



TEC | Tecnológico
de Costa Rica

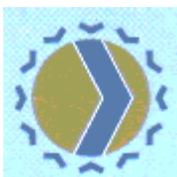
LUIS ANTONIO ROJAS MEZA
201136824



Informe de Proyecto de Graduación para optar por el grado de Licenciatura en
Ingeniería en Mantenimiento Industrial

**REDISEÑO DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO DEL
COMPLEJO DE PLAYA CLUB & HOTEL CONDOVAC
LA COSTA EN PRO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA
Y LA AUTOGENERACIÓN**

I Semestre 2016



- Canadian Engineering Accreditation Board
- Bureau canadien d'accréditation des

Carrera evaluada y acreditada
por:

CEAB

Información del estudiante

Nombre: Luis Antonio Rojas Meza

Cédula: 3-0471-0264

Carné TEC: 201136824

Lugar de residencia: Paraíso, Cartago

Teléfono celular: 8875-9002

Correo electrónico: luisrojas834@gmail.com / luis-rojas@hotmail.com

Información del proyecto

Nombre: Rediseño del sistema de alumbrado público del Complejo de Playa Club & Hotel Condovac La Costa en pro de la eficiencia energética y la autogeneración

Profesora tutora: Ing. Ana Lucía Morera

Correo electrónico: lmorera@itcr.ac.cr

Información de la empresa

Nombre: Club & Hotel Condovac La Costa

Ubicación: Playa Hermosa, Guanacaste

Teléfono: 4001-1100

Página web: www.condovac.com

Dedicatoria

A mi madre, Katty Meza Granados,
por ser una mamá increíble,
apoyarme a lo largo de mi vida,
guiarme y enseñarme a perseverar.
¡Este título también es suyo, ma!

A mi padre, Luis Rojas Sánchez, por
demostrarme los frutos del trabajo
duro. Por ser la única persona
dispuesta a darme una vida única a
pesar de los sacrificios. Siempre
estaré agradecido por la vida que me
han dado.

A mi hermano, Fabián Rojas Meza,
por brindar compañía a lo largo de la
vida. ¡Vos también podés!

Al resto de miembros de la familia,
por estar conmigo siempre.

Agradecimiento

Al Club & Hotel Condovac La Costa, por brindarme la oportunidad de realizar mi proyecto en sus instalaciones. Al ingeniero Randy Flores, por su ayuda a lo largo del desarrollo de este proyecto. A sus colaboradores, por mantener un ambiente agradable y con buenas amistades.

A los compañeros de carrera por la ayuda mutua a lo largo de los diferentes cursos.

Al Instituto Tecnológico de Costa Rica, especialmente a los profesores involucrados en mi desarrollo, por su vital ayuda a lo largo de cinco años.

A mi país, por brindar las facilidades para estudiar en una universidad pública de la mejor calidad.

Tabla de contenido

Tabla de contenido.....	ii
Índice de figuras.....	vi
Índice de tablas.....	ix
Resumen	vi
Abstract.....	vii
Capítulo 1. Perfil de la empresa	1
1.1. Misión de la empresa	2
1.2. Visión de la empresa.....	2
1.3. Valores de la empresa	2
1.4. Localización de la empresa.....	3
1.5. Historia de la empresa	3
1.6. Descripción del proceso productivo.....	4
1.7. Estructura organizacional.....	5
1.8. Compromiso frente al cambio climático.....	7
Capítulo 2. Descripción del proyecto.....	9
2.1. Objetivos.....	10
2.1.1. Objetivo general	10
2.1.2. Objetivos específicos.....	10
2.2. Descripción del proyecto	10
2.3. Metodología	11
2.4. Alcances y limitaciones	13
Capítulo 3. Marco teórico	14
3.1. Iluminación.....	15
3.1.1. Física de la luz.....	15
3.1.2. Conceptos de iluminación.....	16
3.1.3. Tipos de lámparas	24
3.1.4. Luminarias.....	30
3.1.5. Dimensionamiento de instalaciones de iluminación	32
3.1.6. Organismos que norman el campo de la iluminación.....	35

3.1.7.	Normativas vigentes en el país	38
3.1.8.	Software Dialux	40
3.1.9.	Sistemas de control de equipos eléctricos	42
3.2.	Sistemas solares fotovoltaicos	43
3.2.1.	El sol	43
3.2.2.	La célula fotovoltaica	44
3.2.3.	Equipos de un sistema fotovoltaico.....	48
Capítulo 4.	Iluminación pública. Situación Actual	64
4.1.	Inventario de lámparas.....	65
4.2.	Iluminación en el área de piscinas	69
4.3.	Iluminación en áreas públicas	70
4.4.	Encendido y apagado de las luminarias	75
4.5.	Conexión del hotel a la Red de Distribución	75
4.5.1.	Medidor en entrada principal	76
4.5.2.	Medidor principal del hotel	78
Capítulo 5.	Sustitución de luminarias	79
5.1.	Determinación de zonas de iluminación	80
5.2.	Iluminación de carretera.....	81
5.3.	Iluminación de villas	84
5.4.	Iluminación de área de piscinas	86
5.5.	Control automático de encendido y apagado	89
Capítulo 6.	Generación Solar Fotovoltaica	91
6.1.	Ubicación del sistema	92
6.2.	Cargas a alimentar	94
6.3.	Orientación e inclinación de los paneles	96
6.4.	Recurso solar	98
6.4.1.	Datos de radiación nacional.....	98
6.4.2.	Datos de radiación por SolarGIS	100
6.5.	Dimensionamiento del sistema.....	101
6.6.	Comprobación de parámetros de funcionamiento	105
6.7.	Estructura de soporte	107

6.8.	Selección de conductores	108
6.9.	Selección de protecciones	111
6.10.	Diagrama unifilar de la instalación	112
Capítulo 7. Análisis financiero		115
7.1.	Sustitución de luminarias	117
7.1.1.	Cambio de lámpara de descarga de mercurio por luminaria LED de 54 W 118	
7.1.2.	Cambio de lámpara fluorescente por luminaria LED de 54 W	120
7.1.3.	Cambio de lámpara de descarga de mercurio por luminaria LED StreetStar.....	122
7.1.4.	Cambio de lámpara fluorescente por luminaria LED de 27 W	124
7.2.	Sistema de generación fotovoltaica.....	127
7.2.1.	Estudio financiero para el primer año	128
7.2.2.	Estudio financiero para los 25 años de vida útil	130
Capítulo 9. Conclusiones		136
Capítulo 10. Recomendaciones		139
Capítulo 11. Apéndices		141
Apéndice 1. Proceso de interconexión a la red eléctrica de distribución		142
Apéndice 2. Resultados obtenidos para luminarias en calzada.....		149
Apéndice 3. Resultados obtenidos para luminarias en área de piscina		153
Capítulo 12. Anexos.....		155
Anexo 1. Clasificación CIE de luminarias por su distribución del flujo luminoso		156
Anexo 2. Niveles de iluminancia según EN-13201 y RD 1980/08		157
Anexo 3. Ficha técnica de luminaria Philips Miniview.....		158
Anexo 4. Ficha técnica de Philips StreetStar BRP210		160
Anexo 5. Ficha técnica de luminaria Bigreenergy BGE-D40		162
Anexo 6. Estudio de recurso solar de Vilma Castro		163
Anexo 7. Factores de corrección según la latitud y la inclinación del panel solar		166
Anexo 8. Proyecciones para instalación fotovoltaica según SolarGIS.....		167
Anexo 9. Ficha técnica de panel solar Yingli YI250P-29b		170

Anexo 10. Ficha técnica de inversor SMA SunnyBoy 5000TL.....	171
Anexo 11. Ficha técnica de soporte marca Suports Coplanar básico.....	172
Anexo 12. Cotizaciones de luminarias Miniview y StreetStar	174
Anexo 13. Cotización de empresa MATELPA S.A.	175
Bibliografía	178

Índice de figuras

Figura 1. Valores del Hotel Condovac La Costa.....	2
Figura 2. Ubicación del Hotel Condovac La Costa	3
Figura 3. Organigrama de Condovac La Costa.	6
Figura 4. Espectro electromagnético.....	16
Figura 5. Descripción gráfica de la intensidad luminosa.	17
Figura 6. Descripción gráfica de la iluminancia.	18
Figura 7. Representación gráfica de la luminancia.	18
Figura 8. Gráfico de decrecimiento lumínico.	19
Figura 9. Índice de Reproducción Cromática para tipos de lámparas.....	21
Figura 10. Sólido fotométrico de una lámpara incandescente.	22
Figura 11. Curva fotométrica de una lámpara incandescente.....	22
Figura 12. Curva de temperatura de color.....	23
Figura 13. Direcciones de flujos lumínicos para una lámpara.....	24
Figura 14. Lámpara incandescente	25
Figura 15. Lámpara incandescente halógena	26
Figura 16. Lámpara fluorescente.....	26
Figura 17. Lámpara de descarga de mercurio.....	27
Figura 18. Lámpara de sodio de alta presión	27
Figura 19. Lámpara de sodio de baja presión	28
Figura 20. Lámpara de halogenuros metálicos.....	29
Figura 21. Lámpara LED	30
Figura 22. Efectos de una lámpara según el ángulo de emisión de luz.	34
Figura 23. Sensibilidad espectral del luxómetro LX-1330B.....	40
Figura 24. Vista de diseño de Software DIALux para interiores.....	41
Figura 25. Vista de diseño de DIALux en vía pública	42
Figura 26. Temporizador eléctrico.....	43
Figura 27. Partes de una célula fotovoltaica.....	45
Figura 28. Curva característica de un panel solar	46
Figura 29. Efecto de la temperatura en una célula solar	47

Figura 30. Panel solar monocristalino	49
Figura 31. Panel solar policristalino.....	50
Figura 32. Panel solar amorfo	51
Figura 33. Inversor fotovoltaico	52
Figura 34. Riel de soporte para techo	53
Figura 35. Soporte para módulos en suelo.....	53
Figura 36. Batería Power Wall	54
Figura 37. Regulador de carga para sistemas fotovoltaicos	55
Figura 38. Conductor con forro THHN.....	56
Figura 39. Medidor bidireccional	57
Figura 40. Porcentajes de generación para cada fuente de energía.	58
Figura 41. Demanda energética generada para el día 23 de mayo.	59
Figura 42. Mapa de radiación horizontal para Costa Rica.	60
Figura 43. Diagrama de un sistema fotovoltaico conectado a la red.....	61
Figura 44. Diagrama de un sistema fotovoltaico aislado	62
Figura 45. Diagrama de un sistema fotovoltaico de bombeo.	63
Figura 46. Lámpara Sylvania de descarga de mercurio de 175 W	66
Figura 47. Fluorescente compacto Energetic 60 W	66
Figura 48. Bombillo LED Sylvania ToLEDo 3 W.....	67
Figura 49. Philips LED 7 W	67
Figura 50. Luxómetro Digital LX1330B.....	70
Figura 51. Distribución lumínica con lámparas a 3 metros de altura.....	73
Figura 52. Distribución lumínica con lámparas a 6 metros de altura.....	74
Figura 53. Medidor en entrada principal.....	77
Figura 54. Luminaria Philips Miniview	82
Figura 55. Curva fotométrica de Philips Miniview	82
Figura 56. Luminaria Philips StreetStar BRP210.....	85
Figura 57. Modelado 3D de área de piscinas	86
Figura 58. Curva fotométrica de Biogreenenergy BGE-D40	87
Figura 59. Resultados de intensidad lumínica para área de piscinas.	88
Figura 60. Temporizador ORBIS UNO	90

Figura 61. Tarifa general de baja tensión	92
Figura 62. Tarifa general de media tensión	93
Figura 63. Costo de interconexión con la red eléctrica.	145

Índice de tablas

Tabla 1. Rendimiento luminoso de los tipos de lámparas más utilizados.	20
Tabla 2. Clasificación por grado de protección contra polvo.....	31
Tabla 3. Clasificación por grado de protección contra el agua	32
Tabla 4. Clases de iluminación según el tipo de calle	37
Tabla 5. Requerimientos de iluminación para el tránsito peatonal.....	37
Tabla 6. Niveles de iluminancia recomendados para zonas de tránsito peatonal y vehicular	38
Tabla 7. Niveles de iluminación recomendados para diversas clases de tarea visual	39
Tabla 8. Inventario de lámparas instaladas en las áreas públicas	65
Tabla 9. Valores experimentales de iluminancia para lámpara Energetic de 60 w 71	
Tabla 10. Valores experimentales de iluminancia para lámpara Sylvania de 175 w	72
Tabla 11. Características eléctricas del medidor en entrada principal	76
Tabla 12. Consumos mensuales para medidor en entrada principal	77
Tabla 13. Características eléctricas del medidor principal	78
Tabla 14. Parámetros eléctricos de luminaria Philips Miniview.....	81
Tabla 15. Resumen de resultados para vía pública de Condovac.....	83
Tabla 16. Valores experimentales de iluminancia para luminaria Philips Miniview 54 W	84
Tabla 17. Valores experimentales de iluminancia para luminaria Philips StreetStar 27 W	85
Tabla 18. Parámetros eléctricos de luminaria Bigreenenergy BGE-D40	87
Tabla 19. Parámetros eléctricos de temporizador ORBIS UNO	89
Tabla 20. Potencia a ser alimentada por el sistema fotovoltaico.	94
Tabla 21. Consumos mensuales por iluminación externa	95
Tabla 22. Valores de recurso solar según estudio nacional.....	99
Tabla 23. Valores de radiación solar y temperatura promedio para los meses del año.....	100
Tabla 24. Parámetros eléctricos para panel YL250P-29b	104
Tabla 25. Parámetros eléctricos para inversor SMA Sunny Boy 5000TL	104

Tabla 26. Valores de corrección para cambios en la temperatura	106
Tabla 27. Ampacidades permisibles en conductores a tensión menor a 2000 V	110
Tabla 28. Valores utilizados para análisis económico	118
Tabla 29. Resultados de ahorro para cambio de lámpara de mercurio a Miniview	118
Tabla 30. Flujos de efectivo para cambio de lámpara de mercurio a Miniview ...	119
Tabla 31. Resultados de ahorro para cambio de fluorescente a Miniview.	120
Tabla 32. Flujos de efectivo para cambio de fluorescente a Miniview	121
Tabla 33. Resultados de ahorro para cambio de lámpara de mercurio a StreetStar	122
Tabla 34. Flujos de efectivo para cambio de lámpara de mercurio a StreetStar .	123
Tabla 35. Resultados de ahorro para cambio de fluorescente a StreetStar	124
Tabla 36. Flujos de efectivo para cambio de fluorescente a StreetStar	125
Tabla 37. Resultados de estudio económico para sustitución de luminarias.	125
Tabla 38. Valores de entrada para cálculo de la cuota mensual	127
Tabla 39. Condiciones de financiamiento obtenidas.	127
Tabla 40. Estimaciones de energía generada y ahorro obtenido para los primeros 12 meses	128
Tabla 41. Flujo de efectivo para los primeros 12 meses.....	129
Tabla 42. Estimaciones de energía generada y ahorro obtenido para la duración del proyecto	130
Tabla 43. Flujos de efectivo para la duración del proyecto	131
Tabla 44. Estudio de riesgos para instalación fotovoltaica	133

Resumen

El presente proyecto de graduación fue realizado en el Club & Hotel Condovac La Costa, con el objetivo de buscar una alternativa de generación energética propia con un impacto ambiental positivo. El cambio climático es un problema que se debe atacar desde todos los medios posibles, por lo que se plantea la posibilidad de reducir la huella de carbono al implementar reducciones en los consumos energéticos por iluminación.

Se analizaron propuestas de sustitución de luminarias que cumplan con las necesidades reales de iluminación en las diferentes zonas del hotel y se proponen opciones de automatización en el control de dichas luminarias, como forma de ahorro energético. Además, se realizaron mediciones experimentales para comprobar la validez de los resultados teóricos.

Así, se diseñó una instalación solar fotovoltaica aprovechando las características favorables de radiación en la zona. Para esto se utilizaron equipos de la mejor calidad y se dimensiona siguiendo sus parámetros y las normativas de los códigos eléctricos vigentes en el país.

También, se realizaron estudios financieros para determinar la viabilidad económica de los proyectos propuestos, obteniendo distintos parámetros para asegurar validez.

Se incluye una extensa revisión bibliográfica para darle un fundamento teórico al trabajo realizado.

Abstract

This project was developed in Condovac La Costa Hotel, with the objective of providing an alternative for energy generation with a positive environmental impact. Climate change is a problem that must be attacked using every available tool, so a possibility of carbon footprint reduction is designed by reducing energy consumption in lighting.

Luminaire substitution proposals will be analyzed, fulfilling the real needs of illumination in the different zones. Automation alternatives will be provided, in order to save energy by controlling the luminaries. Experimental measurements will be performed to compare with the theoretical results.

A solar installation will be designed, taking advantage of the radiation promising characteristics. Top quality equipment will be used, and the design will be made in accordance with their parameters and the current electrical codes.

A financial study will be made, in order to determine the economical validity of the proposed alternatives, by providing several parameters to assure quality.

An extensive research will be included to provide a theoretical fundament for the designed options.

Capítulo 1. Perfil de la empresa

1.1. Misión de la empresa

“Somos un club de playa recreacional para vacaciones familiares, sostenible, de excelente calidad, con instalaciones y servicios adecuados que llenen las expectativas del socio, el cliente y sus familias” (Hotel Condovac La Costa, 2014).

1.2. Visión de la empresa

“Seremos un club de playa líder en el mercado familiar de descanso, recreación y entretenimiento de Costa Rica, para lograr la satisfacción de nuestros socios y clientes” (Hotel Condovac La Costa, 2014).

1.3. Valores de la empresa

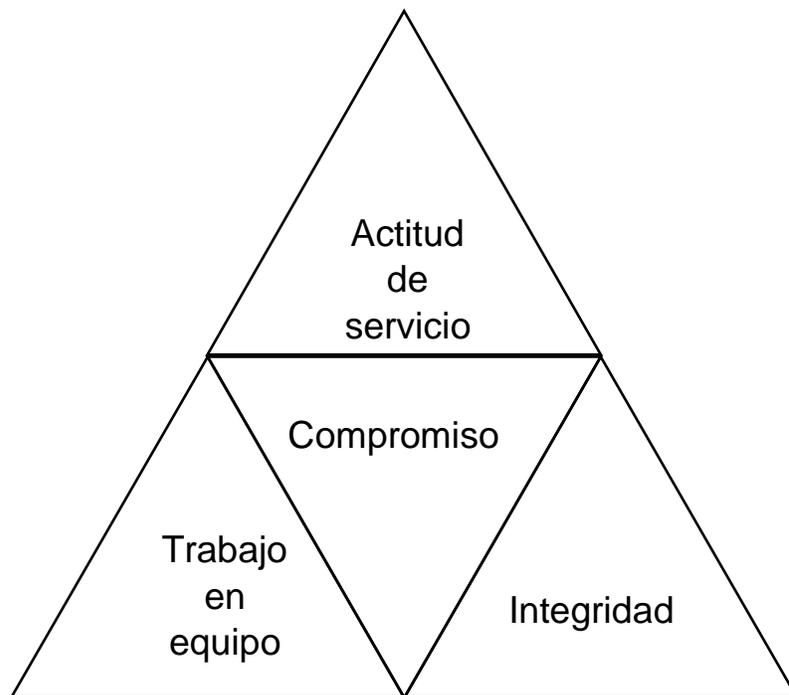


Figura 1. Valores del Hotel Condovac La Costa

Fuente: Hotel Condovac La Costa

1.4. Localización de la empresa

El Complejo de Playa Club & Hotel Condovac La Costa se ubica en Playa Hermosa, Guanacaste, a tan solo 22 km del Aeropuerto Internacional Daniel Oduber Quirós.

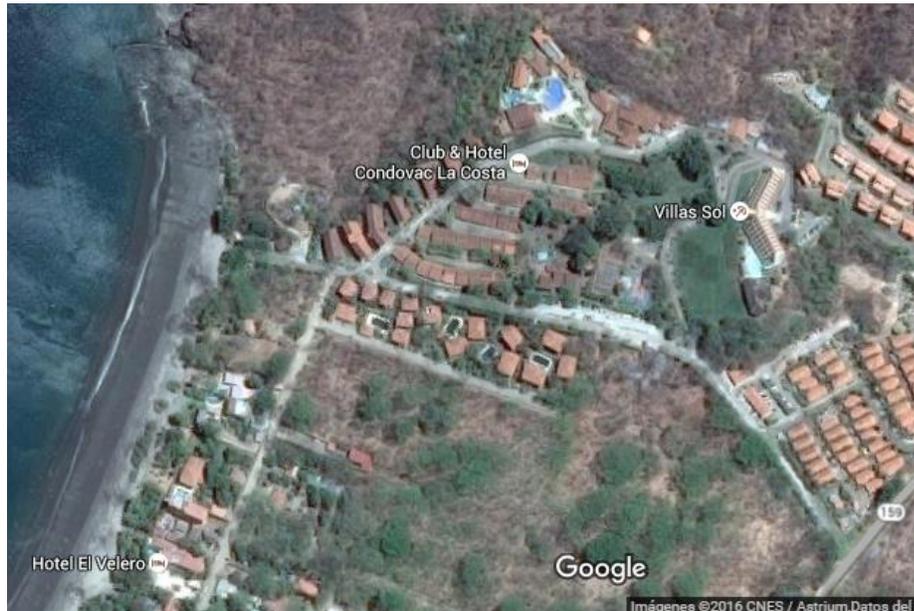


Figura 2. Ubicación del Hotel Condovac La Costa

Fuente: Google Earth (2016)

1.5. Historia de la empresa

El Club & Hotel Condovac La Costa es un complejo de villas ubicado en Playa Hermosa, Guanacaste, con una amplia trayectoria en el sector turístico costarricense. Inició su construcción en el año 1975 para iniciar operaciones en 1980 con 80 villas. Con formato de sociedad anónima, se constituye como un club familiar, recreativo, de hotelería y de desarrollo turístico de playa, de tiempo compartido (una semana fija o flotante adquirida, anual, programada y uso permanente regulado), de descanso, social exclusivo, selectivo y privado (Hotel Condovac La Costa, 2012).

A nivel centroamericano, Condovac La Costa se caracteriza por ser una empresa pionera en el desarrollo del tiempo compartido, además de un centro de formación de profesionales de la región del Pacífico Norte del país. El carácter vitalicio heredable que adquieren los miembros del complejo es una de las fortalezas que logran distinguirla del resto de empresas que ofrecen los sistemas de tiempo compartido (Hotel Condovac La Costa, 2012).

Hoy en día cuentan con 107 villas divididas en distintas terrazas a lo largo de un terreno elevado sobre playa Hermosa, que ofrece una espectacular vista a sus visitantes. Además, cuentan con atracciones variadas tales como piscina, salón, canchas de tenis y básquetbol. En el 2005, el Instituto Costarricense de Turismo otorgó a Condovac La Costa la calificación de categoría de “cuatro estrellas”. Condovac La Costa mantiene el concepto familiar, convirtiéndose en una opción para la familia costarricense por más de 35 años. Asimismo, se considera una empresa con capital nacional que busca mantener siempre las raíces de la cultura autóctona costarricense (Hotel Condovac La Costa, 2012).

1.6. Descripción del proceso productivo

Al ser Condovac La Costa un club y hotel de playa, su principal actividad es la venta de tiempo compartido para el disfrute vacacional de sus miembros. Además, organiza actividades variadas tales como bodas, fiestas o actividades en general para garantizar la máxima satisfacción de sus huéspedes. Para alcanzar este objetivo, desde el punto de vista electromecánico, cuentan con distintos equipos que cumplen funciones fundamentales en el transcurrir de la empresa. Algunos de estos son los sistemas de iluminación, sistemas de bombeo para el agua potable, lavadoras industriales, equipo de cocina, entre otros.

1.7. Estructura organizacional

El Club & Hotel Condovac La Costa forma parte de un club con una cantidad alta de socios. Por este motivo, se establece una asamblea de socios que nombra una junta directiva encargada de la administración del hotel. Dentro del hotel, las decisiones se centran en los gerentes de cada área (recursos humanos, comercial, operaciones, financiera) y el gerente general. A su vez, estos delegan jefaturas para las distintas tareas que se les asignan. El departamento de mantenimiento está bajo la jefatura del jefe de operaciones, como se observa a continuación:

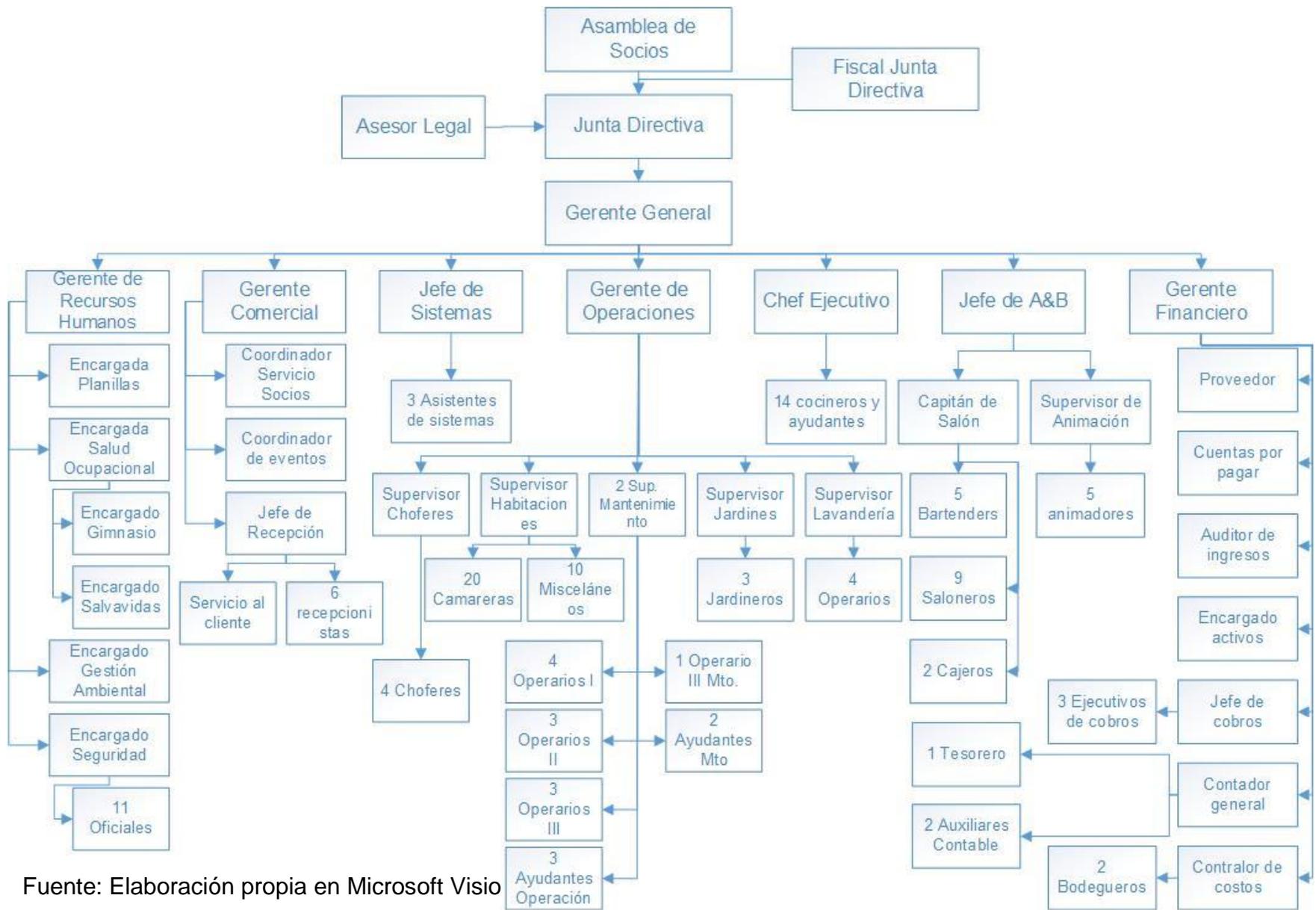


Figura 3. Organigrama de Condovac La Costa.

1.8. Compromiso frente al cambio climático

Recientemente, el Hotel Condovac La Costa ha venido implementando acciones para buscar ser carbono neutral en el mediano plazo. Para esto ha sido necesario un esfuerzo conjunto interdepartamental que hasta el momento ha logrado buenos frutos. Entre estas iniciativas destacan:

- Separación de residuos y reciclaje

Se han instalado basureros diferenciados en distintas áreas del hotel para que los visitantes y colaboradores puedan realizar la disposición final de los desechos de una manera que facilite su reincorporación al proceso productivo mediante el reciclaje. Además, se ha implementado un sistema de bonificación para los colaboradores del hotel con el objetivo de incentivar el reciclaje en las residencias de la zona. Finalmente, se han donado basureros diferenciados A la escuela de la zona y se les ha capacitado en la correcta forma de separar residuos sólidos.

- Sustitución de equipos sanitarios

Se han realizado sustituciones en los servicios sanatorios y lavatorios, además de instalación de mingitorios secos que contribuyan con el ahorro de agua. Se pasó de equipos de 13 litros a equipos eficientes de 3 litros por descarga, además de lavatorios tipo “push” con un aspensor eficiente.

- Programa de ahorro de agua

Se realizan programas de ahorro de agua potable mediante rótulos y demás información que persiguen generar conciencia, tanto en los huéspedes como en los colaboradores, sobre el uso responsable del recurso hídrico. Además, el agua para riego de las zonas verdes del hotel se obtiene de la planta de tratamiento de aguas residuales instalado en el hotel, con lo que se da un mayor aprovechamiento al agua que se consume. Por otro lado, se busca implementar sistemas de control de fugas

para el transporte del agua desde el pozo profundo ubicado en Playa Panamá, de donde se toma, hasta el tanque de abastecimiento ubicado en la parte alta del hotel.

- Campañas de recolección de basura en los lugares cercanos

Mensualmente, se realiza una campaña de voluntariado entre los trabajadores para recolectar basura en los alrededores del hotel. Esto como iniciativa de responsabilidad social con el ambiente y el pueblo de Playa Hermosa. Adicionalmente, se busca el involucramiento de grupos externos como la escuela de la zona, para inculcar la educación ambiental desde edades tempranas.

- Reforestación con especies de árboles nativos para el mejoramiento de la biodiversidad de la zona

Se han sembrado más de 100 árboles nativos en el hotel como parte del convenio con la municipalidad. Estos cumplen una función doble, por un lado, la de reforestar y por otro, la de brindar alimento a las especies de fauna presentes. Se han talado árboles no nativos para ir fomentando la sustitución. Además, se han establecido campañas con la escuela de la localidad como forma de involucramiento de la niñez en dichos proyectos.

Capítulo 2. Descripción del proyecto

2.1. Objetivos

2.1.1. Objetivo general

Diseñar un plan de ahorro energético en el sistema de alumbrado público del Club & Hotel Condovac La Costa mediante la instalación de paneles solares fotovoltaicos para así reducir el consumo energético de las instalaciones.

2.1.2. Objetivos específicos

Realizar un análisis del estado actual del consumo del sistema de alumbrado público en las instalaciones.

Determinar las necesidades reales en cuanto a iluminación de las áreas públicas.

Diseñar un plan de ahorro energético para buscar optimizar el consumo de energía eléctrica en el sistema de alumbrado público.

Diseñar una red de paneles solares fotovoltaicos para cubrir la demanda del sistema de iluminación pública.

Realizar un estudio económico y financiero para determinar la viabilidad del proyecto.

2.2. Descripción del proyecto

El proyecto en cuestión consiste en una mejora general en el sistema de iluminación pública del Club & Hotel Condovac La Costa, en pro del ahorro energético. Para esto, se realizará un estudio previo para conocer el estado actual del sistema de iluminación pública del complejo. Posteriormente, se pasará por un proceso de recomendaciones que pretenden optimizar el consumo energético en iluminación.

Como fase final, y una vez se haya logrado obtener un sistema de iluminación eficiente y apropiado para la aplicación en estudio, se realizará el diseño de una red de paneles solares fotovoltaicos con el objetivo de suplir ese consumo energético y

trasladarlo a fuentes renovables de generación eléctrica. Además, se realizará la cotización con distintas empresas del sector nacional para presentar recomendaciones a la gerencia del hotel para la instalación del sistema de paneles diseñado.

Para el Club & Hotel Condovac La Costa el proyecto reviste una gran importancia desde dos puntos de vista. El primero, es el aspecto económico, pues se contempla una inversión inicial para la instalación del sistema de generación fotovoltaico, teniendo en mente el ahorro en la facturación eléctrica que este sistema de generación conllevaría.

La segunda ventaja vendría desde el punto de vista de la imagen del hotel. Al buscar la generación eléctrica mediante fuentes renovables, se obtendría indirectamente una mejora en la imagen de la empresa desde el enfoque ambiental, que podría explotarse en el área de mercadotecnia para atraer a nuevos clientes conscientes de la situación ambiental mundial.

Al tratarse de un hotel de playa, con condiciones de recepción de radiación solar muy favorables, el diseño de un sistema de generación fotovoltaico parte como la mejor opción para sustituir la compra convencional de energía con el proveedor de la zona. Además de las ventajas económicas, buscar la generación alternativa mediante una fuente renovable surge como una nueva opción para la atracción de nueva clientela al hotel, y por consiguiente, un incremento en los ingresos económicos de la empresa.

2.3. Metodología

Para la resolución del proyecto en cuestión, se procederá a realizar una división en etapas que serán realizadas, consecutivamente, de la siguiente manera:

Etapa 1. Estudio del estado actual del sistema de iluminación público. Esta etapa consistirá en:

- Revisión de documentación existente sobre el estado eléctrico de la empresa.
- Estudio de planos eléctricos del área de iluminación pública.
- Revisión del estado de las luminarias.
- Análisis de la distribución de las luminarias en el sistema de tableros eléctricos.

Etapa 2. Estudio de iluminación en áreas públicas específicas. Para lo que se efectuará una:

- Determinación de las zonas más importantes del sistema de iluminación.
- Revisión de las normas sobre iluminación de espacios públicos.
- Estudio de iluminación bajo el método punto por punto en zonas críticas.
- Revisión del estado de iluminación en espacios exteriores generales.

Etapa 3. Desarrollo de un plan de ahorro energético en el área de iluminación pública, lo que conlleva:

- Análisis del tipo de luminarias instaladas y su eficiencia energética.
- Comparación con sistemas de iluminación eficientes para la aplicación en cuestión.
- Estudio económico sobre la sustitución de luminarias hacia un sistema más eficiente.
- Cambio de luminarias por equipos más eficientes.
- Medición de variables eléctricas en el sistema de iluminación pública obtenido.

Etapa 4. Diseño de una red de paneles solares fotovoltaicos para cubrir la demanda del sistema de iluminación pública, lo que implicará:

- Estudio de la demanda de potencia y el consumo energético del sistema de iluminación pública.
- Estudio del potencial de generación solar fotovoltaico en la ubicación geográfica en cuestión.
- Análisis sobre el sistema fotovoltaico más eficiente para las características propias del sistema.
- Diseño de la red de paneles fotovoltaicos para cubrir al 100% la demanda instalada.
- Levantamiento de planos eléctricos sobre la instalación propuesta.
- Estudio sobre la colocación idónea de los paneles solares fotovoltaicos.
- Cotización con empresas especializadas del sector nacional.

Etapa 5. Estudios finales. Lo que incluirá:

- Calendarización de las etapas de implementación.
- Análisis financiero de la instalación fotovoltaica.
- Redacción de las conclusiones obtenidas.

2.4. Alcances y limitaciones

Una vez finalizado el proyecto, la empresa recibirá documentación sobre propuestas en mejoras en el área de iluminación, con modelados en software específicos para validarlas. Además, recibirá el diseño de una instalación solar fotovoltaica para generar la energía demandada por las luminarias. Todo esto será abordado desde el punto de vista técnico y económico, para poder concluir que la implementación de las propuestas es tanto viable como rentable. Cabe aclarar que el proyecto no contemplará la implementación de mejoras eléctricas en el sistema de iluminación o del lugar donde se instalarán los módulos fotovoltaicos. Tampoco se contempla la construcción de la estructura de soporte de los paneles.

Capítulo 3. Marco teórico

3.1. Iluminación

El ser humano siempre ha buscado la manera de iluminar los espacios que habita como una estrategia para armonizar y simplificar la ejecución de las tareas cotidianas. La luz natural siempre ha sido la más básica fuente de luz utilizada; sin embargo, con el desarrollo de la tecnología han surgido alternativas de iluminación artificial que buscan brindar un ambiente cómodo para el desarrollo de la vida. Dicha iluminación se puede describir mediante una serie de conceptos físicos que permiten dar una introducción al abundante tema de la iluminación artificial, los cuales se presentan a continuación.

3.1.1. Física de la luz

Desde un punto de vista físico, la luz se define tanto como una onda electromagnética y como una partícula¹ capaz de viajar por el vacío a una velocidad finita de aproximadamente $3 \times 10^8 \text{ m/s}$,² excitando la retina del ojo humano para, con esto, producir una sensación visual (I.E.S. Andalus, s.f.). Sin embargo, la luz visible corresponde a una pequeña franja en un abundante espectro electromagnético, donde comparte con distintos tipos de ondas que se utilizan en la actualidad en aplicaciones muy variadas. Dicho espectro se observa a continuación:

¹ Sir Isaac Newton formuló en 1670 que la luz estaba formada por partículas, o corpúsculos, emitidos por una fuente. Posteriormente, en 1678 se propuso que era una forma de onda que necesitaba un medio físico (al que se le llamó éter) para transportarse. Ya para el siglo XIX, Claire Maxwell descubrió que la luz se transmitía como ondas electromagnéticas, hasta que Max Planck cambió y propuso (bajo la teoría cuántica) que estaba formada por cuantos. Hoy en día, se unifica la teoría cuántica y electromagnética para describirla (TECNUN, s.f.).

² Según la Teoría de la Relatividad de Albert Einstein publicada en 1915.

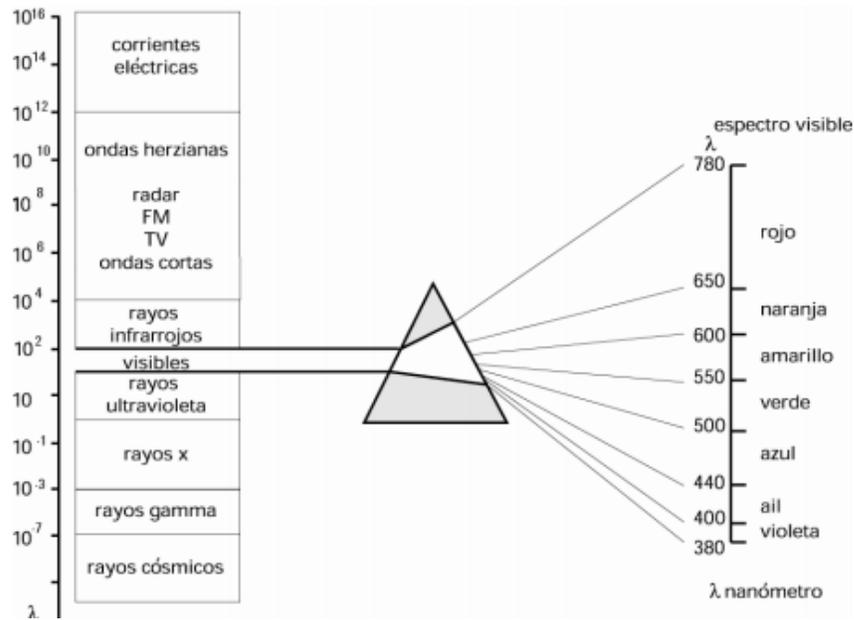


Figura 4. Espectro electromagnético.

Fuente: García, s.f.

En la ilustración anterior, se observa cómo la radiación visible es solo una pequeña parte del espectro electromagnético, aproximadamente entre los 380 y 780 nanómetros (García, s.f.).

3.1.2. Conceptos de iluminación

A continuación se mencionan las principales variables físicas que describen la iluminación.

3.1.2.1. Flujo luminoso

Este se define como la cantidad de luz emitida por una fuente en todas las direcciones. Su símbolo es Φ y se expresa en lúmenes (lm). Un lumen es “el flujo de luz que incide sobre una superficie de un metro cuadrado donde la totalidad de los puntos diste a un metro de una fuente puntual teórica que tenga una intensidad luminosa de una candela en todas direcciones” (Martínez, 2012).

3.1.2.2. Intensidad luminosa

Es la intensidad del flujo luminoso en una sola dirección y contenida en un ángulo sólido de 1 estereorradián. Su símbolo es I y su unidad de medida es la candela (cd) (Romero & Quintana, C., s.f.). Se puede interpretar gráficamente como se observa en la siguiente imagen:

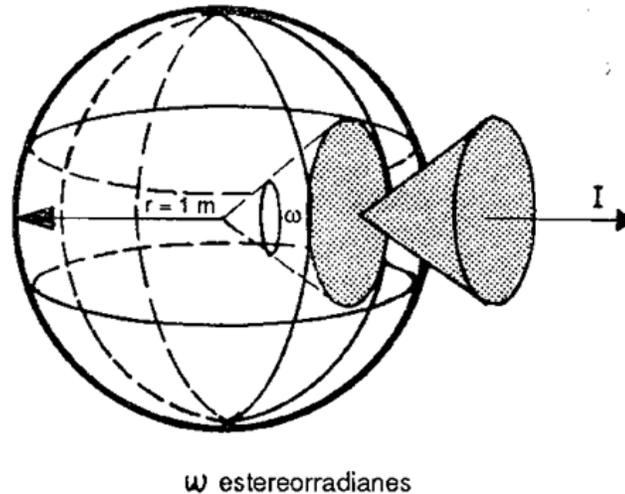


Figura 5. Descripción gráfica de la intensidad luminosa.

Fuente: Instituto Madrileño de Formación

3.1.2.3. Iluminancia

Se define como el flujo luminoso que recibe una unidad de superficie. Su símbolo es E y su unidad de medida es el lux (Romero & Quintana, C., s.f.). Un lux es la iluminancia recibida por un lumen sobre un espacio de un metro cuadrado de superficie, como se observa a continuación:

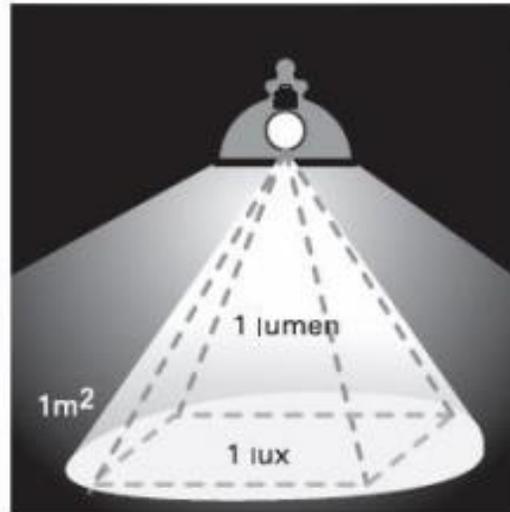


Figura 6. Descripción gráfica de la iluminancia.

Fuente: Universidad de Buenos Aires

3.1.2.4. Luminancia

Corresponde al flujo luminoso emitido en una dirección y dividido por el producto del área proyectada de una fuente puntual perpendicular a la dirección y el ángulo sólido que contiene esa dirección (Martínez, 2012). Se representa como L y se dimensiona en candelas por metro cuadrado, o cd/m^2 .

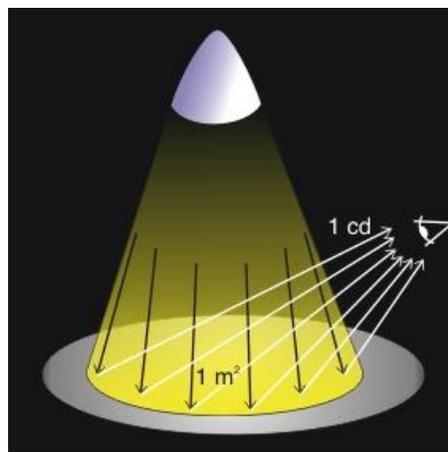


Figura 7. Representación gráfica de la luminancia.

Fuente: Universidad de Buenos Aires

3.1.2.5. Decrecimiento de lúmenes

Se refiere a la disminución que sufre la fuente de luz LED debido a su tiempo de funcionamiento (Romero & Quintana, s.f.). En la mayoría de los casos se da un valor de tiempo en horas que indica cuándo se da una disminución de más del 30% del valor de lúmenes nominal. Al quedar en 70% del valor inicial, se utiliza la abreviatura L70. Para su determinación, el fabricante hace proyecciones basadas en pruebas de laboratorio y extrapolación estadística siguiendo el estándar IES LM-80³. En estas, se presta especial importancia a la temperatura de funcionamiento a la que estará expuesto el sistema y a la corriente del mismo.

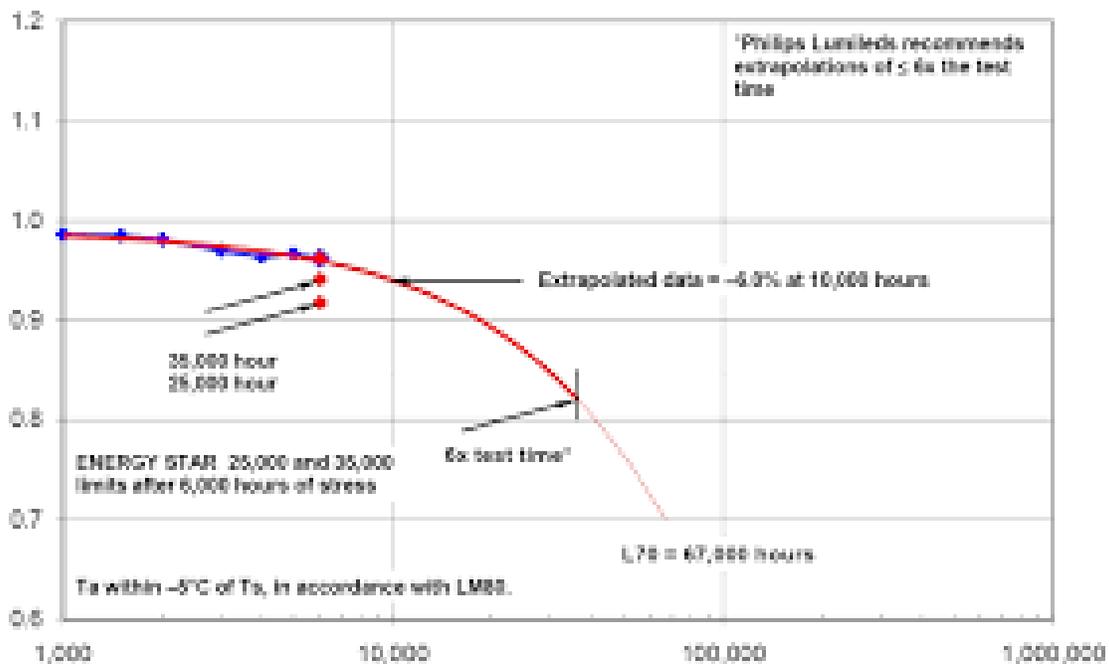


Figura 8. Gráfico de decrecimiento lumínico.

Fuente: Philips Lighting

³ Estándar de la Sociedad de Ingeniería en Iluminación en el que se señalan los pasos, requerimientos y condiciones necesarias para realizar pruebas de laboratorio en sistemas de iluminación.

3.1.2.6. Rendimiento luminoso

Es la cifra que indica la eficiencia de iluminación que presenta una fuente lumínica. Se expresa en lumen por watt (lm/W), puesto que muestra el flujo luminoso que se obtiene con determinada cantidad de potencia suministrada (Trilux, 2015). A continuación, se presenta el rendimiento luminoso que se emplea para los tipos de lámparas más utilizados en la actualidad:

Tabla 1. Rendimiento luminoso de los tipos de lámparas más utilizados.

Tipo de lámpara	Rendimiento (lm/W)
Incandescente	14
Fluorescente	98
Luz mezcla	22
Mercurio de alta presión	55
Sodio de alta presión	100
Halogenuros metálicos	78
Sodio de baja presión	137
LED	120

Fuente: Elaboración propia con datos de Stilbtron S.A.

3.1.2.7. Índice de reproducción cromático

Se define como la capacidad de una fuente de luz de reproducir fielmente los colores de los objetos en comparación con una fuente de luz natural. Este concepto obtiene una especial importancia en lugares donde se vuelve relevante una correcta

reproducción de los contrastes de colores. Para su medición se estableció una escala de 0 a 100, en la que 100 representa una reproducción de colores perfecta (Martínez, 2012).

Para el caso de la iluminación de exteriores, este concepto no representa mucho valor, por lo que un valor de 22 a 25 se considera como aceptable (Corella, 2010). El IRC para los tipos de lámparas más utilizadas se muestra a continuación:

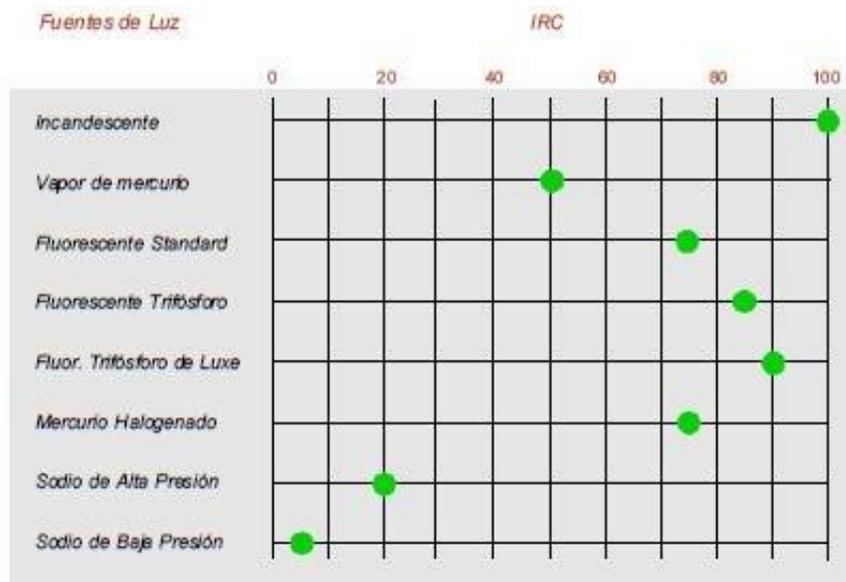


Figura 9. Índice de Reproducción Cromática para tipos de lámparas

Fuente: VplIngenieros.es

3.1.2.8. Curvas fotométricas

Consiste en una graficación de la luz emitida por una fuente. Se crean uniéndose puntos de coincidencia entre distintas intensidades luminosas emitidas en todas las direcciones en el espacio, formando un sólido fotométrico. Posteriormente, se realiza una intersección entre dicho sólido y los planos para crear las curvas fotométricas. Con estas curvas se puede determinar la intensidad luminosa en cualquier dimensión.

La CIE realiza una clasificación de las luminarias según la distribución del flujo luminoso, obtenido mediante las curvas fotométricas hacia los hemisferios inferior y superior, respectivamente. Se adjunta en el anexo 1.

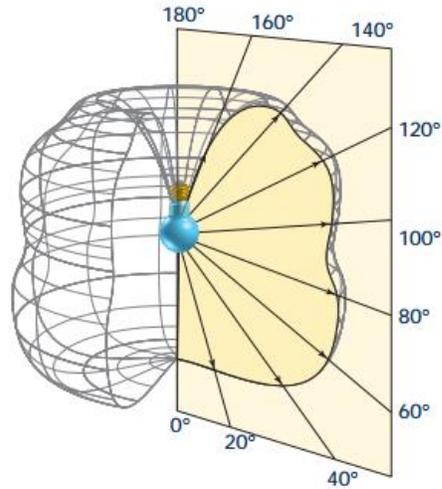


Figura 10. Sólido fotométrico de una lámpara incandescente.

Fuente: INDALUX

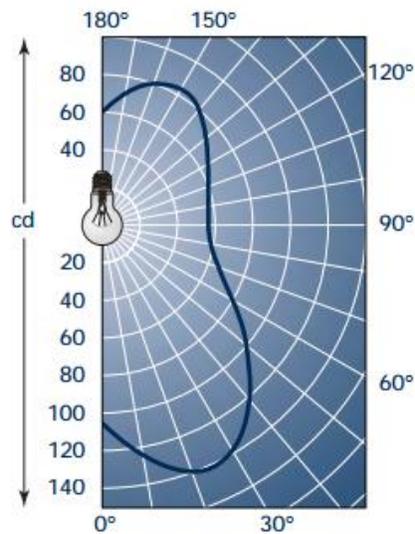


Figura 11. Curva fotométrica de una lámpara incandescente.

Fuente: INDALUX

3.1.2.9. *Temperatura de color*

Se utiliza para indicar el color de una fuente de luz comparada con el color de un cuerpo negro ideal. Por lo tanto, no es una medida de temperatura, sino del color que presenta una fuente de luz. Una lámpara con un color blanco cálido o amarillento tiene una temperatura de color baja (2700 a 3000 K), mientras que las de blanco frío o algo azulado presentan valores de hasta 4500 K. Finalmente, existen las llamadas “daylight” o luz del día con valores mayores a 5000 K (Gómez, Sanhueza & Díaz, 2012).

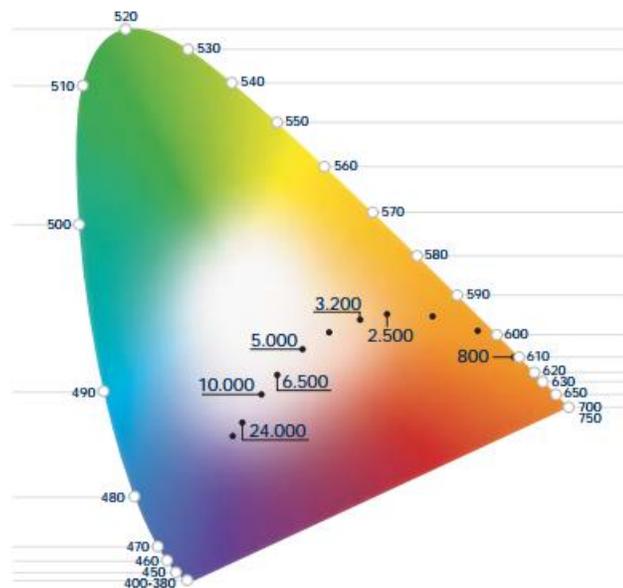


Figura 12. Curva de temperatura de color

Fuente: INDALUX

3.1.2.10. *Deslumbramiento*

El deslumbramiento es un fenómeno negativo para las lámparas que consiste en la pérdida momentánea de la visión al generarse un resplandor muy intenso. Puede incluir desde una sensación de molestia hasta la pérdida total de la visión en el momento de la exposición a la luz. Es por esto que las luminarias deben ser orientadas apropiadamente y el diseñador de los proyectos de iluminación debe tener en cuenta los ángulos y las curvas fotométricas de las mismas, para evitar que

este efecto se presente (Gómez et al., 2012). En la siguiente imagen se observa que una distribución lumínica debe tomar en cuenta un ángulo de 65° o menor para evitar este fenómeno:



Figura 13. Direcciones de flujos lumínicos para una lámpara.

Fuente: OPCC

3.1.3. Tipos de lámparas

En la actualidad, se cuentan con distintas opciones de iluminación que se amoldan según las necesidades propias de cada aplicación. Gracias al avance tecnológico, se cuentan con opciones más eficientes tanto desde el punto de vista de consumo energético como de calidad de la iluminación. A continuación, se realiza un recuento de los tipos de lámparas más utilizadas hoy en día.

3.1.3.1. Lámpara incandescente

Este tipo de lámpara toma uso del Efecto Joule⁴ de un filamento metálico, por el que se hace pasar una corriente que genera emisión de luz y calor. El principal problema es la vida útil (menor a 1000 horas) y la poca eficiencia (aproximadamente el 90% de la energía se disipa en calor) (CEFIRE, 2011). Fueron las primeras lámparas creadas y como ventaja presentan su bajo costo de adquisición.



Figura 14. Lámpara incandescente

Fuente: Vivion Electric

3.1.3.2. Lámpara incandescente halógena

Su construcción es similar a la anterior, con la diferencia de que contienen internamente un gas halógeno que retarda la degeneración del filamento, por lo que se obtiene una mejora en la eficiencia y en la vida útil de la lámpara (CEFIRE, 2011).

⁴ Se conoce como Efecto Joule al calentamiento que se presenta cuando circula electricidad por un conductor. De manera irreversible, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor por los choques internos de los átomos, generando situaciones no deseadas en muchas ocasiones.



Figura 15. Lámpara incandescente halógena

Fuente: Quimitube

3.1.3.3. Lámpara fluorescente

Son lámparas rellenas de vapor de mercurio a baja presión. Cuando se presenta la descarga eléctrica se emite radiación ultravioleta que se convierte en luz gracias al polvo fluorescente interno. Como desventaja se tiene que es necesaria la instalación de balastos aparte del sistema de iluminación (Universidad de Navarra, s.f.). Entre los beneficios se encuentran un calentamiento reducido y una mayor vida útil en comparación con las anteriores.



Figura 16. Lámpara fluorescente

Fuente: Steren S.A.

3.1.3.4. Lámpara de descarga de mercurio

Este tipo de lámparas contienen una ampolla de vidrio con mercurio y argón (que asiste en el encendido). Para su encendido se recurre a electrodos auxiliares que ionizan el gas inerte y facilitan el encendido del electrodo principal. Posteriormente, se da un aumento de presión que genera una luz más blanca, donde se mantiene mientras esté encendida (Universidad de Navarra, s.f.).

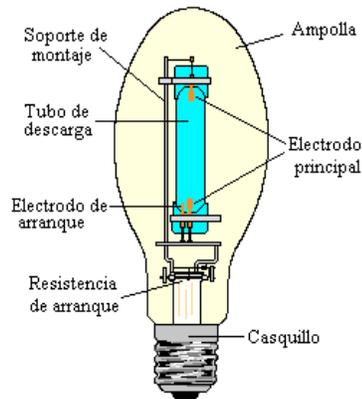


Figura 17. Lámpara de descarga de mercurio

Fuente: Citcea.upc.edu

3.1.3.5. Lámpara de sodio de alta presión

Contiene un tubo de descarga hecho de un material cerámico con sodio saturado. Se tiene, además, una atmósfera con exceso de mercurio y xenón, haciendo que tanto la temperatura de color como la reproducción del mismo mejore notablemente con respecto a las anteriores. Presentan una distribución espectral que abarca casi todo el espectro, ocasionando una luz más agradable a la vista. Sin embargo, presenta condiciones de presión y temperatura muy alta (1000 °C), que deben ser soportadas por los componentes internos y la carcasa (CEFIRE, 2011).



Figura 18. Lámpara de sodio de alta presión

Fuente: Vivion Electric

3.1.3.6. Lámpara de sodio de baja presión

Estas lámparas presentan un tubo de descarga en forma de U que contribuye a disminuir las pérdidas por calor y reducir el tamaño. Todo el sistema se envuelve en una ampolla que está al vacío para aumentar su capacidad de aislante térmico. Como desventaja, presenta un tiempo de arranque de unos diez minutos, en el que se inicia la descarga de los gases inertes en el tubo hasta que se vaporiza el sodio y se empieza a emitir la luz. Su luz es amarillenta con un IRC deficiente, por lo que es mayormente utilizada en exteriores, pues presenta una mejor eficiencia luminosa y una vida útil mayor (CEFIRE, 2011).

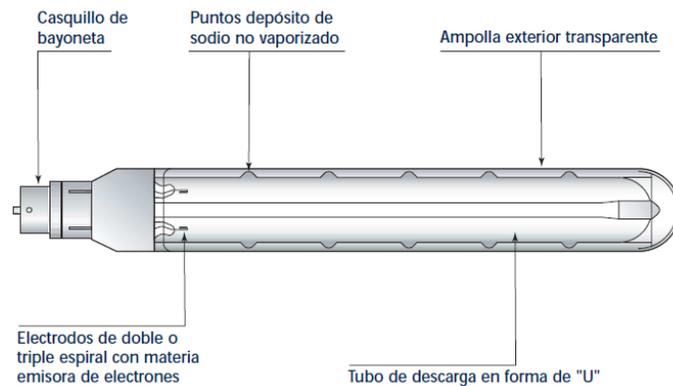


Figura 19. Lámpara de sodio de baja presión

Fuente: Vivion Electric

3.1.3.7. Lámpara de halogenuros metálicos

Presenta un funcionamiento similar a la de descarga de mercurio, pero con diferencia en sus componentes internos. Utiliza argón y criptón en un tubo de cuarzo, inmerso en varios halogenuros que aumentan la eficiencia de la lámpara. La duración se ve reducida, pues utiliza un filamento para su funcionamiento (Universidad de Navarra, s.f.).

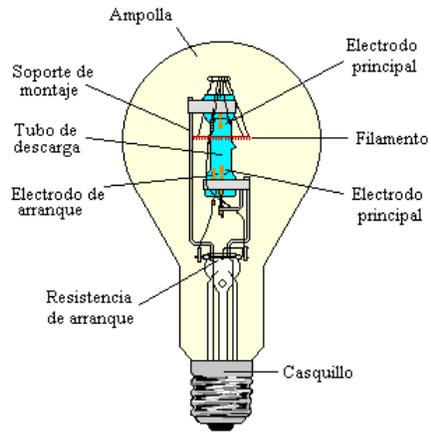


Figura 20. Lámpara de halogenuros metálicos

Fuente: Citcea.upc.edu

3.1.3.8. Lámpara LED

LED, o diodo emisor de luz, es un dispositivo semiconductor que emite luz visible cuando circula por él una corriente eléctrica. En este dispositivo, la luz no se genera mediante un filamento, por lo que se tienen muy pocas pérdidas por calor (CEFIRE, 2011). El fenómeno que genera la luz es, en este caso, llamado electroluminiscencia⁵. Presentan una mejor resistencia física tanto a golpes como a vibraciones. Además, al no tener el filamento que se quema, presentan una mayor duración (hasta 100.000 horas) y eficiencia (que llega hasta el 90%). Son más económicos de fabricar y no emiten radiación ultravioleta. Por otro lado, no necesitan tiempo de calentamiento y son resistentes a las variaciones de temperatura, haciéndolas adecuadas para aplicaciones de exteriores.

⁵ La electroluminiscencia es un efecto en el que se liberan fotones debido al cambio de nivel de energía de los electrones cuando se desplazan por un material semiconductor.

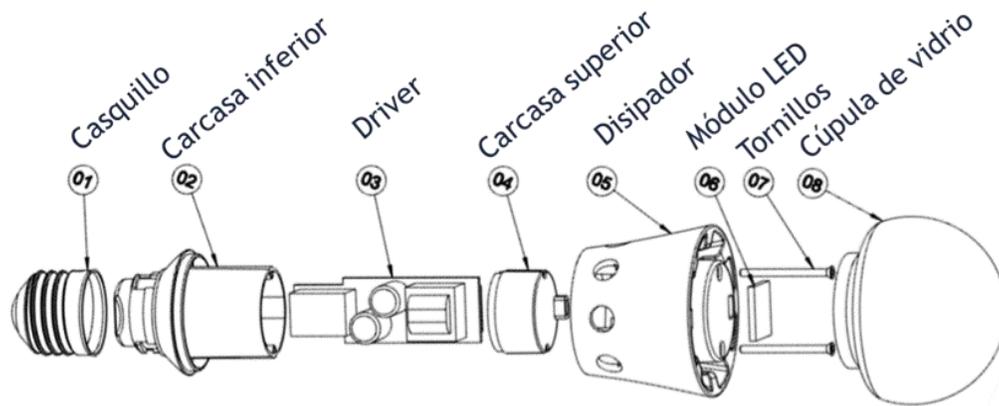


Figura 21. Lámpara LED

Fuente: Led And Colors

3.1.4.Luminarias

Como luminaria se entiende la cobertura que envuelve la lámpara con la función de, según la Norma UNE-EN 60598-1, “repartir, filtrar o transformar la luz emitida por una o varias lámparas y que comprende todos los dispositivos necesarios para el soporte, la fijación y la protección de lámparas”. A su vez, evita el deslumbramiento y protege la lámpara fuente de agentes exteriores. En síntesis, se puede decir que cumple con el control de tres aspectos en específico, a saber:

- Control luminoso, que evite el deslumbramiento.
- Control térmico, que hace su funcionamiento estable.
- Control eléctrico, que garantice un funcionamiento correcto seguro para el usuario.

Una luminaria tiene varias partes que se encargan de cumplir con las funciones previamente mencionadas. Dichas partes son:

- Carcasa: Brinda soporte y contiene al resto de los elementos.
- Equipo eléctrico: Ajustan las características eléctricas para el correcto funcionamiento de la lámpara.

- Reflector: Modelan la forma y dirección del flujo de la lámpara.
- Difusores: Elemento de cierre o recubrimiento de la luminaria.
- Filtro: Elementos opcionales que potencian o mitigan determinadas características de la lámpara.

3.1.4.1. Clasificación de las luminarias por condiciones operativas

Las luminarias presentan un sistema de certificación denominado IP, o International Protection, que las clasifica según el grado de protección contra el ingreso de cuerpos extraños, polvo y humedad. El sistema implementa dos dígitos de 0 a 6, en el que el primero indica la protección contra polvo y el segundo contra agua. Según UNE-EN 60598, la primera cifra se clasifica de la siguiente manera:

Tabla 2. Clasificación por grado de protección contra polvo

Primer número característico	Breve descripción	Símbolo
0	No protegida.	No tiene
1	Protegida contra objetos sólidos mayores de 50 mm.	No tiene
2	Protegida contra objetos sólidos mayores de 12'5 mm.	No tiene
3	Protegida contra objetos sólidos mayores de 2'5 mm.	No tiene
4	Protegida contra objetos sólidos mayores de 1 mm.	No tiene
5	Protegida contra polvo.	
6	Hermética al polvo.	

Fuente: Curso Indal

Mientras que el segundo dígito se designa según la siguiente clasificación:

Tabla 3. Clasificación por grado de protección contra el agua

Segundo número característico	Breve descripción	Símbolo
0	No protegida.	No tiene
1	Protegida contra gotas de agua en caída vertical.	
2	Protegida contra caída de agua verticales con una inclinación máxima de 15° de la envolvente.	No tiene
3	Protegida contra el agua en forma de lluvia fina formando 60° con la vertical como máximo.	
4	Protegida contra proyecciones de agua en todas las direcciones.	
5	Protegida contra chorros de agua en todas las direcciones.	
6	Protegida contra fuertes chorros de agua en todas las direcciones.	No tiene
7	Protegida contra efectos de inmersión temporal en agua.	
8	Protegida contra la inmersión continua en agua.	

Fuente: Curso Indal

3.1.5. Dimensionamiento de instalaciones de iluminación

Un diseñador de instalaciones de iluminación puede valerse de varias herramientas y métodos de cálculo para su dimensionamiento. Si tomamos como primer punto las instalaciones internas, existen tres métodos muy utilizados que se pueden mencionar (Raitelli, s.f.):

3.1.5.1. Diseño de iluminación interna

- Método de los lúmenes: Funcional, únicamente, para espacios rectangulares y tomando en cuenta que todas las luminarias son iguales. Considera factores de mantenimiento y coeficientes de utilización (pensando en los colores de paredes y piso) para poder dimensionar el valor de iluminancia que se obtendría en un recinto cerrado, mediante la siguiente fórmula:

$$E = \frac{CU * M * F_t}{A} \quad (1)$$

donde:

E: Nivel de iluminación (lux)

CU: Coeficiente de utilización (adimensional), tomando en cuenta dimensiones y coeficientes de reflexión

M: Factor de mantenimiento (adimensional)

F_t : Flujo luminoso total (lúmenes)

A: Área (metros cuadrados)

- Método de las cavidades zonales: Es un método similar al anterior, con la salvedad de que tiene un procedimiento distinto para la aproximación de los coeficientes de reflexión, pues toma tablas distintas. Presenta las mismas restricciones con respecto a la geometría del lugar (que solo debe ser interno) y la uniformidad de sus luminarias. Aun así, utiliza la misma fórmula (1) mencionada anteriormente para el cálculo del valor de iluminancia obtenida.
- Método punto por punto: Es un método de análisis en el que se toman varios puntos claves para el estudio de iluminación, según distintos criterios. Este método sí es funcional tanto para espacios internos como externos, así como para lugares con geometría irregular y con distintos tipos de luminarias. Entre sus desventajas se puede considerar que es un método que toma en cuenta el efecto de cada luminaria sobre cada punto en específico, ocasionando que el proceso de cálculo sea muy extenso para áreas muy grandes. Por este motivo, se suele usar un software que realice los cálculos, grafique y tabule los resultados con mayor exactitud y rapidez.

3.1.5.2. Diseño de iluminación externa

Para el diseño de instalaciones de iluminación externa se deben tomar en cuenta varios factores, todos con el objetivo principal de lograr un nivel de

iluminación que sea seguro para los huéspedes, con el menor consumo energético para la empresa. Como primer aspecto resalta el ángulo de emisión de la luz, el cual es ignorado algunas veces, ocasionando efectos adversos y hasta desperdicios.

Cuando la luz se emite en ángulos entre 0° y 30° sobre el plano horizontal, genera problemas para los cielos próximos, especialmente en zonas naturales protegidas (Malón & Bañuelos, 2001). Este es un aspecto indispensable a tomar en cuenta, pues el hotel está rodeado de sitios que son el hábitat de distintas especies de animales silvestres, dándole una mayor importancia al control de este efecto. En la siguiente imagen se puede notar el impacto que tiene la lámpara sobre su entorno, según el ángulo en el que se propague la luz:

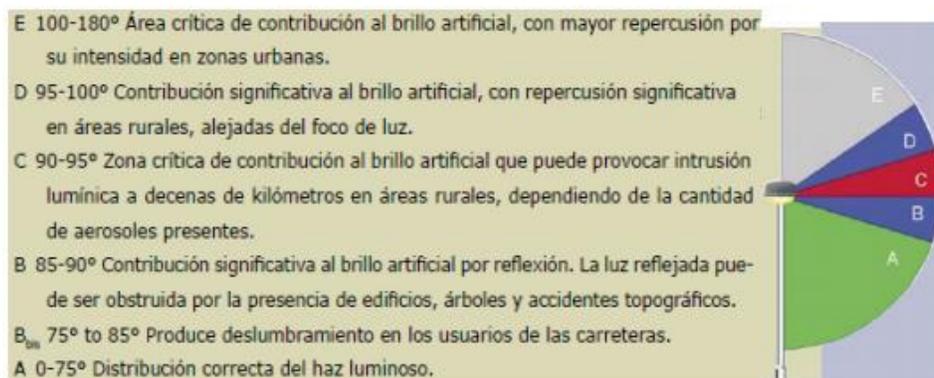


Figura 22. Efectos de una lámpara según el ángulo de emisión de luz.

Fuente: StarLight

Ahora bien, una vez controlado este aspecto y tomando un método de diseño ambientalmente comprometido y funcional, se tomarán en cuenta los siguientes factores, según Gómez, Sanhueza & Díaz (2012):

- Distribución de las luminarias: Existen varias maneras de distribuir las luminarias a lo largo de una instalación, ya sea unilateral (en la que las luminarias se instalan a lo largo de un solo lado de la calzada), “zigzag” (instaladas a ambos lados de la calzada), en oposición (se instalan una al frente de la otra) o suspendidas en la mitad de la vía. La decisión se debe tomar dependiendo de la

altura de montaje de la luminaria y el ancho de la vía. Para el presente caso, se recomienda una distribución unilateral si el ancho de vía es igual o inferior a la altura de montaje y una distribución en “zigzag” si el ancho de vía está entre 1 y 1,5 veces la altura de montaje.

- Las dimensiones del área a iluminar: Se deben considerar las dimensiones para así determinar cuál tipo de luminaria es el que mejor se ajusta a las necesidades. Para esto, hay que recurrir a las curvas fotométricas de cada luminaria, que muestran las zonas en las que se distribuye la luz en la salida de la lámpara.
- Su uso: Los requerimientos de iluminación variarán según la actividad a la que estará destinada la zona a iluminar. Para esto, hay que tomar en cuenta las normas según el tipo de vía que se presente.

3.1.6. Organismos que norman el campo de la iluminación

El área del diseño de instalaciones de iluminación, así como las otras ramas de la ingeniería, está sujeto al cumplimiento de reglamentos y normas que buscan una estandarización en los procesos de diseño que permitan sistemas de iluminación eficiente y ambientalmente responsable. Hoy en día, a nivel mundial existe la CIE (Commission Internationale de l'Éclairage) como primera autoridad en el campo de la luz y la iluminación. Se define como una organización técnica, científica y cultural con los siguientes objetivos:

- Generar un foro internacional de discusión en distintas áreas de la luz e iluminación.
- Desarrollar patrones básicos y procedimientos metrológicos en el campo.
- Proveer directivas en la aplicación de principios y procedimientos en el desarrollo de normas.
- Preparar y publicar normas e informes sobre la materia.
- Mantener una conexión e interacción técnica con organizaciones similares.

Con el fin de abarcar las distintas áreas del campo de la iluminación, se han creado distintas divisiones que se encargan de áreas específicas, a saber:

- Visión y Color
- Medida de la luz y la radiación
- Ambiente interior y diseño de iluminación
- Iluminación y señalización para el transporte
- Iluminación exterior y otras aplicaciones
- Fotobiología y fotoquímica
- Tecnología de la imagen

Debido al trabajo de esta comisión, se han dado grandes avances en el mejoramiento de las condiciones lumínicas de los sitios de trabajo, tanto interiores como exteriores. En interiores se tienen grandes ventajas, pues al ser un recinto cerrado se cuentan con factores de reflexión que genera una iluminancia mayor (de hasta 20000 luxes en aplicaciones de alta precisión). Todos estos valores se pueden obtener de la norma ISO 8995 publicada en 2003.

Con respecto a la iluminación de exteriores, los resultados de iluminancia son más discretos y el diseño se basa en brindar un entorno seguro para las personas, es decir, que sea suficiente para detectar los obstáculos en el camino, sin llegar a ser tan alto como para generar deslumbramiento. Para esto, se realizan análisis de las necesidades de las personas considerando aspectos como la velocidad de tránsito, si hay presencia de vehículos, tipos de superficie, entre otros (Gómez et al., 2012).

Si se toma en cuenta el tránsito peatonal únicamente, la CIE en su norma 115 (1995) clasifica las vías en 7 categorías según su nivel de tránsito e importancia, siendo el nivel P1 el más estricto y los niveles P5, P6 y P7 los más bajos y recomendados para sitios en los que el índice de criminalidad es despreciable (Sandoval, 2012). Dicha clasificación se observa en la siguiente tabla:

Tabla 4. Clases de iluminación según el tipo de calle

<i>Descripción de la vía de circulación</i>	<i>Clase de iluminación</i>
Calles de gran importancia y prestigio	P1
Calles de uso nocturno intenso por peatones o ciclistas	P2
Calles de uso nocturno moderado por peatones o ciclistas	P3
Calles de uso nocturno escaso por peatones o ciclistas solamente asociado a las propiedades adyacentes	P4
Calles de uso nocturno escaso por peatones o ciclistas solamente asociado a las propiedades adyacentes. Importante preservar el carácter arquitectónico del ambiente.	P5
Calles de uso nocturno muy escaso por peatones o ciclistas solamente asociado a las propiedades adyacentes. Importante preservar el carácter arquitectónico del ambiente.	P6
Calles en las que sólo se requiere la guía visual proporcionada por la luz directa de las luminarias	P7

Fuente: INDALUX

Ahora bien, tomando en cuenta las clases de iluminación definidas en la tabla anterior, se designan valores de iluminancia mínima y promedio a cumplir para obtener buenos resultados de iluminación (Sandoval, 2012). Dichos valores se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 5. Requerimientos de iluminación para el tránsito peatonal

Clase de Iluminación	Iluminancia Horizontal (lx) sobre la totalidad de la superficie empleada. Mantenido.	
	Valor Promedio	Valor Mínimo
P1	20	7.5
P2	10	3
P3	7.5	1.5
P4	5	1
P5	3	0.6
P6	1.5	0.2
P7	No se aplica a esta Clase	No se aplica a esta Clase

Fuente: INDALUX

En lugares donde el tránsito peatonal se mezcla con el vehicular, los valores deben ser un poco más altos para prevenir accidentes. En este caso, se clasifican en tres categorías según el nivel de actividad de tránsito que se presente y además

del valor de iluminancia mínima se incluye un valor “U”, que corresponde a la uniformidad de la distribución lumínica, calculada como el valor promedio entre el valor mínimo, como se observa a continuación:

Tabla 6. Niveles de iluminancia recomendados para zonas de tránsito peatonal y vehicular

<i>Nivel de actividad</i>	<i>Áreas peatonales y de estacionamiento</i>		<i>Áreas de uso vehicular solamente</i>	
	E (lx) (1)	U (2)	E (lx) (1)	U (2)
Alto	10	4:1	22	3:1
Medio	6	4:1	11	3:1
Bajo	2	4:1	5	4:1

Fuente: INDALUX

Con los valores anteriores ya es posible determinar necesidades de iluminancia mínima para el dimensionamiento de instalaciones de iluminación, como se hará en capítulos siguientes. Además, se adjunta el criterio de selección de los niveles de luminancia e iluminancia según la norma EN-13201 y RD 1890/08 como complemento, en el Anexo 2 del presente documento.

3.1.7. Normativas vigentes en el país

Con respecto al normado de las distintas áreas de la ingeniería, el país no se ha quedado atrás. El Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica es el ente encargado de este proceso de normalización, definido como el “proceso de formular y aplicar reglas con el propósito de establecer un orden en una actividad específica, para beneficio y con la cooperación de todos los interesados...” (INTECO, s.f.). Dicho instituto publica normas vigentes para el país realizando revisiones de normas internacionales y acondicionándolas a las características propias del país.

Para la iluminación de interiores se debe tomar la normal INTE 31-08-06-2000 con el nombre de “Niveles y condiciones de iluminación que deben tener los centros de trabajo”. En este documento, se establecen los niveles y requerimientos de iluminación para los centros de trabajo para evitar que sean un factor de riesgo

para el trabajador. Un ejemplo de la descripción que se hace de las necesidades de iluminación se observa en la siguiente imagen:

Tabla 7. Niveles de iluminación recomendados para diversas clases de tarea visual

Clase de tarea visual	Iluminación sobre el plano de trabajo (lux)	Ejemplos típicos de tareas visuales
Visión ocasional solamente	100 –150-200	Para permitir movimientos seguros por ejemplo en lugares de poco tránsito; sala de calderas, depósito de materiales toscos y voluminosos, y armarios.
Tareas intermitentes ordinarias y fáciles, con contrastes fuertes	200–300-500	Trabajos toscos, intermitentes y mecánicos, inspección general y contado de partes de inventario, colocación de maquinaria pesada.
Tareas moderadamente críticas y prolongadas, con detalles medianos	500-750-1000	Trabajos medianos, mecánicos y manuales, inspección y montajes. Trabajos comunes de oficina, tales como: lectura, escritura, archivo.

Fuente: INTECO

3.1.7.1. El luxómetro

Una vez seleccionada la cantidad de puntos, se procede a realizar las mediciones utilizando un luxómetro. El luxómetro está provisto de una cédula fotoeléctrica que se encarga de captar la luz y convertirla en impulsos eléctricos para ser interpretados posteriormente. Además, incluye un filtro de corrección de espectro que evita errores en medición por diferencias de espectro. Tiene muchas aplicaciones aparte de las mediciones para instalaciones de iluminación, como en el cine, la meteorología y los departamentos de salud ocupacional (MTESS, 2013).

El luxómetro a utilizar en el presente documento es un medidor digital de iluminancia con un rango desde los 0.1 hasta 200000 lux con una incertidumbre de $\pm 3\%$ en valores menores a 20000 lux y de $\pm 5\%$ para más de 20000 lux. Realiza la

medición de la iluminancia con un sistema formado por un diodo fotoeléctrico de silicio con un filtro de corrección. Según la CIE, el detector debe cumplir con una sensibilidad espectral determinada para certificar su funcionamiento. Dicha sensibilidad debe tomar en cuenta las longitudes de onda visibles para el ojo humano, como se observa a continuación:

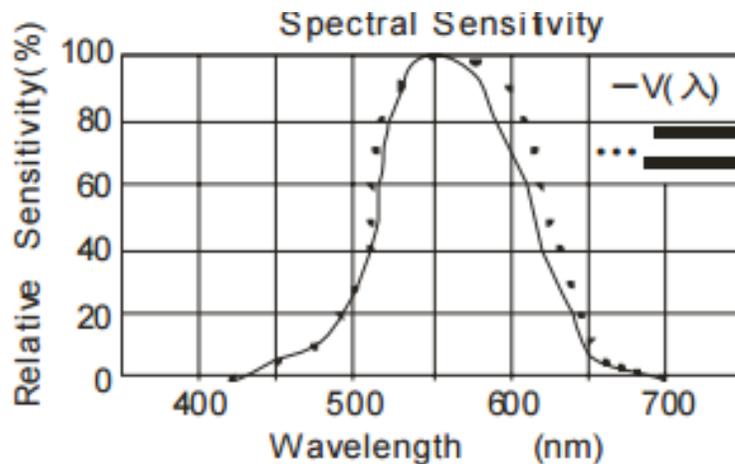


Figura 23. Sensibilidad espectral del luxómetro LX-1330B.

Fuente: Dr. Meter®

Se observa en línea continua los valores solicitados por la CIE y en puntos las mediciones realizadas por el equipo.

3.1.8. Software Dialux

Hoy en día, el uso de la tecnología se ha vuelto algo cotidiano y las áreas de diseño de ingeniería no se han quedado atrás. Existen diversos “softwares” de diseño que contienen las herramientas necesarias para poder dimensionar sistemas de iluminación y conocer sus resultados antes de la instalación. Uno de estos es DIALux evo, programa gratuito que ha venido a solucionar muchos problemas de diseño al incorporar una cantidad grande de tipos de luminarias, aunado a una facilidad en el diseño y en la obtención de resultados. Permite calcular y visualizar los niveles de iluminación tanto para cuartos pequeños como para edificios y estructuras de gran tamaño. Pero quizá lo más importante para el diseño que se

plantea en este documento, es la posibilidad de dimensionar sistemas de iluminación en exteriores y, mediante una herramienta especial, en carreteras.

Entre las ventajas de la utilización del Software DIALux evo se tienen que, además de ser gratis, ofrece soporte y actualizaciones gratuitas, la posibilidad de exportar archivos de AutoCAD con los planos y la extensión .ies con los archivos de las luminarias, la facilidad del trabajo en 3D y la obtención de datos útiles como la iluminancia mínima y promedio, los gráficos de valores y de isóneas que permiten presentar los resultados de una manera muy intuitiva y clara (DIAL, 2015).

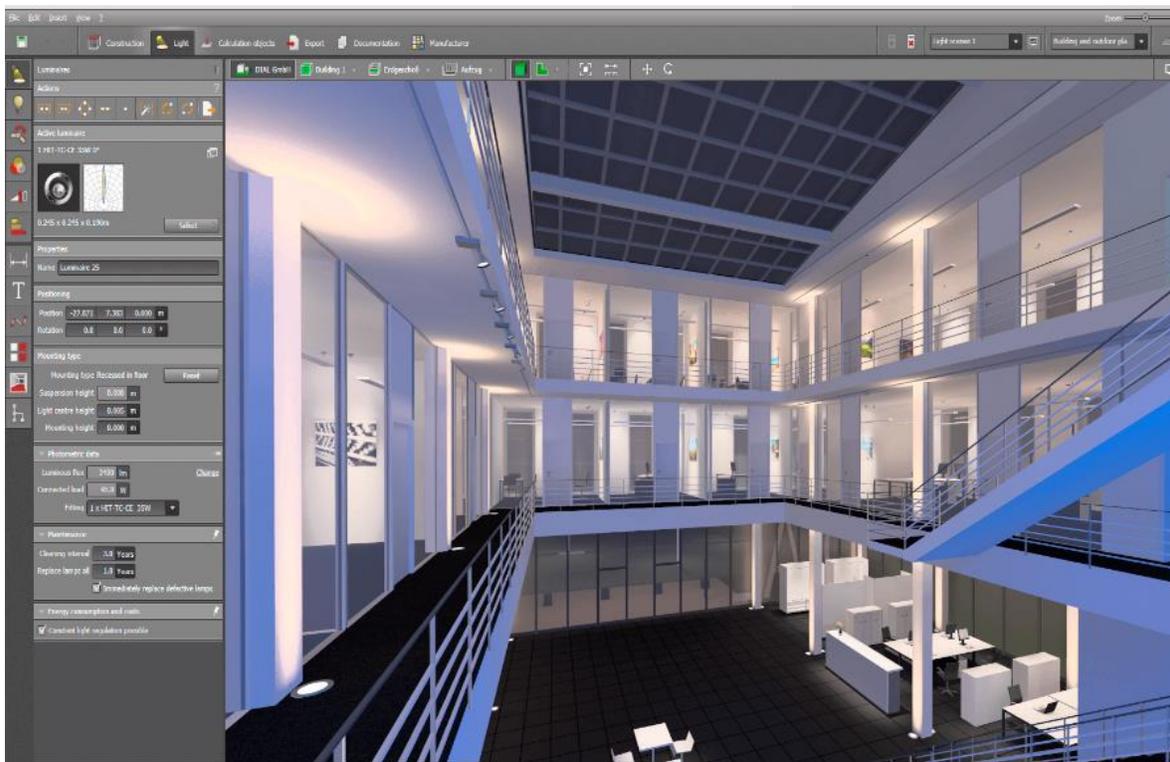


Figura 24. Vista de diseño de Software DIALux para interiores

Fuente: DIALux evo

Para el caso del dimensionamiento de vías y carreteras se tiene un diseño diferente, en el que se pueden tomar en cuenta normativas vigentes a nivel mundial sobre los niveles de iluminación recomendados de acuerdo con la cantidad de tránsito que se presente (Instituto de Astrofísica de Canarias, s.f.). Así, se brinda la

posibilidad de instalar las luminarias a una determinada altura, incluir aceras y parqueos laterales y, finalmente, obtener resultados sobre la correcta distribución de las luminarias a lo largo de la carretera. La vista de diseño en modo de vía pública se observa a continuación:

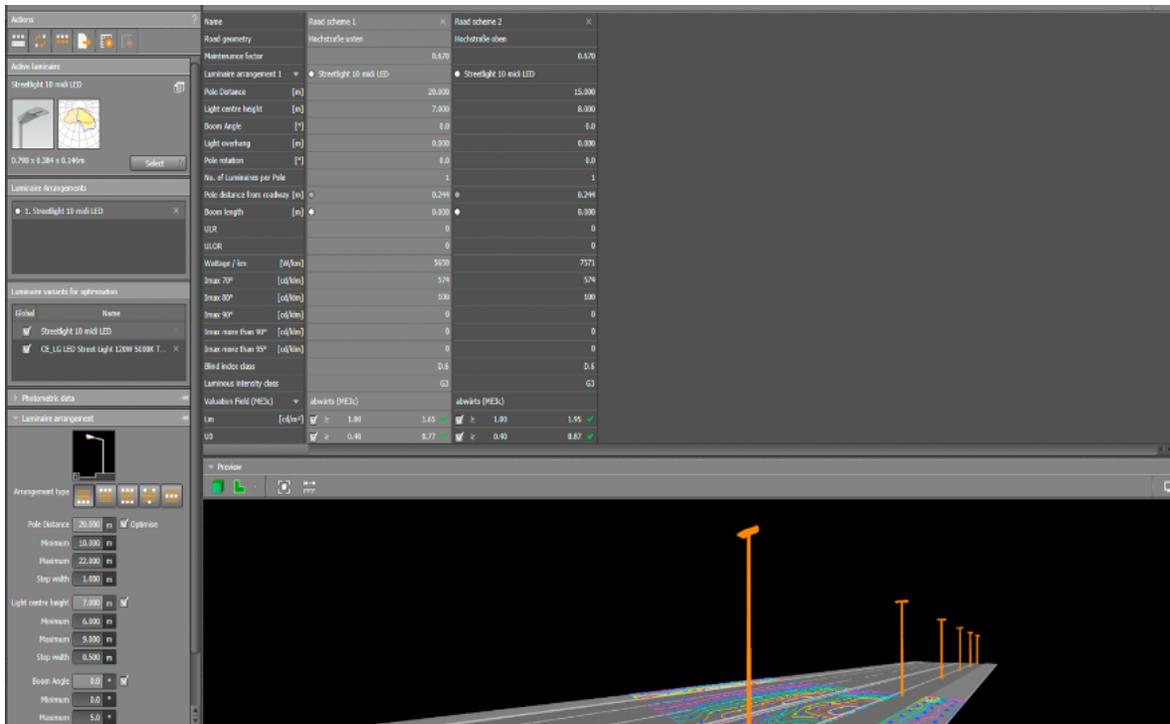


Figura 25. Vista de diseño de DIALux en vía pública

Fuente: DIALux evo

3.1.9. Sistemas de control de equipos eléctricos

Al igual que el uso de “software”, en la actualidad es muy común el uso de sistemas de automatización para lograr aumentar la eficiencia de los sistemas electromecánicos en general. Para una aplicación en la que el nivel de automatización es muy bajo (reduciéndose a un dispositivo que haga el encendido y apagado), se puede echar mano de equipos sencillos y económicos.

Un temporizador cumple con ambos requisitos, al ser un dispositivo que regula la conexión y desconexión de un circuito eléctrico programado previamente. Funciona mediante un contador binario que mide los pulsos de otro circuito oscilador. Existen dos tipos de temporizadores, a saber:

- De conexión: Recibe tensión y mide el tiempo para liberar los contactos.
- De desconexión: Libera los contactos una vez que deja de recibir tensión.

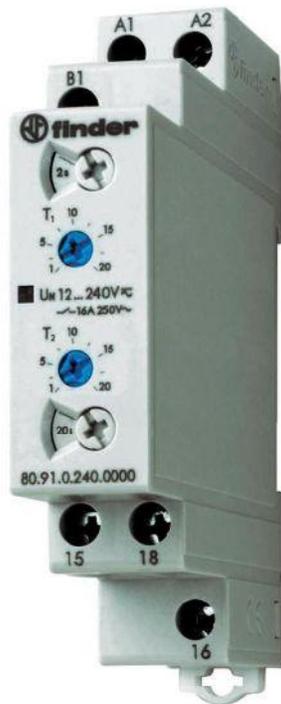


Figura 26. Temporizador eléctrico

Fuente: SM Eléctricos

3.2. *Sistemas solares fotovoltaicos*

3.2.1. El sol

El sol, por su cercanía con la Tierra, es el encargado de proveer la energía necesaria para todas las formas de vida del planeta. Pese a estar a 150 millones de kilómetros de la Tierra, es capaz de enviar energía radiante que será utilizada, 8 minutos después, para ser convertida en otros tipos de energía; entre estos, la eléctrica. Pese a que solo se recibe una fracción muy pequeña de toda la energía

que emite, es más que suficiente para cubrir toda la demanda mundial. Como promedio mundial, se habla de una irradiancia, o potencia, de $1,4 \text{ kW/m}^2$ llegando a la Tierra y de 1 kW/m^2 una vez que pasa la atmósfera y golpea el suelo. Aun así, este valor cambia según las características topográficas, meteorológicas y de posición en el globo. Además, este valor será aún menor si se toma en cuenta la inclinación fija de los sistemas fotovoltaicos, debido a que con el giro de la Tierra la radiación varía su ángulo durante todo el día. Pese a estas condiciones desfavorables, los sistemas fotovoltaicos son capaces de generar electricidad a un costo similar al del resto de las tecnologías, como se verá más adelante.

Por efecto de la interacción de los fotones con el resto de partículas que se encuentran en su camino desde el Sol, estos presentan variaciones en su dirección y reducciones en su energía final. De esta manera, se define a la radiación directa como aquella que completa su camino sin sufrir desviaciones, mientras que la restante se denomina radiación difusa. Ambos tipos de radiación son útiles en la generación de electricidad (explicando por qué todavía se genera aún en un día nublado), aunque en términos prácticos la radiación directa constituye la mayor parte de la generación.

3.2.2. La célula fotovoltaica

El Código Eléctrico Nacional (2008) define en su artículo 690.2 a la célula o celda solar como “dispositivo fotovoltaico básico que genera electricidad cuando se expone a la luz” mediante un fenómeno conocido como efecto fotoeléctrico. En este, se crea una interacción entre dos materiales semiconductores (tipo N y tipo P). Así, cuando incide un flujo de fotones sobre la célula, el electrón gana la energía necesaria para liberarse. Posteriormente, estos electrones son “recogidos” por un conductor, produciendo una diferencia de potencial que genera un flujo de corriente. Al hacer un arreglo de células se forma un módulo, o panel, con los parámetros de voltaje y corriente suficientes para alimentar una carga real (Universidad de Jaén, s.f.).

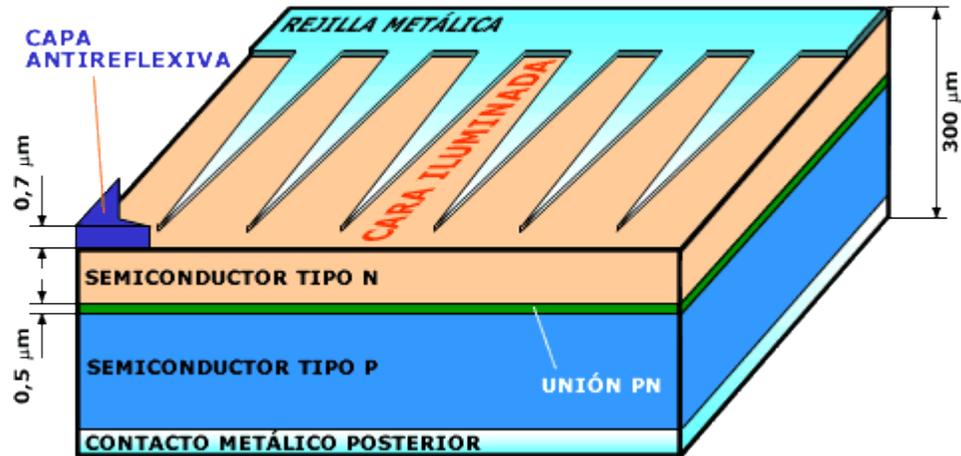


Figura 27. Partes de una célula fotovoltaica

Fuente: Universidad de Jaén, España

3.2.2.1. Curva característica de una célula

La curva corriente-voltaje de una célula termina siendo muy útil para establecer el comportamiento eléctrico de un panel. Se obtiene realizando mediciones de laboratorio a condiciones establecidas denominadas “Standard Test Conditions”, o STC, que equivalen a 1000 W/m^2 de irradiancia, 25°C de temperatura de célula y 1,5 de distribución espectral⁶ (Escuela de Ingeniería Electrónica, 2015). Con esto, se obtienen resultados como el siguiente:

⁶ Se refiere a la masa de aire que circula cercano al módulo fotovoltaico.

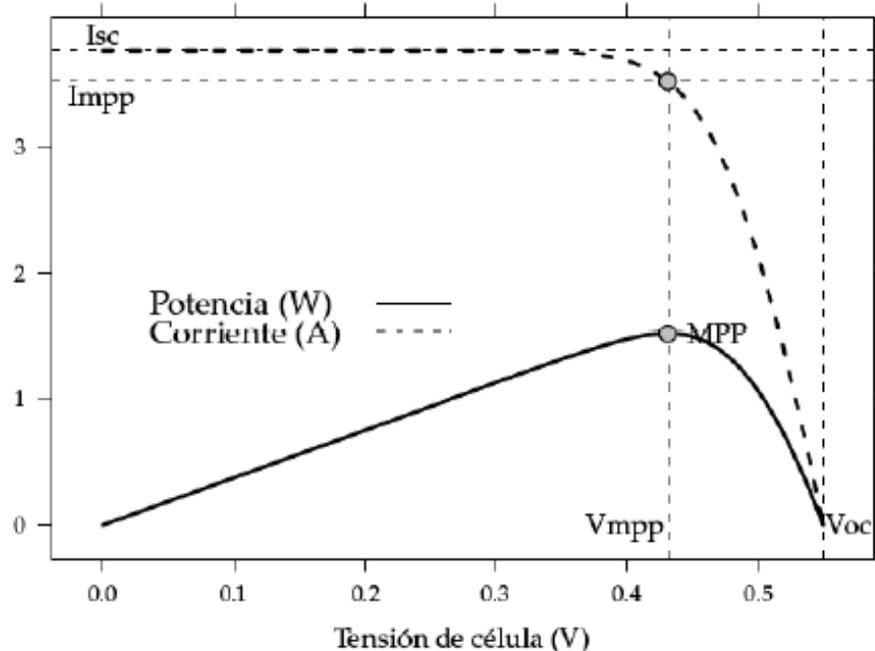


Figura 28. Curva característica de un panel solar

Fuente: Perpiñán y otros.

De esta se obtienen definiciones importantes, tales como:

I_{sc} : Corriente de corto circuito. Se define como el máximo valor de corriente que puede circular por una célula, presentado cuando la misma está cortocircuitada.

V_{oc} : Tensión de circuito abierto. Se define como el máximo valor de tensión de célula, presentado cuando no se le conecta ninguna carga.

MPP: Punto de máxima potencia. Corresponde al valor de potencia en el que se obtendrá la mayor eficiencia del módulo. Se debe buscar que la instalación siempre esté en el rango de máxima potencia para obtener resultados positivos, sin daños a la instalación.

I_{MPP} : Corriente del punto de máxima potencia. Es la corriente máxima que entregará la célula, bajo condiciones normales, en el punto de máxima potencia.

V_{MPP} : Voltaje del punto de máxima potencia. Corresponde a la tensión de la célula fotovoltaica en la región de máxima potencia.

FF: Factor de forma. Mide la forma de la curva I-V y determina la calidad del módulo. Se calcula de la siguiente manera:

$$FF = \frac{I_M \cdot V_M}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (2)$$

3.2.2.2. Efectos de la temperatura

Una célula es probada a una temperatura determinada. Para esto, se establecen las condiciones TONC (Temperatura de operación normal de la célula), que es la temperatura que alcanzará la misma al someterse a una irradiancia de 800 W/m^2 , 1,5 de distribución espectral, 20°C de temperatura ambiente, 1 m/s de velocidad del viento y una incidencia normal de los rayos (Escuela de Ingeniería Electrónica, 2015). Cambios en esa temperatura ocasionarán el aumento o disminución de las variables eléctricas antes mencionadas. Si se piensa en un aumento de esta temperatura, los parámetros cambian de la siguiente manera:

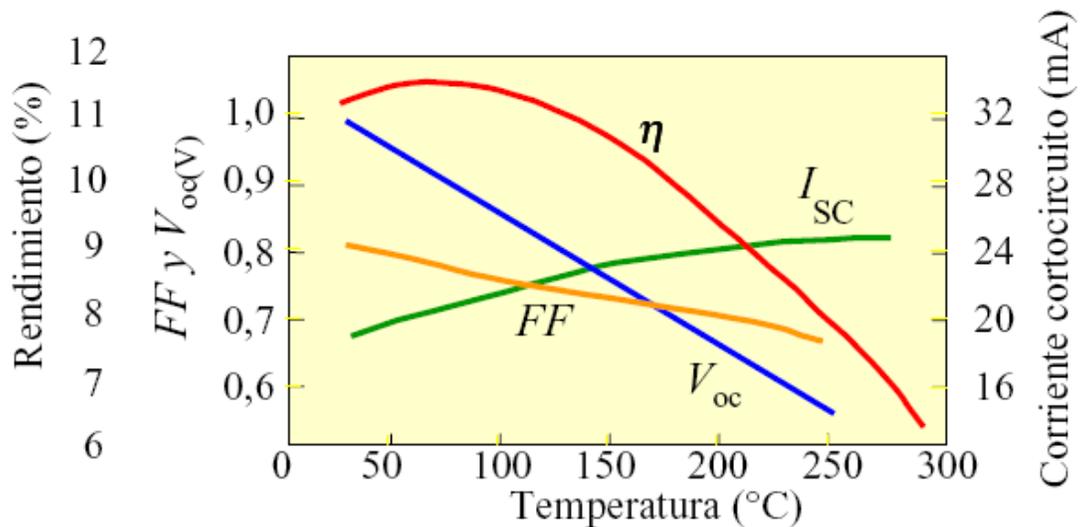


Figura 29. Efecto de la temperatura en una célula solar

Fuente: Universidad de Jaén, España

Esto trae consecuencias negativas para el sistema, pues:

- El aumento en la corriente de corto circuito puede superar la capacidad del inversor, ocasionándole un daño.
- Una baja en la eficiencia ocasionará menos energía generada.
- La disminución en el factor de forma ocasionará la posible salida de la célula de la región de trabajo en el punto de máxima potencia.

Ante esta situación, es de suma importancia realizar el ajuste de los parámetros considerando la temperatura, a modo de revisión. Por este motivo, en las fichas técnicas de los fabricantes se incluyen los factores de corrección para la tensión, la potencia y la corriente de la célula. Para esto, se debe establecer la temperatura de célula como función de la temperatura ambiente, la TONC, y la irradiancia, de la siguiente manera:

$$T_{célula} = T_{amb} + I \cdot \frac{TONC - 20}{800} \quad (3)$$

El valor de la TONC debe ser indicada por el fabricante según sus resultados de laboratorio. Sin embargo, en caso de que no se presente se suele usar un valor de 47°C para módulos de silicio cristalino.

3.2.3. Equipos de un sistema fotovoltaico

Un sistema solar fotovoltaico tiene una serie de equipos eléctricos encargados tanto de la generación como de la modulación y transporte de la electricidad suplida. Estos equipos se mencionan a continuación:

3.2.3.1. Panel

Un panel solar es, según el artículo 690.1(B), “grupo de módulos unidos mecánicamente sujetos, alambrados y diseñados para proporcionar una unidad

instalable en sitio”. Además, cubre las células y las mantiene protegidas frente a agentes externos. Es importante mencionar que estos módulos generan corriente directa, por lo que debe ser rectificadora para ser utilizada en los equipos comunes de corriente alterna.

Existen tres tipos de paneles según su tipo de célula fotovoltaica que, por su construcción, presentan distinta eficiencia y precio, según la Escuela de Ingenieros Industriales (2014). Estos son:

- Silicio monocristalino: En esta configuración, los átomos están perfectamente ordenados en todo el proceso de fabricación, obteniendo mejores resultados de generación. Son de color oscuro con las esquinas redondeadas. Presentan una eficiencia en laboratorio del 24% y de entre 15 y 18% en condiciones de operación normales. Por otro lado, son las que presentan el precio más elevado.



Figura 30. Panel solar monocristalino

Fuente: Autosolar

- Silicio policristalino: Presentan una estructura cristalina, pero las direcciones de alineación de los átomos van variando en el periodo de construcción. Se distinguen por sus discontinuidades en el cristal y por un color más claro que el monocristalino. Presentan una eficiencia de 20% en laboratorio y de entre 12 y 14% en condiciones normales



Figura 31. Panel solar policristalino

Fuente: Autosolar

- Silicio amorfo: No tienen estructura cristalina definida, sino que se deposita el silicio sobre un soporte transparente de manera aleatoria. Son de color marrón y gris oscuro. Por su baja eficiencia, no son muy utilizados para generación fotovoltaica, pero sí en cargas pequeñas como calculadores o relojes. Tienen una eficiencia de 16% en laboratorio y de menos del 10% en condiciones normales.



Figura 32. Panel solar amorfo

Fuente: Autosolar

3.2.3.2. Inversor

Corresponde al equipo encargado de realizar la rectificación de una señal de corriente directa a alterna, con el objetivo de poder ser utilizado en una red eléctrica convencional, ya sea en el hogar o a la misma red de distribución. Se instalan ya sea como unidad central en la que se encarga de todos los módulos, orientado a un “string” o como inversor de un solo módulo (Escuela de Ingenieros Industriales, 2014). Usualmente está compuesto por las siguientes partes:

- Filtro de entrada: Atenúa el rizado inicial.
- Convertidor DC/DC: Adecúa la tensión de salida del módulo para su ingreso al puente inversor. Además, ayuda en la búsqueda del punto de máxima potencia.
- Puente inversor: Realiza la conversión de corriente directa a alterna.

- Filtro de salida: Atenúa los armónicos no deseados.
- Transformador: Adecúa el valor de tensión alterna según las necesidades de la red.
- Control: Realiza el monitoreo de la entrada y salida para obtener una señal con las características de red necesarias.



Figura 33. Inversor fotovoltaico

Fuente: ABB

De su ficha técnica es importante tomar en cuenta parámetros tales como la potencia nominal y máxima, tensión máxima y nominal de salida, corriente y eficiencia máxima y, finalmente, el rango de tensión en el punto de máxima potencia. La búsqueda del punto de máxima potencia es clave para la eficiencia del sistema. Sin embargo, es un valor dependiente de la radiación y la temperatura, por lo que irá cambiando con el tiempo. Por este motivo, los inversores incorporan un sistema con un algoritmo de búsqueda que asegure la permanencia en ese rango.

3.2.3.3. Soportes

Los soportes son una parte fundamental de la instalación, pues una de calidad mostrará un sistema de soportería hecho especialmente para el módulo.

Aparte de la resistencia mecánica que debe presentar, es importante que ofrezca una durabilidad similar a la de los módulos fotovoltaicos que asiste. Existen diferentes tipos, tomando en cuenta la ubicación de los módulos (si es sobre techo, paredes o directamente en el suelo).

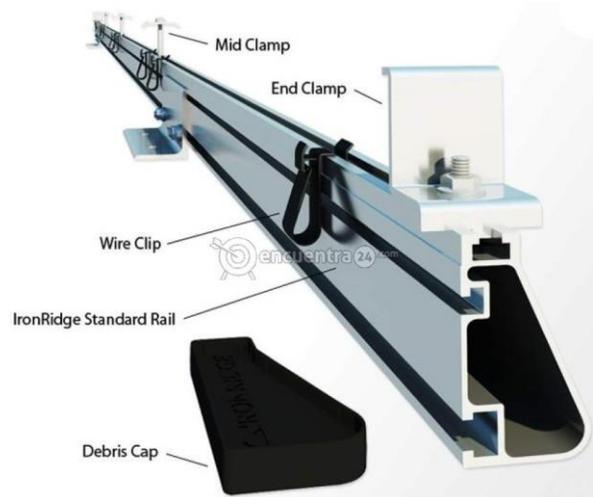


Figura 34. Riel de soporte para techo

Fuente: IronRidge



Figura 35. Soporte para módulos en suelo

Fuente: IronRidge

3.2.3.4. Baterías

La batería será el equipo encargado de la acumulación de la energía producida por los módulos fotovoltaicos en los casos en los que no se cuenta con

una conexión a la red externa de distribución. Por lo tanto, brinda una autonomía al sistema por un tiempo que debe ser definido por el proyectista (Escuela de Ingenieros Industriales, 2014). Usualmente, se utilizan baterías de litio o de ácido-plomo, aunque en realidad hay mucha variedad de tecnologías para este tipo de equipos.

En sus fichas técnicas de debe prestar especial atención, aparte de los parámetros eléctricos de tensión y corriente, a los siguientes aspectos:

- Capacidad nominal: Carga que puede ser entregada antes de su descarga total.
- Régimen de carga/descarga: Corriente aplicada a la batería para restablecer/extraer la capacidad nominal.
- Profundidad de descarga: Es el porcentaje de carga en el que finaliza la descarga antes de volver a necesitar una inyección de energía. Es decir, muchos acumuladores no llegan al 0° de descarga antes de dejar de funcionar, sino que mantienen un nivel con el objetivo de alargar la vida útil.
- Tensión de corte: Es la tensión a la que finaliza la descarga de la batería.



Figura 36. Batería Power Wall

Fuente: Tesla Motors

3.2.3.5. Regulador

El regulador es un equipo encargado de controlar la corriente que entra a la batería, para evitar su falla, al mismo tiempo que administra la energía producida por los paneles impidiendo su desaprovechamiento. Esta regulación la hace midiendo la tensión de salida de las baterías, pues al llegar a un valor máximo establecido, determina que se ha llegado a la carga máxima y evita que circule más corriente hacia ellas (Escuela de Ingenieros Industriales, 2014). En el caso en que se genere más energía, esta es inyectada inmediatamente al inversor para las cargas en AC o a las cargas en DC directamente.



Figura 37. Regulador de carga para sistemas fotovoltaicos

Fuente: AECA

3.2.3.6. Conductores

El conductor será el medio encargado de transportar la energía desde la fuente de potencia hasta las diferentes cargas y equipos de la instalación. Está formado por distintas partes según su tipo, tales como los hilos de cobre, el aislamiento y la chaqueta o cubierta que lo protege del medio exterior. En general, no son distintos a los de una instalación eléctrica común, por lo que para su selección se deben tomar en cuenta consideraciones eléctricas, térmicas, mecánicas y químicas según las normas del NEC con la intención de evitar accidentes.

Para el país, y siguiendo la normativa vigente, se recomienda usar un conductor con forro tipo THHN, o “Thermoplastic Heat and High Temperatura Nylon Jacket”, por su alta temperatura de operación y su resistencia mecánica.



Figura 38. Conductor con forro THHN

Fuente: Electrocable

3.2.3.7. Protecciones

Todo sistema eléctrico debe tener las protecciones suficientes para mantener el funcionamiento seguro tanto para las personas y equipos cercanos como para el sistema en sí. Al tenerse una parte en DC y otra en AC, se deben conectar protecciones para ambas secciones. Para la parte de DC, se pueden instalar los siguientes equipos:

- Fusibles: Funciona como protección primaria contra sobrecargas y cortocircuitos en los paneles, evitando que dañen el inversor o se inyecten a la red.
- Varistor o descargador de sobretensiones: Es un dispositivo opcional que busca descargar la sobretensión mediante una derivación a tierra (debe ser una tierra separada del resto de la instalación eléctrica).
- Interruptor seccionador: Es un interruptor de corte en carga, es un dispositivo que se instala en proyectos grandes con la ventaja de que proporciona una seguridad visual de la desconexión para operaciones de mantenimiento.

Por su parte, para la parte en AC se utilizan las siguientes protecciones:

- Interruptor termomagnético: Ofrece protecciones frente a sobrecargas y cortocircuitos, además de la opción de desconexión manual para operaciones de mantenimiento.
- Interruptor diferencial: Se encarga de determinar si están ocurriendo fallas de derivaciones a tierra para evitar daños a otros equipos o a personas.

3.2.4. Medidor

Estos medidores, o contadores de energía, son necesarios en los sistemas con un sistema de balance neto, ya que son capaces de medir tanto la energía entrante como la saliente, de manera que se pueda determinar la tarifa a pagar parte del consumidor.



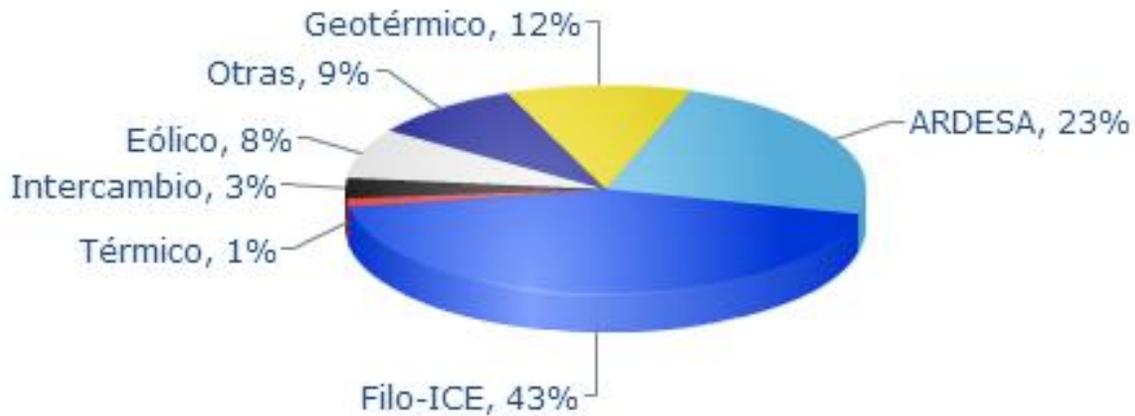
Figura 39. Medidor bidireccional

Fuente: General Electric

3.2.5. La generación de energía en Costa Rica

Actualmente, en Costa Rica se genera energía de una manera limpia, gracias a los esfuerzos del ICE en apostar por las centrales hidroeléctricas y geotérmicas, así como la incursión de tecnologías como la eólica y la solar. Por esto es que la dependencia de la generación mediante quema de combustible no es alta, pues

constituye un 1% en un día normal del año (Centro Nacional de Control de Energía, 2016). En la siguiente imagen los porcentajes de generación según la fuente, para el día 17 de mayo del año en curso:



Fuente: CENCE ICE

Figura 40. Porcentajes de generación para cada fuente de energía.

Se debe tomar en cuenta que tanto FILO-ICE⁷ como ARDESA⁸ son fuentes de generación hidroeléctrica. La generación fotovoltaica, al no representar un alto porcentaje en el gráfico, se agrupa bajo el rubro de “Otras”, por lo que no es posible saber, hasta el momento, cuánto aportar a la red eléctrica nacional. De esta manera, se obtiene una demanda máxima generada cercana a los 1600 MW, como se observa en la siguiente imagen para el día 23 de mayo:

⁷ FILO-ICE son las represas denominadas de tipo “filo de agua”, que no mantienen un caudal constante a lo largo del año.

⁸ ARDESA es el nombre con el que se conoce al complejo integrado por las plantas Arenal, Corobicí y Sandillal, que se alimentan en conjunto de la laguna Arenal.

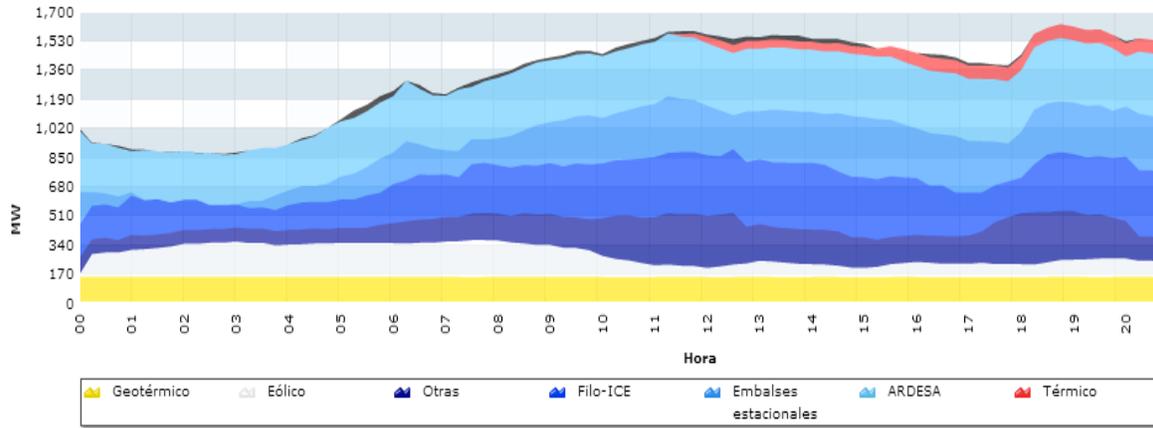


Figura 41. Demanda energética generada para el día 23 de mayo.

Fuente: CENCE ICE

3.2.6. Radiación solar en Costa Rica

Nuestro país, por su cercanía al paralelo 0, cuenta con valores de radiación elevados y relativamente constantes a lo largo del año, en comparación con países europeos y norteamericanos que le dan más énfasis a la generación fotovoltaica en la actualidad. Según estadísticas de SolarGIS, se alcanza un valor máximo de 2100 kWh/m², que se presenta en la zona pacífica del territorio nacional. En las zonas montañosas de las cordilleras, así como en la Zona Norte y Caribe, los valores se reducen, pero aun así se presentan estadísticas muy favorables para obtener instalaciones fotovoltaicas rentables. A continuación, se presenta una imagen que permita observar mejor la distribución de la radiación en el país:

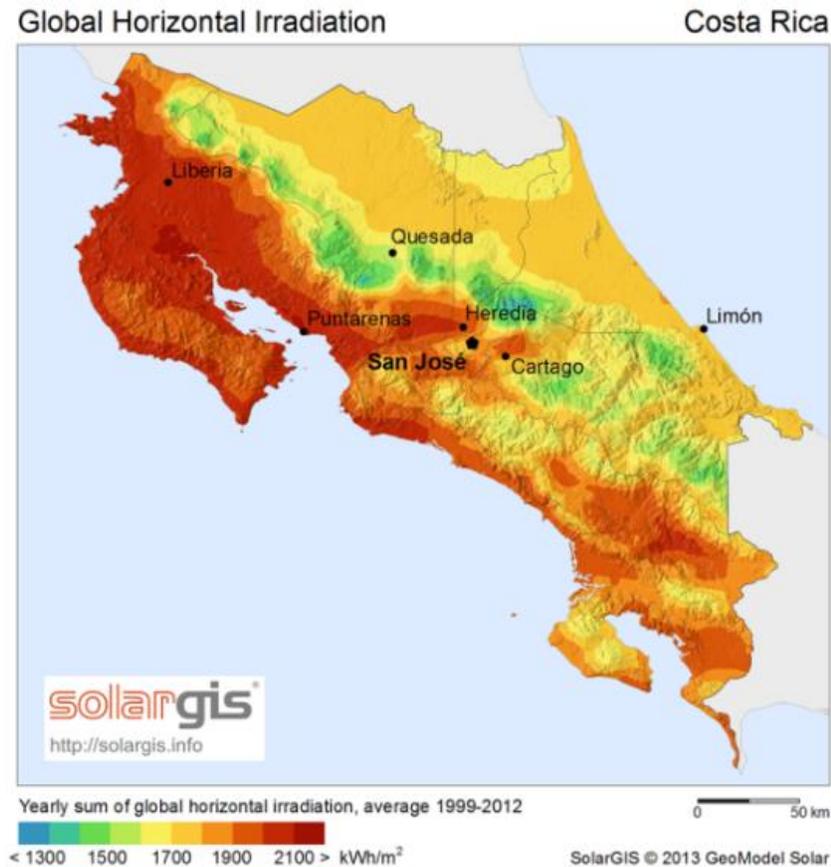


Figura 42. Mapa de radiación horizontal para Costa Rica.

Fuente: SolarGIS

3.2.7. Tipos de sistemas fotovoltaicos

El sistema fotovoltaico se debe ajustar a las necesidades y condiciones del usuario. Se debe tomar en cuenta la aplicación, la cercanía a la red de distribución y las restricciones de espacio físico circundante (Universidad de Jaén, s.f.). De esta manera, se puede dividir en tres tipos fundamentales:

3.2.7.1. Sistema fotovoltaico conectado a la red

Es un sistema de generación eléctrica en el que se cuenta con la red de distribución para su inyección o respaldo. Es decir, se puede generar electricidad con las condiciones adecuadas para poder ser inyectada en su totalidad, o se puede usar la red solo como un respaldo para ocasiones en las que, por la variabilidad de la radiación solar, no se genere lo suficiente para abastecer todas las cargas deseadas. Bajo este sistema, existen distintos mecanismos de conexión, a saber:

- Retribución con prima: El propietario de la instalación vende la energía total producida a un precio establecido.
- Balance neto: El propietario consume una porción de energía y vende su excedente a la compañía de distribución, generándose derechos de consumo diferido en momentos en los que la generación propia no sea suficiente.

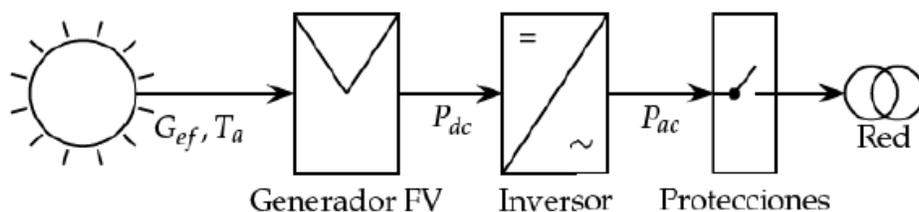


Figura 43. Diagrama de un sistema fotovoltaico conectado a la red

Fuente: Perpiñán y otros.

3.2.7.2. Sistema fotovoltaico autónomo

Un sistema autónomo tiene como objetivo abastecer cargas que no están conectadas a la red, ya sea por lejanía a esta o por situaciones especiales, como

por ejemplo sistemas de telecomunicaciones, sistemas marítimos, equipos móviles, redes de electrificación e iluminación rural, entre otros. Para esto, es necesaria la instalación de otros equipos para almacenar y acondicionar la energía eléctrica, como se observa en la siguiente imagen:

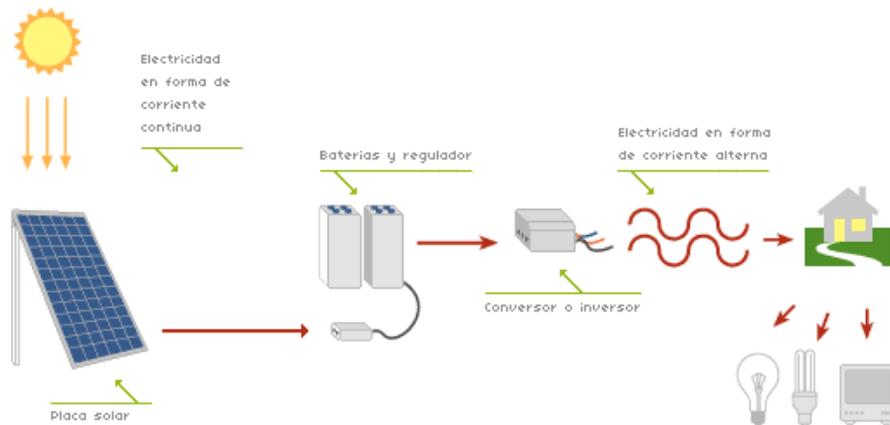


Figura 44. Diagrama de un sistema fotovoltaico aislado

Fuente: Soliclíma

Como se observa, es necesaria la implementación de un sistema de baterías que acumule la energía necesaria para suplir las cargas las 24 horas del día. Además, se debe instalar un regulador encargado de gestionar la inyección de energía desde el inversor o desde la batería.

3.2.7.3. Sistema fotovoltaico de bombeo

Son instalaciones en las que los paneles solares alimentan un sistema de bombeo ya sea para riego, ganado o consumo humano. Aunque es posible la instalación de sistemas de acumulación de energía, lo usual es que solo funcione cuando las condiciones de radiación solar se lo permitan. . El diagrama de conexión se observa a continuación:

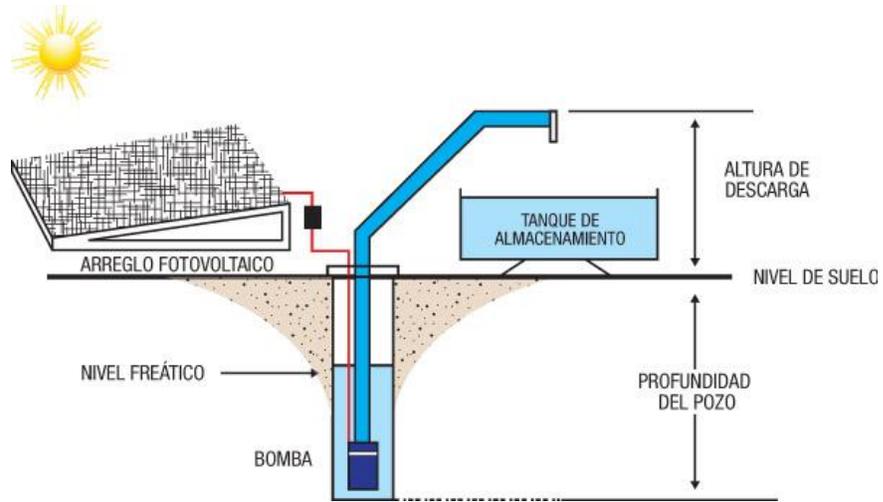


Figura 45. Diagrama de un sistema fotovoltaico de bombeo.

Fuente: Soliclíma

Capítulo 4. Iluminación pública. Situación Actual

Durante el presente capítulo se hablará sobre el estado actual del sistema de alumbrado público en el Hotel Condovac La Costa. Se comprende como alumbrado público a toda aquella luminaria que está ubicada a lo largo de las calles que comunican el hotel, así como las que están ubicadas en frente de las villas. Además, se incluyen las luces que están instaladas en la zona de piscinas y otras áreas comunes para el disfrute del huésped. Se analizarán los distintos tipos de lámparas, sus potencias, cantidad, vida útil, para obtener conclusiones sobre la utilidad y los costos de operación que están involucrados.

4.1. *Inventario de lámparas*

Al ser un hotel de gran extensión y con distintos tipos de necesidades de iluminación, existen diferentes tipos de lámparas instaladas. Por tal motivo, y ante un faltante de un inventario actualizado de la cantidad y tipo de lámparas instaladas, es que se decidió iniciar por conteo manual de las mismas. Los resultados obtenidos se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 8. Inventario de lámparas instaladas en las áreas públicas

Cantidad	Tipo	Potencia (W)
22	Descarga de mercurio	175
30	Fluorescente	60
40	ToLEDo Philips	3
28	Led Philips Piscina	7
5	Reflectores	10

Elaboración propia en Software Microsoft Excel 2013

Dichas lámparas se pueden observar a continuación:



Figura 46. Lámpara Sylvania de descarga de mercurio de 175 W

Fuente: Sylvania



Figura 47. Fluorescente compacto Energetic 60 W

Fuente: Energetic



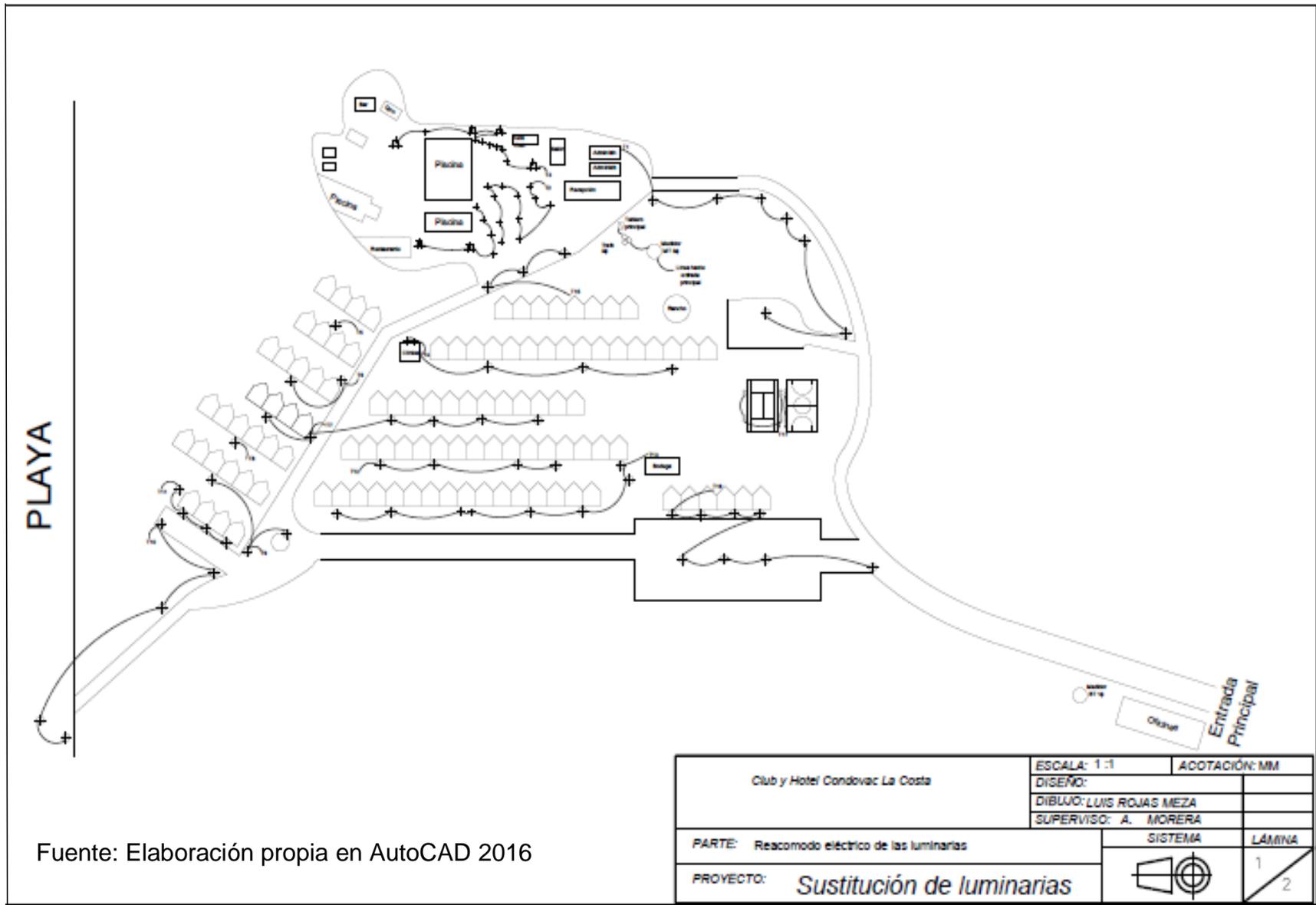
Figura 48. Bombillo LED Sylvania ToLEDo 3 W

Fuente: Sylvania



Figura 49. Philips LED 7 W

Fuente: Philips



Fuente: Elaboración propia en AutoCAD 2016

Club y Hotel Condovac La Costa	ESCALA: 1:1	ACOTACIÓN: MM
	DISEÑO:	
	DIBUJO: LUIS ROJAS MEZA	
	SUPERVISO: A. MORERA	
PARTE: Reacomodo eléctrico de las luminarias	SISTEMA	LÁMINA
PROYECTO: <i>Sustitución de luminarias</i>		1 / 2

4.2. Iluminación en el área de piscinas

Se puede notar en el croquis anterior cómo la iluminación en el área de piscinas es casi inexistente (las que están instaladas son de muy baja intensidad luminosa), lo que ocasiona que en la noche esta zona no sea atractiva para el huésped. Esto da como resultado que el disfrute de los mismos no sea el que se busca para un hotel. Por este motivo, es necesaria la ejecución de un estudio de iluminación en la zona para determinar las insuficiencias de intensidad lumínica y brindar propuestas de mejora.

La forma más objetiva de realizar un análisis de las necesidades de iluminación en el área es mediante mediciones experimentales con equipos hechos para esta función. Esto permitirá comparar los valores obtenidos con estándares mínimos establecidos por organismos que rigen la iluminación, con el fin de poder garantizar que dicha zona tenga valores que permitan el máximo disfrute del huésped. Para lograrlo es importante notar que la iluminación debe estar dentro de un parámetro que lo rija tanto en el mínimo como en el máximo, para evitar el deslumbramiento en las personas por el exceso de iluminación. Además, se debe tomar en cuenta la temperatura del color de las lámparas, pues una luz cálida da una sensación de más comodidad frente a las luces más frías.

Al tratarse de mediciones exteriores, se debe tomar en cuenta que los valores no son tan uniformes como los que se presentarían en interiores, pues no se cuenta con paredes que reflejen la luz. Por este motivo es que es difícil conseguir condiciones de alto nivel de iluminancia, aún contando con luminarias de mayor potencia que las que se usarían en interiores.

Para el presente caso, se utilizó un luxómetro digital modelo LX1330B (ya mencionado en el capítulo 3) como el que se observa en la siguiente imagen:



Figura 50. Luxómetro Digital LX1330B

Fuente: Dr. Meter®

Como se mencionó previamente, el área de piscinas no cuenta con la iluminación necesaria para realizar alguna tarea en el periodo nocturno y esto se confirmó con las mediciones realizadas. Al hacer un recorrido por la zona en periodo nocturno, se obtuvo una serie de valores constantes de 0.1 lux. Esto, en conjunto con inspecciones visuales realizadas previamente, indica la necesidad de instalar nuevas luminarias.

4.3. Iluminación en áreas públicas

Como se puede observar en la tabla 5, ya el hotel cuenta con lámparas LED de bajo consumo con la función de luz guía en el área de piscinas. Por lo tanto, estas luces no serán incluidas para un posible cambio. Por otro lado, sí existen luminarias en los caminos que presentan consumos altos de energía, especialmente las incandescentes de mercurio. Dichas luminarias resultan ineficientes, con baja vida útil y son contaminantes en su periodo final de desecho. Dadas estas circunstancias, en el desarrollo del presente proyecto se buscará la sustitución de las mismas por luminarias LED con una mayor eficiencia y vida útil.

Utilizando el mismo equipo descrito previamente, se realizaron mediciones cercanas a las luminarias que se piensan cambiar, siguiendo el método descrito en el capítulo 3. Dichas mediciones se hicieron en los dos tipos de lámparas que se piensan cambiar, con el objetivo de determinar si los valores son los adecuados para la zona y, de esta manera, conocer los requerimientos que deberán cumplir las luminarias LED que se piensan implementar. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 9. Valores experimentales de iluminancia para lámpara Energetic de 60 w

Distancia (m)	Iluminancia (lux)
0	125,0
2	28,0
4	3,2
6	2,5
8	1,4

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel 2013

Tabla 10. Valores experimentales de iluminancia para lámpara Sylvania de 175 w

Distancia (m)	Iluminancia (lux)
0	150,0
2	35,0
4	5,8
6	3,5
8	2,4

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel 2013

Realizando una revisión de los datos, se observa que la lámpara no es la más adecuada para las zonas exteriores donde se requiere cubrir grandes áreas de terreno. Esto debido a que la mayor cantidad de iluminancia se encuentra debajo de la lámpara y después se da un decrecimiento muy rápido de los valores lumínicos hasta obtener resultados mínimos a 7 metros de largo (esta distancia fue seleccionada, pues es el largo de la calle que se debe iluminar). Además, es importante mencionar que la lámpara Sylvania de 175 w menciona en su ficha técnica un valor de 17500 lúmenes, mientras que la Energetic habla de tan solo 3410 w. Sin embargo, al realizar las mediciones se concluye que ambas presentan valores relativamente similares, por lo que el exceso de potencia de la luminaria Sylvania (y por lo tanto de consumo energético) no se está transformando en un mayor valor de iluminancia. Este aspecto se puede explicar por el decrecimiento lumínico que presentan dichas lámparas con el tiempo, la falta de mantenimiento y la suciedad acumulada.

El último elemento por considerar para describir la situación actual de la iluminación pública del hotel es la altura de las luminarias. Esta influye directamente en la distribución que tiene el haz de luz que genera la lámpara. Actualmente, la mayoría de las luminarias están instaladas a una altura de 3 metros mediante un

tubo metálico anclado al suelo. Según la literatura y las hojas de datos de las luminarias, se establece como altura idónea un valor de 6 metros.

Como complemento, se realiza una simulación en el Software DIALux evo con el objetivo de comprobar los cambios que se tendrían en el área iluminada si se pasa de una altura de 3 metros a una de 6 metros. Para realizar la demostración, se toma una luminaria marca Philips Lumec, modelo Miniview SVS-54W16LED4K-T-LE2 con un flujo luminoso previsto de 5549 lm. Asimismo, se ingresaron longitudes de calzada según mediciones realizadas en sitio para obtener una mejor exactitud de los resultados. Las conclusiones de cada simulación se observan a continuación:

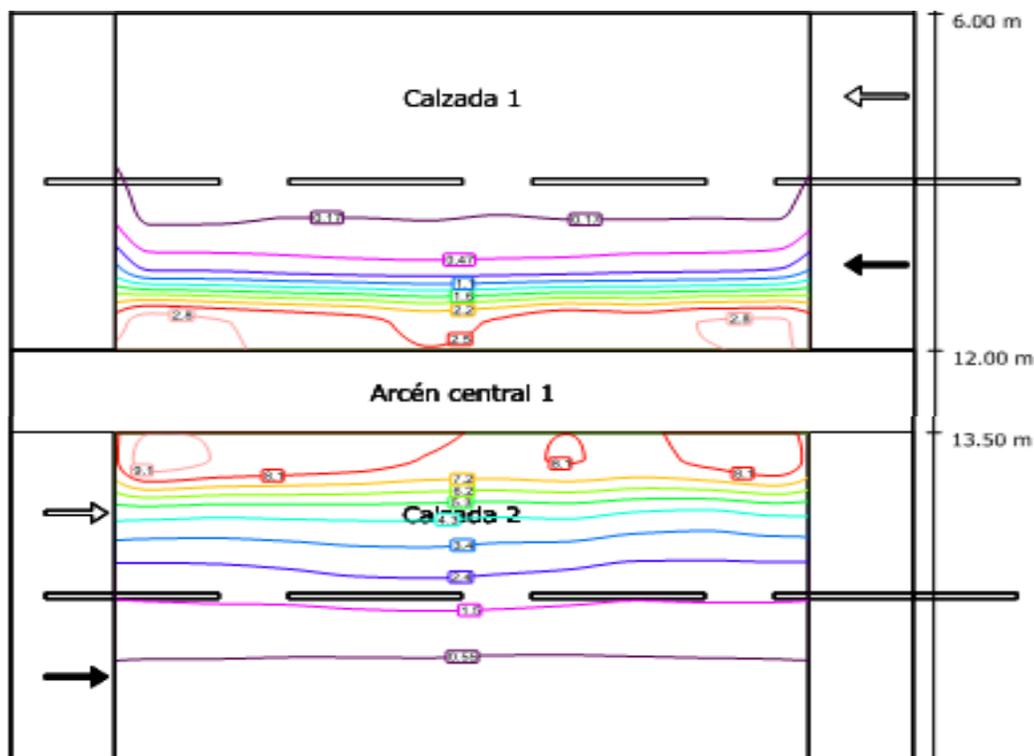


Figura 51. Distribución lumínica con lámparas a 3 metros de altura

Fuente: Elaboración propia en Software DIALux evo

Como se observa en la figura anterior, a 3 metros de altura la distribución no es tan amplia como para cubrir todo el ancho de la carretera, teniéndose para la

calzada 1 valores muy bajos en el segundo carril. Además, los resultados no son uniformes debido a la poca altura que evita que se distribuya mejor la luz.

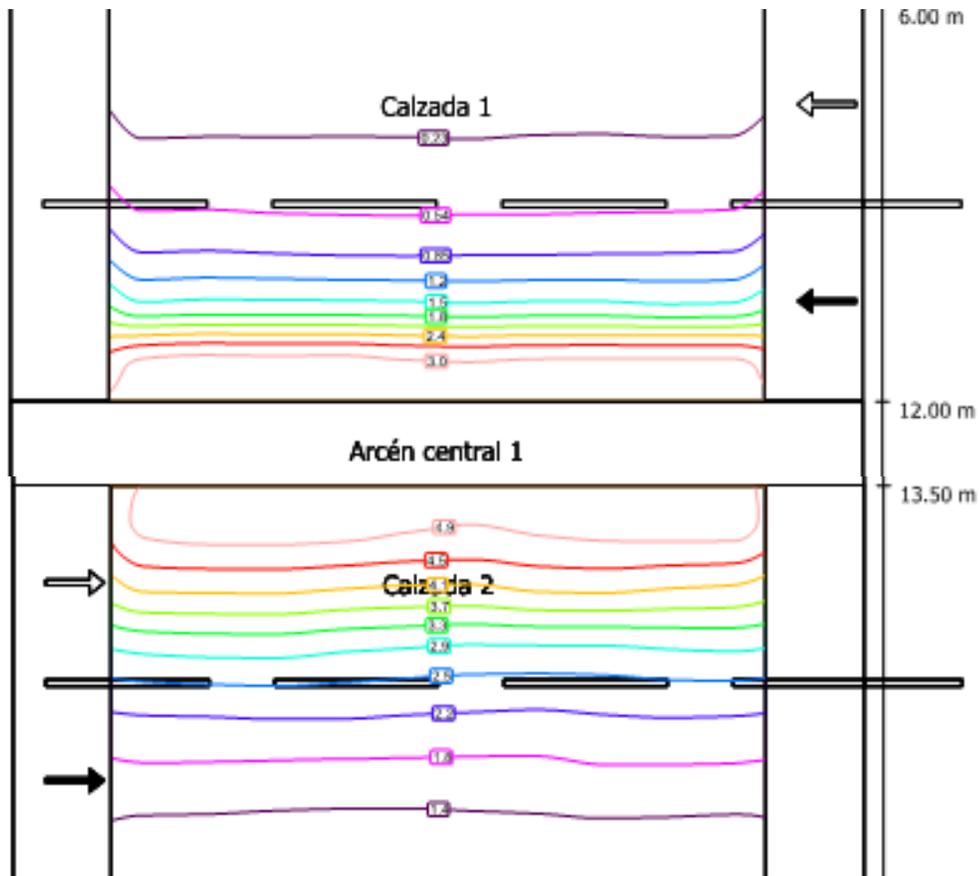


Figura 52. Distribución lumínica con lámparas a 6 metros de altura

Fuente: Elaboración propia en Software DIALux evo

A 6 metros de altura, los resultados varían positivamente. Se obtiene una distribución más homogénea de los resultados, con luz cubriendo más espacio de la calzada y con valores más adecuados. Es por esto que se puede concluir que un aumento en la altura de instalación de las luminarias implicaría, a su vez, un mejoramiento en las características generales de iluminación en la zona.

4.4. Encendido y apagado de las luminarias

Como se puede observar en el croquis del hotel, las luminarias no están conectadas en un mismo tablero, sino que se conectan del tablero de la villa más cercana en el momento. Tomando en cuenta ese error de criterio ingenieril, hoy en día el hotel presenta un desorden en las conexiones de dichas luminarias. Además, el encendido y apagado de las luminarias se realiza mediante dos métodos: el sistema de fotocelda propio de cada luminaria o el método manual directamente en el disyuntor. Esto presenta el inconveniente de que, por olvido o negligencia, se puede incurrir en desperdicios de energía al retrasar su apagado o en faltante de luz en zonas donde no se enciendan. Además, según se menciona por parte del electricista del hotel, las fotoceldas presentan una degradación que las hace fallar con el tiempo, incurriendo en encendidos innecesarios en horas del día, por la presencia de nubes.

Ante esta situación, se busca un reacomodo de las conexiones eléctricas y un nuevo sistema de encendido y apagado automatizado que permita eliminar al máximo posible los errores antes mencionados.

4.5. Conexión del hotel a la Red de Distribución

El hotel cuenta con distintas necesidades energéticas por satisfacer. Desde cargas monofásicas de 120/240 Vac hasta lavadoras industriales con necesidad de voltaje trifásico. Además, existen largas distancias entre la entrada principal y las oficinas y departamentos de operación del hotel. Ante eso, se tienen dos medidores distintos para satisfacer dichas necesidades. Esta separación reviste gran importancia, pues al presentar distintas características eléctricas, entran en distintos modelos tarifarios según el ICE. Ambos medidores serán presentados más detalladamente a continuación:

4.5.1. Medidor en entrada principal

Dicho medidor presenta las siguientes características:

Tabla 11. Características eléctricas del medidor en entrada principal

Número	1298655
Localización	152077300190-3101024662
Fases	1
Voltaje (v)	120/240
Tipo de Tarifa	T-GE

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel 2013

Del presente medidor se alimentan las cargas del área de oficinas ubicado en la entrada del hotel, donde se ubica el área de recursos humanos, salud ocupacional y la asociación de empleados. Según estadísticas brindadas por el departamento de contabilidad, se presentan a continuación las estadísticas de consumo mensual de los últimos cinco meses:

Tabla 12. Consumos mensuales para medidor en entrada principal

Mes	Consumo (kWh)
Septiembre	1802
Octubre	1647
Noviembre	1458
Diciembre	1321
Enero	1678



Figura 53. Medidor en entrada principal

4.5.2. Medidor principal del hotel

Dicho medidor presenta las siguientes características:

Tabla 13. Características eléctricas del medidor principal

Número	1341623
Localización	152076910100
Fases	3
Voltaje (v)	277/480
Tipo de tarifa	T-MT

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel 2013

De ahí se alimentan las restantes cargas del hotel, como son las del área de oficinas, operación, mantenimiento, restaurantes, villas, iluminación, bares, discoteca, spa, entre otros. Al presentar un modelo tarifario de media tensión, se debe incluir un cargo por potencia y una diferenciación de precios según los distintos periodos del día, lo cual representa un factor indispensable a la hora de dosificar las cargas en periodos punta y valle para lograr un ahorro.

Capítulo 5. Sustitución de luminarias

En el presente capítulo se analizará la posibilidad de un cambio en las luminarias en búsqueda de la eficiencia energética, así como mejoras al sistema eléctrico en general. El análisis de estas medidas se hará únicamente desde el punto de vista técnico, tomando en cuenta que el análisis de viabilidad financiera se realizará en el capítulo 7 del presente documento.

El principal objetivo es cambiar las lámparas de 175 w de descarga de mercurio, pues presentan una eficiencia muy baja con un consumo energético alto. En su lugar se piensa instalar luminarias LED, las cuales presentan las siguientes ventajas:

- Mayor rendimiento lumen/watt.
- Mayor vida útil
- Mayores opciones de temperatura de color y distribución de curva fotométrica
- Menor impacto ambiental al no contener gases contaminantes.
- Mayor resistencia mecánica.

Una vez tomada la decisión del tipo de tecnología por utilizar, se procede a hacer revisiones con fabricantes y distribuidores en el país para realizar una recomendación que sea real y ajustada a las existencias. Ante esto, se decide tomar a Philips como marca fabricante de las luminarias, por ser una empresa reconocida, con una gran variedad de opciones y por tener un distribuidor en la zona.

5.1. Determinación de zonas de iluminación

Con el objetivo de brindar una solución de iluminación que se apege a las necesidades de cada zona, se decide dividir el área en tres, de la siguiente manera:

- Iluminación de carretera, que comprende las luminarias que están ubicadas a lo largo de los caminos que comunican el área de piscinas con las villas y playa. Además, los parqueos destinados para huéspedes y personal del hotel.

- Iluminación de villas, compuesto por las luminarias que iluminan las aceras de acceso a villas. Estas necesitan una iluminación más decorativa, pues en altos niveles pueden generar molestia en los huéspedes.
- Iluminación de área de piscinas, que involucra además las áreas de acceso a restaurante, cafetería, gimnasio y bar.

5.2. Iluminación de carretera

Volviendo a la tabla 8, se observa cómo se cuenta con 22 lámparas de descarga de mercurio, de las cuales 16 de ellas se encuentran en zona de carretera. Por otra parte, existen 30 fluorescentes, de las cuales 10 pertenecen a la misma zona. Por este motivo, se busca el cambio de ambas por modelos LED de marca Philips, como fue mencionado anteriormente. Para dicho cambio, se tomaron en cuenta diversos aspectos, tales como el flujo luminoso, potencia, vida útil, tensión de conexión, eficiencia lumen-watt, temperatura de color, factor de potencia, tiempo de caída luminosa L₇₀, entre otras. Todas estas comparaciones tienen como objetivo brindar una recomendación de luminaria que se ajuste a las necesidades, pero que el mismo tiempo no ocasione distorsiones en la red eléctrica y no necesite reacondicionamiento de la misma.

Tomando en cuenta los aspectos mencionados anteriormente, se opta por recomendar, de primera entrada, la luminaria Philips Miniview 54W16LED4K-T, que presenta las siguientes características principales (revisar ficha técnica completa en anexo 3):

Tabla 14. Parámetros eléctricos de luminaria Philips Miniview

Potencia (W)	Flujo luminoso (lm)	Temperatura de color (K)	CRI	Vida útil (horas)	L ₇₀ (horas)	Factor de potencia
54	5550	4000	70	100.000	60.000	0.95

Fuente: Philips



Figura 54. Luminaria Philips Miniview

Fuente: Philips

Otro aspecto favorable con que cuenta esta luminaria es la curva fotométrica que presenta, pues tiene una forma alargada hacia los lados, recomendada en carreteras, para lograr que la luz se propague a lo largo y no a lo ancho, como se observa en la siguiente imagen:

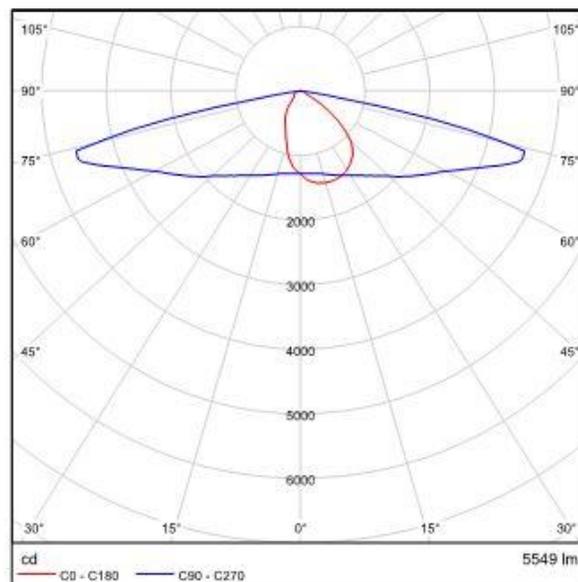


Figura 55. Curva fotométrica de Philips Miniview

Fuente: Philips

Se debe tomar en cuenta que, según datos del fabricante, la lámpara fluorescente Energetic ya instalada tiene un consumo de 65 W para un flujo luminoso de 3410 lúmenes; mientras que la lámpara de descarga de mercurio de Sylvania presenta un consumo de 175 W para 7500 lúmenes. Por lo tanto, se estaría obteniendo una reducción en el consumo energético al mismo tiempo que se mantiene una similitud en los valores de flujo luminoso.

Con el objetivo de determinar si la luminaria contemplada es la indicada para la zona en la que se piensa ser instalada, se realizó un modelado en el software de diseño de iluminación DIALux, ingresando datos tales como la altura de montaje, tipo de luminaria, tipo de vía, entre otros. A continuación se presentan los resultados obtenidos:

Tabla 15. Resumen de resultados para vía pública de Condovac

	Lm [cd/m ²]	U0	U1	TI [%]	SR
Valor real calculado	0.99	0.06	0.90	11	1.83
Valor nominal calculado	≥ 0.75	≥ 0.40	≥ 0.60	≤ 15	≥ 0.50
Cumplido/No cumplido	✓	✗	✓	✓	✓

Fuente: Software DIALux

Como se observa, aparte de cumplir con el valor mínimo de flujo luminoso (según el estándar M4a para un tránsito bajo del anexo 2) cumple con los valores de uniformidad lineal (U), incremento de umbral (TI) y el coeficiente de iluminación en los alrededores (SR). Estos valores son importantes para determinar una correcta distribución de la luz sobre toda el área, sin generar deslumbramiento en los observadores. Pese a que el valor de uniformidad global no se alcanza, los resultados se consideran como satisfactorios para el lugar donde se encuentran. Además, hay que considerar la distribución lumínica ya presentada previamente en la figura 55 y los resultados completos en el apéndice 2 del presente documento.

Una vez instalada la luminaria en sitio se realizan mediciones experimentales de iluminancia utilizando el luxómetro previamente mencionado, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 16. Valores experimentales de iluminancia para luminaria Philips Miniview 54 W

Distancia (m)	Iluminancia (lux)
0	75,0
2	48,0
4	24,0
6	13,0
8	10,0

Aquí, se observan mejores resultados, pues la luz se distribuye mejor por todo el espacio según lo esperado tomando en cuenta el aumento en la altura de montaje de la luminaria y la curva fotométrica de la figura 55.

En este caso también se observa una mejora en las características de iluminancia con respecto a las luminarias instaladas en este momento. De la misma forma, se obtiene una mejora en la distribución de la luz, ya que aumenta el área cubierta.

5.3. Iluminación de villas

Como se mencionó anteriormente, con iluminación de villas se entiende las aceras que dan acceso a las villas y que por sus características no requieren una iluminación muy alta debido a que ocasiona molestias en el huésped. Considerando el inventario realizado previamente, se estaría pensando en la sustitución de 6

lámparas de descarga de mercurio y 20 fluorescentes. Tomando en cuenta estas necesidades, se decide optar por una luminaria con las mismas características a la anterior, pero con un consumo y flujo luminoso de la mitad, especificaciones que cumple la luminaria Philips StreetStar BRP210, presentada en la siguiente imagen:



Figura 56. Luminaria Philips StreetStar BRP210

Fuente: Philips

Esta presenta un valor de 3078 lúmenes con una potencia de 27 W. Además, cumple con todas las especificaciones antes mencionadas, tales como un nivel de protección IP 66, una vida útil de 50000 horas y una temperatura de color de 4000 K, todo en un empaque compacto y agradable a la vista (ver ficha técnica en Anexo 4).

Tabla 17. Valores experimentales de iluminancia para luminaria Philips StreetStar 27 W

Distancia (m)	Iluminancia (lux)
0	164,0
2	92,0
4	28,0
6	6,0
8	3,0

5.4. Iluminación de área de piscinas

Para determinar las soluciones de iluminación en la zona de piscinas, se volvió a recurrir al software DIALux. En este, se realizó el diseño en tres dimensiones de toda el área como punto inicial para la obtención de resultados. Dicho modelado se observa a continuación:

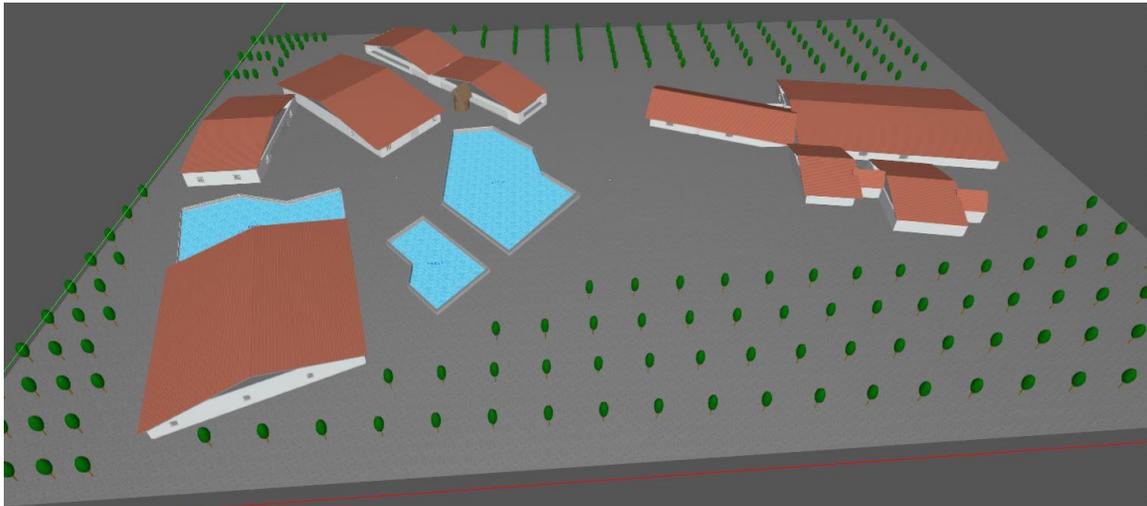


Figura 57. Modelado 3D de área de piscinas

Fuente: Elaboración propia en software DIALux evo

Es importante mencionar que el área cercana a las piscinas está compuesto por zonas de reunión en caso de emergencia, además de que el piso tiene un diseño especial que se busca mantener, por lo que la gerencia impuso la limitante de no abrirlo para introducir la tubería eléctrica. Ante dicha restricción, se consultaa los proveedores y se presenta la posibilidad de instalar luminarias con sistema de generación autónoma. Estas implicarán una inversión inicial más alta que se pagará con el tiempo al no tener gastos por consumo de energía (dicho estudio se hará en el capítulo de análisis financiero). Su sistema se compone de un panel solar que carga una unidad de almacenamiento con hasta dos días de autonomía.

El proveedor ofrece distintas opciones de potencia y flujo luminoso que se ajustan a las distintas necesidades de iluminación; sin embargo, la opción más

adecuada reside en la luminaria con modelo BGE-D40, según los resultados obtenidos por DIALux. Dicha luminaria presenta las siguientes especificaciones:

Tabla 18. Parámetros eléctricos de luminaria Bienergy BGE-D40

CCT (K)	Potencia (W)	Flujo luminoso (lm)	Potencia panel (W)	Capacidad de batería (Wh)	Autonomía (días)
6000	40	5200	60	307,2	2-3

Fuente: Bienergy

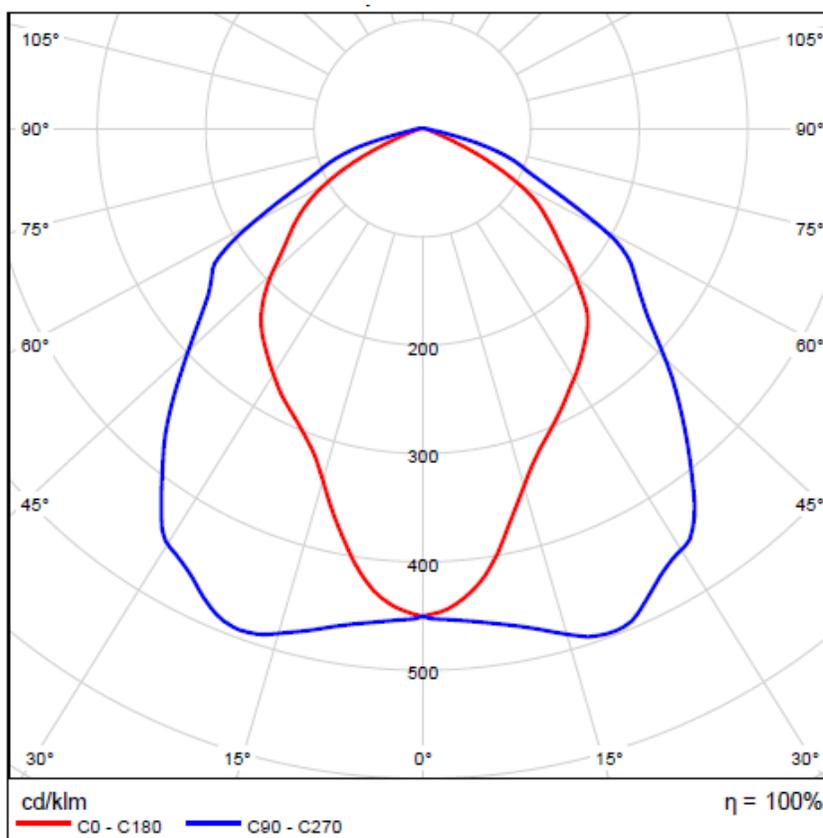


Figura 58. Curva fotométrica de Bienergy BGE-D40

Fuente: DIALUX

Además, presenta una vida útil de 25 años y cuenta con grado de protección IP65. El resumen de resultados obtenidos por el software DIALux se presentan a continuación (ver resultados completos en apéndice 3):

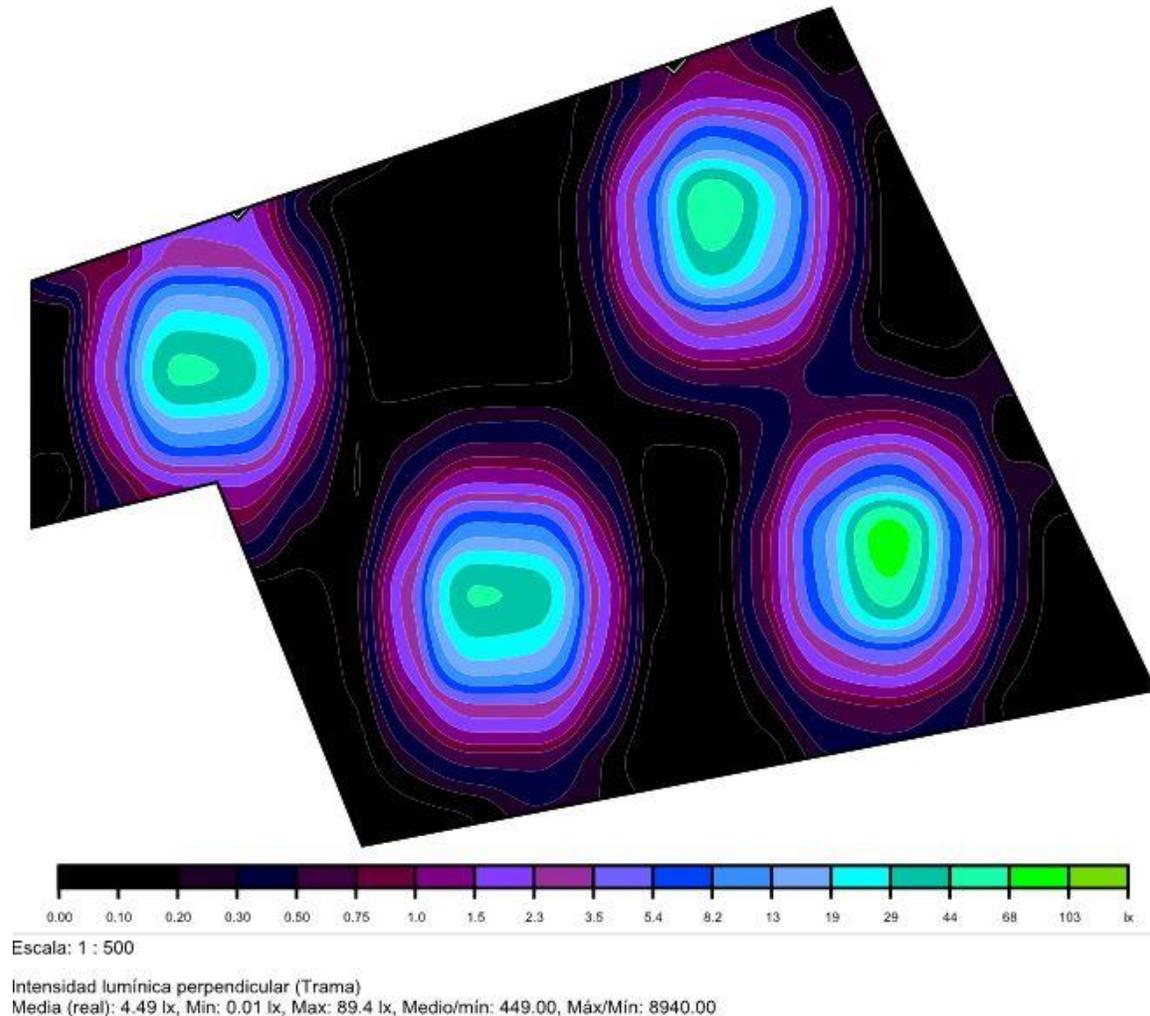


Figura 59. Resultados de intensidad lumínica para área de piscinas.

Fuente: Elaboración propia en software DIALux evo

Según los resultados presentados anteriormente, se observa cómo una distribución de cuatro luminarias logra brindar un nivel de iluminancia promedio de 4,49 lx para la zona, tomando en cuenta que en las zonas centrales del modelado se ubican las piscinas. Por este motivo, se decide recomendar estas luminarias como aceptables desde el punto de vista técnico.

5.5. Control automático de encendido y apagado

El sistema de iluminación actual presenta deficiencias al no contar con un sistema automático de encendido y apagado. En algunas secciones se hace de forma manual, y en otras, depende de una fotocelda (que con el tiempo presenta resultados erróneos y de encendido a horas innecesarias). Ante esta situación, se procede a instalar temporizadores que controlen el encendido y apagado. Para esto, se utiliza un modelo de temporizador que ya se maneja en la bodega de mantenimiento, por lo que no es necesario efectuar una compra. Se trata del ORBIS UNO, el cual corresponde a una solución de bajo costo de implementación que cumple con todos los requerimientos. Sus parámetros básicos se presentan a continuación:

Tabla 19. Parámetros eléctricos de temporizador ORBIS UNO

Tensión máxima (V)	Corriente máxima (A)	Consumo propio (W)	Clase de protección	Tiempo de maniobra diaria
250	16	≤0,5	IP 20	15 minutos

Fuente: ORBIS



Figura 60. Temporizador ORBIS UNO

Fuente: ORBIS

Dicho temporizador se configurará para que funcione en un periodo de 6 pm a 6 am para empezar, aunque se piensa realizar pruebas para determinar si se puede reducir las horas de funcionamiento en casos donde la iluminación natural sea suficiente. Además, el equipo cuenta con la opción de apagado permanente en caso de que no sea necesario por alguna situación especial.

Capítulo 6. Generación Solar Fotovoltaica

El objetivo principal del presente documento es lograr la generación de energía suficiente para alimentar las cargas de iluminación exterior de una manera sostenible, logrando un ahorro económico al mismo tiempo. Por este motivo, se plantea una instalación fotovoltaica que cumpla con estas especificaciones. Para esto, se deben tomar en cuenta aspectos de diseño que serán estudiados a continuación.

6.1. **Ubicación del sistema**

El primer aspecto por considerar para la instalación pensada es su ubicación. Se debe buscar un lugar donde las sombras por edificios cercanos o árboles sea mínimo, con el objetivo de lograr la máxima eficiencia. Además, se debe pensar en la cercanía con los tableros de disyuntores y los medidores donde irá conectado el sistema.

Al tener dos medidores con sistemas de facturación distintos, se debe realizar el análisis de cuál opción es más eficiente. Para el medidor de baja tensión que alimenta las cargas de las oficinas de entrada principal, se tiene un modelo de tarifa general en el que no existe cobro por demanda, sino que se factura únicamente por kilowatt-hora consumido. Según las tarifas actuales del ICE, se tienen los siguientes valores:

Tarifa T-GE General	
a. <u>Aplicación</u> : Servicios no especificados en las otras tarifas del servicio de distribución del ICE.	
b. <u>Precios mensuales</u> :	
Para consumos menores o iguales que 3 000 kWh	
Por cada kWh	¢ 119.39
Para consumos mayores de 3 000 kWh	
Cargo por energía, por cada kWh	¢ 71.43
Cargo por potencia, por cada kW	¢ 11 808.29

Figura 61. Tarifa general de baja tensión

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad

Por otro lado, el medidor de media tensión presenta un modelo tarifario T-MT, con las siguientes características:

Tarifa T-MT Media tensión

Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios) con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.

Excluir de la última condición, a aquellos clientes que durante la vigencia de esa tarifa cumplan con los estos requisitos y sean técnicamente comprobables por el ICE: a) Generar energía eléctrica para consumo propio mediante fuentes renovables y b) Participar en el Programa de Generación Distribuida.

Cargo por potencia, por cada kilovatio	
Periodo punta:	¢ 11 115.47
Periodo valle:	¢ 7 760.96
Periodo nocturno:	¢ 4 971.09
Cargo por energía, por cada kWh	
Periodo punta:	¢ 68.50
Periodo valle:	¢ 25.45
Periodo nocturno:	¢ 15.66

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión, la de alumbrado público o el impuesto de ventas.

Figura 62. Tarifa general de media tensión

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad

Realizando la comparación de los valores, se observa una diferencia fundamental en los modelos tarifarios de ambos medidores. Para media tensión se incluye un cobro por demanda que llega a constituir una gran parte de lo facturado al final del mes. Según estadísticas eléctricas del Hotel Condovac La Costa, el 61,67% del monto de la facturación mensual de ese medidor se da por concepto de demanda de potencia. Esto se convierte en un problema debido a que una instalación de paneles solares no es capaz de mantener una inyección constante a lo largo del mes, ocasionando que no sea factible hablar de un ahorro por potencia. Esto se da ya que los paneles solares dependen de muchos factores que pueden afectar su desempeño, tales como sombras, nubes, suciedad, lluvia, entre otros.

A lo largo del año se dará el caso hipotético en el que el sistema se vea afectado por alguno de estos factores, ocasionando que la energía que esté siendo aportada al sistema caiga y generando, a su vez, un aumento en la potencia que demanda el hotel por parte de la compañía distribuidora. Para el sector de Guanacaste, en los meses de verano se presentan muy buenas condiciones meteorológicas; sin embargo, en los meses lluviosos sí se muestran las condiciones adversas expuestas previamente, con lo que no se daría ahorro por potencia.

En conclusión, pese a que el medidor de media tensión cuenta con un costo por kilowatt-hora más bajo, es más factible conectar el sistema en el circuito de la entrada principal, donde el costo sea más alto (generando un ahorro mensual mayor) y no exista cobro por demanda. Esto garantizará un retorno de la inversión en un tiempo menor.

6.2. Cargas a alimentar

Como se mencionó previamente, se busca la manera de generar la energía suficiente para abastecer las cargas de iluminación externa del hotel. Esto implica la siguiente cantidad de luminarias (tomando en cuenta el cambio propuesto en el capítulo anterior):

Tabla 20. Potencia a ser alimentada por el sistema fotovoltaico.

Tipo	Potencia unitaria		Potencia total(W)
	(W)	Cantidad	
LED Philips Miniview	54	16	864
LED Philips	6	27	162
Fluorescente	60	30	1800
ToLEDo Philips	3	40	120
Led Philips Piscina	7	28	196
Reflectores	10	5	50
Potencia total (W)			3192

Por lo tanto, el cálculo de la energía consumida por esas cargas se calcula de la siguiente manera:

$$E = P * t \quad (4)$$

Donde:

E= Energía [kWh]

P= Potencia [kW]

t= Tiempo [horas]

El tiempo de funcionamiento se estima en 12 horas, tomando en cuenta que los equipos se utilizarán de 6 pm a 6 am. Con esto, se obtiene el siguiente valor de energía:

$$E = \frac{3192 \text{ W}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{kW}}} \cdot 12 \text{ horas} = 38,304 \text{ kWh}$$

Ahora bien, se debe tomar en cuenta que ese valor será constante diariamente debido a que todos los días se encenderá la misma cantidad de luminarias. Si se considera la cantidad de días por mes, se obtienen los siguientes valores de consumo mensual:

Tabla 21. Consumos mensuales por iluminación externa

Mes	Consumo (kWh)
Enero	1261,824
Febrero	1139,712
Marzo	1261,824

Abril	1221,12
Mayo	1261,824
Junio	1221,12
Julio	1261,824
Agosto	1261,824
Septiembre	1221,12
Octubre	1261,824
Noviembre	1221,12
Diciembre	1261,824
Anual	14856,96

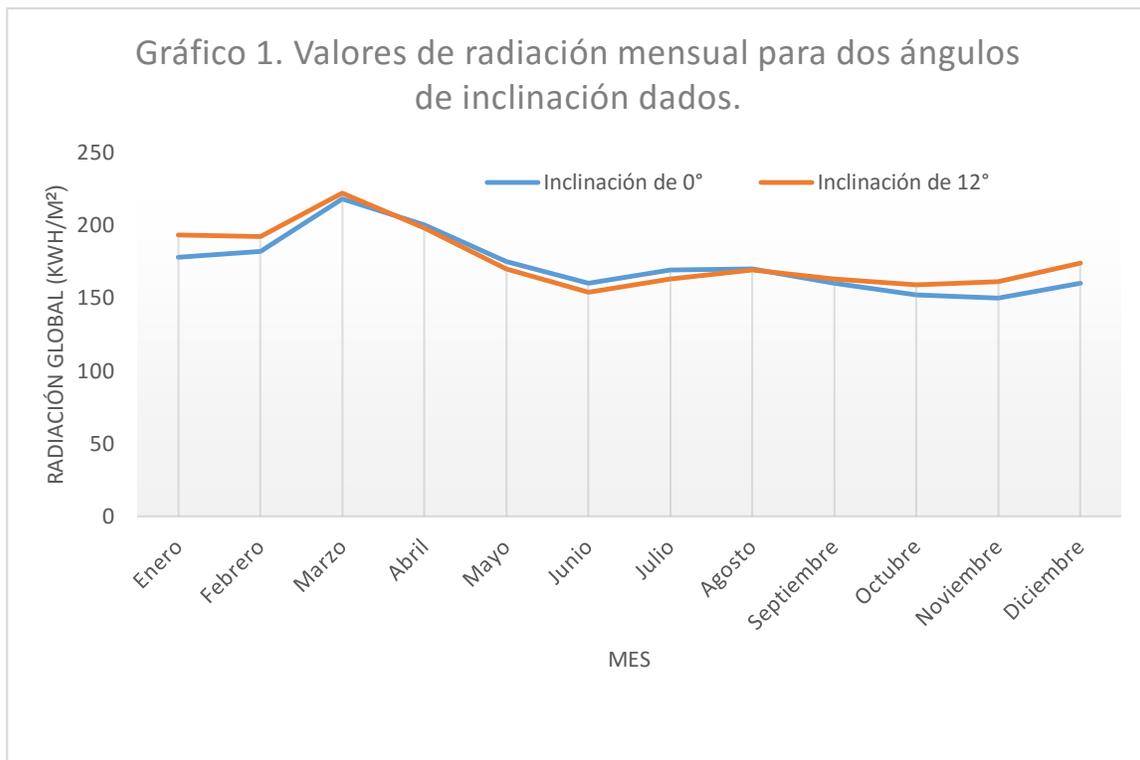
6.3. Orientación e inclinación de los paneles

Los paneles deben tener una orientación e inclinación definida que les permita obtener la mayor eficiencia eléctrica. En instalaciones a gran escala se acostumbra a instalarlos sobre sistemas denominados “de seguimiento”, en los que los paneles varían de posición y obtienen esa mejora en su eficiencia. Sin embargo, en sistemas pequeños este procedimiento no es viable, pues el beneficio económico no compensaría el costo de implementación.

Con respecto a la orientación, siempre se ha considerado que se deben instalar viendo hacia el sur en los lugares por encima del Ecuador y apuntando hacia el norte en los lugares que se encuentran en el sur del paralelo 0°. Sobre esto, en un documento publicado por la Escuela de Ingenieros Industriales de la Universidad de Castilla-La Mancha (2013), se menciona que “la orientación preferida de los colectores es hacia el sur, debido a que la trayectoria del sol en movimiento este a

oeste es simétrica respecto de la posición que ocupa al mediodía y a que es precisamente en este momento cuando la captación de energía solar es máxima.” En consecuencia, y teniendo la posibilidad física en el lugar para realizar este arreglo, se instalarán con esta orientación.

La inclinación de los paneles se elige tomando en cuenta la latitud del lugar. Según el mismo estudio mencionado previamente, “(...) conviene buscar un ángulo de inclinación de los paneles respecto al plano horizontal que hace máxima la potencia media anual recibida. En la mayoría de los casos coincide con la latitud del lugar de la instalación” (Escuela de Ingenieros Industriales de la Universidad de Castilla-La Mancha, 2013). Para el presente caso, se decide echar mano de los modelados de SolarGIS utilizados previamente. En este, se realizan los cálculos para una inclinación de 0 y 12 grados y se tabulan los resultados. De dichos valores se obtiene el siguiente gráfico:



Fuente: Elaboración propia con datos de SolarGIS

En el gráfico se puede observar que para una inclinación de 12° se obtienen mejores resultados mensuales, excepto por los meses de mayo a junio. Sin embargo, anualmente se obtiene un valor de 2118 kWh/m² frente a 2073 kWh/m² con una inclinación de 0°. Además de este aumento en la eficiencia, se obtienen beneficios en la limpieza de los paneles y en la caída del agua de lluvia, por lo que resulta una mejor opción para su implementación.

6.4. Recurso solar

Al hablar de recurso solar se entiende la energía que se obtiene de la radiación que llega hacia La Tierra. La radiación solar (o irradiación), expresada en MJ/m² o kWh/m², es la energía incidente por unidad de superficie. Se debe separar de la irradiancia solar, que se puede comparar con la potencia eléctrica que ha sido mencionada anteriormente. Estos valores cambian para cada lugar, según su clima, su topografía, su altitud, etc., por lo que es necesario recurrir a mediciones experimentales para determinar las características presentes en la zona en estudio. Para esto, se consultaron dos fuentes para la estimación del recurso solar en la zona, uno nacional y otro internacional con mediciones por satélite. Ambas se presentan a continuación.

6.4.1. Datos de radiación nacional

Este estudio fue realizado por Vilma Castro en las distintas estaciones de medición radiométricas del país (Ver anexo 6). En este documento, se efectúan controles en distintas estaciones de medición radiométrica que son, posteriormente, mapeados y tabulados brindando valores de radiación diaria en MJ/M² para cada mes del año. En Playa Hermosa no existe una estación de medición establecida; sin embargo, se toman las estadísticas de Playa Panamá que se ubica a pocos kilómetros. Además, se debe considerar que los datos están presentados para una inclinación del panel de 0°, por lo que se debe recurrir a tablas de corrección tomen en cuenta la inclinación propuesta en el apartado 6.3. de este documento. Dichas tablas de corrección son proporcionadas por Clean Energy, valiéndose de la latitud del lugar donde se instalará el sistema y los ángulos de inclinación del módulo

fotovoltaico (Ver anexo 7). Los datos obtenidos se presentan a continuación (tomando en cuenta que 1 kilowatt-hora equivale a 3,6 megajoules y que los datos del anexo 6 se interpolan para 12°):

Tabla 22. Valores de recurso solar según estudio nacional

Mes	Radiación diaria (MJ/m ²)	Radiación mensual (kWh/m ²)	Radiación mensual a 12° de inclinación (kWh/m ²)
Enero	19	163,61	173,43
Febrero	21	163,33	169,86
Marzo	22	189,44	188,49
Abril	22	183,33	177,83
Mayo	19	163,61	152,98
Junio	16	133,33	123,33
Julio	18	155	144,93
Agosto	18	155	150,35
Septiembre	17	141,67	143,09
Octubre	16	137,78	143,98
Noviembre	17	141,67	152,30
Diciembre	18	155	167,40
Anual	223	1882,77	1887,97

Fuente: Instituto Meteorológico Nacional

6.4.2. Datos de radiación por SolarGIS

Como segunda fuente de información sobre el tema se toma como fuente los datos de un software especializado en el área. Según su sitio web, “SolarGIS es un sistema de información geográfica diseñada para cubrir las necesidades de la industria de energía solar. Integra estadísticas de recurso solar con datos meteorológicos para planear y monitorear sistemas de energía solar fotovoltaica.” (SolarGIS, 2016). De su modelado se obtienen estadísticas útiles como irradiación horizontal y con plano inclinado, producción eléctrica inicial, entre otros (Ver anexo 8 proporcionado por la empresa SERC S.A.). De este se obtienen valores similares de radiación, presentados a continuación:

Tabla 23. Valores de radiación solar y temperatura promedio para los meses del año

Mes	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T _{diurna}
Enero	178	5,74	1,75	26,2
Febrero	182	6,49	1,70	26,9
Marzo	218	7,03	1,88	27,8
Abril	200	6,68	2,30	28,6
Mayo	175	5,63	2,46	27,8
Junio	160	5,33	2,47	26,6
Julio	169	5,44	2,57	26,4
Agosto	170	5,47	2,46	26,5
Septiembre	160	5,32	2,24	26,0
Octubre	152	4,92	2,11	25,4

Noviembre	150	5,00	1,95	25,5
Diciembre	160	5,17	1,79	25,9
Anual	2073	5,68	2,14	26,6

Fuente: Elaboración propia con datos de SolarGIS

Donde:

G_m : Radiación mensual [kWh/m²]

G_d : Radiación diaria [kWh/m²]

D_d : Radiación difusa diaria [kWh/m²]

T_{diurna} : Temperatura ambiente diurna [°C]

De ambas fuentes se denota un comportamiento similar; sin embargo, los valores obtenidos por el software SolarGIS son mayores que los obtenidos por las mediciones nacionales. Ante esta disparidad, se elige tomar los valores nacionales considerando el peor escenario posible.

6.5. Dimensionamiento del sistema

El primer valor a calcular para dimensionar el sistema fotovoltaico corresponde a la potencia que deberá tener la misma. Esta potencia, en kilowatt, se obtendrá tomando las estadísticas de recurso solar para el emplazamiento en cuestión (en unidades de horas solares pico⁹) y el valor de consumo por abastecer. Además, se debe tomar un valor de factor de rendimiento que considere tanto las pérdidas en el inversor, conductores y protecciones como las disminuciones en la generación de los paneles por el deterioro con el tiempo, suciedad o aspectos

⁹ La hora solar pico es la unidad común en la que se estima la energía proveniente del Sol. Se designa de esta manera haciendo la analogía en la que 1 kWh/m²= 1 HSP bajo condiciones standard de 25°C y 1000 W/m² de irradiancia a las que son probados los paneles solares certificados.

meteorológicos. Se acepta un valor en el rango entre el 70% y el 85%, que usualmente es del 75%. Para este caso, la herramienta de SolarGIS vuelve a dar una guía sobre el PR que debería ser tomado según sus proyecciones, dando un valor para cada mes seguido de un valor promedio anual, como se observa a continuación:

Mes	Factor de rendimiento (%)
Enero	75,6
Febrero	75,2
Marzo	74,5
Abril	74,5
Mayo	75,2
Junio	75,9
Julio	76,0
Agosto	75,8
Septiembre	75,9
Octubre	76,3
Noviembre	76,3
Diciembre	76,0
Anual	75,5

Fuente: Elaboración propia con datos de SolarGIS

Por lo tanto, se decide tomar un valor de 75,5% como el factor de rendimiento para el dimensionamiento. Finalmente, la potencia del campo se obtiene de la siguiente manera:

$$P = \frac{E}{RS \cdot PR} \quad (5)$$

P= Potencia pico del sistema [kW_p]

E= Energía a generar anualmente [kWh]

RS= Recurso solar anual [Horas solares pico]

PR= "Performance Ratio" o factor de rendimiento [adimensional]

Obteniéndose:

$$P = \frac{14856,96 kWh}{1887,97 h \cdot 0,755} = 10,43 kW_p$$

Una vez obtenida la potencia pico del sistema, se debe calcular la cantidad de paneles necesaria para satisfacer esa demanda. Al mismo tiempo, se debe dimensionar el inversor o inversores que puedan convertir la energía de los paneles. Actualmente, en el mercado existen diversas marcas y modelos tanto de paneles como de inversores. Sin embargo se trabajará con módulos marca Yingli Solar modelo YL250P-29b y un inversor SMA modelo Sunny Boy 5000TL. La marca Yingli es una compañía china con gran presencia en el mercado. Sus paneles presentan garantía de 10 años, estándares ISO9001 y UL y un grado de protección IP65 (ver ficha técnica en anexo 9). A su vez, el inversor presenta una alta eficiencia 97%, sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, grado IP65 y un propio sistema de monitoreo remoto en tiempo real (ver ficha técnica en anexo 10).

Para el dimensionamiento del sistema se necesitan algunos eléctricos básicos, que serán presentados a continuación:

Tabla 24. Parámetros eléctricos para panel YL250P-29b

Potencia (W)	V _{pmp} (V)	I _{pmp} (A)	V _{OC} (V)	I _{sc} (A)	V _{MÁX} (V)	η (%)
250	30,4	8,24	38,4	8,79	600	15,3

Fuente: Yingli Solar

Tabla 25. Parámetros eléctricos para inversor SMA Sunny Boy 5000TL

P _{nom} (W)	P _{máx} (W)	V _{nom} (V)	Rango de V _{cc} (V)	Rango de V _{pmp} (V)	I _{MÁX in} (A)	I _{MÁX out} (A)
4600	5250	230/240	125-550	175-500	15	22

Fuente: ASM

Tomando en cuenta los valores anteriores, se necesita la siguiente cantidad de paneles:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{\text{Potencia pico del sistema}}{\text{Potencia del panel}} \quad (6)$$

Obteniéndose:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{10430 \text{ W}}{250 \text{ W}} = 41,8 \text{ paneles}$$

Se deciden tomar 44 paneles para mantener simetría en el sistema y con esto los voltajes balanceados. Al haberse tomado un inversor de 5 kWp, se divide el sistema en dos secciones de 22 paneles cada uno. La disposición de los paneles se obtiene de la siguiente manera:

Corriente del punto de máximo potencia:

$$I = \frac{Potencia}{V_{pmp}} = \frac{5500 W}{500 V} = 11 A \text{ mínimo}$$

$$I = \frac{5500 W}{175 V} = 31,429 A \text{ máximo}$$

Paneles en serie por string:

$$Paneles_{serie} = \frac{175 V}{30,4 V} = 5,757 \text{ como mínimo}$$

$$Paneles_{serie} = \frac{500 V}{30,4 V} = 16,447 \text{ como máximo}$$

Strings de paneles en paralelo:

$$Strings = \frac{11 A}{8,24 A} = 1,335 \text{ como mínimo}$$

$$Strings = \frac{31,429 A}{8,24 A} = 16,447 \text{ como máximo}$$

Por lo tanto, se selecciona una configuración de 2 strings de 11 paneles cada uno para cada inversor, con lo que se asegura mantener los parámetros del punto de máxima potencia, así como alcanzar un sistema balanceado.

6.6. Comprobación de parámetros de funcionamiento

Para asegurar el correcto funcionamiento del sistema se realiza una comprobación de los parámetros, tomando en cuenta el aumento de las tensiones y corrientes de entrada al inversor por las configuraciones en serie y paralelo, obteniéndose:

$$V_{pmp} = 11 \text{ paneles}_{serie} * 30,4 V_{pmp \text{ panel}} = 334,4 V;$$

Lo anterior es correcto, pues se encuentra dentro del rango de punto de máxima potencia del inversor.

$$I_{pmp} = 2 \text{ strings} * 8,24 I_{pmp \text{ panel}} = 16,48 \text{ A};$$

Este es un valor aceptable, pues está dentro del rango de corriente en el punto máxima potencia calculado anteriormente.

$$V_{OC} = 11 \text{ paneles}_{serie} * 38,4 V_{oc \text{ panel}} = 422,4 \text{ V}$$

Lo cual es un valor aceptable por ser menor a la tensión máxima de cada panel.

$$I_{sc} = 2 \text{ strings} * 8,79 A_{sc \text{ panel}} = 17,58 \text{ A}$$

A simple vista puede parecer mayor a la corriente de entrada del inversor; sin embargo, este cuenta con dos sistemas aislados, por lo que los 15 A de corriente máxima son para cada string por separado. Por este motivo, este valor es aceptable.

Finalmente, se deben hacer los ajustes por temperatura ambiental, para prever que un aumento o disminución de dicha temperatura no ocasione desajustes en los parámetros que puedan causar daños en el inversor. Se toma 15°C como temperatura mínima histórica del lugar y 45°C como la máxima. Para esto, se consideran los siguientes coeficientes de variación por temperatura, obtenidos de las fichas técnicas de los equipos:

Tabla 26. Valores de corrección para cambios en la temperatura

Potencia máxima (%/°C)	Voltaje de circuito abierto (%/°C)	Corriente de corto circuito (%/°C)	Voltaje de PMP (%/°C)
-0,45	-0,33	0,06	-0,45

Fuente: Yingli Solar

Por lo que se obtienen los siguientes resultados:

$$\Delta T_{\min} = 25 - 15 = 10^{\circ}\text{C}$$

$$V_{pmp} = 334,4 \text{ V} + 10^{\circ}\text{C} \cdot 0,45 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot 334,4 \text{ V} = 349,49 \text{ V}$$

$$V_{co} = 422,4 \text{ V} + 10^{\circ}\text{C} \cdot 0,45 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot 422,4 \text{ V} = 436,34 \text{ V};$$

Lo que es aceptable, pues se mantiene dentro del rango del punto de máxima potencia y por debajo de la tensión máxima del panel.

Para la temperatura máxima se debe realizar un cálculo previo para la temperatura de la célula siguiendo la ecuación (5) (para una temperatura TONC de 46°C según fabricante), de la siguiente manera:

$$T_{cél} = 45^{\circ}\text{C} + \frac{46 - 20}{800} \cdot 1000 = 77,5^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T = 77,5^{\circ}\text{C} - 25 = 52,5^{\circ}\text{C}$$

$$V_{pmp} = 334,4 \text{ V} - 52,5^{\circ}\text{C} \cdot 0,42 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot 334,4 \text{ V} = 260,6648 \text{ V};$$

Lo que se mantiene dentro del rango de máxima potencia.

$$P = 5500 \text{ W} - 5500 \text{ W} \cdot 0,45 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot 52,5^{\circ}\text{C} = 4200,625 \text{ W};$$

Este valor también se encuentra dentro del rango aceptable, con lo que se comprueba el correcto funcionamiento del sistema.

6.7. Estructura de soporte

Como parte de los soportes para los paneles, se utilizarán sistemas marca Supports, modelo Coplanar Básico. Esto debido a que el sistema será construido en

un solo plano siguiendo la estructura con el desnivel previamente diseñado. La ficha técnica de dicho soporte se observa en el Anexo 11.

6.8. Selección de conductores

Según el artículo 690.4 (B) del Código Eléctrico Nacional (2008) vigente en el país:

Los circuitos de las fuentes y circuitos fotovoltaicos no deben instalarse en las mismas canalizaciones, bandejas, portacables, cables, cajas de salida o accesorios similares, como alimentadores o circuitos ramales... (Código Eléctrico Nacional, 2008)

Por este motivo, se debe realizar el dimensionamiento del sistema de conexión a la red de manera completamente independiente al resto de la instalación eléctrica. En primer lugar, hay que considerar los conductores de la electricidad. Como es sabido, hay dos partes del circuito con distintas características, pues antes del inversor se tiene corriente directa, misma que es acondicionada y convertida en corriente alterna a la salida del inversor. Ante esto, se deben realizar los cálculos necesarios para determinar la corriente que fluye tanto antes como después del inversor.

Volviendo al artículo 690 del NEC, que habla sobre sistemas solares fotovoltaicos, se menciona en el artículo 690.8 (B)(1) que:

Dimensionamiento de los conductores y los dispositivos de protección contra sobrecorriente: Los conductores y dispositivos de protección contra la sobrecorriente deben dimensionarse de modo que conduzcan como mínimo el 125 por ciento de la corriente máxima calculada según la sección 690.8(A) (Código Eléctrico Nacional, 2008).

Por lo que se debe tomar en cuenta dicho artículo, que menciona en sus puntos (1) y (3):

(1) Corrientes del circuito de la fuente fotovoltaica. La corriente máxima debe ser la suma de la corriente nominal de cortocircuito de los módulos en paralelo multiplicado por el 125 por ciento.

(3) Corriente del circuito de salida del inversor. La corriente máxima debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor (Código Eléctrico Nacional, 2008).

Con esta información surge la necesidad de realizar el cálculo de las corrientes tanto de corto circuito en el panel como de la corriente máxima de salida en el inversor. Ambas corrientes son obtenidas de las fichas técnicas de los equipos que se muestran en los anexos del presente documento y se presentan a continuación:

$$I_{oc \text{ panel}} = 8,79 \text{ A}$$

$$I_{m\acute{a}x \text{ panel}} = 22 \text{ A}$$

Tomando en cuenta que se tienen dos strings en paralelo para el arreglo de los módulos, las corrientes en la entrada y salida del inversor con las que se dimensionarán los conductores serán las siguientes:

$$I_{in} = 8,79 \cdot 2 \cdot 1,25 = 21,975 \text{ A}$$

$$I_{out} = 22 \cdot 1,25 = 27,5 \text{ A}$$

Para dicho dimensionamiento se recurre a la tabla 310.16 del NEC para conductores aislados de 0 a 2000 volts en una canalización. En esta tabla se debe tomar en cuenta que según el artículo 110.14(C):

Límites de temperatura. La temperatura nominal asociada a la ampacidad de un conductor se debe elegir y coordinar de modo que no supere la temperatura nominal más baja de cualquier terminal, conductor o dispositivo conectado

110.14(C) En circuitos de 100 A o menos las terminales del dispositivo a utilizar se deben conectar con conductores cuya temperatura máxima de operación es 60 °C

Por lo tanto, se debe seleccionar a una temperatura de 60°C considerando que el inversor tiene un rango de trabajo de 25 a 60°C. Volviendo a la tabla 310.16 para conductor de cobre y tomando una temperatura ambiente que puede llegar a los 40°C (por lo que se debe aplicar un factor de 0.82 a los datos brindados), se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 27. Ampacidades permisibles en conductores a tensión menor a 2000 V

Calibre AWG	Ampacidad a 30°C	Ampacidad corregida a 40°C
12	25	20,5
10	30	24,6
8	40	32,8

Fuente: Código Eléctrico Nacional (2008)

Al no tenerse más de 3 conductores portadores de corriente por canalización, no es necesaria la aplicación de factores de ajuste por agrupamiento. Así se concluye que los conductores para cada segmento del sistema serán:

- Conductor THHN calibre #10 AWG para el segmento de corriente directa a la entrada del inversor
- Conductor THHN calibre #8 AWG para la línea viva y el neutro en corriente alterna a la salida del inversor.

Las caídas de tensión asociadas son calculadas de la siguiente manera:

$$\%CV = \frac{2 \cdot \frac{2,653 \Omega}{km} \cdot 25m \cdot 27,5A}{1000 \cdot 240 V} \cdot 100\% = 1,52\%$$

Para el dimensionamiento del ducto se toman las tablas 4 y 5 del capítulo 9 del NEC que hablan sobre las propiedades de los conductores y los distintos tipos de ductos metálicos y de PVC. Por lo tanto, el conductor THHN calibre #8 AWG tiene un área de 23,61 mm², por lo que al tenerse cuatro conductores en el ducto se obtiene un área aproximada de 94,44 mm². De esta manera, al seleccionarse un ducto Conduit rígido de PVC tipo A se obtiene un diámetro comercial de ½” con un área de 249 mm² dimensionada al 40% de su área total por el número de conductores.

6.9. Selección de protecciones

Con respecto a las protecciones también se hace una división entre la parte de corriente directa y la de corriente alterna, instalando protecciones para ambos casos. Para la parte de corriente directa, se protegerá con fusibles en las salidas de cada “string” del sistema, mientras que la sección de corriente alterna tendrá un disyuntor termomagnético con protección de falla a tierra (GFCI). Volviendo al artículo 690.8 (B)(1) del NEC antes mencionado en este documento, se tiene que dichas protecciones se deben dimensionar para que cumplan con un 125% de la corriente máxima del sistema, que ya se había calculado en 21,975 A para la entrada del inversor y 27,5 A para la salida del mismo en corriente alterna.

Para la selección de fusibles se toma en cuenta el artículo 240.6 (A), que menciona:

Fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo. Los valores en amperes nominales normalizados de los fusibles e interruptores automáticos de circuito de tiempo inverso, son: 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, (...), 5000 y 6000 amperes.

Por lo tanto, al tener una corriente de 21,975 A se selecciona un fusible de 25 A para cada uno de los cuatro “strings”. Además, se selecciona un disyuntor tipo GFCI de 30 A en la salida de cada inversor hacia la conexión con el tablero.

La selección de la puesta a tierra se hará siguiendo el artículo 690.42, que indica lo siguiente:

Punto de conexión de la puesta a tierra del sistema. La conexión de puesta a tierra del circuito de c.c. se debe hacer en cualquier punto (un solo punto) del circuito fotovoltaico de salida (NEC, 2008).

Por lo que se toma como punto de salida, la salida de tierra del inversor propiamente, quien según su ficha técnica cuenta con una entrada de desconexión, monitoreo de falla a tierra y de la red y protección ante polaridad inversa en DC y corriente de corto circuito en AC. Además, según la tabla 250.122 se utilizará un conductor con calibre #10 AWG para dicha conexión de tierra.

6.10. Diagrama unifilar de la instalación

Siguiendo los requerimientos establecidos en el acuerdo de interconexión vigente, se deben incluir planos tanto unifilares como de conexión del sistema fotovoltaico con el resto de la instalación eléctrica. Dichos planos se observan a continuación:

Capítulo 7. Análisis financiero

En este capítulo se analizará la viabilidad de las distintas opciones de proyectos desde el punto de vista económico. Con esto, se busca dar un fundamento financiero que dé la última aprobación de las medidas que se buscan implementar. Se harán cálculos de tiempo de retorno de inversión (ROI), valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR) para obtener valores significativos.

El ROI es una cantidad que se calcula tomando en cuenta los ingresos y gastos que conlleva el proyecto para determinar su rentabilidad (López, 2003). Por este motivo se determina que el proyecto es viable, bajo este parámetro, cuando el valor es positivo. Se calcula de la siguiente manera:

$$ROI = \frac{\text{Ingresos} - \text{Gastos}}{\text{Gastos}} * 100 \quad (7)$$

El VAN se define como “el valor que resulta de la diferencia entre el desembolso inicial de la inversión y el valor presente de los futuros ingresos netos esperado” (López, 2003). Para esto, los flujos de efectivo se deben descontar de una tasa interés específica que permita traer a valor presente los valores futuros (para este proyecto, se define la tasa de descuento en 9%). Al igual que el ROI, se concluye que el proyecto sería viable cuando se obtenga un valor mayor a cero como resultado. Dicha parámetro se calcula de la siguiente manera:

$$VAN = -I_o + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n}; \quad (8)$$

En esta, I_o representa el desembolso inicial, Q_n los flujos de caja, n la cantidad de periodos y r la tasa de descuento del proyecto.

Por último, el TIR se define como “una medida de rentabilidad que se obtiene al vencimiento del proyecto, suponiendo implícitamente que los flujos de fondo son reinvertidos hasta el final de la vida en el mismo proyecto o en otros proyectos con idéntico rendimiento” (López, 2003). Para que este valor sea rentable, debe ser mayor a la tasa de descuento utilizada para calcular el valor presente en el VAN, y

entre mayor sea este, mayor será la ganancia obtenida. Matemáticamente, se calcula como la tasa de descuento a la que el VAN se hace cero, de la siguiente manera:

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} = 0; \quad (9)$$

Donde r corresponde la tasa interna de retorno obtenida.

Al tenerse dos proyectos distintos, el análisis económico también se dividirá en dos para obtener los mejores resultados posibles. Primeramente, se analizará el caso de los cambios de luminarias y, posteriormente, se realizarán los cálculos de viabilidad para el proyecto fotovoltaico.

7.1. Sustitución de luminarias

Como se mencionó en el capítulo 5 del presente documento, se pretende realizar el cambio de luminarias para dos zonas distintas según necesidades de iluminación, que a su vez cuentan con dos tipos diferentes de lámparas instaladas en este momento. Por lo tanto, el análisis se divide en cuatro situaciones distintas, a saber:

- Cambio de lámpara de descarga de mercurio por luminaria LED de 54 W.
- Cambio de lámpara fluorescente por luminaria LED de 54 W.
- Cambio de lámpara de descarga de mercurio por luminaria LED de 27 W.
- Cambio de lámpara fluorescente por luminaria LED de 27 W.

Para cada situación se presentará la información de los datos de entrada, la tabla de flujos de efectivo y finalmente, el cálculo de los parámetros financieros VAN, TIR y ROI.

Es importante mencionar que los cálculos siguientes se realizan siguiendo los siguientes valores de costo de energía y horas de funcionamiento:

Tabla 28. Valores utilizados para análisis económico

Concepto	Valor
Costo kW nocturno	¢4.971,09
Costo kWh punta	¢68,50
Costo kWh nocturno	¢15,66
Horas Punta (6 pm a 8 pm)	2
Horas Nocturna (8 pm a 6 am)	10
Vida útil Miniview (horas)	100000
Vida útil StreetStar (horas)	50000
Aumento en energía anual	8%

Fuente: Elaboración propia con datos de ICE y Philips

7.1.1. Cambio de lámpara de descarga de mercurio por luminaria LED de 54 W

La primera propuesta es cambiar las luminarias de descarga de mercurio de 175 w por una solución de luminaria LED de 54 w. Según inventario, serían 16 luminarias con un costo unitario de ¢132.607,76 (ver cotización en Anexo 12). Esta sustitución causaría el ahorro en demanda en periodo nocturno, así como ahorro por consumo en horario punta y nocturno. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 29. Resultados de ahorro para cambio de lámpara de mercurio a Miniview

Cantidad de luminarias a cambiar	16
Tipo	Descarga de mercurio
Consumo	175
Costo	0
Tipo Luminaria nueva	LED
Consumo luminaria nueva	54
Uso	Calle
Costo (IVI)	¢132.607,76
CÁLCULO DEL AHORRO	
Costo de compra	¢2.121.724,16
Disminución de potencia	1,936
Ahorro por potencia (mes)	¢9.624,03
Ahorro por consumo punta (día)	¢265,23
Ahorro por consumo nocturno (día)	¢303,18
Total ahorro por consumo (mes)	¢17.052,29
Total ahorro mensual	¢26.676,32

Tiempo de retorno de inversión	6,627989105
Vida útil	22,83105023
Años de ganancia	16,20306112

Tabla 30. Flujos de efectivo para cambio de lámpara de mercurio a Miniview

Año	Inversión	Ahorro por potencia	Ahorro por consumo	Balance anual	Balance total	Valor presente
0	-¢2.121.724,16	¢0,00	¢0,00	-¢2.121.724,16	-¢2.121.724,16	-¢2.121.724,16
1	¢0,00	¢115.488,36	¢204.627,46	¢320.115,82	-¢1.801.608,34	¢293.684,24
2	¢0,00	¢124.727,43	¢220.997,65	¢345.725,08	-¢1.455.883,26	¢290.989,89
3	¢0,00	¢134.705,63	¢238.677,46	¢373.383,09	-¢1.082.500,17	¢288.320,25
4	¢0,00	¢145.482,08	¢257.771,66	¢403.253,74	-¢679.246,43	¢285.675,11
5	¢0,00	¢157.120,64	¢278.393,39	¢435.514,04	-¢243.732,39	¢283.054,24
6	¢0,00	¢169.690,29	¢300.664,87	¢470.355,16	¢226.622,77	¢280.457,41
7	¢0,00	¢183.265,52	¢324.718,06	¢507.983,57	¢734.606,34	¢277.884,41
8	¢0,00	¢197.926,76	¢350.695,50	¢548.622,26	¢1.283.228,60	¢275.335,01
9	¢0,00	¢213.760,90	¢378.751,14	¢592.512,04	¢1.875.740,64	¢272.809,00
10	¢0,00	¢230.861,77	¢409.051,23	¢639.913,00	¢2.515.653,65	¢270.306,17
11	¢0,00	¢249.330,71	¢441.775,33	¢691.106,04	¢3.206.759,69	¢267.826,29
12	¢0,00	¢269.277,17	¢477.117,36	¢746.394,53	¢3.953.154,22	¢265.369,17
13	¢0,00	¢290.819,34	¢515.286,74	¢806.106,09	¢4.759.260,31	¢262.934,59
14	¢0,00	¢314.084,89	¢556.509,68	¢870.594,58	¢5.629.854,88	¢260.522,35
15	¢0,00	¢339.211,68	¢601.030,46	¢940.242,14	¢6.570.097,02	¢258.132,24
16	¢0,00	¢366.348,62	¢649.112,90	¢1.015.461,51	¢7.585.558,54	¢255.764,05
17	¢0,00	¢395.656,51	¢701.041,93	¢1.096.698,43	¢8.682.256,97	¢253.417,59
18	¢0,00	¢427.309,03	¢757.125,28	¢1.184.434,31	¢9.866.691,28	¢251.092,66
19	¢0,00	¢461.493,75	¢817.695,30	¢1.279.189,05	¢11.145.880,34	¢248.789,06
20	¢0,00	¢498.413,25	¢883.110,93	¢1.381.524,18	¢12.527.404,51	¢246.506,59
21	¢0,00	¢538.286,31	¢953.759,80	¢1.492.046,11	¢14.019.450,63	¢244.245,06
22	¢0,00	¢581.349,21	¢1.030.060,59	¢1.611.409,80	¢15.630.860,43	¢242.004,28
					VAN	¢3.753.395,52
					TIR	22%
					ROI	176,903

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Como se puede observar en las tablas anteriores, los resultados son muy efectivos para esta sustitución, obteniéndose un VAN y un ROI positivos, así como un buen porcentaje de TIR. Dichos resultados permiten llegar a la conclusión de que la sustitución también es viable desde el punto de vista económico, por lo que

debería ser tomada en cuenta para implementación, considerando también su viabilidad desde el punto de vista técnico.

7.1.2. Cambio de lámpara fluorescente por luminaria LED de 54 W

En esta propuesta se analiza la viabilidad económica de una sustitución de una lámpara fluorescente de 60 W por una LED de 54 W. Aunque desde el punto de vista de iluminación se incurriría en mejoras sustanciales, la disminución de potencia es muy bajo, por lo que el ahorro no será tan positivo. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 31. Resultados de ahorro para cambio de fluorescente a Miniview.

Cantidad de luminarias por cambiar	10
Tipo	Fluorescente
Consumo	60
Costo	0
Tipo Luminaria nueva	LED
Consumo luminaria nueva	54
Uso	Calle
Costo (IVI)	¢132.607,76
CÁLCULO DEL AHORRO	
Costo de compra	¢1.326.077,60
Disminución de potencia	0,06
Ahorro por potencia	¢298,27
Ahorro por consumo punta	¢8,22
Ahorro por consumo nocturno	¢9,40
Total ahorro por consumo	¢528,48
Total ahorro mensual	¢826,75
Tiempo de retorno de inversión	133,664447
Vida útil	22,83105023
Años de ganancia	-110,8333967

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Tabla 32. Flujos de efectivo para cambio de fluorescente a Miniview

Año	Inversión	Ahorro por potencia	Ahorro por consumo	Balance anual	Balance total	Valor presente
0	-₪1.326.077,60	₪0,00	₪0,00	-₪1.326.077,60	-₪1.326.077,60	-₪1.326.077,60
1	₪0,00	₪3.579,18	₪6.341,76	₪9.920,94	-₪1.316.156,66	₪9.101,78
2	₪0,00	₪3.865,52	₪6.849,10	₪10.714,62	-₪1.305.442,03	₪9.018,28
3	₪0,00	₪3.891,30	₪6.894,78	₪10.786,09	-₪1.294.655,95	₪8.328,84
4	₪0,00	₪3.917,26	₪6.940,77	₪10.858,03	-₪1.283.797,92	₪7.692,10
5	₪0,00	₪3.943,39	₪6.987,07	₪10.930,45	-₪1.272.867,46	₪7.104,04
6	₪0,00	₪3.969,69	₪7.033,67	₪11.003,36	-₪1.261.864,11	₪6.560,94
7	₪0,00	₪3.996,17	₪7.080,59	₪11.076,75	-₪1.250.787,35	₪6.059,36
8	₪0,00	₪4.022,82	₪7.127,81	₪11.150,63	-₪1.239.636,72	₪5.596,13
9	₪0,00	₪4.049,65	₪7.175,36	₪11.225,01	-₪1.228.411,71	₪5.168,31
10	₪0,00	₪4.076,66	₪7.223,22	₪11.299,88	-₪1.217.111,83	₪4.773,19
11	₪0,00	₪4.103,86	₪7.271,39	₪11.375,25	-₪1.205.736,58	₪4.408,28
12	₪0,00	₪4.131,23	₪7.319,89	₪11.451,12	-₪1.194.285,46	₪4.071,27
13	₪0,00	₪4.158,78	₪7.368,72	₪11.527,50	-₪1.182.757,96	₪3.760,02
14	₪0,00	₪4.186,52	₪7.417,87	₪11.604,39	-₪1.171.153,57	₪3.472,57
15	₪0,00	₪4.214,45	₪7.467,34	₪11.681,79	-₪1.159.471,78	₪3.207,10
16	₪0,00	₪4.242,56	₪7.517,15	₪11.759,71	-₪1.147.712,07	₪2.961,91
17	₪0,00	₪4.270,85	₪7.567,29	₪11.838,15	-₪1.135.873,92	₪2.735,48
18	₪0,00	₪4.299,34	₪7.617,77	₪11.917,11	-₪1.123.956,82	₪2.526,35
19	₪0,00	₪4.328,02	₪7.668,58	₪11.996,59	-₪1.111.960,23	₪2.333,21
20	₪0,00	₪4.356,89	₪7.719,73	₪12.076,61	-₪1.099.883,61	₪2.154,84
21	₪0,00	₪4.385,95	₪7.771,22	₪12.157,16	-₪1.087.726,45	₪1.990,10
22	₪0,00	₪4.415,20	₪7.823,05	₪12.238,25	-₪1.075.488,20	₪1.837,96
					VAN	-₪1.221.215,51
					TIR	-11%
					ROI	-92,092

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Como era esperado, al tener una disminución de potencia tan baja, los parámetros financieros calculados no son satisfactorios, por lo que esta sustitución resulta ser no viable para ser implementada.

7.1.3. Cambio de lámpara de descarga de mercurio por luminaria LED StreetStar

Esta propuesta es la que ocasiona la mayor disminución de potencia, pues se pasa de 175 w a tan solo 27 w en los caminos de acceso a villas. Por lo tanto, se espera que sea la propuesta con el menor tiempo de retorno de la inversión, para luminarias con un costo unitario de ₡65.088 (Ver cotización en Anexo 12). Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Tabla 33. Resultados de ahorro para cambio de lámpara de mercurio a StreetStar

Cantidad de luminarias a cambiar	6
Tipo	Descarga de mercurio
Consumo	175
Costo	0
Tipo Luminaria nueva	LED
Consumo luminaria nueva	27
Uso	Villas
Costo (IVI)	₡65.088,00
CÁLCULO DEL AHORRO	
Costo de compra	₡390.528,00
Disminución de potencia	0,888
Ahorro por potencia	₡4.414,33
Ahorro por consumo punta	₡121,66
Ahorro por consumo nocturno	₡139,06
Total ahorro por consumo	₡7.821,50
Total ahorro	₡12.235,83
Tiempo de retorno de inversión	2,659729245
Vida útil	11,41552511
Años de ganancia	8,755795869

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Tabla 34. Flujos de efectivo para cambio de lámpara de mercurio a StreetStar

Año	Inversión	Ahorro por potencia	Ahorro por consumo	Balance anual	Balance total	Valor presente
0	-¢390.528,00	¢0,00	¢0,00	-¢390.528,00	-¢390.528,00	-¢390.528,00
1	¢0,00	¢52.971,94	¢93.858,05	¢146.829,98	-¢243.698,02	¢134.706,41
2	¢0,00	¢57.209,69	¢101.366,69	¢158.576,38	-¢85.121,64	¢133.470,57
3	¢0,00	¢57.591,28	¢102.042,81	¢159.634,09	¢74.512,45	¢123.266,80
4	¢0,00	¢57.975,41	¢102.723,43	¢160.698,85	¢235.211,30	¢113.843,11
5	¢0,00	¢58.362,11	¢103.408,60	¢161.770,71	¢396.982,00	¢105.139,86
6	¢0,00	¢58.751,38	¢104.098,33	¢162.849,72	¢559.831,72	¢97.101,97
7	¢0,00	¢59.143,26	¢104.792,67	¢163.935,93	¢723.767,65	¢89.678,56
8	¢0,00	¢59.537,74	¢105.491,64	¢165.029,38	¢888.797,02	¢82.822,68
9	¢0,00	¢59.934,86	¢106.195,27	¢166.130,12	¢1.054.927,15	¢76.490,92
10	¢0,00	¢60.334,62	¢106.903,59	¢167.238,21	¢1.222.165,36	¢70.643,23
11	¢0,00	¢60.737,05	¢107.616,64	¢168.353,69	¢1.390.519,05	¢65.242,59
					VAN	¢701.878,70
					TIR	39%
					ROI	179,726

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Como se esperaba, la inversión se retorna en menos de 3 años, obteniéndose un VAN de ¢701.878,70. Sí es importante mencionar que la vida útil de esta luminaria es de 50000 horas, por lo que las ganancias del proyecto se ven reducidas en tiempo. Aun así, la propuesta es financieramente viable y se recomienda su implementación.

7.1.4. Cambio de lámpara fluorescente por luminaria LED de 27 W

Para la última propuesta, se propone el cambio de los fluorescentes de 60 W por luminarias LED Philips StreetStar de 27 W. Al igual que la propuesta 2, la disminución de potencia no es tan alta, por lo que se deberá analizar si el proyecto es viable. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Tabla 35. Resultados de ahorro para cambio de fluorescente a StreetStar

Cantidad de luminarias a cambiar	20
Tipo	Fluorescente
Consumo	60
Costo	0
Tipo Luminaria nueva	LED
Consumo luminaria nueva	27
Uso	Villas
Costo (IVI)	¢65.088,00
CÁLCULO DEL AHORRO	
Costo de compra	¢1.301.760,00
Disminución de potencia	0,66
Ahorro por potencia	¢3.280,92
Ahorro por consumo punta	¢90,42
Ahorro por consumo nocturno	¢103,36
Total ahorro por consumo	¢5.813,28
Total ahorro	¢9.094,20
Tiempo de retorno de inversión	11,92848268
Vida útil	11,41552511
Años de ganancia	-0,512957562

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Tabla 36. Flujos de efectivo para cambio de fluorescente a StreetStar

Año	Inversión	Ahorro por potencia	Ahorro por consumo	Balance anual	Balance total	Valor presente
0	-¢1.301.760	¢0,00	¢0,00	-¢1.301.760,00	-¢1.301.760,00	-¢1.301.760,00
1	¢0	¢39.371,03	¢69.759,36	¢109.130,39	-¢1.192.629,61	¢100.119,63
2	¢0	¢42.520,72	¢75.340,11	¢117.860,82	-¢1.074.768,78	¢99.201,10
3	¢0	¢42.804,33	¢75.842,63	¢118.646,96	-¢956.121,83	¢91.617,22
4	¢0	¢43.089,83	¢76.348,50	¢119.438,33	-¢836.683,50	¢84.613,12
5	¢0	¢43.377,24	¢76.857,74	¢120.234,98	-¢716.448,51	¢78.144,49
6	¢0	¢43.666,57	¢77.370,38	¢121.036,95	-¢595.411,56	¢72.170,38
7	¢0	¢43.957,82	¢77.886,44	¢121.844,27	-¢473.567,29	¢66.652,99
8	¢0	¢44.251,02	¢78.405,95	¢122.656,97	-¢350.910,32	¢61.557,40
9	¢0	¢44.546,18	¢78.928,91	¢123.475,09	-¢227.435,23	¢56.851,36
10	¢0	¢44.843,30	¢79.455,37	¢124.298,67	-¢103.136,56	¢52.505,10
11	¢0	¢45.142,41	¢79.985,34	¢125.127,74	¢21.991,18	¢48.491,11
VAN						-¢489.836,10
TIR						0%
ROI						-37,629

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Para este último caso, los valores obtenidos tampoco son satisfactorios, por lo que se determina que no es una propuesta viable para su implementación. De esta manera, y a modo de resumen, se obtienen los siguientes resultados:

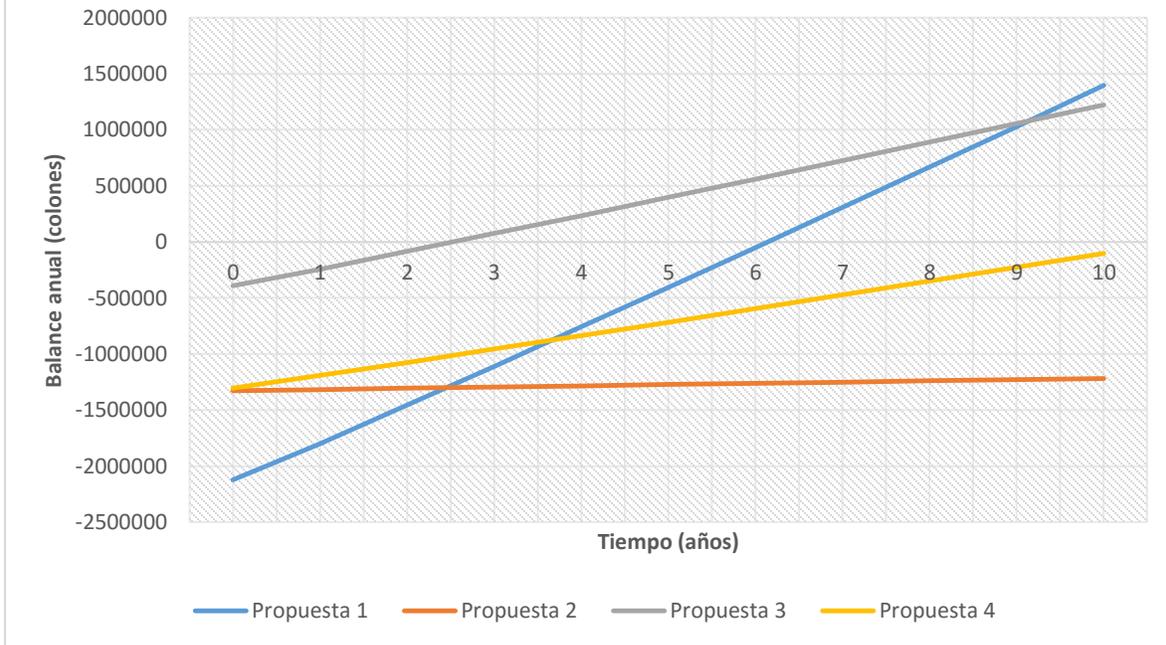
Tabla 37. Resultados de estudio económico para sustitución de luminarias.

Propuesta	Tiempo de retorno de inversión (años)	VAN	TIR	ROI	VIABLE
Propuesta 1	6,627989105	¢3.753.395,52	22%	176,903	Sí
Propuesta 2	133,664447	-¢1.221.215,51	-11%	-92,092	No
Propuesta 3	2,659729245	¢701.878,70	39%	179,726	Sí
Propuesta 4	11,92848268	-¢489.836,10	0%	-37,629	No

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Y al graficar los resultados para ver su impacto de una manera más amigable, se obtienen las siguientes tendencias:

Gráfico 2. Tiempos de recuperación de la inversión para cuatro propuestas de sustitución de luminarias



Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

En este se observa que para los primeros diez años de trabajo de las luminarias, se tendrá una recuperación para las propuestas 1 y 3.

7.2. Sistema de generación fotovoltaica

El análisis financiero para propuesta de instalación de paneles solares difiere un poco de los anteriores, pues toma en cuenta que se hará con financiamiento al 100% provisto por la empresa instaladora. De esta manera, primero se debe calcular la cuota mensual tomando en cuenta las condiciones de financiamiento provistas. Se considera la cotización presentada en el Anexo XX para obtener los siguientes resultados (utilizando herramientas del software Microsoft Excel):

Tabla 38. Valores de entrada para cálculo de la cuota mensual

Importe del préstamo	₡12.760.500,00
Tasa de interés anual	9,00 %
Plazo del préstamo en años	10
Número de pagos al año	12
Fecha inicial del préstamo	01/09/2016

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Tabla 39. Condiciones de financiamiento obtenidas.

Pago programado	₡161.644,62
Número de pagos programado	120
Número de pagos real	120
Total de pagos anticipados	0
Interés total	₡6.636.854,53

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Por lo tanto, para realizar el estudio de flujos de caja se toman en cuenta los siguientes valores y condiciones de entrada:

- El costo del kWh para el medidor en cuestión es de ₡119,39 (ARESEP, 2016).
- El costo del kWh según tarifa de acceso es de ₡28,30 (ARESEP, 2015).
- El costo de la energía aumentará al 8% anual según (Oviedo, 2013) y datos de empresa instaladora.

- La tasa de descuento utilizada es de 9%, al ser la tasa de interés del financiamiento.
- El sistema generará 15679,59 kWh en el primer año, lo que es igual a 1306,63 kWh por mes.
- Se establece una baja en eficiencia llegando a 80,7% a los 25 años, según datos técnicos de fabricante. Entonces, la caída en la generación se calculará de la siguiente manera: $f(x)=-0,772\%x+100\%$.
- Se incluye un costo de operación y mantenimiento igual al 0,7% del costo inicial del proyecto, según Oviedo (2013). Además, este valor incrementará gradualmente al 8% anual.
- La vida útil de los paneles es de 25 años; sin embargo, para los inversores es de solo 10. Por este motivo, se incluye un pago por \$3.000.000 en el año 10 por concepto de sustitución de inversores

7.2.1. Estudio financiero para el primer año

En el primer año se presentarán las siguientes condiciones en generación y costo de dicha energía:

Tabla 40. Estimaciones de energía generada y ahorro obtenido para los primeros 12 meses

Mes	Baja en eficiencia	Aumento del kWh	Energía generada	Ahorro por energía generada
1	99,94%	\$119,39	1306,63	\$155.998,56
2	99,87%	\$120,19	1304,95	\$156.836,49
3	99,81%	\$120,99	1304,11	\$157.780,42
4	99,74%	\$121,79	1303,27	\$158.729,96
5	99,68%	\$122,61	1302,43	\$159.685,15
6	99,61%	\$123,42	1301,59	\$160.646,02
7	99,55%	\$124,25	1300,75	\$161.612,61
8	99,49%	\$125,07	1299,91	\$162.584,94
9	99,42%	\$125,91	1299,06	\$163.563,06
10	99,36%	\$126,75	1298,22	\$164.546,99
11	99,29%	\$127,59	1297,38	\$165.536,77
12	99,23%	\$128,44	1296,54	\$166.532,43

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Por lo que se obtienen los siguientes valores de flujo de efectivo:

Tabla 41. Flujo de efectivo para los primeros 12 meses

Mes	Ahorro por energía	Cuota de préstamo	Tarifa de acceso	Balance Mensual	Balance total
1	¢155.998,56	¢0,00	¢16.270,16	¢139.728,40	¢139.728,40
2	¢156.836,49	¢0,00	¢16.249,22	¢140.587,27	¢280.315,67
3	¢157.780,42	¢0,00	¢16.238,76	¢141.541,66	¢421.857,33
4	¢158.729,96	¢161.644,62	¢16.228,29	-¢19.142,95	¢402.714,38
5	¢159.685,15	¢161.644,62	¢16.217,82	-¢18.177,29	¢384.537,09
6	¢160.646,02	¢161.644,62	¢16.207,35	-¢17.205,95	¢367.331,13
7	¢161.612,61	¢161.644,62	¢16.196,89	-¢16.228,90	¢351.102,23
8	¢162.584,94	¢161.644,62	¢16.186,42	-¢15.246,10	¢335.856,13
9	¢163.563,06	¢161.644,62	¢16.175,95	-¢14.257,52	¢321.598,61
10	¢164.546,99	¢161.644,62	¢16.165,49	-¢13.263,12	¢308.335,49
11	¢165.536,77	¢161.644,62	¢16.155,02	-¢12.262,87	¢296.072,62
12	¢166.532,43	¢161.644,62	¢16.144,55	-¢11.256,74	¢284.815,88

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Anteriormente, se evidencia que en los primeros tres meses de proyecto se tiene un periodo de gracia en la cuota de financiamiento. Además, se nota la disminución en el monto de tarifa de acceso con respecto a una tarifa normal. Al observar el balance total a los 12 meses se muestra que el valor es positivo, lo que contribuye con la rentabilidad del proyecto.

7.2.2. Estudio financiero para los 25 años de vida útil

Se decide realizar el estudio económico a 25 años, pues ese es el horizonte de vida útil de los paneles solares según garantía del fabricante. De esta manera, el ahorro por energía generada se obtiene de la siguiente forma:

Tabla 42. Estimaciones de energía generada y ahorro obtenido para la duración del proyecto

Año	Baja en eficiencia	Aumento del kWh	Energía generada (kWh)	Ahorro por energía generada
0	100,00%	¢119,39	15679,59	¢1.871.986,37
1	99,23%	¢128,94	15558,54	¢2.006.137,41
2	98,46%	¢139,26	15437,50	¢2.149.771,89
3	97,68%	¢150,40	15316,45	¢2.303.548,62
4	96,91%	¢162,43	15195,41	¢2.468.171,09
5	96,14%	¢175,42	15074,36	¢2.644.390,43
6	95,37%	¢189,46	14953,31	¢2.833.008,58
7	94,60%	¢204,61	14832,27	¢3.034.881,53
8	93,82%	¢220,98	14711,22	¢3.250.922,90
9	93,05%	¢238,66	14590,17	¢3.482.107,65
10	92,28%	¢257,75	14469,13	¢3.729.476,05
11	91,51%	¢278,37	14348,08	¢3.994.137,91
12	90,74%	¢300,64	14227,03	¢4.277.277,02
13	89,96%	¢324,70	14105,99	¢4.580.155,90
14	89,19%	¢350,67	13984,94	¢4.904.120,82
15	88,42%	¢378,73	13863,89	¢5.250.607,14
16	87,65%	¢409,02	13742,85	¢5.621.144,90
17	86,88%	¢441,75	13621,80	¢6.017.364,81
18	86,10%	¢477,08	13500,76	¢6.441.004,58
19	85,33%	¢515,25	13379,71	¢6.893.915,58
20	84,56%	¢556,47	13258,66	¢7.378.069,91
21	83,79%	¢600,99	13137,62	¢7.895.567,88
22	83,02%	¢649,07	13016,57	¢8.448.645,87
23	82,24%	¢700,99	12895,52	¢9.039.684,70
24	81,47%	¢757,07	12774,48	¢9.671.218,41
25	80,70%	¢817,64	12653,43	¢10.345.943,54

Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel

Con lo que se obtienen los siguientes valores de flujos de efectivo, VAN y ROI:

Tabla 43. Flujos de efectivo para la duración del proyecto

Año	Ahorro por energía	Cuota de préstamo	Costos de operación y mantenimiento	Tarifa de acceso	Flujo neto de efectivo	Valor presente de FNE
0	¢1.871.986,37	¢1.454.801,59	¢89.323,50	¢195.242,27	¢132.619,01	¢132.619,01
1	¢2.006.137,41	¢1.939.735,45	¢96.469,38	¢209.233,80	-¢239.301,22	-¢219.542,41
2	¢2.149.771,89	¢1.939.735,45	¢104.186,93	¢224.214,42	-¢118.364,91	-¢99.625,38
3	¢2.303.548,62	¢1.939.735,45	¢112.521,88	¢240.252,85	¢11.038,44	¢8.523,70
4	¢2.468.171,09	¢1.939.735,45	¢121.523,64	¢257.422,45	¢149.489,55	¢105.902,16
5	¢2.644.390,43	¢1.939.735,45	¢131.245,53	¢275.801,57	¢297.607,88	¢193.424,70
6	¢2.833.008,58	¢1.939.735,45	¢141.745,17	¢295.473,85	¢456.054,11	¢271.930,17
7	¢3.034.881,53	¢1.939.735,45	¢153.084,78	¢316.528,56	¢625.532,74	¢342.187,83
8	¢3.250.922,90	¢1.939.735,45	¢165.331,56	¢339.060,99	¢806.794,89	¢404.903,15
9	¢3.482.107,65	¢1.939.735,45	¢178.558,09	¢363.172,83	¢1.000.641,28	¢460.723,04
10	¢3.729.476,05	¢484.933,86	¢192.842,74	¢388.972,58	¢2.662.726,88	¢1.124.764,61
11	¢3.994.137,91	¢3.000.000,00	¢208.270,16	¢416.575,97	¢369.291,78	¢143.112,70
12	¢4.277.277,02	¢0,00	¢224.931,77	¢446.106,49	¢3.606.238,76	¢1.282.143,11
13	¢4.580.155,90	¢0,00	¢242.926,31	¢477.695,80	¢3.859.533,79	¢1.258.897,51
14	¢4.904.120,82	¢0,00	¢262.360,41	¢511.484,32	¢4.130.276,09	¢1.235.970,52
15	¢5.250.607,14	¢0,00	¢283.349,25	¢547.621,75	¢4.419.636,15	¢1.213.358,25
16	¢5.621.144,90	¢0,00	¢306.017,19	¢586.267,66	¢4.728.860,05	¢1.191.056,86
17	¢6.017.364,81	¢0,00	¢330.498,56	¢627.592,15	¢5.059.274,10	¢1.169.062,54
18	¢6.441.004,58	¢0,00	¢356.938,45	¢671.776,44	¢5.412.289,70	¢1.147.371,54
19	¢6.893.915,58	¢0,00	¢385.493,52	¢719.013,63	¢5.789.408,43	¢1.125.980,13
20	¢7.378.069,91	¢0,00	¢416.333,01	¢769.509,39	¢6.192.227,51	¢1.104.884,67
21	¢7.895.567,88	¢0,00	¢449.639,65	¢823.482,80	¢6.622.445,43	¢1.084.081,50
22	¢8.448.645,87	¢0,00	¢485.610,82	¢881.167,09	¢7.081.867,96	¢1.063.567,04
23	¢9.039.684,70	¢0,00	¢524.459,68	¢942.810,57	¢7.572.414,45	¢1.043.337,75
24	¢9.671.218,41	¢0,00	¢566.416,46	¢1.008.677,54	¢8.096.124,42	¢1.023.390,13
25	¢10.345.943,54	¢0,00	¢611.729,77	¢1.079.049,24	¢8.655.164,52	¢1.003.720,70
					VAN	¢18.815.745,52
					ROI	91%

Elaboración propia en Microsoft Excel

Como se puede observar, el VAN obtenido es de ¢18.815.745,52, lo que es un valor que nos habla sobre la viabilidad del proyecto. Además, el ROI es positivo

y alto, lo que también es un beneficio para el proyecto. De esta manera, se concluye que el proyecto es viable desde el punto de vista financiero.

Como punto final del análisis, se incluye un estudio de riesgos del proyecto, tomando en cuenta los aspectos técnicos, ambientales y económicos. Además, se analizará la forma de mitigación más adecuada según las condiciones. De esta manera, se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 44. Estudio de riesgos para instalación fotovoltaica

Tipo de riesgo	Riesgo	Concepto	Forma de mitigación
Técnicos y de ejecución	Sobretensión en los módulos fotovoltaicos	Se presentarían en casos de tormenta eléctrica, en los que se produzca una descarga sobre los módulos. Ocasionaría que se quemaran los equipos y se detenga la generación.	El inversor está protegido contra sobretensiones. Se instalan fusibles en la salida de los módulos, según NEC. Se coloca el sistema en una zona de baja altitud en comparación con el resto de la edificación. Se incluyen los equipos en la póliza de incendio para mobiliario.
	Cortocircuito	Se produciría por una falla eléctrica en algún equipo, ocasionando que se quemaran los equipos y se detenga la operación.	El sistema está provisto de protección contra cortocircuito en los disyuntores (con poder de corte de hasta 10 000 A) y los fusibles instalados. Se incluyen los equipos en póliza de incendio para mobiliario. La instalación se realiza entubando los conductores y realizando una conexión sólida a tierra, según NEC
	Accidente laboral en instalación o mantenimiento	Al tenerse una instalación en un nivel superior, se podrían presentar caídas que ocasionen lesiones. Además, se presenta un riesgo de electrocución al haber una mala manipulación del sistema.	Uso de equipo de seguridad según departamento de seguridad ocupacional. Instalación de dispositivos de corte en carga para labores de mantenimiento. Capacitaciones sobre el correcto proceso de mantenimiento del sistema.
	Pérdida de la eficiencia del sistema	Se produciría inevitablemente en los módulos fotovoltaicos, por el paso del tiempo y el desgaste de las celdas.	Se tomó en cuenta esta caída desde el periodo de diseño, siguiendo la ficha técnica del fabricante.

	Colisión de vehículos contra la estructura	Una colisión podría ocasionar el debilitamiento de la estructura de soporte y generar la caída de los paneles. Esto a su vez podría originar su rotura y con esto una disminución en la generación.	Se incluyen bases de concreto hasta una altura segura para aumentar la resistencia a los choques. Se utilizan soportes diseñados para instalaciones FV de la más alta calidad.
	Ruido excesivo en inversores	Los inversores están ubicados en una oficina, por lo que un ruido excesivo ocasionaría un ambiente laboral negativo e inadecuado.	Según ficha técnica del fabricante, estos generan 29 dB, por lo que en conjunto no generarían un sonido que interrumpa el trabajo.
Ambientales	Caída de árboles sobre el sistema	Podrían ocasionar la rotura de los paneles y la disminución en la generación, así como el riesgo de cortocircuito e incendio.	Se desraman los árboles cercanos, de manera que no haya un potencial peligro de caída.
	Cambios en el clima y radiación	Ocasionarían un rendimiento diferente al estimado que podría afectar la rentabilidad del proyecto.	El diseño ha sido realizado tomando en cuenta las eficiencias de los equipos y demás factores. Los valores de radiación solar fueron obtenidos de bases de datos con estadísticas y proyecciones de primer nivel y se les dio un factor de seguridad.
	Derrame de químicos peligrosos	Podría causar la contaminación de la zona y poner en peligro la salud de animales y personas.	Tanto los paneles como los inversores no manejan líquidos o gases peligrosos.

Económicos	Cambios en las tarifas del ICE	Un aumento desproporcionado en la tarifa de acceso afectarían la rentabilidad del proyecto	Las tarifas de acceso son establecidas por ARESEP y un aumento en la tarifa de acceso solo sería explicado si se aumenta, en la misma proporción, los costos por kWh, por lo que el ahorro crecería.
	Rompimiento de las condiciones del contrato	Causaría la necesidad de desconexión del sistema, afectando la rentabilidad del proyecto	Antes de la instalación se firma un contrato que se mantendrá mientras se mantengan las condiciones de calidad del sistema. El Reglamento de Generación Distribuida ofrece protección para el auto generador.
	Obsolescencia de la tecnología utilizada	La aparición de nuevas tecnologías en el área de generación solar ocasionaría la posible pérdida de la rentabilidad del proyecto.	No se han presentado aumentos considerables en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos en los últimos años (Ver imagen tomando en cuenta que la tecnología utilizada en industria es la de celdas cristalinas de Silicio)

Capítulo 9. Conclusiones

- Se realizó un estudio de las necesidades reales de iluminación para las distintas zonas del Club & Hotel Condovac La Costa, donde se concluyó que el sistema de iluminación exterior del hotel cuenta con posibilidades de mejora para obtener un ahorro energético.
- Se realizaron modelados en el software DIALux para obtener resultados confiables sobre opciones óptimas, en los que se alcanzan reducciones de 175 w a 54 w en área de caminos y a 27 w en áreas de acceso a villas. Se comprobó la validez de lo modelados mediante mediciones experimentales en sitio.
- Se diseñó una instalación solar fotovoltaica compuesta por 44 paneles de 250 W y 2 inversores para abastecer una demanda pico de 11 kW. Se dimensionó la configuración del sistema, así como las protecciones y conductores necesarios para el correcto funcionamiento de la misma. Se comprobó el correcto funcionamiento de los equipos tomando en cuenta los cambios en la temperatura, según estimaciones obtenidas de fichas técnicas.
- Se comprobó la viabilidad financiera de los cambios de las lámparas Sylvania de descarga de mercurio de 175 W, con periodos de retorno de inversión de 5 y 2 años según la zona. Por otra parte, se determinó que pese a que el cambio de las lámparas fluorescentes marca Energetic de 60 W significaría una mejora en las características de iluminación de las zonas, desde el punto de vista económico no es rentable, pues no se da un retorno de la inversión en el tiempo de vida útil de los equipos.

- Se valoró la viabilidad financiera de la implementación de un sistema solar fotovoltaico en el Club & Hotel Condovac La Costa para el medidor en la entrada principal, como única alternativa que genera un retorno de la inversión en un tiempo aceptable. Se obtuvo un VAN de ¢18.815.745,52 para un horizonte de proyecto de 25 años, tomando en cuenta la vida útil de los módulos fotovoltaicos.
- Se realizaron planos eléctricos de la instalación siguiendo las especificaciones del Código Eléctrico Nacional, con el objetivo de cumplir con los requerimientos estipulados en el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuente Renovables en el Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla.

Capítulo 10. Recomendaciones

- Realizar los cambios de luminarias propuestos, tomando en cuenta la viabilidad económica demostrada anteriormente.
- Instalar temporizadores en los circuitos de iluminación para reducir el consumo por luminarias encendidas en tiempos en los que no es necesario.
- Mantener una vigilancia constante en las demandas de iluminación para determinar si se necesita acondicionar los horarios de encendido y apagado de las luminarias, como forma de reducir el consumo.
- Instalar las luminarias autónomas propuestas en el área de piscinas, como forma de mejoramiento de las condiciones de iluminación sin tener que intervenir la zona por el cableado propio de un equipo convencional.
- Realizar la instalación solar fotovoltaica según el dimensionamiento especificado en el documento, con los mismos equipos presentados y con supervisión de un ingeniero eléctrico de la empresa instaladora.
- Mantener una vigilancia constante de las estadísticas de generación obtenidas mediante el sistema de monitorio web proporcionado, como forma de comprobación de los valores estimados.
- Capacitar al personal de mantenimiento en la correcta manipulación de la instalación, con el objetivo de realizar procedimientos de mantenimiento planeado de una manera segura, eficiente y satisfactoria.
- Instalar nuevos medidores monofásicos de tarifa general en el área de villas, con el objetivo de realizar nuevas instalaciones solares fotovoltaicas para cubrir con la demanda de las restantes cargas del hotel.

Capítulo 11. Apéndices

Apéndice 1. Proceso de interconexión a la red eléctrica de distribución

En el presente apéndice se expondrá el “Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuente Renovables en el Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla”, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el día 8 de octubre de 2015. Dicho reglamento es de gran importancia para el desarrollo del proyecto, ya que constituye el fundamento jurídico para la conexión del sistema fotovoltaico a la red de la compañía distribuidora. Por este motivo, se presentan los principales artículos y requisitos a tomar en cuenta para obtener el permiso de conexión.

Artículo 19.--- Responsabilidades del productor-consumidor con un sistema de generación interconectado a la red de distribución. Son responsabilidades del productor-consumidor:

a) Previo a instalar el sistema de generación distribuida para autoconsumo deberá obtener la autorización por parte de la empresa distribuidora para su instalación.

b) Instalar únicamente equipos que cumplan las especificaciones técnicas, constructivas y operativas contempladas en las normas técnicas.

c) El diseño del sistema de generación distribuida deberá estar firmado y sellado por un ingeniero colegiado y visado por el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos.

d) Adecuar y mantener el sistema estructural y eléctrico de su inmueble, para los nuevos requerimientos del sistema de generación distribuida.

e) Diseñar, construir, operar y mantener el sistema de generación distribuida y sus instalaciones eléctricas de conformidad con las normas técnicas.

f) Cumplir en todos sus extremos el contrato de interconexión suscrito con la empresa distribuidora.

g) Cumplir con los procedimientos, requisitos, condiciones técnicas y cualquier otro requerimiento establecido por la empresa distribuidora.

h) Permitir el acceso del personal de la empresa distribuidora al área donde se ubique el sistema de generación distribuida.

i) Atender las consultas y recomendaciones que la empresa distribuidora le realice en cumplimiento con este reglamento y las normas técnicas.

j) Hacer una correcta disposición final de los residuos de los sistemas de generación y almacenamiento de la energía, en concordancia con la Ley N° 8839, Ley para la Gestión Integral de Residuos y Reglamento N° 37567-S-MINAET-H, Reglamento General a la Ley para la Gestión Integral de Residuos.

En este artículo se habla sobre los requerimientos por parte del productor-consumidor. En su punto a) menciona la necesidad de realizar la solicitud previa a la instalación. Con respecto a las especificaciones de los equipos, ya esto fue considerado en las etapas de diseño para contar con equipos aprobados. Por otro lado, el diseño del sistema de generación fue presentado por la empresa instaladora al Colegio de Ingenieros como parte del paquete. La adecuación del sistema estructural se mencionó en la sección 6.7 sobre la construcción de la estructura de soporte. Al ser aprobada la solicitud de disponibilidad de potencia, se reservará la capacidad aprobada por un plazo de tres meses en los que se deberá instalar el sistema de generación, con posibilidad a una sola prórroga (Artículo 22).

En el capítulo IV se habla sobre las disposiciones para el sistema de generación. Entre estas resalta, en su artículo 34, que:

El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual.

La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, siendo su fecha anual de corte un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión.

Lo anterior da validez a los cálculos realizados previamente, pues se ha dimensionado tomando en cuenta estadísticas de generación anuales, no las mensuales. En el caso de que se tuviera que dimensionar mensualmente habría problemas, pues se debería pensar en no sobrepasar la generación del peor mes del año, por lo que no se cumpliría con la cuota en los restantes meses.

Gracias a la modalidad de medición neta sencilla es posible depositar la energía sobrante a la red como se mencionó previamente. En el artículo 37, se define el método de la siguiente manera:

Esta modalidad permite que se deposite en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido.

Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución deberá pagar la diferencia de acuerdo a las tarifas establecidas por la ARESEP. La producción de energía deberá medirse en su totalidad y se contabilizará de acuerdo a lo estipulado en el contrato de interconexión.

Finalmente, se habla de las tarifas que deben ser canceladas por el consumidor-productor para mantener el sistema. Primero se trata en el artículo 38 sobre el costo de interconexión a la red según tarifa de ARESEP. Por lo tanto, ARESEP establece dichos costos como se observa en la siguiente imagen:

Tarifas de interconexión:

RIE-059-2015 - Fija los siguientes cargos por interconexión para generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren a la Sistema Eléctrico Nacional (SEN) aplicable a todas las empresas distribuidoras según el tipo de medidor, según el siguiente detalle:

Cargo (colones):

Tipo de Medidor	Cargo de Interconexión
Medidor monofásico	48 687
Medidor trifásico sencillo	542 004
Medidor trifásico con registro	1 286 240

En el caso de usuarios que requieran medidor monofásico que cuente con lectura remota, la empresa distribuidora podrá cobrar un monto adicional de hasta ₡ 335 638, siempre que sea técnicamente justificado y se incluya este concepto en el respectivo contrato.

Aplicación: el cargo por interconexión es el costo que todas las empresas distribuidoras de energía eléctrica le cobrará al interesado por interconectar y operar un generador (dejar operando o en funcionamiento) de conformidad con la norma técnica AR-NT-POASEN y otras normas promulgadas por la Autoridad Reguladora.

Los costos indicados incluyen las inspecciones básicas establecidas en el procedimiento para la interconexión de micro y mini generadores a la red de distribución eléctrica. Inspecciones adicionales tendrán un costo igual al costo fijo del servicio.

Figura 63. Costo de interconexión con la red eléctrica.

Fuente: ARESEP

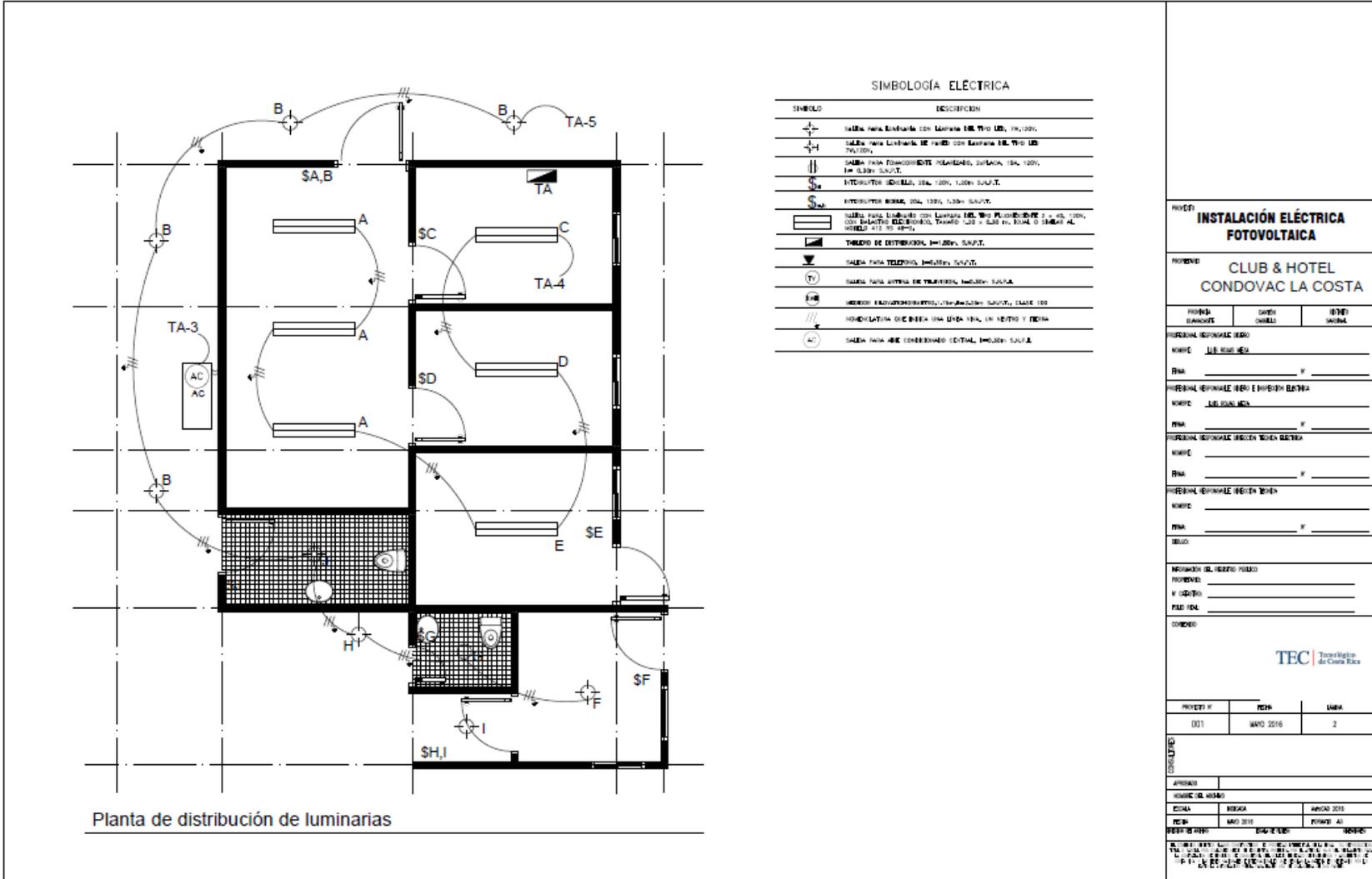
Además, en el artículo 39 sobre acceso a la red se menciona que: “El productor-consumidor deberá cancelar mensualmente a la empresa distribuidora, el costo de acceso a la red de distribución de acuerdo a la tarifa de la ARESEP”. Lo que según revisión previa se estableció en ₡28.30 por kWh.

Con respecto al pago de excedentes de energía, el artículo 41 menciona:

No será sujeto a ninguna retribución económica, ni de intercambio, cualquier exceso de energía depositada superior a lo establecido en el artículo 34 de este Reglamento.

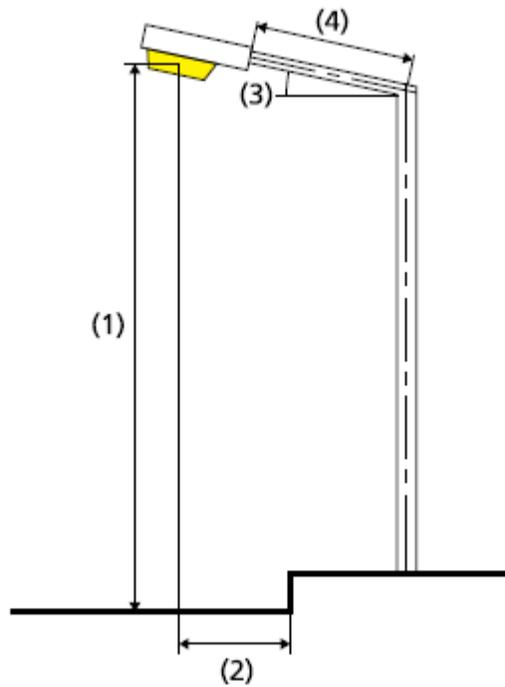
Por lo que es de gran relevancia que en la fase de diseño se realice el dimensionamiento según la demanda real de energía anual, para no instalar un sistema más grande, y por lo tanto con un costo mayor, sin ninguna ganancia.

Como parte de la solicitud que se debe hacer con la empresa distribuidora, es que se proporcionen los planos eléctricos tanto de la obra como del lugar donde se instalará el sistema. Dicha información se presenta en las páginas siguientes.



Fuente: Elaboración propia en AutoCAD 2016

Apéndice 2. Resultados obtenidos para luminarias en calzada



Luminaria:	Philips Lumec SVS-54W16LED4K-T-LE2-UNIV MiniView 1x(1 Cluster of 16 LXH7-FW40 LED's) White 54W SSL c/w Advance Driver X1050C105V050CNY1 @ 120.00V	ULR:	0.00
Flujo luminoso (luminaria):	5548.79 lm	ULOR:	0.00
Flujo luminoso (lámpara):	5548.79 lm	W/km:	5419.00
Potencia de las luminarias:	54.2 W	Valores máximos de la intensidad lumínica	
Organización:	Arcén central	a 70°:	860 cd/kim
Inclinación del brazo (3):	0.0 °	a 80°:	143 cd/kim
Longitud del brazo (4):	0.750 m	Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).	
Altura del punto de luz (1):	6.000 m	La disposición cumple con la clase del índice de deslumbramiento D.6	
Saliente del punto de luz (2):	0.000 m		

Calzada 1 (ME4a)

Factor de degradación: 0.67

Trama: 10 x 6 Puntos

Clase de iluminación seleccionada: ME4a

Elemento de la vía pública respectivo:

Calzada 1	Anchura: 6.000 m
	Cantidad de carriles de tránsito: 2
	Firme (seco): CIE R3
	q0 (seco): 0.070
	Firme (mojado): Wet surface W1
	q0 (mojado): 0.110

	Lm [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]	SR
Valor real calculado	0.99	0.06	0.90	11	1.83
Valor nominal calculado	≥ 0.75	≥ 0.40	≥ 0.60	≤ 15	≥ 0.50
Cumplido/No cumplido	✓	✗	✓	✓	✓

Calzada 2 (ME4a)

Factor de degradación: 0.67

Trama: 10 x 6 Puntos

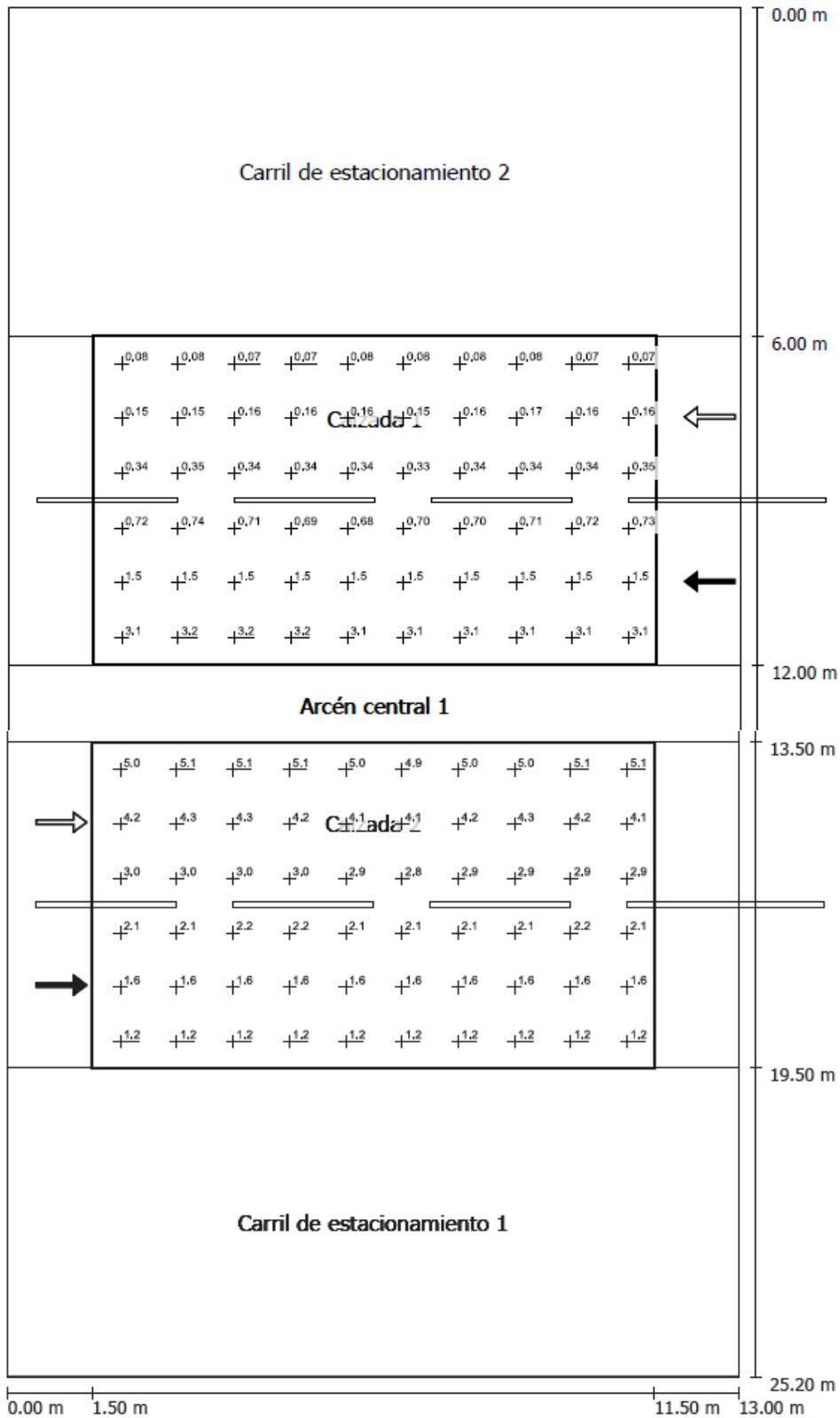
Clase de iluminación seleccionada: ME4a

Elemento de la vía pública respectivo:

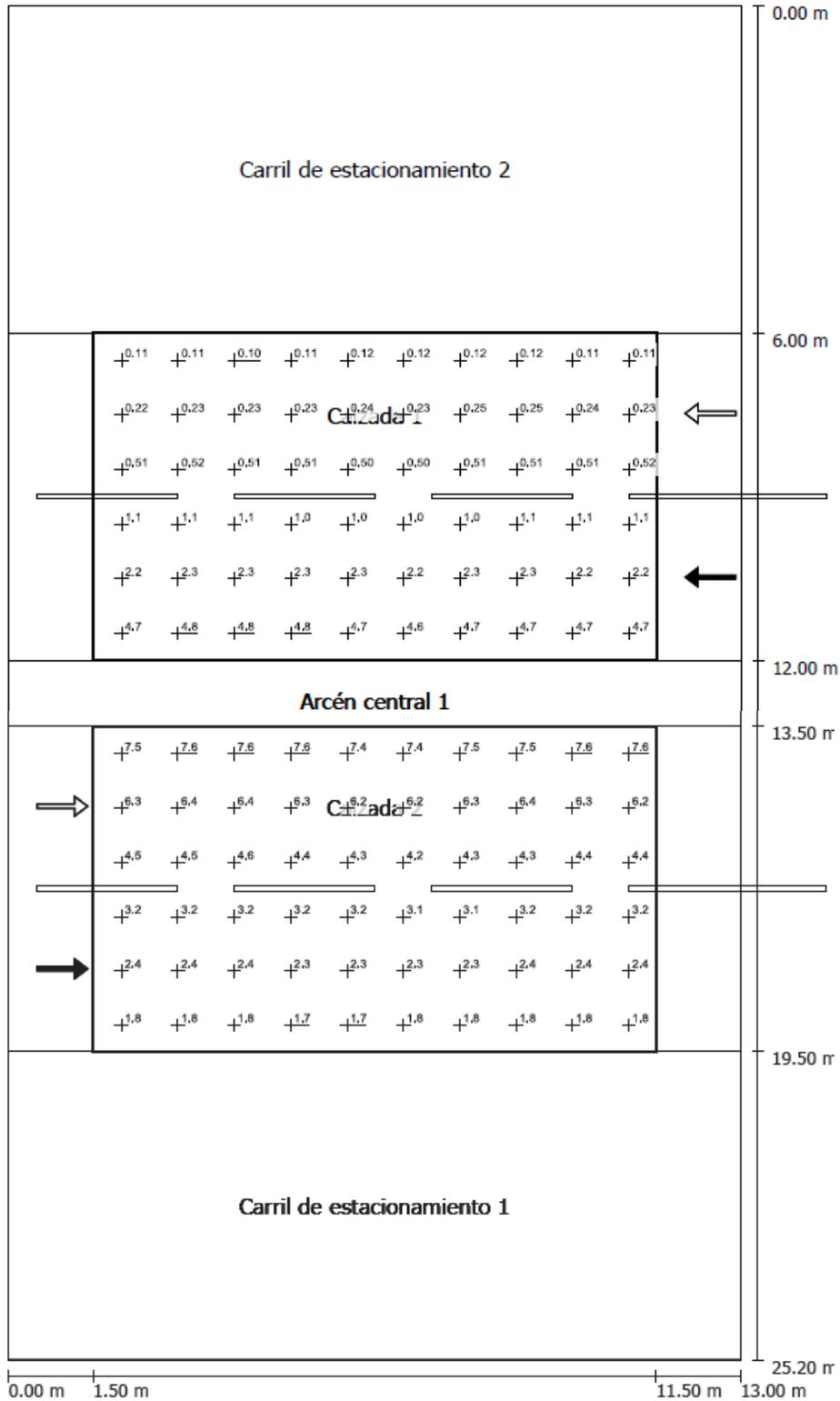
Calzada 2	Anchura: 6.000 m
	Cantidad de carriles de tránsito: 2
	Firme (seco): CIE R3
	q0 (seco): 0.070
	Firme (mojado): Wet surface W3
	q0 (mojado): 0.200

	Lm [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]	SR
Valor real calculado	2.49	0.41	0.94	14	0.63
Valor nominal calculado	≥ 0.75	≥ 0.40	≥ 0.60	≤ 15	≥ 0.50
Cumplido/No cumplido	✓	✓	✓	✓	✓

Luminaria en calzada seca



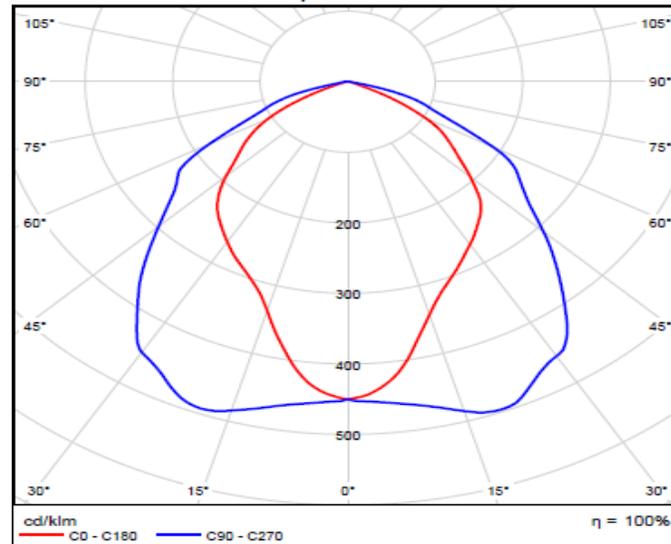
Luminaria de lámpara nueva



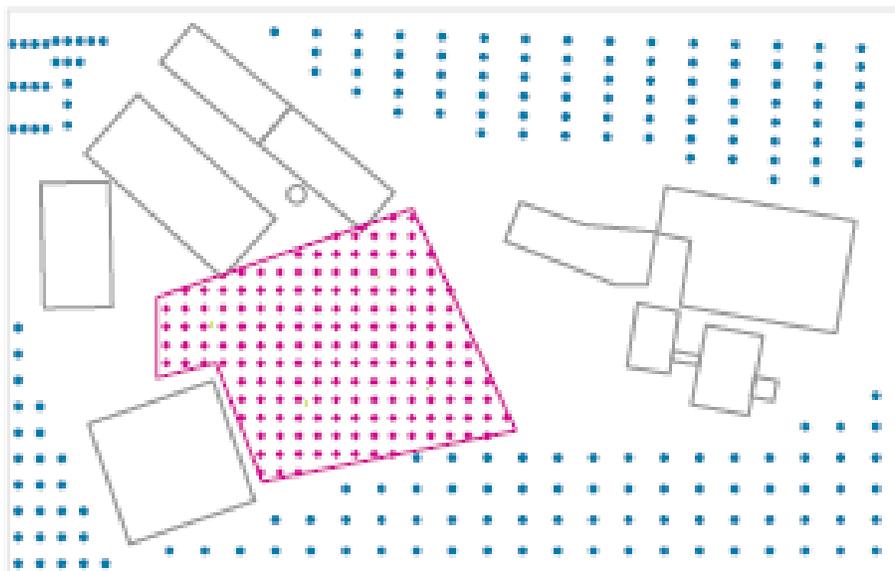
Apéndice 3. Resultados obtenidos para luminarias en área de piscina

Grado de eficacia de funcionamiento: 100.01%
Flujo luminoso de lámparas: 4841 lm
Flujo luminoso de las luminarias: 4842 lm
Potencia: 0.0 W
Rendimiento lumínico: Infinity lm/W
Temperatura de color: 3000 K
Índice de reproducción de color: 100

Emisión de luz 1 / CDL polar

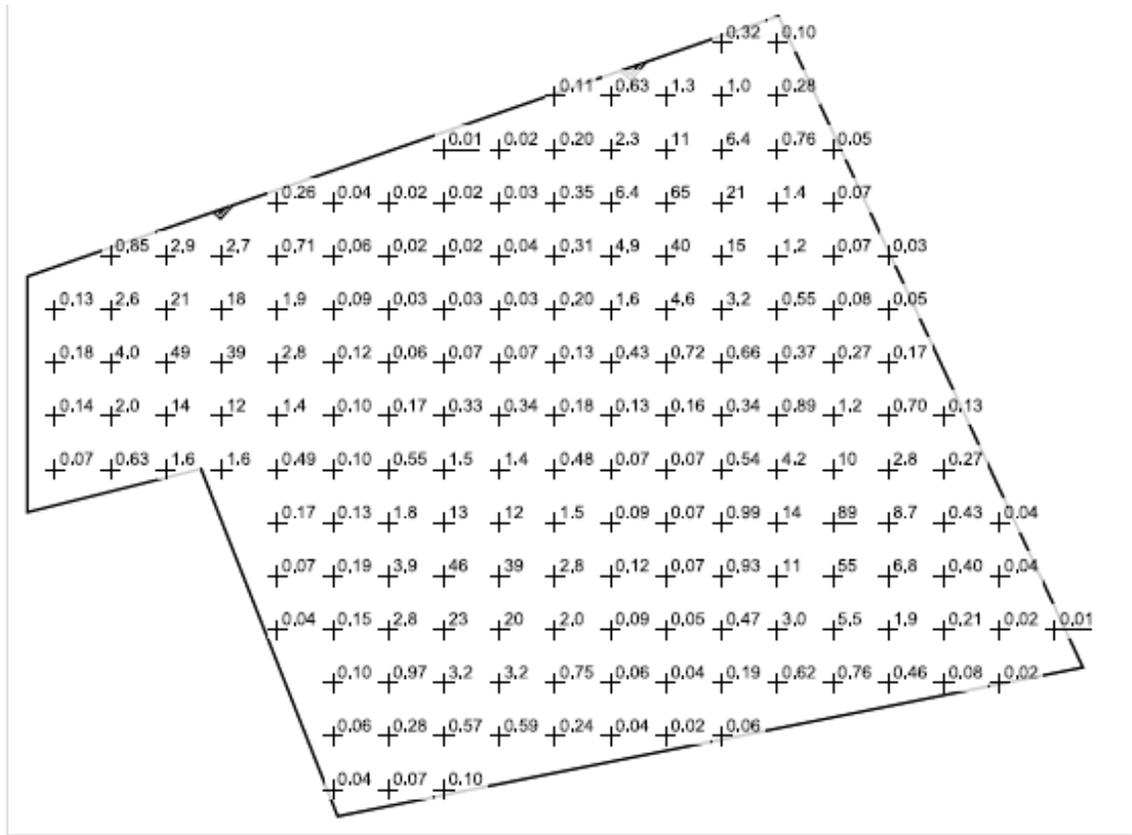


Resumen de resultados



Resultado	Media (nominal)	Min	Max	Medio/mín	Máx/Min
Intensidad lumínica perpendicular [lx]	4.49	0.01	89.4	449.00	8940.00

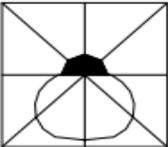
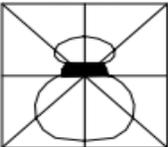
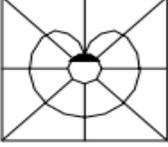
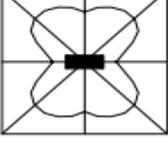
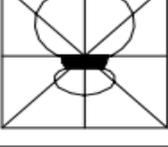
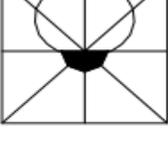
Gráfico de valores de iluminancia



Escala: 1 : 500

Capítulo 12. Anexos

Anexo 1. Clasificación CIE de luminarias por su distribución del flujo luminoso

Tipo de luminaria	Distribución del flujo por hemisferios % superior % inferior	Características
Directa	$\frac{0 - 10}{90 - 100}$ 	Alta eficiencia energética. Posibilita buena uniformidad y balance de claridades en el campo visual. Con distribución concentrada puede requerir alumbrado suplementario para aumentar la iluminancia en superficies verticales. El cieloraso o la cavidad sobre el plano de montaje pueden resultar poco iluminados. En general requiere control de luminancias para minimizar deslumbramiento (directo y reflejado).
Semi-directa	$\frac{10 - 40}{60 - 90}$ 	Similares a tipo directo pero con menor eficiencia energética. Reduce el contraste de luminancias con el cieloraso. La luz reflejada (difusa) suaviza sombras y mejora las relaciones de claridad. No deben instalarse demasiado cerca del cieloraso para evitar áreas de alta luminancia que podrían resultar distractivas, perturbadoras y afectar la estética del ambiente.
Difusa	$\frac{40 - 60}{40 - 60}$ 	Combinadas entre tipos directa y semi-directa pero con menor eficiencia energética. Produce buenas relaciones de claridad y suavizado de sombras. Puede ocasionar deslumbramiento (directo y reflejado) aunque su efecto es compensado por la componente reflejada (difusa). Requiere altas reflectancias de paredes y cieloraso.
Directa-indirecta	$\frac{40 - 60}{40 - 60}$ 	Es un caso especial del tipo difusa pero con una eficiencia energética un poco mayor. Estas luminarias emiten poco flujo en ángulos próximos a la horizontal lo cuál reduce las luminancias en la zona de deslumbramiento directo.
Semi-indirecta	$\frac{60 - 90}{10 - 40}$ 	Similares al tipo semi-directo pero con menor eficiencia energética. Las superficies del local deben tener alta reflectancia. La baja componente directa reduce las luminancias deslumbrantes y el contraste de claridades con el cieloraso.
Indirecta	$\frac{90 - 100}{0 - 10}$ 	Elimina virtualmente las sombras y el deslumbramiento directo y reflejado pero tiene baja eficiencia energética. Requiere altas reflectancias de paredes y cieloraso y un adecuado programa de mantenimiento de artefactos y superficies. Hay que cuidar el balance de luminancias con el cieloraso.

Fuente: Edutecne.utn

Anexo 2. Niveles de iluminancia según EN-13201 y RD 1980/08



INSTITUTO DE ASTROFÍSICA DE CANARIAS (OTPC)

SITUACION DE PROYECTO	TIPO DE VÍA Y USO	CLASE / CRITERIOS	LUMINANCIA cd/m ²		LUMINANCIA lux					
			MEC/A	MEC/B	CLASE	MEC/A				
A1	AUTOPISTAS Y AUTOVIAS.	ME1	IMD > 25,000 (< 3 Intersecciones/km)	2	3	≥ 0.4	CE1	30	72	≥ 0.4
		ME2	IMD > 25,000 (< 3 Intersecciones/km)	1.5	2.3	≥ 0.4	CE2	20	48	≥ 0.4
		ME2a	IMD > 15,000 (< 3 Intersecciones/km)	1.5	2.3	≥ 0.4	CE2	20	48	≥ 0.4
		ME3a	IMD < 25,000 (< 3 Intersecciones/km)	1	1.5	≥ 0.4	CE3	15	36	≥ 0.4
A1	CARRETERAS UNICA CALZADA, DOBLE SENTIDO, VIAS RAPIDAS.	ME1	IMD > 15,000	2	3	≥ 0.4	CE1	30	72	≥ 0.4
		ME2	IMD > 15,000 (< 25,000 (< 3 Intersecciones/km)	1.5	2.3	≥ 0.4	CE2	20	48	≥ 0.4
		ME2a	IMD < 15,000 (< 3 Intersecciones/km)	1.5	2.3	≥ 0.4	CE2	20	48	≥ 0.4
		ME3a	IMD > 15,000 (< 3 Intersecciones/km)	1	1.5	≥ 0.4	CE3	15	36	≥ 0.4
A2	CARRETERAS SIN ACERAS, CARRETERAS RURALES.	ME2a	IMD > 7,000 (< 3 Intersecciones/km)	1	1.5	≥ 0.4	CE3	15	36	≥ 0.4
		ME3a	IMD < 7,000 (< 3 Intersecciones/km)	1	1.5	≥ 0.4	CE3	15	36	≥ 0.4
		ME4a	IMD < 7,000 poco tránsito	0.75	1.1	≥ 0.4	CE4	10	24	≥ 0.4
		ME1	IMD > 25,000 (< 3 Intersecciones/km)	2	3	≥ 0.4	CE1	30	72	≥ 0.4
A3	CARRETERAS RAPIDAS EN CIUDADES, CIRCUINALACIONES, RONDAS.	ME2	IMD > 25,000 (< 3 Intersecciones/km)	1.5	2.3	≥ 0.4	CE2	20	48	≥ 0.4
		ME2	IMD > 15,000 y < 25,000	1.5	2.3	≥ 0.4	CE2	20	48	≥ 0.4
		ME3b	IMD > 7,000 y < 15,000	1	1.5	≥ 0.4	CE3	15	36	≥ 0.4
		ME4	IMD < 7,000	0.75	1.1	≥ 0.4	CE4	10	24	≥ 0.4
-	-	-	Una clase superior del rango de mayor clase que confluja en la zona	-	-	-	-	-	-	-
B1	CALLES PRINCIPALES EN CIUDADES / ARTERIAS URBANAS.	ME2	IMD > 7,000 comercial/turístico	1.5	2.3	≥ 0.4	CE2	20	48	≥ 0.4
		ME3C	IMD > 7,000	1	1.5	≥ 0.4	CE3	15	36	≥ 0.4
		ME4b	IMD < 7,000	0.75	1.1	≥ 0.4	CE4	10	24	≥ 0.4
B2	CAMINOS/CARRETERAS RURALES.	ME3C	IMD > 7,000	1	1.5	≥ 0.4	CE3	15	36	≥ 0.4
		ME4b	IMD < 7,000	0.75	1.1	≥ 0.4	CE4	10	24	≥ 0.4
		ME5	IMD < 4,000 poco tránsito	0.5	0.8	≥ 0.4	CE5	7.5	18	≥ 0.4
D1/D2	AREAS DE APARCAMIENTOS, ESTACIONES DE GUAGUAS.	Normal	-	-	-	-	-	-	-	-
D3/D4	CALLES RESIDENCIALES CON VEHICULOS Y CON ACERAS A LO LARGO DE LA CALZADA.	Bajo flujo peatonal Muy alto flujo comercial, turístico, ocio Alto flujo peatonal, comercial, ocio Almacenado flujo peatonal, zona algo comercial Normal	-	-	-	-	-	-	-	-
E1/E2	PLAZAS URBANAS Y ZONAS PEATONALES.	Bajo flujo peatonal Alto flujo peatonal, comercial y turístico Alto flujo peatonal (comercial/ocio) Normal urbano	-	-	-	-	-	-	-	-
-	PASARELAS PEATONALES, ESCALERAS, RAMPAS, PASOS DE PEATONES	Bajo flujo peatonal Muy Bajo flujo peatonal Zona Residencial (ITC-EA-02-3, 203.3) Zona Comercial (ITC-EA-02-3, 113.3)	-	-	-	-	-	-	-	-
-	WIGILANCIA/SEGURIDAD: INDUSTRIAS, COMERCIOS, INSTALACIONES DEPORTIVAS, ETC (SEGUN PELIGROSIDAD)-(ITC-EA-02-5)	Alto Riesgo Riesgo Elevado Riesgo normal Portal, pasillos abiertos, acceso principal zona segura Paso zona aparcamiento D1/D2: CE4 Paso de zonas peatonales E1/E2: S2-S4	-	-	-	-	-	-	-	-
-	PORTALES Y ACCESOS A EDIFICIOS (RD 314/2006 SUA 4.1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

GUÍA PRÁCTICA DE NIVELES DE ILUMINACIÓN SEGUN EN-13201 Y RD 1980/08

NOTAS: Estos valores no deben superarse en más de un 20% tanto antes como después de media noche. Después de las 24h todas las instalaciones con clases superiores a las ME4-CE5/S3 deben reducir su flujo, al menos, a la clase inmediatamente inferior, a no ser que se justifique no realizando por razones de seguridad. Para las clases "ME" se utilizará la correspondiente "CE" en cuanto a límites de niveles, pudiendo utilizar el asfalto tipo CIE-R3 para obtener los valores de uniformidad. En caso de disponer de la tabla de reflexión específica de la instalación deberá usarse esta en su caso. En las situaciones de proyecto "D" podrá considerarse el valor medio especificado aplicado a toda la superficie (si (calzadas + aceras) cuando el ancho de la acera es inferior a la mitad del de la calzada. El factor de mantenimiento no será inferior a 0.8 (0.75 en zona sometida a influencia directa del mar).

Fuente: Instituto de Astrofísica de Canarias

Anexo 3. Ficha técnica de luminaria Philips Miniview.

LED Wattage and Lumen Values - MiniView Luminaire

LED = Philips Lumileds LUXEON T, CRI = 70, CCT = 4000K (+/- 350K)

System (LED + driver) rated life = 100,000 hrs⁴

LED Module	Typical delivered lumens	Typical system wattage (W) ⁵	Typical System Current (A) @				LED Current (mA)	HID ⁶ equivalent	Luminaire Efficacy Rating (lm/W)	BUG rating
			120V	208V	240V	277V				
25W16LED4K-T-LE2	2887	24	0.205	0.119	0.104	0.092	470	70-100W	118.7	B1-U0-G1
25W16LED4K-T-LE3	2752	24	0.205	0.119	0.104	0.092	470	70-100W	113.2	B1-U0-G1
35W16LED4K-T-LE2	4030	36	0.307	0.175	0.152	0.133	700	70-100W	111.9	B1-U0-G1
35W16LED4K-T-LE3	3842	36	0.307	0.175	0.152	0.133	700	70-100W	106.7	B1-U0-G1
54W16LED4K-T-LE2	5550	54	0.459	0.268	0.232	0.203	1050	100-150W	102.4	B1-U0-G1
54W16LED4K-T-LE3	5268	54	0.459	0.268	0.232	0.203	1050	100-150W	96.9	B1-U0-G1

4. L_{70} > 100,000 hrs (at ambient temperature = 40°C and forward current = 1.05A).

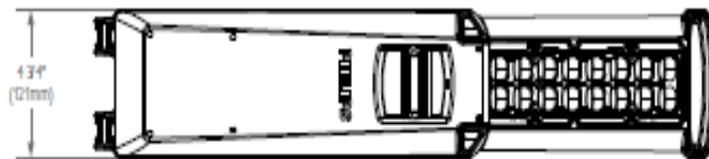
5. System wattage or total luminaire wattage includes the LED module and the LED driver.

6. Equivalence should always be confirmed by a photometric layout.

Note: Due to rapid and continuous advances in LED technology, LED luminaire data is subject to change without notice and at the discretion of Philips.

Dimensions - Standard MiniView Luminaire

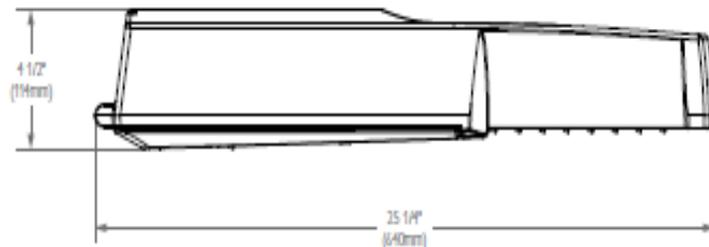
Top View



EPA: 0.85 sq. ft.

Luminaire Weight: 25/35W: 7.5 lbs. (3.4 kg)
54W: 8.1 lbs. (3.7 kg)

Side View



LED Performance

PREDICTED LUMEN DEPRECIATION DATA ⁷				
Ambient Temperature °C	Driver mA	Calculated L_{70} Hours ^{8,9}	L_{70} Per TM-21 ^{8,9}	Lumen Maintenance % @ 60,000 hours
Up to 40 °C	Up to 1050 mA	> 100,000 Hours	> 60,000 Hours	> 96%

7. Predicted performance derived from LED manufacturer's data and engineering design estimates, based on IESNA LM-80 methodology. Actual experience may vary due to field application conditions.

8. L_{70} is the predicted time when LED performance depreciates to 70% of initial lumen output.

9. Calculated per IESNA TM21-11. Published L_{70} hours limited to 6 times actual LED test hours.

Specifications

Housing:

Made of low copper cast A360 Aluminum alloy 0.002" (2.5mm) minimum thickness. Fits on a 1.64" (42mm) O.D. (1/2" NPS) or 2.31" (58mm) O.D. (2" NPS) by 5.14" (131mm) minimum long union. Comes with a zinc plated clamp fixed by 2 zinc plated hexagonal bolts 3/8" UNF for ease of installation. Provides an easy, step-adjustment of +/- 0° tilt in 2.0° increments. A quick-release, cool touch entry, hinged, removable polymeric door opens downward to provide access to electronic components and to a terminal block. Door is secured to prevent accidental dropping or disengagement. A clearance of 0" (20mm) at the rear is required in order to open the door. Complete with a bird guard protecting against birds and similar intruders and an ANSI label to identify voltage and source (both included in box).

Light Engine:

Composed of 4 main components: LED Module / Optical System / Heat Sink / Driver.

Electrical components are RoHS compliant, IP64 sealed light engine equipped with Philips Lumileds LUXEON T LEDs.

LEDs tested by ISO 17021-2005 accredited lab in accordance with IESNA LM-80 guidelines in compliance with EPA ENERGY STAR, certifications in accordance with IESNA TM-21. Metal core board ensures greater heat transfer and longer lifespan.

LED Module:

Included, LED type Philips Lumileds LUXEON T. Composed of 16 high-performance white LEDs. Color temperature as per ANSI bin 4000 Kelvin nominal (2800K +/- 25%), CRI 70 Min. 75 typical.

Optical Systems:

Composed of high-performance optical grade polymer acrylic refractor lenses to achieve desired distribution optimized to get maximum spacing, target lumens and a superior lighting uniformity. System is rated IP64. Performance shall be tested per LM-63, LM-79 and TM-10 (IESNA) certifying its photometric performance. Dark Sky compliant with 0% uplight and 0% per IESNA TM-10.

LED TYPE II A₃ symmetrical Distribution
LED TYPE III A₃ symmetrical Distribution

Heat Sink:

Built-in the housing, the innovative high efficiency heat sink chimney design ensures superior cooling by natural convection air flow pattern always close to LEDs and driver optimizing their efficiency and life. Product does not use any cooling device with moving parts (only passive cooling). From Luminaire is rated for operation in ambient temperature of -40°C / -40°F up to +40°C / +104°F.

Driver:

For 20W and 30W: High power factor of >95%. Electronic driver, operating range 50/60 Hz. Auto-adjusting universal-voltage input from 120 to 277 VAC rated for both application line to line or line to neutral, Class II, THD of 12% max.

For 40W: High power factor of 95%. Electronic driver, operating range 50/60 Hz. Auto-adjusting universal-voltage input from 120 to 277 VAC rated for both application line to line or line to neutral, Class II, THD of 10% max.

The current supplying the LEDs will be reduced by the driver if the driver experiences internal overloading as a protection to the LEDs and the electronic components. Output is protected from short circuit, voltage overload and current overload. Automatic recovery after correction. Standard built-in driver surge protection of 25W (min).

Integrated Features:

RC: Receptacle for a twist-lock photocell or shunting cap. Use of photocell or shunting cap is required to ensure proper illumination.

DMG: Dimmable driver 0-10V

Warranty: Min/Max is covered by a 10-year warranty from defects in material and workmanship in its intended use, as well as coverage for the finish. Visit website for more details on warranty.

SP1: Surge protection device tested in accordance with ANSI/IEEE C62.45 per ANSI/IEEE C62.41.2 Scenario I Category C High Impulse 10kV/10kA waveforms for Line-Ground, Line-Neutral and Neutral-Ground, and in accordance with DOE HSSLIC Model Specification for LED Roadway Luminaires Appendix D Electrical Immunity High use level 10kV/10kA.

Please note that these integrated features always come with MacVite Luminaire.

Luminaire Accessories:

ACC-SYS-MS
House side shield

ACC-SYS-UNM-PHF
Photoelectric cell

ACC-SYS-PHF
Shunting Cap

ACC-SYS-UNM-SPC
Scenario Photo-cell Control

* Luminaire option RC is required with this accessory.

These accessories need to be ordered as separate line items and they are quickly and easily installed in the field.

Luminaire Useful Life:

Refer to IES files for energy consumption and delivered lumens for each option. Based on 0.75 TM in slow thermal testing in accordance with UL1598 and UL1850, Philips Advance data and Philips Lumileds LM-80/TM-21 data, is tested to reach 100,000+ hours with >L₇₀ lumen maintenance @ 40°C.

Wiring:

The connection of the luminaire is done using a terminal block connector 600V, 35A for use with #12-14 AWG wires from the primary circuit, located inside the housing.

Hardware:

All required screws shall be stainless steel with ceramic primer-seal base coat to reduce staining of the panel. All seals and sealing devices are made and/or lined with EPDM and/or silicone and/or rubber.

Anexo 4. Ficha técnica de Philips StreetStar BRP210

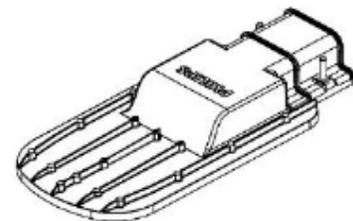
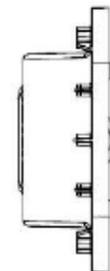
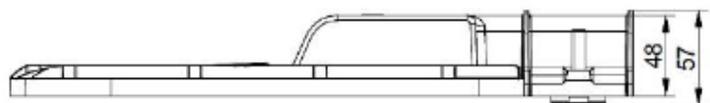
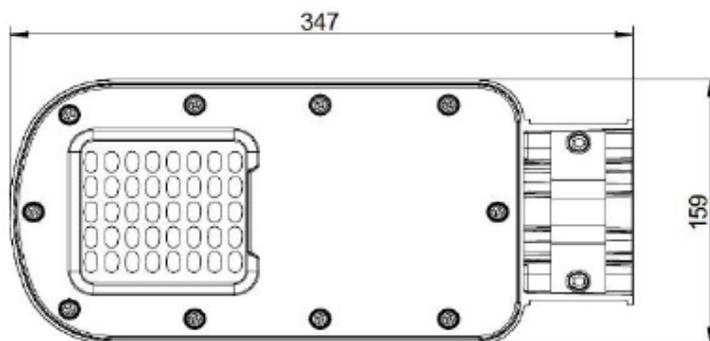
Key Features

- IPP 66
- IK08
- Weight 1.1 Kg
- 50K hours @ 70% lm maintenance Ta35 °C
- Operating temperature $-40^{\circ}\text{C} < T_a < 55^{\circ}\text{C}$
- 3,000 lumen package (5700K and 4000K)

Description	Lumen	Power	cct
BRP210 LED31/CW 27W 220-240V DM3 MP1	3,078	27	5700
BRP210 LED31/NW 27W 220-240V DM3 MP1	3,078	27	4000



PHILIPS



BRP210 (StreetStar)

Product Elements	BRP210 / StreetStar
Housing	Die-cast aluminum (ADC1)
	RAL7040 - Grey colour
	Salt spray test 500 hrs
Front Plastic Cover	(Tarflon LEV2200KL) UV resistant plastic cover
LED Specification	4000K & 5700K / CRI Min 70
System efficacy	114 Lumen per watt
Optics	Multilayer DW3 optic
Rated/certificated voltage	AC: 220-240V (50/60Hz)
Operational voltage for AC driver	170-250V (50/60Hz)
Power Factor	0.95
Lifetime	50K hours @ 70% lm maintenance Ta35 °C
IP rating	IP66
IK rating	IK08
Mounting	Side Entry 40 - 60mm
Installation	Power input cable (0.5m) and connector (IP66) assembly Included
Weight	1.1 Kg
Surge protection	10KV (for AC version)
Approbations	CB IEC60598, IEC61347-1, IEC61347-2-13, IEC62384,RoHS Declaration, AS/NZ 60598,Photobiological,LM80,EMC,EMF
Operating temp	-40°C < Ta< 55°C
Wind speed	Wind Force83.5N
humidity	Operation humidity: 93%

Anexo 5. Ficha técnica de luminaria Bigreenergy BGE-D40

BGE-D40

INTEGRATED SOLAR STREET LIGHT



Specifications

LED POWER:	40W	WORKING TIME:	2-3 nights
LED CHIP:	Bridgelux from USA	WORKING TEMP(°C):	-20~+60(°C)
LUMEN(LM):	4400-5200lm	MOUNTING HEIGHT (M):	6-7m
CCT (K):	6000k-6500k	SPACE BETWEEN TWO LIGHTS:	20-25m
LIGHTING VIEWING ANGLE:	120°	UNIT SIZE:	1080*330*140mm
SOLAR PANEL:	60W(SunPower from USA, monocrystalline)	N.W/ UNIT:	17.2 kg
LITHIUM ION BATTERY:	307.2WH 12.8V (LIFEPO4)	CARTON SIZE:	1130*400*140 mm; 630*230*200mm
WORKING MODE:	100% full power mode& 10% dimmer mode	QTY/CTN:	1set/ctn
CHARGE TIME(BY SUNSHINE):	7-hours (with enough strong shine)	GW/CARTON:	19.2 kg

* Working time data as above are based on 8hours of charging in good sunny days in summer, measured at the latitude 22°, east longitude 113°. Actual working time might be different according to different of area, season, environment and direction.



Anexo 6. Estudio de recurso solar de Vilma Castro

TABLA 1. LISTA DE ESTACIONES CON MEDICIONES RADIOMÉTRICAS.

NUMERO	NOMBRE	ACT.	HEL	LAT.	LONG.	ELEV
69509	El Chato		78-83	10 26	84 42	740
69514	Arenal	71-73	70-76	10 28	84 51	520
69528	Palmira		68-80	10 13	84 23	2010
69535	Centro Rural		81	10 21	RU 24	600
69539	Upala	84-85	84-85	10 54	85 01	50
69540	La Fortuna		78-81	10 16	84 11	250
69554	Muelle Sn Cari		82-84	10 28	34 28	60
69585	Nva Tronadora	77-83	80	10 30	84 55	580
69539	rlda Alemania		88-82	11 07	85 27	290
71003	Carolina Tica		71-75	10 25	83 42	30
71002	La Mola		80-84	10 21	83 4 6	70
72101	Nicoya	71-84	71-80	10 09	85 27	120
72106	Sta Rosa	72-74	71-79	10 50	85 37	315
72114	Playa Panama	77-81	77-80	10 35	85 40	3
73008	La Margarita		77-82	9 54	83 43	1080
73010	Turrialba	66-82	57-80	9 53	83 38	602
73013	Diamantes	71-79	71-84	10 13	83 46	249
73017	Hda Cachi		78-82	9 50	83 48	1100
73025	Las Delicias		69-74	10 10	83 35	200
73071	Atirro		64-75	9 50	83 39	900
73076	Agua Caliente		66-74	9 50	83 55	1325
73078	Coliblanco		68-80	9 57	83 48	2200
73081	Volcán Irazú	70-81	70-80	9 59	83 51	3400
73082	Cobal		70-76	10 15	83 40	55
73080	Cerro de la M.	72-84	71-82	9 33	83 44	3365
73091	El Carmen	79-82	74-82	10 12	83 29	15
74020	Liberia		67-82	10 37	85 26	144
76005	Cañas		71-78	10 25	85 05	95
76008	Taboga	71-77	71-84	10 21	85 09	40
76009	Bagaces	75-82	76-84	10 32	85 18	90
76034	La Fortuna		81-84	10 41	85 12	430
77002	La Lola	74-82	72-82	10 06	83 23	40
78003	Puntarenas	70-82	70-80	9 58	84 50	3
79007	Boston		78-84	10 01	83 15	16
81003	Limón	70-82	69-80	10 00	83 03	5
84001	San José	72-82	56-81	9 56	84 05	1172
84012	Turrúcares		73-75	9 58	84 19	639
84021	Aerop. Juan S.		59-80	10 00	84 12	932
84023	Fabio Baudrit	63-83	61-80	10 01	84 16	840
84030	Fraijanes	76-82	80-82	10 08	84 12	1640
84059	La Luisa		78-81	10 08	84 20	1250
84074	Pavas		76-83	9 58	84 08	1132
84111	Sta Lucía		83	10 02	84 07	1200
87005	Bribri		78-81	9 38	82 50	32
88001	Puriscal	75-78	77-79	9 51	84 19	1102
90007	Damas	83-85	83-85	9 30	84 13	6
96001	Tinamaste		82-84	9 18	83 47	680
98002	Palmar Sur	73-84	74-82	8 57	83 28	16
98009	Repunta		62-80	9 18	83 39	580
98010	Cedral		80-84	9 22	83 33	1450
98012	Potrero Gde	80-84		9 01	83 11	183
98022	La hifera	70-83	67-80	9 11	83 20	350
98057	Térraba		80-84	9 04	83 17	360
100012	Finca 12		76-84	9 44	83 01	15
100035	Coto 47	84-85	84-85	8 36	82 59	8
100059	Finca 45	80-81		8 36	82 58	12
100608	Experim. 05	77-81		8 57	83 31	10
100609	Experim. 45	77-81		8 36	82 58	12
100610	Experim.59	77-81		8 38	83 02	15

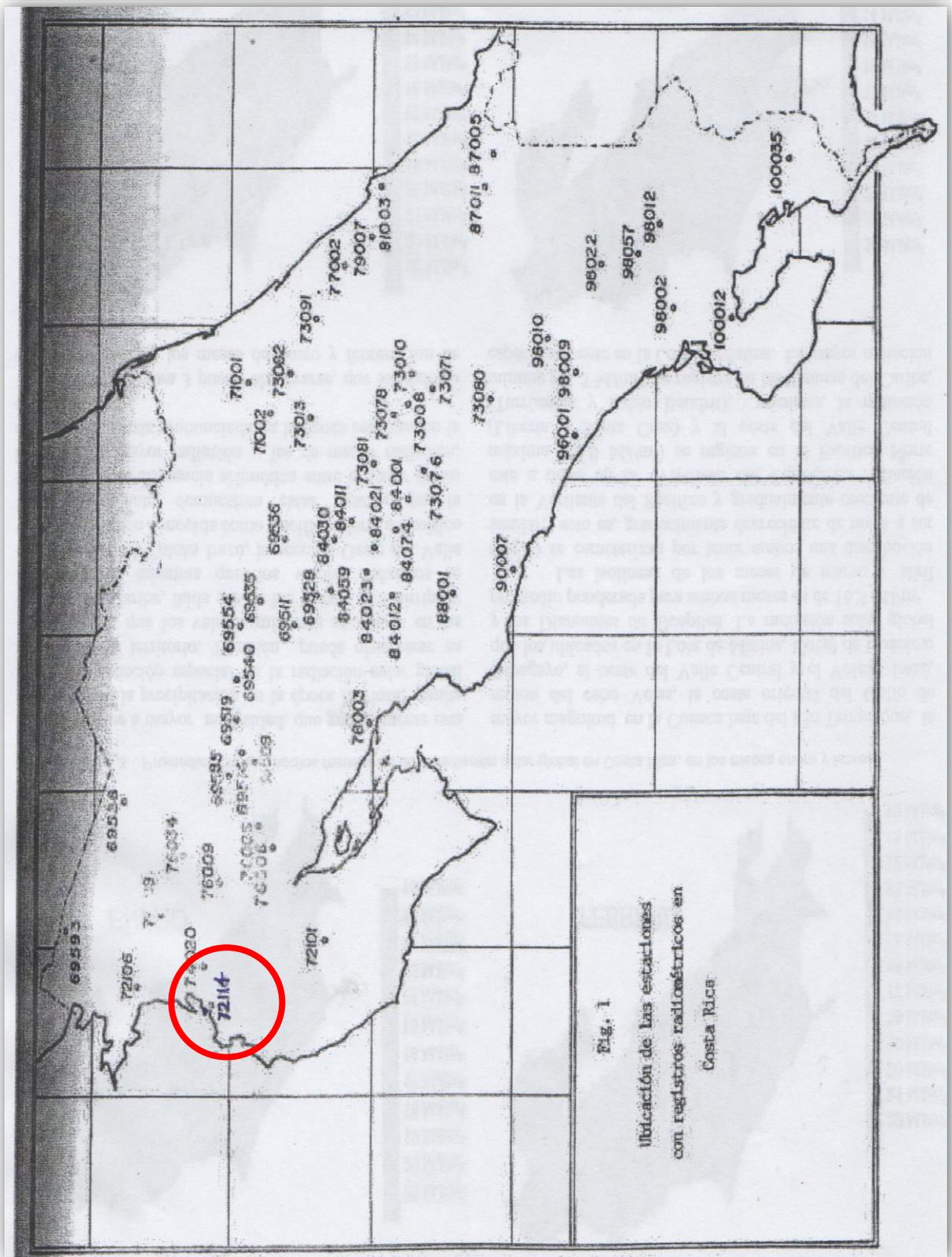


Fig. 1
 Ubicación de las estaciones
 con registros radiométricos en
 Costa Rica

TABLA 4 RADIACION GLOBAL MEDIA DIARIA EN MJ/M² - VALORES CORREGIDOS

loc	Núm	Estación	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic	prom
1	69509	EL CHATO	15	16	19	17	17	15	15	16	16	15	14	13	16
2	69528	PALMIRA	17	19	20	20	18	16	16	17	16	15	14	15	17
3	69514	ARENAL	16	16	19	19	19	18	15	15	17	16	14	14	17
4	69535	CTRO RURAL	17	18	18	15	18	15	15	15	16	14	13	14	16
5	69536	CARIBLANCO	15	16	18	15	16	14	15	15	16	14	13	14	15
6	69540	LA FORTUNA	13	14	15	15	16	14	15	15	15	14	12	11	14
7	69539	UPALA	13	15	19	19	16	14	14	13	16	13	12	11	15
8	69554	MUELLE S CAR	14	16	18	16	17	15	15	14	15	14	13	13	15
9	69585	N TRONADORA	17	19	22	21	20	16	16	17	16	16	15	15	18
10	69593	H ALEMANIA	16	19	21	21	18	17	15	16	16	15	14	15	17
11	71001	CAROL TICA	13	16	18	17	15	14	14	15	15	15	14	13	15
12	71002	LA MOLA	14	16	17	17	16	15	15	15	16	14	13	13	15
13	72101	NICOYA	18	20	21	21	18	16	17	18	16	16	16	17	18
14	72106	STA ROSA	19	22	23	23	19	16	17	18	17	16	17	18	19
15	72114	PYA PANAMA	19	21	22	22	19	16	18	18	17	16	17	18	19
16	73008	LA MARGARITA	16	17	18	17	17	16	16	17	17	16	15	14	16
17	73010	TURRIALBA	15	16	17	17	18	15	15	17	16	16	15	14	16
18	73013	DIAMANTES	14	15	16	16	16	14	14	15	15	14	13	13	15
19	73107	HDA CACHI	15	16	17	17	18	16	15	15	17	16	15	14	16
20	73025	LAS DELICIAS	15	17	17	17	16	15	15	15	16	15	13	13	15
21	73071	ATIRRO	13	15	17	17	16	14	15	16	16	16	14	13	15
22	73076	AGUA CALIEN	15	18	19	19	17	15	15	16	16	15	15	14	16
23	73078	COLIBLANCO	15	16	17	17	15	14	14	15	15	14	14	14	15
24	73081	V IRAZU	20	22	23	21	17	15	16	17	16	15	15	16	18
25	73082	COBAL	13	15	17	17	16	15	14	15	16	15	14	13	15
26	73083	C DE LA MUER	17	19	20	19	16	15	15	16	16	16	15	17	17
27	73091	EL CARMEN	15	16	18	17	17	15	15	16	17	16	14	14	16
28	74020	LIBERIA	19	21	22	22	18	16	18	17	17	16	16	17	18
29	76005	CAÑAS	18	20	22	21	19	15	16	17	16	16	16	16	18
30	76008	TABOGA	19	22	23	22	19	17	18	18	17	16	17	18	19
31	76009	BAGACES	19	21	23	22	19	16	17	17	17	16	17	17	18
32	76034	LA FORTUNA	19	21	23	23	18	15	15	16	16	15	16	18	18
33	77002	LA LOLA	14	16	17	17	17	15	14	15	16	15	14	13	15
34	78003	PUNTARENAS	18	20	22	21	19	17	17	18	17	16	16	17	18
35	79007	BOSTON	13	15	16	16	16	14	15	15	16	15	13	12	15
36	81003	LIMON	14	16	17	17	17	15	15	16	16	16	14	12	15
37	84001	SAN JOSE	17	20	22	21	18	16	16	17	17	16	15	16	18
38	84012	TURRUCARES	20	22	22	22	19	16	17	18	16	16	17	18	19
39	84021	AEROP J SANT	20	22	24	23	19	18	18	18	17	17	16	17	19
40	84023	F BAUDRIT	19	21	22	20	17	15	16	16	16	15	15	17	17
41	84059	LA LUISA	19	20	22	20	18	16	16	17	16	15	15	16	18
43	84074	PAVAS	20	21	22	21	19	16	17	18	16	16	16	17	18
44	84111	STA LUCIA	20	20	24	23	19	17	17	19	18	16	15	17	19
45	87005	BRIBRI	15	15	17	15	17	15	15	16	16	15	14	13	15
46	88001	PURISCAL	19	21	22	20	17	16	18	18	16	14	16	17	18
47	90007	DAMAS	18	22	23	21	18	17	18	19	18	16	15	15	18
48	96001	TINAMASTE	16	17	18	17	15	15	15	16	15	13	13	14	15
49	98002	PALMAR SUR	17	18	17	17	16	15	15	15	15	14	14	14	16
50	98010	CEDRAL	15	16	17	16	15	14	14	15	15	14	14	12	15
51	98009	REPUNTA	17	19	18	18	16	15	15	16	16	16	14	14	16
52	98012	POTRERO GDE	17	18	18	18	17	16	18	18	17	16	17	18	17
53	98002	LA PIÑERA	17	19	18	18	16	15	15	16	15	14	14	15	16
54	98057	TERRABA	16	17	18	17	15	14	14	15	15	14	14	14	15
55	100012	FINCA 12 ,	15	17	18	18	17	15	16	16	17	16	15	14	16
56	100035	COTO 47	17	19	18	18	16	15	15	15	15	14	14	16	16
57	100608	EXP FCA 05	16	18	17	17	14	14	14	14	14	13	13	14	15
58	100609	EXP FCA 4 5	17	19	18	16	15	15	14	14	14	14	13	16	15
59	100610	EXP FCA 59	17	18	18	16	15	14	14	14	15	14	14	15	15

Anexo 7. Factores de corrección según la latitud y la inclinación del panel solar

Latitud = 10°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.03	1.02	1.01	.99	.98	.98	.98	.99	1.01	1.02	1.04	1.04
10	1.05	1.04	1.01	.98	.95	.94	.95	.98	1.01	1.04	1.06	1.07
15	1.07	1.04	1	.96	.92	.91	.92	.96	1.01	1.05	1.09	1.09
20	1.08	1.04	.99	.94	.88	.86	.88	.92	.99	1.06	1.1	1.11
25	1.09	1.04	.97	.9	.84	.81	.83	.89	.98	1.06	1.11	1.11
30	1.08	1.03	.95	.87	.79	.76	.78	.85	.95	1.05	1.11	1.12
35	1.08	1.01	.92	.82	.73	.7	.73	.81	.92	1.03	1.1	1.11
40	1.06	.99	.88	.77	.67	.63	.66	.76	.88	1	1.09	1.1
45	1.04	.95	.84	.72	.61	.56	.6	.7	.84	.97	1.07	1.08
50	1.01	.92	.79	.66	.54	.49	.53	.64	.79	.94	1.04	1.06
55	.97	.88	.74	.6	.46	.41	.45	.57	.73	.89	1	1.02
60	.93	.83	.68	.53	.39	.34	.38	.5	.67	.84	.96	.99
65	.89	.78	.62	.46	.31	.26	.3	.43	.61	.79	.91	.94
70	.83	.72	.55	.39	.23	.17	.22	.35	.54	.73	.86	.89
75	.78	.66	.49	.31	.15	.11	.14	.28	.47	.66	.8	.84
80	.72	.59	.41	.24	.11	.1	.09	.2	.39	.59	.74	.77
85	.65	.52	.34	.16	.1	.09	.09	.12	.32	.52	.67	.71
90	.58	.45	.27	.11	.09	.08	.08	.08	.24	.44	.6	.64

Latitud = 11°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.03	1.02	1.01	.99	.98	.98	.98	.99	1.01	1.03	1.04	1.04
10	1.06	1.04	1.01	.98	.96	.95	.96	.98	1.01	1.05	1.07	1.07
15	1.08	1.05	1.01	.96	.93	.91	.92	.96	1.01	1.06	1.09	1.09
20	1.09	1.05	1	.94	.89	.87	.89	.93	1	1.06	1.11	1.11
25	1.09	1.05	.98	.9	.84	.82	.84	.9	.98	1.06	1.11	1.12
30	1.09	1.03	.95	.87	.8	.77	.79	.86	.96	1.05	1.12	1.12
35	1.08	1.02	.92	.82	.74	.71	.73	.82	.93	1.04	1.11	1.12
40	1.07	.99	.89	.77	.68	.64	.67	.77	.89	1.01	1.1	1.11
45	1.05	.96	.85	.72	.62	.57	.61	.71	.85	.98	1.08	1.09
50	1.02	.93	.8	.66	.55	.5	.54	.65	.8	.95	1.05	1.07
55	.98	.89	.75	.6	.48	.43	.47	.58	.74	.9	1.01	1.04
60	.94	.84	.69	.53	.4	.35	.39	.51	.68	.86	.97	1
65	.9	.79	.63	.46	.33	.27	.31	.44	.62	.8	.93	.95
70	.85	.73	.57	.39	.25	.19	.23	.37	.55	.74	.87	.91
75	.79	.67	.5	.31	.17	.11	.15	.29	.48	.68	.82	.85
80	.73	.61	.43	.24	.11	.1	.09	.21	.41	.61	.75	.79
85	.67	.54	.35	.16	.1	.09	.09	.13	.33	.54	.69	.73
90	.6	.47	.28	.11	.09	.08	.08	.08	.25	.46	.61	.66

Fuente: Clean Energy Solar

Anexo 8. Proyecciones para instalación fotovoltaica según SolarGIS

EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Número del informe: PV-3966-1604-1201
 Fecha: 12 de abril de 2016 20:11 (UTC)

1. Descripción del emplazamiento

Nombre del sitio: Playa Hermosa, Costa Rica

Coordenadas: 10° 34' 40.36" N, 85° 40' 18.08" W
 Elevación: 28 m
 Pendiente: 3°
 Orientación: 228° sudoeste

Irradiación global anual en plano inclinado: 2118 kWh/m²
 Temperatura ambiente anual a 2 m: 26.6 °C

2. Descripción del sistema FV

Potencia instalada: 12.0 kWp
 Tipo de módulos: silicio cristalino (c-Si)
 Estructura: estructura fija, sobreelevada
 Orient./Incl: 135° (sudeste) / 12°
 Efic. (Euro) inversor: 97.5%
 Pérdidas DC/AC: 5.5% / 1.5%
 Disponibilidad: 99.0%

Producción eléctrica anual media: 19.3 MWh
 Rendimiento medio: 75.5%

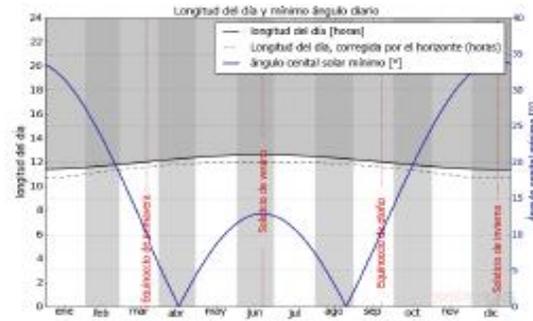
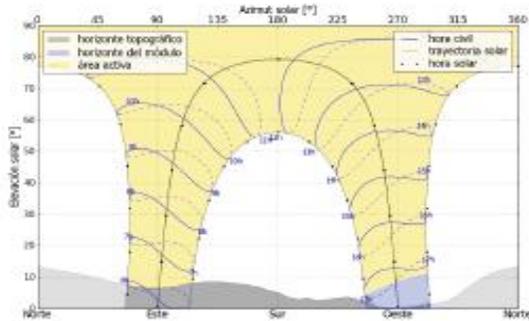
Localización en el mapa: <http://solargis.info/lmaps/#?t=Google:satellite&loc=10.577876467,-85.6716898084&z=19>

3. Localización geográfica



Google Maps © 2016 Google

4. Horizonte topográfico y longitud del día

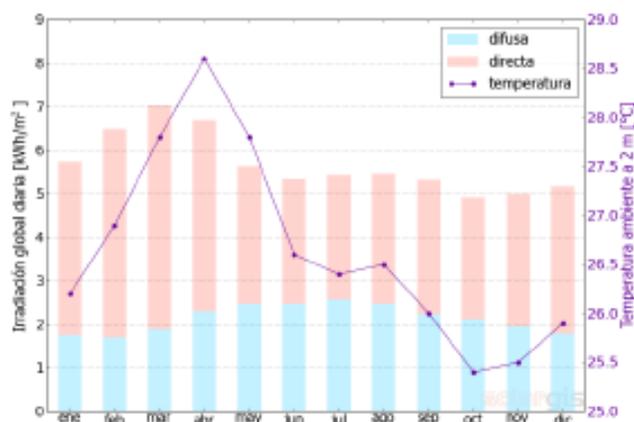


Izquierda: Trayectoria solar anual. El horizonte topográfico (en gris) y el horizonte del módulo (en azul) pueden dar lugar a ocultaciones solares. Los puntos negros muestran el tiempo solar verdadero. Las etiquetas en azul indican la hora civil local.

Derecha: Duración del día y ángulo cenital solar a lo largo del año. Si el horizonte local no es nulo, la duración real del día (tiempo en que el Sol está por encima del horizonte local) es menor que la duración astronómica.

5. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática

Mes	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
ene	178	5.74	1.75	26.2
feb	182	6.49	1.70	26.9
mar	218	7.03	1.88	27.8
abr	200	6.68	2.30	28.6
may	175	5.63	2.46	27.8
jun	160	5.33	2.47	26.6
jul	169	5.44	2.57	26.4
ago	170	5.47	2.46	26.5
sep	160	5.32	2.24	26.0
oct	152	4.92	2.11	25.4
nov	150	5.00	1.95	25.5
dic	160	5.17	1.79	25.9
año	2073	5.68	2.14	26.6



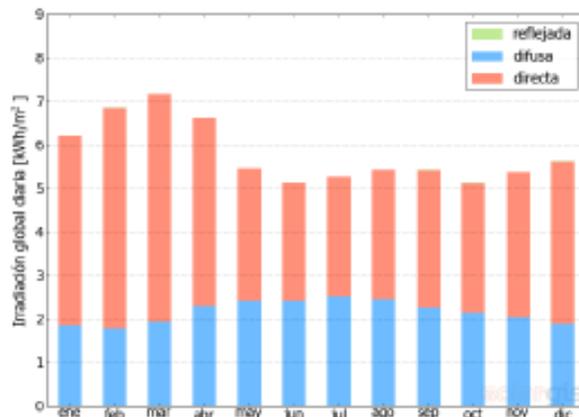
Medias anuales:

Gh _m	Irradiación global mensual [kWh/m ²]
Gh _d	Irradiación global diaria [kWh/m ²]
Dh _d	Irradiación difusa diaria [kWh/m ²]
T ₂₄	Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

6. Irradiación global en plano inclinado

Superficie fija, azimut 135° (sudeste), inclinación. 12°

Mes	Gi _m	Gi _d	Di _d	Ri _d	Sh _{loss}
ene	193	6.22	1.85	0.01	0.8
feb	192	6.86	1.78	0.01	0.4
mar	222	7.17	1.93	0.01	0.5
abr	198	6.62	2.30	0.01	0.5
may	170	5.47	2.42	0.01	0.8
jun	154	5.14	2.41	0.01	0.8
jul	163	5.27	2.52	0.01	0.8
ago	169	5.44	2.45	0.01	0.7
sep	163	5.43	2.26	0.01	0.7
oct	159	5.13	2.15	0.01	0.7
nov	161	5.37	2.03	0.01	0.9
dic	174	5.63	1.88	0.01	0.9
año	2118	5.81	2.17	0.01	0.7



Medias mensuales:

Gi _m	Irradiación global mensual [kWh/m ²]
Gi _d	Irradiación global diaria [kWh/m ²]
Di _d	Irradiación difusa diaria [kWh/m ²]
Ri _d	Irradiación reflejada diaria [kWh/m ²]

Sh_{loss} Pérdidas de irradiación global por sombreado topográfico [%]

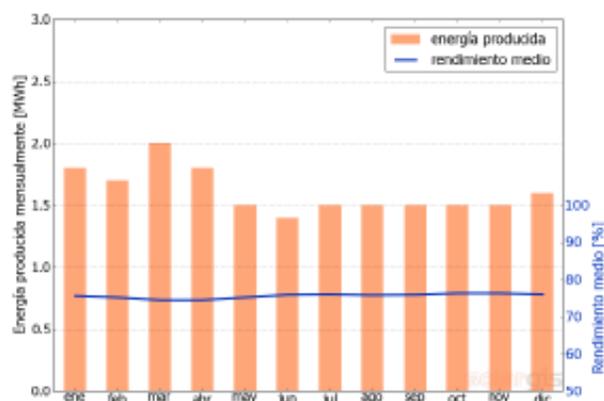
Irradiación global anual media para diferentes tipos de superficie:

	kWh/m ²	relativo a la inclinación óptima
Horizontal	2073	97.9%
Con inclinación óptima (13°)	2118	100.0%
Seguimiento a 2 ejes	2705	127.7%
Su opción	2118	100.0%

7. Producción eléctrica FV inicial



Mes	E_{s_m}	E_{s_d}	E_{t_m}	E_{share}	PR
ene	147	4.74	1.8	9.1	75.6
feb	145	5.18	1.7	9.0	75.2
mar	167	5.37	2.0	10.3	74.5
abr	149	4.95	1.8	9.2	74.5
may	128	4.14	1.5	8.0	75.2
jun	118	3.93	1.4	7.3	75.9
jul	125	4.04	1.5	7.8	76.0
ago	129	4.15	1.5	8.0	75.8
sep	124	4.15	1.5	7.7	75.9
oct	122	3.94	1.5	7.6	76.3
nov	124	4.12	1.5	7.7	76.3
dic	134	4.31	1.6	8.3	76.0
año	1611	4.41	19.3	100.0	75.5



Medias mensuales:

E_{s_m} Producción eléctrica específica mensual total [kWh/kWp]
 E_{s_d} Producción eléctrica específica diaria total [kWh/kWp]
 E_{t_m} Producción eléctrica mensual total [MWh]

E_{share} Porcentaje mensual de producción eléctrica [%]
 PR Rendimiento [%]

8. Pérdidas y rendimiento del sistema

Fase en la conversión de energía	Energía producida [kWh/kWp]	Pérdidas [kWh/kWp]	Pérdidas [%]	Rendimiento [parcial %]	Rendimiento [acumul. %]
1. Irrad. global incidente en la superficie (entrada)	2133	-	-	100.0	100.0
2. Irrad. global reducida por el sombreado topográfico	2118	-15	-0.7	99.3	99.3
3. Irrad. global reducida por la reflectividad	2060	-58	-2.7	97.3	96.6
4. Conversión DC en los módulos	1793	-267	-13.0	87.0	84.1
5. Otras pérdidas DC	1695	-99	-5.5	94.5	79.5
6. Inversores (conversión DC/AC)	1652	-42	-2.5	97.5	77.5
7. Pérdidas en AC en el transformador y el cableado	1627	-25	-1.5	98.5	76.3
8. Disponibilidad reducida	1611	-16	-1.0	99.0	75.5
Rendimiento total del sistema	1611	-522	-24.4	-	75.5

Fases de conversión de la energía y pérdidas asociadas:

1. Se asume una producción inicial bajo condiciones estándar de operación,
2. Reducción de la irradiación global debido a obstrucciones por el horizonte topográfico y otros módulos FV,
3. Proporción de irradiación global que es reflejada por la superficie de los módulos FV (típicamente, cristalinos),
4. Pérdidas en los módulos debido a la conversión de radiación solar en corriente continua (DC); cambio de la eficiencia por desvío de las condiciones estándar de operación,
5. Pérdidas DC: desajuste entre módulos FV, pérdidas de calor en los cables y conexiones, pérdidas debidas a suciedad, nieve, hielo y auto-sombreado de los módulos FV,
6. Este paso considera la eficiencia (Euro) para aproximar las pérdidas promedio en el inversor,
7. Las pérdidas en la sección AC y el transformador (donde sea aplicable) dependen de la arquitectura del sistema,
8. El parámetro de disponibilidad asume pérdidas debido a periodos de inactividad causados por operaciones de mantenimiento o fallos.

Las pérdidas en los pasos 2 y 4 están modeladas numéricamente en pvPlanner. Las pérdidas en los pasos 5 y 8 deben ser calculadas por el usuario. Los modelos de simulación tienen incertidumbres inherentes que no se contemplan en este informe. Si desea evaluar posibles riesgos, puede encontrar información adicional sobre los métodos de simulación empleados y las incertidumbres asociadas en <http://solargis.info/doc/pvplanner/>.

Anexo 9. Ficha técnica de panel solar Yingli YL250P-29b

YGE 60 CELL SERIES

Powered by **YINGLI**

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type		YL250P-29b	YL250P-29b	YL245P-29b	YL240P-29b	YL235P-29b
Power output	P_{max} W	255	250	245	240	235
Power output tolerances	ΔP_{max} W			-0/+5		
Module efficiency	η_m %	15.6	15.3	15.0	14.7	14.4
Voltage at P_{max}	V_{mp} V	30.6	30.4	30.2	29.5	29.5
Current at P_{max}	I_{mp} A	8.32	8.24	8.11	8.14	7.97
Open-circuit voltage	V_{oc} V	38.7	38.4	37.8	37.5	37.0
Short-circuit current	I_{sc} A	8.88	8.79	8.63	8.65	8.54

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM 1.5g spectrum according to EN 60904-3
Average relative efficiency reduction of 5.0% at 200W/m² according to EN 60904-1

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P_{max} W	184.7	181.1	177.9	174.3	170.7
Voltage at P_{max}	V_{mp} V	27.9	27.6	27.2	26.6	26.6
Current at P_{max}	I_{mp} A	6.63	6.56	6.54	6.56	6.42
Open-circuit voltage	V_{oc} V	35.7	35.4	34.5	34.2	33.8
Short-circuit current	I_{sc} A	7.19	7.12	6.99	7.01	6.92

NOCT: open-circuit operating cell temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1 m/s wind speed

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT °C		46 +/- 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ %/°C		-0.45
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{Voc} %/°C		-0.33
Temperature coefficient of I_{sc}	α_{Isc} %/°C		0.06
Temperature coefficient of V_{mp}	β_{Vmp} %/°C		-0.45

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	600Voc
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40 to 194°F (-40 to 90°C)
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	113 psf (5400 Pa)
Max. static load, back (e.g., wind)	50 psf (2400 Pa)
Hailstone impact	1 in (25 mm) at 51 mph (23 m/s)

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material/type/thickness)	Low-iron glass / tempered / 3.2 mm Glass may have anti-reflective coating
Cell (quantity/material/type/dimensions/area/# of busbars)	60 / polysilicon / multicrystalline / 156 mm x 156 mm / 243.3 cm ² / 2 or 3
Encapsulant (material)	Ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material/color)	Aluminum alloy / anodized silver or black
Junction box (protection degree)	≥IP65
Cable (type/length/gauge/outside diameter)	PV Wire / 43.31 in (1100 mm) / 12 AWG / 0.244 in (6.2 mm)
Plug connector (manufacturer/type/protection degree)	Amphenol / H4 / IP68

The specifications in this datasheet are not guaranteed and are subject to change without prior notice. This datasheet complies with EN 50380:2003 requirements.

Yingli Green Energy Americas, Inc.
info@yingliamericas.com
Tel: +1 (888) 686-8820

YINGLISOLAR.COM/US | NYSE:YGE

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | YGE60CellSeries2013_EN_201301_V01

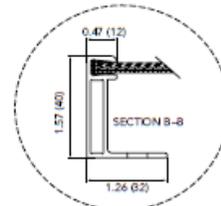
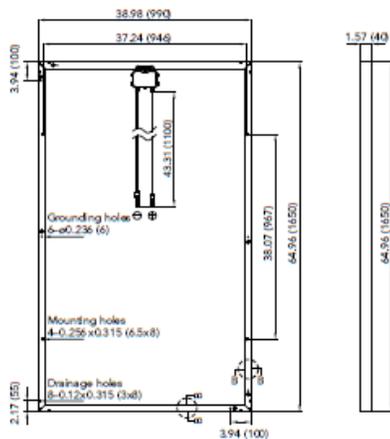
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L/W/H)	64.96 in (1650 mm) / 38.98 in (990 mm) / 1.57 in (40 mm)
Weight	42.1 lbs (19.1 kg)

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 53' container	34
Packaging box dimensions (L/W/H)	67 in (1700 mm) / 45 in (1150 mm) / 47 in (1190 mm)
Box weight	1177 lbs (534 kg)

Units: inch (mm)

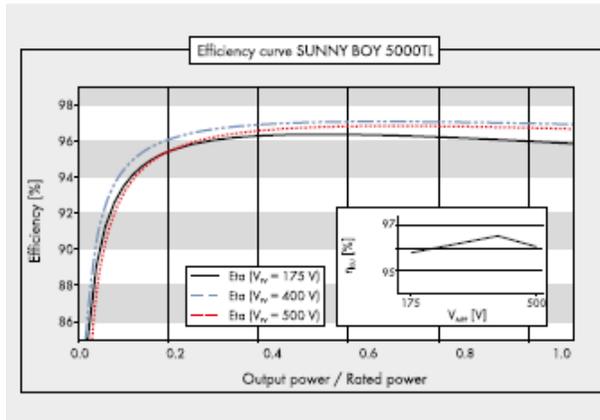


Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli modules.



U.S. Soccer Powered by Yingli Solar

Anexo 10. Ficha técnica de inversor SMA SunnyBoy 5000TL



Accessory



¹ Does not apply to all national appendices of EN 50438
² 4600 VA according to VDE-ARN 4105 ³ 4825 W according to VDE-ARN 4105
⁴ Only SB 3600TL-2.1, SB 5000TL-2.1

Technical Data	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 5000TL
Input (DC)		
Max. DC power (at $\cos \varphi = 1$)	4200 W	5250 W ³
Max. input voltage	750 V	750 V
MPP voltage range / rated input voltage	175 V to 500 V / 400 V	175 V to 500 V / 400 V
Min. input voltage / initial input voltage	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. input current input A / input B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Max. input current per string input A / input B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A;2; B;2	2 / A;2; B;2
Output (AC)		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	4000 W	4600 W
Max. AC apparent power	4000 VA	5000 VA ²
Nominal AC voltage / range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V to 280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V to 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	22 A	22 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 lagging to 0.8 leading	0.8 lagging to 0.8 leading
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1
Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	97% / 96.4%	97% / 96.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	•	•
Ground fault monitoring / grid monitoring	• / •	• / •
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	• / • / -	• / • / -
All-pole sensitive residual current monitoring unit	•	•
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General Data		
Dimensions (W / H / D)	490 / 519 / 185 mm [19.3 / 20.4 / 7.3 inch]	
Weight	26 kg [57.3 lb]	
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F]	
Noise emission (typical)	25 dB(A)	25 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology	Transformerless	Transformerless
Cooling method	Convection	Convection
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
Features		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	Graphic	Graphic
Interfaces: RS485 / Bluetooth® / Speedwire / Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (others available upon request)	AS 4777, C10/1.1, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/3, G83/2, IEC 61727, MEA ⁴ , NEN-EN50438, NRS 0972-1, PEA ⁴ , PPC, PPS, RD1699, RD 661, SI 4777, UTE C15712, VDE-ARN 4105, VDE0126-1-1, VFR 2013, VFR 2014	

Anexo 11. Ficha técnica de soporte marca Suports Coplanar básico.

SISTEMA COPLANAR BÁSICO



Los sistemas coplanares básicos son la solución más sencilla para instalaciones coplanares. Este sistema utiliza dos perfiles ranurados transversales para sujetar una fila de módulos. Los módulos se anclan a los perfiles mediante piezas de fijación centrales y laterales y suelen montarse perpendicularmente, pero también es posible la disposición horizontal. Se dispone además de una amplia gama de elementos de anclaje (tornillería autotaladrante, ganchos, pinchos, varillas resacadas...) para todo tipo de cubiertas/tejadros/superficies.

● ESTRUCTURAS PARA SISTEMAS SOLARES



VISTA FIGURA

● CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

Perfilería portamódulos en aluminio para diversas separaciones entre puntos de apoyo.
Tornillería en acero inoxidable.
Anclajes y accesorios necesarios.
Elementos de estanqueidad y sellado (masilla, EPDM, teca química)

● APLICACIÓN SOBRE CUBIERTAS



CUBIERTA DE TEJA



LÁMINA METÁLICA



PANEL SANDWICH

SISTEMA COPLANAR BÁSICO



RANURADOS		<p>APLICACIONES Todo tipo y dimensiones de módulo PV y térmico Todo tipo de cubiertas y edificios inclinación 0°</p>
INTERFASES		<p>VENTAJAS Durabilidad Ligereza Resistencia Facilidad de montaje Rapidez de montaje Estanqueidad Simplicidad de soluciones Perfilera polivalente</p>
FLACONES		<p>MATERIALES Perfilera de aluminio Tornillería Acero inoxidable Estanqueidad EPDM Anclajes de Acero inoxidable</p>
TORNILLERÍA		<p>CÁLCULO CTE EURODÍGIG</p>
ESTANQUEIDAD		<p>SUMINISTRO Plazos rápidos de entrega Suministro en obra o almacén Servicio postventa Asesoramiento técnico Planos personalizados y mediciones detalladas incluidas</p>
ANCLAJES		<p>GRANÍA 12 AÑOS</p>

Anexo 12. Cotizaciones de luminarias Miniview y StreetStar



Céd. Jur. 3-101-06021405
 Almacén El Electrico S.A.
 500 metros oeste de la Delegación de Tránsito,
 Liberia, Guanacaste, Costa Rica
 Tel.: (506) 4055-1755 Fax.: (506) 2885-7878
 www.elelectrico.com

PROFORMA		
No. 246001		
Día	Mes	Año
16	3	2016

CA001358

CLUB Y HOTEL CONDOVAC LA COSTA S.A.

De acuerdo a su estimable solicitud nos es grato presentar a su consideración nuestra cotización como sigue:

Moneda: COL Tipo de Cambio: ₡1,00

#	Artículo	Descripción	Qty	Precio I.V.	Desc	Total Línea
1	27430	LAMPARA GARDCO BRP210 LED31/CW 27W 220-240V DW3 MP1	1	72.000,00 IV	20%	57.600,00

-----Última Línea-----

Vencimiento.: sábado, 16 de abril de 2016
 Vendedor.: Castellon Espino Jaqueline del Socorro
 Condición de Pago.: Crédito 30 días
 Comentarios.:

Total antes del Descuento	57.600,00 COL
Descuento	0,00 COL
Impuesto	7.488,00 COL
Total	65.088,00 COL



Céd. Jur. 3-101-06021405
 Almacén El Electrico S.A.
 500 metros oeste de la Delegación de Tránsito,
 Liberia, Guanacaste, Costa Rica
 Tel.: (506) 4055-1755 Fax.: (506) 2885-7878
 www.elelectrico.com

PROFORMA		
No. 243455		
Día	Mes	Año
8	3	2016

CA001358

CLUB Y HOTEL CONDOVAC LA COSTA S.A.

De acuerdo a su estimable solicitud nos es grato presentar a su consideración nuestra cotización como sigue:

Moneda: COL Tipo de Cambio: ₡1,00

#	Artículo	Descripción	Qty	Precio I.V.	Desc	Total Línea
1	23820	LAMP P/POSTE LED MINIVIEW SVS-54W16LED4K-T-LE3-UNIV-DI	18	117.352,94 IV	0%	2.112.352,92

-----Última Línea-----

Vencimiento.: viernes, 8 de abril de 2016
 Vendedor.: Castellon Espino Jaqueline del Socorro
 Condición de Pago.: Crédito 30 días
 Comentarios.:
 entrega 1 dia adicional

Total antes del Descuento	2.112.352,92 COL
Descuento	0,00 COL
Impuesto	274.605,88 COL
Total	2.386.958,80 COL

Anexo 13. Cotización de empresa MATELPA S.A.



PADILLA CHACÓN
CONSTRUCCIONES S.A.

29 de abril de 2016

SEÑORES
COMPLEJO DE PLAYA CLUB & HOTEL CONDOVAC LA COSTA
SU OFICINA

Atención: **ING. RANDY FLORES**
GERENTE DE OPERACIONES
4001-1100, ext. 1146 / rflores@condovac.com

REF.: SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA OFICINAS DE HOTEL

Estimados señores:

Conforme su estimable solicitud les enviamos cotización para la instalación de un sistema solar fotovoltaico en sus instalaciones ubicadas en Playa Hermosa, Guanacaste.

El monto total de la oferta asciende a la suma de **US\$23,500.00** (veintitrés mil quinientos dólares exactos), de acuerdo a lo siguiente:

A- OFERTA TÉCNICA

Suministro e instalación de sistema solar fotovoltaico para la generación de energía eléctrica para autoconsumo con una capacidad nominal de: 11 kWp, @ 120/240V, 1F.

Incluye:

- Suministro e instalación conjunto de paneles fotovoltaicos, cada uno de 250 Wp, 60 celdas, 30.4 V DC STC.
- Suministro e instalación de inversores solares con una capacidad conjunta para atender la potencia total del sistema.
- Suministro e instalación de soportería y anclajes para paneles e inversores.
- Suministro e instalación de acometidas y canalizaciones de potencia para DC y AC.
- Suministro e instalación de protecciones contra sobrecorriente en DC y AC.
- Suministro e instalación de equipo de monitoreo de variables eléctricas del sistema. (kW, V, I, etc.). El cliente deberá contar con un punto de conexión a red con acceso a internet.
- Suministro e instalación de accesorios y materiales de conexión.
- Interconexión del sistema a la red eléctrica existente.
- Se incluye 1 visita para de mantenimiento preventivo del sistema para el primer año de operación.
- Gestión ante la compañía suministradora de energía eléctrica para instalación de medidor eléctrico bi-direccional.
- Diseño eléctrico del sistema elaborado por personal capacitado utilizando el software de simulación para sistemas fotovoltaicos PVSyst V6.34.

- Todos los equipos considerados en esta cotización son nuevos, de primera calidad y cumplen con la normas vigentes: UL / TUV / IEC.
- Obra dirigida por un ingeniero eléctrico capacitado y miembro activo del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica.
- Mano de obra especializada.
- Herramienta y equipo especializado para este tipo de obras.
- Traslados de personal y material.
- Todo nuestro personal está cubierto por las pólizas que indica la ley, CCSS e INS. Manifestamos que nos encontramos al día en el pago de dichas obligaciones.
- Nuestra empresa cuenta con una póliza de responsabilidad civil para este tipo de obras.

B- OFERTA ECONÓMICA Y ANÁLISIS FINANCIERO

Nuestra cotización se basa en la información brindada por el cliente, así como nuestra visita al sitio y simulación realizada con el software *PVSyst V6.26*.

B.1- Datos Generales:

- Ubicación de las instalaciones: Playa Hemosá, Guanacaste
- Compañía suministradora de energía: ICE
- Consumo mensual promedio actual en kWh: 1581
Esta información se obtiene del recibo eléctrico suministrado por el cliente.
- Costo actual del servicio eléctrico por año: \$5,174.00
- Costo actual promedio por kWh: \$0.27

B.2- Datos Eléctricos de Generación Solar Fotovoltaica:

- Generación mensual promedio del sistema a instalar en kWh: 1320
- Aporte promedio del sistema a instalar al consumo mensual (kWh): 83.5%

B.3- Ahorro y recuperación de inversión*:

- Ahorro proyectado a 1 año: \$4,071.00
- Ahorro proyectado a 5 años: \$23,573.00 (Acumulado)
- Ahorro proyectado a 10 años: \$57,156.00 (Acumulado)

- Plazo de recuperación de la inversión, considerando solamente el ahorro por la disminución en la factura eléctrica: 5 años y 0 meses

- Tasa Interna de Retorno a 20 años: 25%

- Reducción de Huella de Carbono: 9 tons de CO2 / año.

- Equivalente de árboles plantados: 6525

** Se considera incremento anual en el costo de la electricidad del 8%, basado en una inflación anual del país de un 5%. No se incluyen mejoras requeridas en instalaciones para soportar o conectar el sistema. Tampoco se incluyen gastos de interconexión y medidores del ICE.*

Se adjunta a esta estimación hoja de cálculo de proyección de flujos y análisis financiero.

B.4- Condiciones de la oferta:

Validez de la oferta: 30 días.

Forma de pago: Financiado al 9% anual por 10 años.

Tiempo de entrega: 4 semanas mientras se cuente con existencias.

Garantía del sistema: Paneles 10 años, inversores 10 años, soportería 10 años, instalación 1 año; todo contra defectos de fabricación o instalación. Además paneles tienen 25 años de garantía del fabricante.

Esperamos que la presente sea de su agrado y conveniencia.

Quedamos a la orden para aclarar cualquier consulta.

Atentamente,

Ing. Carlos A. Alvarado Montero
Ingeniero de Proyectos

Bibliografía

- ARESEP. (2015). *Tarifas de generación distribuida*. Recuperado de: <http://aresep.go.cr/tarifas/tarifas-vigentes/1222-tarifas-generacion-distribuida>
- ARESEP. (2016, Marzo 31). *Tarifas Eléctricas Vigentes*. Recuperado de: Instituto Costarricense de Electricidad: <http://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/d1ae522f-7986-4336-9fd6-97c141fe77ed/tarifas+ice+gaceta++62+alcance+47+abril+2016.pdf?MOD=AJPERES&CVID=lggi3cb>
- CEFIRE. (2011). *Tipos de lámparas*. Recuperado de: http://cefire.edu.gva.es/pluginfile.php/199806/mod_resource/content/0/contenidos/009/luminotecnia/31__tipos_de_lmparas.html
- Centro Nacional de Control de Energía. (24 mayo 2016). *Resumen de Operación del Sistema Eléctrico Nacional*. Recuperado de: <http://appcenter.grupoice.com/CenceWeb/CenceMain.jsf>
- Club & Hotel Condovac La Costa. (2012). *Estatutos*. Recuperado de: <http://www.condovac.com/resources/estatutos-condovac.pdf>
- DIAL. (2015). *DIAL*. Recuperado de: <https://www.dial.de/en/home/>
- Escuela de Ingeniería Electrónica. (2015). *Diseño, Instalación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos*. Tecnológico de Costa Rica.
- Escuela de Ingenieros Industriales. (2014). *Componentes de una instalación fotovoltaica*. Universidad de Castilla. Recuperado de: http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/Indice_compon.htm
- García, S. (s.f.). *Instrumentos de Medición*. Universidad de Murcia. Recuperado de: <http://webs.um.es/gregomc/IntroduccionAstronomia/Temas/04%20INSTRUMENTOS%20DE%20OBSERVACION.pdf>
- Gómez, F., Sanhuesa, P., & Díaz, J. (2012, Julio). *Guía Práctica de Iluminación de Exteriores*. Retrieved from OPCC. OTPC: http://www.iac.es/adjuntos/otpc/opcc-otpc_guia.pdf
- I.E.S. Andalucía. (s.f.). *La Luz y las Ondas Electromagnéticas*. Departamento de Física y Química. Recuperado el 15 de Marzo de 2016, de:

http://www.iesalandalus.com/joomla3/images/stories/FisicayQuimica/Fis2B/t6_optica.pdf

Instituto de Astrofísica de Canarias. (s.f.). *Guía Práctica de Niveles de Iluminación según EN-13201 y RD 1980/08*. Recuperado de: http://www.iac.es/adjuntos/otpc/NivelesUneEN13201_2009.pdf

INTECO. (s.f.). *Normalización*. Recuperado de: <http://inteco.or.cr/esp/normalizacion/que-es-beneficios>

López, G. (2003). *Técnicas de Evaluación de Proyectos de Inversión*. Recuperado de: http://www.ucema.edu.ar/u/gl24/Slides/Evaluacion_de_proyectos_de_inversion.pdf

Malón, S., & Bañuelos, A. (2001). *Diseño de Alumbrado Exterior con Criterios Sostenibles*. Recuperado de: <http://www.aacacustica.com/galeria/PONENCIA.pdf>

Martínez Z., A. (2012). *El Color*. Universidad del País Vasco. Recuperado de: http://www.ehu.eus/alfredomartinezargote/tema_4_archivos/luminotecnia/04%20El%20color.pdf

Martínez Z., A. (2012). *Magnitudes luminosas*. Universidad del País Vasco. Recuperado de: http://www.ehu.eus/alfredomartinezargote/tema_4_archivos/luminotecnia/05%20Magnitudes%20luminosas.pdf

Ministerio de Ambiente y Energía. (2015). *Generación Distribuida para Autoconsumo con fuentes renovables bajo modelo de contratación medición neta sencilla*. Gobierno de la República, Costa Rica. Recuperado de: <http://www.minae.go.cr/recursos/2015/pdf/Propuesta-Reglamento-Generacion-Distribuida-21-08-2015.pdf>

MTESS. (2013). *La Iluminación en el Ambiente Laboral*. Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social, Argentina. Recuperado de: http://www.srt.gob.ar/images%5Cpdf%5CRs84-12_Protocolo_Iluminacion_Guia_Practica.pdf

NFPA. (2008). *Código Eléctrico Nacional*.

Oviedo, B. (2013). *Rentabilidad de proyectos fotovoltaicos bajo el Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo*. Universidad de Costa Rica.

- Recuperado de:
http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb2013/pb2013_046.pdf
- Raitelli, M. (s.f.). *Diseño de iluminación de interiores*. Universidad Tecnológica Nacional. Recuperado de: <http://www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/cap08.pdf>
- Romero, J., & Quintana, C. (s.f.). *Unidades y Conceptos de Iluminación*. Departamento de Ingeniería Eléctrica, ULPGC. Recuperado de: http://www2.ulpgc.es/hege/almacen/download/11/11748/Tema_02.pdf
- Sandoval, J. (2012). *Iluminación de Espacios Exteriores Privados*. Universidad Tecnológica Nacional: Recuperado de: <http://www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/cap10.pdf>
- TECNUN. (s.f.). *Naturaleza y Propagación de la Luz*. Universidad de Navarra. Recuéradp de: http://www4.tecnun.es/asignaturas/funfis_2/Apuntes/Naturaleza%20de%20la%20luz.pdf
- Trilux. (2015). *Rendimiento luminoso*. Recuperado de: <https://www.trilux.com/es/xperience/rendimiento-luminoso/>
- Universidad de Jaén. (s.f.). *La célula solar*. Recuperado de: https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_04.htm
- Universidad de Navarra. (s.f.). *Tipos de lámparas*. Recuperado de: http://www.unav.es/ted/manualted/manual_archivos/luz9_main.htm