máx}}$ Donde,

PdC, es el poder de corte del dispositivo de protección

I_{sc máx}, es la máxima intensidad de cortocircuito prevista en el punto de instalación

En todo caso, para que la protección contra cortocircuitos sea eficaz, se debe cumplir que el tiempo de corte de toda corriente de cortocircuito que se produzca en un punto cualquiera de la instalación, no debe ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.

A la hora de seleccionar un fusible se deberá tener en cuenta los siguientes factores:

- La tensión nominal V_n del fusible, que deberá ser mayor o igual que la tensión de operación de la línea donde se instale
- La intensidad nominal I_n del fusible deberá ser mayor o igual que la máxima corriente esperada en la línea donde se instale
- La intensidad de actuación o ruptura del fusible que deberá operar en un tiempo inferior a 0,1 s
- Que la intensidad de cortocircuito máxima que pueda soportar el fusible sea mayor que la máxima intensidad de cortocircuito esperada en el punto de la línea donde se instale el fusible

Protección contra sobretensiones

Generalmente, una sobretensión en una instalación fotovoltaica para autoconsumo tiene su origen en descargas atmosféricas (rayos) que caen sobre las partes altas de la estructura metálica que soporta los paneles. La protección contra estos fenómenos se realiza instalando pararrayos en las grandes instalaciones y con DPS (Dispositivo de Protección contra Sobretensiones, en inglés SPD Surge Protective Device). Los DPS realmente son unos descargadores de corriente que ofrecen una resistencia de tipo inversa, fabricados con óxido de zinc (ZnO) o carburo de silicio (SiC), cuyo valor disminuye al aumentar la tensión que se aplica sobre ellos.

Estos aparatos deberán colocarse lo más cerca posible del equipo a proteger, para que puedan derivar a tierra el exceso de tensión originado por la descarga de un rayo, de manera que absorban las sobretensiones que se puedan producir en la instalación y eviten así la perforación de los aislamientos.

Estos deben estar acompañados de un buen sistema de puesta a tierra, adecuado para las dimensiones del sistema.

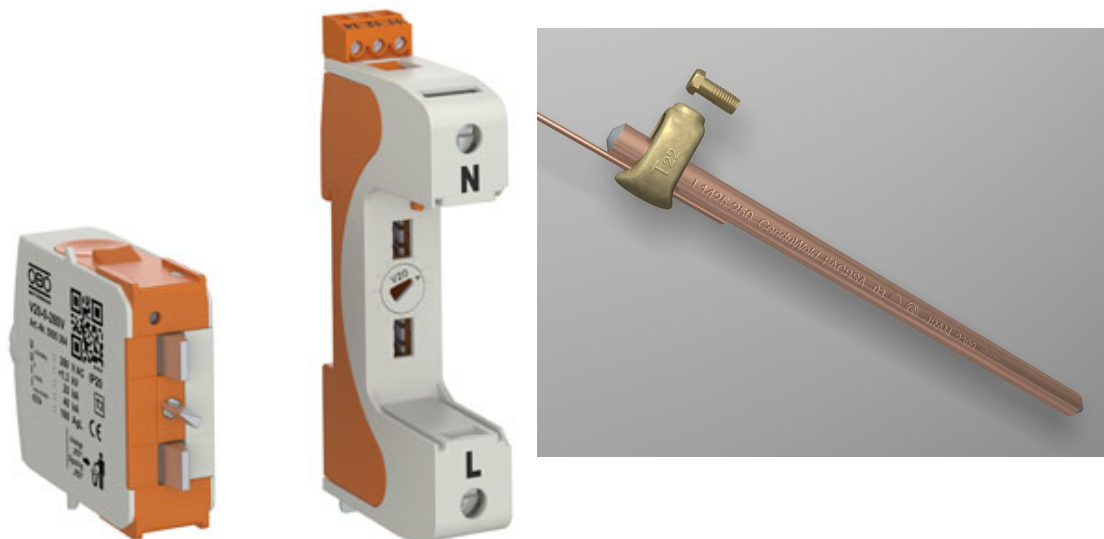


Figura 55. Protección para sobretensione

Soportes

El bastidor que sujeta el panel, la estructura de soporte del mismo, y el sistema de sujeción, son tan importantes como el propio panel, pues un fallo de estos elementos conlleva a la inmediata paralización de la instalación. A menudo, cuando se proyecta una instalación solar fotovoltaica, toda la atención se centra en el cálculo de los módulos, y se descuida el diseño y/o selección de los elementos que se encargan de soportar o de fijar estos módulos a tierra, al tejado, o a la fachada de un edificio.

Hay que recordar que los módulos fotovoltaicos pesan poco, pero en cambio ofrecen una gran superficie que oponer al viento y que puede generar esfuerzos muy grandes, por tanto, puede suceder que durante una ráfaga de este, los paneles salgan proyectados desde su ubicación.

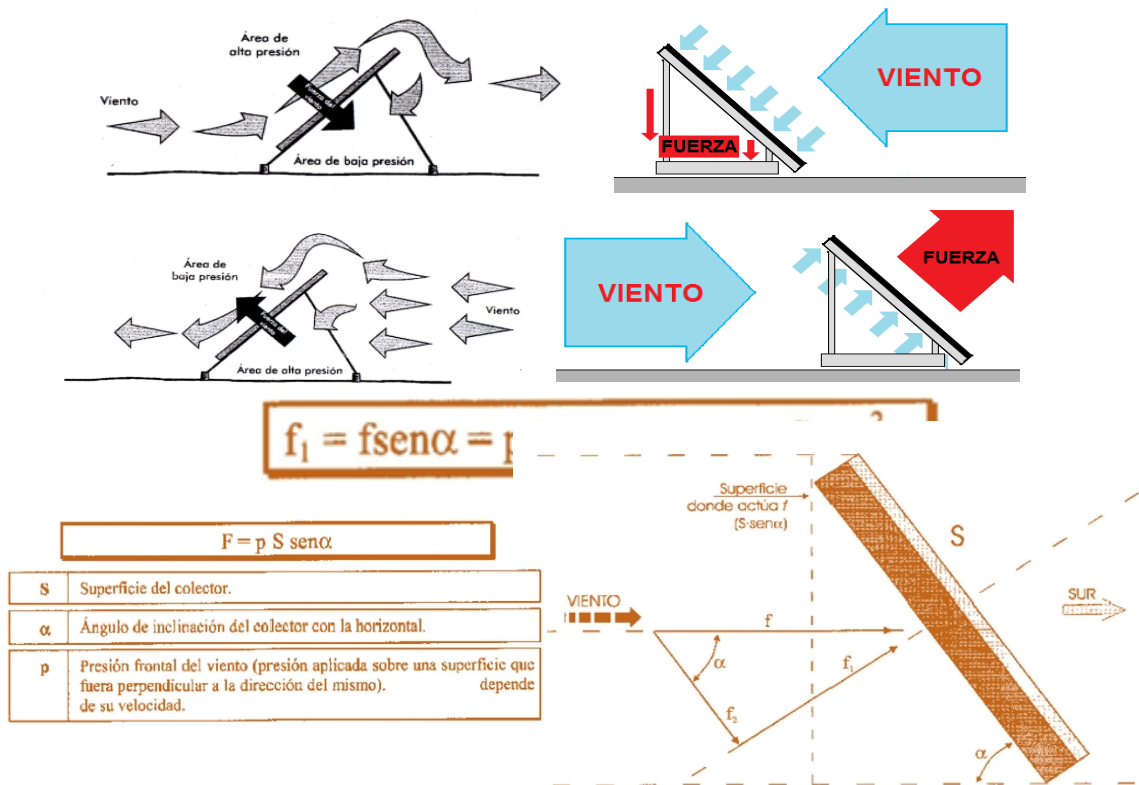


Figura 56. Instalación de soportes en paneles solares

Especial atención deberá presentarse a los puntos de apoyo de la estructura. En el supuesto de que esta sea de tipo mástil es conveniente arrostrarla. Si la base donde descansa es de hormigón, es conveniente reforzarlo en sus extremos

mediante tirantes de acero. Especial atención deberá presentarse a los puntos de apoyo de la estructura. En cuanto a los anclajes o empotramiento de la estructura, se utilizan bloques de hormigón y tornillos roscados.

Tipos de soportes

Los paneles Fotovoltaicos necesitan ser colocados sobre soportes rígidos, lo que permite mantener el ángulo de inclinación óptimo, aun cuando soplen vientos fuertes o caigan nevadas. Existen tres tipos:

- Soporte fijo
- Soporte ajustable
- Soporte automático

Para elegir el más adecuado debe tenerse en cuenta el costo máximo para el sistema y el incremento porcentual de energía que se obtendría usando alguno de los tipos. La latitud del lugar determina el grado de variación entre la posición del sol al amanecer y cuando alcanza el cenit. Si esta variación es extrema y el bloque generador tiene una gran cantidad de paneles, el diseño debe incorporar el soporte automático. Si por el contrario, la potencia a generar está por debajo de los 300 a 360 W, un panel ajustable será la solución más económica. Si la variación de la altura del sol es mínima, un panel fijo será suficiente.

Soportes fijos

Los soportes fijos son usados en lugares donde la latitud permite elegir un ángulo de inclinación fijo (latitud más 15°) cuyo valor incrementa las horas de generación durante el invierno, cuando el consumo nocturno aumenta, y disminuye la eficiencia de la insolación durante el verano, cuando los días son más largos.

Las diferencias de diseño y costo entre un soporte fijo y otro ajustable son mínimas, y por ello, estos últimos son los más usados. En caso de que se utilicen sistemas de seguimiento manual (2 a 3 posiciones por día moviéndose de oriente a occidente), todas sus componentes deberán satisfacer los requisitos especificados anteriormente para las estructuras de soporte.

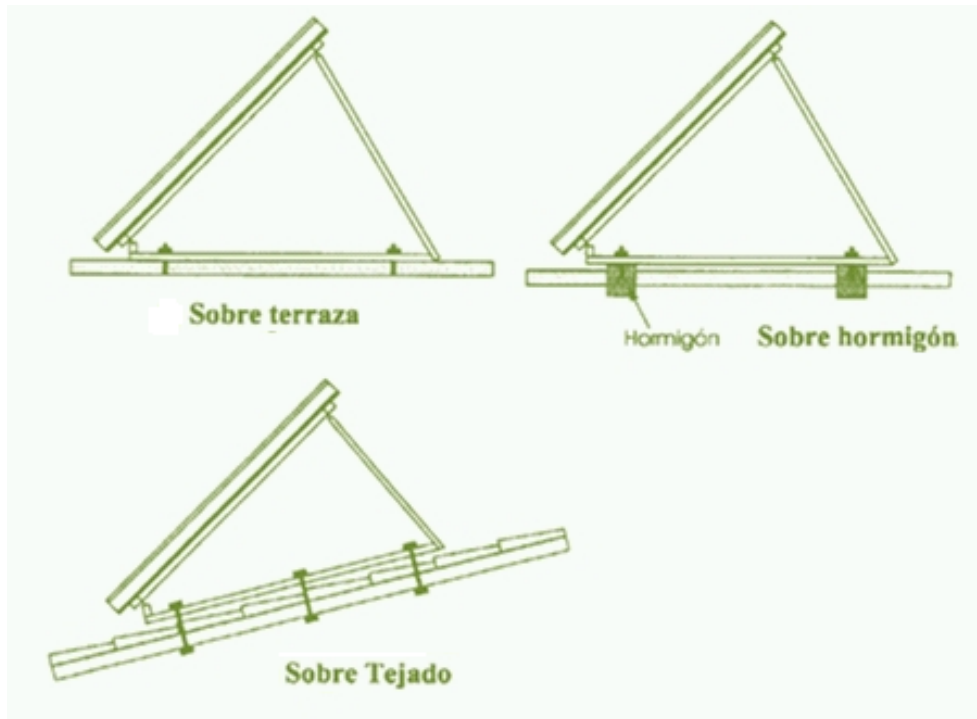


Figura 57. Tipos de soportes

La sujeción de los módulos al soporte se hace usando tornillos con una combinación de arandelas planas y de retención para evitar los desajustes por vibración.

El marco y el módulo se deben aislar cuando son de metales distintos. Para aislar el tornillo se debe usar un pasador plástico, y arandelas plásticas o de goma para aislar la cabeza del tornillo del marco, y también para aislar la arandela plana del soporte.

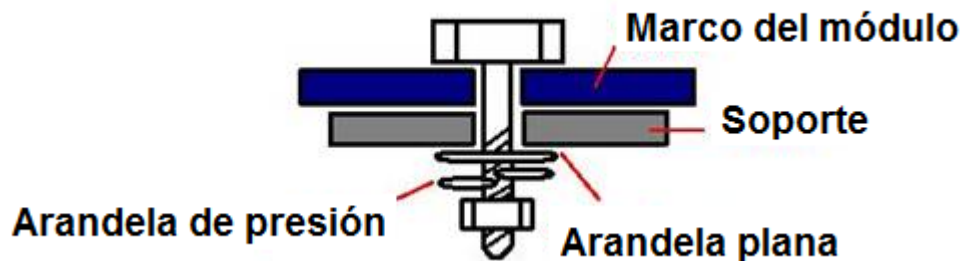


Figura 58. Estructura del montaje para soportes

Soportes automáticos

Los soportes automáticos permiten seguir la trayectoria del sol durante todo el año, desde el amanecer hasta el atardecer. Existen dos tipos:

Seguidor automático pasivo (un eje de rotación)

Seguidor automático activo (uno o dos ejes de rotación)

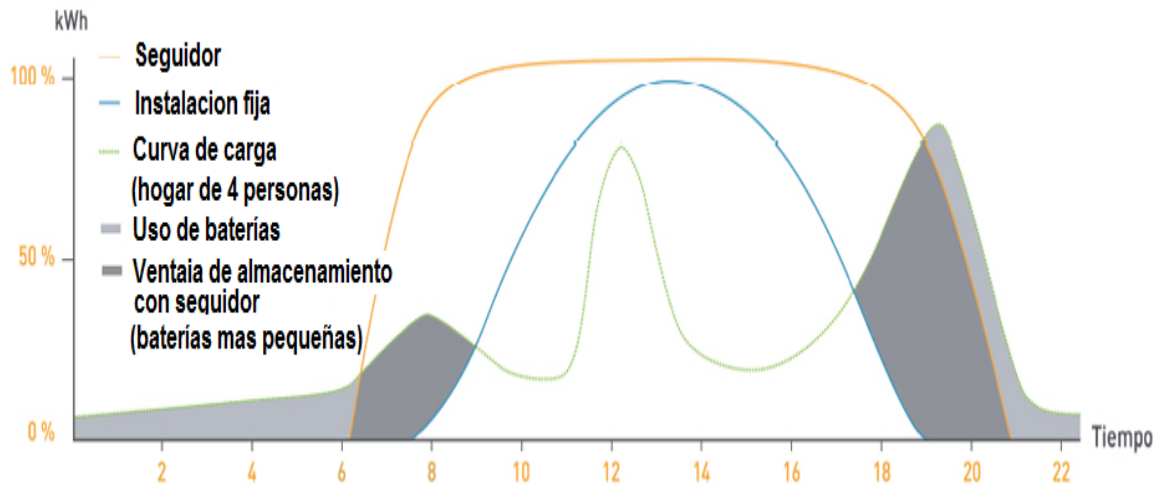


Figura 59. Curva característica soporte automático

Seguidor automático pasivo (un eje de rotación)

El seguidor automático pasivo recibe este nombre porque su único movimiento, de oriente a occidente (movimiento azimutal) no consume energía eléctrica. El desplazamiento azimutal se consigue usando el calor del sol, que altera la distribución del peso entre los lados que miran al oriente y al occidente. Posee dos tanques, uno en el lado oriente y otro en el occidente, que están comunicados entre sí. Estos tanques están llenos de una sustancia de bajo punto de ebullición (freón), y tienen placas metálicas que exponen un lado al sol, mientras que, simultáneamente, sombrean el lado opuesto. El lado sombreado (frío) conserva al freón en forma líquida. El lado que recibe el calor del sol lo vaporiza. Estos gases de desplazan al lado contrario, donde se condensarán, provocando un aumento de peso. El desequilibrio inicia el movimiento azimutal.

Al comienzo del día, el seguidor tiene la posición que corresponde a la de la noche anterior, y necesita ser “despertado” por el sol saliente para exponer los paneles

hacia esa dirección. A partir de ese momento el calor del sol y el sombreado de los tanques permiten que el seguidor siga el movimiento azimutal con relativa precisión. El tiempo de despertado se alarga en días fríos y para la versión diseñada para vientos fuertes. Estas unidades tienen amortiguadores para minimizar la acción del viento. El ángulo de inclinación se ajusta manualmente.

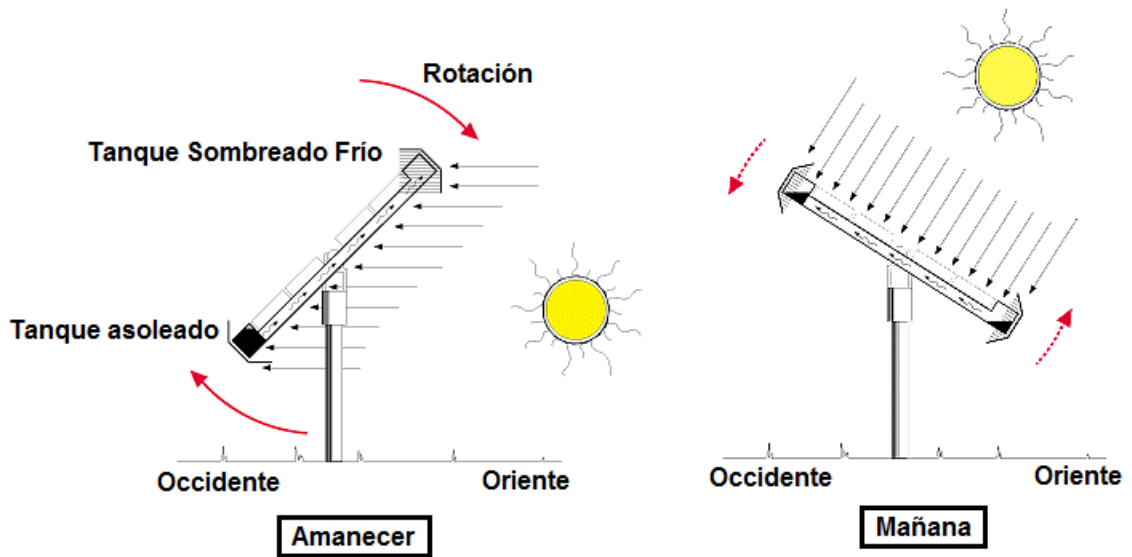


Figura 60. Rotación de soportes

Irradiancia

Magnitud que describe la intensidad de iluminación o radiación solar por unidad de superficie, que llega a nosotros en forma instantánea.

Irradiación o Radiación

Es la cantidad de irradiancia en una unidad de tiempo determinado por unidad de superficie se acostumbra a medirla en Wh/m^2 o $Wh/m^2/dia.$ o Cal/cm^2 .

Brillo Solar o Heliofonía en horas

Representa el tiempo total durante el cual incide la luz solar directa sobre una localidad, entre el alba y el atardecer. A medida que la inclinación disminuye, reduce la intensidad del brillo solar.

Energía Disponible

La energía recibida por el área colectora de la radiación solar depende de la radiación solar media en $kWh/m^2/dia$. y del área colectora. No depende de las características eléctricas del SFV. Nos permite determinar la cantidad de energía de la localidad donde se realizará la instalación, para determinar si es eficiente o no la instalación del sistema fotovoltaico, dependiendo de esto y de su uso nos permite decidir entre colectores solares y SFV.

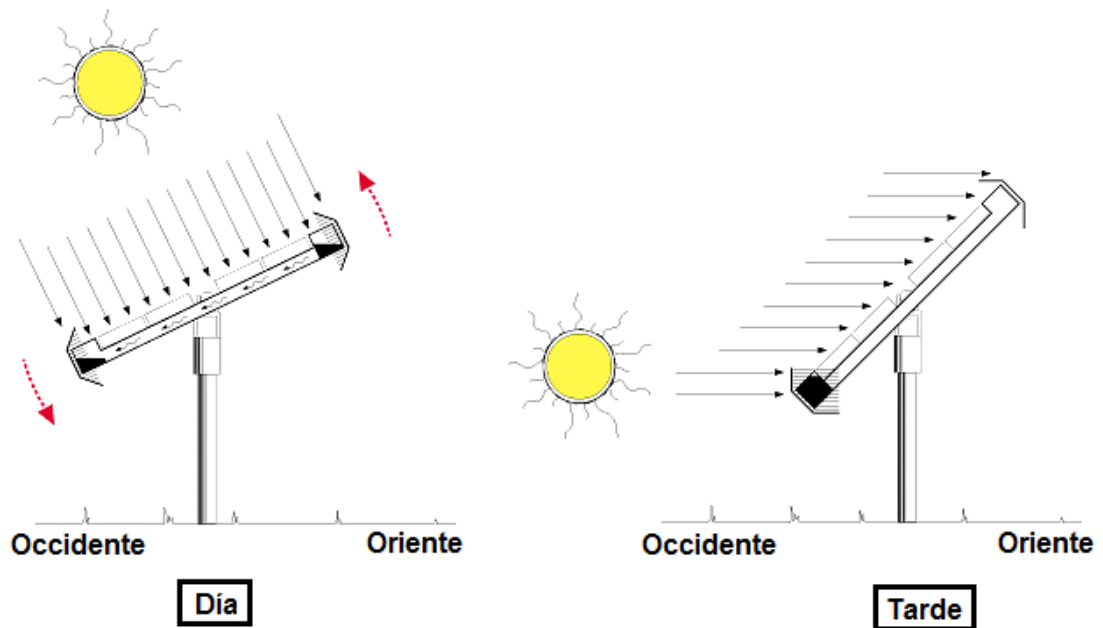


Figura 61. Inclinación de paneles

Masa De Aire

La masa de aire afecta la producción de energía FV ya que es un indicador de la tendencia de la densidad espectral de energía de la radiación solar. De hecho, la radiación solar tiene un espectro con una curva W/m²-longitud de onda que varía también en función de la densidad del aire. En el diagrama de la figura 62 la superficie naranja representa la radiación perpendicular a la superficie terrestre absorbida por la atmósfera, mientras que la superficie azul representa la radiación solar que realmente alcanza la superficie terrestre; la diferencia entre la tendencia de ambas curvas da una indicación de la variación espectral debida a la masa de aire¹.

El índice de masa de aire MA se calcula como sigue:

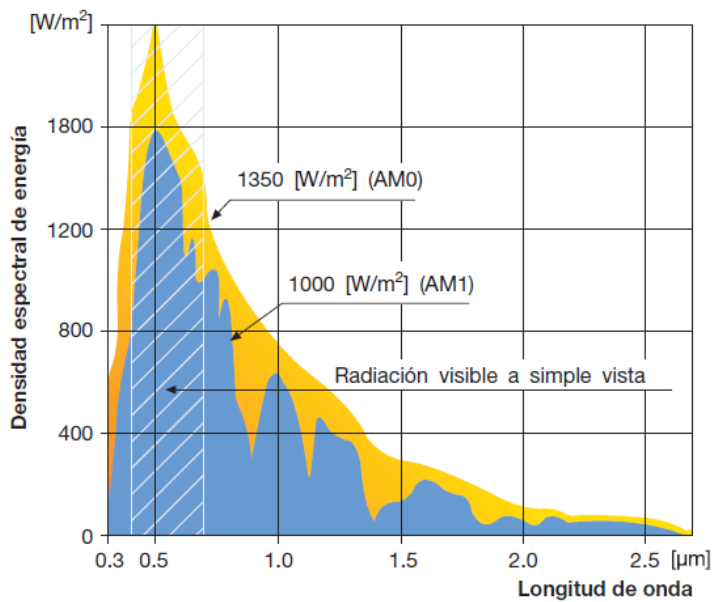


Figura 62. Índice de masa

$$MA = \left(\frac{P}{p_0 * \text{sen}(h)} \right)$$

P: es la presión atmosférica medida en el punto e instante considerados [Pa];

P_o es la presión atmosférica de referencia a nivel del mar [1,013. 105 Pa];

H: es el ángulo cenital, es decir, el ángulo de elevación del sol sobre el horizonte local en el instante considerado.

Valores relevantes de la MA:

MA= 0 fuera de la atmósfera, donde $P = 0$;

MA=1 a nivel del mar en un día con cielo despejado y el sol en el cenit ($P = P_o$, $\text{sen}(h) = 1$);

MA = 2 a nivel del mar en un día soleado con el sol en un ángulo de 30° sobre el horizonte ($P = P_o \cdot \text{sen}(h) = 12$).

Estructura de un SCHEDULER

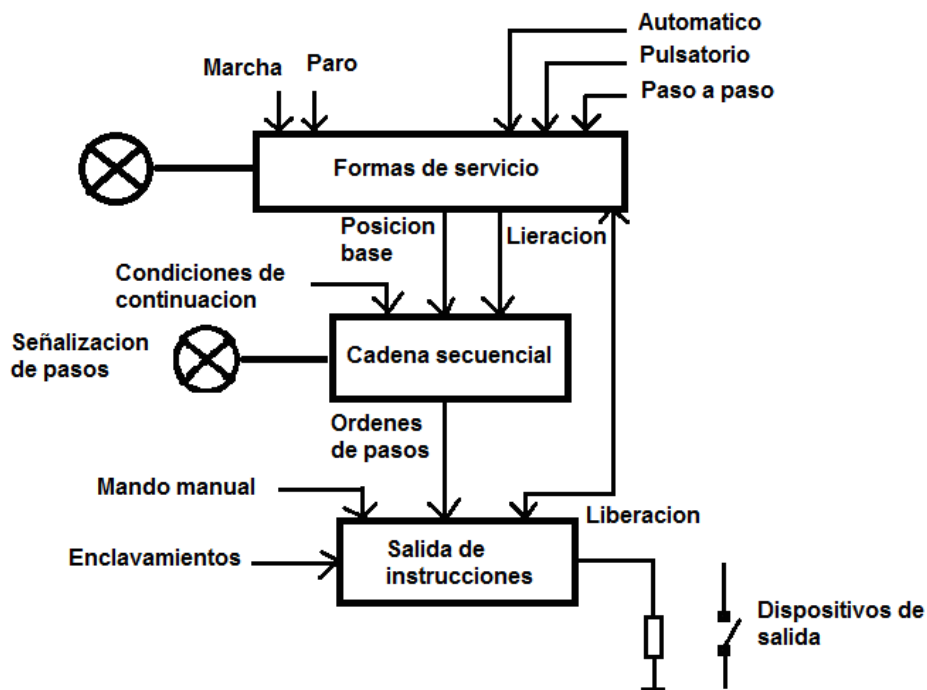


Figura 63. Estructura de un scheduler

En la parte de formas de servicio se elaboran las condiciones para servicio manual, automático, paso a paso que permite conexión o desconexión de salidas, parada y reanudación de la marcha, etc.

En la cadena secuencial se elabora el propio programa de mando.

Esta se compone de módulos secuenciales que deben conectarse en la secuencia correcta, en dependencia de condiciones de tiempo o condiciones de vuelta al propio proceso.

En la parte de las salidas de instrucciones, son ampliadas las señales de salida de la cadena secuencial en módulos de potencia.

Como resultado los dispositivos de salida son conectados o desconectados de acuerdo con el programa de mando. En esta parte también se prevé enclavamientos de seguridad, que permiten en caso de fallo del automatismo que los dispositivos de salida puedan ser activados manualmente.

4. PROTOCOLO KNX

KNX es una asociación con sede en Bruselas, fundada en 1.999 como fusión de las tres asociaciones europeas existentes hasta el momento para la promoción de aplicaciones de domótica e inmótica, a saber:

- BCI (Francia): promocionaba el sistema Batibus.
- EIB Association (Bélgica): promocionaba el sistema EIB.
- European Home Systems Association (Holanda): promocionaba el sistema EHS.

Los objetivos de la KNX son los siguientes:

- La definición de un nuevo estándar abierto “KNX” para aplicaciones inteligentes de domótica e inmótica.
- La consolidación de la marca “KNX” como símbolo de calidad e interoperabilidad entre distintos fabricantes.
- El establecimiento del KNX como estándar europeo y a nivel mundial.

Asimismo, La KNX Association ofrecerá, mientras se requiera, el apoyo necesario a los antiguos sistemas (Batibus, EIB y EHS), incluyendo la certificación de acuerdo con los citados estándares. Por otra parte, dado que el EIB es compatible con el KNX, la mayor parte de los componentes pueden estar provistos de ambos logos (KNX y EIB).

Tecnología del Protocolo KNX

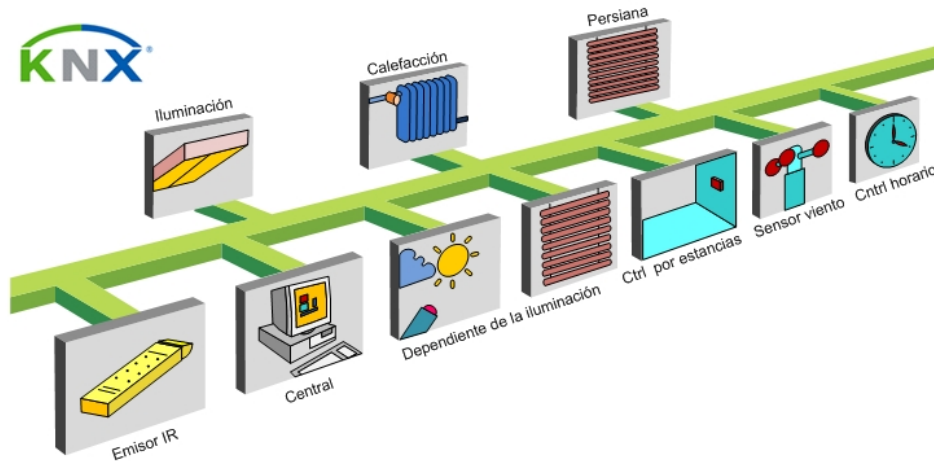


Figura 64. Topología del protocolo KNX

En el caso del medio de transmisión más utilizado, el “Twisted Pair 1”, el bus de control (medio de transmisión por pares trenzados – TP) se tiene paralelo al cableado de 230 V. Esto implica:

- Reducción significativa de los trabajos de cableado en comparación con las instalaciones convencionales gracias al montaje descentralizado de los componentes Bus.
- Un incremento del número de funciones posibles del sistema.
- Mayor transparencia de la instalación.

Este bus:

- Conecta las cargas y los interruptores que las controlan
- Suministra alimentación a los componentes bus, en la mayoría de los casos.

Al disponer todos los componentes bus de su propia inteligencia, no resulta necesaria una unidad central de control (Ej.: un ordenador) Por lo tanto, el KNX puede ser utilizado tanto para pequeñas instalaciones (viviendas) como en proyectos mucho más grandes (hoteles, edificios administrativos,...)

Topología KNX

Vista general

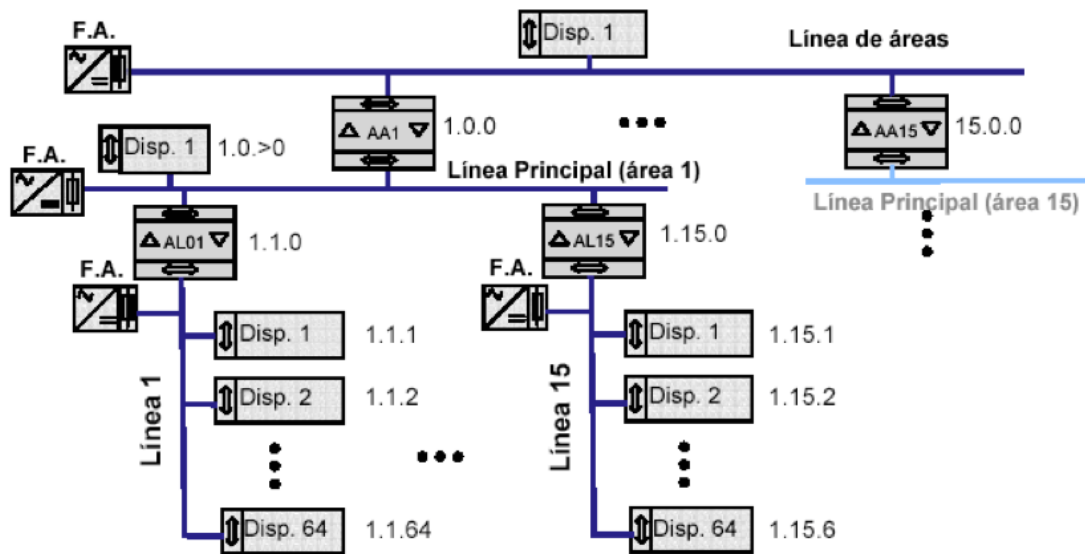


Figura 65. Vista general del protocolo KNX

En la imagen anterior, se muestra el tamaño de topología máximo para una instalación KNX.

Topología-Línea

Cada componente Bus (o aparato bus) puede intercambiar información con cualquier otro componente Bus por medio de telegramas.

Una línea consta de un máximo de 4 segmentos de línea, cada uno de ellos con un máximo de 64 componentes Bus. Cada segmento de línea debe ser alimentado mediante una fuente de alimentación adecuada.

El número real de componentes Bus conectados depende de la fuente de alimentación seleccionada y del consumo de cada aparato individual.

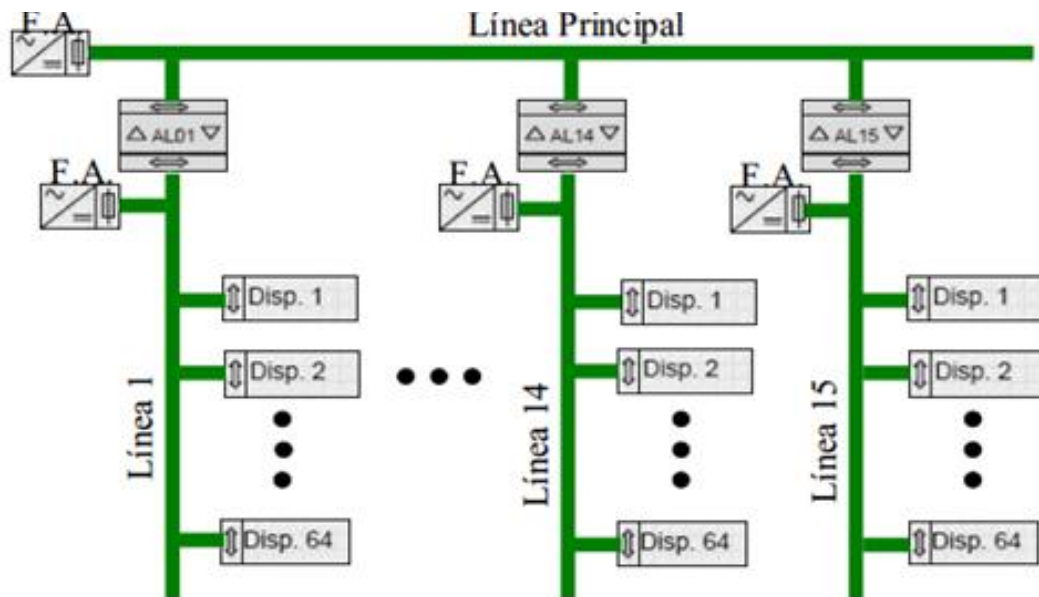


Figura 66. Topología de línea protocolo KNX

AL: Acoplador de línea

FA: Fuente de alimentación

DISP: Dispositivo

Topología- Área

Si se va a implementar más de una línea o si se va a elegir una estructura diferente, podrán conectarse hasta 15 líneas a una línea principal por medio de acopladores de líneas (AL). Esto es lo que se denomina área.

También es posible tener hasta 64 componentes Bus en la línea principal. El número máximo de componentes Bus en la línea principal disminuye con el número de acopladores en uso.

Cada línea, incluyendo la principal, debe tener su propia fuente de alimentación.

Los repetidores de línea (amplificadores) no deben ser utilizados ni en las líneas de área ni en la línea principal de área (backbone).

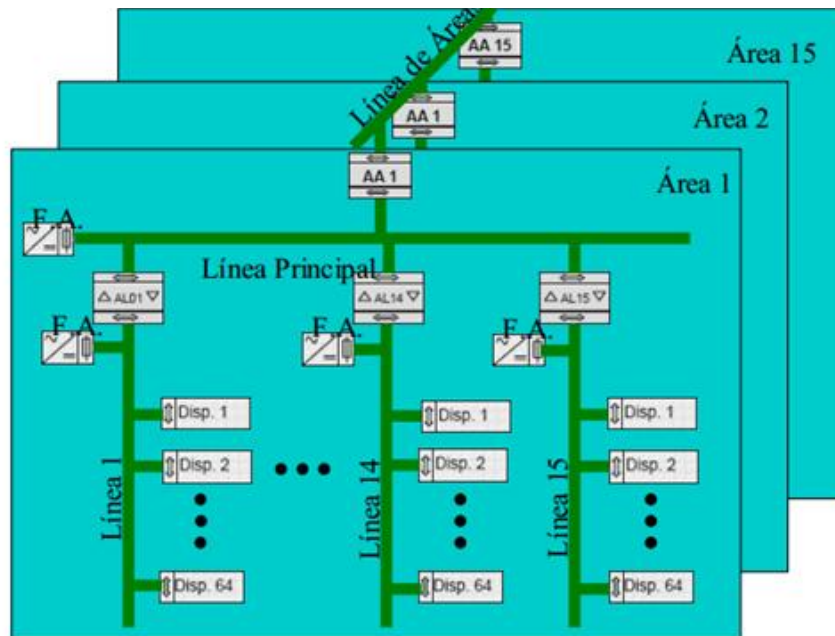


Figura 67. Topología por áreas KNX

Topología- Dirección Física

La dirección física sirve para identificar de una manera unívoca el componente Bus, describiendo su localización dentro de la topología.

A= 1-15 señala las áreas funcionales 1-15

A=0 señala los componentes Bus en la línea de áreas

L=1-15 señala las líneas 1-15 en las áreas definidas por A

L=0 señala la línea principal

C=1-255 señala los componentes Bus en la línea definida por L

C=0 señala el acoplador de línea o de área (línea principal).

La dirección de un acoplador de Bus desprogramado es 15.15.255

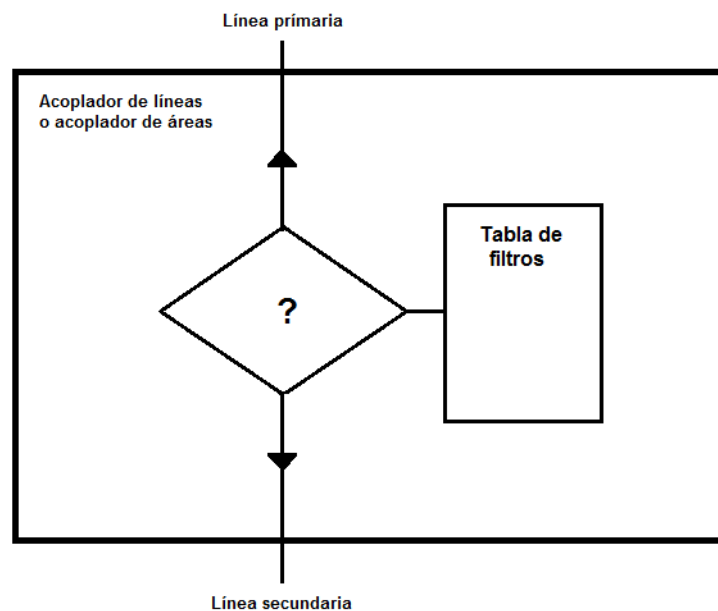


Figura 68. Topología para direcciones físicas

Descripción de un Sistema KNX

Gracias a la flexibilidad de la tecnología KNX, cualquier instalación puede ser fácilmente adaptable a las necesidades cambiantes del usuario.

Igualmente, resulta posible implementar el sistema KNX en la red de fuerza de 230 V existente (“Medio de transmisión Powerline”), así como vía radio (“Medio de transmisión por Radio Frecuencia –KNX”) y Ethernet (“KNX IP”) Así mismo, utilizando las pasarelas correspondientes, es posible la transmisión de telegramas KNX a otros medio (Ej.: Fibra óptica).

Hay una solución con Twisted Pair (Twisted Pair i), un medio Power Line (Powerline 110), una solución RF y otra IP. Para unir los distintos medios, deben utilizarse los correspondientes acopladores de medios. El medio soportado estará visible en la etiqueta de cada producto.

Tipos de configuración

Según lo que indique la etiqueta de cada producto, el mismo puede configurarse (uniones lógicas y parámetros) vía:

- Métodos de instalación sencilla (E-Mode): la configuración no se realiza mediante PC, sino a través de un controlador central, teclas,...

Este método está pensado para el instalador cualificado con conocimientos básicos sobre la tecnología Bus. Los productos compatibles con el E- Mode tienen habitualmente una funcionalidad limitada y están concebidos para instalaciones de tamaño medio.

- Métodos de instalación System (S-Mode): la planificación de la instalación, así como su configuración se realizan a través de un PC que tenga instalado el software independiente de fabricantes ETS y descargadas en la base de datos del mismo, las bases de datos de producto de cada uno de los fabricantes.

Este método es idóneo para proyectistas e instaladores KNX certificados y, sobre todo, para grandes instalaciones.

Algunos dispositivos permiten su configuración tanto mediante E-Mode así como S-Mode. Por ejemplo, productos etiquetados con LTE habitualmente se configuran mediante mecanismos LTE: sin embargo, todos esos dispositivos disponen de un interfaz S-mode definido que permite enlazarlos con otros dispositivos mediante S-mode.

6.10 Ventajas del Protocolo y Sistemas KNX

- Mayor seguridad
- Uso económico y racional de la energía en la gestión de edificios.
- Fácil adaptación de la instalación eléctrica a las necesidades cambiantes del usuario final.
- Incremento significativo del confort.
- Instalaciones preparadas para el futuro
- Amplio abanico de productos disponibles de los distintos fabricantes
- Red muy extendida de profesionales cualificados: instaladores, proyectistas e integradores.

Los argumentos arriba mencionados serán valorados de forma diferente según el punto de vista: instalador o usuario final, edificios funcionales o viviendas, personas inválidas o incapacitadas, jóvenes o mayores....

Ejemplo 1: Implementación de funciones centrales – al salir de un edificio, presionar una sola tecla será suficiente para apagar todas las luces, el suministro de agua y enchufes específicos (horno eléctrico,...), activar el sistema de alarma KNX (incluyendo La supervisión de las ventanas) y controlar las persianas en función de la hora del día.

Ejemplo 2: En salas de conferencias, teatros y, por supuesto, en salas de estar, es posible reproducir diferentes escenas de iluminación en función de la actividad, que pueden ser modificadas por el usuario en cualquier momento. Por ejemplo, en edificios administrativos es posible lograr un ahorro de energía de hasta un 75% en iluminación mediante una regulación constante de luz, utilizando, según las circunstancias, un solo sensor de luminosidad para cada lado del edificio.

Ejemplo 3: Pueden visualizarse y controlarse por medio de displays (fijos o también móviles como por ejemplo smartphones o tablets) todos los estados de una vivienda. A una mayor escala, podemos visualizar y controlar instalaciones más grandes por medio de PCs y software de visualización.

Éxitos de las implementaciones con KNX

- Varios millones de productos instalados
- Varios miles de productos KNX registrados y certificados (incluyendo soluciones basadas en los antiguos estándares)

- Más de 300 miembros KNX
- Más de 230 centros de formación reconocidos
- 7 centros de test KNX en Europa
- Varias decenas de miles de proyectos realizados

5. DESARROLLO DEL SISTEMA DE CONTROL DE ILUMINACIÓN EN LAZO CERRADO PROPUESTO

Partiendo de las necesidades reales requeridas de una localidad, en este caso el laboratorio E111 de la U.T.P. se desarrolla un prototipo industrial de iluminación automática y de gestión energética.

Se realiza la medición los niveles de iluminación del sistema existente con los balastos eléctricos y lámparas no dimerizable

PUNTOS DE ILUMINACION E-111 LABORATORIO DE CONTROL (PARTE 1)				
PUNTOS TOMADOS	LX CON VENTANAS CUBIERTAS Y ANTIGUO BALASTO	OBSERVACIONES	LX CON VENTANAS CUBIERTAS Y NUEVO BALASTO	LX CON VENTANAS DESCUBIERTAS
P1	145		275	275
P2	156		290	290
P3	173		314	320
P4	185		335	356
P5	174		315	366
P6	144		278	311

P7	141		269	380
P8	293		458	458
P9	328		499	499
P10	321		496	503
P11	314		494	521
P12	327		502	611
P13	311		484	630
P14	244		410	690
P15	351		733	733
P16	509		898	898
P17	514		914	914
P18	557		971	977
P19	535		935	952
P20	502		892	907
P21	417		794	770
P22	285		584	584
P23	396		707	707
P24	368		690	689
P25	256	ESTA UBICADO EL BANCO HIDRAULICO	555	500
P26	405		727	512
P27	363		675	270
P28	310		607	430
P29	114		343	342
P30	160		401	401
P31	84		336	330
P32	68		327	310
P33	160		412	380
P34	148		386	316
P35	115		345	230

ILUMINACION PROMEDIO	282	533	\$ 525
-----------------------------	------------	------------	---------------

ILUMINACION PROMEDIO DEL E-111	301	lx
	385	lx
	382	lx

Tabla 9. Medición iluminación con balastos no dimerizables y ventanas abiertas

PUNTOS DE ILUMINACION E-111 LABORATORIO DE CONTROL (PARTE 2)			
PUNTOS TOMADOS	LX CON VENTANAS CUBIERTAS Y ANTIGUO BALASTO	OBSERVACIONES	
P36	88		
P37	102		
P38	108		
P39	55	ESTA UBICADO EL BANCO HIDRAULICO	
P40	68	ESTA UBICADO EL BANCO HIDRAULICO	
P41	45		
P42	34		
P43	225		
P44	212		
P45	226		
P46	185		
P47	127		
P48	56		

P49	22		
P50	362		
P51	453		
P52	453		
P53	481		
P54	381		
P55	241		
P56	112		
P57	346		
P58	489		
P59	300		
P60	422		
P61	458		
P62	386		
P63	361		
P64	219		
P65	298		
P66	181		
P67	277		
P68	371		
P69	353		
P70	108		
P71	137		
P72	138		
P73	151		
P74	53		
P75			
ILUMINACION PROMEDIO	233		

Tabla 10. Medición de iluminación con balastos no dimerizables y ventanas cubiertas

La estancia a controlar se dividió en tres zonas de trabajo:

Las características de las zonas son las siguientes:

ZONA 1:

Cuenta con 3 luminarias, 1 sensor de luminosidad en un área de estudio que posee entrada de luz natural de forma directa, al desarrollar la parte de control, se tuvo en cuenta como principal estrategia para el ahorro energético el aprovechamiento de la luz natural que incide, funciona de forma autónoma mediante detección de movimiento y luminosidad en el entorno controlado por un actuador dimmer.

Esta zona se programó tomando como referencia un nivel de luxes mínimo de 300, que es el recomendado para puestos de trabajo y estudio, por lo cual los niveles que se garantizan en todo momento no serán inferiores a este nivel fijado, siempre y cuando exista presencia.

ZONA 2:

Cuenta con la instalación de 2 lámparas y balastos convencionales a las cuales solo se realizara un control ON/OFF dado que se encuentran en un área de trabajo para trabajos manuales y de instrumentación en los cuales se requiere garantizar gran cantidad de luminosidad.

La activación de esta zona está ligada al mismo sensor de luminosidad de la zona, sin embargo sólo es utilizado con la función de detección de movimiento ya que en esta zona no se tiene buen aporte de luz natural con la cual se logre obtener niveles óptimos para la operación en esta zona.

ZONA 3:

Esta zona cuenta con las mismas características de operación a la zona 2, sin embargo será una zona que contará con una restricción horaria a la cual estará sometida la función de detección por movimiento y solo activará dentro del rango establecido entre 5:00 am - 11:00 pm.

SISTEMA GLOBAL

El funcionamiento general del sistema estará controlado por un programador horario que habilitará el control general de las 3 zonas haciendo que durante el

horario de 5:00 am - 11:00 pm el sistema actúe de forma autónoma sin ningún tipo de intervención humana.

En casos específicos el sistema podrá ser operado en forma manual, haciendo uso del selector manual de 3 posiciones con el cual se puede lograr que el sistema funcione en forma automática o manual para temas de mantenimiento.

La zona 1 con balastos electrónicos y lámparas fluorescentes dimerizables.

La zona 2 con 6 luminarias fluorescentes no dimerizables y con balastos eléctricos

La zona 3 con luminarias no dimerizables, balastos eléctricos y con un control horario

Las tablas 9 y 10 muestran el valor promedio de iluminación en la zona.

Los datos obtenidos con las lámparas dimerizable y balastos electrónicos al 100% con ventana cubiertas fue de 385Lx

Los datos obtenidos con las lámparas dimerizable y balastos electrónicos al 100% con ventana descubiertas fue de 382Lx.

Los datos obtenidos con las lámparas fluorescentes no dimerizable y balastos eléctricos fue de 301Lx.

El análisis de estos datos muestra:

1. Que el nivel de iluminación obtenido con las lámparas dimerizable fue mayor al que se obtuvo con las no dimerizable.
2. Que la luz externa no se está aprovechando ya que los datos obtenidos con las lámparas dimerizable y con balastos electrónicos con y sin cubierta son aproximadamente similares.

6.11 5.1 funcionamiento de un sistema de iluminación KNX en lazo cerrado

La iluminación en edificios modernos por lo general, ya no se conmuta manualmente. Los usuarios, en principio, exigen la implementación de sistemas de control de iluminación inteligente de lazo cerrado/abierto. Esto debe resultar en el funcionamiento eficiente de la iluminación. La eficiencia tiene tres significados en este contexto, en primer lugar, debe haber un ahorro evidente de energía, en segundo lugar, los sistemas de iluminación inteligentes deben evitar en gran medida, que las luces se enciendan innecesariamente, lo que debería conducir finalmente a una disminución en el consumo energético, un ejemplo de los elementos sería el siguiente:

- Para realizar un sistema de control de iluminación en lazo cerrado se requiere integrar al Bus KNX un Sensor de luminosidad, un actuador regulador dimmer, un control horario, tres driver o balastos electrónicos, un control horario, una pantalla táctil, una interfaz USB/KNX, una pasarela MODBUS/KNX
- Los sensores de luminosidad son en su mayoría, elementos de control de iluminación y detectores de presencia de tipo infrarrojo (IR) que utilizan el principio de emisión recepción de luz infrarroja para detectar la presencia de objetos, poseen emisor y receptor de luz, el emisor es un dispositivo que emite un haz de luz cuando se le aplica una corriente eléctrica. El receptor es un dispositivo que cambia el estado de su salida cuando recibe luz del emisor. Se activan cuando detectan una fuente de calor en movimiento. Puede tratarse de personas, animales, etc. Por esto, para evitar falsas alarmas se debe elegir el lugar del montaje. Un sensor de luminosidad puede detectar el nivel de iluminación o detectar presencia, se pueden elegir las dos o una de las funciones.

El sensor de luminosidad lee la variable de salida, nivel de iluminación de la estancia, este nivel de iluminación se compara con el valor de referencia o set point de luminosidad de referencia parametrizado en el sensor de iluminación utilizando el software ETS4.

- Se genera un error de iluminación que se trasmite al actuador regulador (Dimmer)
- El actuador regulador dimmer posee una ley de control diferencial o curva de comportamiento de decaimiento exponencial cuyo valor máximo de salida es de 10V-DC.
- El actuador con el valor del error cambia el tiempo de decaimiento de la ley exponencial y decreta hasta un valor mínimo de voltaje que se le entrega al balasto electrónico y que corresponde a un decremento hasta del 90% del valor de iluminación.
- La señal controlada, en nuestro caso el valor de iluminación en la estancia se realimenta continuamente a la entrada y se compara con un valor de referencia o valor de iluminación deseado, esta diferencia se envía al actuador controlador dimerizable, con el fin de corregir el error o desviación que pudiera existir entre el valor actual de la iluminación en la estancia y el valor deseado.
- La principal ventaja de los sistemas control en lazo cerrado es que el uso de la realimentación de la iluminación de la estancia hace que el sistema de iluminación sea menos sensible a las perturbaciones externas y a la variación de los parámetros internos del actuador controlador dimerizable.

la siguiente figura muestra la estructura el principio básico de control de un sistema de iluminación dimerizable.

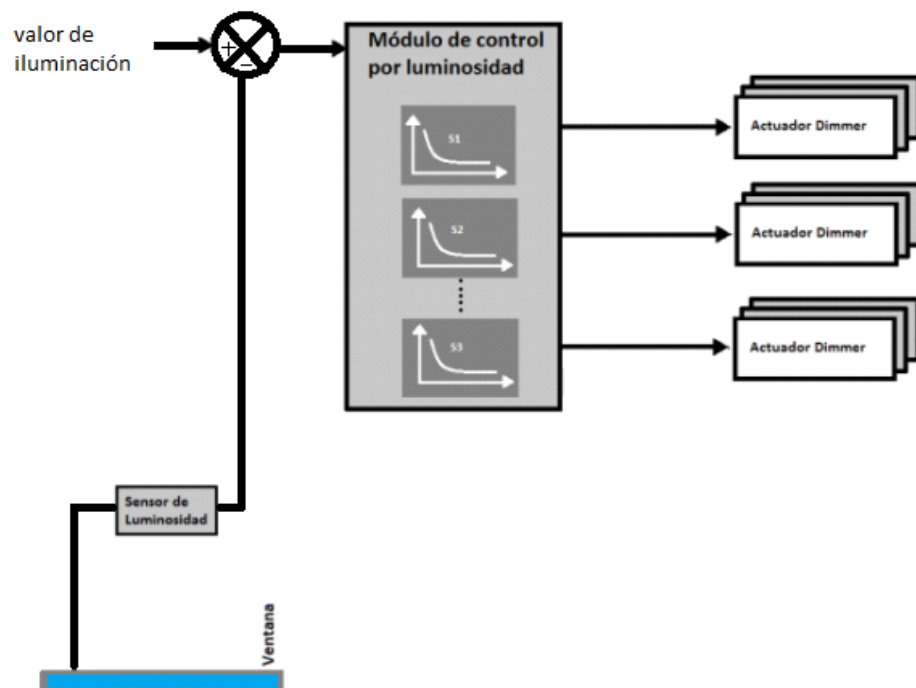


Figura 69. Funcionamiento de un sistema de iluminación KNX en lazo cerrado

6.12 5.2 Diagrama de conexiones Componentes y Equipos utilizados del sistema de iluminación en lazo cerrado con protocolo KNX para el montaje propuesto.

La figura siguiente muestra el sistema de iluminación dimerizable y controlada en lazo cerrado propuesta para el sistema de gestión energética

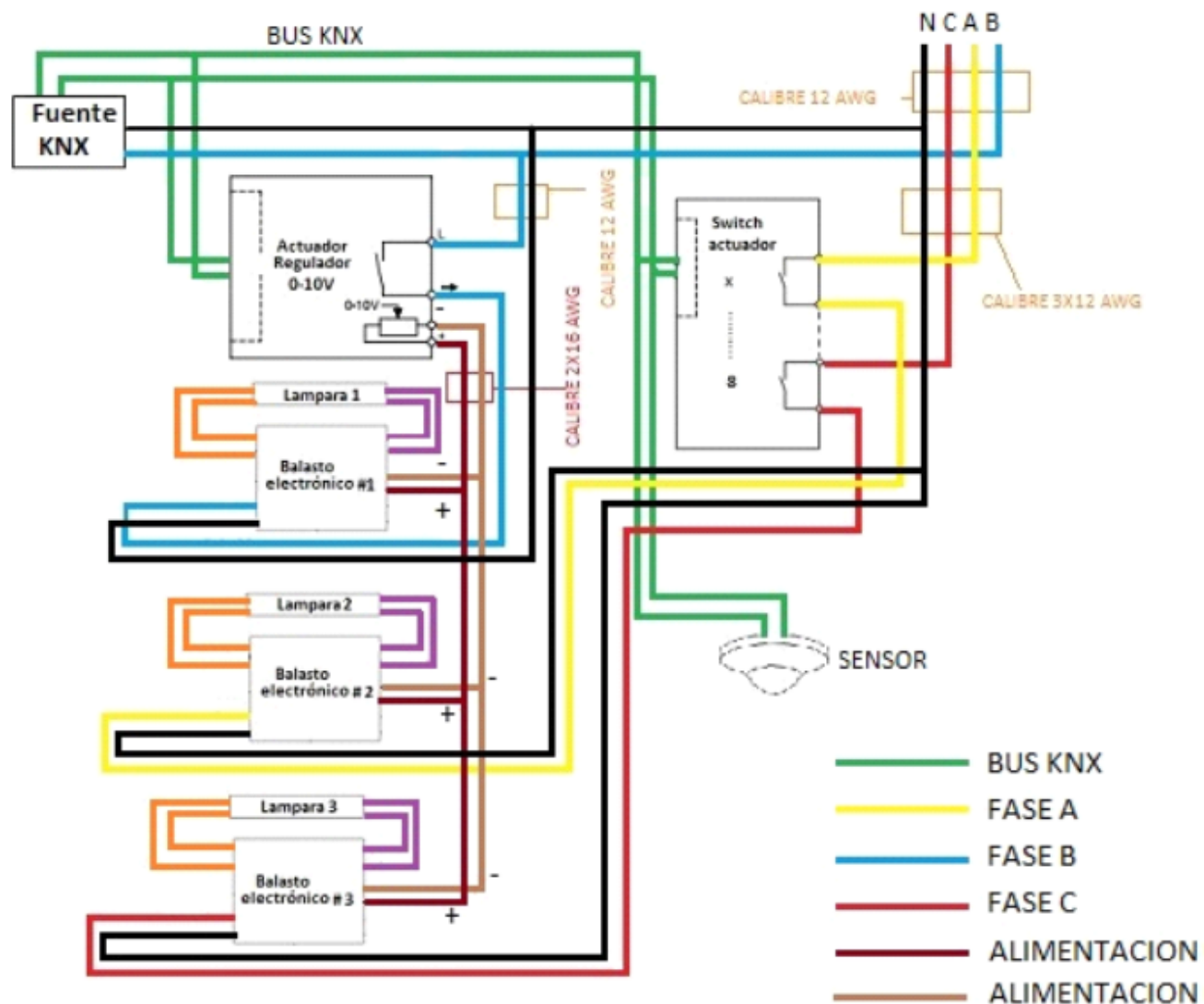


Figura 70. Diagrama general de conexiones para un sistema automatizado de iluminación KNX

Elementos KNX utilizados

Power Supply Reg Ac 24V/1A

MTN 663529

Salida de voltaje: 24 V DC

Salida variable entre 23,6V DC y 27,8 V DC

Corriente máxima de salida: 1,25^a

La máxima corriente de consume de los equipos conectados a la fuente es de 1 A.

Posee un fusible de protección

Máximo voltaje entrada: 230V AC

Voltaje de salida: 24 V AC

KNX Argus presence, with light control and IR receiver (con sensor infrarrojo)

Sensor de presencia con control de iluminación.

Con detector infrarrojo el cual recibe una señal infrarroja para detectar objetos en movimiento, en una circunferencia de 360° con un radio de 7m, a una altura de 25m cuando se detecta un movimiento el dispositivo envía un telegrama que trasmite y evalúa el cambio de iluminación. La función de presencia del Argus está continuamente ajustando el valor del brillo y la luminosidad del sitio.

Si existe suficiente luz natural en la habitación el sensor enviará un telegrama para apagar la luz artificial, aunque existan personas en la habitación. El tiempo de estabilización puede ser configurado usando el ETS4

La función de dimerización permite mantener constante un nivel de iluminación.

Datos Técnicos:

- Voltaje nominal 24 V DC (+6V/-4V)
- Consume 8mA
- Angulo de detección 360°
- Números de niveles de iluminación: 6 (136 zonas de detección, segmentadas por switcheo)
- 4 sensores de movimiento, independientes e identificados por zonas.

Analogue input Reg-K 4 gang

Mide datos de sensores análogos hasta 4 sensores puede ser conectados a la entrada, el sistema puede trabajar con señales de voltaje y corriente DC.

Solo trabaja con corrientes y voltajes DC.

Voltaje 0 – 10 V DC Corriente 0 – 20 mA DC

Voltaje 0-10 V DC Corriente 4 – 20 mA DC.

Necesita una fuente de 230V AC de la fuente externa y puede entregar 24 V AC, para ser utilizado por los sensores.

Salida de voltaje: 24 V DC

Salida variable entre 23,6V DC y 27,8 V DC

Corriente máxima de salida: 1,25^a

Power Supply Reg Ac 24V/1A

MTN 663529

La máxima corriente de consume de los equipos conectados a la fuente es de 1 A.

Posee un fusible de protección

Máximo voltaje entrada: 230V AC

Voltaje de salida: 24 V AC

KNX Argus presence, with light control and IR receiver (con sensor infrarrojo)

Sensor de presencia con control de iluminación.

Con detector infrarrojo el cual recibe una señal infrarroja para detectar objetos en movimiento, en una circunferencia de 360° con un radio de 7m, a una altura de 25m cuando se detecta un movimiento el dispositivo envía un telegrama que trasmite y evalúa el cambio de iluminación. La función de presencia del Argus está continuamente ajustando el valor del brillo y la luminosidad del sitio.

Si existe suficiente luz natural en la habitación el sensor enviará un telegrama para apagar la luz artificial, aunque existan personas en la habitación. El tiempo de estabilización puede ser configurado usando el ETS.

La función de dimerización permite mantener constante un nivel de iluminación.

Datos Técnicos:

- Voltaje nominal 24 V DC (+6V/-4V)
- Consume 8mA
- Angulo de detección 360°
- Números de niveles de iluminación: 6 (136 zonas de detección, segmentadas por switcheo)
- 4 sensores de movimiento, independientes e identificados por zonas.

Analogie input Reg-K 4 gang

Mide datos de sensores análogos hasta 4 sensores puede ser conectados a la entrada, el sistema puede trabajar con señales de voltaje y corriente DC.

Solo trabaja con corrientes y voltajes DC.

Voltaje 0 – 10 V DC Corriente 0 – 20 mA DC

Voltaje 0-10 V DC Corriente 4 – 20 mA DC.

Necesita una fuente de 230V AC de la fuente externa y puede entregar 24 V AC, para ser utilizado por los sensores.

6.13 5.3 Luminarias Dimerizable y Balastos Electrónicos Utilizados en la Instalación

Balastos regulables 1-10V

Los dispositivos de funcionamiento regulables con la interfaz 1...10V tienen una relación precio-rendimiento atractiva y son muy versátiles.

Los sistemas de iluminación analógicos regulables de OSRAM están basados en tecnología que ha superado la prueba del tiempo. Los requisitos que se exigen a los controles de iluminación actuales pueden cumplirse de manera fácil, elegante y energéticamente eficiente mediante la regulación sin etapas.

Los beneficios de las soluciones de control de iluminación 1...10V

- Reducción de costes de iluminación y de consumo de energía
- Luz más confortable
- Instalaciones de luz individuales

Los modernos ECE regulables con interfaces 1...10 V, en combinación con los controladores y los sensores adecuados, conforman la base de los sistemas de iluminación sencillos y rentables. Se han convertido en el estándar para soluciones de iluminación sencillas. El equipo de control y los controladores se encuentran conectados entre sí, a través de una línea de control con polos de dos cables. La tensión de control está determinada por la configuración de regulación de los ECE conectados.

Propiedades de la interfaz 1...10 V

1. El control se realiza a través de una señal de tensión continua de 10V a prueba de interferencias (máxima luminosidad; línea de control abierta) a 1 V(mínima luminosidad; línea de control con cortocircuito)
2. La potencia de control es generada por el ECE (máxima corriente 0,6 mA por ECE)
3. La tensión de la línea de control se encuentra aislada del adaptador red AC, pero no a una baja tensión de protección (SELV)
4. Los ECE conectados a diferentes fases pueden ser regulados a través del mismo elemento de control

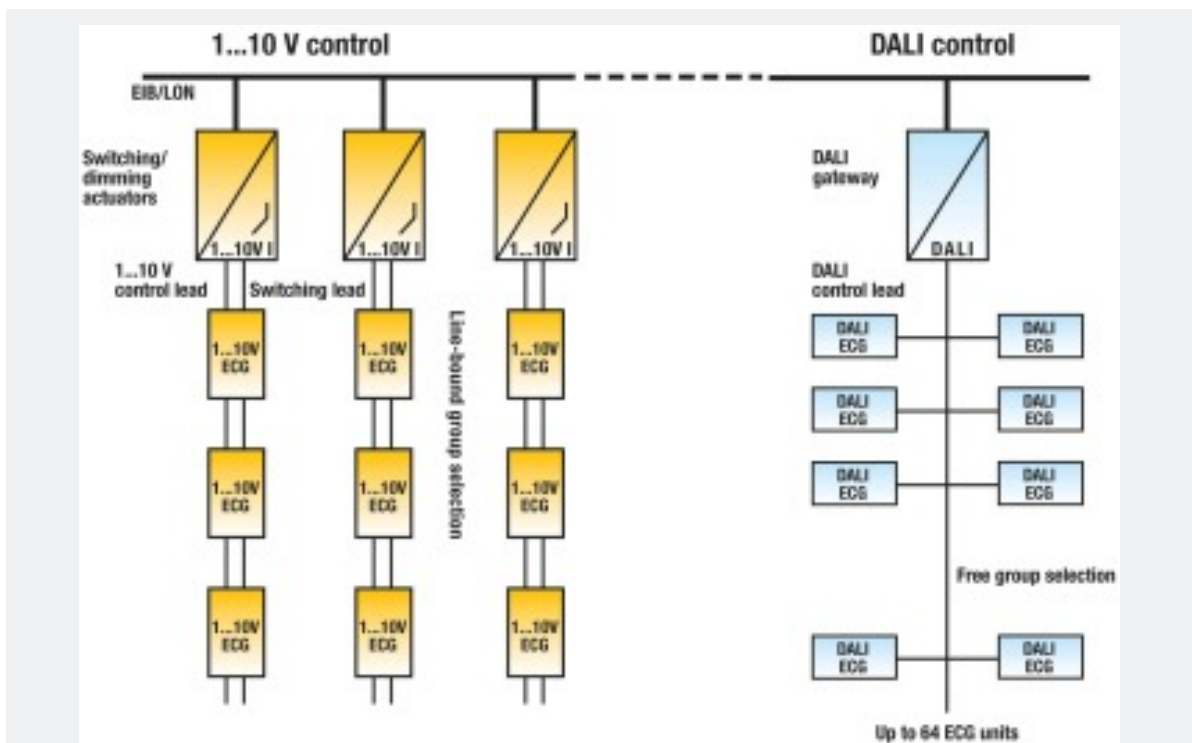


Figura 71. Comparación de balastos dimerizables DALI - 1....10V

El elemento de control adecuado para cualquier aplicación

Los ECE regulables pueden utilizarse de muchas maneras diferentes. Las aplicaciones típicas incluyen las oficinas y fábricas con controladores en función de la luz natural, salas de conferencias y de reuniones con iluminación en función de la situación, y salas CAD y salas de control con ajuste individual del nivel de iluminación. El núcleo del sistema de iluminación es un ECE QUICKTRONIC INTELLIGENT QT_i DIM regulable, con una interfaz 1...10 V. Este es controlado por medio de un controlador o un sensor. La elección de los componentes de regulación 1...10 V adecuados, para controlar el nivel de iluminación, depende de la aplicación particular en cada caso. Por ello, el perfil de requisitos para el sistema de iluminación regulable debe ser definido con precisión.

Controladores manuales

Los controladores manuales que se sirven de pulsadores y unidades de mando a distancia, por ejemplo, ofrecen un alto grado de flexibilidad y pueden adaptarse a los requisitos específicos del usuario.

Controladores automáticos

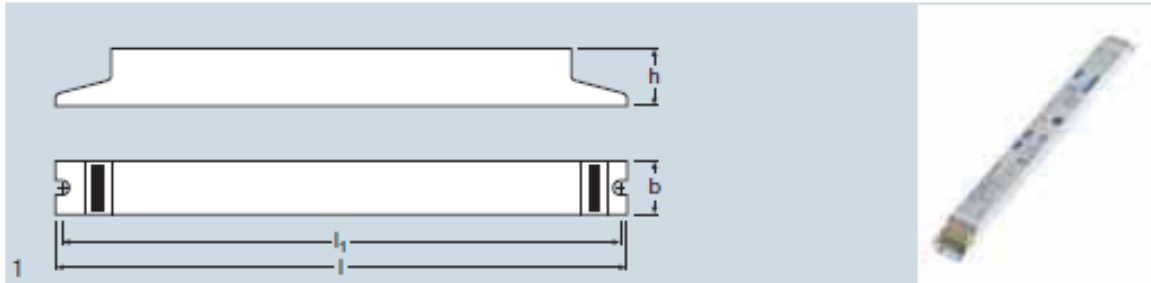
Los controladores automáticos con sensores son ideales para ahorrar costes de iluminación. El nivel de iluminación se controla a través de sensores de luz, en función de la cantidad de luz natural disponible (control de iluminación constante), de modo que se utiliza la luz solar natural. Es posible un ahorro de energía de hasta un 45 %. Puede lograrse un ahorro potencial superior al 70 % mediante el uso de sensores con desconexión automática, detectores de movimiento o sensores de presencia.

Controladores complejos

Puede establecerse un simple enlace entre el equipo de control 1...10 V y el bus de control de servicios para edificios *instabus EIB*, por ejemplo, por medio de conmutación/atenuación.

6.14 5.4 Las características del balasto regulable usado

QUICKTRONIC® INTELLIGENT QTi DIM (1-10 V) para lámparas T5



Denominación del producto	Número del producto		lm	A	W SISTEMA	λ	T_a	
QTi 1x14/24 DIM	4050300870922	1xHE 14	1x1200	0,07	15,4	0,96	+10...+50 ¹⁾	154...276
		1xHO 24	1x1750	0,11	26	0,98		
QTi 1x21/39 DIM	4050300870564	1xDL 40	1x3500	0,18	41,8	0,98	+10...+50 ¹⁾	154...276
		1xHE 21	1x1900	0,11	23,1	0,96		
		1xHO 39	1x3100	0,18	41,8	0,98		
QTi 1x28/54 DIM	4050300870588	1xDL 55	1x4800	0,26	59	0,99	+10...+50 ¹⁾	154...276
		1xHE 28	1x2600	0,14	30,1	0,97		
		1xHO 54	1x4450	0,26	58,8	0,99		
QTi 1x35/49/80 DIM	4050300870540	1xDL 80	1x6000	0,40	88	0,99	+10...+50 ¹⁾	154...276
		1xHE 35	1x3300	0,17	37,8	0,96		
		1xHO 49	1x4300	0,24	53,4	0,98		
		1xHO 80	1x6150	0,39	88,1	0,99		
QTi 2x14/24 DIM	4050300870946	2xDL 24	2x1800	0,22	49	0,98	+10...+50 ¹⁾	154...276
		2xHE 14	2x1200	0,14	30,6	0,96		
		2xHO 24	2x1750	0,22	50	0,96		
QTi 2x21/39 DIM	4050300870694	2xDL 40	2x3500	0,36	82	0,97	+10...+50 ¹⁾	154...276
		2xHE 21	2x1900	0,21	45	0,96		
		2xHO 39	2x3100	0,36	82	0,96		
QTi 2x28/54 DIM	4050300870717	2xDL 55	2x4800	0,51	115	0,99	+10...+50 ¹⁾	154...276
		2xHE 28	2x2600	0,27	60,2	0,27		
		2xHO 54	2x4450	0,51	115	0,98		
QTi 2x35/49 DIM	4050300870570	2xDL 80	2x6000	0,80	176	0,99	+10...+50 ¹⁾	154...276

Figura 72. Características de los balastos dimerizables

Tubos fluorescentes

El tubo fluorescente tiene muchas ventajas si se la compara con el bombillo / foco incandescente.

Las más importantes son:

- Una lámpara TL8 con mayor vida útil y una mejor reproducción del color en comparación con las lámparas T8 serie 700.
- Reduce los costos de mantenimiento extendiendo el ciclo de reposición.
- Posee 95% de mantenimiento lumínico y tan solo @1.7 mg de mercurio para tubos con tecnología ALTO II.
- Tiene una vida útil de hasta 25% más que un tubo fluorescente T8 Standard.

Características

- Mantenimiento del flujo luminoso del 95% y reducción de ennegrecimiento del tubo en los extremos.
- Disponible en varias potencias: 17W, 25W y 32W.
- Disponible en varias temperaturas de color: 3000K, 3500K, 4100K, 5000K y 6500K (no de 32 vatios).
- Un consumo de corriente que puede ser hasta tres veces menor que la de un bombillo incandescente.
- Mejor respuesta de color. Es fácil observar que los colores son más fieles al verdadero.
- La emisión de luz es de 4 a 6 veces mayor que la de un bombillo incandescente de la misma potencia.
- Provee una luz más uniforme y menos deslumbrante, porque el área de iluminación es mayor.
- Calentamiento reducido.
- La duración promedio de vida es de 7500 horas en condiciones normales.



Figura 73. Tubos fluorescentes

Los tubos fluorescentes son de descarga, de baja presión. Se pueden elegir entre diferentes clases de luz y se construyen de varias formas y tamaños. Hay de un pin y de 2 pines. Hay tubos fluorescente de barra (el más común), anular, en forma de "U" y muchas más. El tubo fluorescente está compuesto de un tubo de vidrio que está revestido por su parte interior con una sustancia fluorescente. Dentro del tubo hay gases y vapor de mercurio a baja presión. Este tubo tiene, en sus dos extremos, un filamento y un electrodo sensor.

Esta tecnología necesita un equipo auxiliar para funcionar denominado comúnmente balasto electrónico. Los fluorescentes se clasifican en función del diámetro: T12 (36 mm de diámetro); T8 (28 mm de diámetro), la más frecuente; T5 (16 mm de diámetro), este fluorescente sólo funcionan con equipos auxiliares electrónicos y es el más eficiente. Estas lámparas consumen un 80% menos que las incandescentes y tiene una vida útil entre 8 y 10 veces mayor.

Esta lámpara ofrece más lúmenes por vatio con menor contenido de mercurio, además de una mayor vida útil. La lámpara puede ser instalada en luminarias existentes TL-D.

Aplicaciones

- Ideal para aplicaciones donde sea un beneficio tener un ciclo de reposición extendido.

.Los tubos fluorescentes son de descarga, de baja presión. Se pueden elegir entre diferentes clases de luz y se construyen de varias formas y tamaños.

Hay de un pin y de 2 pines. Hay tubos fluorescente de barra (el más común), anular, en forma de "U" y muchas más

El tubo fluorescente está compuesto de un tubo de vidrio que está revestido por su parte interior con una sustancia fluorescente.

Dentro del tubo hay gases y vapor de mercurio a baja presión. Este tubo tiene, en sus dos extremos, un filamento y un electrodo sensor.

Funcionamiento de los equipos instalados:

- **Actuador 8 canales**

Por medio de este equipo se realiza el control de iluminación que permite dar la orden de encendido y apagado en las zonas 2 y 3 ya mencionadas.

- **Fuente KNX**

Esta proporciona el nivel de tensión adecuado para la interconexión interna entre los dispositivos a través de la comunicación mediante el bus KNX de cada equipo.

- **Actuador dimmer**

Con este equipo se realiza el control de iluminación dimerizable en la zona 1, permitiendo reducir y aumentar gradualmente los niveles de luminosidad garantizando los niveles de luz necesarios para el entorno de trabajo.

- **Programador horario**

Con este programador se realiza el control de encendido y apagado del sistema fijando un margen de tiempo en el cual el conjunto de todos los dispositivos interconectados entre si realizarán sus funciones de control automático.

Esquema lógico unifilar KNX para el control de iluminación sistema construido

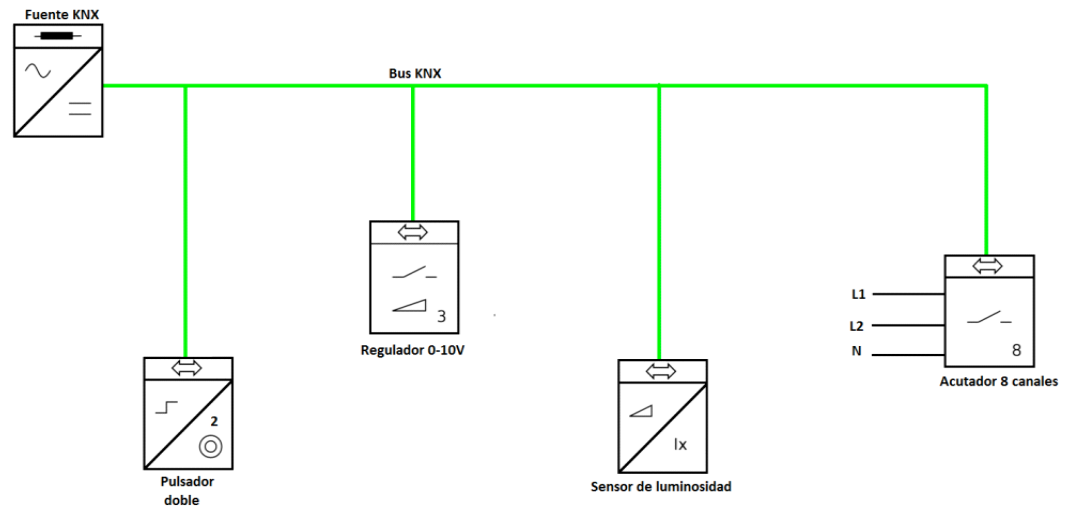


Figura 74. Esquema lógico unifilar KNX para control de iluminación

Tablero sistema de control KNX construido



Figura 75. Tablero de automatización KNX

Este tablero se compone de:

MTN670804 Interface de pulsador de 4 elementos

MTN647091 Unidad de control de 0-10V REG-K accionamiento manual

MTN683901 fuente KNX

Programador horario

MTN647893 Actuador binario 16 A 8 canales

MTN680329 KNX/IP Router

MTN693004 fuente para router KNX

MCB 2x20A

MTN630919 sensor de presencia KNX con regulación de luz

Tablero termoplástico instalación riel DIN.

Estos elementos son los encargados de realizar la función de supervisión, control, regulación y/o comunicación del sistema KNX.

Los pasos para el desarrollo de la instalación automática en KNX son los siguientes:

1. Diseño del sistema
2. Instalación de los equipos
3. Asignación de las direcciones físicas
4. Asignación de las direcciones de grupo.
5. Parametrización de los elementos de la instalación.

6. Obtención de los objetos de grupo u objetos de comunicación.
7. Relacionar los objetos de grupo con las direcciones de grupo.

8. Programación, la tabla siguiente muestra la lista de los equipos instalados con sus direcciones físicas y sus direcciones de grupo

DISPOSITIVO	REFERENCIA	DIRECCION FISICA	PARAMETROS	DIRECCIONES DE GRUPO
Actuador Dimmerizable	MTN647091	1.1.2	CH1: Conmutación Zona 1	1/0/0 , 0/0/1
			CH1: Regulación Zona 1	1/1/0
Actuador 8 canales	MTN647893	1.1.3	CH1: Conmutación Zona 2	1/0/1
			CH2: Conmutación Zona 3	1/0/2
Sensor de presencia	KNX Argus Presence	1.1.1	Bloque 1 : Control on/off Zona 1	1/0/0
			Bloque 2 : Control on/off Zona 2	1/0/1
			Bloque 3: Control on/off Zona 3	1/0/2
Pulsador Capacitivo	ZVI-TMDD	1.1.5	Pulsador A1 Envía 1 conmutación zona 1	1/0/0
			Pulsador A2 Envía 0 conmutación zona 1	1/0/0
			Pulsador B Pulsación sostenida dimmerización zona 1	0/1/0
			Pulsador C1 Envía 1 conmutación zona 1	0/0/3
			Pulsador C2 Envía 0 conmutación zona 1	0/0/3
			Pulsador D1 Envía 1 conmutación zona 2	0/0/4
			Pulsador D2 Envía 0 conmutación zona 2	0/0/4
			Pantalla A Visualización en la pantalla sensor de temperatura	2/ 1/ 0
			Pantalla B Visualización en la pantalla nivel de dimerización	0/ 2/ 1
			Fuente de Temperatura T1	2/ 1/ 0
			Sonda interna Temperatura actual	2/ 1/ 0

Tabla 11. Descripción de las direcciones físicas y objetos de grupo para la instalación KNX

Descripción del Funcionamiento de la instalación KNX desarrollada e instalada

- Se asignan direcciones físicas a cada componente de la instalación
- Se asignan las direcciones de grupo para unir las funciones de sensores, actuadores y reguladores conectados al sistema
- Configuración de cada elemento KNX de la instalación
- Programar los sensores y actuadores por medio del software ET4

Si se presiona la parte superior de la pantalla táctil, esta envía un telegrama que contiene la dirección de grupo y un “1” lógico. Este telegrama se recibe y es procesado por el regulador KNX, el sensor de iluminación y el actuador KNX de 8 canales.

Sólo los dispositivos con la misma dirección de grupo responden con otro telegrama de acuso de recibo; en este caso el regulador KNX cierra su contacto de salida y enciende las luminarias dimerizable de la zona No. 1.

Si se actúa sobre las teclas de dimerización, el nivel de iluminación sube o baja de acuerdo a los requerimientos.

El sensor de iluminación lee el nivel de iluminación externo y lo envía al sistema de control y regulación, éste lo compara con el valor de referencia parametrizado, determina el error de iluminación y aplica una ley de control diferencial, cuya salida es un valor de voltaje de dimerización (0 – 10 V) y lo aplica a los drivers o balastos electrónicos, para mantener el nivel de iluminación requerido en la estancia, con el aporte, en cada instante, de la luminosidad externa medida por el sensor de iluminación.

6. GESTIÓN ENERGÉTICA

Diseño y Construcción del Tablero de Transferencia para Gestión Energética: Se puede considerar a un sistema de gestión energética como un Energy Storage Devices” (ESD): Sistema de almacenamiento control y supervisión de energía de supervisión continua y en un lazo cerrado de control conformado por: la carga, un controlador o regulador, sensor de luminosidad, una ley de control, un sistema de medida de energía y actuadores.

El desarrollo e implementación de un sistema de gestión energético se debe empezar con la determinación de la curva de demanda del sistema energético a controlar y satisfacer, que puede ser:

- predominantemente comercial
- predominantemente industrial
- predominantemente residencial

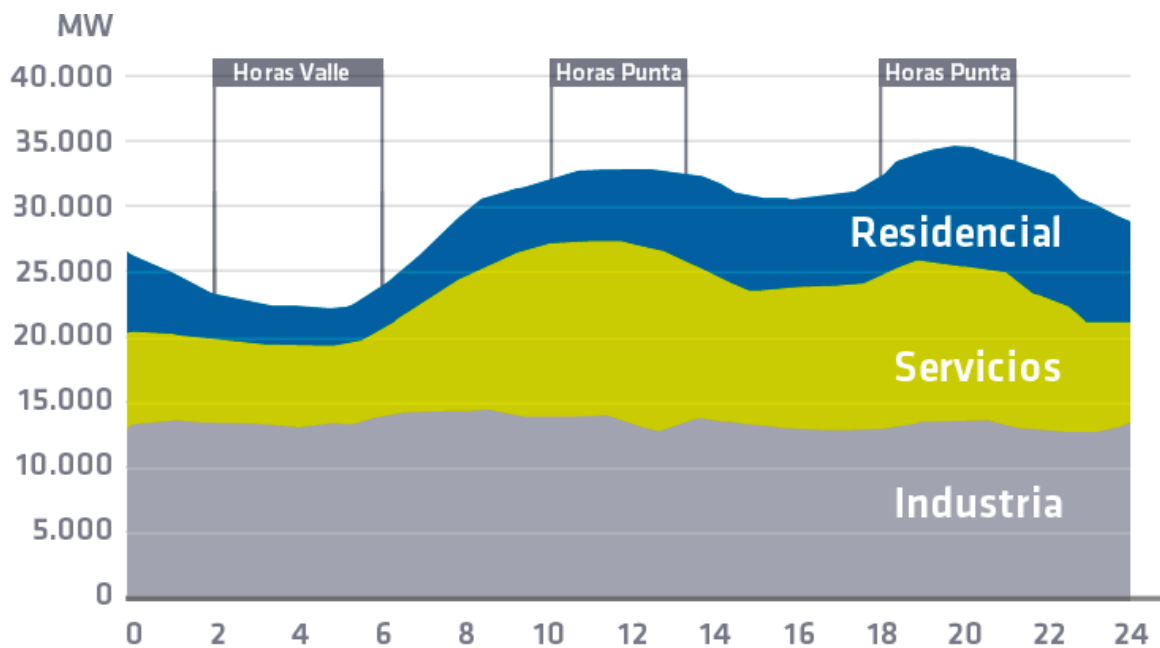


Figura 76. Curva de demanda sector industrial, residencial y servicios

Los hábitos humanos hacen que la mayor parte del consumo energético se produzca durante el día. La energía no puede ser almacenada de forma eficiente

por lo que los productores eléctricos tienen que ajustar la producción a esa curva de demanda.

El primer paso, que se debe realizar es identificar la curva de demanda de la estancia prototipo, la curva de demanda en este caso es la siguiente teniendo en cuenta que la carga a asumir solo será la de iluminación:

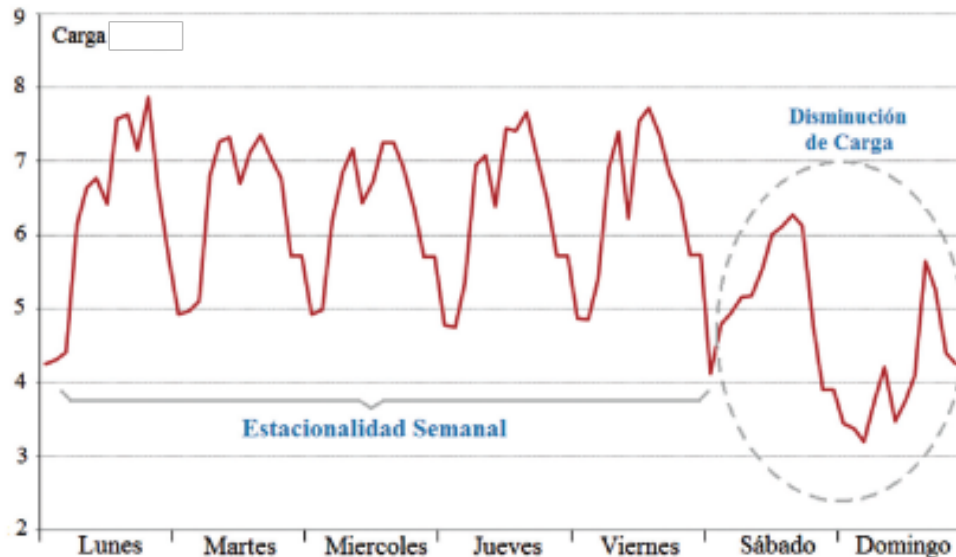


Figura 77. Curva de demanda en w para la iluminación en laboratorio

Teniendo en cuenta que en sitio se cuenta con la instalación de 6 lámparas de iluminación y equipos de cómputo, se obtiene una demanda promedio de 1200w en la totalidad de sus equipos internos, sin embargo, la carga que debe de abastecer nuestro sistema fotovoltaico será las instalaciones de iluminación dado la capacidad de generación que posee el panel instalado (300w) con lo cual solo se logra asumir una cuarta parte del total de la carga instalada.

Es posible, como se demuestra en este trabajo, utilizar el sistema KNX como protocolo de automatización en lazo cerrado para realizar gestión energética, pues es posible inyectar energía renovable a través de un sistema fotovoltaico y de este modo, lograr realizar un aporte significativo para la demanda total de iluminación. En la figura siguiente se muestra el sistema completo de gestión energética con los siguientes elementos:

- Sistema fotovoltaico.
- Adecuador de señal del sistema fotovoltaico

- Sistema de control, tablero de transferencia
 - Scheduler
 - Algoritmo. S7-1200
- Tablero del sistema de inversión de energía
- Tablero de regulación fotovoltaica
- Sistema de Puesta a Tierra.

La siguiente figura el sistema general diseñado y construido por los autores de este proyecto, como prototipo para realizar la gestión de energía

6.15 6.1 Desarrollo del sistema fotovoltaico

Hora Solar Pico Crítica HSPc

De la tabla 12, se obtiene el valor crítico en el año, es decir el mes con menor radiación, para el caso de Pereira es el mes de noviembre de $4,15 Wh/m^2$, este nos permitirá más adelante determinar la corriente requerida por el SFV.

Para el caso, de Pereira la celda Solar **Yingli Y1220p-29b** cuyas características se encuentra en la siguiente tabla 13.

Panel solar 300W, 24VDC



Figura 78. Panel solar de 300w 24v dc

ELECTRICAL PARAMETERS							
Electrical parameters at STC (1,000 W/m ² , 25°C, AM 1.5 according to EN 60904-3)							
Module type		YL 210 P-29b	YL 215 P-29b	YL 220 P-29b	YL 225 P-29b	YL 230 P-29b	YL 235 P-29b
Power output	[W]	210.0	215.0	220.0	225.0	230.0	235.0
Power output tolerances	[%]	+/- 3	+/- 3	+/- 3	+/- 3	+/- 3	+/- 3
Module Efficiency	[%]	12.9	13.2	13.5	13.8	14.1	14.4
Voltage at Pmax, V _{mpp}	[V]	28.5	29.0	29.0	29.5	29.5	29.5
Current at Pmax, I _{mpp}	[A]	7.37	7.41	7.59	7.63	7.80	7.97
Open circuit voltage V _{oc}	[V]	36.0	36.0	36.5	36.5	37.0	37.0
Short circuit current I _{sc}	[A]	7.95	8.10	8.15	8.28	8.40	8.54
Max. system Voltage	[V]	1,000 VDC					

Tabla 12. Características eléctricas tomadas de la hoja de fabricante

Para el cálculo de la energía que se genera en la UTP de la ciudad de Pereira situada a **1420** metros sobre el nivel del mar y a una **L=5°03'** y **Lo=75°29'²**

	Manizales	Pereira	Bogotá	Florencia	Riohacha
Elevación (m.s.m)	2150	1420	2556	280	4
L	5°03'	4°53'	4°38'	1°37'	11°32'
Lo	75°29'	75°44'	74°06'	75°36'	72°56'
MES					
Enero	172 405	223 460	166 380	162 414	256 550
Febrero	138 405	166 466	142 387	108 388	238 598
Marzo	116 377	174 448	112 342	92 366	233 602
Abril	120 385	172 448	95 325	88 355	202 574
Mayo	106 352	160 417	88 298	101 350	202 572
Junio	124 365	168 417	99 308	84 324	235 608
Julio	164 407	207 456	130 344	99 340	257 629
Agosto	148 404	196 458	112 334	118 375	243 618
Septiembre	122 388	176 454	114 347	123 396	204 577
Octubre	109 358	167 428	106 325	133 400	210 546
Noviembre	119 357	167 415	111 321	144 403	218 522
Diciembre	160 386	196 426	143 345	161 407	243 519
Promedio Anual	133 382	183 441	110 338	118 377	228 576
Promedio Diario del Brillo Solar (Horas/día)	4.4	6.0	3.7	3.9	7.5

Tabla 13. Ubicaciones geoespaciales de Pereira



De acuerdo a esta, se deduce que Pereira tiene un irradiación promedio de 183 y una radiación media de $441 \text{ Cal/cm}^2 - \text{dia}$ que equivalen a $18,4 \text{ MJ/m}^2 - \text{dia}$ y a $5,1164 \text{ kWh/m}^2 - \text{dia}$.

Estos datos también se pueden obtener utilizando el software RETSCREEN que permite obtener proyecciones de generación de energía con diferentes fuentes renovables entre ellas:

Figura 79. RETSCREEN International

- Biomasa
- Sistema de Generación Eólicos
- Sistemas Fotovoltaicos

4,64, pero HSP es de 4,37 mes de Diciembre.

La tabla mostrada por *RETSCREEN* presenta las condiciones de trabajo en la zona de la ciudad de Pereira de una manera actualizada con los datos obtenidos por la NASA, es importante porque para el dimensionamiento de cualquier SFV se requiere realizar la correcta selección de los datos meteorológicos, y de las HSP de la zona.

Procedimiento para el Cálculo de SFV

Se tienen en cuenta los conceptos fundamentales mencionados anteriormente (*HSP, HSPc, Irradiancia, Radiación, Masa de Aire*).

$$HSP = \frac{\text{Radiacion}}{\frac{1\text{kWh}}{\text{m}^2}} = 441 * 0,0116 = \mathbf{5,1156}$$

$$HSP_c = \frac{\text{RadiacionCritica}}{\frac{1kWh}{m^2}} = 415 * 0,0116 = \mathbf{4,814}$$

La energía fotovoltaica producida por la celda se puede determinar por la siguiente ecuación:

$$E_p = P_{mpP} * HSP * Fr$$

Donde:

E_p : Energía producida por el módulo.

P_{mpP} : La potencia pico del módulo en condiciones estándar de medida.

HSP : Hora Solar Pico, para este caso, se debe tener acceso a la información de la NASA.

Fr : Factor de rendimiento que se encuentra entre 0,65 y 0,9.

Conociendo la energía que genera cada panel se puede determinar la cantidad de paneles para suplir la carga, y definir la interconexión y cantidad de paneles en paralelo y en serie.

Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos.

Cuando se desea realizar el dimensionamiento de un SFV nosotros solemos utilizar el método de balance energético que tiene como principio:

$$\text{Energia Generada} = \text{Energia Consumida}$$

Teniendo en cuenta la receta para realizar el dimensionamiento puede resumirse de la siguiente forma:

1. Cálculo de la Energía Demandada o que será consumida por Día.
2. Selección de las Horas Solar Pico u Horas Efectivas de Sol en la ubicación para la implementación.
3. Dimensionamiento de los Generadores Fotovoltaicos, Número total de Paneles y su interconexión.
4. Selección y Dimensionamiento del Sistema de Acumulación.
5. Selección y Dimensionamiento del Regulador(es).
6. Selección y dimensionamiento del Inversor(es) o micro inversores.
7. Selección del cableado (*implica la selección de conectores*), fusibles según clase, Dps, y tipo de protecciones en cada etapa.
8. Realización de Esquemas Eléctricos de conexión.

Dimensionamiento del sistema fotovoltaico para el prototipo propuesto de control de iluminación y gestión energética

Dimensionamiento Sistema Fotovoltaico, Carga Demandada						
Unidades [Unidad]	Potencia Nomin	Horas de Funcionamiento [h]	Total de Energía Necesaria [W]	Total de Energía [Wh]	Con Fs: Factor de Seguridad 25% [Ah/Día]	Comentario
4	300	1	1200	1200	1500	Computadores
8	25	2	200	400	500	Lámparas Fluorescentes, fp:0,95.
	Total	3	1400	1600	2000	

Tabla 14. Dimensionamiento sistema fotovoltaico para carga demandada

Para el cálculo de la potencia generada requerida se debe de partir del consumo de potencia media diaria C_{md} para esto se consideran la demanda de las cargas **AC**, **DC**, la siguiente expresión:

$$CmdT = \frac{\left(Cmd_{DC} + \frac{Cmd_{AC}}{\eta_{INV}} \right)}{\eta_{BAT} * \%PC}$$

Donde:

Cmd_{DC} : Consumo media diario de carga DC.

Cmd_{AC} : Consumo medio diario de carga AC.

η_{INV} : Eficiencia dada por fabricante del inversor.

η_{BAT} : Eficiencia dada por el fabricante de batería.

$\%PC$: Perdida porcentual en conductores.

Si consideramos los siguientes valores para nuestro cálculo:

$Cmd_{DC} = 0 Wh/Dia$.

$Cmd_{AC} = \frac{2000Wh}{Dia}$.

$\eta_{INV} = 90\%$.

$\eta_{BAT} = 95\%$.

$\%PC = 100\%$ Se asume que existe regulacion en el circuito, no hay perdidas en el recorrido.

$$CmdT = \frac{\left(0 + \frac{2000Wh/Dia}{90\%} \right)}{95\% * 100\%} = 2400Wh/Dia$$

El consumo total anual se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$CmdT * 365Dias = \frac{2400Wh}{Dia} * 365Dias = 876kWh/Año$$

Después de realizar el cálculo de la demanda, consumo total de la carga, el siguiente paso, es obtener la energía total producida por cada módulo con los datos de radiación, donde se encuentra ubicada la instalación y de las características de los módulos FV a utilizar, para ello se pueden utilizar los datos entregados por la NASA o algún instituto meteorológico como el IDEAM. Se debe tener en cuenta que el modulo fotovoltaico que se va a utilizar para este caso es la celda mencionada anteriormente **Yingli YI220p-29b**, los siguientes datos son obtenidos del datasheet mostrado en la *figura 12*, de estos nos interesa:

$$V_{mpp}=29V \quad I_{mpp}=7,59A \quad \eta_{panel}=13,5\% \quad Area = 1,7m^2$$

Como se describió anteriormente la expresión para calcular la energía fotovoltaica de cada panel está dada por:

$$E_p = P_{MPP} * HSP * \eta_{panel}$$

$$P_{MPP} = I_{mpp} * V_{mpp}$$

Hallando la potencia máxima pico a pico:

$$P_{MPP} = 7,59A * 29V = \mathbf{220W}$$

$$E_p = 220W * 5,116 * 13,5\% = 151,9452 \text{ } Wm^2$$

La anterior ecuación E_p y el dato calculado considera la radiación promedio diario en la zona en la ciudad de Pereira, si se considera el valor crítico de la radiación en el mes de diciembre de la *figura 4* para la ciudad de Pereira y de acuerdo a los datos meteorológicos mas actualizados es de:

$$\mathbf{4,37kWh/Día /1 kWh/Día=4,37}$$

La E_p crítica sería igual:

$$E_p = 220W * 4,37 * 13,5\% = 129,789W$$

Como se aprecia en la figura 12 la característica AM 1.5, Temperatura 25°C la variable AM es la masa de aire que es una medida de la distancia que recorre la radiación solar para atravesar la atmosfera y que varía según el ángulo de incidencia de los rayos del sol en la instalación, se determina con la siguiente expresión:

$$(1 - 0,1 * altitudsitio) / \text{sen}HS$$

Donde:

HS: Angulo de elevación solar, el ángulo entre la línea del sol y el plano horizontal.

Si HS = 90°, AM=1.

Si se considera HS=42°, AM=1.5 en las pruebas del laboratorio realizadas para la celda Yingli YI220p-29b para obtener la potencia máxima.

Para el cálculo de la energía total generada por cada panel se debe tomar la eficiencia global del sistema que varía entre (0,65 – 0,9), se toma el 90% de eficiencia para estos cálculos y la hora solar pico crítica:

$$E_p = 129,789W * 90\% = 116,81W$$

Número Total de Módulos Fotovoltaicos (N_T)

$$N_T = \frac{C_{mdT}}{E_p} = \frac{2000W}{116,81W} = 17,12 \sim 18, \text{ Paneles en Total}$$

Número Total de Módulos FV Serie (N_s)

Teniendo en cuenta que el módulo fotovoltaico Yingli Solar tiene un V_{mpp} el número de panel en serie es de:

$$N_s = \frac{V_{BAT}}{V_{mpp}} = \frac{24V}{29V} = 0,8275 \sim 1$$

Número Total de Módulos FV Paralelo (N_p)

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} = \frac{18}{1} = 18$$

Calculo del Sistema de Acumulación, Baterías:

Los parámetros más importantes para el cálculo de las baterías son:

1. El consumo de energía medio en Amperios hora día(Ah/d) dado por la siguiente ecuación:

$$Q_{AH} = \frac{Cm dT}{V_{BAT}}$$

Para el cálculo:

$$Q_{AH} = \frac{2000W}{24} = 83Ah/Dia$$

El número de ramas en paralelo N_p del sistema fotovoltaico debe generar esta corriente.

2. La hora solar pico HSP del emplazamiento de la instalación en las condiciones de radiación solar del mes crítico, para el caso de la ciudad Pereira, el crítico es el valor de 4,37 por lo tanto, la corriente que debe generar el SFV en las condiciones de radiación solar del mes crítico es de:

$$I_{GV} = \frac{\frac{83Ah}{Dia}}{4,814} = 17,24AMP$$

3. Entonces para suministrar la corriente en el mes más crítico de radiación se debe tener el siguiente número de paneles.

$$N_P = \frac{I_{GVC}}{I_{mpp}} = \frac{\frac{17,24Ah}{Dia}}{\frac{7,59Ah}{Dia}} = 2,27 \sim 3$$

Número de días de Autonomía y la Profundidad de Descarga Máxima:

La siguiente expresión nos permite relacionar la potencia de descarga máxima $P_{D_{MAX}}$ diaria, la capacidad nominal del sistema de almacenamiento C_{NSA} la capacidad nominal del sistema de almacenamiento, la potencia diaria de la carga, un factor de corrección por cambios en la temperatura

F_T :

$$C_{NSA} [Wh] = \frac{CmdT}{P_{D_{MAX}} * Ft}$$

Considerando que la temperatura de la instalación es la temperatura de prueba 25°C:

$$C_{NSA} [Wh] = \frac{2000Wh/Dia}{70\% * 1} = 2857,143$$

C_{NSA} En Ah es:

$$C_{NSA} [Ah] = \frac{CmdT}{V_{BAT}} = \frac{2857}{24} = 100Ah$$

Si se consideran 4 días de autonomía tendríamos 4*100Ah=400 Ah a 24V.

Determinación del Regulador:

Para determinar la capacidad del regulador se debe tener en cuenta:

- El número de ramas en paralelo
- La corriente de cortocircuito del módulo

Con los parámetros anteriores obtenidos y los del módulo podemos determinar el regulador a seleccionar como a continuación

$$I_{Ereg} = I_{scA} * 1,25 * N_p$$

$$I_{Ereg} = 8,15A * 1,25 * 18 = 183,37A$$

6.16 6.2 Tablero regulador de la salida del panel solar

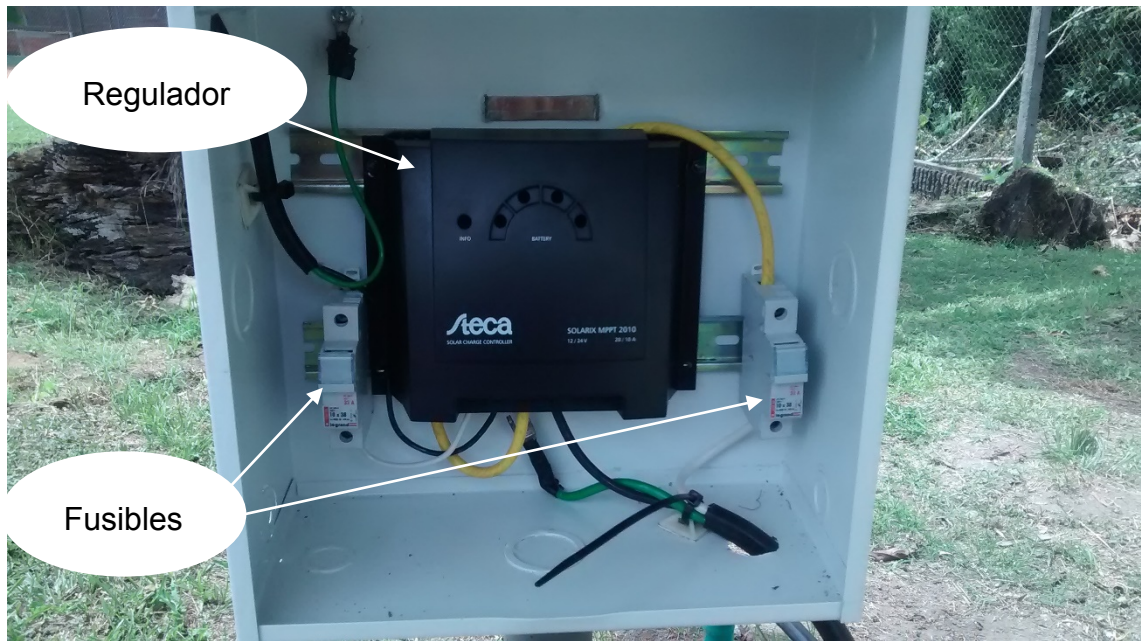


Figura 80. Tablero regulador

Este tablero se compone de:

Regulador MPPT2010 12/24VDC 20/10A: El **Steca Solarix MPPT** es un regulador de carga con seguidor de MPP, que funciona en el punto de trabajo óptimo del módulo, inyectando así a la batería la máxima energía. Se caracteriza por el cuidado profesional de la batería, por las funciones de protección excelentes y, por último, por la fiabilidad y flexibilidad en la configuración de módulos.

Fusibles DC 20A: Usados para la protección tanto del módulo como de la salida de la celda en DC.

Conjunto a este tablero, se encuentra la instalación del panel solar, el cual brinda una potencia de 300W en su pico máximo de generación, como fuente alterna de energía del sistema.

6.17 6.3 Tablero inversor

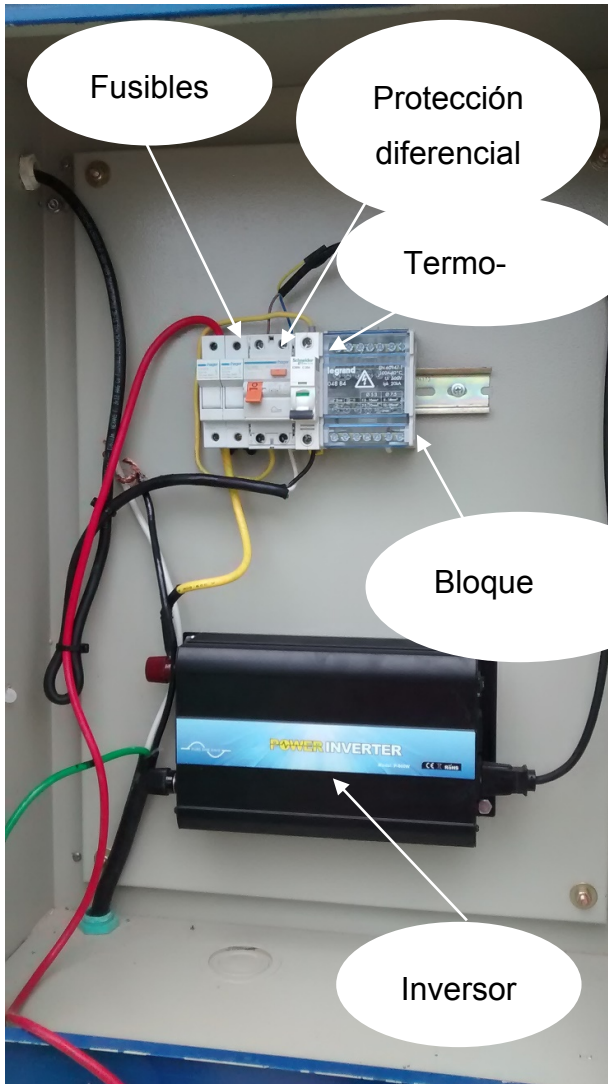


Figura 81. Tablero inversor

Este tablero se compone de:

Fusibles DC x 20A: usados para la protección del cableado desde el tablero del regulador hasta el inversor de las líneas en DC.

Inversor *POWER INVERTER 800W* entrada 12VDC / salida 120VAC: este inversor convierte la tensión DC, en una señal sinusoidal de AC para manejo de cargas generales que usan tensión AC como alimentación.

MCB 1X25A: protección termo-magnética encargada de proteger la salida del inversor de sobre cargas ocasionadas por consumo excesivo en la salida del inversor. Tipo de curva C, 6/10kA, 20A In.

RCCD 2X25A 300MA: protección diferencial encargada de brindar seguridad contra fugas a tierra para proteger de riesgo de electrocución y/o riesgo de incendio. Diferencial con 2 polos, 25A In, 300mA protección.

Bloque de distribución: encargado de la repartición o conexiones de los elementos del tablero, de manera segura, confiable y ordenada.

- Adecuador de señal del sistema fotovoltaico
- Sistema de control, tablero de transferencia
 - Scheduler
 - Algoritmo. S7-1200
- Tablero del sistema de inversión de energía
- Tablero de regulación fotovoltaica
- Sistema de Puesta a Tierra.

En la figura 82, se presenta el sistema general diseñado y construido por los autores de este proyecto, como prototipo para realizar la gestión de energía

ESQUEMA GENERAL DE LA INSTALACION

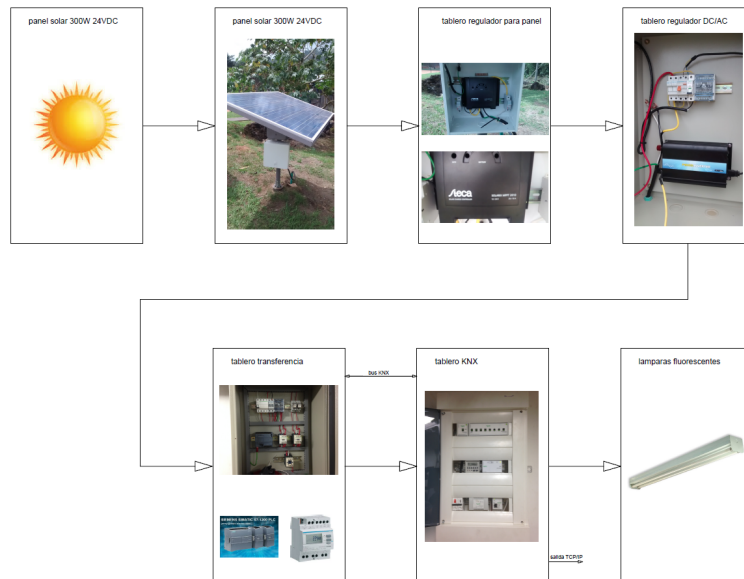


Figura 82. Esquema general de la instalación

6.18 Adecuador de señal para un sistema fotovoltaico

La relación que se establece entre la señal analógica recibida y la resolución de esta es la siguiente.

La siguiente figura muestra la instalación realizada para obtener la señal del sistema

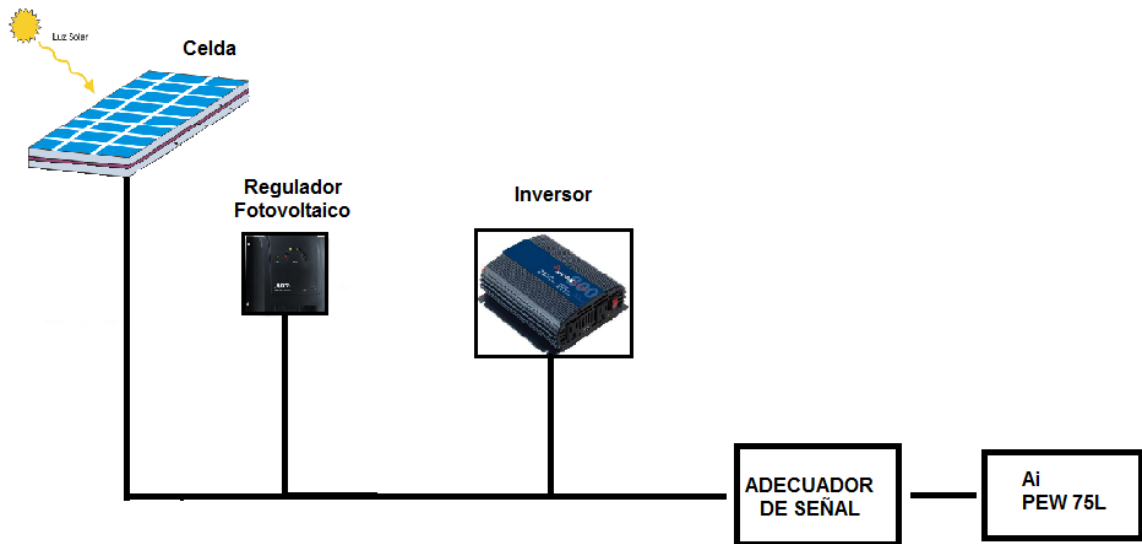


Figura 83. Esquema de conexión con adecuador de señal

El adecuador de señal se encarga de relacionar la tensión 0-10v con la variable a medir que son del orden de los 110 v.

La siguiente figura muestra, el adecuador de señal diseñado y construido para este propósito, en primer lugar se realiza la caracterización de los sensores de corriente de entrada (TI).

Caracterización del TI (Transformador de corriente)

Dadas las características del TI EK028 de Hager, se realizan las pruebas para registrar la tensión de salida del mismo, a una corriente conocida y así poder obtener una relación aproximada de transformación. Para ser precisos tenemos que para una bombilla que consume una corriente de 0.6 A y en el transformador

de corriente leyendo en un multímetro la tensión AC de salida, obtenemos 4.9 VAC.

Con dos bombillas en paralelo se obtiene una corriente de 1.1 A y en los bornes del TI se mide una tensión reflejada de 6.1 VAC, en base a lo anterior se puede decir que el aumento de la tensión de salida del TI es proporcional al aumento de la corriente, y por ende de la carga instalada.

6.18.1 Adecuador de señal para TI (Transformador de corriente)

Como la señal de salida del TI es dada en tensión AC, y lo que queremos es un rango de tensión entre 0 y 10 VDC, debemos establecer los límites para el adecuador, por lo cual el valor máximo de tensión AC será el de la carga que se va a medir a su máxima potencia, para ello se obtiene una tensión de aproximadamente de 6.8 VAC, el cual equivale a 10 VDC.

Luego de tener este dato claro, se debe convertir la tensión AC en DC, para ello se prueban dos alternativas, con un rectificador de onda completa y media onda para la señal de salida del TI, en la figura 84, se muestra el circuito que se encargara de esta tarea.

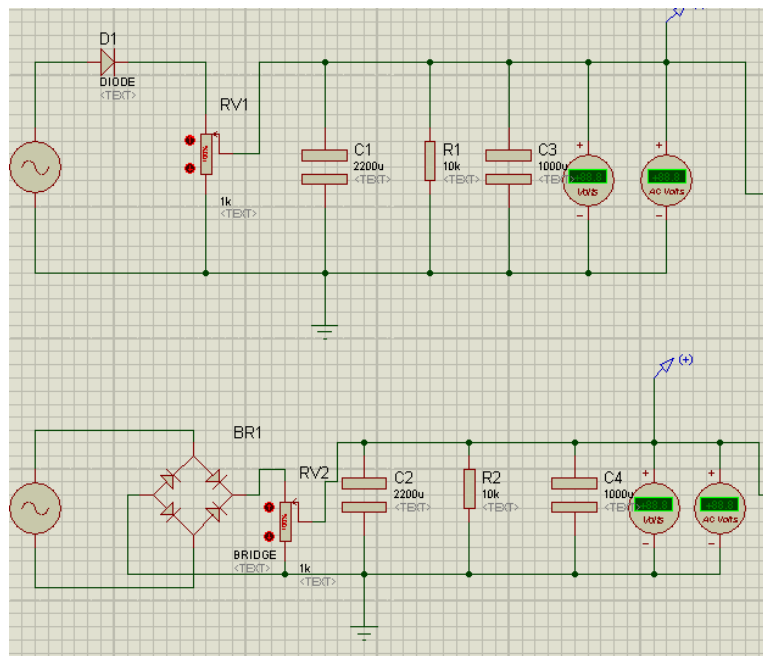
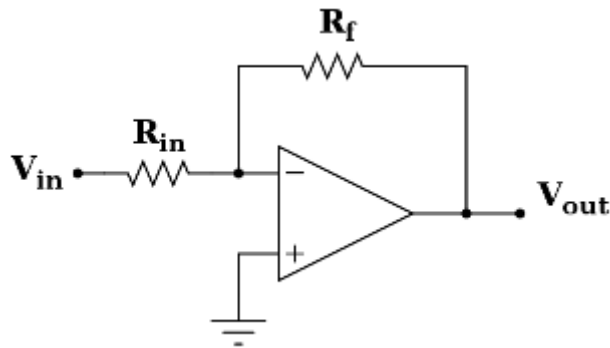


Figura 84. Rectificadores de onda

Ya teniendo la señal rectificada se procede a realizar la amplificación, para este proceso se realizan dos bloques de amplificación con dos inversores, el primero con ganancia unitaria y luego otro bloque para la adecuada amplificación.

Se realizan dos bloques o etapas debido a que la señal que se maneja no es perfectamente linealizada, para el primer bloque se encarga de tomar esta tensión de salida irregular y hacerla una señal de tensión más tratable, luego se procede a amplificarla y para ello se debe hallar las resistencias necesarias para cada caso, teniendo en cuenta que como explica en la Figura 85, la ganancia de un amplificador inversor está dada por R_f/R_{in} .



$$G = \frac{R_f}{R_{in}}$$

Figura 85. Ganancia de un amplificador inversor

Teniendo la tensión de entrada y la de salida deseada, se halla la ganancia correspondiente, y en base a ella se elige una de las dos resistencias fijas y se despeja la otra, para ello se emplean las siguientes fórmulas.

$$G = \frac{V_{out}}{V_{in}} \quad R_f = G * R_{in}$$

Teniendo definido lo anterior y realizando los cálculos pertinentes se tiene el siguiente bloque de amplificación, tal como se muestra en la figura 86.

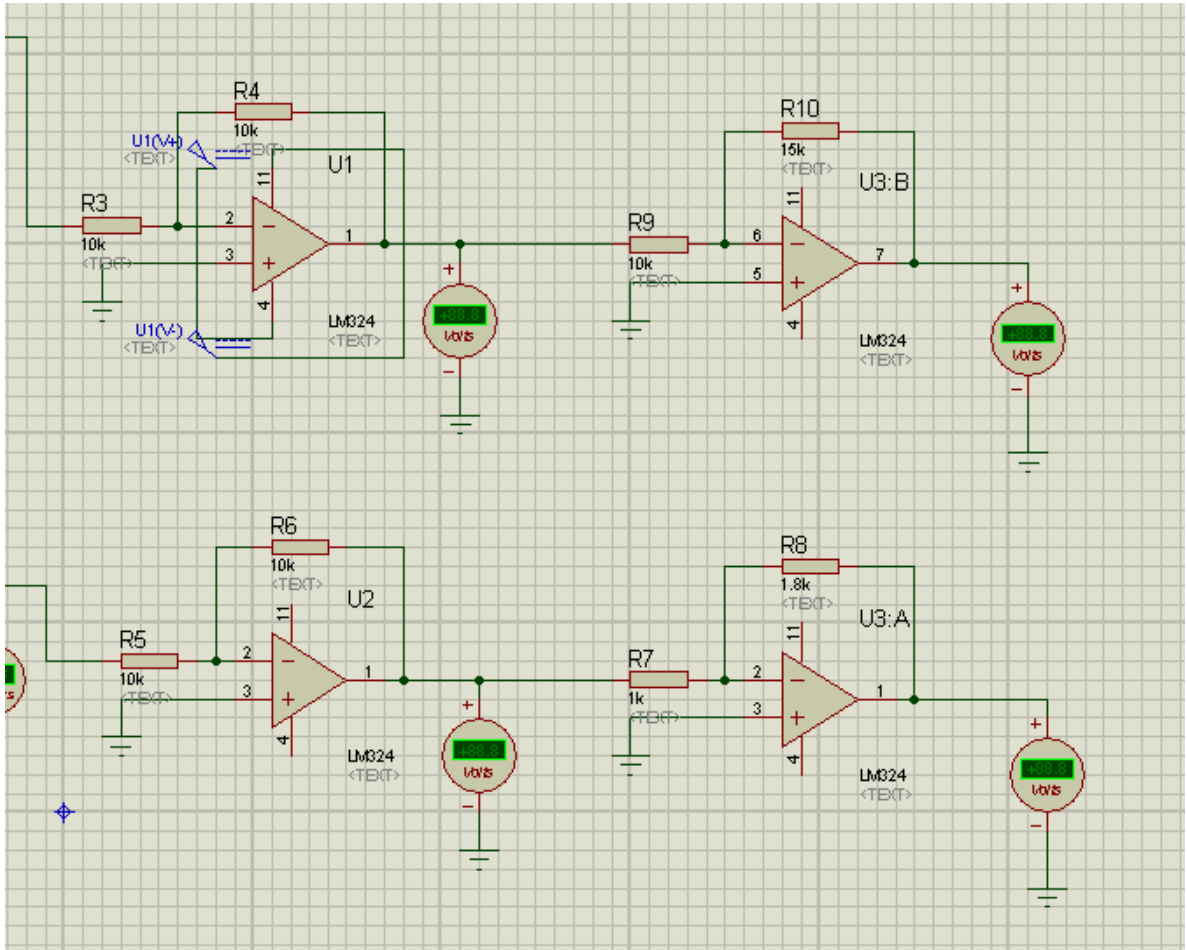


Figura 86. Bloques de amplificación

Para finalizar, se observan las respuestas en el tiempo de cada adecuador en la figura 4.

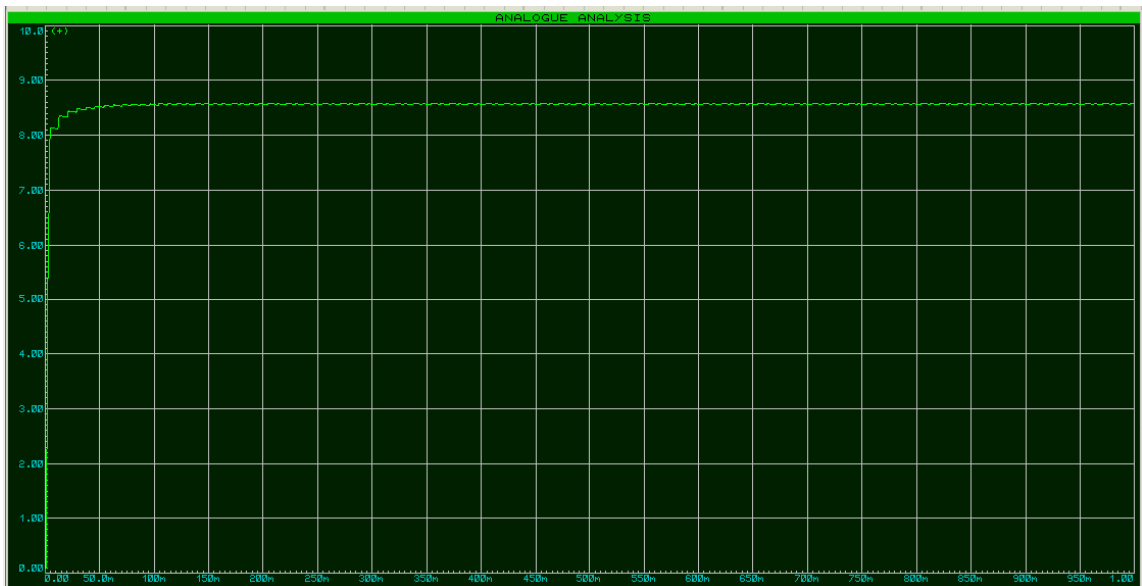
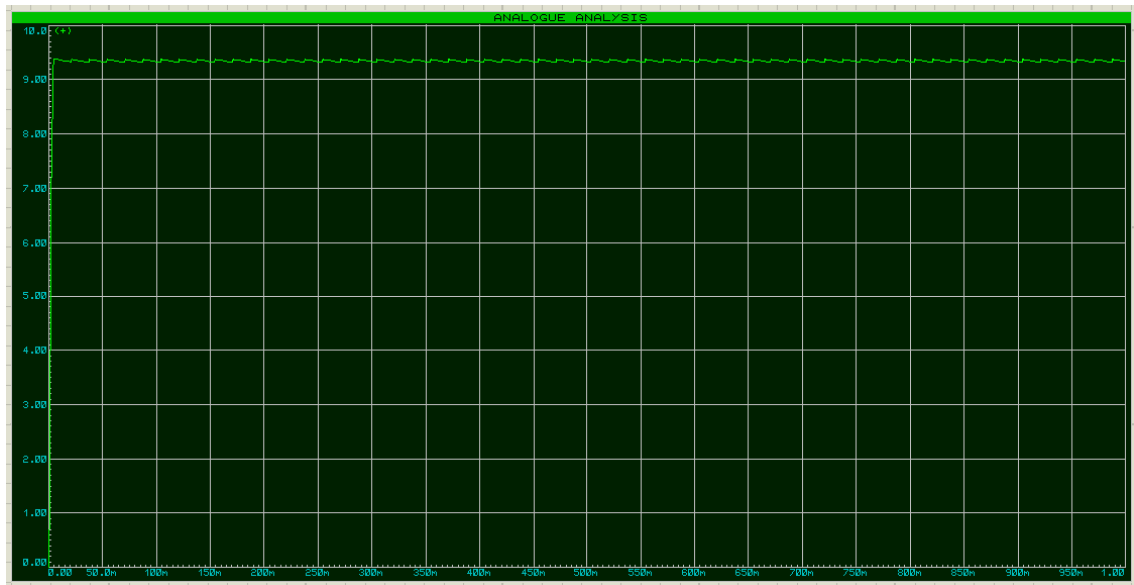


Figura 87. Respuestas en el tiempo de los rectificadores

6.19 Sistema de Control, Tablero de Transferencia

El sistema de control del tablero de transferencia ejerce sobre la implementación realizada las siguientes funciones:

- a) Vigila al sistema de acumulación de energía de la celda fotovoltaica.
- b) Vigila que el sistema de generación, la red y la carga se encuentren interconectados.
- c) Asegura la desconexión del equipo en el momento en que haya alcanzado los valores de almacenamiento requeridos.
- d) El sistema lee permanentemente el servicio requerido,
 - servicio manual
 - servicio automático
- e) Una vez seleccionado el modo de servicio, espera la selección de la operación manual o automática, la operación es elegida por el usuario a través de los pulsadores.
- f) En modo automático, el sistema entra en modo de supervisión y vigila los puntos descritos en a, b, y c ,
- g) El sistema supervisa el valor de la tensión de la red y conecta la carga,
- h) El sistema lee el valor de la carga dimerizable, el cual es comparado con la carga disponible para suministro en el sistema fotovoltaico y realiza la conmutación siempre y cuando el sistema fotovoltaico posea almacenada la potencia requerida.

El tablero de transferencia es en esencia un manejador de tareas secuenciales o Scheduler o Guía gema, construido con un autómeta programable S7- 1200, Para un sistema de control secuencial e inteligente, un scheduler consta de varios niveles de automatización: Primer nivel lógico o de información, compuesto por el manejo de la lógica de los modos de servicio manual y automático. Sólo es posible que el sistema se encuentre en un modo de servicio, el modo de servicio automático es incompatible con el modo manual. El modo automático no constituye la marcha sino una condición inicial para que el sistema arranque con el pulsador de marcha, y el modo de servicio manual libera o bloquea la lógica de funcionamiento del sistema, células de automatización. El segundo nivel lógico está compuesto por la lógica de la cadena secuencial o células lógicas de control secuencial. El tercer nivel lo constituyen las células lógicas de potencia que leen las señales analógicas y activan la interfaz digital del autómeta programable, en este caso S7- 1200.

6.19.1 Scheduler Implementado

El Scheduler o manejador de tareas secuenciales o guía GEMA es un elemento esencial del algoritmo de control del sistema de transferencia energética, consta de varios niveles de automatización:

- **Nivel de Información:**

Se encuentra compuesto por el manejo de la lógica de los diferentes modos de servicios, para este caso específico manual y automático. La lógica permite que el sistema se encuentre en un solo modo de servicio a la vez, el modo de servicio automático es incompatible con el modo de servicio manual, este modo no constituye la marcha del sistema, si no una condición inicial para que el sistema arranque con el pulsador de marcha. El modo de servicio manual libera o bloquea la lógica de funcionamiento del sistema, célula de automatización. El segundo nivel lógico está compuesto por la lógica de la cadena secuencial, compuesta por células de control y automatización. El tercer nivel lo constituyen las células lógicas de potencia que leen las señales analógicas y activan la interfaz digital del autómeta programable.

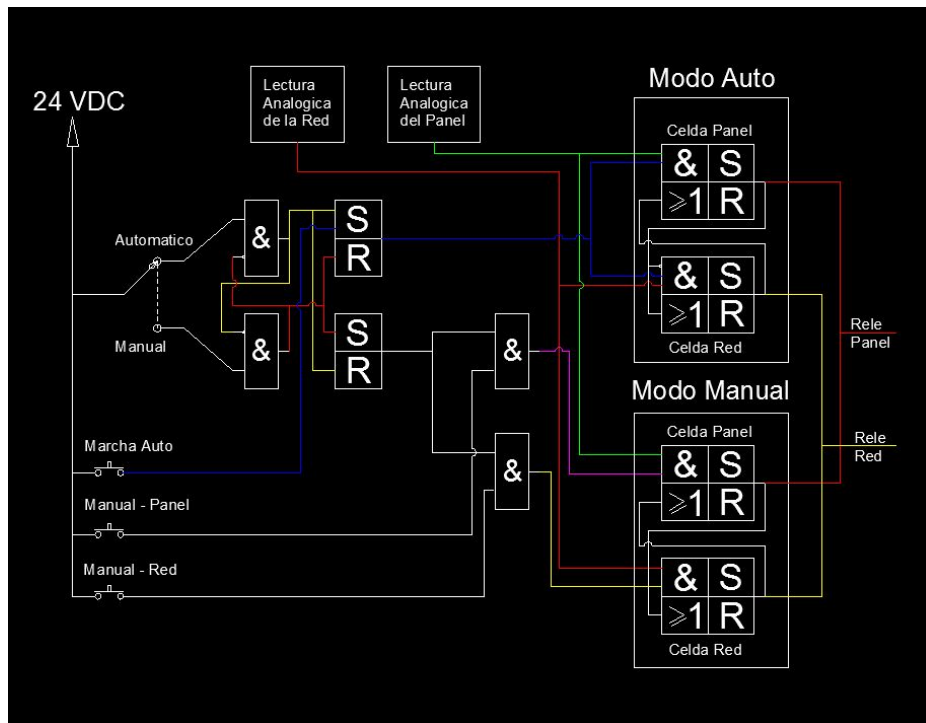


Figura 88. Scheduler implementado

6.19.2 Algoritmo Autómata S7-1200 para la implementación del Scheduler y ejercer la gestión de energía

Bloques del algoritmo. Implementación del algoritmo de entrada s7-1200

Este algoritmo se puede implementar utilizando las funciones que posee la programación del s7-1200 que son: **NORM-X**, que normalizan la entrada analógica, la función **SCALE** que escala la variable analógica dada entre 0-100VAC].

La función **NORM-X** establece una relación lineal entre las 27.648 áreas digitales y la salida del adecuador de señal (0-10v), como se puede observar en la siguiente gráfica:

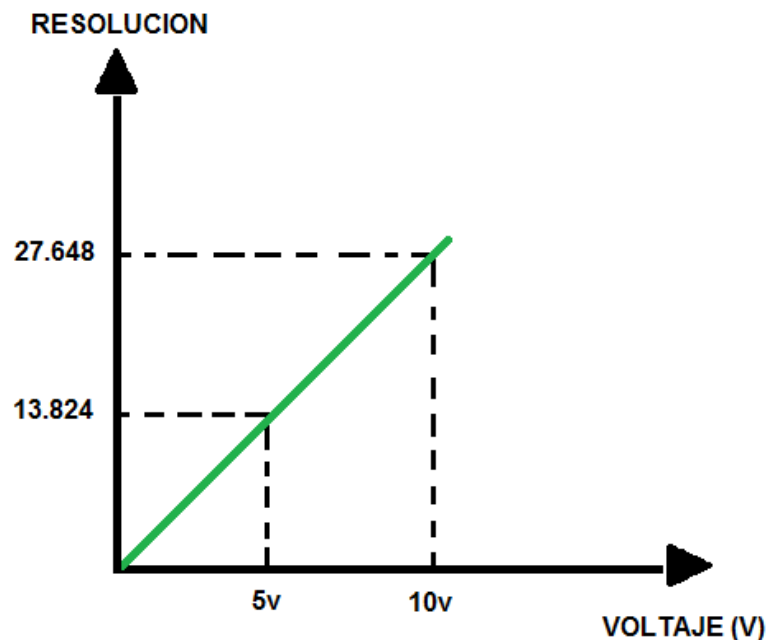


Figura 89. Función NORM –X

La función **SCALE-X** establece una relación lineal entre la resolución del módulo 27.648 y el voltaje de la celda fotovoltaica convertida a voltaje de 0-110v AC por el inversor este es:

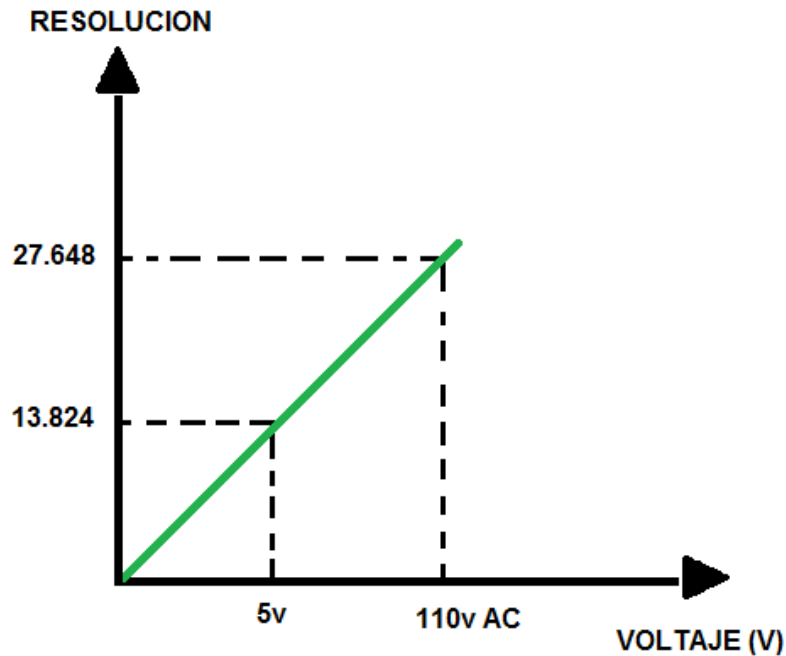


Figura 90. Función SCALE -X

La función **NORM-X** lee un número entero en 16 bits correspondiente a la salida del adecuador de señal; esta señal es leída por la entrada **value** de la frecuencia y se le asigna la entrada analógica IW64 (tag-1). Esta función se habilita con una memoria de marca, el valor mínimo de la señal es cero y su valor máximo es 27.648, la entrada **value** recibe la señal analógica del adecuador de señal. Su salida (**OUT**) es un número real por la palabra doble de marca MD4 (tag 2)

La figura siguiente nos muestra dos segmentos del programa escrito en lenguaje de funciones para autómatas programables S7-1200 con dos funciones NORM-X y SCALE-X. El segmento 1 opera sobre la señal analógica que entrega el

adecuador de señal del sistema fotovoltaico; el segmento 2 opera sobre la señal analógica que proviene de la red eléctrica; ambas señales se obtienen con transformadores de corriente colocados en cada una de las fases, tanto de la red como del sistema fotovoltaico.

La función NORM-X realiza la normalización de la señal de entrada analógica, tanto de la red como del sistema fotovoltaico, recibe un valor analógico de 16 bits correspondiente a la señal de la red como del sistema fotovoltaico, lo convierte a un número real de 32 bits, la cuantifica dividiéndola por la resolución del módulo analógico de entrada; esta función recibe como entrada una señal análoga en 16 bits y entrega una señal digital en 32 bits, la señal de entrada se direcciona en una posición de memoria de 16 bits y la salida de la función se debe almacenar en una memoria de palabra doble, por ejemplo MDW4.

La función SCALE-X que aparece en los segmentos 1 y 2 poseen como señal de entrada la palabra doble de memoria que entrega la función NORM-X y entrega otra palabra doble de 32 bits correspondiente a la variable analógica escalada de 0- 110 VAC.

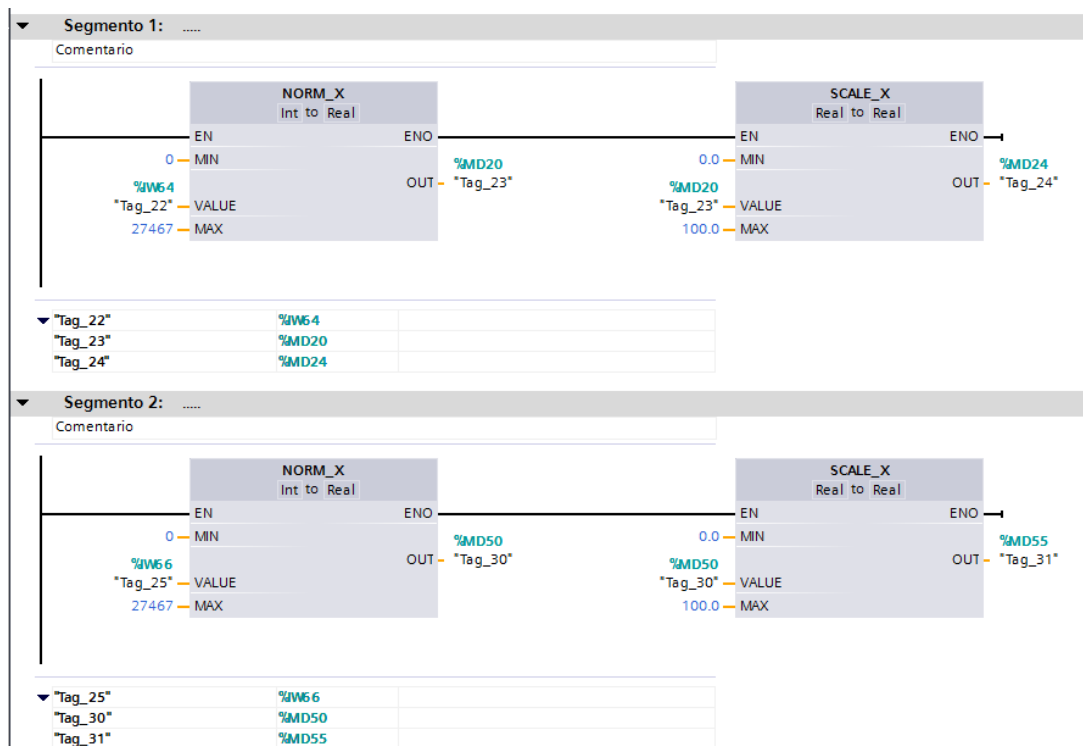


Figura 91. Segmento de programación 1-2

Los segmentos 3 y 4, reciben como entrada las palabras dobles de marca obtenidas en los segmentos 1 y 2, lo comparan con un valor real correspondiente, tanto al valor de la señal fotovoltaica como al valor del voltaje de salida de la red.

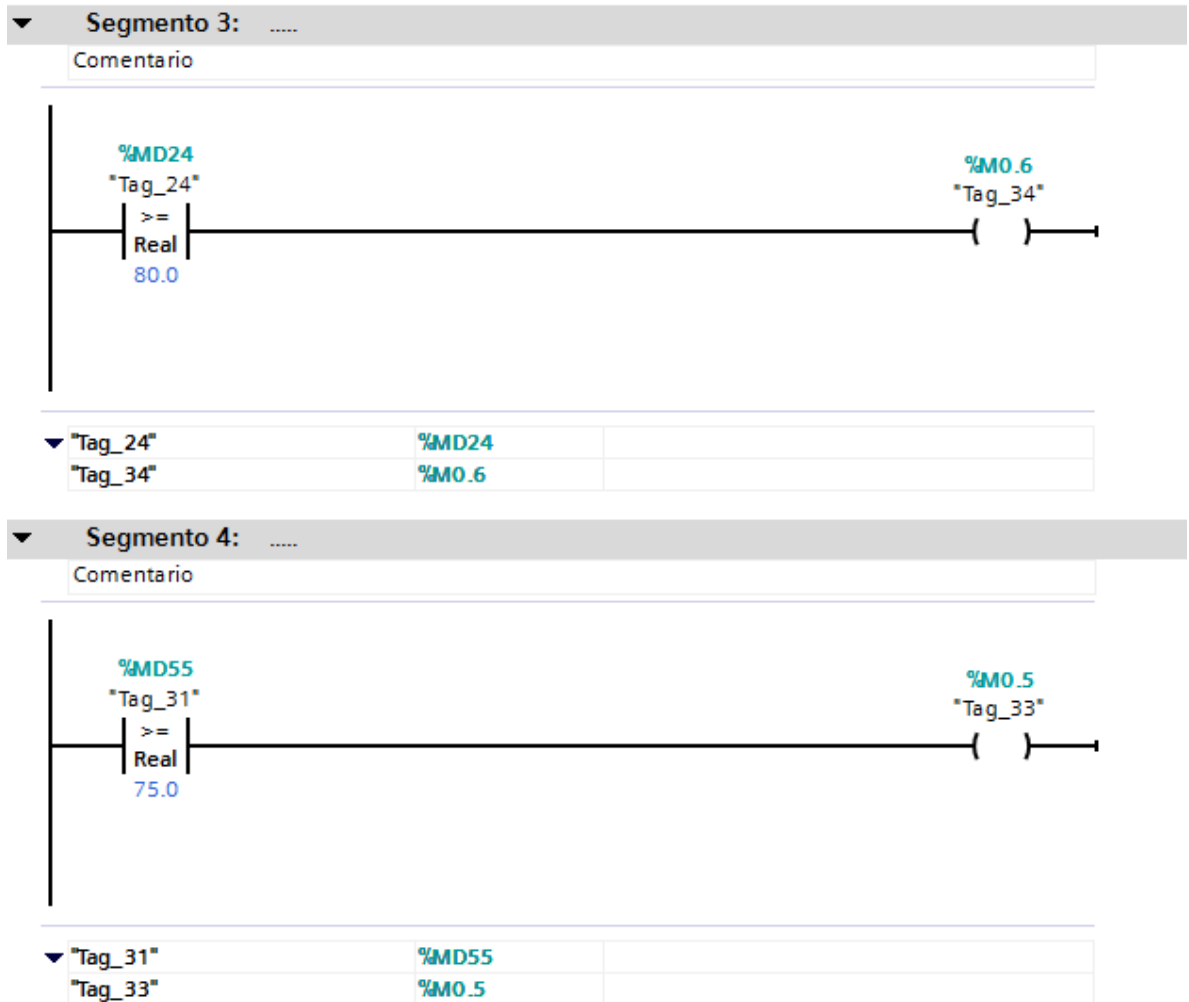


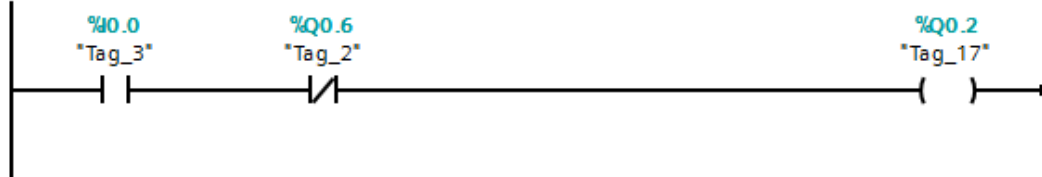
Figura 92. Segmento de programación 3-4

Los segmentos 5, 6, 7 y 8 corresponden al desarrollo lógico implementada por el SCHEDULER, que permite:

- Seleccionar la operación manual o automática
- Si el sistema se encuentra alimentando al sistema de iluminación por medio del sistema fotovoltaico, no podrá entrar la alimentación de la red o viceversa.

▼ Segmento 5:

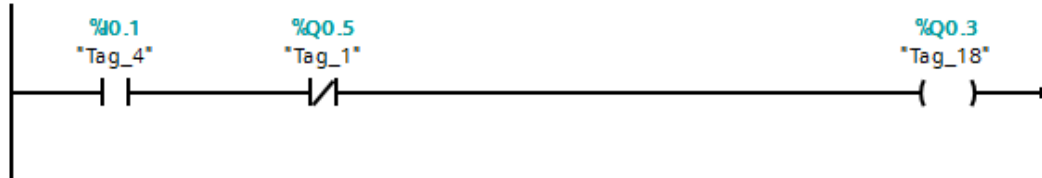
Comentario



▼ "Tag_2"	%Q0.6	
"Tag_3"	%Q0.0	
"Tag_17"	%Q0.2	

▼ Segmento 6:

Comentario



▼ "Tag_1"	%Q0.5	
"Tag_4"	%Q0.1	
"Tag_18"	%Q0.3	

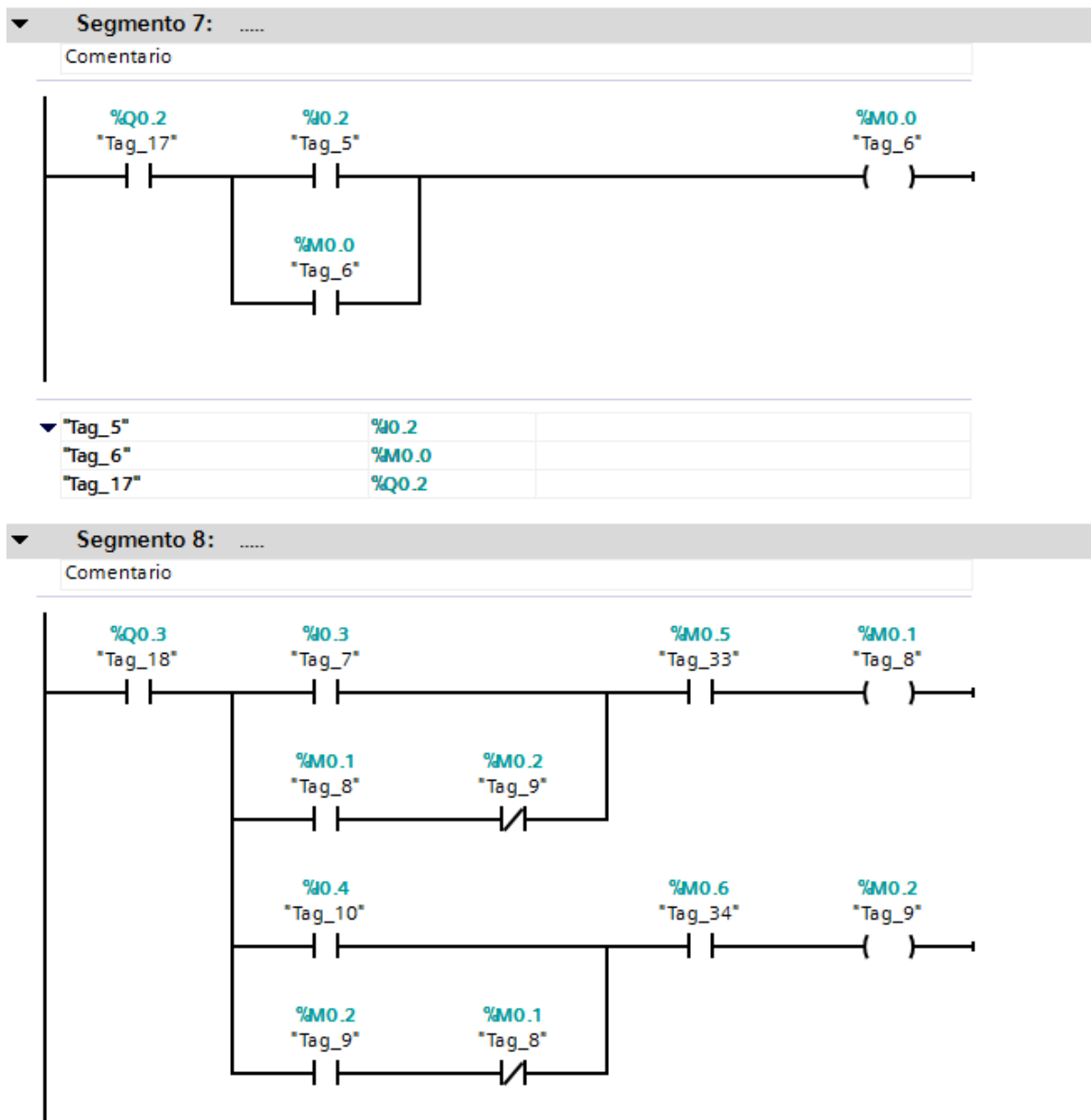


Figura 93. Segmento de programación 6-7-8-9

6.20 Tablero de Transferencia

Tablero sistema transferencia automática



Figura 94. Tablero de transferencia

Este tablero se compone de:

Protección MCB 1x20A: Protección termo-magnética encargada de proteger la salida del inversor de sobre cargas ocasionadas por consumo excesivo en la salida del inversor. Tipo de curva C, 6/10kA, 20A In.

RCCD 2x25A 300mA: Protección diferencial encargada de brindar seguridad contra fugas a tierra, para proteger de riesgo de electrocución y/o riesgo de incendio. Diferencial con 2 polos, 25A In, 300mA protección.

Contactores de línea para conmutación k1, k2, k3: Estos dispositivos se encargan de permitir según la señal en su bobina de accionamiento el paso o no de la tensión y corriente según sea la fuente a utilizar; donde k1 corresponde a energía de panel solar, k2 corresponde a energía de línea AC principal y k3 es el contactor general de accionamiento, para permitir el encendido o apagado general del sistema de alimentación.

PLC Siemens s7/1200: El PLC es la denominación dada al Controlador Lógico Programable, y se define como un equipo electrónico inteligente diseñado con base en microprocesadores, que consta de unidades o módulos que cumplen funciones específicas, tales como, una unidad central de procesamiento (CPU), que se encarga de casi todo el control del sistema, módulos que permiten recibir información de todos los sensores y comandar todos los actuadores del sistema, además es posible agregarle otros módulos inteligentes para funciones de pre-procesamiento y comunicación.

El PLC es utilizado para automatizar sistemas eléctricos, electrónicos, neumáticos e hidráulicos de control discreto y análogo. Las múltiples funciones que pueden asumir estos equipos en el control, se debe a la diversidad de operaciones a nivel discreto y análogo con que dispone para realizar los programas lógicos sin la necesidad de contar con equipos adicionales.

Los controladores modulares **SIMATIC SIEMENS S7-1200**, tienen un diseño optimizado para tareas de control y han sido dimensionados para máxima robustez y disponibilidad a largo plazo. Pueden ampliarse en cualquier momento de forma flexible por medio de módulos enchufables de E/S, de función y de comunicación. Según el tamaño de la aplicación puede seleccionarse el controlador adecuado dentro de una amplia gama en función del rendimiento, la capacidad funcional y las interfaces de comunicación. Los controladores modulares pueden configurarse y usarse también como sistemas de alta disponibilidad o de seguridad.

En este tablero, el **s7-1200** se encarga de recibir las señales de entrada del interruptor de encendido/apagado, y del estado de los relevadores de control para indicar el estado de los mismos y por ende del sistema en general. Además, se encarga de recibir por el módulo de entradas análogas la señal de corriente del

sistema, ya sea la celda solar, o la fuente principal de AC quien alimente la carga o luminarias del sistema de iluminación regulable o dimerizable por sistema KNX.

Selector modo manual / auto / off: Este interruptor se encarga de enviar señales de estado al PLC, siendo modo manual, modo automático o apagado del sistema.

Señalizadores estado sistema: Pilotos luminosos que indican el estado general del sistema, modo manual o automático.

Contador de energía KNX: Este se encarga mediante transformadores de corriente de medir la señal de corriente y tensión de la carga, con estos valores computa potencia instantánea, energía activa parcial y total. Todas estas mediciones son transmitidas al bus de datos KNX, para manejo y almacenamiento de los datos de la carga.

Relevadores de control cr1, cr2: Debido a que las salidas del PLC, manejan señales DC, y los contactores k1, k2 y k3 manejan señales en sus bobinas de accionamiento AC, es necesario instalar estos elementos como acople de señales DC/AC, para conmutación del sistema de transferencia. Además, sirven como generadores de señales de estado del sistema para el PLC.

6.21 6.6.1 Diseño y construcción del sistema de transferencia

Elementos utilizados y diseño

Con el fin de lograr un sistema de transferencia automatizado y controlado de forma programada, se implementa la interconexión entre relés, contactores y el autómata programable s7 1200, que corresponden a los siguientes diagramas de conexión:

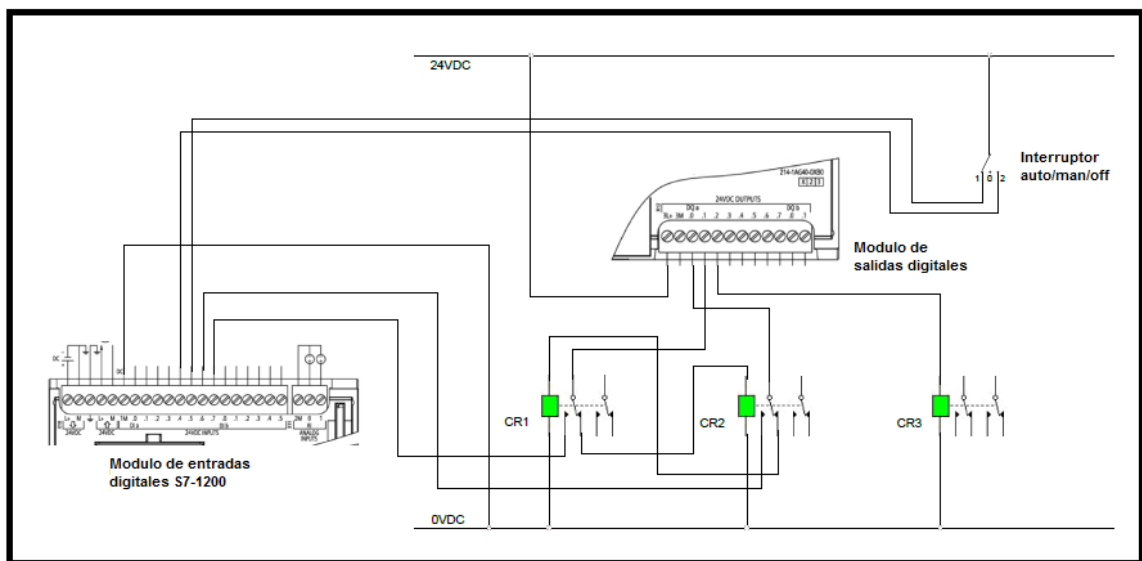


Figura 95. Diagrama de conexiones s7-1200

Diagrama1. Conexión de relés s7-1200

Integración del sistema de transferencia con el tablero KNX

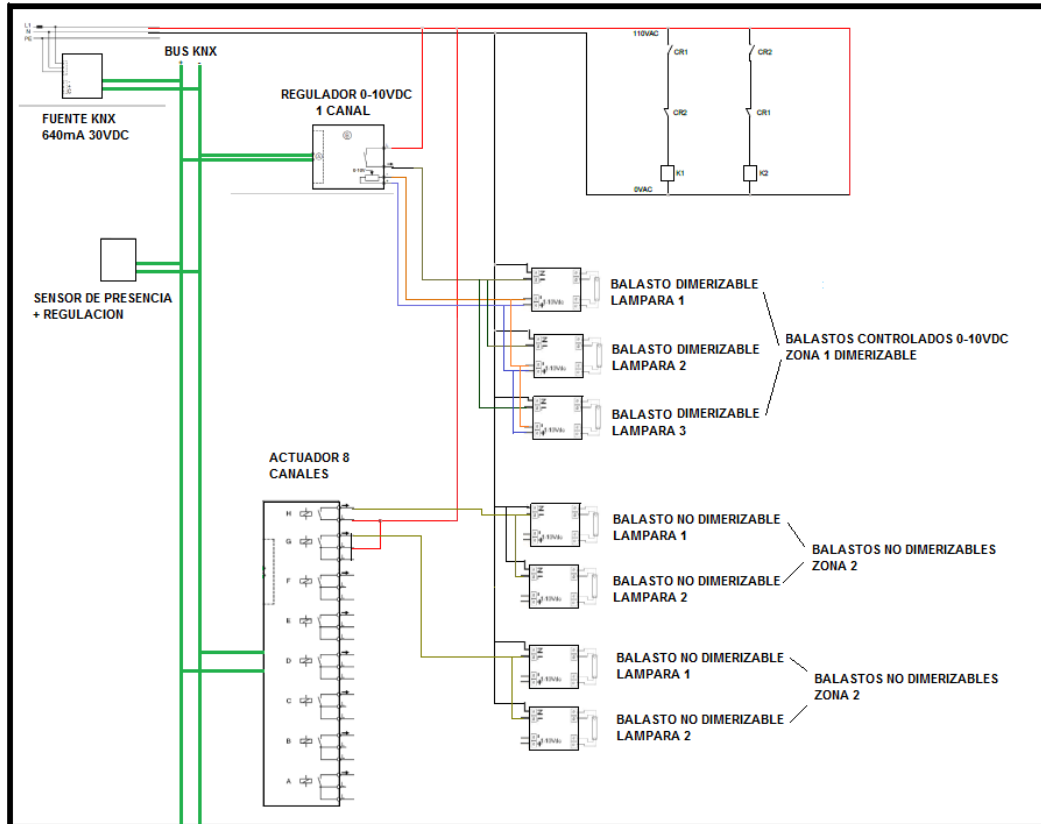
El sistema está constituido por un conjunto de elementos que se encargan de hacer que el sistema pueda funcionar por medio de dos fuentes de energías

Los elementos utilizados son:

1. autómata programable S7-1200,
 2. 3 contactores de 110v
 3. 2 relés de corriente
 4. Rectificador de onda completa
 5. 3 relés de 24v dc
 6. Interfaz de entrada analógica para el s7-1200
 7. Router
 8. Adecuador de señal con relación de transformación de 0.1DC/AC.
-
- CR1 corresponde al relé encargado de enviar la señal para modo de funcionamiento por medio de la red de energía normal.
 - CR2 corresponde al relé encargado de enviar señal para modo de funcionamiento con uso del sistema fotovoltaico.
 - CR3 será el relé encargado de realizar la orden de conmutación final para energizar el sistema general por medio de red normal o sistema fotovoltaico.
 - El S7/1200 está encargado de realizar la gestión de energía analizando adicionalmente a las señales de entrada enviadas por CR1 y CR2 la medición de energía proporcionada por el medidor de energía logrando así mantener un equilibrio constante entre las dos fuentes que se tienen para suministro de energía al sistema general.

Para lograr la interconexión total entre cada uno de los dispositivos utilizados, se realiza el montaje de un tablero de control que cuenta con dispositivos capaces de actuar de forma automática y comunicarse entre sí por medio del bus KNX.

Figura 96. Conexiones de los elementos KNX



Funcionamiento de los equipos instalados:

- **Actuador 8 canales**

Por medio de este equipo se realiza el control de iluminación que permite dar la orden de encendido y apagado en las zonas 2 y 3 ya mencionadas.

- **Fuente KNX**

Esta proporciona el nivel de tensión adecuado para la interconexión interna entre los dispositivos a través de la comunicación mediante el bus KNX de cada equipo.

- **Actuador dimmer**

Con este equipo se realiza el control de iluminación dimerizable en la zona 1 permitiendo reducir y aumentar gradualmente los niveles de luminosidad garantizando los niveles de luz necesarios para el entorno de trabajo.

- **Programador horario**

Con este programador se realiza el control de encendido y apagado del sistema fijando un margen de tiempo en el cual el conjunto de todos los dispositivos interconectados entre si, realizan sus funciones de control automático.

6.22 Sistema de Puesta a Tierra

El procedimiento básico sugerido para realizar el cálculo de la malla a tierra es el siguiente:

1. Investigar las características del suelo ,especialmente la resistividad
2. Determinar la corriente máxima de falla a tierra, que debe ser entregada por el operador de red en ese caso particular.
3. Determinar el tiempo máximo de despeje de falla para efectos de simulación
4. Calcular preliminarmente la resistencia de puesta a tierra
5. Calcular las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación
6. Evaluar las tensiones de paso, contactos y transferidas soportadas por el ser humano
7. Ajustar y corregir el diseño inicial hasta que se cumplan los requerimientos de seguridad
8. Presentar el diseño definitivo.

Las características generales del tipo de suelo, son tomadas directamente en sitio haciendo uso del telurómetro, mediante el cual se logra identificar la resistividad con la cual se comporta el terreno. Este terreno adicionalmente se trata con hidrosolta para mejorar la calidad del mismo.

Teniendo en cuenta que el transformador que se encargará de brindar el suministro de energía a la red de la conexión definitiva se encuentra conectado en: CIRCUITO 5 DE VENTORRILLO, se realiza la solicitud de las corrientes de corto circuito, monofásicas y trifásicas relacionadas a este punto de conexión.

Corriente de corto circuito monofásica = 1.199KA

Corriente de corto circuito trifásica= 2.214KA

Los datos de tensiones nominales con las cuales se realiza la conexión son tomadas directamente de los datos de placa del transformador actualmente instalado en sitio, los cuales muestran como:

Tensión primaria = 13.200v

Tensión secundaria= 225v

CALCULO DE MALLA DE PUESTA A TIERRA IEEE 80-2000		
Desarrollado por Ingeniero Gustavo A García Chávez. MP 76205-16600		
NOMBRE DEL PROYECTO:	DIEGO ARCE	
Selección del Conductor del electrodo de puesta a tierra		
Nivel de tensión en el secundario	225,0	Voltios
Corriente de falla a tierra 3Ø referida al primario lo (Dato suministrado or O.R.)	2.214,0	Amperios
Corriente de falla a tierra 1Ø referida al primario lo (Dato suministrado por O.R.)	1.199,0	Amperios
Tension Nominal primaria (Dato suministrado por O.R.)	13.200,0	Voltios
Factor X/R (Dato suministrado por el Operador de Red)	10,00	Operador de Red
Factor de asimetría de la corriente de corto Tabla 10 IEEE 80	1,13	
Constante del Material (Tabla 23 del RETIE)	7,06	Cobre duro con soldadura exotermica
Tiempo de despeje de la falla de protecciones en el primario en Segundos	0,200	
Area calculada del conductor en mm²	2,16	mm²
Area del conductor seleccionado en mm²	67,44	2/0
Verificación Area del Conductor seleccionado	CUMPLE	
Longitud de las varillas	2,4	240 cms
Diámetro de la varilla en metros	0,01588	5/8"Ø
Diámetro del Conductor seleccionado (d)	0,0105	Metros
Profundidad del conductor de la malla 0,25<h<2,5 metros	0,60	
Condición para aceptación de modelo d<0,25h	PROSIGA	
Tipo de suelo donde se construye la malla		
Resistividad aparente del terreno uniforme (ρ) (Ω²metro)	0,8	Suelo artificial Favigel
Resistividad de la capa superficial ρs Ω/Metro	-	No hay capa superficial
Refuerzo del aislamiento del suelo		
Espesor de la capa superficial (Entre 0,01 y 0,30 Metros)	0,01	Metros
Cs (Coeeficiente en función del terreno y del espesor la capa superficial)	1	
Voltaje de paso y de toque tolerables		
Constante en funcion del peso de la persona Cp	0,157	Persona 70 Kgrs o más
Tensión de paso=(1000+6*Cs*ρs)*Cp/√ts	351	Voltios
Tensión de toque=(1000+1,5*Cs*ρs)*Cp/√ts	351	Voltios
Forma de la Malla		
Largo de la Malla en Metros	5	Metros
Ancho de la Malla	5	Metros
Area calculada de la malla	25	Metros ²
Número de conductores en paralelo a lo ancho de la malla (Número entero)	3	
Número de conductores en paralelo a lo largo de la malla (Número entero)	3	
Longitud de contrapesos en metros	0	
Espaciamiento de la cuadrícula D>1,5 metros	2,5	
Longitud del conductor de la malla calculado con contrapesos y varillas	39,6	Metros
Valor de la Resistencia de la malla de Tierra		
Subestaciones media tension interiores	10	Ω (Ohmios)
La malla tiene varilla?	Si	
Numero de electrodos utilizados	4	
Rg Resistencia de puesta a Tierra calculada con varillas	0,06	CUMPLE
Cálculo del máximo potencial de tierra para malla con varillas		
Factor de división de corriente de corto (Sf=Zth/(Zth+Rg))	0,99	
Máximo potencial de tierra (Voltios)	71	CUMPLE
Se requiere modificar la malla?	PROSIGA	
Tensiones de Malla, de Paso y de Toque calculados en la malla		
Em = Tension de malla	13	CUMPLE
Es = Tension de paso Calculado	13	CUMPLE
Para el tiempo de interrupcion la tension máxima de toque aceptable por RETIE es	259	Voltios CUMPLE
Comprobación del Diseño de la malla	SU DISEÑO ES CORRECTO	

Tabla 15. Cálculos generales de malla a tierra

7 CONCLUSIONES

Como se demuestra en este trabajo, es posible, utilizar el protocolo KNX para desarrollar estrategias de control de iluminación.

Es posible desarrollar estrategias de control que permitan integrar el protocolo KNX, con autómatas programables para construir sistemas inteligentes de gestión energética.

Para realizar programas de eficiencia energética tanto en lo público, como en lo comercial o en la industria, se deben desarrollar y construir sistemas de control digital programables en lazo cerrado, que hagan parte de un ciclo continuo de control en lazo cerrado, al cual se puedan aplicar estrategias de control óptimo en línea.

La gestión eficiente de ahorro energético se puede realizar en varias formas: En forma pasiva o activa en línea. En forma pasiva, es la forma tradicional, en esta se forman políticas o bases de funcionamiento para las instalaciones eléctricas de iluminación, entre estas políticas esta la corrección del factor de potencia.

Consideramos los autores de este proyecto, para que exista eficiencia energética efectiva se requiere control en lazo cerrado que permitan establecer diferentes leyes de control y una supervisión permanente.

8 RECOMENDACIONES

1. Desarrollar otras áreas de control de iluminación dimerizable en lazo cerrado con gestión energética en la Universidad Tecnológica de Pereira que permitan desarrollar estrategias de control y de conexión, como:
 - Acopladores a áreas (AA)
 - Acoplador de línea de diferentes áreas
 - Acoplar instalaciones con protocolos KNX con diferentes tipos de autómatas programables (PLC) para realizar la gestión de edificios y que se puedan integrar servicios como; gas, agua, sistemas de vigilancia contra incendios, alarmas de seguridad y aire acondicionado.
2. Desarrollar estrategias de control para la integración de las variables de los sistemas de energía renovables como:
 - Velocidad del viento
 - Temperatura
 - Radiación solar
 - Voltaje generadoPara la gestión de energía en sistemas de control de iluminación en viviendas y en instalaciones industriales.
3. Desarrollar estrategias de control para sistemas embebidos; Microcontroladores, Raspberry, Plataformas arduino.
Para el control de iluminación en lazo cerrado con gestión energética utilizando el medio de transmisión Power Line con las redes existentes en las instalaciones de las viviendas, para llevar soluciones de ahorro energético a bajo costo.
4. Continuar con el manejo responsable del proceso de gestión de gases.
5. Realizar un mejor seguimiento y manejo de los residuos orgánico, ordinarios, peligrosos e implementar cuanto antes el registro de las cantidades generadas diariamente
6. Participar más activamente y/o dejar evidencias de participaciones en actividades de tipo social y apoyo a comunidades más vulnerables, como parte de su compromiso social y cumplimiento de la norma.
7. Elaborar un manual de sostenibilidad para un correcto seguimiento a la implementación y cumplimiento de la norma.

9 BIBLIOGRAFÍA

- 1 Legrand. Guía de Iluminación de emergencia. [En línea]. Disponible: [http://www.youblisher.com/p/1148385-Iluminacion-de-Emergencia/..](http://www.youblisher.com/p/1148385-Iluminacion-de-Emergencia/) En Octubre 2015.
- 2 ANÓNIMO. Recuperado de http://phitoarquitecturabiologica.blogspot.com.co/2012_02_01_archive.html. En Octubre de 2015.
- 3 ANÓNIMO. Recuperado de <https://ramausa.wordpress.com/2010/11/23/profinet-introduccion/>. En Octubre de 2015.
- 4 ANÓNIMO. Recuperado de http://www.portalelectricos.com/retie/cap2art15_0.php. En Octubre de 2015.
- 5 ANÓNIMO. Recuperado de <http://www.schneiderelectric.es/.../eficiencia-energetica/eficiencia-energetica.pa...> En Noviembre 2015.
- 6 ANÓNIMO. Recuperado de <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/562602/Reglamento+Tecnico+RETIE.pdf/e51beb26-984b-4fae-ab50-e8de5fb436d2>. En Noviembre de 2015
- 7 ARREGOCÉS C, Sigilfredo, Profesor titular Universidad Tecnológica de Pereira. Control de procesos industriales descripción del comportamiento dinámico.
- 8 ARREGOCÉS C, Sigilfredo, Profesor titular Universidad Tecnológica de Pereira. Control de procesos industriales polos en lazo cerrado.
- 9 ARREGOCÉS C, Sigilfredo, Profesor titular Universidad Tecnológica de Pereira. Laboratorio de control diseño de controladores.
- 10 ARREGOCÉS C, Sigilfredo, Profesor titular Universidad Tecnológica de Pereira. Seminario de Sistemas Fotovoltaicos SFV
- 11 DORF, Richard C. Sistemas automáticos de control, Teoría y práctica. California: University of California, Davis.
- 12 Garcia Moreno, Emilio. Automatización de procesos industriales, Universidad politécnica de valencia. Alfaomega. 1977.

- 13 GOOGLE Imágenes. [En línea]
https://www.google.com.co/search?q=direcciones+fisica+knx+schneider&hl=es-419&authuser=0&biw=1242&bih=545&site=img&source=Inms&tbm=isch&sa=X&ved=0CAYQ_AUoAWoVChMI9YaNtej_yAlVgeEmCh2Xxw-M#imgrc=kiCs9Kr6eEvtZM%3A
- 14 GOOGLE Imágenes. [En línea]
https://www.google.com.co/search?q=eficiencia+energetica&hl=es-419&authuser=0&biw=1242&bih=545&site=img&source=Inms&tbm=isch&sa=X&sqi=2&ved=0CAYQ_AUoAWoVChMlifjPm-r_yAlVvjMmCh1yvQey#imgrc=uLfnT0HV5mr5RM%3A
- 15 GOOGLE Imágenes. [En línea]
https://www.google.com.co/search?q=eficiencia+energetica&hl=es-419&authuser=0&biw=1242&bih=545&site=img&source=Inms&tbm=isch&sa=X&sqi=2&ved=0CAYQ_AUoAWoVChMlifjPm-r_yAlVvjMmCh1yvQey#hl=es-419&authuser=0&tbm=isch&q=protocolo+knx&imgrc=kiCs9Kr6eEvtZM%3A
- 16 GOOGLE Imágenes. [En línea]
https://www.google.com.co/search?q=eficiencia+energetica&hl=es-419&authuser=0&biw=1242&bih=545&site=img&source=Inms&tbm=isch&sa=X&sqi=2&ved=0CAYQ_AUoAWoVChMlifjPm-r_yAlVvjMmCh1yvQey#hl=es-419&authuser=0&tbm=isch&q=paneles+solares&imgrc=blaXweUwpPu5XM%3A
- 17 ROCA CUSIDÓ, Alfred. Control de procesos. España: Barcelona, 2002.
- 18 NISE, Norman S. Sistemas de Control para ingeniería. Primera edición. México, 2002.
- 19 Software de supervisión SCADA, Fabiana Ferreira, Laboratorio de Electrónica Industrial-Dto. Electrónica Facultad de Ingeniería Universidad de Buenos Aires.