



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Sistemas fotovoltaicos  
interconectados con la red eléctrica  
como complemento innovador para  
alumbrado público LED**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Eléctrico Electrónico**

**P R E S E N T A**

Miguel Ángel Alquicira Ramírez

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. Alex Guillermo Ramírez Rivero



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

|

Esta página se dejó en  
blanco intencionalmente

## **Jurado asignado**

<b>Presidente</b>	Dr. Gabriel León de los Santos
<b>Vocal</b>	Ing. Alex Guillermo Ramírez Rivero
<b>Secretario</b>	Dra. Manuela Azucena Escobedo Izquierdo
<b>1er. Suplente</b>	M.I. Iván Urzúa Rosas
<b>2º. Suplente</b>	Dr. Daniel Guillén Aparicio

## **Tutor**

Ing. Alex Guillermo Ramírez Rivero

## **Agradecimientos**

Al Ing. Alex Ramírez, por su confianza, sencillez, soporte continuo y por compartir su conocimiento, curiosamente primero a nivel profesional y después a nivel académico.

A la Dra. Azucena, al Dr. Gabriel, al Dr. Daniel y al MI Iván, por su disposición, seguimiento y por aportar valor a mi trabajo con su conocimiento.

A mi familia, por su paciencia y apoyo incondicional a pesar del tiempo.

A ti, que pese al tiempo has estado y te has quedado.

Y a ti, que fuiste parte pero que hoy no estás.

Esta página se dejó en  
blanco intencionalmente

Introducción	1
Estado del arte	3
1. Conceptos de alumbrado público	6
1.1. Conceptos básicos de iluminación	6
1.2. Eficiencia energética en iluminación	9
1.3. Iluminación vial	11
1.4. Tecnologías de iluminación	13
1.5. Luminarias LED para alumbrado público	18
1.6. Criterios de diseño de iluminación vial con luminarias LED	23
2. Conceptos de sistemas fotovoltaicos	38
2.1. Principios básicos de la generación fotovoltaica	38
2.2. Sistemas autónomos	44
2.2.1. Componentes de un sistema FV autónomo	45
2.2.2. Principio de funcionamiento de un sistema FV autónomo	51
2.2.3. Aplicación de un sistema FV autónomo a sistemas de alumbrado público	54
2.3. Sistemas interconectados con la red	57
2.3.1. Componentes de un sistema FV interconectado con la red	58
2.3.2. Principio de funcionamiento de un sistema FV interconectado con la red	61
2.3.3. Aplicación de un sistema FV interconectado con la red a sistemas de alumbrado público	63
3. Implicaciones técnicas, económicas, regulatorias y ambientales para proyectos de alumbrado público con sistemas fotovoltaicos	66
3.1. Comparativa técnica de los sistemas autónomos y los sistemas interconectados con la red	67
3.2. Comparativa económica de los sistemas autónomos y los sistemas interconectados con la red	72
3.3. Implicaciones legales para sistemas fotovoltaicos interconectados con la red	74

3.4. Comparativa de impacto ambiental de los sistemas autónomos y los sistemas interconectados con la red	79
4. Proyecto de iluminación LED de una vialidad con un sistema FV interconectado con la red	84
4.1. Descripción de las necesidades del proyecto	85
4.2. Normatividad	86
4.3. Criterios de diseño de iluminación	88
4.4. Selección de las luminarias LED	91
4.5. Disposición de las luminarias	94
4.6. Simulación de alumbrado y resultados lumínicos	95
4.7. Criterios de diseño del sistema FV interconectado con la red	100
4.8. Soluciones estructurales	104
4.9. Selección de componentes para el sistema fotovoltaico interconectado con la red	109
4.10. Balance energético	115
4.11. Instalación eléctrica	117
4.12. Evaluación económica	119
4.13. Gestiones para la interconexión con la red	123
4.14. Guía de mantenimiento	125
Conclusiones	130
Índice de tablas	133
Índice de figuras	135
Bibliografía	137

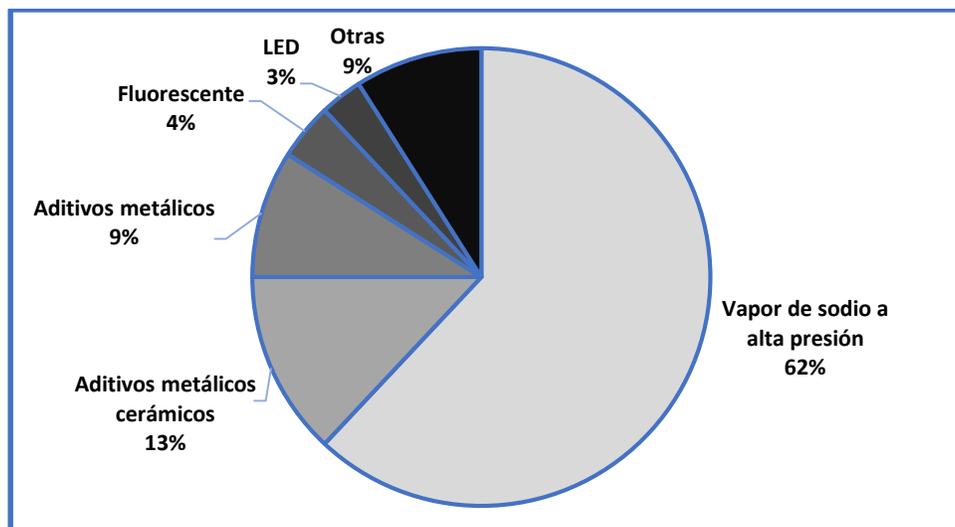
## Estado del arte

Hasta 2017, en México el alumbrado público representa 2.37% del consumo nacional de energía eléctrica, lo que pudiere parecer poco pero considerando que la mayoría de la electricidad en México proviene de los combustibles fósiles, tanto en términos energéticos como en términos ecológicos representa un número importante.

Por otro lado, el servicio de alumbrado público, incluyendo el mantenimiento, representa entre 5% y 10% del gasto corriente de un ayuntamiento, siendo el gasto corriente el 80.4% de los ingresos disponibles (SENER, 2017).

Las tecnologías empleadas en el alumbrado público actualmente son en su mayoría tecnologías ineficientes, y en muchos casos instalaciones que datan de hace muchos años sin mantenimiento alguno, lo que reduce aún más la eficiencia y maximiza las pérdidas de energía eléctrica en los circuitos de alumbrado público.

Las tecnologías empleadas en alumbrado público en México en la actualidad se muestran en la Figura EA.1:



Fuente: CONUEE, 2017

Figura EA.1. Tecnologías de alumbrado público en municipios de México

La CONUEE estima que el potencial de ahorro energético que va desde el 34% hasta el 75% por el cambio de tecnologías instaladas actualmente por otras más eficientes, y a través del Proyecto Nacional de Eficiencia Energética en Alumbrado Público impulsa este cambio para reducir el consumo de energía eléctrica, apoyo a las finanzas municipales y mejore la imagen urbana de los municipios.

Por otro lado, a lo largo del país se han construido diversas vialidades, autopistas urbanas, distribuidores viales y segundos pisos bajo el modelo de concesión, lo cual atribuye a la compañía privada a proveer, entre otras cosas, el servicio de alumbrado público para los usuarios de la vía en cuestión.

Por lo anterior, los departamentos de alumbrado público a los diferentes niveles de gobierno, en congruencia con el programa municipal, obligan a las concesionarias a emplear tecnologías eficientes de alumbrado público, así como de emplear un medio de generación de energía renovable para la alimentación del nuevo sistema de iluminación.

Esto último ha generado un interés creciente por el desarrollo de proyectos de generación distribuida con energía renovable, siendo la energía fotovoltaica la más empleada por su predictibilidad, los estudios de irradiación solar existentes, la disponibilidad de los productos y las diferentes opciones de sistema que representan para su uso en conjunto con los sistemas de alumbrado público.

La implementación del Proyecto Nacional de Eficiencia Energética en Alumbrado Público, sumado a las exigencias gubernamentales para el alumbrado público concesionado, ha permitido identificar las oportunidades y limitantes que enfrentan los diferentes prestadores del servicio de alumbrado público (municipios y concesionarios) para desarrollar programas y proyectos de eficiencia energética, así como las diferentes opciones de soluciones para llevarlos a cabo y generar beneficios energéticos, económicos, sociales y ambientales.

### **Introducción**

La demanda energética de un país está asociada a diferentes factores, principalmente el crecimiento de la población y, en consecuencia, la expansión de los asentamientos humanos o incremento de la densidad demográfica, y al crecimiento económico por el desarrollo de la infraestructura comercial, industrial, de servicios, turística, etc. Esto ha generado un particular interés en la generación de soluciones que permitan satisfacer esta creciente demanda de energía.

Desde hace varios años, se inició una exhaustiva búsqueda de soluciones energéticas alternativas para satisfacer la demanda de energía alrededor del mundo. En nuestro país, donde vivimos inmersos en una economía petrolizada, hemos generado una enorme dependencia hacia los combustibles fósiles, lo cual representa hoy en día un problema debido principalmente a tres razones, la escasez del recurso, la dificultad para extraerlo y a la creciente demanda energética a través del tiempo. Es por ello que la explotación de las energías renovables, así como la búsqueda de procesos más eficientes es hoy en día un tema de interés tanto local como global.

Las energías renovables son hoy una de las fuentes energéticas más importantes, sin embargo, su uso se ve limitado por muchos factores como el desarrollo de tecnología, la disponibilidad e irregularidad de las fuentes (sol, agua, viento, etc.), en ocasiones la baja capacidad de las plantas e incluso la rentabilidad de los proyectos; no obstante, el desarrollo de estas energías es de vital importancia para un desarrollo sustentable.

Por otra parte, el desarrollo de tecnologías para lograr que los procesos existentes sean más eficientes es una cuestión que se ha venido explorando desde décadas atrás, sin embargo no es sino en las últimas tres cuando se han empleado nuevas tecnologías, lo cual ha generado una serie de procedimientos cuyos resultados hoy en día son extraordinarios en varios ámbitos, desde los procesos de generación de

energía eléctrica, la transmisión de la misma y hasta en la reducción del consumo en aparatos.

La eficiencia energética es hoy en día un tema que no sólo obedece a medidas ambientales, sino también a la reducción del uso de combustibles fósiles y, como consecuencia, a la reducción en los costos de operación de una planta generadora. Tanto como para los procesos industriales más complejos como para la vida doméstica, el consumo de energía eléctrica representa un gasto considerablemente alto y por demás necesario. A través de los años se han planteado soluciones que conlleven una disminución en la demanda eléctrica, y se han desarrollado diferentes tecnologías y métodos que se encargan de hallar nichos de oportunidad al respecto; uno de esos nichos radica en los sistemas de iluminación.

Particularmente, la iluminación vial es uno de los campos que ha hallado mayor potencial en cuanto a eficiencia energética, sin embargo, es importante analizar las diferentes tecnologías disponibles y cada caso en específico para determinar la opción más adecuada tanto en términos de consumo como en calidad de iluminación, por lo que un buen diseño debe ser capaz de atender todos esos aspectos en conjunto con los económicos, organizacionales y ambientales.

Además, la correcta conjunción de la eficiencia energética con las energías renovables y particularmente con sistemas fotovoltaicos ofrece resultados extraordinarios en beneficio de todas las partes involucradas ya que, si bien son generalmente proyectos de inversión alta, dadas las condiciones ambientales como las de nuestro país y un buen diseño e implementación, derivan en larga vida útil, nulo mantenimiento, buen desempeño y, por tanto, atractivos retornos de inversión.

La presente tesis buscará analizar diferentes alternativas tanto tecnológicas como de integración de soluciones y compararlas con el fin de resaltar las ventajas y beneficios que conllevan proyectos de esta naturaleza partiendo de una necesidad real, así como determinar las condiciones para las que alguna solución resulta o no

factible con base en criterios técnicos, económicos, ambientales y regulatorios. Con base en lo anterior, la tesis quedará estructurada en cuatro capítulos, en cuyos dos primeros se analizarán los conceptos y definiciones que se requieren conocer, así como los criterios con base en los cuales se abordará la solución; el capítulo tres expondrá los escenarios donde se emplean los conceptos y criterios definidos en los primeros dos capítulos, y se compararán para establecer la matriz de posibles soluciones; finalmente en el capítulo cuatro se expondrá un caso real de la implementación de un proyecto y empleando lo anterior se buscará determinar la mejor solución con base en las consideraciones particulares del caso expuesto.



# 1. Conceptos de alumbrado público

*Fuente: Intec de México SAPI de CV, 2014*

## 1.1. Conceptos básicos de iluminación

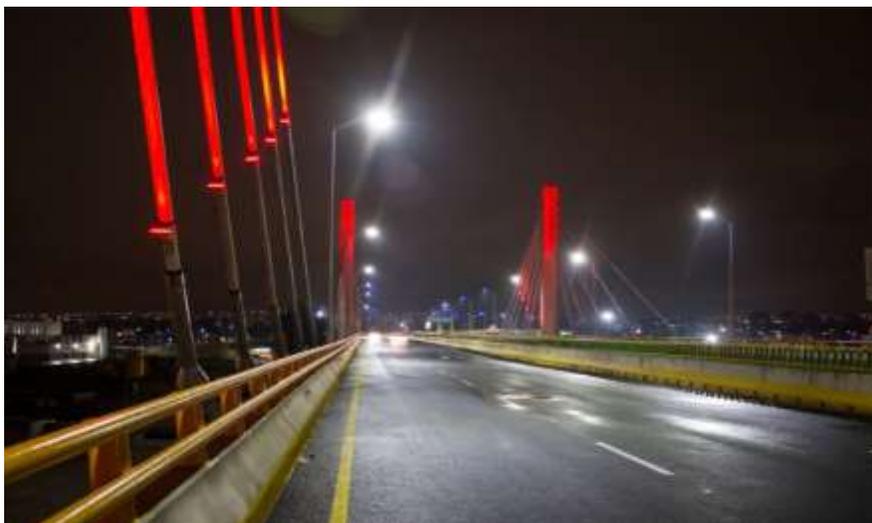
De acuerdo con la Real Academia de la Lengua Española, iluminación se define como “acción y efecto de iluminar”, e iluminar a su vez como “alumbrar, dar luz o bañar de resplandor”, definición que resulta ambigua si no se concibe el concepto de luz.

Es común que el concepto de luz se confunda con el de energía eléctrica y muchas personas utilizan los términos indistintamente, “recibo de la luz” o “se fue la luz” son expresiones claras de ello. La energía eléctrica que se emplea en la vida cotidiana se transforma en otras formas de energía, como energía mecánica en un motor, calorífica en un horno eléctrico, acústica en un reproductor de música, luminosa en lámparas y en muchas otras más, por lo que es importante concebirla como un concepto completamente diferente.

Para propósitos de ingeniería de iluminación, la Sociedad de Ingenieros en Iluminación de Norteamérica (IESNA, por sus siglas en inglés) define la luz como la energía radiante que es capaz de excitar la retina humana y crear una sensación visual (IESNA, 2000).

Con base en lo anterior, la iluminación es el componente del ambiente de cualquier espacio que produce una percepción visual, y en conjunto con la arquitectura, la luz establece cómo reconocer, apreciar, evaluar y reaccionar ante dicho ambiente.

En el sentido estético, iluminar no sólo contempla llenar de luz un determinado lugar; la luz es un elemento arquitectónico capaz de crear ambientes y de evocar sensaciones, su presencia puede llenar espacios y, por el contrario, su ausencia denota escasez y profundidad. Es una pieza fundamental en la creación de un entorno y su correcto uso impacta directamente en los sentidos del espectador. Iluminar implica contraste, porque más allá de resaltar u oscurecer espacios busca crear conceptos interpretativos; implica saturación creando un vaivén entre sólido y tenue en una determinada superficie; implica resalte de las formas naturales de una superficie o creación de formas y figuras; implica matiz, generando una gama de tonos infinita en cada color. Iluminar es crear espacios, ambientes y escenarios jugando con la percepción visual del espectador (Figura 1.1).



*FUENTE: Intec de México SAPI de CV, 2012*

**Figura 1.1.** Distribuidor vial, Puebla

Una vez definido el concepto de iluminación, es importante conocer algunos términos relacionados, los cuales se describen de forma sintetizada a continuación:

- Temperatura de color (TCC). Popularmente, es una escala que ayuda a identificar cuán cálido o frío es el tono de luz proveniente de una fuente, entendiendo por “cálido” un tono de blanco cercano al rango de los amarillentos o anaranjados, y a “frío” un tono cercano al rango de los azules. El nombre de esta propiedad viene de la definición que indica que es la temperatura absoluta que alcanza un cuerpo negro al ser calentado para irradiar un determinado tono de luz, por esa referencia es que esta magnitud se mide en Kelvin (K).
- Índice de reproducción de color. El CRI, por sus siglas en inglés, es una escala que indica el efecto de la luz sobre los colores en comparación con otra fuente lumínica de referencia, específicamente la luz solar y se mide en una escala de 1 a 100, es decir, la luz solar tiene un CRI de 100.  
Al respecto de los parámetros anteriores, suele haber confusión entre ellos; en términos simples, la temperatura de color se refiere a la apariencia de color de una fuente de luz, “cálida” para baja temperatura de color y “fría” en caso contrario. El CRI se refiere a la habilidad de una fuente lumínica, con una temperatura de color particular, para reproducir los colores de los objetos tan fielmente como una fuente de luz de referencia a la misma temperatura de color (IESNA, 2000).
- Flujo luminoso. Es la cantidad total de energía luminosa emitida por segundo por una fuente, medida en lúmenes (lm).
- Intensidad luminosa. La intensidad luminosa es el concepto de la concentración de luz en una dirección específica radiada por segundo, y su unidad es la candela (cd). Es importante señalar que la intensidad no es una función de la distancia (Schröder, 2017).
- Iluminancia. Es la cantidad de lúmenes por unidad de superficie y se mide en luxes (lx). Existen dos tipos, la iluminancia horizontal y la iluminancia vertical, ambas dadas por la altura de la fuente, el ángulo de incidencia y la intensidad luminosa.

- **Luminancia.** A diferencia de la iluminancia, describe el concepto de intensidad luminosa emitida por unidad del área de una superficie en una dirección específica. Mide la luz tal como es percibida por el ojo humano. La visibilidad de todas las superficies y objetos que están en nuestro campo visual se debe a su luminancia, mientras que los niveles de iluminancia de hecho no se perciben. La unidad es la candela por metro cuadrado ( $\text{cd/m}^2$ ) (Schröder, 2017), aunque también es conocida como Nit (nt).
- **Distribución espectral.** La distribución espectral representa la distribución de la energía radiada en longitudes de onda diferentes en la parte visible del espectro. Puede definirse para cada tipo de fuente de la luz. Por ejemplo, la distribución espectral de una lámpara de vapor de sodio alta presión tiene la mayor parte de energía radiada en colores amarillo-naranja, mientras que la distribución espectral de un lámpara de halogenuros metálicos tiene su energía radiada en todas partes del espectro, lo que causa una emisión de luz blanca (Schröder, 2017).
- **Patrón de irradiación fotométrica.** Es la forma de distribución de la luz de una fuente, usualmente dada por la combinación de relectores, refractores, lentes y otros dispositivos, para captar y dirigir la luz hacia una determinada área.
- **Eficacia lumínica.** Es la razón de los lúmenes emitidos por una determinada fuente y la potencia total de dicha fuente, y se mide en lúmenes por cada Watt ( $\text{lm/W}$ ).

## 1.2. Eficiencia energética en iluminación

La eficiencia energética y las energías renovables representan no solamente un fuerte impulso al desarrollo sustentable por mitigar el impacto ambiental derivado de la instalación y operación de un sistema de alumbrado, sino también grandes ahorros económicos al usuario final.

La evolución en las tecnologías de iluminación es un tema que en los últimos años se ha centrado en dos parámetros principales: la eficacia lumínica, es decir, en que la fuente luminosa otorgue el mayor flujo luminoso con la menor demanda posible, usualmente medida en lúmenes por cada Watt (lm/W); y en el patrón de irradiación fotométrica, de modo que se aproveche la mayor cantidad de lúmenes emitidos en la superficie a iluminar.

Debido a la inmensa cantidad de aplicaciones de los sistemas de iluminación, la variedad de ópticas a desarrollar es muy grande por lo que es primordial que, en conjunto, la luminaria completa envíe la mayor cantidad de luz hacia el plano útil. Por ejemplo, una lámpara de vapor de sodio a alta presión otorga una buena eficacia lumínica (aproximadamente 100 lm/W), sin embargo, emite luz en todas direcciones, por lo que al colocarla en una carcasa para que el patrón de irradiación fotométrica sea el deseado, y al requerir un balastro para su funcionamiento, la eficacia lumínica total de una luminaria de este tipo se reduce alrededor del 50%. Al igual que esta tecnología, la gran desventaja de la mayoría de las lámparas es que emiten su luz en 360 grados, lo cual provoca que, al dirigir la luz hacia el plano de trabajo deseado, haya grandes pérdidas lumínicas dentro de una carcasa, o bien, se iluminen zonas no deseadas provocando contaminación lumínica.

Por lo anterior, uno de los mayores retos de la iluminación eficiente radica en que la luminaria completa ofrezca la mayor cantidad de “lúmenes objetivo”, es decir, la mayor cantidad de luz en la superficie deseada.

Las tecnologías que se han desarrollado son muy diversas, tanto en lámparas como en balastros, fuentes electrónicas, carcasas, lentes, reflectores, etc., sin embargo, es de suma importancia el saber identificar la relación entre todos los componentes de una luminaria, pues es muy común encontrar “mezclas” de tecnologías que, si bien reducen el consumo, no necesariamente cuidan la calidad de iluminación, el funcionamiento o la vida útil de los equipos empleados.

Por ejemplo, frecuentemente se pueden observar luminarias de alumbrado público (cuyas carcassas son fabricadas para lámparas de alta descarga) con una lámpara fluorescente compacta; o bien, tubos tipo T8 de LED's en luminarias para empotrar hechas para tubos fluorescentes. Esta práctica, si no se realizan los estudios necesarios para conocer el impacto en el desempeño del equipo integrado, puede llevar a resultados desastrosos en cuanto a calidad de iluminación, mantenimiento, tiempo de vida útil de los componentes e incluso rentabilidad.

En resumen, la eficiencia energética en iluminación no es necesariamente sinónimo de “apagar la luz”, sino que se debe de emplear de manera adecuada una tecnología aprovechando sus ventajas y combinándola con los accesorios y complementos que maximicen el desempeño con el mínimo consumo posible, y por supuesto sin sacrificar los requerimientos lumínicos tanto normativos como de confort de una determinada zona.

### **1.3. Iluminación vial**

La iluminación de vías públicas tanto para vehículos como para peatones debe crear un ambiente nocturno en el cual las personas puedan ver cómodamente y distinguir objetos sobre las vialidades de forma rápida y confiable. La iluminación vial puede mejorar la seguridad de los conductores, mejorar la eficiencia del flujo de tráfico y promover el uso general de las vialidades durante oscuridad y una gran variedad de condiciones climáticas.

Como suplemento de las luces de los vehículos, la iluminación vial puede permitir a los automovilistas distinguir detalles y localizarlos con mayor certeza, así como reaccionar fácilmente a las condiciones de tráfico sobre la vialidad o en las zonas aledañas a ella. Los peatones deben ser capaces de ver con suficiente detalle para identificar las zonas peatonales y reconocer la presencia de otros peatones, vehículos y objetos en sus inmediaciones. Cuando los principios y técnicas de

iluminación vial son correctamente aplicados, la visibilidad en los espacios públicos conlleva beneficios económicos y sociales al público, incluyendo:

- reducción de accidentes nocturnos;
- facilidad de ayuda policiaca;
- agilización de tráfico;
- promoción de negocios e industria durante horario nocturno;
- sensación de seguridad;
- imagen urbana (*IESNA, 2000*).

Existen diferentes tipos de luminaria empleadas en la iluminación vial, siendo la “cabeza de cobra” el tipo más común, a tal grado que estas luminarias han poblado las ciudades de prácticamente todo el mundo durante los últimos 40 años. La mayoría de estas luminarias emplean lámparas de descarga de vapor de sodio en estado excitado para producir luz; hay dos variaciones de esta tecnología, las lámparas de vapor de sodio a alta presión y a baja presión, siendo las primeras las más comunes y las que dan ese característico tono entre amarillento y anaranjado a las ciudades.

En las últimas décadas, se comenzaron a emplear otras tecnologías de alta intensidad de descarga para migrar de luz cálida a luz fría como las lámparas de aditivos metálicos, pero además del rendimiento de color superior, no representan ventajas técnicas, energéticas o de desempeño con respecto a las lámparas de vapor de sodio, incluso estas últimas resultan tener una eficacia lumínica notablemente superior respecto a algunas que la sustituyen.

En la siguiente sección se abordará el tema de las diferentes tecnologías de iluminación y se enfatizará en aquellas que se empleen en alumbrado público.

#### 1.4. Tecnologías de iluminación

Con el paso de los años se han empleado diferentes fuentes para iluminación, en un principio el fuego fue la principal, fogatas, antorchas y más tarde velas fueron las fuentes que daban iluminación al hombre; otros inventos creados mediante el uso del fuego fueron las lámparas de aceite y de gas.

La primera lámpara eléctrica fue la lámpara de arco de carbono desarrollada en 1801 por Sir Humpfrey Davy, sin embargo, las lámparas eléctricas no fueron populares sino hasta la invención de la lámpara incandescente de manera independiente por Sir Joseph Swan en Inglaterra y Thomas Edison en los Estados Unidos. Este último patentó su invento en 1879 y subsecuentemente hizo de la invención un éxito comercial (IESNA, 2000).

A continuación, se describirán las características de las principales fuentes de iluminación actuales.

- Incandescencia

Las lámparas incandescentes producen luz cuando a un filamento de tungsteno se le aplica electricidad de tal forma que al pasar a través de él produce tal calentamiento que comienza a brillar intensamente. Sin embargo, sólo el 10% de la electricidad empleada se convierte en luz, mientras que el resto se transforma en calor. Debido a esta ineficiencia, en varios países se está prohibiendo la venta de estas lámparas.

La vida útil promedio de estas lámparas está alrededor de las 1000 horas, y a pesar de su ineficiencia y su corta vida útil, son las que mayor CRI ofrecen, alcanzando un valor cercano a 100. Una lámpara típica se muestra en la Figura 1.2.



*FUENTE: Osram, 2017*

**Figura 1.2. Lámpara incandescente**

- Halógeno

Esta tecnología es una variante de la incandescencia, su principio de funcionamiento es el mismo del filamento de tungsteno, pero a diferencia del incandescente hay un gas halógeno dentro del bulbo. Cuando el tungsteno se quema en el filamento, el gas lo vuelve a depositar en él para ser reutilizado. Las lámparas de halógeno duran mucho más y son más brillantes que las incandescentes tradicionales (National Optical Astronomy Observatory, 2017).

Al igual que las incandescentes tradicionales, ofrecen un CRI de 100, por lo que su mayor uso está en aquellas aplicaciones donde la reproducción de los colores debe ser fiel, como en galerías de arte, museos o incluso en exhibidores de ropa. En la Figura 1.3 se muestra un diseño típico de este tipo de lámpara.



*FUENTE: Philips Lighting, 2017*

**Figura 1.3. Lámpara de halógeno**

- **Fluorescencia**

La luz de una lámpara fluorescente se crea en primer lugar, mediante una corriente eléctrica que se conduce a través de un gas inerte para producir radiación ultravioleta que resulta invisible para el ojo humano. La luz ultravioleta, a su vez, interactúa con mezclas especiales de fósforos que revisten la superficie interior del tubo de la lámpara fluorescente, que convierte eficazmente la luz invisible en luz blanca visible. Los focos fluorescentes requieren una fuente de alimentación especial denominada balastro, necesario para regular la corriente de funcionamiento de la lámpara y proporcionar una tensión de encendido compatible (Philips Lighting, 2017).

Estas lámparas pueden llegar a ser hasta 80% más eficientes que las incandescentes, además de que su tiempo de vida útil está entre las 6000 y 15000 horas, a diferencia de las 1000 horas de vida promedio de una lámpara incandescente.

El CRI de este tipo de lámparas, puede estar entre 50 y 80, por lo que no deben usarse para aplicaciones donde la reproducción de color sea primordial. Una lámpara típica de esta tecnología se muestra en la Figura 1.4.



*FUENTE: Philips Lighting, 2017*

**Figura 1.4. Lámpara fluorescente compacta**

- Vapor de sodio a alta presión

Dentro del tipo de lámparas conocidas como de alta intensidad de descarga, la lámpara de vapor de sodio a alta presión es la tecnología más comúnmente utilizada en todo el mundo para alumbrado público. Produce luz al hacer funcionar la electricidad a través de una mezcla de gases que, al igual que la fluorescente, requiere de un balastro para regular la corriente y tener un nivel de tensión adecuado.

Estas lámparas tardan unos minutos en encenderse por completo y producen un brillo entre amarillo y anaranjado. Su tiempo de vida útil ronda las 20,000 horas en promedio, sin embargo se ha logrado duplicar su vida útil mediante el uso de doble quemador en una sola lámpara; su CRI no es mayor a 25, por lo que a pesar de emitir una buena cantidad de lúmenes, la distorsión de colores y formas es evidente en vialidades y espacios que emplean esta tecnología. La Figura 1.5 muestra una vialidad iluminada con luminarias de esta tecnología.



*FUENTE: Illuminet, 2008*

**Figura 1.5. Vialidad iluminada por luminarias de vapor de sodio a alta presión**

- Aditivos metálicos

Esta tecnología forma parte de las llamadas lámparas de alta intensidad de descarga, debido a que se requiere de un balastro para su funcionamiento. Al igual que las anteriores, las lámparas de aditivos o halogenuros metálicos se utilizan comúnmente en alumbrado público, además de en grandes áreas abiertas como estacionamientos, plazas y estadios.

El color de luz es blanca y tiene una buena reproducción del color, entre 70 y 85, por lo que ha sido la principal opción para sustituir al vapor de sodio por su compatibilidad de carcadas, similitud en desempeño y potencia, así como en el tiempo de vida útil. En la Figura 1.6 se muestra una vialidad iluminada con luminarias de esta tecnología.



*FUENTE: Iluminet, 2016*

**Figura 1.6. Vialidad iluminada por luminarias de aditivos metálicos**

- Inducción magnética

Esta tecnología es similar a la fluorescente, pero a diferencia de estas, en lugar de usar electrodos las lámparas de inducción magnética usan electroimanes para

producir electrones libres. Estos electrones libres generados por un campo electromagnético colisionan con átomos de mercurio provistos por una píldora de mercurio sólido para producir fotones de luz UV. Una vez que la luz UV es producida se convierte en luz visible al reaccionar con la película de fósforo que recubre el interior del tubo (American Green Power USA, 2017).

Las lámparas de inducción típicamente alcanzan un CRI de 80, su tiempo de vida útil es superior a las 60,000 horas y su eficacia lumínica llega a alcanzar los 100 lm/W. Sus aplicaciones más frecuentes son naves industriales, estaciones de autobuses y trenes, estacionamientos e incluso algunas se usan para alumbrado público. Algunos diseños de estas lámparas se muestran en la Figura 1.7.



*FUENTE: American Green Power USA, 2017*

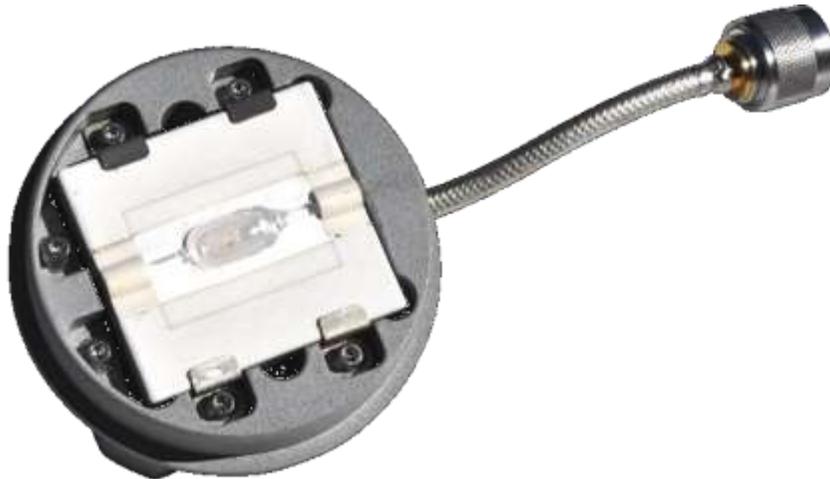
**Figura 1.7. Lámparas de inducción comunes**

- Plasma

La lámpara de plasma fue inventada en China en el año 1992 como un desarrollo de la Universidad Fudan, donde se demostró que una burbuja de cuarzo rellena de argón y azufre, podía emitir luz visible si es provista con una fuente de microondas de 2450 MHz, proceso químico que se da en la transición entre la vibración y rotación de las moléculas de azufre. El principio de funcionamiento de la lámpara de plasma combina la técnica de microondas y la técnica de iluminación electrónica.

El diseño de ingeniería eléctrica está constituido por dos partes fundamentales: un emisor, una lámpara de cuarzo de 28 mm de diámetro compuesta por una mezcla entre un gas noble y algún haluro metálico como sodio, mercurio o azufre; y un conductor de radio frecuencia (RF) constituido por un generador de estado sólido, un microcontrolador y un resonador de cerámica (Illuminet, 2014).

Su mayor aplicación se ha centrado en aplicaciones de alto flujo luminoso y, por consiguiente, la iluminación de grandes espacios como naves industriales, gimnasios y fábricas. Su eficiencia alcanza los 140 lm/W, su vida útil ronda las 60,000 horas y su CRI es de alrededor de 80. En la Figura 1.8 se puede ver un ejemplo de diseño de esta tecnología.



*FUENTE: Illuminet, 2014*

**Figura 1.8. Equipo de iluminación de plasma**

- LED

El diodo emisor de luz (LED, por sus siglas en inglés) es un dispositivo de estado sólido compuesto de una juntura P-N cuya radiación de salida es función de su construcción física, material empleado y corriente de excitación. Cuando se polariza, los electrones son capaces de combinarse con los huecos, y la energía liberada durante este proceso se presenta en forma de luz, fenómeno llamado electroluminiscencia; esta salida puede estar en la región infrarroja o en la región visible. El LED fue desarrollado a principios del siglo XX, sin embargo, no fue

empleado como un componente electrónico práctico sino hasta 1962 (IESNA, 2000). Un LED típico usado en electrónica se muestra en la Figura 1.9.



FUENTE: LED Roadway Lighting Co. LTD, 2010

**Figura 1.9. LED convencional**

El LED, como fuente de iluminación aparece el primer año del siglo XXI, después de la invención del LED de Alta Intensidad por el Profesor Shuji Nakamura de la compañía japonesa de LED's Nichia, recientemente galardonado con el Premio Nobel de Física por este desarrollo. Al ser una fuente luminosa en estado sólido, hecho de elementos semiconductores, ofrece una vida extremadamente larga si se cuidan las condiciones térmicas, medioambientales y eléctricas en la luminaria. La eficacia lumínica neta superior de los LED's respecto a fuentes tradicionales de iluminación radica en que éstos emiten su luz hacia un solo hemisferio ( $180^\circ$ ), mientras que el resto de las fuentes convencionales lo hacen absolutamente en todas las direcciones, lo que representa grandes pérdidas en reflexión y refracción al dirigir la luz.

Las ventajas de los LED's radican en su larga vida, el nulo mantenimiento, una óptica personalizada dependiendo de la aplicación, distintas temperaturas y rendimiento de color, así como la característica de iluminar solamente el área requerida, maximizando la eficiencia energética y minimizando la contaminación lumínica (Kouzhnetsov, 2012). Sin embargo, los LED's requieren un manejo térmico más preciso que el resto de las formas tradicionales de iluminación.

No todos los LED's se fabrican de la misma manera; se fabrican en grandes lotes, normalmente con muy poca coherencia en lo que respecta a color y eficacia. Posteriormente, se clasifican en grupos llamados “códigos BIN”, según el color, la eficacia y la tensión en directa (*LED Roadway Lighting Co. LTD, 2012*). Mediante el uso de grupos BIN específicos, tolerancias de color y brillo – no sólo de la luz emitida por luminarias individuales, sino en superficies luminosas visibles – son reducidas al mínimo. En consecuencia, las superficies iluminadas y paneles emisores de luz de las luminarias adquieren una apariencia uniforme. Esta selección es especialmente importante en lugares donde se requiere una gran calidad de luz, por ejemplo, en museos, galerías de arte o boutiques.

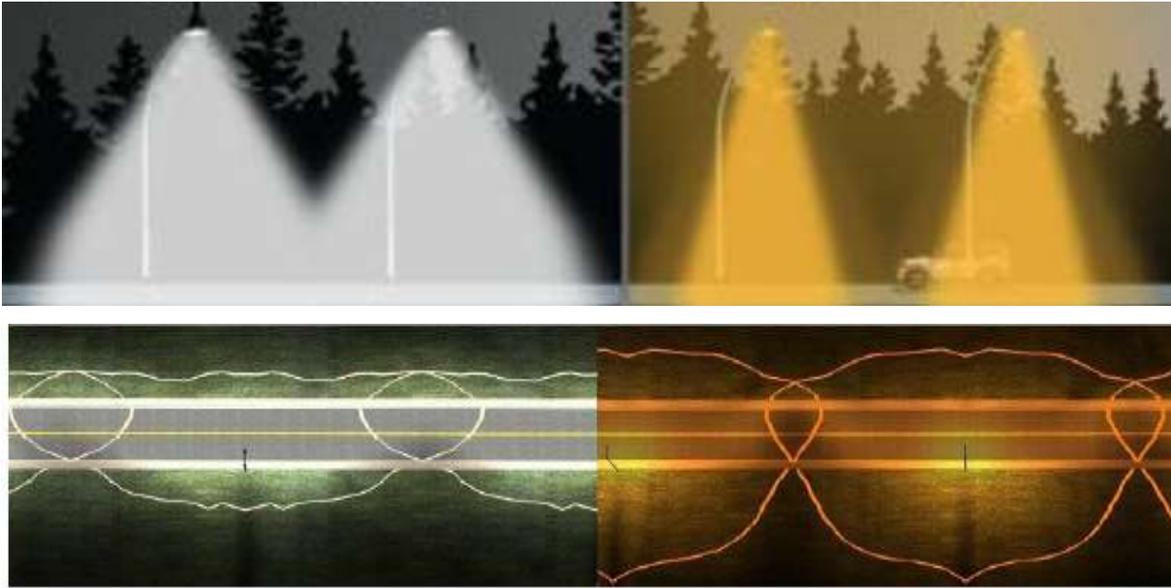
### **1.5. Luminarias LED para alumbrado público.**

Durante los últimos cuarenta años, las calles de prácticamente todo el mundo han estado iluminadas con luminarias tipo “cabeza de cobra” con lámparas de vapor de sodio a alta presión, de forma mayoritaria, o bien de aditivos metálicos. Este cambio resultó un gran beneficio en su momento, ya que estas luminarias eran muy eficientes en comparación con aquellas que empleaban vapor de mercurio.

Sin embargo, pese a que las luminarias de vapor de sodio a alta presión mejoraron los sistemas de alumbrado público en cuanto a consumo de energía dada la eficiencia de la fuente lumínica, mantuvieron prácticamente los mismos problemas de óptica, vida útil, reemplazos e índice de reproducción de color.

Hoy en día, el alumbrado público es precisamente una de las aplicaciones donde los LED's han encontrado una de las áreas de oportunidad más grandes debido a que, como se menciona anteriormente, al emitir luz en 180° es posible emplear ópticas menos “agresivas” para dirigir la luz hacia la superficie de rodamiento, además de evitar la iluminación a otros planos fuera de la vialidad e incluso al hemisferio superior.

Un ejemplo gráfico de lo anterior se puede observar en la Figura 1.10:



FUENTE: LED Roadway Lighting Co. LTD, 2012

**Figura 1.10. Alumbrado público con LED vs VSAP**

Sin embargo, las luminarias de LED's no están exentas de problemas, ya que al igual que todas las fuentes lumínicas, deben adecuarse a las condiciones de operación de una luminaria. Los principales problemas que enfrentan las luminarias de LED's se describen a continuación:

- Disipación de calor. Al igual que cualquier componente electrónico el LED genera calor, por lo que la luminaria debe de ser capaz de quitar dicho calor no sólo del LED, sino de la fuente electrónica. Por ello, todas las luminarias deben de contar con disipadores en la carcasa calculados para sus condiciones de operación, así como estudios de manejo térmico bajo diferentes condiciones medioambientales.
- Robustez electrónica. Los LED's de una luminaria pueden durar muchos años, sin embargo, la fuente electrónica puede fallar mucho antes de que la vida útil de los LED's termine; una falla en algún componente, la ruptura de una terminal o incluso de alguna pista puede derivar en una falla total de la luminaria. Por ello, es de vital importancia que los componentes utilizados sean de alto grado de robustez y que toda la fuente sea sometida a pruebas

de confiabilidad para garantizar verdaderamente una larga vida útil de todo el equipo.

- Protección medioambiental. Al ser una luminaria para exteriores, se debe cuidar que se cuente con la protección contra condiciones climáticas adversas, ya sea lluvia, viento, escarcha, nieve, salinidad, corrosión, contaminación, etc., sin que esto afecte el desempeño óptico y térmico. Hay escalas que miden el grado de protección medioambiental, como el grado IP o la clasificación NEMA.
- Diseño óptico. Es importante que el diseño óptico empleado sea tal que se evite en la mayor medida posible la concentración de luz en el punto focal y se distribuya en la superficie de rodamiento deseada de acuerdo con el patrón de irradiación fotométrica elegido.
- Elección del tipo de LED. Existen diferentes tipos de acuerdo con la aplicación y la construcción misma de la luminaria, por lo cual es importante saber elegir el tipo de LED que se adecúe a las condiciones térmicas, lumínicas y ópticas.

A pesar de los grandes beneficios como el ahorro en consumo de energía eléctrica, larga vida útil y nulo mantenimiento, las luminarias de LED's han tenido una implementación lenta en esta aplicación, debido a la considerablemente mayor inversión inicial en comparación con luminarias HID; por ello, es importante evaluar no sólo todos los aspectos técnicos y económicos, sino el alcance y el impacto de cada proyecto en específico, de forma que el producto empleado garantice la solución ideal.

## **1.6. Criterios de diseño de iluminación vial con luminarias LED**

Existen tecnologías que a lo largo del tiempo han encontrado en la iluminación vial una importante área de oportunidad, en específico, el LED ha alcanzado un balance entre eficiencia, desempeño lumínico, confort visual y rentabilidad, por lo que como

fue mencionado anteriormente, hoy en día es una de las opciones más recurridas para esta aplicación. Sin embargo, para un correcto diseño de iluminación vial, se deben considerar una serie de criterios que ayudarán a que no sólo se cumpla con un resultado medible, sino que se traduzca en calidad de iluminación para seguridad y confort de los usuarios. Algunos criterios son propios de cada proyecto en específico o de la necesidad de la iluminación, mientras que otros son estándares que deben cumplirse independientemente del caso.

Es importante entender en primera instancia la necesidad, es decir, ¿por qué se quiere iluminar? Entender el objetivo ayudará a acotar los criterios que se tomarán en cuenta. Una vez definida la necesidad, lo primero a considerar son las características físicas inherentes al lugar de la instalación, es decir, las dimensiones de la vialidad, la cantidad de carriles, el sentido de la circulación, así como la existencia de caminos peatonales, de bicicletas u otra vía distinta a vehículos, para que con base en ello se puedan determinar los criterios normativos.

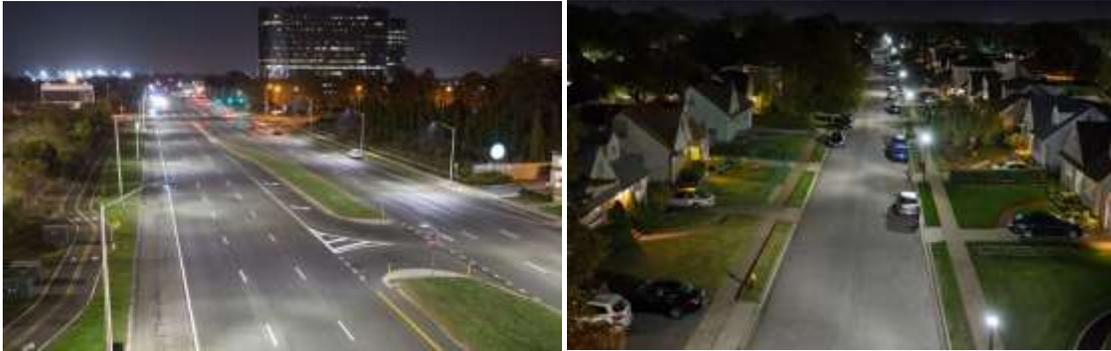
A nivel mundial existen dos grandes instituciones que establecen los criterios normativos, por un lado la Sociedad de Ingenieros en Iluminación, IES por sus siglas en inglés, y por otro la Comisión Internacional de Iluminación, CIE por sus siglas en francés, por lo que es importante notar bajo qué metodología y criterios se desarrollará determinado proyecto.

Ambas instituciones toman en cuenta varias consideraciones, las principales se describen a continuación.

- Tipo de vialidad. Para saber cómo iluminar una determinada vialidad es importante conocer su aplicación. Para ello, tanto la CIE como la IES establecen una clasificación de acuerdo con el uso, el flujo vehicular, la existencia de controles de tráfico y señalización. De esta manera, se pueden distinguir de forma muy general vías urbanas principales, vías secundarias o de conexión, vías residenciales y carreteras. De ellas, algunas tienen

subdivisiones, las cuales obedecen a ser más específicos en cuanto a la aplicación.

En el caso de la IES, cuando la clasificación general resulta ambigua para algunas aplicaciones existe otra clasificación con base en la actividad peatonal nocturna esperada (IESNA, 2000). Ejemplos de vialidades principal y residencial se muestran en la Figura 1.11.



FUENTE: CREE Inc., 2017

**Figura 1.11. Vía principal y vía residencial**

- Tipo de superficie de rodamiento. Una vez establecido el tipo de la vialidad, es necesario conocer el material con el cual está construida. Existe una clasificación que atiende al tipo de pavimento para conocer el tipo de reflectancia que presentará la superficie al ser iluminada. Para este parámetro, la IES basa su criterio en la CIE. Esta última ha determinado una clasificación de recubrimientos más usuales existentes en la actualidad, los cuales se mencionan a continuación:

R1: Superficie de concreto cemento Portland. Superficie de asfalto con mínimo 15% de compuestos agregados de abrillantador artificial. Su tipo de reflectancia es mayoritariamente difuso.

R2: Superficie de asfalto con un agregado compuesto de un mínimo de 60% de grava (de tamaño mayor de 10 mm). Superficie de asfalto con 10-15% de abrillantador artificial en agregado mezclado. Su tipo de reflectancia es mixto (difuso y especular).

R3: Superficie de asfalto (regular y con recubrimiento sellado) con agregados oscuros de roca, textura rugosa después de algunos meses de uso (típico de autopistas) y su tipo de reflectancia es ligeramente especular.

R4: Superficie de asfalto con textura muy tersa, y su tipo de reflectancia es mayoritariamente especular (IESNA, 2000). En la imagen 1.12 se observan dos superficies diferentes en una misma vialidad.



FUENTE: *El Universal*, 2013

**Figura 1.12. Vialidad donde se observan los tipos de superficie R1 y R2**

Conocido lo anterior, se determinan los requerimientos lumínicos que la vialidad en cuestión debe tener. Los parámetros a evaluar son los siguientes:

- Iluminancia mínima promedio ( $E_m$ ) y relación de uniformidad entre iluminancia media y mínima ( $E_m/E_{mín}$ ).
- Luminancia mínima promedio ( $L_m$ ), relación de uniformidad entre luminancia media y mínima ( $L_{mín}/L_m$ ) y relación de uniformidad entre luminancia máxima y mínima ( $L_{máx}/L_{mín}$ )
- Relación de iluminancia de deslumbramiento, la cual se define como la luminancia que se superpone a la imagen que se forma en la retina y que reduce el contraste, lo que provoca una pérdida del desempeño visual (SENER, 2013)

En México, la entidad oficial que indica los criterios normativos es la Secretaría de Energía por medio de la NOM-013-ENER-2013, aunque otras instituciones han hecho publicaciones sobre el diseño de iluminación vial, como es el caso de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes que basa su Manual de Iluminación Vial en la CIE.

Además de los criterios normativos, cuando se realiza un proyecto de alumbrado público con luminarias LED es inevitable hablar de eficiencia energética, por lo que existe un requerimiento energético que se resume en la Densidad de Potencia Eléctrica para Alumbrado (DPEA), la cual establece la cantidad máxima de demanda por unidad de superficie, por lo que está dada en Watts por cada metro cuadrado ( $W/m^2$ ). Este valor está dado para cada una de las clasificaciones de vialidades y tipos de pavimento, además de tener una escala diferente para el caso de iluminación con súper postes. Este valor también puede consultarse en la misma Norma Oficial Mexicana.

Una vez definidos los requerimientos lumínicos es necesario elegir el tipo de luminaria, por lo que es importante conocer los criterios asociados a dicha elección. Dado que las luminarias LED representan una inversión notablemente más alta que otras tecnologías tradicionales, es necesario analizar parámetros que impactan el desempeño de los equipos, mismos que se describen a continuación:

- Tiempo de vida útil

Se establece que una luminaria LED cumple su tiempo de vida útil cuando su flujo luminoso decae al 70% del valor nominal. Para determinarlo, existe una prueba conocida como  $L_{70}$ . Usualmente esta prueba la realizan los fabricantes de luminarias en laboratorios independientes.

- Confiabilidad.

Los LED's de una luminaria pueden pasar la prueba  $L_{70}$  y aun así durar mucho menos debido a una falla en la fuente electrónica. Para poder garantizar el tiempo

de vida útil de todos los componentes de la luminaria, es necesario evaluar su confiabilidad, es decir, poder pronosticar el porcentaje de fallos dada una determinada cantidad de luminarias en un determinado periodo. Esto se realiza a través de un procedimiento conocido como Tiempo Medio entre Fallas (MTBF por sus siglas en inglés). La prueba más conocida para determinar el MTBF de componentes electrónicos es Telcordia SR-332.

- Patrón de irradiación fotométrica.

Como se mencionó anteriormente, la distribución adecuada de la luz de una luminaria es uno de los factores esenciales en la iluminación vial eficiente. La luz proveniente de las luminarias se controla direccionalmente y se distribuye de acuerdo con el ancho de la vialidad, el espacio entre las luminarias y los puntos de montaje. Por tanto, existe la necesidad de clasificación de la distribución de la luz para acotar las opciones al momento de la selección de luminarias para un proyecto determinado (IESNA, 2000).

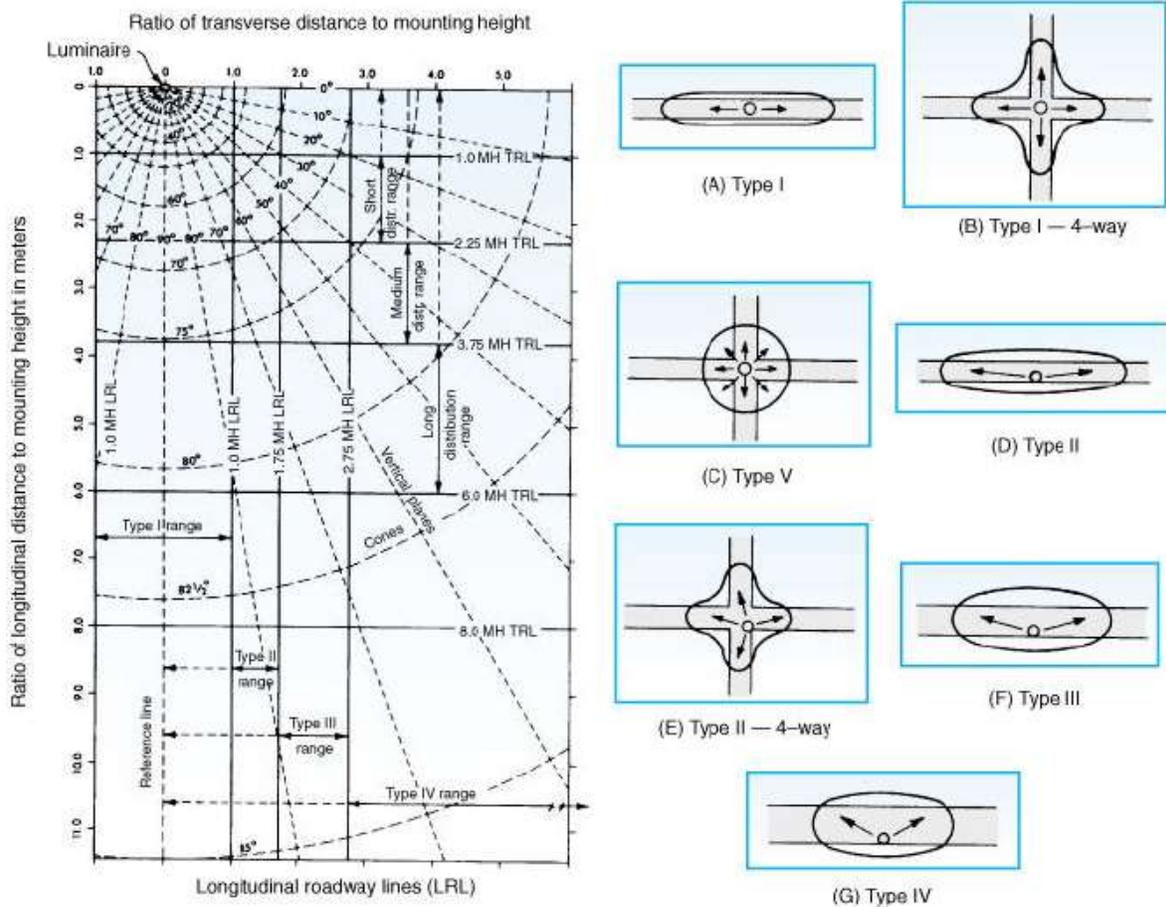
La distribución de la luz se puede clasificar de acuerdo con tres criterios: distribución vertical, distribución lateral y control de la distribución de la luz por encima de la intensidad máxima.

**Tabla 1.1. Distribuciones verticales de luz**

<b>Distribución</b>	<b>Ratio espaciamiento – altura</b>
Short (Corta)	El espaciamiento máximo entre luminarias es generalmente 4.5 veces la altura de montaje.
Medium (Media)	El espaciamiento máximo entre luminarias es generalmente 7.5 veces la altura de montaje.
Long (Larga)	El espaciamiento máximo entre luminarias es generalmente 12 veces la altura de montaje.

FUENTE: IESNA, 2000

Las distribuciones laterales se subdividen en dos grupos basados en la locación de la luminaria en relación al área iluminada. El primer grupo es aquel donde las luminarias cerca del centro del área a iluminar, de donde se reconocen los tipos I (Figura 1.13 A), I “Cuatro caminos” (Figura 1.13 B) y V (Figura 1.13 C). El segundo grupo es el de las luminarias cerca del costado del área a iluminar, dentro de los cuales se reconocen los tipos II (Figura 1.13 D), II “cuatro caminos” (Figura 1.13 E), III (Figura 1.13 F) y IV (Figura 1.13 G) (IESNA, 2000). En la siguiente figura se muestran esquemáticamente estas distribuciones, así como un diagrama del ratio de la distancia longitudinal y la altura de montaje en metros.



Fuente: IESNA, 2000

Figura 1.13. Tipos de distribuciones laterales

- Confort visual.

Una práctica común para lograr determinados resultados lumínicos en un proyecto, es la de levantar el ángulo de incidencia de la luminaria para incrementar el flujo lumínico vertical, sin embargo es importante notar que esto reduce el confort visual por deslumbramiento. Sin embargo, la relación de estas variables no es necesariamente lineal, por lo que sería complicado hallar un balance entre ellos sin tener un control sobre la intensidad en la parte superior de la curva de distribución. Por ello, se hace otra clasificación de las luminarias con base en ese grado de control, la cual consta de cuatro categorías:

**Tabla 1.2. Clasificación de luminarias por control de deslumbramiento**

Tipo	Descripción
Full cutoff	Luminaria con distribución lumínica tal que la intensidad de candela cero ocurre en un ángulo de 90° o mayor por encima del nadir. Además, no excede 100 cd por cada 1000 lúmenes (10%) a un ángulo 80° por encima del nadir. Esto se aplica a todos los ángulos laterales alrededor de la luminaria.
Cutoff	Luminaria con distribución lumínica tal que la intensidad por 1000 lúmenes de lámpara no excede 25 cd (2.5%) en un ángulo de 90 ° sobre el nadir, y 100 (10%) en un ángulo vertical de 80 ° sobre el nadir. Esto se aplica a cualquier ángulo lateral alrededor de la luminaria.
Semicutoff	Luminaria con distribución lumínica tal que la intensidad por 1000 lúmenes no supera 50 cd (5%) en un ángulo de 90 ° por encima del nadir (horizontal) y 200 (20%) en un ángulo vertical de 80° por encima nadir. Esto se aplica a cualquier ángulo lateral alrededor de la luminaria.
Non cutoff	En esta categoría no hay limitante de intensidad

FUENTE: IESNA, 2000

- Contaminación lumínica.

Hoy en día, las zonas urbanas son fácilmente identificadas desde el aire e incluso el espacio por la enorme cantidad de luz que emiten durante la noche (Figura 1.14), y eso es debido a la contaminación lumínica, la cual se define como la luz que emite una fuente por encima de la horizontal en aplicaciones donde esta no es necesaria. Existen algunas organizaciones internacionales que se han encargado de reconocer el desempeño de las luminarias que evitan la contaminación lumínica, siendo la International Dark-Sky Association la más conocida a través de su certificado IDA.



*Fuente: NASA, 2009*

**Figura 1.14. La tierra de noche desde el espacio**

- Factor de depreciación lumínica o factor de mantenimiento

Cuando se diseña un sistema de iluminación, un error común es emplear el flujo luminoso nominal de la luminaria para realizar los cálculos, lo cual hará que los resultados lumínicos sean válidas solamente para los primeros días de funcionamiento del sistema, ya que con el paso del tiempo habrán factores que harán que la salida luminosa de la luminaria decaiga y, por tanto, afecte los

resultados lumínicos esperados. Cada factor que afecta al desempeño de la luminaria a través del tiempo está asociado a una eficiencia, y el producto de todas las eficiencias es el llamado factor de depreciación lumínica para la IES, se trata del factor de mantenimiento.

Para la determinación de este factor es necesario conocer los siguientes parámetros:

**Tabla 1.3. Componentes del factor de depreciación lumínica**

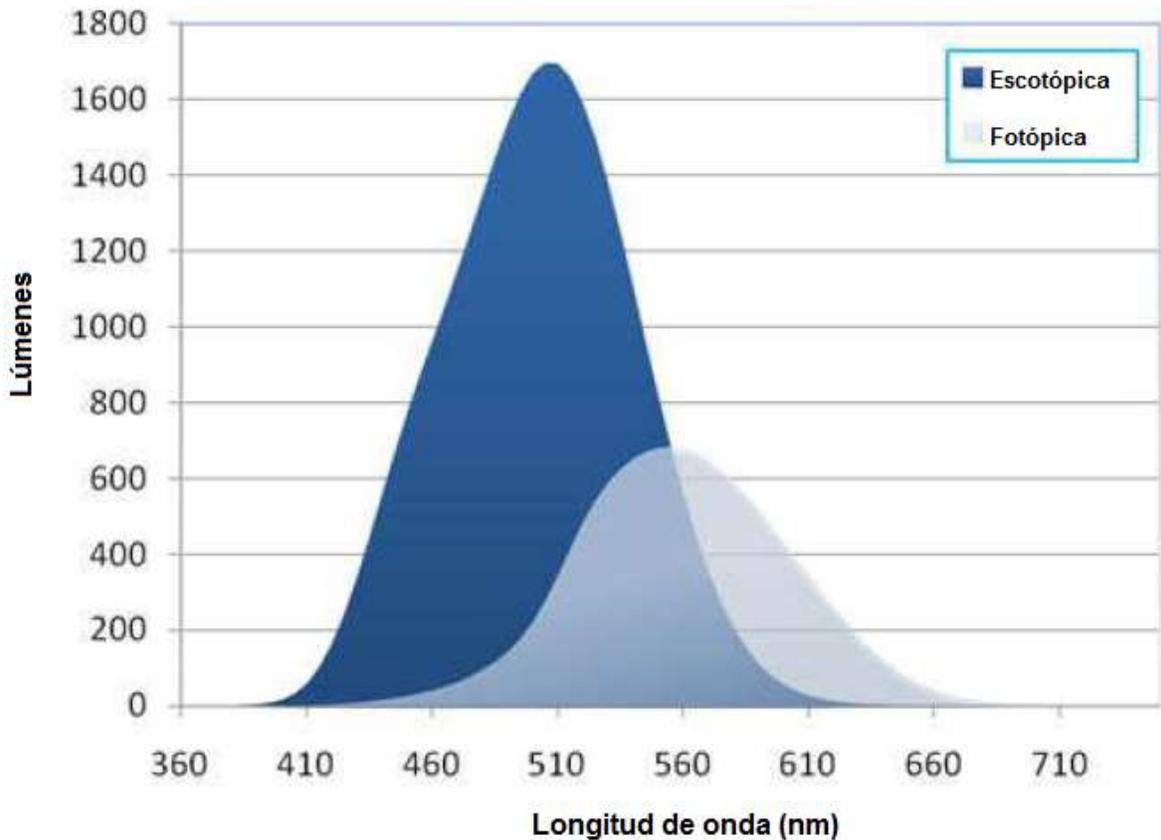
Factor	Descripción
Depreciación del flujo luminoso	Este parámetro se establece en el estudio LM-80 realizado por el fabricante para determinar el porcentaje de decaimiento lumínico a través del tiempo de una luminaria.
Depreciación óptica de la luminaria	Este factor obedece a las pérdidas por refracción, reflexión y distribución de la luz en general, así como por todo lo que a lo largo del tiempo bloquee la fuente luminosa como polvo, degradación del material de los lentes u otros componentes ópticos, humedad por grado IP, periodo de limpieza programado, entre otros.
Factor del equipo	Este factor se da al conocer el desempeño de las luminarias de LED's a altas temperaturas y condiciones de vibración. Va ligado al grado de confiabilidad de las luminarias desde su fabricación tanto en los módulos de LED's como en las fuentes electrónicas.

FUENTE: El autor, modificado de LED Roadway Lighting Co. Ltd., 2012

- Efecto fotópico-escotópico

Además de los criterios anteriores, existen otros que deben considerarse para un buen diseño de iluminación. Un parámetro importante a considerar es el efecto fotópico-escotópico. El ojo humano contiene dos fotorreceptores principales sensibles a la luz: conos y bastones, cada uno con su propia sensibilidad espectral,

sensibilidad fotópica para conos y sensibilidad escotópica para bastones. A niveles de luz típicos en iluminación vial nocturna, tanto los conos como los bastones pueden estar activos y ambas sensibilidades espectrales podrían aplicar. Sin embargo, para ver en línea recta donde está la línea de visión dirigida a la detección y reconocimiento de objetos distantes, como un peatón en una carretera, solo los conos son relevantes. En ese caso, la función fotópica es la sensibilidad operante. La respuesta de los bastones, junto con la sensibilidad escotópica, no contribuye a la importante tarea visual de reconocimiento directo de objetos. Otras tareas visuales como la percepción de brillo en un área periférica y la detección de objetos que no se encuentran en la línea de visión se ven afectados por la respuesta del bastón y en ese caso, las funciones de sensibilidad fotópica y escotópica (Figura 1.15) deben incluirse correctamente caracterizar cómo la luz afecta la visión (Josefowicz, 2008).



FUENTE: Josefowicz, 2008

Figura 1.15. Sensibilidades espectrales fotópica y escotópica del ojo humano

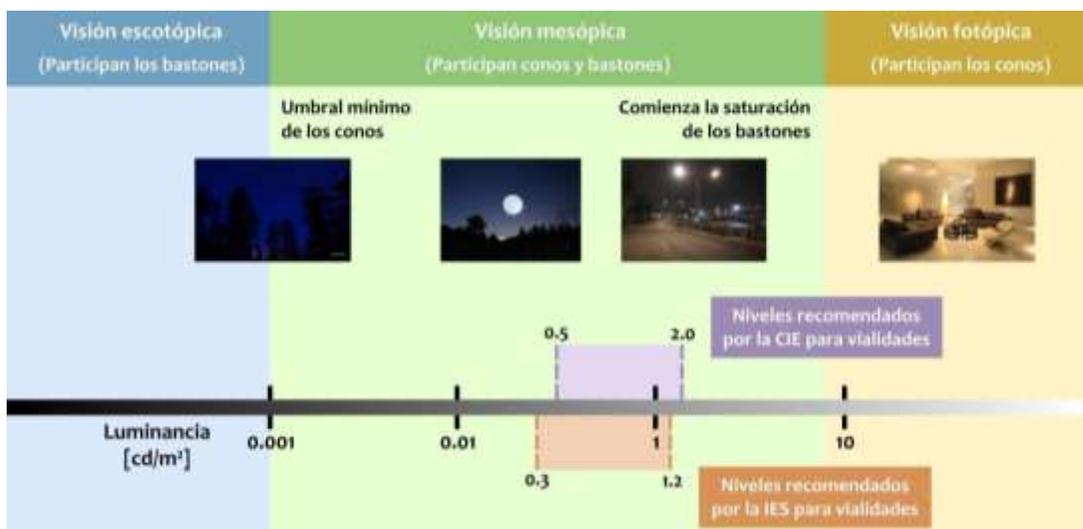
Al viajar en una carretera, la función visual se puede separar en al menos cuatro tareas distintas: visualización directa (línea de visión) junto con detección y reconocimiento de objetos, percepción espacial del brillo, orientación junto con detección de objetos fuera del eje y detección de movimiento.

Para un buen diseño de iluminación vial, es esencial no desviarse de las especificaciones tanto de la IES o de la CIE que definen los niveles de luz fotópica. Estas especificaciones se basan en determinación de la cantidad mínima de luces fotópicas necesarias para la seguridad en aplicaciones de reconocimiento directo de objetos, como un peatón que cruza una carretera (Josefowicz, 2008).

- Efecto mesópico

A los niveles de iluminación típicos durante la noche en vialidades y ambientes exteriores, tanto los conos como bastones están activos y son partícipes de la visión nocturna. Este nivel de iluminación nocturna corresponde a las condiciones de luz mesópica o efecto mesópico.

Entre los intervalos fotópico y escotópico existe una zona de transición que corresponde a la visión mesópica, en la que participan tanto conos como bastones, ilustrada en la Figura 1.16.



Fuente: Ramírez, 2016

Figura 1.16. Visión mesópica

En el efecto mesópico y cuando el ángulo de visión es amplio, tanto conos como bastones colaboran a la sensación de brillo, pero además contribuyen a la habilidad de detectar objetos que no están directamente sobre la línea de visión. En estas circunstancias, los medidores de luz estándar que están basados en la respuesta de los conos (respuesta fotópica) no proveen una adecuada medición de brillo percibido o tiempo de respuesta cuando se comparan fuentes de luz de diferentes espectros. Esto ocurre porque aunque las fuentes comparadas tengan la misma medición de salida fotópica, la sensación de brillo o la capacidad de tiempo de respuesta dependerán tanto del nivel de iluminación como del espectro de la fuente de luz, y es por tanto una consecuencia de igual respuesta de los conos pero de diferentes respuestas de los bastones (Josefowicz, 2009).

En 2010, la CIE publicó un reporte que contiene un nuevo sistema de fotometría para evaluar los niveles de iluminación en aplicaciones donde se recomienden niveles mejores a  $5 \text{ cd/m}^2$  como en el alumbrado público, el *CIE 191:2010 Recommended system for mesopic photometry based on visual performance*. Considerando este nuevo sistema de fotometría, se puede considerar que las fuentes de luz blanca mejoran su eficiencia energética respecto a las fuentes de luz amarilla, ya que para un mismo nivel de iluminación medido conforme al sistema de fotometría convencional, las primeras permiten un mejor desempeño visual (Ramírez, 2016).

Por lo tanto, es posible que dos fuentes de luz tengan la misma eficiencia en términos de lúmenes fotópicos por cada Watt, pero si una fuente (por ejemplo el LED) es más hábil para provocar la respuesta de los bastones, es decir, que la fuente tenga una salida escotópica más alta para la misma salida fotópica, entonces esa fuente tendrá el beneficio adicional de proporcionar un nivel más alto de percepción de brillo o tiempo de respuesta fuera del eje de visión. Por otro lado, una fuente de este tipo podría ajustarse a un nivel inferior de potencia para proporcionar el mismo nivel de percepción de brillo o de tiempo de respuesta. De esta manera,

cuando estas tareas visuales son una preocupación principal, como beneficio adicional se convierte en un medio de ahorro de energía (Josefowicz, 2009).

- Otros criterios

Otros criterios importantes a considerar son el deslumbramiento, ligado al confort visual del cual se habló anteriormente, y la contaminación visual. Por su parte, el deslumbramiento es aquella característica presentada por las fuentes de iluminación que afecta la capacidad de percepción del ojo humano debido a la sobreexposición a la luz. En alumbrado público, el deslumbramiento es causado en la mayoría de los casos por las luminarias, éste disminuye la capacidad del ojo y por lo tanto la visibilidad de objetos, perjudicando el confort visual y que incluso puede provocar irritabilidad y fatiga. Sin embargo, existen otros factores que pueden llevar al deslumbramiento, como la presencia indeseable de grandes superficies con un alto factor de reflexión, las superficies brillantes, las vitrinas excesivamente luminosas, anuncios publicitarios o señalizaciones de tránsito. Por otro lado, el campo visual del conductor está lleno de estímulos luminosos que por contraste impiden ver hacia donde debiere estar la vista, es decir hacia la carpeta asfáltica y los obstáculos que en ella existan, afectando principalmente al conductor y también al entorno en detrimento de la imagen urbana. A esta sobreexposición de estímulos visuales se le conoce como contaminación visual, la cual además contribuye también a un mayor desperdicio energético al no iluminar lo que se necesita e igualmente contribuye al deslumbramiento (SCT, 2015).

Como complemento a todos los anteriores, existen criterios que dependen de la sensibilidad del diseñador, los cuales deben de conjuntarse para aprovechar las bondades que ofrece la tecnología LED para crear sistemas de iluminación eficientes, seguros y de calidad. Es común encontrarse proyectos desastrosos con problemas de deslumbramiento, CRI muy bajo o incluso fallos tempranos en los equipos, por mencionar algunas ejemplos, que cumplen cabalmente la NOM-013-ENER-2013 debido a que la norma contempla solamente parámetros medibles, sin

embargo es tarea del diseñador el no limitarse a ellos y tener la sensibilidad para desarrollar una verdadera solución de iluminación acorde a las necesidades y expectativas de los usuarios.



## 2. Conceptos de sistemas fotovoltaicos

*Fuente: Canadian Solar, 2014*

### 2.1. Principios básicos de la generación fotovoltaica

“Mientras que todos los seres vivientes disfrutan de las bendiciones del sol, nosotros dependemos de la electricidad de las plantas generadoras. Con magníficas cantidades de calor y luz que se derrama sobre nosotros, debemos pensar en la manera de usar esta bendición... Si encontramos una manera de generar electricidad de la ilimitada fuente de calor y luz del sol, eso beneficiará a la humanidad de una manera inimaginable.”

Tokuji Hayakawa, fundador de Sharp Corporation

El sol es una fuente inagotable de energía, al menos hasta dentro de varios millones de años; además de la energía luminosa que nos provee durante el día, el hombre ha tratado de aprovechar el sol al máximo consiguiendo principalmente dos formas de energía: la fototérmica, es decir, calor, y la fotovoltaica, es decir, electricidad.

El término fotovoltaico se refiere a la tecnología que genera electricidad en forma de corriente directa a partir de semiconductores cuando son iluminados por fotones. En la medida en que la luz incide en la celda fotovoltaica se genera potencia eléctrica. Las celdas solares están hechas de materiales semiconductores que tienen electrones débilmente unidos que ocupan una banda de energía llamada banda de valencia. Cuando la energía que excede cierto umbral se aplica a un electrón de valencia, los enlaces se rompen y el electrón se libera para moverse en una nueva banda de energía llamada banda de conducción donde conduce electricidad a través del material. Por lo tanto, los electrones libres en la banda de conducción están separados de la banda de valencia por el espacio de banda. Esta energía necesaria para liberar el electrón puede ser suministrada por los fotones. Cuando la celda está expuesta a la luz solar, los fotones golpean los electrones de valencia rompiendo los enlaces y enviándolos a la banda de conducción. Allí, un contacto selectivo especialmente creado que recolecta electrones de la banda de conducción impulsa dichos electrones a un circuito externo. Los electrones pierden su energía al trabajar en ese circuito externo, pero son restaurados a la celda por el circuito de retorno a través de un segundo contacto selectivo que los devuelve a la banda de valencia con la misma energía con la que comenzaron. El movimiento de estos electrones en el circuito externo y los contactos se denomina corriente eléctrica (Luque, 2002).

Dentro de las energías renovables, la energía fotovoltaica ha sido una de las que mayor crecimiento han tenido en los últimos 25 años, debido principalmente a la disponibilidad de la fuente y a la gran cantidad de silicio, principal materia prima para la fabricación de celdas fotovoltaicas.

Es común escuchar los términos celda, módulo y panel usarse de forma indistinta para referirse a un sistema fotovoltaico, sin embargo es importante definirlos para entender a qué nivel trabajan estos componentes.

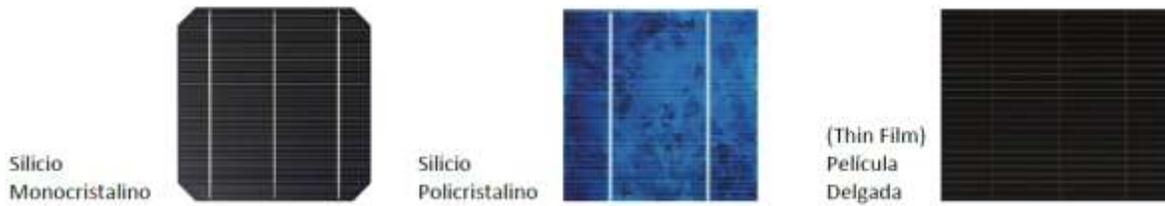
- Celda. Es el elemento individual de la tecnología fotovoltaica. La conversión de la energía proveniente de radiación óptica electromagnética en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico. Las celdas solares son sin duda el tipo de dispositivo más importante para dicha conversión (Lorenzo, 1994). Existen varios tipos de celda de acuerdo con su fabricación, composición y material. Aunque existen celdas fabricadas con otros elementos, para aplicaciones comerciales las de silicio son las más recurridas. Por ello, la clasificación mostrada en la Tabla 2.1 está basada en los distintos tipos de celda de silicio, agregando una categoría más para describir las fabricadas con otros materiales. Asimismo, en la Figura 2.1 se muestra una ilustración de estas celdas.

**Tabla 2.1. Tipos de celdas fotovoltaicas**

Tipo de celda	Descripción
Monocristalina	Estas celdas son fabricadas mediante el rebanado de un cristal cilíndrico único de silicio. Esta es la tecnología más eficiente, típicamente convirtiendo alrededor del 18% de la energía solar en electricidad. El proceso de manufactura requerido para producir silicio monocristalino es complicado, por lo que resulta ser también una tecnología ligeramente más cara en comparación con los otros tipos de celdas.
Policristalina	También conocida como multicristalina, estas celdas son producto de un lingote de silicio fabricado de cortes de varias celdas derretidas y recristalizadas. Los lingotes son cortados en obleas muy finas para luego ser ensambladas en celdas completas. Debido a la simplicidad de su proceso de fabricación son más baratas pero de igual forma son menos eficientes que las monocristalinas, pues su eficiencia es de alrededor de 14%.

<p>Amorfa</p>	<p>Las celdas de silicio amorfo se fabrican depositando silicio en una fina capa homogénea sobre un sustrato en lugar de crear una estructura de cristal rígida. Como el silicio amorfo absorbe la luz de manera más efectiva que el silicio cristalino, las células pueden ser más delgadas, de ahí que también son conocidas como "película delgada". El silicio amorfo se puede depositar en una amplia gama de sustratos tanto rígidos como flexibles, lo que lo hace ideal para superficies curvas o unión directa a materiales de techado. Sin embargo, esta tecnología es menos eficiente que el silicio cristalino, con eficiencias típicas de alrededor del 9%, pero tiende a ser más fácil y más barato de producir. Si el espacio no está restringido puede ser una buena opción. Sin embargo, si se requiere la salida máxima por metro cuadrado, se debe elegir una tecnología cristalina.</p>
<p>Otros materiales</p>	<p>Además del silicio, existen otros materiales de fabricación de celdas, tales como Cadmio-Telurio (CdTe) y Diseleniuro de Cobre-Indio (CIS). Ambos representan procesos de manufactura relativamente más baratos que los de celdas de silicio cristalino con eficiencias mayores a los de silicio amorfo: 10-13%. Sin embargo, en el caso de los de CdTe el uso de un metal tóxico como el cadmio hace que la fabricación deba ser controlada, así como su desecho al final de su vida útil. Otros materiales como Arseniuro de Galio (GaAs) debido a su toxicidad y propiedades cancerígenas son usados en aplicaciones espaciales como satélites. Además existen celdas de otros materiales e incluso compuestos orgánicos que se encuentran bajo continua investigación pero que aún no logran aplicación comercial.</p>

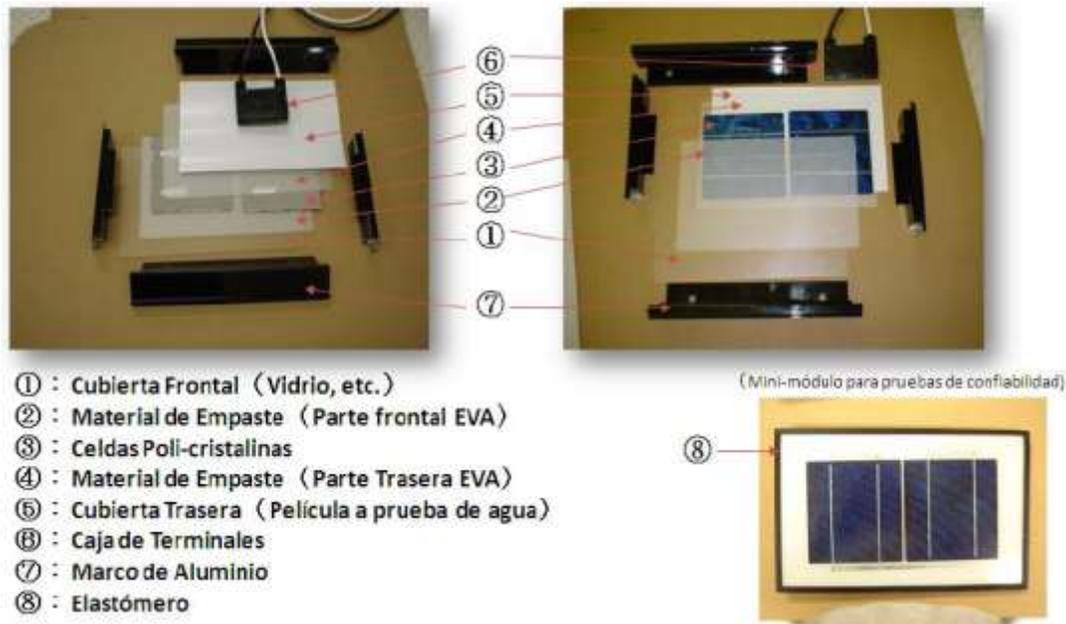
*Fuente: National Energy Fundation, 2016*



Fuente: Sharp Corporation, 2014

**Figura 2.1. Tipos de celdas fotovoltaicas**

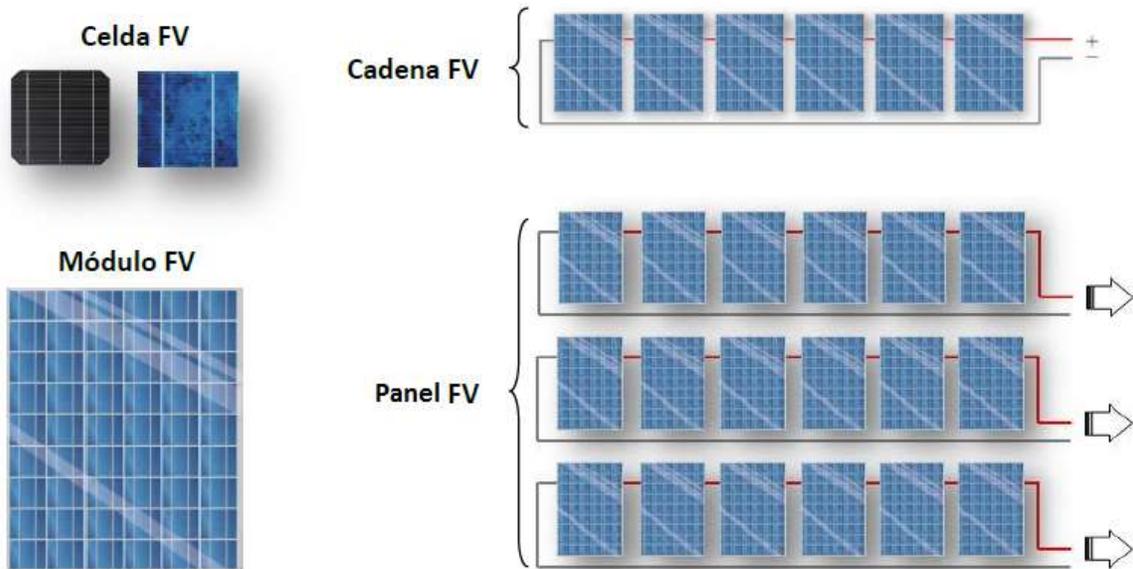
- Módulo. Puesto que una sola celda fotovoltaica típica tiene un voltaje de trabajo de 0.5 V, estas generalmente se conectan juntas en serie para proporcionar voltajes más grandes formando un módulo fotovoltaico. La estructura de un módulo fotovoltaico de silicio cristalino es parecida a un sándwich (Figura 2.2), el cual está formado por una capa antirreflejante para poder absorber la mayor cantidad de luz posible, una capa de sustrato de vidrio templado de alta transmisión el cual se pega con pegamento Etileno Acetato de Vinilo (EVA) a las celdas fotovoltaicas conectadas en serie, una placa de fibra de vidrio para colocación de las celdas, otra capa más de EVA y finalmente un termoplástico como aislante (Sharp Corporation, 2014).



Fuente: Sharp Corporation, 2014

**Figura 2.2. Componentes de un módulo fotovoltaico cristalino**

- Panel. Para alcanzar una determinada capacidad se suelen hacer arreglos de módulos. Al conjunto de módulos en serie se le conoce como cadena, las que a su vez, se conectan en paralelo para lograr ciertos valores de corriente, voltaje y, por tanto, de potencia. A la configuración de un conjunto de módulos en arreglos serie-paralelo, se le llama panel fotovoltaico (Figura 2.3).



Fuente: Sharp Corporation, 2014

**Figura 2.3. Niveles de componentes fotovoltaicos**

Existen varios tipos de sistemas fotovoltaicos dependiendo la aplicación y la disponibilidad de una red eléctrica, los cuales se mencionan en la Tabla 2.2 junto con sus componentes y su descripción general.

**Tabla 2.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos**

Tipo de sistema FV	Componentes	Descripción General
Fotovoltaico directo	Panel fotovoltaico	Las cargas se alimentan en corriente directa al nivel de tensión que genera el panel, por lo que deben poseer un amplio rango de tensión

		de alimentación. Un ejemplo típico son los equipos de bombeo solar
Interconectado con la red	Panel fotovoltaico, inversor para interconexión, medidor bidireccional	Sistemas interactivos con la red eléctrica, inoperantes con la ausencia de esta. Permiten exportar energía a la red.
Interconectado con la red con respaldo	Panel fotovoltaico, inversor para interconexión e inversor para baterías, o inversor híbrido, medidor bidireccional controlador de carga y baterías	Sistemas interactivos con la red eléctrica que cuentan con un sistema de baterías para respaldo de algunas o todas las cargas.
Autónomo	Panel fotovoltaico, inversor para baterías o inversor híbrido, controlador de carga y baterías	Sistemas que operan sin la necesidad de la existencia de una red eléctrica, por lo que dependen únicamente de su capacidad de generación y almacenamiento de energía para alimentar a las cargas.

*Fuente: el autor*

En la siguiente sección se describirán a detalle los dos tipos de sistemas más comunes y que han hallado en el alumbrado público un área de oportunidad: el autónomo y el interconectado con la red.

## 2.2. Sistemas autónomos

Los sistemas fotovoltaicos autónomos, también conocidos como aislados, tipo isla u “off-grid”, son aquellos cuya finalidad es la de proveer de energía eléctrica a determinadas cargas que por alguna razón no cuentan con conexión a una red

eléctrica. Los objetivos de los sistemas autónomos son diversos, y van desde la independencia energética, el suministro ininterrumpido de electricidad, la calidad de energía no dependiente de una red inestable, entre otros. Un ejemplo típico es el mostrado en la Figura 2.4, correspondiente a una comunidad rural en África.



*Fuente: Outback Power, 2017*

**Figura 2.4. Sistema fotovoltaico autónomo en Lesotho**

### **2.2.1. Componentes de un sistema FV autónomo**

Un sistema fotovoltaico autónomo tiene componentes básicos, cada uno con una función en específico. Al igual que los módulos fotovoltaicos, existen diferentes tipos y tecnologías para los demás componentes, por lo que es importante conocer y diferenciar las opciones de cada uno.

Dado que la fuente de generación de energía eléctrica del sistema es el panel fotovoltaico, a continuación se describirá el resto de los componentes básicos.

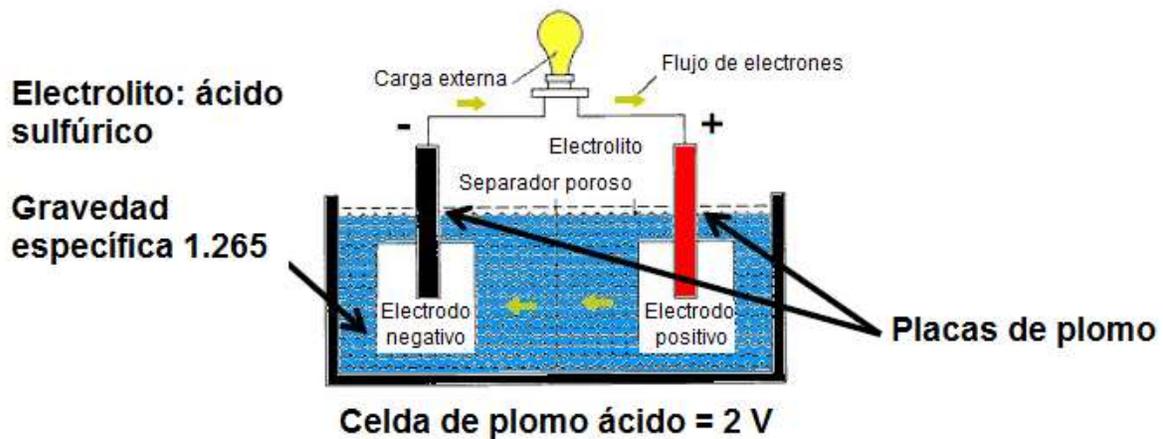
- **Baterías**

Una de las características principales de un sistema autónomo es el de tener la posibilidad de almacenar la energía generada para ser utilizada cuando se requiera, y eso es posible gracias a las baterías. Una batería es un dispositivo químico para

el almacenaje de energía eléctrica; consta de una o más celdas electroquímicas alojadas en un solo contenedor, capaces de convertir la energía química almacenada en energía eléctrica en forma de corriente directa.

Existen diferentes tipos de baterías, pero para fines de sistemas fotovoltaicos autónomos se describirán dos tipos principales:

- a) Baterías de plomo ácido. Están formadas por varios pares de electrodos formados por placas de plomo que se sitúan en compartimentos independientes llamados celdas. En las celdas los electrodos están sumergidos en una disolución de ácido sulfúrico conocida como electrolito, de allí el nombre de plomo ácido.



Fuente: El autor, modificado de Outbak Power, 2017

**Figura 2.5. Diagrama esquemático de una batería de plomo ácido**

A su vez, se dividen en dos tipos:

- Celda húmeda. Esta batería se distingue porque el electrolito en su interior es líquido: mezcla de agua y ácido. Debido al estado de agregación del electrolito estas baterías son abiertas y producen gases combustibles, por lo que continuamente deben ser recargadas de agua. Son baterías robustas en su construcción, de buen desempeño ante descargas profundas, corrientes altas y tolerantes a voltajes inapropiados de recarga.

- Plomo ácido con válvula reguladora. Las baterías VRLA, por sus siglas en inglés, son un tipo de batería completamente sellada donde el electrolito tiene una consistencia viscosa similar a una pasta. Poseen una o varias válvulas que permiten liberar el exceso en la presión interna. A diferencia de las de celda húmeda, son completamente libres de mantenimiento y no presentan escurrimientos ni emisiones de gases. Existen dos tipos principales de baterías VRLA: malla de fibra de vidrio absorbente (AGM, por sus siglas en inglés) y gel.
- b) Baterías de litio-ion. Una batería de Litio-ion posee un colector de corriente positiva y un colector de corriente negativa, ambos provistos de materiales activos sobre ellos, formando así los electrodos positivo y negativo, respectivamente. Se conforma de dos o más celdas donde están separados los iones de litio; al descargarse la batería, los iones de las celdas se combinan químicamente de manera exotérmica para formar un elemento estable. Esa energía liberada es aprovechada en forma de electricidad. Cuando la batería está descargada es porque todos los iones de litio están en su estado fundamental y no quedan más para seguir combinándose. Las baterías de Litio-ion poseen una densidad de energía superior en comparación a las baterías VRLA, es decir, pueden almacenar mayor cantidad de energía en una menor cantidad de material, no tienen el llamado “efecto memoria”, lo que significa que no necesitan descargarse completamente antes de ser recargadas y tienen la cantidad de ciclos de vida más alta. En contraste, estas baterías son muy sensibles a altas temperaturas y tienen una necesidad de control estricto de los parámetros de carga y descarga, lo cual aunado al alto costo de fabricación las hace notablemente más caras que cualquier otro tipo de batería.

En la Tabla 2.3, se resumen las características principales de las baterías de celda húmeda, VRLA y las de litio-ion.

**Tabla 2.3. Características principales de los tipos de baterías**

<b>Tipo</b>	<b>Aplicación</b>	<b>Mantenimiento</b>	<b>Seguridad</b>	<b>Capacidad de ciclaje y recarga</b>
Celda húmeda	Off-grid, telco	Llenado con agua destilada, ecualización periódica	Posibles derrames y emisión de gases, debe estar en lugar ventilado	Buen ciclaje ante descargas profundas y mayor tolerancia a voltajes de recarga inapropiados
VRLA	Off-grid, interactivo con la red, UPS y respaldo	Sin mantenimiento	Selladas a prueba de derrames o goteo	Buen ciclaje ante descargas máximas de 50%, el voltaje de carga debe limitarse
Li-ion	Ciclo profundo, peak shaving vehículos eléctricos	Sin mantenimiento	Es necesario un sistema de gestión para prevenir sobrecarga, sobredescarga y fugas térmicas	Ciclaje superior en general, pero se deben controlar estrictamente las condiciones y parámetros de carga

*Fuente: Outback Power, 2017*

- Inversor

Un inversor es un dispositivo electrónico que convierte la corriente directa en corriente alterna empleada por las cargas. Existen diferentes tipos de inversores, en los sistemas autónomos se emplean los llamados inversores de baterías, debido a que deben operar en conjunto con estos dispositivos.

Los inversores de baterías tienen la característica principal de que son formadores de red, es decir, son ellos los dispositivos encargados de crear un sistema eléctrico para alimentar las cargas, por lo que son totalmente asíncronos, siendo tarea del usuario el configurar los parámetros de dicha red. Estos inversores pueden tener una forma de onda de salida sinusoidal pura u onda modificada.

Son capaces de entregar corriente de conforme las cargas lo demanden, por lo que si la carga no lo requiere la energía no fluye y permanece en la batería, y su dimensionamiento depende justamente del tamaño de la carga conectada. Por ello, es común apilar inversores para lograr capacidades más grandes o dar determinadas características de la red que se pretende crear, como nivel de voltaje, cantidad de fases, desfasamiento de las señales, etc.

Debido a la necesidad de tener más de una fuente de carga, algunos inversores también cumplen la función de cargadores, por lo que son capaces de aceptar fuentes en corriente alterna para cargar las baterías como generadores e incluso una red eléctrica. En la Figura 2.6, se muestra un sistema autónomo con dos inversores cargadores apilados.



*Fuente: Outback Power, 2017*

**Figura 2.6. Sistema de inversores de baterías en operación**

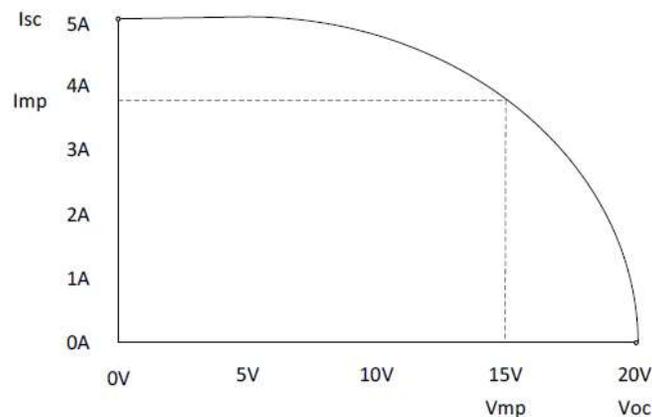
- Controlador de carga

El controlador de carga es un dispositivo electrónico que se encarga de regular la corriente proveniente del panel fotovoltaico hacia las baterías para evitar sobrecarga.

Existen varios tipos de controladores de carga dependiendo del algoritmo que empleen para realizar el proceso de carga de las baterías. El más simple de todos es el conocido como “Controlador de carga relevador”, que no es más que un simple switch lento que se desconecta ante un determinado nivel alto de voltaje, y tiene la característica principal que el nivel de voltaje del panel fotovoltaico debe ser el mismo que el voltaje nominal de la batería.

El primer algoritmo implementado en un controlador de carga fue el de modulación por ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés), el cual no tiene la capacidad de afectar el corriente o el voltaje, sin embargo puede mantener un determinado nivel de voltaje objetivo por un periodo de tiempo y, como consecuencia, puede regular la potencia requerida por las cargas cuando la batería está llena.

El algoritmo más complejo y que hace la carga de baterías más eficiente es el de detección del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés), el cual busca maximizar la potencia del panel fotovoltaico rastreando la curva de voltaje vs corriente (Figura 2.7) hasta encontrar el producto máximo entre estos valores.



Fuente: Outback Power, 2017

**Figura 2.7. Algoritmo MPPT en la curva V-I de un módulo fotovoltaico**

- Otros componentes

Estos componentes son aquellos adicionales, accesorios y misceláneos que se requieren para el funcionamiento del sistema, y son conocidos como elementos de “balance de sistemas”, por ejemplo las cajas combinadoras de arreglos fotovoltaicos, protecciones de los circuitos como interruptores termomagnéticos o fusibles y porta fusibles, tableros de interconexión en corriente directa y en corriente alterna, barras de conexión, entre otros (Figura 2.8).



*Fuente: Outback Power, 2018*

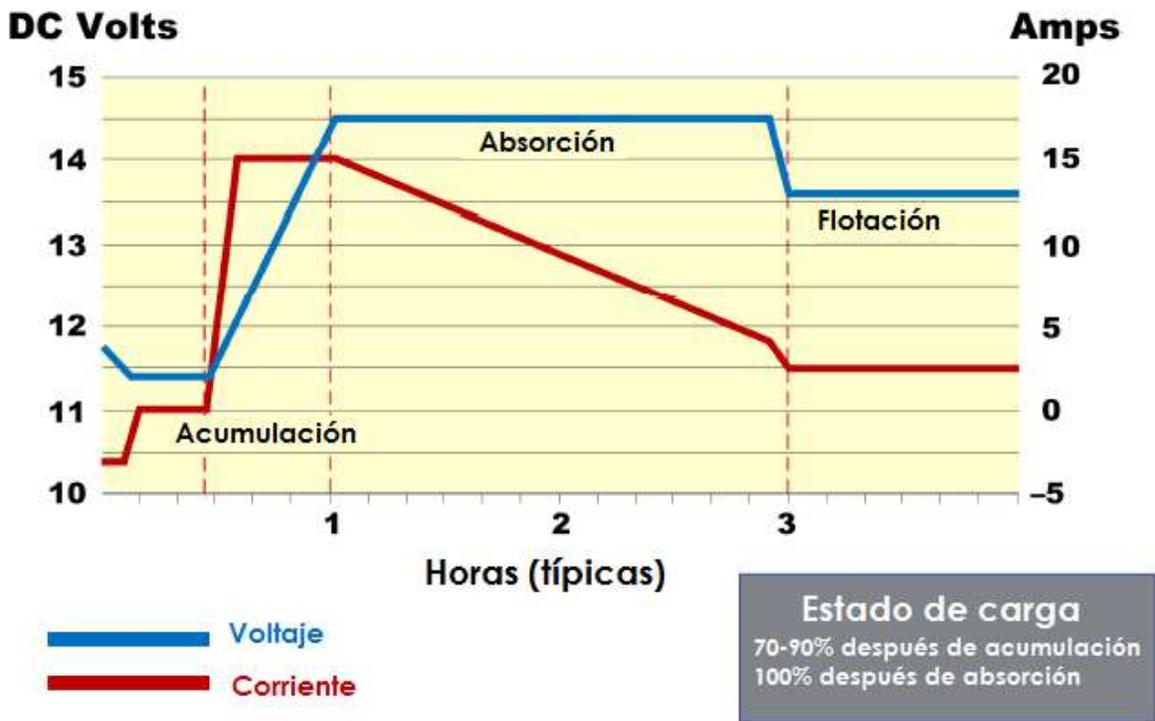
**Figura 2.8. Elementos de balance de sistemas**

### **2.2.2. Principio de funcionamiento de un sistema FV autónomo**

Una vez definidos los componentes, conocer la forma en que estos interactúan es muy importante. Un sistema autónomo puede tener varias aplicaciones, fuentes de carga o condiciones específicas y, por tanto, tener algunos componentes adicionales a los componentes básicos mencionados en la sección anterior.

El funcionamiento de un sistema FV autónomo consta de varias etapas. Primero, una vez elegido el arreglo del panel fotovoltaico se conocen los parámetros de potencia pico, voltaje y corriente con base en los cuales se dimensionará el controlador de carga. De este modo, la energía generada por el panel pasa por el controlador, el cual dependiendo de su algoritmo de carga, regulará el paso de la

corriente eléctrica hacia las baterías mediante un proceso de tres estados de carga: acumulación, absorción y flotación (Figura 2.9). En la acumulación, el controlador de carga entrega la mayor cantidad de energía posible a la batería para llevarla hasta un estado de carga de aproximadamente 90% de su capacidad. Luego pasa al estado de absorción donde se reduce la intensidad de corriente para cubrir el 10% restante de la capacidad de la batería. Finalmente, una vez llena, el estado de flotación es aquel en donde se deja de enviar energía a la batería y comienza un proceso de descarga muy lenta de manera natural hasta que la carga demanda energía.



Fuente: Outback Power, 2017

**Figura 2.9. Gráfica de corriente y voltaje durante los tres estados de carga**

La energía almacenada en las baterías, al ser requerida por las cargas, pasa a través del inversor para alimentar el tablero general en corriente alterna, y se distribuye de forma normal por los circuitos del sistema eléctrico. Algunos sistemas cuentan con un tablero de cargas en corriente directa, el cual se conecta directamente de las baterías; estas cargas pueden ser lámparas, refrigeradores, cargadores, entre otros.

Cuando el panel fotovoltaico no es capaz de cargar las baterías por causa de nublados prolongados, daño o mantenimiento del panel, es posible emplear otra fuente de carga, por ejemplo un generador, que se conecta al inversor/cargador para rectificar la corriente alterna en directa y entregarla a las baterías.



*Fuente: Outback Power, 2017*

**Figura 2.10. Diagrama esquemático de un sistema FV autónomo**

Es común que los sistemas FV autónomos cuenten con un sistema de control con el que se configuran los parámetros de carga, el modo de operación y otras funciones de los equipos. Asimismo, pueden incluir un sistema de monitoreo que principalmente se encarga de vigilar las condiciones de carga de las baterías, de generación del panel y en general del desempeño de los equipos, registrar errores, advertencias y eventos en general. Pese a su utilidad, los sistemas de monitoreo de los sistemas FV autónomos no son tan comunes.

Es importante mencionar que estos sistemas requieren de mantenimiento preventivo continuo para asegurar un buen desempeño. Asimismo, su dimensionamiento debe ser preciso e incluso conservador para que en conjunto con un uso racional de la energía eléctrica, se pueda garantizar el suministro de energía eléctrica.

### **2.2.3. Aplicación de un sistema FV autónomo a sistemas de alumbrado público**

Los asentamientos humanos crecen rápidamente, en muchas ocasiones más rápido que la infraestructura de servicios de un determinado lugar. De esa manera, agua, electricidad o comunicaciones están ausentes y es necesario buscar formas de llevar dichos servicios al lugar en cuestión. En el caso de la electricidad, se ha recurrido a la creación de pequeñas redes mediante plantas generadoras de diferentes tipos, sin embargo, eso implica también crear toda la infraestructura de una red eléctrica. Por ello, en algunos casos se ha recurrido a evitarlo mediante la generación distribuida, es decir, sólo en los puntos de consumo.

Uno de esos casos es el alumbrado público, el cual concibiéndose como una necesidad y parte fundamental del desarrollo de un determinado lugar, ha experimentado el desarrollo de diversas soluciones para llevar luz donde se necesita. En conjunto con el uso de tecnologías eficientes como el LED, los sistemas fotovoltaicos autónomos representan una opción viable ante la ausencia de una red eléctrica.

Existen básicamente dos tipos de sistemas fotovoltaicos autónomos para alumbrado público: los sistemas centralizados y los sistemas distribuidos.

Un sistema fotovoltaico autónomo centralizado es aquel que concentra tanto la fuente de generación como la de almacenamiento en un solo lugar, y que a través de un inversor se distribuye en corriente alterna a la red creada para los circuitos de alumbrado público. En este caso todos los componentes son dimensionados con base en la demanda y el consumo total del circuito de luminarias. Un ejemplo de este sistema es el mostrado en la Figura 2.11, el cual corresponde a una obra realizada en un muelle de transbordadores en Cozumel, Quintana Roo.



*Fuente: Intec de México SAPI de CV, 2011*

**Figura 2.11. Sistema de iluminación LED con sistema FV autónomo centralizado en Cozumel, Quintana Roo**

Por su parte, los sistemas distribuidos se conforman por componentes individuales para cada luminaria, por lo que estos sistemas en conjunto con las luminarias son conocidos como luminarias autónomas.

A diferencia de los sistemas centralizados, todo se maneja en corriente directa, por lo que la batería alimenta directamente a las luminarias, las cuales deben tener una fuente en corriente directa. De esta manera, se evita el uso de un inversor y solamente se emplea un controlador de carga que además de regular la carga de las baterías, funcione como control de encendido.

A pesar de que se pueden emplear luminarias en corriente alterna y, por ende, inversores para su alimentación, es importante mencionar que esto no representa una solución eficiente, por lo que no es recomendable llevar esto a la práctica.

Las luminarias autónomas se pueden instalar prácticamente donde sea, solamente se debe cuidar que en el lugar de instalación no existan sombras que afecten el desempeño del panel fotovoltaico. Una viabilidad con este tipo de luminarias se muestra en la Figura 2.12.

Es importante mencionar que debido al estricto sistema de gestión y control del proceso de carga y descarga, no se recomienda utilizar baterías de litio para luminarias autónomas; asimismo, las baterías de celda húmeda al requerir mantenimiento tampoco son prácticas para esta aplicación. Por ello, en adelante para hablar de este tipo de aplicación se dará por entendido que se trata de baterías VRLA.



*Fuente: OHL, 2014*

**Figura 2.12. Viaducto Elevado Bicentenario iluminado con luminarias autónomas**

Las principales ventajas y desventajas de ambos tipos de sistemas FV autónomos se describen en la Tabla 2.4:

**Tabla 2.4. Comparativa de los tipos de sistemas autónomos para alumbrado público**

	<b>Sistema centralizado</b>	<b>Luminarias autónomas</b>
Posibilidad de carga con otra fuente	Sí	No
Posibilidad de conexión con la red eléctrica	Sí	No
Mantenimiento en un solo sitio	Sí	No
Posibilidad de usar potencias grandes en luminaria	Sí	No
Necesidad de cableado entre luminarias	Sí	No
Necesidad de inversor	Sí	No
Necesidad de espacio para colocación de sistema	Sí	No
Riesgo de falla en todas las luminarias a la vez	Sí	No
Existencia de voltajes altos	Sí	No
Riesgo a vandalismo	Sí	Sí

*Fuente: el autor*

### **2.3. Sistemas interconectados con la red**

Los sistemas FV interconectados con la red, también conocidos como interactivos con la red o “grid tied”, son aquellos que operan en conjunto con la red eléctrica de la compañía suministradora, permitiendo que las cargas sean alimentadas por ambas fuentes de generación. Estos sistemas prescinden del uso de baterías, por lo que el consumo de la energía se hace en tiempo real y no tienen manera de almacenar energía, y requieren forzosamente de la presencia tanto de una entrada de corriente directa como de una referencia de corriente alterna para funcionar.



*Fuente: HiQ Solar, 2017*

**Figura 2.13.** Sistema FV interconectado en Carolina del Norte, EE.UU.

### **2.3.1. Componentes de un sistema FV interconectado con la red**

Los sistemas FV interconectados son más simples en comparación a los sistemas autónomos, por lo que de igual manera requieren una menor cantidad de componentes además del panel, los cuales se describen a continuación.

- Inversor

Como se mencionó anteriormente, un inversor es, de forma general, un dispositivo electrónico que convierte la corriente directa en corriente alterna. A diferencia de los inversores para baterías, los inversores para interconexión a red tienen la particularidad de entregar toda la energía disponible instantáneamente, por lo que cuando la energía generada no se consume internamente en las cargas, esta es exportada a la red eléctrica. Por esta razón requieren forzosamente de la red eléctrica como referencia, ya que la energía eléctrica que liberan debe de ser igual en características a dicha referencia en cuanto a nivel de tensión, frecuencia y fase para no alterar las condiciones de la red.

Estos inversores tienen una eficiencia más alta que los inversores para baterías, debido a que no poseen transformador, sustituyendo su función mediante el uso de variadores de frecuencia. La mayoría de los inversores en el mercado usan el algoritmo MPPT para maximizar la salida fotovoltaica en todo momento.

Su dimensionamiento depende primordialmente de la capacidad del panel fotovoltaico más que del tamaño de las cargas, debido a que como se conecta en paralelo con la red, no es necesario que su capacidad cubra la totalidad de las cargas.

Existen varios tipos de inversores para interconexión a red basados en su capacidad. Cada uno posee determinadas características que los hacen más adecuados para determinadas condiciones o tipo de proyecto. Estos tipos de inversores y sus características principales se muestran en la Tabla 2.5:

**Tabla 2.5. Tipos de inversores para interconexión a red**

Tipo de inversor	Características
Micro inversor	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Su capacidad va entre los 200 y los 1000 W</li><li>▪ Se pueden colocar de forma individual para uno y hasta cuatro módulos fotovoltaicos</li><li>▪ Ideales para sistemas pequeños</li><li>▪ Sistemas fácilmente escalables</li><li>▪ Rapidez y flexibilidad de instalación</li><li>▪ No requieren espacio extra para su colocación</li></ul>
Inversor de cadenas	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Su capacidad va entre los 1000 y los 30000 W, típicamente, aunque existen modelos mayores</li><li>▪ Las cadenas típicamente alcanzan voltajes de 600 o 1000 V en corriente directa</li><li>▪ Ideales para sistemas de hasta alrededor de 500 kW de capacidad (típicamente)</li></ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pueden colocarse en diferentes locaciones y cablearse hacia un punto común o colocarse todos en un cierto lugar destinado para ello</li> </ul>
Inversor central	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Su capacidad va desde los 100 kW hasta el orden de los MW</li> <li>▪ Las cadenas típicamente alcanzan voltajes de 1000 V en corriente directa e incluso mayores</li> <li>▪ Ideales para sistemas de más de 500 kW de capacidad (típicamente)</li> <li>▪ Requieren espacio para su colocación y se debe cablear hasta ellos</li> </ul>

*Fuente: el autor*

Existen algunos modelos que rompen esta clasificación, combinando características y hallando algunos nichos de oportunidad específicos. En cualquier caso, es importante conocer todas las necesidades, consideraciones y limitantes de cada proyecto en específico para elegir el tipo de inversor adecuado.



*Fuente: Enphase, Fronius y SMA America, respectivamente, 2018*

**Figura 2.14. Micro inversor, inversor de cadenas e inversor central**

- Medidor bidireccional

Debido a que la red eléctrica y el sistema FV interconectado comparten una misma línea para el flujo de la energía, se requiere un dispositivo que se encargue de registrar tanto la energía consumida desde la red como la vertida a ella. Este dispositivo es conocido como medidor bidireccional, y es un wathorímetro electrónico que tiene dicha funcionalidad.

- Otros componentes

Al igual que en los sistemas FV autónomos, existen otros componentes necesarios para completar un sistema FV interconectado también conocidos como “balance de sistemas”. Los componentes son muy similares a los descritos anteriormente, sólo se diferencian en sus capacidades y características de acuerdo con su aplicación.

### **2.3.2. Principio de funcionamiento de un sistema FV interconectado con la red**

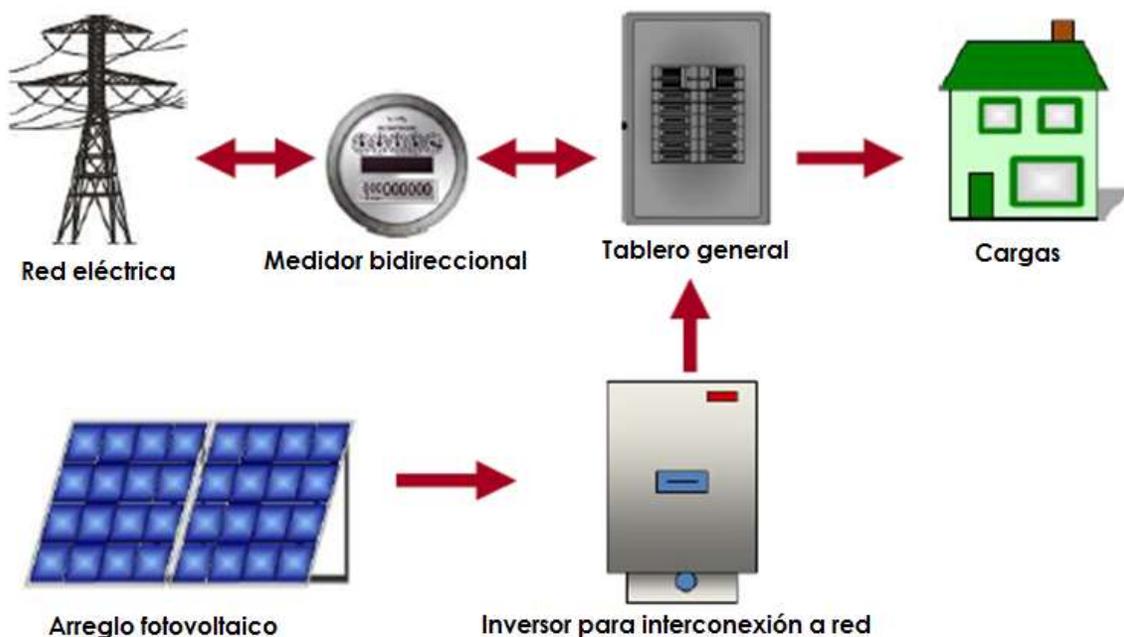
El funcionamiento de los sistemas FV interconectados con la red también es más sencillo en su operación respecto a los autónomos, debido a que la energía fluye directamente a las cargas a través del inversor. Sin embargo, hay algunos parámetros que se tienen que tomar en cuenta tanto para el dimensionamiento como para la operación del sistema.

En primer lugar, el dimensionamiento del panel se puede hacer por varias consideraciones, siendo el consumo en kWh el más común. Conociendo el perfil de consumo del inmueble o el dato de energía generada esperada se calcula la capacidad total del panel. Otros casos como el espacio disponible para su colocación o incluso el presupuesto pueden ser otros criterios.

Posteriormente, con base en la capacidad del panel se calcula la capacidad del inversor, el cual como se mencionó anteriormente, deberá tener una salida con los mismos parámetros de la red eléctrica a la que se conectará, por lo que si por ejemplo la red eléctrica de la compañía suministradora es trifásica, 220 V, 60 Hz, la salida del inversor deberá proveer la misma cantidad de fases con el mismo tipo de señal e idéntico desfaseamiento, mismo nivel de tensión con un rango determinado por posibles variaciones en la red, y de igual forma para la frecuencia.

La energía generada y entregada a través del inversor se inyectará directamente en el tablero general del inmueble para distribuirse a las cargas locales. Cuando la energía generada supere a la energía consumida, el excedente se verterá a la red eléctrica, por lo que un medidor bidireccional que cuente la energía vertida será necesario. De este modo, la compañía suministradora podrá determinar el balance de la energía consumida y la energía generada para determinar el resultante, ya sea a favor o en contra del usuario.

Es normativa internacional que los sistemas FV interconectados con la red no puedan operar en modo isla, debido a que mantendrían energizada las líneas de la compañía suministradora aun cuando esta apague sus fuentes de generación para fallos, mantenimiento o paros de cualquier otra índole. Por ello, para garantizar que la compañía suministradora mantenga el control sobre la desenergización de su red, todos los inversores para interconexión traen de fábrica dicha protección. Esto implica que si existe un corte de electricidad, el inmueble se quede sin electricidad también a pesar de que el panel esté generando, siendo esta una de las diferencias más grandes con los sistemas autónomos.



*Fuente: Outback Power, 2017*

**Figura 2.15. Diagrama esquemático de un sistema interconectado con la red**

Un componente adicional que si bien no es necesario para la operación pero que se ha vuelto casi indispensable es el sistema de monitoreo, el cual se encarga de entregar al usuario datos sobre el desempeño del sistema como potencia instantánea, energía generada de forma histórica, niveles de tensión, características de la red eléctrica entre otros datos de desempeño, así como errores y advertencias sobre la operación y eventos suscitados en ella. Adicionalmente, se suele colocar como parte del mismo sistema de monitoreo, una estación meteorológica que analiza parámetros como temperatura ambiente, temperatura del módulo, velocidad del viento, irradiación solar, entre otros, con el fin de relacionarlos con el desempeño del panel FV. Hoy en día, estos sistemas pueden ser fácilmente consultados por el usuario de forma local o remota mediante una conexión a internet en computadoras e incluso aplicaciones móviles.

### **2.3.3. Aplicación de un sistema FV interconectado con la red a sistemas de alumbrado público**

Los sistemas fotovoltaicos estaban ligados al alumbrado público hasta hace poco solamente en la forma de autónomos, pues se consideraba que la principal ventaja era evitar la instalación de canalización y cableado, así como el llevar la red eléctrica desde el punto más cercano al punto de consumo. Sin embargo, esta visión comenzó a cambiar cuando se empezaron a desarrollar nuevos sistemas de alumbrado público dentro de zonas donde la red eléctrica estaba presente.

Por ello, una solución poco explorada ha sido la del sistema FV interconectado con la red, donde simplemente durante el día se genere la energía que consumen las luminarias de noche. Así, sin baterías y con una red confiable un sistema de alumbrado público se convierte en un sistema de consumo cero.

Existen varias implicaciones que se pueden convertir en limitantes dependiendo de las condiciones del proyecto en específico. La primera de ellas es el espacio para

la colocación del panel FV. Como se señaló anteriormente, el tamaño del panel depende del consumo de las cargas, en este caso de la demanda de las luminarias y sus horas de operación diaria. Al hablar de un sistema de alumbrado público donde existe la red eléctrica es normal la existencia de inmuebles y, por tanto, los espacios para colocar el panel FV resultante son reducidos, y en caso de existirlos se tiene que considerar la distancia de cableado hasta el punto de interconexión.

Una segunda implicación es administrativa. Los servicios de alumbrado público son en su mayoría públicos y, por tanto, dependen administrativamente de los departamentos de alumbrado público de los gobiernos locales. Esto nos lleva a dos interrogantes, la primera es con qué tipo de servicio de suministro de electricidad cuenta el gobierno local a cargo, y la segunda es cómo son los puntos de interconexión entre la red eléctrica y el sistema de alumbrado, ambas inciden directamente en la forma en que la compañía suministradora reconocerá la energía generada. Idealmente el sistema de alumbrado público tiene un medidor con el que la compañía suministradora cobra la energía eléctrica consumida y, por tanto, se podría sustituir por un medidor bidireccional. Sin embargo, en muchos casos los gobiernos locales pagan una cuota fija con base en un censo de luminarias, por lo que no hay un equipo de medición que cuantifique la energía consumida y, en consecuencia, la energía que pudiera exportarse por un sistema fotovoltaico interconectado con la red.

En el caso de los sistemas de alumbrado público concesionados es más sencillo pues para operar dicho sistema los gobiernos exigen a las compañías privadas la celebración de un contrato con la compañía suministradora con un equipo de medición.

Finalmente, el instalar un sistema FV interconectado con la red eléctrica tiene una implicación de tipo regulatoria, donde el operador de la red debe celebrar un contrato de interconexión con la red con la compañía suministradora.

A pesar de las implicaciones anteriores, en términos de confiabilidad, los sistemas de alumbrado público con un sistema fotovoltaico interconectado con la red representan una mejor opción, pues además del consumo cero al realizar un balance energético entre la energía consumida y la generada anualmente, mediante un tablero de transferencia se puede complementar con otra fuente de generación como un UPS y una planta de emergencia y, de este modo, garantizar que el sistema de iluminación funcione toda la noche y todo el año, cosa que en un sistema autónomo es muy difícil de garantizar.



*Fuente: Carmanah Technologies, 2017*

Si bien los sistemas fotovoltaicos resultan ser un complemento natural a un sistema de alumbrado público eficiente, existen muchas variables que inciden en el éxito o fracaso de un proyecto integral de eficiencia energética en iluminación vial. Por ello, es importante conocer las vertientes técnicas, económicas, regulatorias y ambientales para determinar la mejor solución a un determinado proyecto.

Es responsabilidad del ingeniero realizar una correcta lectura de la necesidad, los recursos disponibles y las vertientes mencionadas, por lo que es necesario un análisis comparativo profundo antes de plantear una solución.

### **3.1. Comparativa técnica de los sistemas autónomos y los sistemas interconectados con la red**

Hablar de sistemas fotovoltaicos en general es imposible una vez entendiendo las diferencias entre un sistema FV interconectado con la red y un sistema FV autónomo. Por ello, es de vital importancia conocer las diferentes implicaciones técnicas de cada uno de ellos y su impacto en el desarrollo de un determinado proyecto.

A continuación se presentan algunas de estas implicaciones y cómo se solucionan en cada caso.

- Almacenamiento energético

Un sistema interconectado con la red no tiene un sistema de almacenamiento de energía y el panel debe dejar de funcionar ante la ausencia de la señal de corriente alterna de la red. Por tanto, ante un corte en el suministro de energía eléctrica las cargas se quedarán sin electricidad a menos que se tenga otra fuente de generación como un sistema de emergencia (planta y UPS). Esto último implica la instalación de un tablero de transferencia, la necesidad de un espacio dedicado para estos equipos, el suministro de combustible y el debido programa de mantenimiento.

Por el contrario, un sistema autónomo es completamente independiente de la red eléctrica, por lo que las cargas siempre recibirán electricidad a menos que las descargas sobrepasen la capacidad de carga del panel según los días de autonomía calculados. En ese caso, cuando se llegue a la profundidad de descarga máxima permisible, las baterías dejarán de enviar energía hasta que alcance el nivel de tensión óptimo para alimentar nuevamente a las cargas.

- Irradiación solar

Para dimensionar un sistema interconectado con la red, normalmente se hace un balance energético anual, donde la suma de la energía generada debe ser igual a

la consumida. Sin embargo, mes con mes puede haber exceso de generación o defecto de la misma. Esto se debe a que se suele utilizar el promedio anual de irradiación solar para el cálculo del panel, y mediante el balance energético la energía excedente de los meses de mayor irradiación compensa a la energía faltante en los meses de menor. Este proceso no debe afectar a las cargas, ya que estas siempre tendrán suministro de electricidad, ya sea por parte del sistema FV o de la red.

En el caso de los sistemas autónomos es distinto, pues dependiendo de la variación de la irradiación solar con respecto al promedio puede que haya varios meses por debajo de dicho promedio y, por tanto, que el desempeño del sistema durante ellos sea deficiente. Es recomendable usar un valor conservador, incluso es común que se dimensione el panel con base en el valor mínimo de irradiación en el año para cubrir el peor de los casos.

- Eficiencia del sistema

La eficiencia de un sistema fotovoltaico es la relación entre la energía que sale del panel solar y la energía que reciben las cargas. A lo largo de este recorrido, existen distintas pérdidas en los diferentes dispositivos, así como por los parámetros ambientales del lugar de instalación. En la Tabla 3.1 se describen las más significativas y sus valores típicos.

**Tabla 3.1. Eficiencias en un sistema FV autónomo y un interconectado**

<b>Eficiencia</b>	<b>Sistema autónomo</b>	<b>Sistema interconectado</b>
Inversor	Al ser inversor cargador, es necesario que tenga un transformador. La eficiencia típica es de 90-93%	No requiere transformador ya que usa variadores de frecuencia. La eficiencia típica es de 95-98%

Controlador de carga	Necesario para acondicionar la energía proveniente del panel hacia las baterías, su eficiencia típica es de 96-98%	No requiere controlador de carga
Baterías	El proceso de carga y descarga de las baterías representa una pérdida, típicamente la eficiencia de este proceso es del 85-90%	No tiene baterías
Otros	Temperatura ambiente, polvo, cableados, sombreados, módulos distintos en una misma serie, etc., usualmente oscila entre el 75 y el 80%	Temperatura ambiente, polvo, cableados, sombreados, módulos distintos en una misma serie, etc., usualmente oscila entre el 75 y el 85%

*Fuente: el autor con datos de Home Power Magazine, 2010*

Debido a la diferencia en la eficiencia del sistema y considerando un mismo perfil de consumo, el panel fotovoltaico de un sistema autónomo es en promedio el doble de capacidad con respecto a uno interconectado con la red.

- Distancia al punto de interconexión con la red eléctrica

Partiendo de la ausencia de la red eléctrica en el lugar preciso de la instalación del sistema de alumbrado público, el tema a evaluar es la distancia a la misma.

Las implicaciones técnicas de llevar la red de un punto a otro, en primera, dependen de la distancia. Normalmente, las compañías suministradoras obligan al usuario a invertir en la infraestructura necesaria para llevar el servicio hasta el punto de conexión (postes, cableados, protecciones, transformador en caso de una línea de media tensión, etc.) y en su respectiva instalación para entonces poder comenzar a dar el suministro de energía eléctrica y, por supuesto, cobrar por el servicio.

Sin el suministro de electricidad, un sistema interconectado sería imposible. Sin embargo, ya con un punto de conexión a la red eléctrica, la implementación de un sistema FV interconectado con la red se vuelve simple.

Como puede inferirse, mientras más lejos esté el punto de conexión de la red eléctrica, menos viable será el proyecto de interconexión y, por tanto, más viable será un sistema FV autónomo, el cual no tiene necesidad alguna relacionada con la red eléctrica.

- Obra eléctrica e instalación

Sin considerar la implicación anterior, un tema a evaluar es la distribución de la energía eléctrica desde el punto de generación hasta las luminarias. Para el caso del sistema FV interconectado con la red, la instalación eléctrica comprende el cableado y canalizaciones y todo lo que conlleva una red de baja tensión en corriente alterna convencional, ya sea aérea o subterránea.

En el caso de un sistema FV autónomo, si se trata de uno centralizado la instalación es exactamente la misma que en el caso del interconectado. Por otro lado, el uso de luminarias autónomas elimina por completo toda la obra eléctrica, limitándola a la colocación de los postes con todos los componentes en cada uno de ellos.

En cuanto a los postes, es importante a considerar que los de las luminarias autónomas serán por fuerza postes más robustos que los de una instalación en corriente alterna convencional, pues deben soportar el peso del panel y la fuerza del viento sobre de él, en algunos casos el peso de las baterías dependiendo donde se coloquen, pues en la mayoría de los casos suelen colocarse en gabinetes sujetos a la parte alta del poste para evitar vandalismo.

Finalmente, en ambos casos se debe evaluar el tiempo de ejecución de la obra, pues los tiempos impactan directamente en el número de jornadas requeridas tanto

de mano de obra como de la maquinaria necesaria para la colocación de los equipos, por ejemplo las grúas o plataformas articuladas.

- Área de montaje disponible

Hablar de un sistema centralizado, ya sea interconectado con la red o autónomo, es hablar inevitablemente de espacio, por lo que se debe considerar tener un área destinada a la colocación del panel FV. Asimismo, dependiendo de la ubicación de dicho espacio, se debe de considerar la distancia de cableado desde el lugar de generación hasta el punto de interconexión, pues el costo puede incrementarse a medida que dicha distancia crece.

Por el contrario, las luminarias autónomas no requieren espacio alguno, ya que serán los mismos postes los que soportarán individualmente a todos los equipos.

- Selección de luminarias

Una luminaria autónoma está limitada en su potencia debido al tamaño del panel asociado a su operación. El colocar luminarias de potencias muy grandes hace que el panel crezca de forma que se puede volver inviable colocarlo en un poste al ser tan grande, o bien que el poste sea lo suficientemente robusto para aguantarlo. Lo mismo pasa con las baterías, ya que el banco asociado puede resultar muy grande y pesado.

Por otro lado, el uso de luminarias de potencias bajas hace que las distancias interpostales sean menores y, por tanto, se utilicen más luminarias en un determinado tramo.

En contraparte, una instalación en corriente alterna permite el uso de luminarias de potencias más grandes, lo cual contribuye a que el diseño de iluminación permita distancias interpostales mayores. Al tener menos luminarias, también se reducen los tiempos de instalación, las jornadas de las grúas y horas-hombre destinadas al levantamiento de postes y colocación de luminarias.

- Tiempo de vida útil

Si bien un módulo fotovoltaico tiene una garantía estándar de 25 años con salida de potencia mínima del 80%, los demás componentes de un sistema fotovoltaico tienen distintas duraciones en el autónomo y en el interconectado con la red.

En ambos tipos de sistemas, los inversores tienen un tiempo de vida útil bastante largo, muy cercano al periodo de garantía del panel FV. De llegarse a presentar algún fallo normalmente basta con el cambio de algún repuesto como una tarjeta.

Sin embargo, hablando de tiempo de vida útil, las baterías son el talón de Aquiles del sistema FV autónomo, pues en promedio duran entre 5 y 7 años. Este tiempo varía según las consideraciones de diseño, la disponibilidad del sol para la recarga y, por tanto, su profundidad de descarga, y las variaciones de temperatura.

Para cada tipo de proyecto es importante considerar el horizonte de evaluación, para que con base en el tiempo de vida útil y la tasa de fallas estimadas se puedan prever los componentes necesarios en los tiempos previstos para garantizar el funcionamiento del sistema en dicho periodo.

### **3.2. Comparativa económica de los sistemas autónomos y los sistemas interconectados con la red**

Un sistema fotovoltaico, independientemente de su tipo, implica un proyecto de inversión alta y gastos operativos casi nulos, por lo que es necesario evaluar la factibilidad y rentabilidad de las distintas soluciones propuestas. Es importante que el aspecto técnico esté en conjunción con el económico, pues sólo así se puede hablar de un proyecto de calidad y viable para los interesados.

De acuerdo con las implicaciones técnicas descritas con anterioridad, en la Tabla 3.2 se presentan las consecuencias económicas de las mismas, describiéndolas en

términos comparativos con respecto a cada tipo de sistema. Es importante señalar que para el caso del sistema FV autónomo se considera el uso de luminarias autónomas.

**Tabla 3.2. Comparativa económica entre sistemas FV autónomos e interconectados para alumbrado**

Tipo de costo	Sistema autónomo	Sistema interconectado
Inversión inicial en equipos	Partiendo de un mismo perfil de consumo, el costo de un sistema autónomo puede crecer varias veces el costo de un interconectado dependiendo de los días de autonomía y, por tanto, del tamaño del banco de baterías. En luminarias autónomas, se sugiere un estándar de tres días de autonomía.	Partiendo de un mismo perfil de consumo, un sistema autónomo representa al menos un 50% más de inversión que el interconectado
Conexión a la red	Costo = 0	Dependiendo de la distancia, puede equiparar en conjunto con la inversión inicial en equipos el costo de un autónomo, e incluso ser más costoso considerando costos operativos
Almacenamiento de energía	Depende de los días de autonomía, las baterías representan un mínimo de 35% del costo de un sistema FV autónomo	Costo = 0

Obra eléctrica e instalación	La mayor implicación radica en el izamiento de postes y la colocación de los equipos en ellos	La mayor implicación es el tendido de los cableados, canalizaciones y excavaciones de ser necesario, así como la configuración de circuitos
Repuestos	Dependiendo del horizonte de evaluación, los repuestos típicos son: Baterías cada 7 a 10 años Controlador de carga entre el año 10 y el año 15	Dependiendo del horizonte de evaluación, los repuestos típicos son: Tarjetas de inversor entre el año 15 y el año 20
Costos operativos	Costo = 0	Al menos durante el primer año, se deberá pagar a la compañía suministradora el monto resultante de la energía consumida en los meses de menor irradiación. Luego de eso son nulos.

*Fuente: el autor, con información de hojas técnicas, manuales, estudios y cotizaciones de varios fabricantes de componentes*

### 3.3. Implicaciones legales para sistemas fotovoltaicos interconectados con la red

Un sistema fotovoltaico autónomo, al estar completamente aislado de la red, no tiene ninguna clase de regulación ante una compañía suministradora o la entidad administradora de la red eléctrica. Por el contrario, un sistema interconectado al ser interactivo con la red forzosamente requiere del aval de la compañía suministradora.

En México, el órgano regulador es la Comisión Reguladora de Energía (CRE), a la que corresponde aprobar y expedir los modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas del sector eléctrico nacional.

En 2008, se expidió la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), la cual tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética (LAERFTE, 2014). Esta ley ha tenido varias modificaciones y hoy en día es conocida como Ley de Transición Energética (LTE, 2015).

En el marco regulatorio actual, se determina que para poder interconectarse con la red del Sistema Eléctrico Nacional, es necesaria la celebración de un contrato de interconexión con la CFE. La Tabla 3.3 muestra los modelos de contrato de interconexión para fuentes de energía renovable, los cuales dependen de la capacidad de generación.

**Tabla 3.3. Tipos de contratos de interconexión para sistemas fotovoltaicos**

Tipo de contrato	Características
Pequeña escala	<ul style="list-style-type: none"><li>○ Con este modelo se permite la interconexión con cualquier tipo de fuente renovable para suministros en baja tensión</li><li>○ Interconexión a las redes en tensiones menores de 1 kV</li><li>○ Para usuarios con suministro de uso residencial: hasta 10 kW</li><li>○ Para usuarios con suministro de uso general en baja tensión: hasta 30 kW</li></ul>

	<ul style="list-style-type: none"><li>○ No se requiere permiso de generación de energía eléctrica, toda vez que es un contrato anexo al de suministro normal</li><li>○ Requiere cumplir con las especificaciones de CFE y la Norma Eléctrica Mexicana NOM 001 SEDE 2012 y realizar solicitud de conexión</li><li>○ El Generador se obliga a mantener vigente un contrato de suministro de energía eléctrica en la tarifa aplicable, durante todo el tiempo que dure la interconexión de su fuente con la red del Suministrador</li><li>○ Las inversiones necesarias para la construcción de las instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios, serán a cargo del Generador</li><li>○ El Generador pagará la diferencia entre el costo del equipo necesario para realizar la medición neta, y el costo del equipo convencional que instalaría el Suministrador para la entrega de energía eléctrica que corresponda. Este equipo debe contar con la característica de tener la capacidad de efectuar medición neta (net metering)</li><li>○ Las instalaciones y equipos necesarios en el Punto de Interconexión así como los elementos de protección, requeridos para la conexión con el Sistema deberán cumplir con las especificaciones conducentes del Suministrador y las Normas Oficiales Mexicanas (NOM). Las características de estas instalaciones y equipos serán las establecidas por el Suministrador</li><li>○ El consumo de kWh del Generador, se determinará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por el Suministrador y la entregada por el Generador al Suministrador. La energía excedente generada se entrega</li></ul>
--	--

	<p>al Suministrador. Este la acumula y la devuelve en el mismo mes o en meses subsecuentes en un lapso máximo de 12 meses. De no efectuarse la compensación en ese periodo, el crédito será cancelado y el Generador renuncia a cualquier pago por este concepto. Cuando la diferencia sea positiva, se considerara como un crédito a favor del Suministrador y se facturara en la tarifa aplicable</p>
Mediana escala	<ul style="list-style-type: none"><li>○ Para personas físicas o morales, con capacidad de generación hasta de 500 kW, en niveles de tensión de 1 y menor a 69 kV</li><li>○ No requieran hacer uso de la red del Suministrador para portear energía a sus cargas</li><li>○ Vigencia del contrato indefinida, pero es obligación del Generador mantener vigente un contrato de suministro de energía eléctrica en la tarifa aplicable durante todo el tiempo que dure la interconexión de su fuente con la red del Suministrador</li><li>○ No se requiere permiso de generación de energía eléctrica, toda vez que es un contrato anexo al de suministro normal</li><li>○ Las inversiones necesarias para la construcción de las instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios, serán a cargo del Generador. Se requerirá el dictamen de verificación de una UVIE en la que otorgue su conformidad con la NOM-001-SEDE-2012</li><li>○ El Generador pagará la diferencia entre el costo del equipo necesario para realizar la medición neta, y el costo del equipo convencional que instalaría el Suministrador para la entrega de energía eléctrica que corresponda. El medidor deberá tener capacidad de registrar la energía</li></ul>

	<p>entrante y saliente en el punto de interconexión, así como de efectuar la medición neta en cada subintervalo de cinco minutos, entre la energía eléctrica entregada por el Suministrador al Generador y la energía eléctrica entregada por el Generador al Suministrador</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ La energía generada en cualquier periodo horario y no consumida por los usuarios es recibida en la red y devuelta en otros periodos</li> </ul>
<p>Gran escala</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Capacidad mayor a 500 kW</li> <li>○ Se requiere permiso de la Comisión Reguladora de Energía</li> <li>○ Se requiere indicar:             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Ubicación y características técnicas del punto de interconexión</li> <li>○ Ubicación y características eléctricas de los puntos de carga</li> <li>○ Características de los equipos de medición</li> <li>○ Procedimientos de cálculo de pagos</li> <li>○ Convenio de instalaciones y cesión aprobados por la CRE</li> </ul> </li> <li>○ Requiere porteo, sin embargo, puede haber cargas locales. Convenio para el servicio de transmisión.</li> <li>○ La energía sobrante puede ser vendida a CFE al 85% del costo total de corto plazo (CTCP) o acumularla para meses posteriores (venta o compensación). Tiene 12 meses para su almacenamiento (banco)</li> <li>○ Se aplica la metodología de cargos por servicios de transmisión</li> </ul>

*Fuente: el autor con información de CFE, 2017*

Por el tamaño de carga, para los sistemas de alumbrado público los esquemas que se emplean son el de pequeña escala y el de mediana escala.

### 3.4. Comparativa de impacto ambiental de los sistemas autónomos y los sistemas interconectados con la red

Una de las razones principales para emplear la tecnología fotovoltaica es para reducir el impacto ambiental que conlleva el suministro de energía eléctrica a un nuevo sistema de alumbrado. Por ello, partiendo de que se cubre el primer paso que es la eficiencia energética empleando tecnologías eficientes de iluminación como el LED, es necesario conocer lo que conlleva el usar cada uno de los componentes de cada tipo de sistema fotovoltaico, desde su fabricación, su tiempo de vida útil y su desecho al término de esta.

Para fines de esta comparativa, contenida en las Tablas 3.4, 3.5 y 3.6, se considerará como periodo de evaluación el tiempo de garantía de un módulo fotovoltaico, es decir, 25 años. Durante este periodo, se analizará el impacto cualitativo asociado a la manufactura, operación, mantenimiento y disposición final, así como el contraste entre el uso del componente en un sistema FV autónomo y en uno interconectado con la red.

**Tabla 3.4. Impacto asociado al módulo fotovoltaico**

	<b>Impacto</b>
<b>Fabricación</b>	Los módulos fotovoltaicos están hechos de varios materiales, silicio (normalmente) en las celdas, marco de aluminio, cubierta de vidrio y diferentes polímeros. Prácticamente en su totalidad el módulo es reciclable. A pesar de estar presente en los dos tipos de sistemas FV, la ventaja del interconectado es que requiere menos módulos para un mismo perfil de consumo.

<p><b>Operación</b></p>	<p>Podría decirse que el impacto por operación es cero. Sin embargo, es importante considerar el gran espacio que utiliza un panel FV, el cual dependiendo de la ubicación, podría dañar un determinado ecosistema. En el caso del interconectado requiere de un área determinada, lo cual requiere deshabilitar del uso original de dicha área para destinarla al panel. Si se tratase de un techo no debiere generar mayor impacto, pero es común que se usen áreas verdes para la colocación del panel, lo que conlleva en ocasiones a retiro de árboles u otras plantas para la colocación, con las implicaciones que conlleva afectar el entorno. Las luminarias autónomas no tienen ese problema, ya que los paneles se colocan de forma individual sobre los postes a lo largo de la vialidad.</p> <p>Es importante decir que dada la vida útil del módulo, a lo largo del periodo de evaluación no será necesario ningún reemplazo.</p>
<p><b>Disposición final</b></p>	<p>Como se mencionó anteriormente, prácticamente todo el módulo es reciclable, lo cual hace que el impacto sea nulo. Sin embargo, al ser tan abundante el silicio en el planeta, pocas empresas están interesadas en el reciclaje del mismo.</p>

*Fuente: el autor*

**Tabla 3.5. Impacto asociado al inversor y al controlador de carga**

	<b>Impacto</b>
<p><b>Fabricación</b></p>	<p>Tanto los principales inversores y controladores de carga están fabricados de aluminio y acero inoxidable, además de las tarjetas electrónicas. Para su fabricación es requerido un proceso de fundición de aluminio, el cual emplea arena y arcilla para la construcción del molde, por lo que la materia prima empleada es abundante y los desechos del proceso pueden ser reutilizados para la construcción de nuevos moldes.</p>

	<p>Por su parte, las tarjetas electrónicas, o PCB como son conocidas, están fabricadas en su mayoría de sustratos de fibra de vidrio impregnados con resina epóxica, cobre y/o aluminio y componentes electrónicos de semiconductores, carbón e incluso polímeros u otros materiales. Las luminarias autónomas no requieren de inversor, por lo que evitan por completo este componente, sin embargo, emplean controladores de carga que en su construcción son más pequeños y sencillos de fabricar en comparación con los inversores.</p>
<b>Operación</b>	<p>El consumo eléctrico de un inversor y de un controlador de carga es mínimo, además de que su energía es suministrada por la fuente de energía renovable. Sin embargo, a lo largo del horizonte de evaluación y dados los estudios de confiabilidad de los fabricantes y la vida útil de los componentes electrónicos, es probable que se requiera un cambio en las tarjetas electrónicas alrededor del año 15 para inversores. Los controladores de carga tienen una vida útil de aproximadamente 10 a 15 años, por lo que a lo largo del periodo de evaluación será necesario un cambio en estos equipos.</p>
<b>Disposición final</b>	<p>Al ser aluminio y acero son componentes 100% reciclables. Por su parte, existe un proceso de reciclado de PCB, el cual consiste en pulverizar los circuitos y por medio de vibración, recolección de polvo y separado electrostático se recuperan los componentes.</p>

*Fuente: el autor*

**Tabla 3.6. Impacto asociado a las baterías**

	<b>Impacto</b>
<b>Fabricación</b>	Las baterías de plomo ácido poseen materiales fuertemente contaminantes, por lo que el proceso de fabricación debe realizarse bajo altos estándares en el manejo de la materia prima, especialmente el plomo y el ácido sulfúrico. De igual manera, la fabricación es un proceso largo que implica varios pasos, tales como la elaboración de rejillas, empastado, secado, curado, ensobrado, armado, sellado, inyección de ácido y proceso de carga y control del producto final, los cuales requieren de una gran cantidad de recursos energéticos y materiales.
<b>Operación</b>	Durante la operación, las baterías experimentan una pérdida de energía debido a su eficiencia de carga y descarga. A lo largo del tiempo de vida útil se traduce entre un 10% y un 15% de pérdida. Por otro lado, al hablar de baterías de celda húmeda será necesaria la adición de agua destilada, la cual dependiendo de las consideraciones de operación será requerida varias veces al año. Sin embargo, las luminarias autónomas emplean baterías selladas a menos que se trate de un sistema FV centralizado. Por su parte, las baterías de plomo ácido selladas no requieren de mantenimiento operativo. El tiempo de vida útil de una batería de plomo ácido oscila entre 1500 y 3000 ciclos, por lo que a una descarga del 50% hablamos de un periodo de entre 4 y 8 años, lo cual dependerá de las condiciones de carga y ambientales como la temperatura. Esto implica que durante el periodo de evaluación será necesario el cambio de baterías al menos tres veces.
<b>Disposición final</b>	Cuando una batería se desecha a cielo abierto, con el paso del tiempo y por la descomposición de sus elementos se oxidan y pueden derramar diferentes tóxicos en el suelo, agua o aire. Lo mismo ocurre cuando se incinera. Hasta hace poco, en México la

	<p>única opción era el confinamiento, sin embargo, se ha logrado acreditar ante la SEMARNAT un proceso de reciclaje de los metales que las componen para darles distintos usos (Sitrasa, 2017). Este proceso consta de un análisis de laboratorio, la recepción del embarque, un análisis para la confirmación de la muestra de perfil, triturado para separación y procesamiento.</p>
--	--

*Fuente: el autor*

Finalmente hablando del sistema de iluminación, como fue mencionado anteriormente un sistema interconectado con la red permite el uso de luminarias con mayor potencia y, por tanto, una menor cantidad de luminarias para una determinada distancia, lo cual hace que se requieran menos luminarias y, en consecuencia, que en los procesos de fabricación y disposición final se hable de una menor cantidad de equipos.



*Fuente: Intec de México SAPI de CV, 2013*

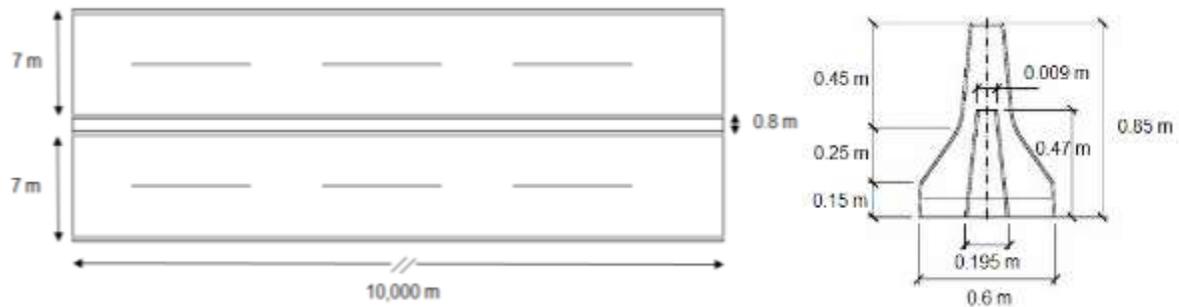
La conjunción de un sistema de alumbrado público LED y un sistema fotovoltaico interconectado con la red es una solución que ha sido escasamente explorada, debido principalmente al paradigma de que las luminarias autónomas representan la única opción. Sin embargo como se determinó en capítulos anteriores, dependiendo las condiciones un sistema fotovoltaico autónomo puede representar una solución no tan sostenible como se pensase, e incluso a impactar en la rentabilidad de un proyecto dado.

Es por ello, que a continuación se analizará un caso con consideraciones donde esta conjunción representa una oportunidad innovadora, técnicamente viable y económicamente rentable.

#### 4.1. Descripción de las necesidades del proyecto

Uno de los nichos más importantes para este tipo de proyectos son las vías concesionadas, por lo que se partirá de una autopista urbana concesionada. Para este proyecto se tomarán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Sobre la construcción: vía concesionada en un segundo piso o viaducto elevado con acceso controlado, rampas de acceso y salida
- Sobre la vialidad: 10 km de recorrido lineal de vialidad de dos carriles separados por una barrera de concreto tipo “New Jersey” con las características mostradas en la Figura 4.1:



Fuente: el autor

**Figura 4.1. Características de la vialidad y de la barrera “New Jersey”**

Es importante señalar que del borde de la barrera “New Jersey” a la vialidad hay una distancia de 10 cm, por lo que el ancho total de la vialidad será de 14.8 m. También contará con 5 rampas de salida y 5 rampas de entrada, distribuidas estratégicamente para conectarse con otras vialidades. Las rampas de salida serán de dos carriles de 7 m de ancho.

- Sobre el pavimento: estándar tipo R3
- Sobre la red eléctrica: al ser una autopista urbana, se cuenta con la red eléctrica de la CFE en media y baja tensión a lo largo de todo el recorrido
- Sobre los circuitos de alimentación: se hará en media tensión y se colocarán subestaciones con base en minimizar el calibre de los

alimentadores hacia los circuitos de luminarias, por lo que considerando una distribución lineal de las luminarias se tendrá una subestación por kilómetro

- Sobre la operación de seguridad: se requieren circuitos trifásicos bajo una disposición “terciada” entre las fases para evitar que tramos completos de la autopista se queden sin iluminación en caso de falla de alguna fase de la red
- Sobre el nivel de tensión: serán circuitos trifásicos 220/127 Vca
- Sobre la colocación de las luminarias: se montarán sobre los parapetos, los cuales miden 3 m, por lo que la distancia interpostal deberá ser múltiplo de 3, y la altura de la base donde se colocará el poste con respecto a la vialidad es de 50 cm
- Sobre los horarios de operación de la autopista: de 5 a 23 h. En los horarios sin operación se deberá mantener encendido el sistema de iluminación por cuestiones de seguridad, pero se atenuará el nivel al 50%
- Sobre otras cargas: al ser una vía concesionada de acceso controlado, para las subestaciones cercanas a las zonas con rampas se conectarán otras cargas propias de la autopista, tales como sistemas de telepeaje, pórticos, radares, sistemas de control de acceso, sistemas de vigilancia y seguridad, etc. Esta carga típicamente es entre dos y tres veces del consumo de energía eléctrica del sistema de iluminación

## 4.2. Normatividad

Para el diseño del proyecto, se considerará como estándar la NOM-013-ENER-2013 referente a Eficiencia Energética para Sistemas de Alumbrado en Vialidades.

Se considerará a la vialidad dentro de la clasificación de “Vías principales y ejes viales” según la norma señalada, cuya descripción se muestra como: Vialidades que sirven como red principal para el tránsito de paso; conecta áreas de generación de

tráfico y vialidad importante de acceso a la ciudad. Generalmente tiene alto tránsito peatonal y vehicular nocturno y puede tener circulación vehicular en contra flujo. Típicamente no cuenta con pasos peatonales.

Con base en lo anterior, la Densidad de Potencia Eléctrica para Alumbrado para el ancho de vialidad considerando ambos sentidos, la iluminancia mínima promedio y la relación de uniformidad promedio máxima entre iluminancia promedio e iluminancia mínima para vías con pavimento tipo R2 y R3 según la tabla 2 de la norma, se muestran en la figura 4.2:

Clasificación de Vialidad	Iluminancia mínima promedio [lx]	Relación de uniformidad promedio máxima $E_{prom}/E_{min}$	DPEA [W/m <sup>2</sup> ]			
			Ancho de calle [m]			
			< 9,0	≥ 9,0 y < 10,5	≥ 10,5 y < 12,0	≥ 12,0
Autopistas y carreteras	6	3 a 1	0,41	0,38	0,35	0,31
Vías de acceso controlado y vías rápidas	14	3 a 1	1,01	0,95	0,86	0,81
Vías principales y ejes viales	17	3 a 1	1,17	1,12	1,03	0,97
Vías primarias y colectoras	12	4 a 1	0,86	0,81	0,74	0,69
Vías secundarias residencial Tipo A	9	6 a 1	0,64	0,59	0,54	0,50
Vías secundarias residencial Tipo B	7	6 a 1	0,49	0,45	0,42	0,37
Vías secundarias industrial Tipo C	4	6 a 1	0,32	0,28	0,26	0,23

Fuente: NOM-013-ENER-2013

**Figura 4.2. Valores máximos de DPEA, iluminancia mínima promedio y valor máximo de la relación de uniformidad promedio para vialidades con pavimento tipo R2 y R3**

Asimismo, la luminancia mínima promedio y las relaciones de uniformidad máximas y la relación de deslumbramiento y luminancia se muestran en el extracto de la Tabla 4 de la NOM mostrado en la figura 4.3:

Clasificación de Vialidad	Luminancia mínima promedio $L_{prom}$ [cd/m <sup>2</sup> ]	Relaciones de uniformidad máximas	
		$L_{prom} / L_{min}$	$L_{max} / L_{min}$
Autopistas y carreteras	0,4	3,5 a 1	6 a 1
Vías de acceso controlado y vías rápidas	1,0	3 a 1	5 a 1
Vías principales y ejes viales	1,2	3 a 1	5 a 1
Vías primarias y colectoras	0,8	3 a 1	5 a 1
Vías secundarias residencial Tipo A	0,6	6 a 1	10 a 1
Vías secundarias residencial Tipo B	0,5	6 a 1	10 a 1
Vías secundarias industrial Tipo C	0,3	6 a 1	10 a 1

Fuente: NOM-013-ENER-2013

**Figura 4.3. Valores de luminancia mínima promedio y relaciones de uniformidad máximas y la relación de deslumbramiento y luminancia**

Asimismo, para la selección de las luminarias se considera la aplicación de la NOM-031-ENER-2012 referente a “Eficiencia energética para luminarios con diodos emisores de luz (leds) destinados a vialidades y áreas exteriores públicas. Especificaciones y métodos de prueba”.

#### 4.3. Criterios de diseño de iluminación

Para realizar la ingeniería de iluminación con base en las características de la vialidad, las necesidades y la normatividad vigente, se consideraron los criterios para los equipos mostrados en las Tablas 4.1 a 4.4:

**Tabla 4.1. Criterios eléctricos**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Justificación</b>
Voltaje de alimentación	120-240 Vca	Debido a variaciones de voltaje y para minimizar calibres de conductores por caída de tensión
Frecuencia	60 Hz	Compatible con la red eléctrica mexicana
Factor de potencia	>0.9	Valor mínimo establecido por la NOM-031-ENER-2012
Distorsión armónica	<20%	Valor máximo establecido por la NOM-031-ENER-2012
Supresor de picos	5 kV mínimo	Protección contra sobretensión por variaciones bruscas en la red de CFE o cortocircuitos

*Fuente: el autor*

**Tabla 4.2. Criterios mecánicos**

<b>Característica</b>	<b>Justificación</b>
Carcasa de fundición de aluminio	Permite la disipación de calor de los LED's y la fuente electrónica mediante los disipadores hacia el ambiente
Acabado en pintura anticorrosiva	Previene la oxidación o corrosión en la carcasa
Amplio rango de temperatura de operación soportado	Garantizar la operación continua sin afectar la salida luminosa ni el tiempo de vida útil de los componentes
Grado de resistencia a impactos IK08	Previene de posible vandalismo a las luminarias
Grado IP 65 mínimo	Garantiza la hermeticidad ante condiciones de lluvia intensa en todas direcciones

Receptáculo para brazo ajustable	Facilita la instalación
Receptáculo para fotocelda de 7 pines	Permite no sólo control individual de encendido - apagado, sino la posibilidad de atenuación y telegestión

*Fuente: el autor*

**Tabla 4.3. Criterios lumínicos**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Justificación</b>
Eficacia lumínica	>100 lm/W	Garantiza el tener una fuente eficiente
CRI	>70	Permite una buena reproducción de colores y formas para seguridad del conductor
Temperatura de color	4000-5000 K	Se busca que la luz sea el llamado “blanco puro” para emular en mayor medida posible la luz natural para una mejor respuesta del ojo humano
Atenuable	Hasta el 50% mínimo	Permite el ahorro de energía durante las horas que la autopista no opera
Tiempo de vida útil	≥100,000 h L <sub>70</sub>	Proyecta una vida útil superior a los 20 años
Curva de distribución fotométrica	Tipo II o III corta o media	Permite una buena distribución para las dimensiones de la vialidad
Tipo de control de deslumbramiento	Full cutoff	No aporta contaminación lumínica

*Fuente: el autor*

**Tabla 4.4. Otros criterios para selección de luminarias**

<b>Criterio</b>	<b>Condición</b>
Certificaciones estrictas	NOM-031
Certificaciones deseables	UL, IDA, RoHs, Sello FIDE
MTBF	2,000,000 de horas para permitir una confiabilidad superior al 95%
Garantía	Mínima de 10 años

*Fuente: el autor*

Aunado a lo anterior, se buscará minimizar el “efecto cebra”, por lo que se buscará no sólo cumplir con los valores de la norma, sino atender al confort visual del conductor, cuidando que las relaciones entre valores máximos y mínimos sean más pequeñas.

#### 4.4. Selección de luminarias LED

Con base en los criterios anteriores, y con base en el mercado se analizaron tres marcas de luminarias, por lo que se realizó una comparativa para determinar que cumplieran con los requerimientos técnicos establecidos.

Los modelos elegidos se muestran a continuación:

**Tabla 4.5. Marcas de luminarias a analizar**

<b>Luminaria</b>	<b>Marca</b>	<b>Serie/Modelo</b>
	Led Roadway Lighting	NXT Series

	CREE Lighting	XSP Series
	Leotek	GeenCobra Head

Fuente: el autor con información de Led Roadway Lighting Co LTD, CREE Inc y Leotek Electronics USA LLC

Con el fin de analizar los modelos anteriores con respecto a los criterios elegidos para la selección de la luminaria del proyecto, y considerando los datos de las hojas de especificaciones técnicas de los fabricantes, una comparativa técnica se muestra en la tabla siguiente.

**Tabla 4.6. Modelos de luminarias a analizar y características**

<b>Parámetro</b>	<b>NXT Series</b>	<b>XSP Series</b>	<b>GeenCobra Head Series</b>
Modelo	NXT-M	XSP2 Version C	GCM2-40H
Potencia	133 W	139 W	135 W
Voltaje de alimentación	120-240 W	120-277 W	120-277 W
Frecuencia	50-60 Hz	50-60 Hz	50-60 Hz
Factor de potencia	> 0.9	> 0.9	> 0.9
Distorsión armónica	< 20%	< 20%	< 20%
Supresor de picos	10 kV/10 kA	10 kV/10 kA	20 kV/10 kA
Carcasa	Fundición de aluminio	Fundición de aluminio	Fundición de aluminio

Acabado	Pintura de poliéster anticorrosiva	Pintura de poliéster anticorrosiva	Pintura de poliéster anticorrosiva
Rango de temperatura de operación	-40°C to +50°C	No especifica	-40°C to 40°C
Grado de resistencia a impactos	IK09	No especifica	IK10
Grado IP	IP66	IP66	IP66
Receptáculo para brazo ajustable	1" - 2"	1" - 2"	1" - 2"
Receptáculo para fotocelda	3 y 7 pines	3 y 7 pines	3 y 7 pines
Flujo luminoso	14,090 lm	13,583 lm	15,430 lm
Eficacia lumínica	106 lm/W	98 lm/W	114 lm/W
CRI	>70	>70	>70
Temperatura de color	4000 K	4000 K	4000 K
Atenuable	1-10V	1-10V	1-10V
Tiempo de vida útil	347,000 h L <sub>70</sub>	100,000 h L <sub>70</sub>	100,000 h L <sub>70</sub>
Curva de distribución fotométrica	Tipo II Corta	Tipo II Larga	Tipo II Corta
Tipo de control de deslumbramiento	Full cutoff	Full cutoff	Full cutoff
Certificaciones	UL, NOM, CE, RoHs, IDA	UL, NOM, RoHs, IDA	UL, NOM, FCC, RoHs, IDA
MTBF	4,545,516 horas	No especifica	No especifica
Garantía	10 años	10 años	10 años

Fuente: el autor con información de Led Roadway Lighting Co LTD, CREE Inc y Leotek Electronics USA LLC

Con base en la tabla anterior y de acuerdo con los parámetros mínimos requeridos, la opción de CREE no obedece a varios de ellos, por lo que se descarta de inicio.

En el caso de Leotek a pesar de tener la eficacia lumínica más alta, no ofrece datos de MTBF, por lo que no es posible calcular su grado de confiabilidad y, en consecuencia, es imposible determinar la tasa de fallas a lo largo del periodo de evaluación.

Por ello, se elegirá la luminaria de LED Roadway Lighting modelo NXT-60M-0-7-2ES-7-GY-1-NM-X-2H. Cada luminaria deberá llevar un fotocontrol programado modelo Lumen IQ para el encendido y apagado (mostrado en la Figura 4.4), así como para atenuarse al 50% durante las horas en que la autopista no opera.

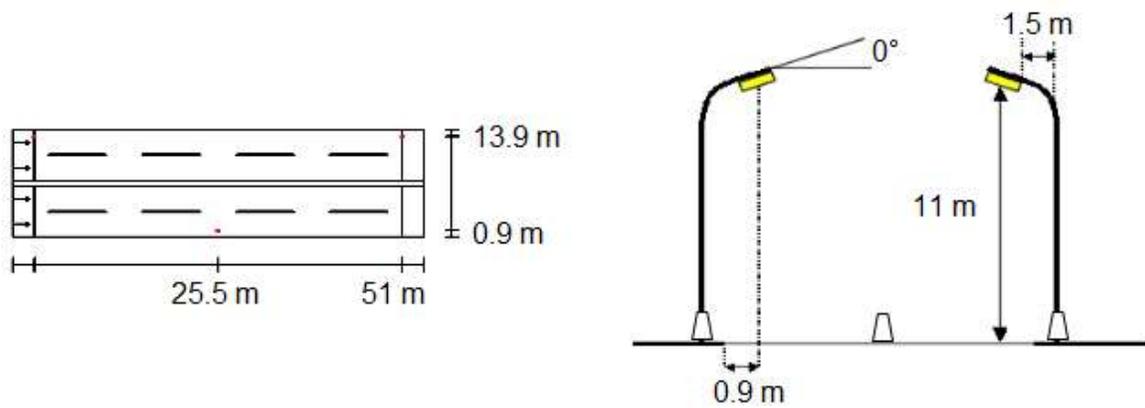


*Fuente: LED Roadway Lighting Co LTD, 2017*

**Figura 4.4. Fotocontrol programado para encendido y atenuación**

#### **4.5. Disposición de luminarias**

Con base en la elección del modelo, y con base en cumplir los resultados lumínicos se propone una disposición bilateral desfasada o “tresbolillo”, bajo la distribución mostrada en la Figura 4.5:



Fuente: el autor

**Figura 4.5. Disposición de luminarias**

Los postes serán cónicos circulares de 10 m de altura, el brazo deberá elevar la luminaria 50 cm para que en conjunto con la elevación del parapeto resulten los 11 m de altura con respecto a la vialidad.

#### 4.6. Simulación de alumbrado y resultados lumínicos

Antes de la simulación, se determina el factor de depreciación lumínica:

$$LLF = LLD \times LOD \times EF \quad (1)$$

Donde de datos del fabricante:

LLF = Factor de depreciación lumínica

LLD = Depreciación del flujo luminoso de la fuente = 0.94 (del LM-80 del fabricante)

LOD = Depreciación óptica de la luminaria = 0.96 (de pruebas de laboratorio a la óptica del fabricante)

EF = Factor del equipo = 1 (de estudios de confiabilidad de las luminarias por el fabricante)

$$LLF = 0.94 \times 0.96 \times 1 = 0.9024$$

Sin embargo, considerando a la Ciudad de México como lugar de instalación, es importante considerar un factor por suciedad debido a los constantes índices de partículas suspendidas en el aire que puedan afectar el desempeño óptico. Por ello, se considerará una pérdida de 3% adicional.

$$LLF = 0.9024 \times 0.97 = 0.875$$

Para determinar los resultados lumínicos se empleó el software DIALux versión 4.13.0.2 del fabricante alemán DIAL GmbH, y a manera de comprobación se realizaron corridas en el software Visual™ Roadway Tool en su versión 2.09.0105 del fabricante estadounidense Acuity Brands.

De acuerdo con el procedimiento, los resultados lumínicos obtenidos se muestran en la Tabla 4.7:

**Tabla 4.7. Resultados lumínicos**

Parámetro	Valor requerido	Valor resultante	¿Cumple?
Iluminancia promedio (Em)	17 lx	22 lx	✓ Sí
Em/Emín	3 a 1	1.87 a 1	✓ Sí
Luminancia promedio (Lm)	1.2 cd/m <sup>2</sup>	1.56 cd/m <sup>2</sup>	✓ Sí
Lm/Lmín	3 a 1	1.30 a 1	✓ Sí
Lmáx/Lmín	5 a 1	1.44 a 1	✓ Sí

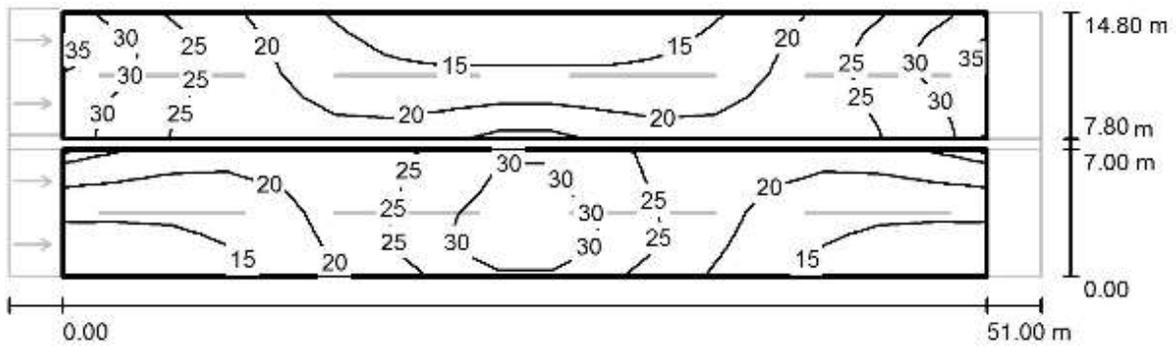
*Fuente: el autor*

A continuación se presentan gráficamente estos valores, en forma de renders en colores reales, curvas isolux, curvas isocandela y gráficos de valores, mostrados en las Figuras 4.6 a 4.10.



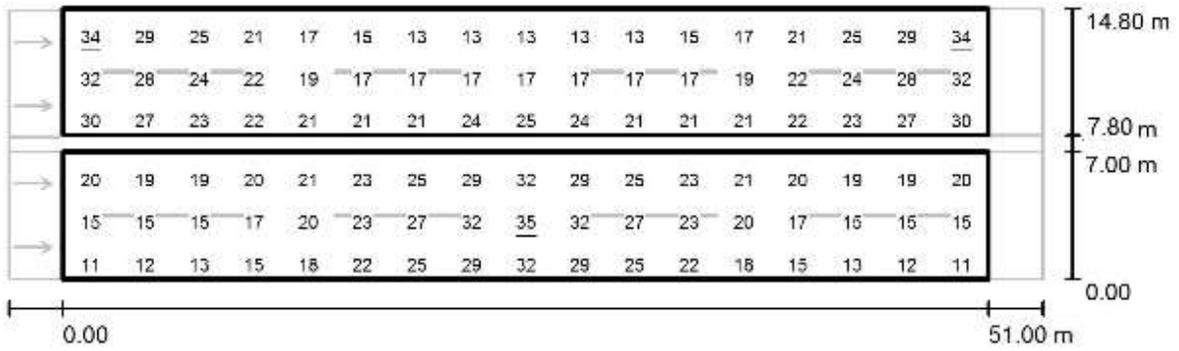
Fuente: el autor

Figura 4.6. Simulación en colores reales



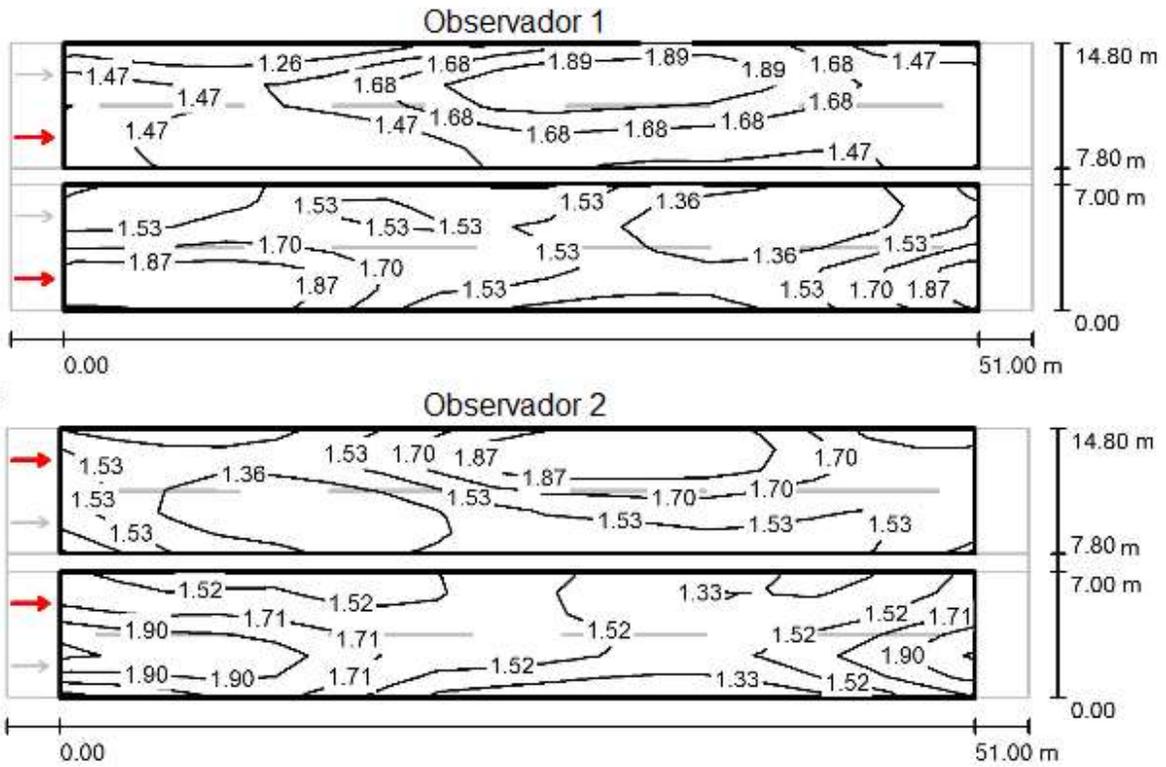
Fuente: el autor

Figura 4.7. Simulación en curvas isolux



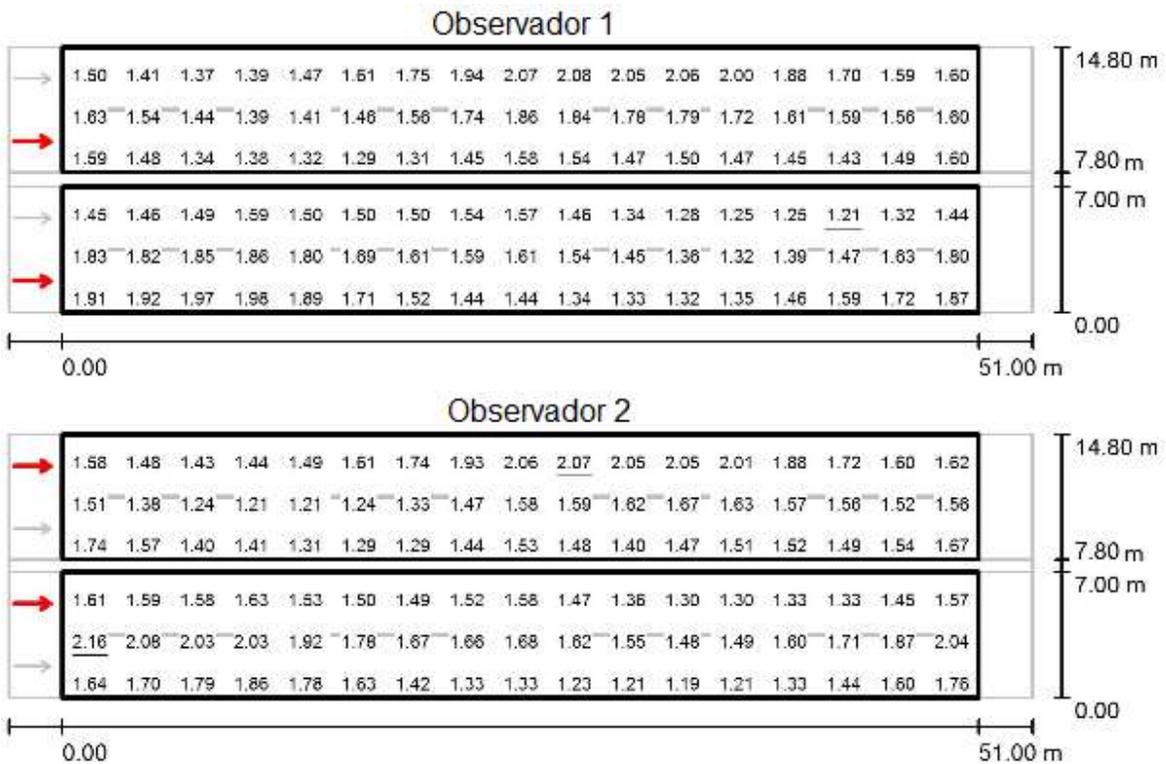
Fuente: el autor

Figura 4.8. Simulación en gráfico de valores de iluminancia



Fuente: el autor

Figura 4.9. Simulación en curvas isocandela



Fuente: el autor

**Figura 4.10. Simulación en gráfico de valores de luminancia**

Finalmente, para verificar el cumplimiento de la DPEA se calcula la demanda total del sistema de iluminación partiendo de la cantidad de luminarias en la autopista:

$$\text{Cantidad de luminarias} = \frac{\text{Distancia total de recorrido}}{\text{Distancia interpostal}} \times 2 \quad (2)$$

$$\text{Cantidad de luminarias} = \frac{10000}{51} \times 2 = 392 \text{ luminarias}$$

Por tanto:

$$\text{Demanda total} = \text{Cantidad de luminarias} \times \text{Potencia de luminaria} \quad (3)$$

$$\text{Demanda total} = 392 \times 133 \text{ W} = 52,136 \text{ W} = 52.136 \text{ kW}$$

Ahora se calcula el área de la autopista, considerando que cada cuerpo tiene 7 m de ancho y 10 km de longitud:

$$\text{Área} = 7 \text{ m} \times 10000 \text{ m} \times 2 = 140,000 \text{ m}^2$$

Finalmente, se calcula DPEA:

$$DPEA = \frac{\text{Demanda total}}{\text{Área}} = \frac{52,136 \text{ W}}{140,000 \text{ m}^2} = 0.372 \text{ W/m}^2 \quad (4)$$

La NOM establece un valor máximo de 0.97 W/m<sup>2</sup>, por lo que se cumple debidamente con este valor.

Es importante señalar que el diseño de iluminación vial elegido cumple en todos los parámetros marcados por la NOM, no sólo alcanzando los valores mínimos sino buscando los valores adecuados para minimizar el efecto cebra, el deslumbramiento y la contaminación lumínica.

#### 4.7. Criterios de diseño del sistema FV interconectado con la red

Para definir el cálculo del sistema fotovoltaico interconectado con la red, se requieren los siguientes datos de entrada:

- Demanda de las luminarias: 52,136 W
- Horas de operación diaria de las luminarias: las luminarias estarán encendidas durante 12 horas continuas, sin embargo, en las horas que la autopista no esté en operación se reducirán su potencia al 50%. Considerando que las horas de encendido y apagado sean las 7 de la noche y 7 de la mañana, respectivamente:
  - Horas con la autopista en operación (demanda al 100%): 6

- Horas con la autopista fuera de operación (demanda al 50%): 6

Con base en lo anterior se calcula el consumo diario:

$$\text{Consumo diario} = (\text{Demanda al } 100\% \times 6 \text{ h}) + (\text{Demanda al } 50\% \times 6 \text{ h}) \quad (5)$$

$$\text{Consumo diario} = (52,136 \text{ W} \times 6 \text{ h}) + (26,068 \text{ W} \times 6 \text{ h}) = 469,224 \text{ Wh}$$

Para determinar las horas de irradiación efectiva se consideran los datos siguientes obtenidos del observatorio de Tacubaya en la Ciudad de México:

**Tabla 4.8. Irradiación solar en la Ciudad de México**

Mes	Irradiación solar (kWh/m <sup>2</sup> -día)
enero	4.4
febrero	5.2
marzo	5.8
abril	5.8
mayo	5.7
junio	5.1
julio	4.9
agosto	4.9
septiembre	4.7
octubre	4.4
noviembre	4.2
diciembre	3.8
Promedio	4.9083

Fuente: CONUEE, 2008

Al tratarse de un sistema FV interconectado, se considera el promedio. Con este dato se calculan las horas efectivas de irradiación, las cuales representan la cantidad de energía recibida en una superficie dada y es equivalente al número de

horas que la irradiación solar necesitaría a un nivel pico de 1 kWh/m<sup>2</sup> para acumular el total de energía diaria recibida (NABCEP, 2013).

$$\text{Horas de irradiación efectiva } \left(\frac{h}{\text{día}}\right) = \frac{\text{Irradiación promedio (Wh/m}^2\cdot\text{día)}}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (6)$$

Por otro lado, se consideran las pérdidas por eficiencias en las diferentes etapas de la producción de energía:

**Tabla 4.9. Factores de reducción de potencia**

Componente del factor de reducción	Factor de reducción	Rango aceptable
Variación de la potencia nominal del módulo FV	0.95	0.8 – 1.05
Módulos desiguales	0.995	0.97 – 0.995
Diodos y conexiones	0.995	0.990 - 0.997
Cableado DC	0.97	0.97 - 0.99
Cableado AC	0.98	0.98 - 0.99
Suciedad	0.95	0.3 - 0.995
Envejecimiento	1	0.7 - 1

Fuente: Home Power magazine, 2010

Por tanto, el factor de reducción se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Factor de reducción} = \prod \text{componentes} \quad (7)$$

$$\text{Factor de reducción} = 0.95 \times 0.995 \times 0.995 \times 0.97 \times 0.98 \times 0.95 \times 1 = 0.8494$$

Con base en lo anterior, se calcula la capacidad del sistema fotovoltaico:

$$\text{Capacidad FV} = \frac{\text{Consumo}}{h \times FR \times \eta_i \times FT} \quad (8)$$

Donde:

$h$  = horas de irradiación efectiva

$FR$  = factor de reducción

$\eta_i$  = Eficiencia del inversor (el cual se tomará de la hoja del fabricante del modelo elegido en la sección 4.9)

$FT$  = factor de temperatura (los valores STC del módulo no reflejan las condiciones de operación reales (25°C), por lo que un valor de 0.88 puede ser utilizado (Home Power Magazine, 2010))

$$\text{Capacidad FV} = \frac{469,224 \text{ Wh}}{4.9083 \times 0.8494 \times 0.965 \times 0.88} = 132,539.4 \text{ kWp}$$

Al tratarse de un segundo piso, las zonas para la colocación del panel son escasas, por lo que se emplearán las áreas de acotamientos que se forman en las rampas de entrada y salida. Con base en ello, se considerarán cinco áreas idénticas para la colocación del panel, por lo que el sistema deberá dividirse en cinco subsistemas de 26,507.8801 Wp cada uno (que incluye el consumo de dos subestaciones), y la energía se inyectará en las subestaciones más cercanas, donde también están consideradas las cargas propias de la vía concesionada mencionadas anteriormente.

Con base en lo anterior, cada subestación de interconexión (SEI) tendrá los siguientes datos de energía generada:

$$\text{Energía generada en SEI} = \text{Energía consumida por SE} \times 2 \quad (9)$$

$$\text{Energía generada en SEI} = 46,922.4 \text{ Wh} \times 2 = 93,844.8 \text{ Wh}$$

Por su parte, el valor de la energía consumida en la misma subestación será la siguiente:

$$\text{Energía consumida en SEI} = \text{Energía de iluminación} + \text{Energía de otras cargas} \quad (10)$$

Donde:

$$\text{Energía de otras cargas} = 2 \times \text{Energía de iluminación}$$

Por tanto:

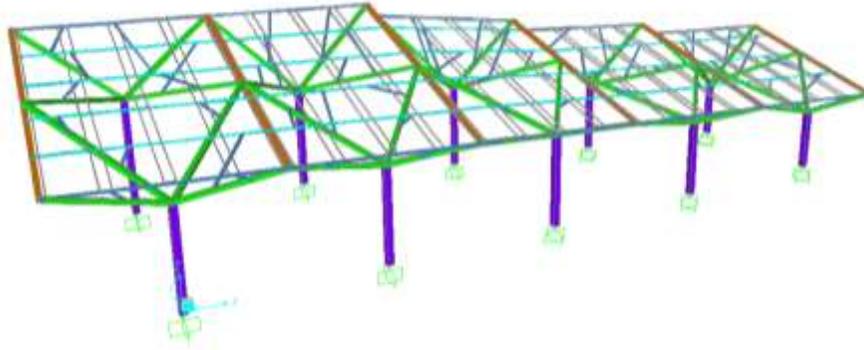
$$\text{Energía consumida en SEI} = 46,922.4 \text{ Wh} + 46,922.4 \text{ Wh} \times 2 = 140,767.2 \text{ Wh}$$

Con base en lo anterior, cada subestación de interconexión tendrá capacidad para recibir la energía de cada subsistema FV interconectado. La forma en que la energía fluirá en el sistema se determinará en la sección correspondiente a balance energético.

#### 4.8. Soluciones estructurales

Debido al área tan pequeña para la colocación del panel, las soluciones para el montaje de los módulos son escasas. En adición a ello, considerando que el montaje se realiza en un segundo piso, es necesario que la solución propuesta no afecte a la estructura de las traveses o columnas que soportan la vialidad, por lo que el peso debe distribuirse en la mayor cantidad de puntos de apoyo posibles. No obstante, es importante maximizar el espacio y, dependiendo de la orientación de la autopista, dar la inclinación y orientación adecuada al panel puede representar un problema.

Una estructura contemplando todos los módulos unidos para minimizar las pérdidas de espacio por interlineado puede ser una buena opción, sin embargo si es muy grande la altura y el peso por la orientación e inclinación pueden representar un problema para la estructura base, ya que el proceso de anclado debe ser más robusto que una estructura individual para resistir vibraciones propias de un segundo piso, además de viento. Un ejemplo de modelo de esta estructura se muestra en la Figura 4.11.



*Fuente: Intec de México SAPI de CV, 2013*

**Figura 4.11. Estructura tipo “Bosque solar”**

Por ello, una buena opción para dar soluciones estructurales puede ser la de colocar estructuras individuales, de dos, cuatro o hasta seis módulos y cablear entre ellas para el armado de las cadenas, como las mostradas en la Figura 4.12.



*Fuente: NABCEP, 2013*

**Figura 4.12. Ejemplo de estructura para piso**

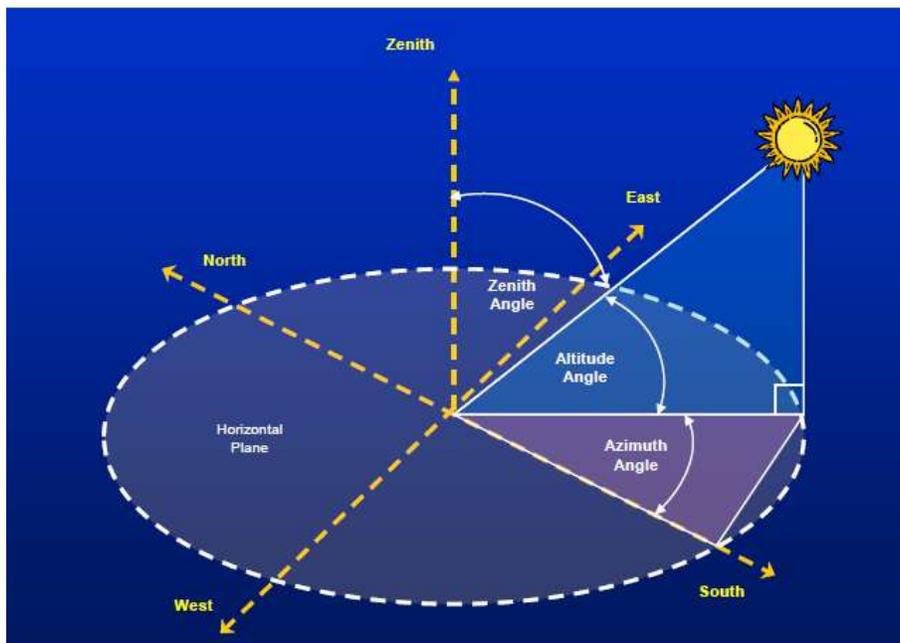
De esta manera, es sencillo orientar los módulos y darles la inclinación adecuada:  $19^\circ$  con respecto de la horizontal y orientación hacia el sur geográfico.

Sin embargo, es importante cuidar el espacio entre los módulos para evitar sombreado de los mismos. Para ello, se considerará la posición más inclinada del sol durante el año para considerar el peor de los casos, es decir, el llamado ángulo de altitud ( $\alpha$ ) durante las horas medias de la mañana o de la tarde:

$$\alpha = 90 - \text{inclinación de la tierra} - \text{latitud} \quad (11)$$

Donde la latitud de la Ciudad de México es  $19.4194^\circ$  y la inclinación de la tierra  $23.472$ , por tanto:

$$\alpha = 90 - 23.4372 - 19.4194 = 47.1434^\circ$$



Fuente: NABCEP, 2013

**Figura 4.13. Ángulo acimutal, de cenit y de altitud del sol**

Ahora, con base en un las dimensiones de un módulo de 60 celdas, las dimensiones estándares son aproximadamente  $1 \times 1.7$  m, por lo que para determinar la distancia

de interlineado se puede hacer el siguiente procedimiento con base en la ley de senos:



*Fuente: el autor, modificado de NABCEP, 2013*

**Figura 4.14.** Procedimiento para cálculo de interlineado

De la figura anterior:

$\alpha$  = ángulo de altitud en grados =  $47.1434^\circ$

$\beta$  = ángulo de inclinación del módulo en grados =  $19^\circ$  para la Ciudad de México

H = altura del arreglo en metros

D = distancia entre módulos (interlineado) en metros

Para determinar H, se debe conocer la longitud del módulo (L) y cómo será colocado, si horizontal o vertical. Considerando que se colocará de forma horizontal, la longitud del módulo será de 1 m, por tanto:

$$\frac{H}{\sin \beta} = \frac{L}{\sin 90^\circ} \quad (12)$$

Despejando H y sustituyendo valores:

$$H = \frac{1 \sin 19^\circ}{1} = 0.3256 \text{ m}$$

Ahora empleando ese valor para hallar D bajo el mismo procedimiento:

$$\frac{H}{\sin \alpha} = \frac{D}{\sin(90^\circ - \alpha)} \quad (13)$$

Despejando H y sustituyendo valores:

$$H = \frac{0.3256 \sin 42.8566^\circ}{\sin 47.1434} = 0.3021 \text{ m}$$

Sin embargo, previendo una elevación por la estructura y posibles variaciones en la altura de la superficie de montaje, se dejará una holgura de 5 cm. Por tanto, la distancia de interlineado por módulo se fijará en 35 cm. Este número deberá multiplicarse por el número de módulos de cada estructura en el sentido del interlineado.

Con base en lo anterior, la Figura 4.15 muestra las estructuras propuestas:



*Fuente: Iron ridge, 2013*

**Figura 4.15. Estructura tipo “árbol solar”**

De esta manera, cada subsistema constará de 24 árboles solares con cuatro módulos cada uno, para un total de 96 módulos de 60 celdas. En la siguiente sección se ahondará en las características de los módulos FV y del resto de los componentes.

#### **4.9. Selección de componentes para el sistema fotovoltaico interconectado con la red eléctrica**

Una vez definida la capacidad del panel y su distribución se definirán los componentes del sistema. Para ello, es importante considerar ciertos estándares mínimos que deben cumplir, los cuales se mencionan a continuación.

El módulo fotovoltaico se ha convertido en un producto bajo estándares muy similares entre una marca y otra. Sin embargo, es importante cuidar que dichos estándares estén respaldados por pruebas de laboratorio, certificaciones y experiencia.

Por ello, es que se seleccionaron marcas que cumplieran con lo siguiente:

- eficiencia de celda superior al 20% y del módulo superior al 17%;
- desempeño ante baja irradiación superior al 95%;
- producción en planta certificada ISO 9001:2008 para sistema de gestión de calidad e ISO 14001:2004 para sistema de gestión ambiental;
- garantía contra defectos de fabricación mínima de 10 años;
- garantía contra el 80% de salida de potencia mínima de 25 años;
- certificaciones: IEC 61215 / IEC 61730, UL 1703;
- empresa con al menos 15 años fabricando y vendiendo módulos FV.

A pesar de que existen varias marcas con dichas características, como la japonesa Sharp o la alianza surcoreana-alemana Hanwha QCells, por disponibilidad en el mercado mexicano se seleccionó la marca canadiense Canadian Solar. Basando el

diseño en un módulo monocristalino de 280 Wp, la información de la marca y las especificaciones del módulo se muestran en la Tabla 4.10 y la Figura 4.16:

**Tabla 4.10. Marca de módulos FV elegida**

	<b>Canadian Solar</b>
País de origen	Canadá
Año de fundación	2001
Lugar de fabricación	China, Canadá, Vietnam, Indonesia y Brasil
Capacidad de producción	12 GW
Modelo elegido	CS6K-280M

*Fuente: el autor con información de Canadian Solar*

Las especificaciones del módulo se muestran a continuación:

**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS6K	275 M	280 M	285 M
Nominal Max. Power (Pmax)	275 W	280 W	285 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.3 V	31.5 V	31.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.80 A	8.89 A	8.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.3 V	38.5 V	38.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.31 A	9.43 A	9.51 A
Module Efficiency	16.80 %	17.11 %	17.41 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**ELECTRICAL DATA | NOCT\***

CS6K	275 M	280 M	285 M
Nominal Max. Power (Pmax)	199 W	202 W	206 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	28.5 V	28.7 V	28.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.95 A	7.04 A	7.12 A
Open Circuit Voltage (Voc)	35.1 V	35.3 V	35.4 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 × 10)
Dimensions	1650 × 992 × 40 mm (65.0 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	18.2 kg (40.1 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC) or 4 mm <sup>2</sup> & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in)
Connector	T4-1000V or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 520 kg (1146.4 lbs)
Per container (40' HQ)	728 pieces

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45 ± 2 °C

*Fuente: Canadian Solar, 2017*

**Figura 4.16. Hoja de especificaciones técnicas del módulo FV**

Con base en el módulo elegido, dada la capacidad por cada isla se determina la cantidad de módulos:

$$\text{Cantidad de módulos} = \frac{\text{Capacidad del subsistema}}{\text{Capacidad del módulo}} = \frac{26,507.8801 \text{ Wp}}{280 \text{ Wp}} = 94.7 \quad (14)$$

Redondeando hacia arriba hacia una cantidad par, se tienen entonces 96 módulos por isla, los cuales se colocarán en los 24 árboles solares esperados en una proporción de cuatro módulos por árbol.

Por tanto, la capacidad total de cada subsistema será:

$$\text{Capacidad real del subsistema} = 96 \text{ módulos} \times 280 \text{ Wp} = 26,880 \text{ Wp}$$

Con base en la capacidad de cada subsistema se determinarán los inversores de acuerdo con las características siguientes:

- cubrir solo o en conjunto la capacidad FV;
- salida trifásica 220V 60Hz con amplio rango de tensión para soportar variaciones de la red eléctrica;
- algoritmo MPPT;
- eficiencia superior al 95%;
- certificaciones;
- que cuente con sistema de monitoreo;
- producción en planta certificada ISO 9001:2008 para sistema de gestión de calidad e ISO 14001:2004 para sistema de gestión ambiental;
- garantía mínima de 10 años contra defectos de fabricación.

Con base en lo anterior, la marca alemana SMA o la suiza ABB son algunas que cumplen con las características, sin embargo debido a su presencia, soporte y servicio en México se elegirá a la marca austriaca Fronius.

**Tabla 4.11. Marca de inversores para interconexión elegida**

	<b>Fronius</b>
País de origen	Austria
Año de fundación	1945, pero en la industria solar desde 1992
Subsidiaria en México	Desde 2007
Modelo elegido	Symo 12.0-3 208-240
Certificaciones	UL 1741-2010, UL1998, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22. 2 No. 107.1-01, UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013

Fuente: el autor con información de Fronius

De acuerdo con el fabricante, las especificaciones son las siguientes:

<b>GENERAL DATA</b>	<b>10.0-3 208/240</b>	<b>12.0-3 208/240</b>	<b>10.0-3 480</b>	<b>12.5-3 480</b>	<b>15.0-3 208</b>	
Weight	91.9 lbs / 41.7 kg		76.7 lbs / 34.8 kg		78.3 lbs / 35.5 kg	
<b>INPUT DATA</b>	<b>10.0-3 208/240</b>	<b>12.0-3 208/240</b>	<b>10.0-3 480</b>	<b>12.5-3 480</b>	<b>15.0-3 208</b>	
Max. permitted PV power	15.00 kW	18.00 kW	15.00 kW	18.75 kW	22.50 kW	
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)	25.0 A / 14.5 A		50.0 A			
Max. usable input current total (MPPT 1 + MPPT 2)	41.5 A					
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 3)	37.5 A / 24.8 A		75.0 A			
Max. admissible input current total (MPPT 1 + MPPT 2)	62.2 A	62.2 A	62.2 A	62.2 A	75.0 A (1 MPPT)	
Integrated DC string fuse holders Must be specified when ordering	None	None	None	None	Integrated; 6- and 6+	
MPP voltage range	300 - 500 V		300 - 800 V	350 - 800 V	325 - 850 V	
Operating voltage range	200 - 600 V		200 - 1,000 V		325 - 1,000 V	
Max. input voltage	400 V		1,000 V			
Nominal input voltage	208 V	350 V	350 V	N/A	325 V	
	240 V	370 V	370 V	N/A	N/A	
	480 V	N/A	N/A	675 V	N/A	
Admissible conductor size DC	AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminium direct, AWG 4 copper or aluminium with input combiner					
Number of MPPT	2		1			
<b>OUTPUT DATA</b>	<b>10.0-3 208/240</b>	<b>12.0-3 208/240</b>	<b>10.0-3 480</b>	<b>12.5-3 480</b>	<b>15.0-3 208</b>	
Max. output power	208 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A	15,000 VA
	240 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	9,995 VA	12,495 VA	N/A
Max. output fault current / Duration	43.1 A RMS / 158.4 ms		43.1 A RMS / 158.4 ms		43.1 A RMS / 158.4 ms	67.7 A RMS / 153.0 ms
Max. continuous output current	208 V	27.7 A	33.3 A	N/A	N/A	41.6 A
	240 V	24.9 A	28.9 A	N/A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	12.0 A	15.0 A	N/A
Recommended OCPD/AC breaker size	208 V	35 A	45 A	N/A	N/A	60 A
	240 V	30 A	40 A	N/A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	15 A	20 A	N/A
Max. efficiency	97.0 %		97.0 %	98.1 %	98.1 %	97.3 %
CEC efficiency	208 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A	96.5 %
	240 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	96.5 %	97.0 %	N/A
Admissible conductor size AC	AWG 14 - AWG 6					
Grid connection	208 / 240 V	208 / 240 V	480 V Delta +N**		208 V	
Frequency	60 Hz					
Total harmonic distortion	< 1.75 %					
Power factor	0 - 1 ind./cap.					

Fuente: Fronius, 2017

**Figura 4.17. Hoja de especificaciones técnicas del inversor**

Para configurar el arreglo FV, es importante notar de la hoja del fabricante de inversores el rango de voltaje MPP, para que el voltaje producto de la serie de módulos esté en dicho rango. Asimismo, la corriente de entrada máxima por canal MPPT, y la capacidad máxima del panel FV.

Por tanto, usando los datos de las hojas de los fabricantes se tiene la siguiente configuración:

**Tabla 4.12. Configuración del arreglo FV**

<b>Módulo FV</b>	<b>Inversor</b>	<b>Uso</b>
Voc = 38.5 V	Rango MPP: 300-500V	12 módulos en serie: 462 V
Isc = 9.43 A	Imáx por MPPT1/MPPT2: 37.5 A/24.8 A	Dos cadenas en serie por entrada MPPT: 18.83 A
Pmax = 280 Wp	Rango FV recomendado: 9.5- 15.5 kWp	Potencia empleada: 13.44 kWp

*Fuente: el autor con información de Canadian Solar y Fronius*

Con base en la tabla anterior, se emplearán dos inversores Fronius Symo 12.0-3 con 24 módulos Canadian Solar CS6K-280.

Finalmente, las series o cadenas FV pueden conectarse directamente en el inversor, sin embargo, dado que en el caso analizado el panel solar estará en un segundo piso, y la subestación a nivel de piso, conviene emplear un tablero en corriente directa o “combiner box” (como es conocido en inglés) por cada inversor, con el fin de juntar las diferentes series en una sola pareja de cables (positivo y negativo) que se conectarán a la entrada del inversor.

Dicho tablero, deberá tener protecciones para las cadenas FV y, al estar alejado de los inversores, deberá contar con un mecanismo de apagado rápido a distancia. Para ello, el fabricante estadounidense Outback Power posee un equipo con estas características en su modelo Flexware ICS-Plus.

Para seleccionar el tipo de protección, se verifica que el dispositivo soporte la tensión de la cadena FV, es decir, 462 VDC. Los interruptores termomagnéticos soportan una tensión máxima de 150 VDC, por ello, se deberán emplear fusibles que soporten tensiones de 600 VDC.

Para calcular la capacidad del fusible, se realiza el siguiente procedimiento:

$$I_f = I_{sc} \times 1.25 \quad (15)$$

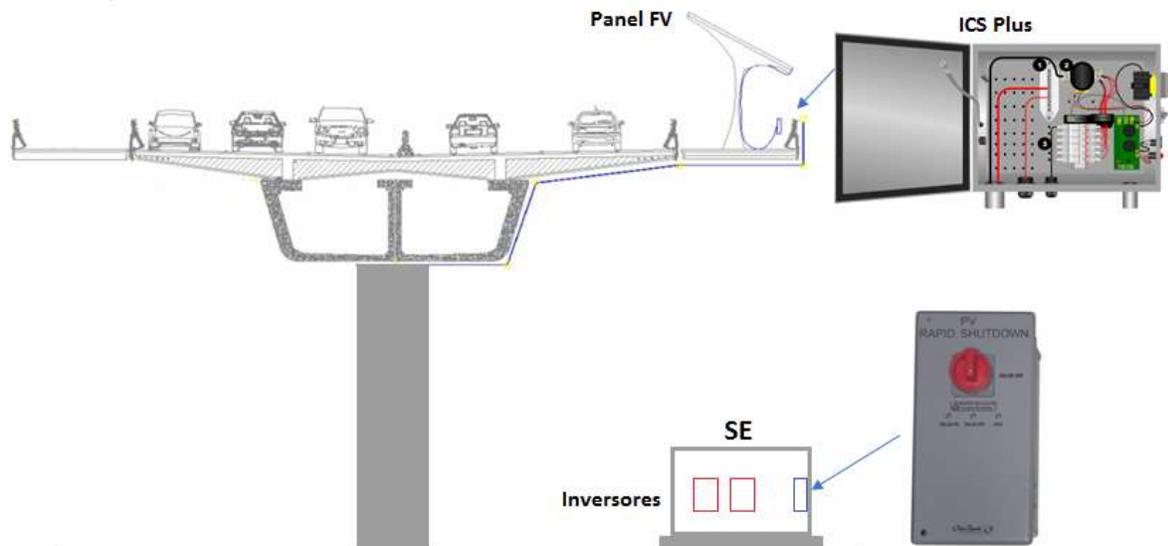
Donde:

$I_f$  es la corriente que debe soportar el fusible

$I_{sc}$  es la corriente de corto circuito del módulo FV = 9.43 A

$$I_f = 9.43 \text{ A} \times 1.25 = 11.79 \text{ A}$$

Finalmente, de una lista de protecciones se selecciona el inmediato superior, por lo que el fusible será de 15 A. De esta manera, cada tablero Flexware ICS-Plus contendrá cuatro portafusibles y fusibles de 15 A cada uno.



Fuente: el autor, con imágenes de Outback Power e Intec de México SAPI de CV

**Figura 4.18. Diagrama de colocación del tablero DC con apagado rápido**

Resumiendo lo anterior, los componentes de cada uno de los cinco subsistemas FV interconectados con la red son los siguientes:

- 96 módulos FV Canadian Solar CS6K-280;
- 2 inversores Fronius Symo 12.0-3;
- 2 tableros DC Outback Power Flexware ICS-Plus con cuatro protecciones fusibles de 15 A cada una;
- 24 estructuras tipo “árbol solar” para cuatro módulos.

#### 4.10. Balance energético

Para determinar la generación mensual con respecto al consumo de las luminarias en el mismo periodo y establecer la relación y diferencia entre ellas, es necesario realizar un balance energético con base en la irradiación solar de cada mes.

El consumo mensual se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Consumo mensual} = \text{Consumo diario} \times \text{Número de días del mes}$$

Por otro lado, la energía generada por mes se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Energía mensual generada} = \text{Capacidad FV} \times h_m \times FR \times \eta_i \times FT \quad (16)$$

Los cálculos para cada mes se muestran en la tabla siguiente.

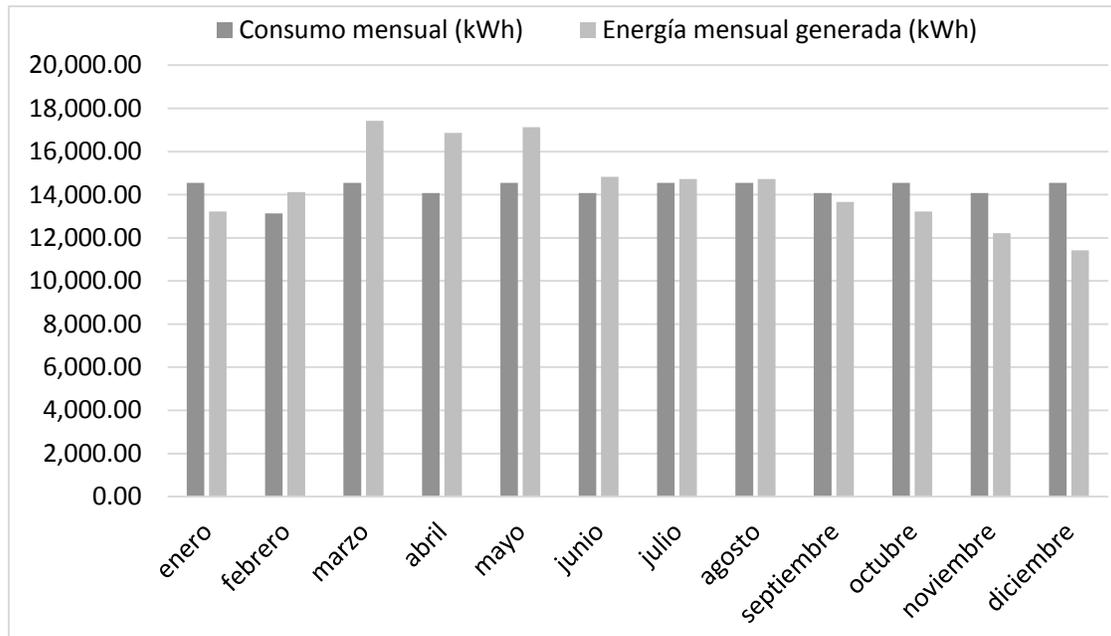
**Tabla 4.13. Energía mensual consumida vs Energía generada**

Mes	Días al mes	Consumo mensual (kWh)	$h_e$ (horas)	Energía mensual generada (kWh)
enero	31	14,545.94	4.4	13,222.54
febrero	28	13,138.27	5.2	14,114.38

<b>marzo</b>	31	14,545.94	5.8	17,429.71
<b>abril</b>	30	14,076.72	5.8	16,867.46
<b>mayo</b>	31	14,545.94	5.7	17,129.20
<b>junio</b>	30	14,076.72	5.1	14,831.73
<b>julio</b>	31	14,545.94	4.9	14,725.10
<b>agosto</b>	31	14,545.94	4.9	14,725.10
<b>septiembre</b>	30	14,076.72	4.7	13,668.46
<b>octubre</b>	31	14,545.94	4.4	13,222.54
<b>noviembre</b>	30	14,076.72	4.2	12,214.37
<b>diciembre</b>	31	14,545.94	3.8	11,419.46
<b>Totales</b>		<b>171,266.76</b>		<b>173,570.04</b>

Fuente: el autor

La tabla anterior se muestra gráficamente en la siguiente gráfica:



Fuente: el autor

**Figura 4.19. Energía mensual consumida vs Energía generada**

De esta manera, técnicamente durante el primer año durante algunos meses (enero, septiembre, octubre, noviembre y diciembre) al final del mes habrá un balance a

favor de la red de CFE, mientras que el resto de los meses (febrero a agosto) se tendrá un saldo a favor. A partir del año uno los excesos compensarán la falta de energía para que anualmente el balance sea cero. Sin embargo, es importante recordar que el consumo que se verá reflejado en los recibos después del año uno será el de las otras cargas conectadas a la subestación.

#### **4.11. Instalación eléctrica**

Una buena instalación eléctrica es fundamental para que los componentes del sistema FV interconectado con la red funcionen correctamente. Por ello, a continuación se presenta una memoria descriptiva para determinar los detalles de la instalación.

- Respecto al proceso de instalación general y los materiales

La instalación debe ser realizada con base en la NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (utilización). Todos los materiales con que se ejecutan estas instalaciones, deben contar con certificados de calidad. Asimismo, la mano de obra deberá de ser realizada por personal competente y con amplia experiencia.

Todas las tuberías colocadas deberán taponarse en sus extremos y salidas para evitar la introducción de cuerpos extraños que posteriormente dificulten o impidan el cableado. Al respecto de este, todos los conductores deberán de ser continuos de caja a caja sin empalmes o conexiones dentro de las tuberías. Todas las conexiones irán encintadas con una capa de cinta de hule y dos de cinta vulcanizable, y no se permitirán conexiones fuera de equipos en alimentadores principales.

Para que los alambres y cables se deslicen fácilmente dentro de las tuberías se recomienda el uso de lubricante, prohibiéndose el uso de grasa o similares para el mismo objeto debido a efectos secundarios.

Es recomendable que los conductores para alumbrado, contactos y alimentadores generales sean de aluminio para evitar vandalismo, a menos que se garantice la seguridad de la instalación.

- Sobre la instalación de los sistemas FV

Cada subsistema consta de 96 módulos fotovoltaicos colocados en 24 estructuras metálicas con 4 módulos. El arreglo fotovoltaico se forma con cuatro líneas en paralelo de 12 módulos conectados en serie entre sí. Para realizar la interconexión de los paneles se utilizan conectores eléctricos tipo MC4 y extensiones de cable solar calibre 10 AWG donde los cables de los módulos no sean suficientes. Al término de una serie se hace una bajada eléctrica por la arista del poste metálico sujeta al poste con fleje acerado; el cable solar se cambia por cable THW-LS antes de bajar al condulet LR o LL; las tuberías son de tubo pared gruesa galvanizada de la medida adecuada, y estas canalizaciones se rematan en el tablero DC, el cual tiene la finalidad de conjuntar los circuitos de las cadenas en uno solo, conectándolos en paralelo para sumar las corrientes de los circuitos y poder bajar hasta su inversor correspondiente en el cuarto de inversores ubicado en la subestación eléctrica. La distancia de cableado del tablero concentrador fotovoltaico al inversor puede variar, por lo que es importante calcular el diámetro de los conductores por corriente y por caída de voltaje según la norma mencionada.

- Sobre la interconexión

La salida de los inversores deberá conectarse a un tablero trifásico de corriente alterna con las protecciones adecuadas, el cual a su vez, se conectará al tablero principal. Esto implica que la red de suministro de la acometida al tablero general será de flujo bidireccional dependiendo si la generación sobrepasa al consumo o viceversa.

Es necesario acompañar una memoria descriptiva con los planos necesarios, detalles de instalación, los requisitos de seguridad e higiene que las legislaciones locales solicitan, así como un dictamen de una Unidad de Verificación para Instalaciones Eléctricas (UVIE).

#### 4.12. Evaluación económica

La presente evaluación económica parte de los siguientes supuestos:

- Inversión inicial

Para determinar la inversión inicial se utilizaron precios de mercado promedio a usuario final con base en un estándar de “dólares por Watt” según la capacidad del sistema. Los precios considerados se muestran en la tabla siguiente:

**Tabla 4.14. Precios por Watt y totales de componentes**

<b>Componente</b>	<b>USD/ Watt</b>	<b>Precio</b>
Módulo FV	\$0.68	\$ 91,064.91
Inversor	\$0.23	\$ 31,253.41
Estructura	\$0.32	\$ 43,236.70
Balance de sistemas	\$0.04	\$ 5,343.61
Instalación	\$0.12	\$ 16,072.93
Cableado a cuarto de inversores	\$0.13	\$ 17,175.18
Ingeniería, gestiones, pruebas y dictámenes	\$0.04	\$ 5,152.55
<b>TOTALES</b>	<b>\$1.56</b>	<b>\$209,299.29</b>

*Fuente: el autor*

Por tanto, la inversión inicial sin IVA es de 225,087.68 USD.

Es importante aclarar que:

- los precios de las estructuras son más altos que las basadas en rieles de aluminio, debido a que se están considerando estructuras más altas en acero galvanizado por inmersión en caliente;
  - la instalación debe considerar los tiempos de trabajo arriba del segundo piso, por lo que los tiempos de traslado y de acarreo de material son más largos que los considerados en instalaciones a nivel;
  - el cableado se considera independientemente a la instalación debido a que en este caso el lugar de instalación dista mucho del punto de interconexión;
  - se consideran gastos por ingeniería, gestiones, pruebas y dictámenes debido a la documentación requerida para la aceptación de un proyecto de esta naturaleza, así como una serie de gestiones ante diferentes dependencias.
- Costos por electricidad

Con base en las nuevas tarifas de CFE, para suministro privado en media tensión para demandas menores a 100kW en la región “Valle de México Sur” corresponde a la tarifa “Gran Demanda en Media Tensión Ordinaria”. Los cargos de esta tarifa considerando enero de 2018 se muestran a continuación:

**Tabla 4.15. Cargos de la tarifa GDMTO**

<b>Cargo</b>	<b>Unidades</b>	<b>ENE-18</b>
Fijo	\$/mes	654.45
Variable (Energía)	\$/kWh	0.891
Distribución	\$/kW	65.67
Capacidad	\$/kW	179.86

*Fuente: CFE, 2018*

De los cargos anteriores, el sistema interconectado con la red impacta en el costo por energía (\$/kWh), ya que el cobro por demanda se realiza de forma periódica cada 15 minutos hasta registrar la máxima medida. Si dicha demanda máxima ocurre fuera el horario de la máxima generación, entonces quedará registrada como

referencia para cobro. Por ello, únicamente se analizará el ahorro por consumo de energía.

- Incentivo fiscal

Se considera una deducción del 30% de la inversión inicial dado que es una inversión 100% deducible y depreciable el primer año según la Ley del ISR, Capítulo II “De las deducciones”, Sección II, Artículo 34, fracción XIII.

- Incremento en las tarifas

A pesar del cambio de las tarifas y de sus métodos de cobro, de acuerdo con información del periódico “El financiero”, se espera que las tarifas tengan un alza de entre el 3.6% y el 4.5%

- Variables macroeconómicas

No se contemplan variaciones en los precios, sino que estos se mantienen constantes e iguales al precio del año cero durante todo el horizonte temporal de las proyecciones financieras. De esta forma, obtendremos los flujos en términos constantes, es decir, valores reales ya que no incluyen el efecto de la inflación.

Con base en lo anterior, se estiman los gastos acumulados en un horizonte de evaluación de 25 años:

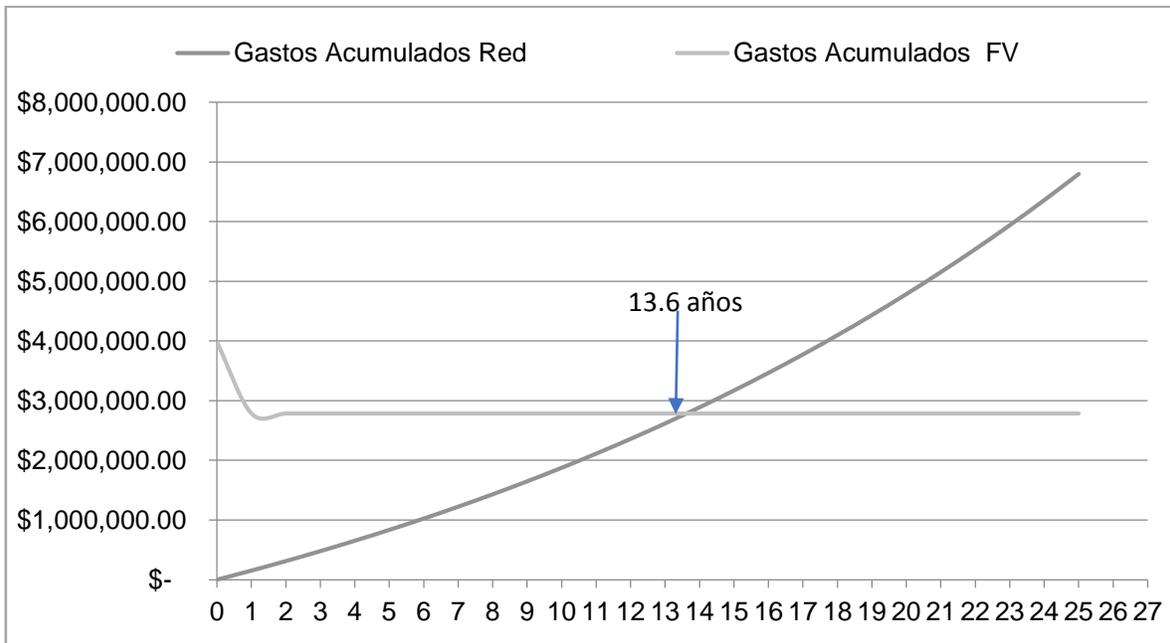
**Tabla 4.16. Gastos acumulados a lo largo del periodo de evaluación**

<b>Año</b>	<b>Gastos Acumulados Red</b>	<b>Gastos Acumulados FV</b>
<b>0</b>	\$ -	\$ 3,976,686.57
<b>1</b>	\$ 152,598.68	\$ 2,783,680.60
<b>2</b>	\$ 312,064.31	\$ 2,783,680.60
<b>3</b>	\$ 478,705.88	\$ 2,783,680.60
<b>4</b>	\$ 652,846.33	\$ 2,783,680.60
<b>5</b>	\$ 834,823.10	\$ 2,783,680.60
<b>6</b>	\$ 1,024,988.82	\$ 2,783,680.60
<b>7</b>	\$ 1,223,712.00	\$ 2,783,680.60
<b>8</b>	\$ 1,431,377.73	\$ 2,783,680.60
<b>9</b>	\$ 1,648,388.41	\$ 2,783,680.60

<b>10</b>	\$ 1,875,164.57	\$ 2,783,680.60
<b>11</b>	\$ 2,112,145.66	\$ 2,783,680.60
<b>12</b>	\$ 2,359,790.90	\$ 2,783,680.60
<b>13</b>	\$ 2,618,580.17	\$ 2,783,680.60
<b>14</b>	\$ 2,889,014.96	\$ 2,783,680.60
<b>15</b>	\$ 3,171,619.32	\$ 2,783,680.60
<b>16</b>	\$ 3,466,940.87	\$ 2,783,680.60
<b>17</b>	\$ 3,775,551.89	\$ 2,783,680.60
<b>18</b>	\$ 4,098,050.41	\$ 2,783,680.60
<b>19</b>	\$ 4,435,061.36	\$ 2,783,680.60
<b>20</b>	\$ 4,787,237.80	\$ 2,783,680.60
<b>21</b>	\$ 5,155,262.19	\$ 2,783,680.60
<b>22</b>	\$ 5,539,847.67	\$ 2,783,680.60
<b>23</b>	\$ 5,941,739.50	\$ 2,783,680.60
<b>24</b>	\$ 6,361,716.46	\$ 2,783,680.60
<b>25</b>	\$ 6,800,592.38	\$ 2,783,680.60

Fuente: el autor

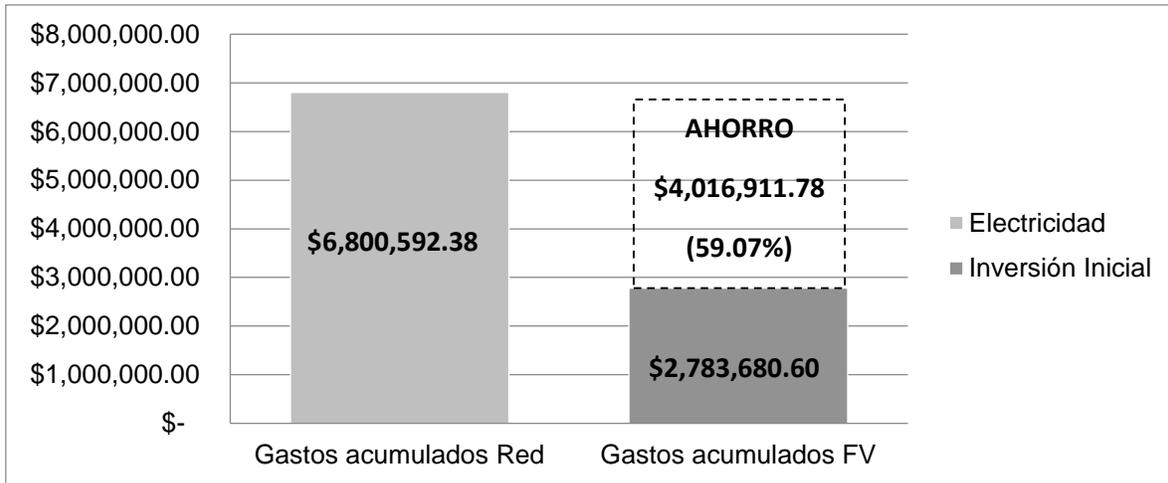
Los números anteriores dan como resultado la gráfica siguiente, donde se observa el tiempo de recuperación de inversión:



Fuente: el autor

**Figura 4.20. Gráfico de tiempo de retorno de inversión**

Finalmente, los gastos acumulados a lo largo del horizonte de evaluación se muestran en la figura siguiente:



Fuente: el autor

**Figura 4.21. Gráfico de ahorro acumulado**

A pesar de que el retorno de inversión no se percibe atractivo debido a lo bajo de la tarifa y a lo alto del dólar, el ahorro a lo largo del horizonte de evaluación es notable, pues se ahorra casi un 60%, lo que corresponde a más de 4 millones de pesos. Asimismo, es importante notar que estos resultados mejorarían si se tratase de tarifas en baja tensión o de servicio público.

#### 4.13. Gestiones para la interconexión con la red

Para obtener el permiso de interconectarse a la red de CFE, se requiere una serie de gestiones que incluye la entrega de varios documentos. A continuación se presenta una guía de gestiones para la obtención del contrato de interconexión.

**Tabla 4.17. Guía de gestiones y tiempos de respuesta**

<b>Actividad</b>	<b>Responsable</b>	<b>Días hábiles de atención</b>
Registro de solicitud	Suministrador	1
Verificación de medición	Distribuidor	2
Oficio resolutivo cuando no requiere estudio ni obra específica	Distribuidor	4
Oficio de presupuesto de obra cuando requiere estudio u obra específica	Distribuidor	10
Revisión de documentos	Suministrador	1
Modificación de instalación de acometida	Solicitante	Solicitante
Relocalización de medidor	Distribuidor	5
Firma del convenio	Suministrador	2

*Fuente: Diario Oficial de la Federación, 2016*

La solicitud, disponible para descargarse en la página de internet de CFE, o bien, en los Centros de Atención al Cliente, requiere los datos generales del solicitante, además de los cuales debe ir anexa la documentación siguiente:

- identificación oficial del representante legal, o bien, carta poder e identificaciones oficiales del otorgante y del aceptante del poder, e identificaciones de los testigos;
- cédula del Registro Federal de Constituyentes;
- acta constitutiva y sus modificaciones;
- poder notarial;
- contrato de arrendamiento o título de concesión.

La solicitud también requiere los datos técnicos del sistema a interconectar, y para respaldar la información requiere:

- copia del manual del fabricante de módulos fotovoltaicos;
- copia del manual del inversor;
- diagrama unifilar;
- copia de recibo de CFE;
- croquis simple de la ubicación;

- de requerirse, acuse de carta de cesión de derechos de medidor bidireccional y factura.

Posterior a la entrega de documentación, de la realización de las revisiones correspondientes y la emisión de los respectivos oficios, el solicitante podrá formalizar el contrato de interconexión con el suministrador.

#### **4.14. Guía de mantenimiento**

A pesar de que los sistemas fotovoltaicos interconectados con la red cuentan con dispositivos muy seguros y con las protecciones que minimizan el riesgo, es altamente recomendable que se tomen todas las medidas de seguridad correspondientes, así como que se use el equipo necesario y se empleen las herramientas adecuadas.

Cualquier fabricante exige que los equipos no sean modificados o intenten ser reparados como condición para el cumplimiento de las garantías. De igual forma, algunos integradores e instaladores exigen que no se hagan modificaciones a la configuración de los sistemas o a la instalación misma. Por ello, es importante conocer los trabajos que sí pueden realizarse dentro del mantenimiento preventivo para evitar caer en pérdidas de garantía.

El sistema fotovoltaico interconectado con la red es un sistema de bajo mantenimiento principalmente debido a la ausencia de partes móviles. Sin embargo, al igual que con cualquier pieza de equipo, realizar un mantenimiento preventivo e inspección regular de los componentes ayudará a asegurar el rendimiento del sistema y minimizar las interrupciones debido a fallas en los componentes. Este mantenimiento consiste en la inspección de los daños y limpieza. Es de gran utilidad tener una bitácora registrando los eventos presentados de cualquier tipo distintos a

la operación normal, así como el rendimiento del sistema en conjunto con el sistema de monitoreo.

Es recomendable realizar por lo menos 3 revisiones periódicas del sistema fotovoltaico al año. Es indispensable revisar el sistema cuando está funcionando correctamente y no esperar a que la falla ocurra. Por ello, es importante aprender del equipo y saber que se espera de él cuando está funcionando correctamente (Sharp Corporation, 2013).

- Mantenimiento a módulos FV

Los Módulos Fotovoltaicos deben ser inspeccionados visualmente para asegurarse de que no se encuentran señales de cualquier daño físico, incluyendo marcos doblados o vidrio roto. Asimismo, es importante notar en la inspección si llegase a presentarse suciedad severa en su superficie, excremento de aves o cualquier cosa que cubra el vidrio y, por tanto, afecte al desempeño.

Una vez realizada la inspección visual, y a pesar de que los conectores MC4 o similares sean grado IP67, es recomendable desconectar el sistema de la red. La limpieza debe realizarse solamente con agua y, si lo considera necesario, los módulos deben ser cepillados con cepillos de nylon. El uso de detergentes o líquidos abrasivos puede dañar los módulos fotovoltaicos (Sharp Corporation, 2013).

- Mantenimiento a estructuras de soporte

Al estar fabricada en acero galvanizado, el mantenimiento consiste en verificar que:

- la estructura está firmemente sujeta al piso;
- no existen tornillos / sujetadores flojos;
- no se tiene señales de óxido en la estructura, y en caso de presentarlo, emplear spray de galvanizado en frío.



*Fuente: Intec de México SAPI de CV, 2013*

**Figura 4.22. Estructuras tipo “árbol solar” de la Autopista Urbana Sur**

- Mantenimiento a inversores

Al igual que los módulos fotovoltaicos, estos elementos requieren de muy poco mantenimiento. Dentro de los puntos que se deben considerar se encuentran:

- mantener el acceso y espacios libres alrededor del inversor para ventilación;
- limpiar y quitar el polvo de las ranuras de ventilación y los ventiladores con un paño seco o con un cepillo;
- comprobar que no haya insectos en el interior;
- comprobar que el inversor está funcionando correctamente observando los indicadores LED, las mediciones y/o las pantallas en el inversor, así como dar seguimiento al sistema de monitoreo.

- Mantenimiento de protecciones generales

Es muy importante contar con las protecciones de corriente directa y corriente alterna adecuadas, ya que ellas son las que se encargan de evitar cualquier daño tanto a los equipos como a las condiciones generales de operación del sistema. Por ello, es importante que:

- se verifique que no haya roturas o deterioros en el conducto y el cableado expuesto;
- se inspeccionen las conexiones para detectar signos de corrosión y/o quemaduras en los tableros, interruptores y portafusibles;
- se verifique que las cajas de conexiones están debidamente selladas y cerciórese que no exista corrosión o daños causados por el agua;
- si se tienen componentes electrónicos montados dentro de un gabinete, asegúrese que tengan buena ventilación para evitar daños por altas temperaturas;
- se revise la operación de los interruptores y fusibles asegurándose que el movimiento del interruptor sea sólido.

- Mantenimiento del cableado

Los puntos principales a verificar en el cableado son:

- detección visual de signos de corrosión, rompimiento, óxido y/o quemaduras en los cables;
- comprobación de las conexiones de las terminales de los paneles, capuchones de seguridad, cableado de los componentes auxiliares, cableado del inversor;
- revisión del torque adecuado en las terminales de conexión.

- Mantenimiento del sistema de tierras

Es indispensable contar con un buen sistema de tierras en cualquier instalación fotovoltaica, esto en un principio para la protección de los equipos y también para la validación de garantías. Para asegurar un correcto funcionamiento de la tierra física de un sistema fotovoltaico, se deben revisar los siguientes puntos:

- que el marco de cada módulo, así como la estructura de soporte estén conectados a tierra;
- revisar que si se retira un módulo del circuito, no se debe interrumpir la conexión a tierra de ninguno de los otros módulos;
- verificar que la medida del cable de tierra no sea menor a 12AWG;
- verificar que no exista corrosión galvánica u óxido entre el elemento utilizado para la sujeción del aterrizaje a tierra y el marco de aluminio del módulo.

El mantenimiento preventivo de un sistema fotovoltaico es muy ágil y muy sencillo, pero no por ello debe darse por hecho que no se requiere, pues algo tan simple como el polvo, un pequeño goteo, una terminal mal apretada pueden derivar en una baja en la producción de energía e incluso en una falla del sistema, lo cual además de traducirse en una mala percepción del desempeño, puede representar perder los beneficios económicos que ofrece el sistema.

## Conclusiones

El alumbrado público es uno de los campos que más avances ha tenido tecnológicamente hablando. Múltiples proyectos se realizan continuamente y diversos productos aparecen en el mercado, pero esta cantidad de opciones ha generado mucha competencia y, desafortunadamente, en algunos casos desleal. Esta problemática aunada a la falta de planeación de las ciudades en nuestro país, representa un reto muy grande para la ingeniería de iluminación, y la mayor fortaleza es el conocimiento pleno tanto de la tecnología misma como de las particularidades de cada proyecto.

Por otro lado, la conjunción entre la iluminación eficiente y la energía fotovoltaica ha resultado en una de las mancuernas tecnológicas más prolíficas en cuanto a servicios públicos, pues la variedad de soluciones que en conjunto pueden ofrecer han sido aprovechadas durante los últimos años en beneficio de los usuarios, ya sea del sector público o del privado.

Los proyectos de eficiencia energética en iluminación a nivel municipal han resultado muy beneficiosos. De ellos, el 55% de las luminarias cambiadas al día de hoy han sido con tecnología LED, que en conjunto con otras tecnologías han impactado en un ahorro de 161.2 millones de kWh anuales, lo que representa un ahorro económico de aproximadamente 515.5 millones de pesos anuales para las finanzas municipales.

Por su parte, en el sector de las vías concesionadas al estar obligados a emplear tecnologías eficientes, se alcanzan ahorros de hasta 75% con respecto al uso de otras tecnologías. Esto hace que los sistemas de iluminación nuevos para estas vialidades tengan un bajo impacto en la demanda de electricidad en la zona donde se conectan, e impacto cero cuando se genera la electricidad que alimenta dichos sistemas con energías renovables como los sistemas fotovoltaicos, es decir, un ahorro energético del 100%.

Los sistemas fotovoltaicos tienen hoy en día el mayor auge en la historia del país, tanto a nivel de producto como a nivel de integradores e instaladores. Existe una gran oferta de servicios al respecto y la demanda por parte de los usuarios es creciente, sin embargo el ritmo de crecimiento ha sido lento en comparación con el potencial de la energía fotovoltaica en México.

Una de las principales razones de este crecimiento desacelerado es la falta de ingeniería en los proyectos, pues muchas de las empresas, instaladores y usuarios desconocen las diferentes aplicaciones que se pueden lograr con los mismos componentes, generando una serie de paradigmas en torno a la energía solar.

En adición a lo anterior, una tarea difícil en el desarrollo de un determinado proyecto, es el conjuntar las visiones técnica, organizacional y económica. Es común encontrar propuestas económicas atractivas pero técnicamente pobres, propuestas técnicamente impecables pero que la evaluación económica no justifica la inversión tan alta, o incluso atractivas en ambos sentidos pero que no cuentan con la organización para desarrollar la propuesta más allá del papel por falta de personal calificado en las diferentes etapas de la implementación. Para poder realizar proyectos innovadores y de calidad, es necesario saber conjuntar las diferentes visiones desde la planeación y tener una buena coordinación en la ejecución.

Desafortunadamente hay proyectos desastrosos fruto de este desconocimiento y ese afán de “casarse” con una solución y emplearla en aplicaciones no aptas para la misma, basta visitar algunos puntos del país para observar luminarias supuestamente autónomas pero cableadas entre sí, avenidas que parecen auténticos bosques de postes por la necesidad de poner las luminarias tan juntas, paneles fotovoltaicos orientados para todos los puntos cardinales en una misma instalación o algunos siendo colocados a la sombra de grandes edificios.

## Conclusiones

Es importante entender que un buen conocimiento de la tecnología, sus variantes y la forma en que se relaciona con otras es la clave para la innovación. La tecnología es flexible, los criterios también deben serlo.

La ingeniería de iluminación en conjunto con la ingeniería eléctrica especializada en eficiencia energética y la ingeniería fotovoltaica son disciplinas que deben ir más allá de convertir a los profesionistas en simples integradores de soluciones, sino crear desarrolladores de soluciones innovadoras que colaboren al crecimiento social, tecnológico, cultural y sostenible del país.

## Tablas

Tabla 1.1. Distribuciones verticales de luz .....	28
Tabla 1.2. Clasificación de luminarias por control de deslumbramiento .....	30
Tabla 1.3. Componentes del factor de depreciación lumínica .....	32
Tabla 2.1. Tipos de celdas fotovoltaicas .....	40
Tabla 2.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	43
Tabla 2.3 Características principales de los tipos de baterías.....	48
Tabla 2.4 Comparativa de los tipos de sistemas autónomos para alumbrado .....	57
Tabla 2.5 Tipos de inversores para interconexión a red.....	59
Tabla 3.1 Eficiencias en un sistema FV autónomo y un interconectado .....	68
Tabla 3.2 Comparativa económica entre sistemas FV autónomos e interconectados para alumbrado .....	73
Tabla 3.3 Tipos de contratos de interconexión para sistemas fotovoltaicos.....	75
Tabla 3.4 Impacto asociado al módulo fotovoltaico .....	79
Tabla 3.5 Impacto asociado al inversor y al controlador de carga.....	80
Tabla 3.6 Impacto asociado a las baterías .....	82
Tabla 4.1 Criterios eléctricos .....	89
Tabla 4.2 Criterios mecánicos .....	89
Tabla 4.3 Criterios lumínicos .....	90
Tabla 4.4 Otros criterios para la selección de luminarias .....	91
Tabla 4.5 Marcas de luminarias a analizar .....	91
Tabla 4.6 Modelos de luminarias a analizar y características .....	92
Tabla 4.7 Resultados lumínicos .....	96
Tabla 4.8 Irradiación solar en la Ciudad de México.....	101
Tabla 4.9 Factores de reducción de potencia .....	102
Tabla 4.10 Marca de módulos elegida .....	110
Tabla 4.11 Marca de inversores para interconexión elegida .....	112
Tabla 4.12 Configuración del arreglo FV .....	113

## Índice de tablas y figuras

Tabla 4.13 Energía mensual consumida vs Energía generada .....	115
Tabla 4.14 Precios por Watt y totales de componentes .....	119
Tabla 4.15 Cargos de la tarifa CDMTO .....	120
Tabla 4.16 Gastos acumulados a lo largo del periodo de evaluación .....	121
Tabla 4.17 Guía de gestiones y tiempos de respuesta .....	124

Figuras

Figura EA.1. Tecnologías de alumbrado público en municipios de México.....	1
Figura 1.1. Distribuidor vial, Puebla .....	7
Figura 1.2. Lámpara incandescente .....	14
Figura 1.3. Lámpara de halógeno .....	14
Figura 1.4. Lámpara fluorescente compacta .....	15
Figura 1.5. Vialidad iluminada por luminarias de vapor de sodio a alta presión ....	16
Figura 1.6. Vialidad iluminada por luminarias de aditivos metálicos.....	17
Figura 1.7. Lámparas de inducción comunes.....	18
Figura 1.8. Equipo de iluminación de plasma.....	19
Figura 1.9. LED convencional .....	20
Figura 1.10. Alumbrado público con LED vs VSAP.....	22
Figura 1.11 Vía principal y vía residencial. ....	25
Figura 1.12. Vialidad donde se observan los tipos de superficie R1 y R2.....	26
Figura 1.13. Tipos de distribuciones laterales .....	29
Figura 1.14. La tierra de noche desde el espacio.....	31
Figura 1.15. Sensitividades espectrales fotópica y escotópica del ojo humano ....	33
Figura 2.1. Tipos de celdas fotovoltaicas .....	42
Figura 2.2 Componentes de un módulo fotovoltaico cristalino .....	42
Figura 2.3 Niveles de componentes fotovoltaicos .....	43
Figura 2.4 Sistema fotovoltaico FV autónomo en Lesotho .....	45
Figura 2.5 Diagrama esquemático de una batería de plomo ácido .....	46
Figura 2.6 Sistema de inversores de baterías en operación .....	49
Figura 2.7 Algoritmo MPPT en la curva V-I de un módulo fotovoltaico .....	50
Figura 2.8 Elementos de balance de sistemas.....	51
Figura 2.9 Gráfica de corriente y voltaje durante los tres estados de carga.....	52
Figura 2.10 Diagrama esquemático de un sistema FV autónomo.....	53
Figura 2.11 Sistema de iluminación LED con sistema FV autónomo centralizado en Cozumel, Quintana Roo .....	55

Figura 2.12 Viaducto Elevado Bicentenario iluminado con luminarias autónomas	56
Figura 2.13 Sistema FV interconectado en Carolina del Norte, EE.UU.....	58
Figura 2.14 Micro inversor, inversor de cadenas e inversor central .....	60
Figura 2.15 Diagrama esquemático de un sistema interconectado con la red .....	62
Figura 4.1 Características de la vialidad y de la barrera “New Jersey” .....	65
Figura 4.2 Valores máximos de DPEA, iluminancia mínima promedio y valor máximo de la relación de uniformidad promedio para vialidades con pavimento tipo R2 y R3 .....	87
Figura 4.3 Valores de luminancia mínima promedio y relaciones de uniformidad máximas y la relación de deslumbramiento y luminancia .....	88
Figura 4.4 Fotocontrol programado para encendido y atenuación .....	94
Figura 4.5 Disposición de luminarias.....	95
Figura 4.6 Simulación en colores reales .....	97
Figura 4.7 Simulación en curvas isolux .....	97
Figura 4.8 Simulación en gráfico de valores de iluminancia.....	98
Figura 4.9 Simulación en curvas isocandela .....	98
Figura 4.10 Simulación en gráfico de valores de iluminancia.....	99
Figura 4.11 Estructura tipo “Bosque solar” .....	105
Figura 4.12 Ejemplo de estructura para piso.....	105
Figura 4.13 Ángulo acimutal, de cenit y de altitud del sol.....	106
Figura 4.14 Procedimiento para el cálculo de interlineado.....	107
Figura 4.15 Estructura tipo “árbol solar” .....	108
Figura 4.16 Hoja de especificaciones técnicas del módulo FV .....	110
Figura 4.17 Hoja de especificaciones técnicas del inversor .....	112
Figura 4.18 Diagrama de colocación del tablero DC con apagado rápido .....	114
Figura 4.19 Energía mensual consumida vs Energía generada.....	116
Figura 4.20 Gráfico de tiempo de retorno de inversión .....	122
Figura 4.21 Gráfico de ahorro acumulado.....	123
Figura 4.22 Estructuras tipo “árbol solar” de la Autopista Urbana Sur .....	127

## Bibliografía

### Libros

- IESNA (2000)  
*The IESNA Lighting Handbook. Reference & Application*, EE.UU. IES
- Luque, A., (2003)  
*Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Inglaterra, John Wiley and Sons Ltd
- Lorenzo, E. (1994), *Solar Electricity Engineering of Photovoltaic Systems*, España, Progensa

### Artículos

- Josefowicz, J, (2008)  
*Vision and Exterior Lighting: Shining Some Light on Scotopic & Photopic Lumens in Roadway Conditions*, Canadá
- Josefowicz, J, (2009)  
*Incorporating Spectrum Effects for Brightness Perception and Visual Detection at Mesopic Light Levels*, Canadá
- Josefowicz, J, (2012)  
*Reliability Prediction Consideration*, Canadá

### Revistas digitales

- Iluminet (2008)  
<http://www.iluminet.com/aditivos-metalicos-o-vapor-de-sodio-en-alta-presion-para-el-alumbrado-publico-en-mexico/>
- Iluminet (2014)  
<http://www.iluminet.com/iluminacion-plasma/>
- Iluminet (2016)  
<http://www.iluminet.com/historia-alumbrado-publico-estados-unidos-mexico/>

- Home Power Magazine (2010)  
Designing a stand-alone PV system, EE.UU.

Páginas de internet

- National Optical Astronomy Observatory (2017)  
[https://www.noao.edu/education/QLTkit/ACTIVITY\\_Documents/Energy/Type\\_sofLights.pdf](https://www.noao.edu/education/QLTkit/ACTIVITY_Documents/Energy/Type_sofLights.pdf)
- El Universal (2013)  
<http://archivo.eluniversal.com.mx/ciudad-metropoli/2013/licitacion-puentes-circuito-963801.html>
- NASA (2009)  
[https://www.nasa.gov/topics/earth/earthday/gall\\_earth\\_night.html](https://www.nasa.gov/topics/earth/earthday/gall_earth_night.html)
- National Energy Foundation (2016)  
<http://www.nef.org.uk/knowledge-hub/solar-energy/types-of-photovoltaic-pv-cells>
- OHL México (2014)  
<http://www.ohlmexico.com.mx/>
- CFE, (2017)  
[http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/Desarrollo\\_Sustentable/Paginas/Energia-renovable.aspx](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/Desarrollo_Sustentable/Paginas/Energia-renovable.aspx)
- CFE (2018)  
<http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/negocio.aspx>
- Sitrasa (2017)  
<http://www.recolectoresderesiduos.com.mx/pdf/8vo-foro/RECICLAJE-BATERIAS.pdf>
- CONUEE (2008)  
<http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7058/1/irradiacion211009.pdf>

## Empresas

- Intec de México SAPI de CV (2017)  
<http://www.intec.com.mx/ecotecnologia/>
- Schröder (2017)  
<http://www.schreder.com/es-mx/centro-de-formacion>
- Osram (2017)  
<https://www.osram.us/cb/>
- Philips Lighting (2017)  
<http://www.lightingproducts.philips.com/>
- America Green Power (2017)  
[http://americangreenpowerusa.com/download/718086-Education\\_Booklet\\_For\\_Email\\_P.pdf](http://americangreenpowerusa.com/download/718086-Education_Booklet_For_Email_P.pdf)
- Led Roadway Lighting (2017)  
<http://www.ledroadwaylighting.com/es/>
- CREE (2017)  
<http://lighting.cree.com/>
- Canadian Solar (2017)  
<https://www.canadiansolar.com/>
- Sharp Corporation (2017)  
<http://www.sharp-world.com/solar/es/>
- Outback Power (2017)  
<http://outbackpower.com/>
- HiQ Solar (2017)  
<http://hiqsolar.com/>
- Enphase (2017)  
<https://enphase.com/en-us>
- SMA (2017)  
<https://www.sma-america.com/>
- Fronius (2017)  
<https://www.fronius.com/en>
- Carmanah Technologies (2017)  
<https://carmanah.com/>

- Leotek Electronics (2017)  
<https://leotek.com/>
- Iron Ridge (2017)  
<https://www.ironridge.com/>

### Otros recursos

- LED Roadway Lighting (2010)  
Technical sales presentation, Canadá
- LED Roadway Lighting (2012)  
Satelite Series presentation, Canadá
- Kouznetsov, G. (2012)  
Presentación técnica empresarial Intec Ecotecnología, México
- Secretaría de Comunicaciones y Transportes (2015)  
Manual de iluminación vial, México
- Sharp Corporation (2013)  
Guía de Operación y Mantenimiento para el Usuarios de Sistemas Solares Fotovoltaicos, México
- Outback Power (2017)  
Certificate Training Program, EE.UU.
- NABCEP (2013)  
PV Installation Professional Resource Guide, EE.UU.
- CONUEE (2017)  
Presentación del Proyecto Nacional de Eficiencia Energética en Alumbrado Público
- Premio a la Innovación Científica y Tecnológica en Ingeniería en el Sector Eléctrico, Ing. Alex Guillermo Ramírez Rivero (2016)  
Proyecto “Aplicación del sistema de fotometría mesópica en la evaluación de sistemas de alumbrado público en México”

### Normas y leyes

- NOM-001-SEDE-2012
- NOM-013-ENER-2013
- NOM-031-ENER-2013
- Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
- Ley de Transición Energética
- Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW

### Software

- DIALux versión 4.13.0.2  
<https://www.dial.de/es/home/>
- Visual™ Roadway Tool en su versión 2.09.0105  
<https://www.visual-3d.com/software/roadwaytool.aspx>