

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS  
AMÉRICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**DISEÑO PARA LA INSTALACIÓN DE UNA ELECTROLINERA  
DE CARGA RÁPIDA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON  
ALIMENTACIÓN SOLAR**

**MODALIDAD DE PROYECTO PARA OPTAR POR EL GRADO DE BACHILLERATO EN INGENIERÍA  
ELECTROMECAÁNICA**

**AUTOR: ING. ALEJANDRO ROJAS GONZÁLEZ**

**TUTOR: ING. ALVARO ROJAS CAMACHO**

**LECTOR: ADOLFO ARIAS ECHANDI**

**SEDE ARANJUEZ**

**MAYO, 2019**

## Contenido

Glosario .....	6
Dedicatoria.....	7
Agradecimiento .....	8
Resumen .....	9
<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>10</b>
<b>Planteamiento del Problema.....</b>	<b>11</b>
<b>Objetivo General .....</b>	<b>11</b>
Objetivos Específicos .....	12
<b>Justificación .....</b>	<b>12</b>
<b>Proyecciones.....</b>	<b>13</b>
<b>CAPITULO II: MARCO REFERENCIAL .....</b>	<b>14</b>
<b>Marco Teórico .....</b>	<b>14</b>
Definición y tipos de Vehículos Eléctricos .....	14
Modos de recarga de vehículos eléctricos (tipos de carga eléctrica).....	16
Protocolo CHAdeMO.....	20
Puntos de recarga alimentados por energía renovable.....	22
Procedimiento para los cálculos necesarios de un sistema fotovoltaico.....	23
Tipos de baterías.....	33
Evaluación Financiera .....	37
Antecedentes .....	40
<b>Regulaciones .....</b>	<b>43</b>
<b>Diagnóstico.....</b>	<b>44</b>
<b>Ley reguladora para la generación de energía para autoconsumo.....</b>	<b>47</b>
<b>Limitaciones.....</b>	<b>54</b>
<b>CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.....</b>	<b>55</b>
<b>Enfoque de la investigación .....</b>	<b>55</b>
<b>Método de investigación.....</b>	<b>55</b>
<b>Fuentes de información.....</b>	<b>56</b>
<b>Variables o Unidades de Análisis .....</b>	<b>57</b>
<b>Instrumentos.....</b>	<b>57</b>

<b>Proceso para la recolección y análisis de datos</b> .....	58
<b>CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	59
<b>Cargadores de carga rápida (modo 4)</b> .....	59
<b>Autogeneración o Red de Distribución Eléctrica</b> .....	60
<b>Potencia como factor de ahorro en la electrolinera</b> .....	61
<b>Indicadores financieros VAN y TIR</b> .....	63
<b>CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	64
<b>Conclusiones</b> .....	64
<b>Recomendaciones</b> .....	67
<b>CAPÍTULO VI: PROPUESTA</b> .....	68
<b>Desarrollo</b> .....	68
Estimación de carga demandada .....	68
Escenario 1: Diseño de Electrolinera alimentada al 100% con la red de distribución eléctrica.....	70
Diagrama Unifilar Escenario 1 .....	76
Escenario 2: Diseño de Electrolinera alimentada al 100% con sistema fotovoltaico.....	77
Diagrama Unifilar Sistema Fotovoltaico.....	94
Diagrama Unifilar Escenario 2.....	95
Elección del escenario de diseño a proponer.....	96
<b>REFERENCIAS</b> .....	100
<b>APÉNDICES</b> .....	102
<b>A. Ficha técnica de los cargadores</b> .....	102
<b>B. Ficha técnica de los paneles</b> .....	104
<b>C. Estudio de irradiación solar para el Valle Central, IMN</b> .....	106
<b>D. Cotizaciones de paneles, inversores y costos por sistema fotovoltaico</b> .....	107
<b>E. Ficha técnica del inversor</b> .....	111
<b>F. Facturación del punto de carga rápida ubicado en Escazú</b> .....	113

## Tablas

Tabla 1. Criterios de aceptación para VAN y TIR .....	38
Tabla 2. Escenario Comercial ahorros por autogenerar .....	62
Tabla 3. Resultados de ahorro por autogenerar según diseño propuesto .....	62
Tabla 4. Potencia demandada para la electrolinera .....	69
Tabla 5. Caídas de tención de los puntos de carga.....	71
Tabla 6. Calibres de cable y protecciones para ramales generales .....	72
Tabla 7. Escenario 1 para cálculo de ahorro con 638 paneles.....	79
Tabla 8. Evaluación Financiera con 638 paneles .....	81
Tabla 9. Indicadores Financieros Escenario 1 para 638 paneles .....	81
Tabla 10. Escenario 1 para cálculo de ahorro con 638 paneles.....	82
Tabla 11. Evaluación Financiera con 702 paneles .....	83
Tabla 12. Indicadores Financieros Escenario 2 para 702 paneles .....	83
Tabla 13. Escenario 1 para cálculo de ahorro con 574 paneles.....	84
Tabla 14. Evaluación Financiera con 574 paneles .....	85
Tabla 15. Indicadores Financieros Escenario 3 para 574 paneles .....	85
Tabla 16. Datos generales de diseño para el sistema fotovoltaico.....	89
Tabla 17. Escenario Comercial ahorros por autogenerar .....	96
Tabla 18. Evaluación Financiera del Diseño Propuesto .....	98
Tabla 19. Indicadores Financieros del Diseño Propuesto .....	98

## Figuras

Figura 1. Esquema de los distintos tipos de vehículos eléctricos .....	14
Figura 2. EV modo de recarga 1.....	16
Figura 3. EV Modo de recarga 2.....	17
Figura 4. Punto de recarga para modo 2.....	17
Figura 5. EV Modo de recarga 3.....	18
Figura 6. Punto de recarga para modo 3 para EV .....	19
Figura 7. EV Modo de recarga 4.....	20
Figura 8. Punto de recarga para modo 4.....	20
Figura 9. Intensidad y porcentaje de carga en función del tiempo en Nissan Leaf 24 kWh .....	21
Figura 10. Símbolo de panel fotovoltaico .....	27
Figura 11. Esquema de conexión de placas solares en paralelo .....	28
Figura 12. Esquema de conexión de las placas en serie .....	29
Figura 13. Conexión mixta de placas solares.....	30
Figura 14: Definición de la orientación e inclinación del módulo fotovoltaico .....	32
Figura 15: Ángulo azimut e inclinación del módulo fotovoltaico .....	33
Figura 16. Crecimiento anual de vehículos eléctricos al 2023.....	44
Figura 17. Segundo punto de carga de la CNFL .....	45
Figura 18. Diagrama unifilar general con sistema fotovoltaico conectado a la red .....	76
Figura 19. Configuración de Series y Paralelos .....	88
Figura 20. Vista satelital del Plantel Virilla en la Uruca.....	90
Figura 21. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico .....	94
Figura 22. Diagrama unifilar general con sistema fotovoltaico conectado a la red .....	95

## **Glosario**

**Km/L:** Unidad de medida Kilómetros por Litro.

**kWh:** Kilo Watt por hora.

**KVA:** Kilo Voltio Amperio

**ICE:** Instituto Costarricense de Electricidad.

**CNFL:** Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

**Electrolinera:** Estación o punto de carga para vehículos eléctricos.

**I:** Corriente

**V:** Voltaje

**Generación distribuida para autoconsumo:** Alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía.”

**STC:** Under Standard Test Conditions

## **Dedicatoria**

Quiero dedicar este proyecto de graduación a mis padres, ya que son los principales gestores de este logro al brindarme incondicionalmente su apoyo en cada una de las etapas de mi vida e impulsándome a cumplir todas las metas que me he propuesto, entre las que destaco ser un profesional y un persona de bien.

Muchas gracias por siempre estar ahí, por apoyarme cuando más lo necesite y sobre todo por siempre impulsarme a mejorar, sin ustedes esto no hubiera sido posible.

## **Agradecimiento**

Quiero agradecer a mi tutor y profesores en general, por sus consejos y guía durante la carrera para convertirme en Ingeniero Electromecánico, siempre aparte de la transferencia de conocimiento, brindaron su apoyo y consejos para ser buenos ingenieros. A mis colegas por todas esas tardes de estudio donde nos solventábamos dudas y cuestionamientos de cómo resolver un ejercicio o la forma correcta de llegar a una solución. Y por supuesto, a mis padres por siempre apoyarme en cada decisión que tome y ser siempre los principales motivadores para seguir adelante y no bajar los brazos hasta tanto no sé llegará a la meta.

Muchas gracias a la Universidad Internacional de las Américas que nos dio su lugar para aprender y moldearnos como ingenieros con valores.

## Resumen

El propósito de realizar este proyecto fue proponer al Grupo ICE y su subsidiaria la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), el mejor diseño para la instalación de la primera electrolinera en Costa Rica y Centro América, bajo un concepto que se asemejará lo máximo posible a lo que hoy se conoce como una gasolinera.

Se plantean dos escenarios de diseño desde el punto de vista de alimentación para abastecer una electrolinera con 4 puntos de carga rápida y otros servicios adicionales. El primer diseño que se realiza es alimentando una carga estimada de 206 KVA demandada por el sistema mediante la Red de Distribución Eléctrica y por ende pagar las tarifas establecidas por la ARESEP de manera normal

En el segundo escenario se mantienen tal cual los circuitos ramales de cargadores y cargas generales pero se varía el sistema de alimentación por energía solar, incorporando el diseño de un sistema fotovoltaico capaz de suplir el 100% de la potencia y energía requerida, al mismo tiempo que reduce los costos por consumo utilizando lo menos posible la energía de la red, pero conservando su conexión a la misma para subir los excesos que se generen y hacer descargas cuando se requiera.

Una vez realizados los diseños mediante una evaluación financiera se compararon proyectando un flujo de efectivos a 20 años según la de vida útil estimada para los paneles, se utilizó como ingresos los ahorros generados de no consumir energía de la red tomando en cuenta el 49% que se podría utilizar de los excesos generados durante el mes y se estimó una inversión con base en cotizaciones realizadas a proveedores de sistemas fotovoltaicos.

De acuerdo con los resultados de la viabilidad financiera, se tomó la decisión de proponer el escenario 2 utilizando generación fotovoltaica para el 100% de la demanda de la electrolinera, ya que el ahorro por generación era mayor a los costos de mantenimiento e inversión en equipos, con un tiempo estimado de retorno por inversión de 4 años, además de un VAN y TIR favorables.

## CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

El vehículo es el medio de transporte más popular en el ser humano durante el siglo XX, su crecimiento exponencial a nivel mundial hacen que sean más de 1.2 mil millones de vehículos los que se movilizan en el mundo, ese crecimiento principalmente en las grandes ciudades ha contribuido con el desarrollo y a su vez ha traído consigo un deterioro en nuestro entorno ambiental por la generación de  $CO_2$  producto de la quema de combustibles fósiles.

Dado lo anterior, en búsqueda de nuevas alternativas que contribuyan con el cambio de paradigma en lo que a movilidad y transporte se refiere, el vehículo eléctrico se muestra como una de las opciones más fuertes para combatir el daño ambiental, sin embargo el transporte eléctrico requiere del desarrollo de estaciones de carga para que este tipo de tecnología pueda competir mano a mano con los vehículos tradicionales.

Las estaciones de carga de vehículos eléctricos, son el análogo de lo que conocemos como gasolineras, donde el conductor del vehículo puede llenar el tanque de combustible con gasolina o diésel. La principal diferencia es que ya no se cargará un tanque, sino una batería, la cual nos dará capacidad para recorrer una determinada cantidad de kilómetros. Las estaciones para vehículos eléctricos tendrán aspectos en relación con las estaciones de servicio tradicionales, como lo son:

- Tiempo (Tanqueo / Carga de batería)
- Eficiencia de la recarga (km/L. o km/kWh)
- Calidad de la recarga
- Seguridad en la conservación

Actualmente en el país no existen puntos de carga alimentados por fuentes de generación de energía renovable que permita disminuir aún más la producción de  $CO_2$ , por lo que en el diseño a realizar en este proyecto contemplará esta variable como un posible escenario y lo comparará con otros tradicionales para determinar cuál sería la opción más conveniente.

Otro factor importante a tomar en cuenta en el diseño es el tiempo de espera del usuario al cargar su vehículo, ya que la diferencia entre el tiempo que se tardará llenando un tanque de combustible versus cargar la batería es bastante, debido a dicho factor el prototipo de estaciones de carga elegido para esta tesis procurará reducir el tiempo de carga al máximo e incorporar en el sitio donde se instalen, servicios de valor agregado que mejoren la experiencia del usuario mientras recarga su vehículo.

Dadas las condiciones mencionadas anteriormente, el presente documento comprende el diseño eléctrico de una electrolinera para vehículos eléctricos con la posibilidad de incorporar otros servicios de valor agregado que permitan al usuario aprovechar su tiempo mientras está realizando la carga del vehículo. Por otra parte, con base en el diseño se realizará una evaluación financiera de los escenarios propuestos para determinar cuál es la fuente de alimentación más rentable para la instalación de los puntos de carga por parte del ICE.

### **Planteamiento del Problema**

¿Cuál es el mejor diseño para la instalación de una electrolinera que minimice los tiempos de recarga y brinde una experiencia al cliente similar a una gasolinera, evaluando la alternativa más rentable de alimentación, ya sea con energía renovable o por medio de la Red de Distribución Eléctrica?

### **Objetivo General**

Determinar el mejor diseño para la instalación de una electrolinera que minimice los tiempos de recarga y brinde una experiencia al cliente similar a una gasolinera, evaluando la alternativa más rentable de alimentación, ya sea con energía renovable o por medio de la Red de Distribución Eléctrica.

## **Objetivos Específicos**

- Identificar los conceptos básicos sobre vehículos eléctricos, sistemas fotovoltaicos y el modelo de recarga óptimo para la instalación de una electrolinera, mediante la investigación de las tecnología existentes, comportamiento de la flotilla vehicular eléctrica y la infraestructura de puntos de carga implementada en el país.
- Definir los escenarios a evaluar para el diseño de instalación de una electrolinera que satisfaga las necesidades energéticas de la misma, indicando el tipo de cargador a utilizar, cantidad, alternativas de alimentación y sus respectivos componentes, con base en la estudio de las especificaciones técnicas, financieras y de mercado.
- Determinar los requerimientos técnicos a tomar en cuenta para el diseño de los puntos de carga a instalar, mediante el cálculo de las capacidades de cargas requeridas, el diagrama unifilar del sistema, protecciones, calibres de cable, componentes complementarios y los requisitos a cumplir de acuerdo con las características de la electrolinera y las posibles alternativas de alimentación.
- Elegir la opción de diseño más rentable, mediante una evaluación financiera de los escenarios propuestos para la implementación de la electrolinera, ya sea alimentado por la red de distribución eléctrica o un sistema fotovoltaico.

## **Justificación**

Se elige el tema de instalación de estaciones de carga para vehículos eléctricos a desarrollar en el Instituto Costarricense de Electricidad, debido a que esta empresa es pionera en este tipo de alternativas innovadoras que contribuyen a beneficiar a los consumidores y al mismo tiempo combatir el daño ambiental con el uso de energías limpias.

En la actualidad, la compra de vehículos eléctricos ha tomado gran auge en Costa Rica debido a la reforma de leyes que benefician a los consumidores que hagan uso de los mismos. El

ICE al ser la empresa líder en producción y distribución de energía eléctrica, requiere de una solución de este tipo en su cartera de servicios para incursionar en el mercado de electrolineras y convertirse en el principal proveedor de este servicio en el país.

Por la anterior, con este proyecto se pretende realizar el diseño para la instalación de la primera electrolinera en Costa Rica, que le permita al ICE mediante su subsidiaria, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, ser el primero en el país en incorporar este servicios hacia los usuarios y además evaluar la posibilidad de hacer uso de energías limpias para su alimentación. Dado a que este tema es nuevo en el país, el desarrollo del mismo le permitirá al ICE evaluar su comportamiento de cara al mercado, experimentar el uso de una fuente de alimentación distinta a la utilizada actualmente en búsqueda de ser más eficiente y al mismo tiempo identificar lograr una sinergia entre el sector de electricidad y telecomunicaciones con este concepto híbrido.

### **Proyecciones**

El presente proyecto se enfoca en realizar el diseño para la instalación de una electrolinera con puntos de carga rápida y determinar si la mejor opción para alimentar el sistema es con energía solar o utilizando la red de distribución eléctrica. Al mismo tiempo, se excluyen de este proyecto los aspectos técnicos relacionados con los dispositivos que se utilicen para brindar los servicios adicionales y se especifica que el análisis financiero se focaliza en evaluar los dos posibles sistemas de alimentación que podría tener la electrolinera más no la inversión por puntos de carga y demás elementos para prestar el servicio.

## CAPITULO II: MARCO REFERENCIAL

### Marco Teórico

#### Definición y tipos de Vehículos Eléctricos

En la figura 1 se puede observar los tipos de vehículos eléctricos desarrollados hasta el día de hoy.

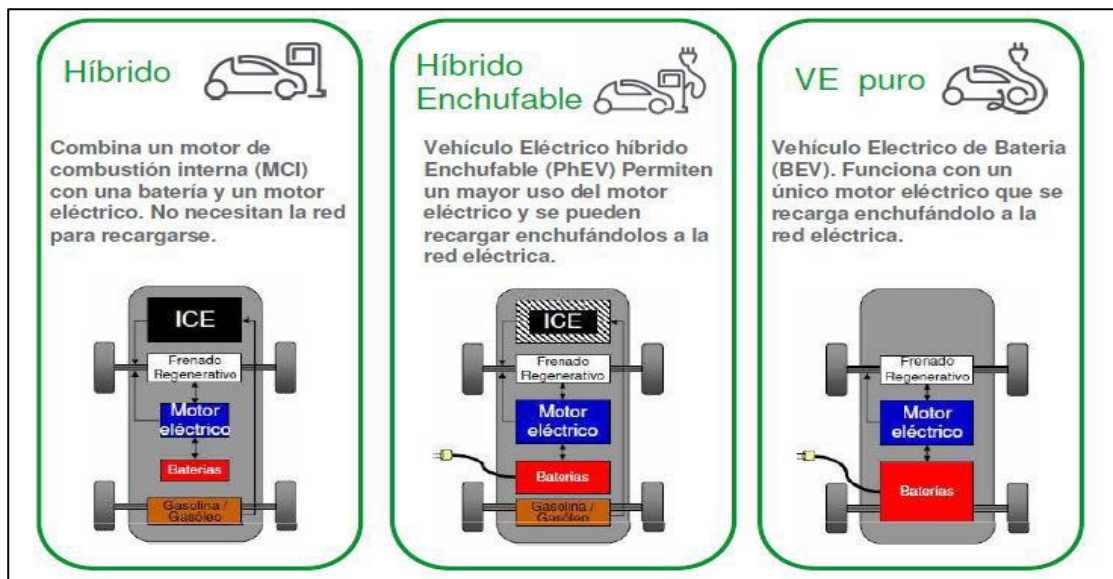


Figura 1. Esquema de los distintos tipos de vehículos eléctricos

Fuente: Factorenergia

#### *Vehículos Híbridos Eléctricos (HEV)*

Los vehículos eléctricos híbridos o HEV (*Hybrid Electric Vehicles*) disponen de los mismos elementos que los enchufables, pero la batería únicamente se recarga aprovechando la energía de las frenadas y la inercia en los desniveles; no tiene la opción de enchufarse. Tienen una autonomía de 20 km y 1.100 km adicionales con motor convencional gasolina o diésel.

### ***Vehículos Híbridos Enchufables (PHEV)***

PHEV (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle*), disponen de dos motores, uno eléctrico alimentado por baterías y uno convencional gasolina o diésel. Pueden funcionar en modo eléctrico en recorridos urbanos disponiendo de una autonomía considerable y usar el motor de combustión en desplazamientos por carretera; en este caso, la autonomía y la potencia máxima dependen del motor convencional. Tienen una autonomía de 40 km y 1.100 km adicionales con motor térmico.

### ***Vehículos Totalmente Eléctricos (EV)***

También llamados BEV (*Battery Electric Vehicle*), disponen de un motor eléctrico que transforma la energía almacenada en las baterías en energía cinética que se transmite directamente a las ruedas. Son vehículos que no requieren demasiado mantenimiento; lo más habitual son gastos relacionados con el sistema de frenada y renovación de neumáticos.

Estos vehículos aprovechan la energía de las frenadas y los desniveles para generar la electricidad que se acumula en las baterías. Tienen una autonomía de hasta 300 km.

Un coche eléctrico es aquel que se impulsa con la fuerza que produce un motor alimentado por electricidad. Un motor eléctrico transforma la energía eléctrica en energía mecánica por medio de interacciones electromagnéticas. El elemento conductor que tienen en su interior tiende a moverse cuando está dentro de un campo magnético y recibe corriente eléctrica.

Hay motores eléctricos de todos los tamaños, que impulsan desde un coche de radiocontrol hasta una locomotora. Los motores eléctricos ofrecen muchas ventajas frente a los de combustión, empezando por un menor tamaño y peso, además de una mayor sencillez técnica. Su utilización presenta ventajas desde el punto de vista medioambiental, ya que permite disminuir el nivel de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

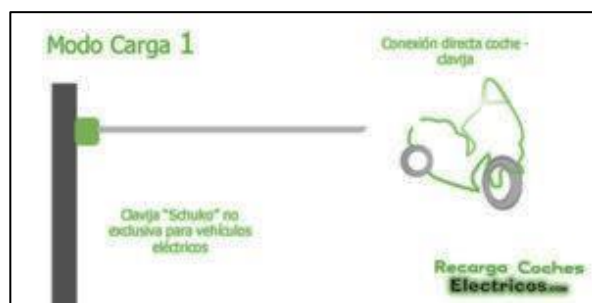
Las actuales capacidades de las baterías hacen que los Vehículos Totalmente Eléctricos (EV) se perciban como de limitada utilidad por su autonomía, tiempos de recarga necesarios e infraestructura de recarga insuficiente.

## Modos de recarga de vehículos eléctricos (tipos de carga eléctrica)

### *EV Modos de recarga / Modo 1*

El modo de recarga 1 es aquel modo de carga de un vehículo eléctrico en una toma no destinada exclusivamente a la carga del mismo. Dicho de otra forma, es aquél que se realiza en un enchufe clásico doméstico (una toma SCHUKO) como el que usamos para electrodomésticos como la lavadora.

Este sistema es el más sencillo de los modos de recarga, pues consiste únicamente en llevar un cable de nuestra clavija tipo “Schuko” 230 V a nuestro vehículo. Normalmente se cargan así pequeñas motos o bicis eléctricas u otro tipo de vehículo pequeño (patinetes, hoverboards, etc.). La toma no incluye seguridad y no se aconseja para vehículos o motos de mayor potencia.



**Figura 2. EV modo de recarga 1**

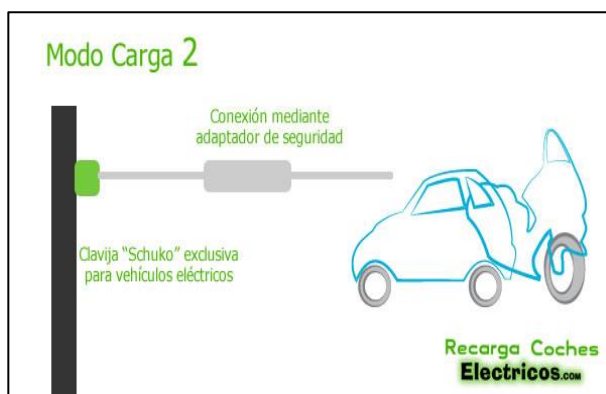
**Fuente: LuGENERGY**

### *EV Modos de recarga / MODO 2: Recarga Lenta*

La carga lenta está pensada para la recarga doméstica, en nuestro garaje. Este tipo de recarga es monofásica se realiza con un voltaje de 230V (3,7kW – 7,2kW). El vehículo eléctrico

o híbrido se conecta a la red eléctrica mediante su conector / adaptador correspondiente para dotar de seguridad a la recarga. El modo de carga 2 consiste en la instalación por parte del usuario de una caja con un enchufe tipo Schuko normalmente de forma preferente para la carga del vehículo eléctrico en cuestión (su uso no es exclusivo, pero suele serlo). Esta caja deberá estar provista de los sistemas de protección adecuados.

Este modo de recarga nos interesa si tenemos algunos tipos de coche híbrido enchufable o, sobre todo, un vehículo eléctrico pequeño como son los cuadriciclos (por ejemplo EV Tazzari Zero EM2 Space). Un ejemplo de un punto de recarga de vehículos eléctricos apto para el modo 2 es LugKey.



**Figura 3. EV Modo de recarga 2**

**Fuente: LuGEnerGY**



**Figura 4. Punto de recarga para modo 2**

**Fuente: LuGEnerGY**

### ***EV Modos de recarga / MODO 3: Recarga semi-Rápida***

Este modo de carga requiere de un dispositivo llamado WALLBOX: un punto de recarga destinado exclusivamente a recargar vehículos eléctricos. Este punto de recarga o wallbox incorpora varios sistemas de protección necesarios para la seguridad de la instalación eléctrica y del vehículo. Según la legislación española (ITC-BT 52) este Modo de recarga es obligatorio para los puntos de recarga de uso público (usualmente es complemento de Modo 4).

La conexión del Vehículo Eléctrico a la red de Corriente Alterna se realiza mediante equipamiento dedicado en exclusiva a la recarga del vehículo eléctrico. Este modo 3 nos interesa especialmente para uso doméstico si tenemos un híbrido enchufable con una autonomía considerablemente alta o un coche 100% eléctrico. El modo 3 de recarga permite una recarga monofásica y también una recarga trifásica. Es decir, si nuestro vehículo lo permite, podemos recargarlo hasta 32A (a más de 7.2kWh y 400V).

Para este modo de carga necesitaremos un conector específico, que será Tipo 1 (SAE J1772) o Tipo 2 (IEC 62196-2) dependiendo de las características de nuestro vehículo. Progresivamente, este modo 3 se está generalizando dejando atrás el modo 2. Esto es debido al avance tecnológico en cuanto a potencia y capacidad de batería de los EV coches eléctricos: el modo 3 es más seguro, fiable y mucho más rápido.



**Figura 5. EV Modo de recarga 3**

**Fuente: LuGEnergy**



**Figura 6. Punto de recarga para modo 3 para EV**

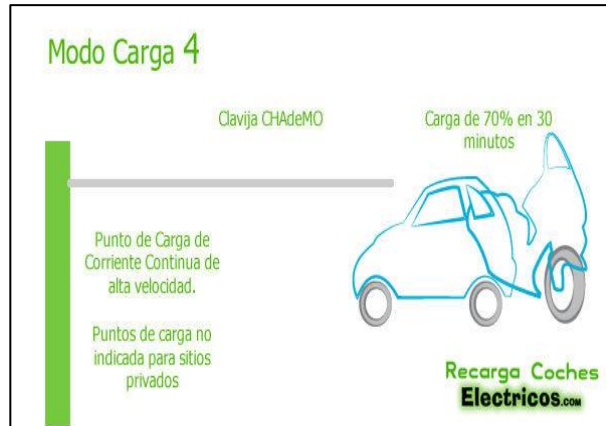
**Fuente: LuGEnerGY**

### ***EV Modos de recarga / MODO 4: la más rápida***

La recarga en Modo 4 aquella que se realiza en una estación fuera de nuestra vivienda y nos permite recargar como mínimo un 70% de la batería en menos de 30 minutos. El conector estándar más utilizado para este tipo de recarga es el japonés CHAdeMO. Es decir que por el lado del vehículo tendremos un conector de Tipo 1 (SAE J1772 o Yazaki) o de Tipo 2 (IEC, Mennekes) y, a su vez, un conector CHAdeMo o CCS según nuestro EV. Por el lado del punto de recarga la extensión del cable deberá ser CHAdeMO.

El modo 4 es considerado como tal a partir de 50 kWh. Debemos distinguir entre el modo4 con recarga ‘súper rápida’ y el modo 4 con recarga ‘ultra rápida’. Esta última no es aconsejable para carga diaria puesto que puede dañar la batería si hacemos un uso habitual. Está especialmente pensado para las estaciones de uso público exteriores que supongan un punto de recarga para trayectos largos o situaciones concretas en las que dispongamos de poco tiempo para recargar nuestro vehículo.

La recarga en modo 4 se realiza en corriente continua, a diferencia de los modos anteriores, que se realizan en corriente alterna. Los puntos de recarga que usan una carga de tipo 4, en cualquier caso, no están diseñados ni son recomendables para garajes particulares. Esto es debido principalmente a su elevado costo tanto de producto como de instalación. Además, realmente son el modo 2 o el modo 3 los más aconsejables para particulares por uso y condiciones.



**Figura 7. EV Modo de recarga 4**

**Fuente: LuGEnerGY**



**Figura 8. Punto de recarga para modo 4**

**Fuente: LuGEnerGY**

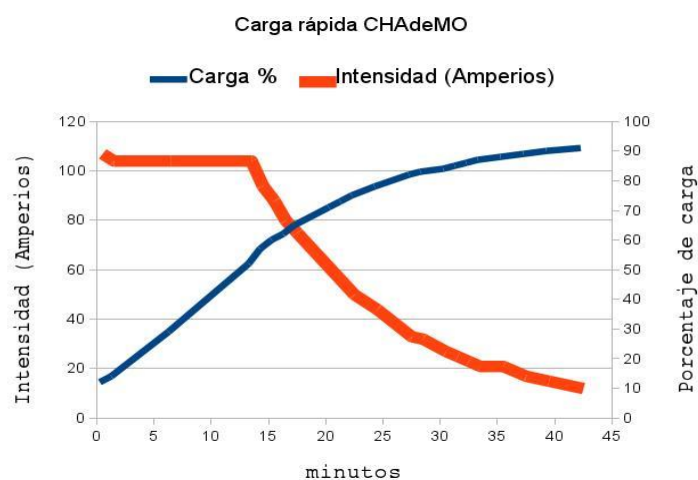
## **Protocolo CHAdeMO**

Es un protocolo de recarga de baterías para automóviles eléctricos que suministra hasta 62.5 kW, 500 V, 125 A de corriente continua DC de alto voltaje a través de un conector eléctrico. CHAdeMO es el acrónimo de "CHARGE de MOve", que se traduce como "carga para moverse". El nombre es un juego de palabras de *O cha demo ikaga desuka* en japonés, que se puede traducir como "¿Tomamos un té?", en referencia al tiempo que se tardaría en recargar las baterías de un

coche eléctrico. CHAdeMO puede recargar un coche en menos de media hora y, la carga ultrarrápida, en menos de quince minutos, generalmente en diez.

La mayoría de los vehículos eléctricos (VE) tienen un cargador incorporado que usa un rectificador para transformar la corriente alterna (AC) de la red eléctrica a una corriente continua (DC) apropiada para la recarga de las baterías. Condicionantes de temperatura y de coste limitan cuánta potencia puede manejar el rectificador, de modo que para más de 240 VAC y 75 A es mejor que una estación de recarga externa suministre corriente continua (DC) directamente al paquete de baterías del vehículo.

CHAdeMO tiene un controlador que recibe comandos desde el VE vía bus CAN, y el cargador fija la corriente para cumplir con los valores de consigna del VE. A través de este mecanismo, la carga rápida y óptima es posible en respuesta al rendimiento de la batería y el entorno de uso. El cargador rápido CHAdeMO usa transmisión de señal analógica y una comunicación digital vía bus CAN, esta combinación y diseño redundante asegura una operación segura del cargador. En el diseño del conector DC, además de tener suficiente margen de seguridad con una distancia de aislamiento entre los pins de potencia, se han implementado cuatro pins de señal analógica, dos pins de señal digital, y un pin de tierra para que las señales de control sean transferidas apropiadamente entre el vehículo y el cargador.



**Figura 9. Intensidad y porcentaje de carga en función del tiempo en Nissan Leaf 24 kWh**

**Fuente: Wikipedia**

## Puntos de recarga alimentados por energía renovable

### *Energía solar: ¿qué es una fotolinera?*

Las fotolineras son **estaciones de recarga** de vehículos eléctricos (VE) cuya energía procede de la energía solar captada mediante paneles solares. También llamadas **electrolineras solares**, las fotolineras ofrecen un sistema de recarga limpio y económico para enchufar y recargar los vehículos eléctricos.

Estas estaciones de recarga suponen una forma eficiente de aprovechar un aparcamiento y ser más eficiente. En el espacio que ocupan un vehículo eléctrico y su punto de recarga pueden implementarse placas solares, de tal forma que usamos la energía solar limpia para cargar nuestros vehículos eléctricos.

Las estaciones de recarga renovables pueden ser de varios tipos. Por ejemplo, podemos optar por la instalación de puntos de recarga mediante energía solar (fotolineras) a través de dos sistemas: **Autoconsumo** y **Aislada**.

- La **instalación aislada** está totalmente desconectada de la red eléctrica. Funciona mediante la acumulación de baterías y normalmente está asociada a un proceso de recarga más lento. Cualquier usuario puede instalar un sistema aislado en su parcela.
- La **instalación de autoconsumo** se encuentra conectada a la red eléctrica. Permite suministrar a nuestro punto de recarga la electricidad necesaria para la recarga del vehículo.

Este suministro se realiza en tiempo real y la energía dependerá de las capacidades fotovoltaicas de la instalación de autoconsumo. El excedente de energía que pudiera haber tras la recarga del vehículo se transmite a la red eléctrica, lo que supone un ahorro de energía eléctrica tanto en costos económicos como a nivel medioambiental.

## Procedimiento para los cálculos necesarios de un sistema fotovoltaico

Ecuación para el cálculo del consumo energético:

$$\text{Consumo energético(KWh)} = \frac{P(W) \cdot H_d \cdot N}{1000} \quad (1)$$

Donde se tiene que:

- P: Potencia real de cada dispositivo
- H<sub>d</sub>: Horas diarias de uso del dispositivo
- N: Número de dispositivos utilizados (Profesor en línea , (2015))

### *Hora solar pico (HSP)*

La hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiación solar constante de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Una hora solar pico equivale a 3,6 MJ/m<sup>2</sup> o, lo que es lo mismo, 1 KWh/m<sup>2</sup>, tal y como se muestra en la siguiente conversión:

Ecuación 2: Cálculo horas solar pico (HSP)

$$HSP = \frac{1000W * 1h}{m^2} * \frac{3600s}{1h} * \frac{1J/s}{1W} = 3,6MJ/m^2 \quad (2)$$

Se utiliza en el dimensionamiento de paneles fotovoltaicos. (Wikipedia , 2018)

### ***Cantidad de paneles necesarios para el sistema***

Para el cálculo de la cantidad de paneles solares, ésta se especifica con la siguiente fórmula:

Ecuación 3: Cálculo de la cantidad de paneles necesarios

$$N_p = E / (0.9 * W_p * HSP) \quad (3)$$

Donde se tiene que:

- $N_p$ : Es el número de paneles solares necesarios
- $E$ : Es el consumo energético real
- $W_p$ : Es la potencia pico del panel
- $HPS$ : Son las horas pico solares

También se puede utilizar otra fórmula:

Ecuación 4: Cálculo de números de paneles necesarios

$$N_p = E / (Pr * W_p * HPS) \quad (4)$$

- $N_p$ : Es el número de paneles solares necesarios
- $E$ : Es el consumo energético real
- $W_p$ : Es la potencia pico del panel
- $HPS$ : Son las horas pico solar
- $Pr$ : Es el rendimiento energético de la instalación, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, en el que se tienen en cuenta las siguientes pérdidas originadas:

Pérdida por dispersión de potencia de los módulos.

Pérdida por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas.

Pérdida por acumulación de suciedad.

Pérdida por sombra.

Pérdida por degradación de los módulos.

Pérdida eléctrica.

Pérdida por reluctancia.

Otra ecuación para el cálculo de cantidad de paneles:

Ecuación 5: Cálculo de la cantidad de paneles necesarios

$$C_p = \frac{A_r}{P_p} \quad (5)$$

- $C_p$ = Cantidad de paneles
- $P_p$ = Potencia del panel fotovoltaico
- $A_r$ =Potencia total del arreglo de paneles

Para la potencia total del arreglo de los paneles se utiliza otra fórmula;

Ecuación 6: Cálculo de la potencia total de arreglo de paneles

$$A_r = \frac{1200 * E_d}{I_d} \quad (6)$$

1200= Factor compensación de pérdidas

$E_d$ = Potencia por cubrir (KWh/día)

$I_d$ = Irradiación de la zona diaria (KWh/m<sup>2</sup>) (ingemecanica, "S.F")

### ***Cálculo del ángulo para la instalación de paneles solares***

Para determinar el ángulo de inclinación adecuado de los paneles solares, que maximice la radiación sobre ellos, se utiliza la siguiente ecuación:

Ecuación 7: Cálculo del ángulo óptimo para la instalación de los paneles solares.

$$I_m = \Phi / +10^\circ$$

(7)

Donde se tiene que:

- $I_m$ : Es la inclinación máxima en grados
- $\Phi$ : Es la latitud del lugar de la instalación. (cultivarsalud.com, (2013))

### *Cálculo del inversor*

Para dimensionar el inversor adecuado se hace necesario calcular la tensión y corriente generada en el punto de máxima potencia de funcionamiento de los paneles solares, y usarlo como dato mínimo para la selección.

Para **calcular la energía generada por un panel solar** durante un día ( $E_{\text{panel}}$ ), debemos usar la siguiente ecuación:

$$E_{\text{panel}} = I_{\text{panel}} \cdot V_{\text{panel}} \cdot \text{HSP} \cdot 0,9 \text{ [Whd]}$$

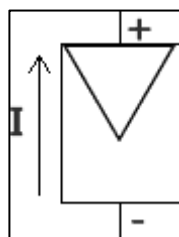
Siendo,  $I_{\text{panel}}$  y  $V_{\text{panel}}$  la corriente máxima y tensión máximas del panel, HSP son las horas sol pico, y 0,9 sería el coeficiente del rendimiento del panel (típicamente 85-90% al descontar ya las pérdidas). La energía resultante estaría expresada en Whd.

Esa sería la energía generada por un solo módulo solar, pero si lo que queremos es saber **cuánta energía va a generar una instalación solar con varias placas solares**, simplemente habría que aplicar la fórmula siguiente:

$$E_{\text{generador-fotovoltaico}} = I_{\text{generador-fotovoltaico}} \cdot V_{\text{generador-fotovoltaico}} \cdot \text{HSP} \cdot 0,9$$

La corriente, en este caso, sería la máxima resultante de la asociación de los módulos fotovoltaicos conectados en paralelo de cada rama (string), y la tensión sería la resultante de la suma de tensiones de cada rama (string) conectados en serie.

El **símbolo eléctrico** que se suele utilizar para representar gráficamente un panel fotovoltaico es el siguiente:



**Figura 10. Símbolo de panel fotovoltaico**

**Fuente: SunFields**

### ***Conexión en serie y paralelo:***

En la mayoría de proyectos fotovoltaicos, sobre todo de las instalaciones solares aisladas y dependiendo de la potencia de la instalación, será necesario asociar varias placas en serie o paralelo para obtener los niveles de tensión y corriente deseados.

### **Para la conexión de placas solares fotovoltaicas, hay tres opciones posibles:**

- **Conexión de placas solares en Paralelo:** se conectan todos los módulos por sus polos positivos y, por separado, por todos los polos negativos. Con esto, lo que conseguimos es aumentar la corriente generada en la rama (suma de las corrientes de cada panel) pero se mantiene la misma tensión que la de uno de los paneles que componen la rama.

En otras palabras, si conectamos los paneles en paralelo, a la salida de la rama tendremos la suma de las corrientes de cada “sub-rama” y la tensión de salida de cada “sub-rama”. Lo vemos mejor con un ejemplo.

Consideremos que tenemos una instalación fotovoltaica aislada compuesta por 3 ramas en paralelo con una placa solar de 12V, de tensión nominal máxima 18,4V y corriente máxima de 8,37A. Si no hubiera pérdidas de ningún tipo (caso hipotético), el esquema de conexión de placas solares en paralelo se podría representar así:

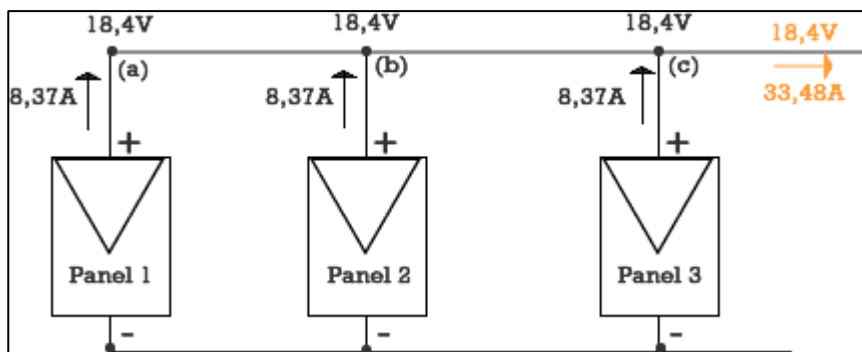


Figura 11. Esquema de conexión de placas solares en paralelo

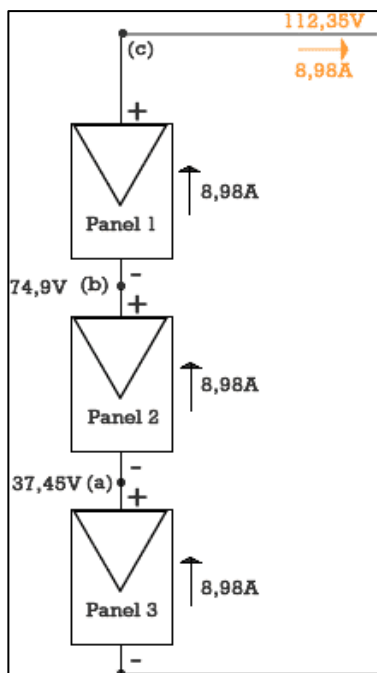
Fuente: SunFields

Como podemos ver en el esquema, en color naranja tenemos los valores de salida del sistema de generación fotovoltaico (los llamados paneles solares de 12V por ser usados para sistemas aislados con baterías), donde la tensión de salida que tendremos sería 18,4V (pues los paneles están conectados en paralelo) y la corriente 33,48A (pues al estar en paralelo se suma la corriente de cada rama a, b y c).

- **Conexión de módulos fotovoltaicos en Serie:** para este tipo de configuración se conecta el polo positivo de un módulo, con el polo negativo del siguiente, así sucesivamente con cuantos paneles sean necesarios. Con esto se consigue aumentar la tensión y mantener el mismo valor de corriente generada.

La tensión generada será igual a la suma de cada una de las tensiones de cada panel que compone la rama (string), o dicho de otro modo, multiplicamos la tensión unitaria por el número de paneles de la rama, pues siempre debemos conectar paneles de las mismas características unos con otros. Lo vemos entonces con un ejemplo.

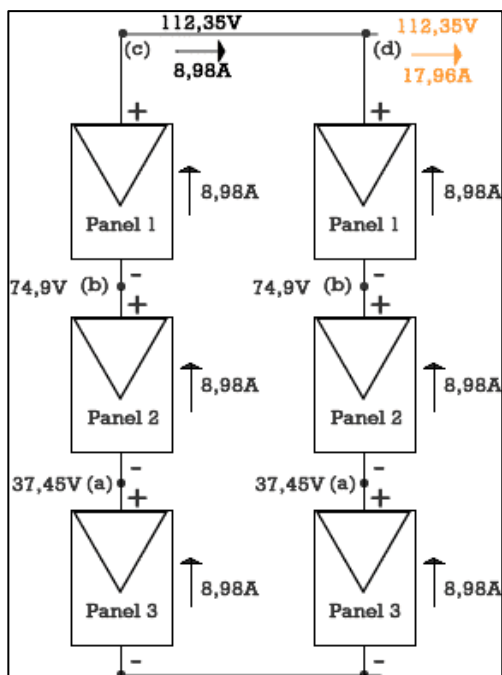
Consideremos que tenemos una instalación fotovoltaica de autoconsumo compuesta por una rama con 3 paneles en serie de placas con 37,45V de tensión y 8,98A de corriente máximas. Si no hubiera pérdidas de ningún tipo (caso hipotético), el esquema de conexión de las placas en serie se podría representar así:



**Figura 12. Esquema de conexión de las placas en serie**  
**Fuente: SunFields**

Como podemos ver indicado en color naranja, a la salida de la rama (c), tendremos la tensión resultante de la suma de cada una de las tensiones de cada panel que componen la rama en serie (112,35V) y la corriente será la misma que la de uno de los paneles (8,98A).

- **Conexión mixta de placas solares:** sería la última opción de configuración de las que nos podemos encontrar, en este caso sería una configuración donde encontramos ramas con paneles conectados en serie y a su vez, estas ramas, conectadas en paralelo. Esta configuración se usa cuando debemos lograr unas corrientes y tensiones de salida muy determinadas, y entonces “jugamos” con las opciones que nos dan los distintos tipos de conexionado. Veamos un ejemplo al respecto:



**Figura 13. Conexión mixta de placas solares**

**Fuente: SunFields**

Como podemos ver en el esquema eléctrico, en el punto (nodo) (c) de la primera rama (string) tenemos la suma de tensiones de los paneles y la corriente unitaria, en el punto (nodo) (d), que es la salida del sistema, tendremos la misma tensión de salida de cada una de las ramas, pero como corriente de salida será la suma de la corriente de salida de cada una de las ramas, al encontrarse las dos ramas conectadas en paralelo.

**Como resumen práctico**, digamos que en conexiones en serie la corriente total (de salida) es igual a la de uno de los paneles que componen la rama (string) y la tensión total (de salida) es la suma de la tensión de cada panel conectado en serie. En conexiones en paralelo la tensión total (de salida) es igual a la de salida cada rama y la corriente total (de salida) es la suma de corrientes de cada rama.

### *Conexión de paneles solares – Un caso especial:*

¿Cómo funcionan las placas solares cuando lo conectamos a un regulador y batería?

En principio si el regulador es un regulador PWM (Modulación por anchura de pulsos) sólo dispone de un Diodo en su interior, por lo cual, el panel solar funciona a la misma tensión que las baterías solares.

Esto hace que el módulo solar no trabaje en su punto de máxima potencia, sino que trabaja en el que impone la batería según su estado de carga, produciendo una pérdida de potencia. Es decir, la tensión de salida del panel queda limitada por la tensión de la batería.

Si vamos a comprar un regulador de carga PWM, este es capaz de llenar por completo la batería gracias a que introduce la carga de forma gradual, a pulsos de tensión, en la fase de flotación y fase de absorción (llenado total). Esto se produce porque la corriente se va introduciendo poco a poco hasta que la batería se llena de manera óptima y estable.

Entonces, si tenemos un panel SolarWorld SW 150 Poly, de 18,4V de tensión máxima y el regulador la carga de absorción como máximo a la batería es de 14,2V, lo que se produce es que el módulo no trabaja en su máxima potencia significando una pequeña pérdida de energía.

Ahora pongamos el caso de que vamos a comprar un regulador solar MPPT, en este caso la energía que entra y sale del regulador es la misma, al igual que en los reguladores PWM, pero la tensión y la corriente son diferentes a un lado y a otro. Con ello se consigue aumentar la tensión del panel solar y **aumentar la producción solar** respecto a los reguladores PWM.

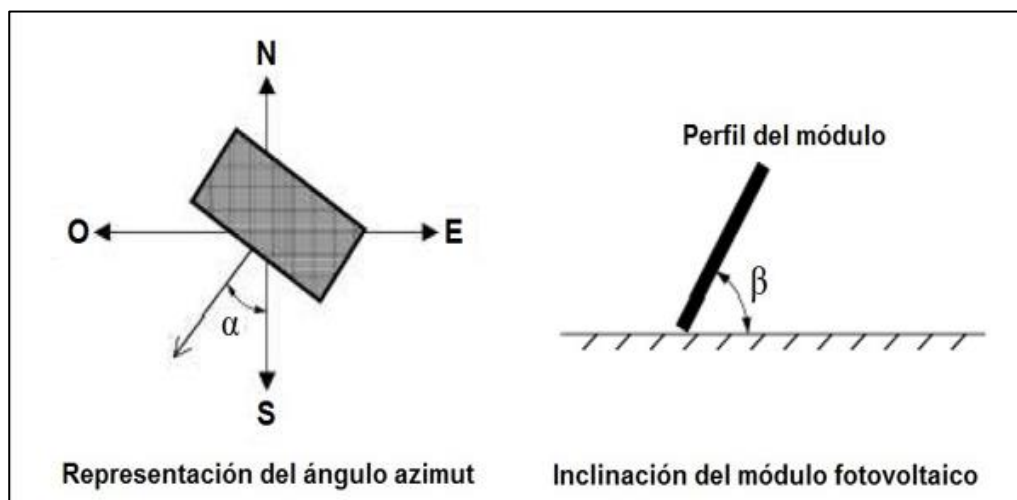
En este caso el regulador es capaz de trabajar siempre en el punto de máxima potencia del panel sin tener ningún tipo de pérdida.

### *Emplazamiento y disposición de los módulos solares*

Respecto del posicionamiento de los paneles, el tutorial consultado en [ingemecanica.com](http://ingemecanica.com) indica lo siguiente:

La orientación de los paneles solares será tal que estos se dispongan siempre "mirando" hacia el ecuador terrestre. Esto supone orientación sur para aquellas instalaciones situadas en el hemisferio norte terrestre, y orientadas hacia el norte para las instalaciones situadas en el hemisferio sur. No obstante, son admisibles unas desviaciones de hasta  $\pm 20^\circ$  respecto del ecuador del observador sin que se produzcan grandes pérdidas de rendimiento.

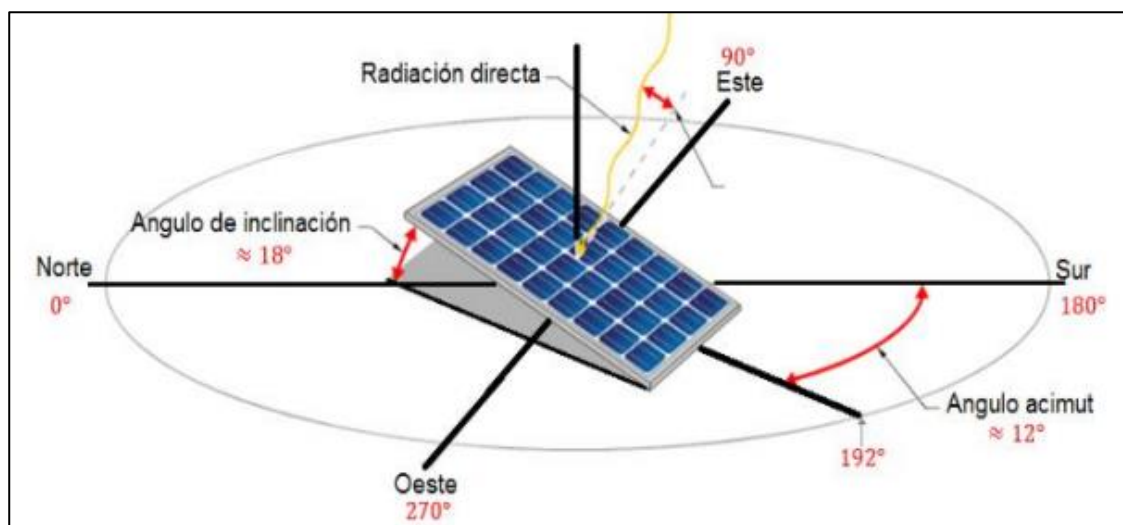
La orientación se define por el ángulo llamado azimut ( $\alpha$ ), que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano (orientación sur) del lugar. Toma el valor  $0^\circ$  para módulos orientados al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al este,  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste.



**Figura 14: Definición de la orientación e inclinación del módulo fotovoltaico**  
**Fuente: <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html#seccion44>**

Por otro lado, el ángulo de inclinación ( $\beta$ ) es aquel que forma la superficie del módulo con el plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  si son verticales.

El valor de la inclinación de los paneles solares con respecto de la horizontal, cuando se pretende que la instalación se use todo el año con un rendimiento aceptable, coincide, aproximadamente, con la latitud del lugar donde se instale. Si la instalación se usa, principalmente, en invierno, entonces la inclinación óptima de los módulos sería la obtenida de sumarle a la latitud  $10^\circ$ , por el contrario, si la instalación va a usarse básicamente en verano, la inclinación que habría que proporcionarles a los módulos sería el resultado de restar a la latitud del lugar  $20^\circ$ . Por último, si se pretende un diseño óptimo que funcione para todo el año, la inclinación que habrá que proporcionarles al panel solar será igual a la latitud del lugar, como se ha dicho. (Anon., s.f.)



**Figura 15: Ángulo azimut e inclinación del módulo fotovoltaico**

Fuente: [http://revistasomim.net/congreso2017/articulos/A5\\_148.pdf](http://revistasomim.net/congreso2017/articulos/A5_148.pdf)

## Tipos de baterías

Tal y como lo indica en su página web la empresa Electromovilidad, uno de los principales componentes de todo vehículo eléctrico es la batería. Su importancia es tal que la autonomía y el precio del coche dependen del tipo y tamaño de la misma. Las baterías soportan un número finito de ciclos de carga y descarga completos, llamado ciclo de vida.

La explicación química del funcionamiento de los diferentes tipos de batería para coche eléctrico es que esta aprovecha la energía que se desprende de reacciones de oxidación-reducción para producir una corriente eléctrica. Esto sería fundamentalmente el proceso de descarga, siendo a la inversa, mediante el uso de una corriente eléctrica para producir un cambio químico, el proceso de carga.

La reacción de oxidación-reducción, conocida como “redox”, es un proceso donde uno de los componentes de la batería pierde electrones y el otro los gana, uno se oxida y otro se reduce respectivamente. Una batería está formada por dos electrodos llamados ánodo y cátodo, sumergidos en un electrolito. El primero de ellos se oxidará, mientras que el segundo ganará electrones, reduciéndose. Esto ocurre en el proceso de descarga, y es debido a que la electricidad tiene signo opuesto al flujo de electrones, por lo que esta irá desde el polo positivo (cátodo) hasta el negativo (ánodo). En el proceso de carga ánodo y cátodo se invierten para que el primero vuelva a ganar los electrones perdidos durante la conducción.

Los principales parámetros a tener en cuenta en una batería destinada al vehículo eléctrico son:

- Densidad energética: Expresada en Wh/kg. Es la energía que puede suministrar la batería por cada kg. Cuanto mayor sea más autonomía tendrá el vehículo o menor será el peso de este.
- Potencia: Expresada en W/kg. Es la capacidad de proporcionar potencia (amperaje máximo) en el proceso de descarga. A más potencia mejores prestaciones para el vehículo eléctrico.
- Eficiencia: Es el rendimiento de la batería, la energía que realmente aprovecha. Medido en %.
- Costo: Es la mayor influencia en el precio total del vehículo.
- Ciclo de vida: Ciclos completos de carga y descarga que soporta la batería antes de ser sustituida. Cuantos más ciclos mejor, ya que será más duradera.

A continuación se detalla los diferentes tipos de batería para coche eléctrico usados en la actualidad:

**– Batería de plomo-acido:**

Es el tipo de batería más utilizada y, al mismo tiempo, la más antigua de todas, permaneciendo casi inalterada desde su invención en el Siglo XIX. Su bajo coste las hace ideales para las funciones de arranque, iluminación o soporte eléctrico, siendo utilizadas como acumuladores en vehículos de pequeño tamaño. Sus desventajas son el excesivo peso, la toxicidad del plomo y su lenta recarga, por ello no son las baterías ideales para el coche eléctrico.

**– Batería níquel-cadmio:**

Bastante utilizadas en la industria del automóvil, el alto coste de adquisición de sus elementos hace que no sean la solución elegida por los fabricantes, estando más orientadas a aviones, helicópteros o vehículos militares, dado su gran rendimiento a bajas temperaturas. Poseen efecto memoria, por lo que su capacidad se ve reducida con cada recarga.

**– Batería níquel-hierro:**

Desarrolladas por Thomas Edison y patentada en 1903, estas baterías llamadas de “ferro níquel” no son montadas en la actualidad en los vehículos ya que tienen una escasa potencia y eficiencia. Su densidad energética es similar a las de plomo-acido.

**– Batería níquel-hidruro metálico:**

Similares a las de níquel-cadmio, mejoran la capacidad de estas, y reducen el efecto memoria, además de ser menos agresivas con el medio ambiente. En contra tienen su constante mantenimiento y su deterioro frente a altas temperaturas, altas corrientes de descarga o sobrecargas. Estas baterías generan demasiado calor y se recargan lentamente.

**– Batería Ion-litio: (LiCoO<sub>2</sub>)**

Baterías de reciente creación formada por un electrolito de sal de litio y electrodos de litio, cobalto y oxido. El uso de nuevos materiales como el litio ha permitido conseguir altas energías específicas, alta eficiencia, la eliminación del efecto memoria, ausencia de mantenimiento y facilidad a la hora de reciclar los desechos de Ion-litio. Disponen del doble de densidad energética que las baterías níquel-cadmio con un tamaño del orden de un tercio más pequeñas. Pero también tienen desventajas, el principal es su alto coste de producción, aunque

poco a poco este se va reduciendo, son frágiles, pueden explotar por el sobrecalentamiento y deben ser almacenadas con mucho cuidado, tanto por necesitar un ambiente frío como porque debe estar parcialmente cargada. Aun así, las baterías de Ion-litio representan a día de hoy la mejor elección para montar en un VE. Al no ser una tecnología totalmente madura, y encontrarse en continuo desarrollo, los avances las hacen tener un gran margen de mejora.

#### – **Batería LiFePO4:**

Este tipo de batería Ion-litio es parecida a la anterior, con la diferencia de que no usa el cobalto, por lo que tiene una mayor estabilidad y seguridad de uso. Otras ventajas son un ciclo de vida más largo y una mayor potencia. Como inconvenientes a destacar su menor densidad energética y su alto coste.

#### – **Batería Polímero de litio:**

Otra variación de las Ion-litio que cuenta con algunas mejoras como una densidad energética mayor y una potencia más elevada. Son ligeras, eficientes y no tienen efecto memoria. En cambio, su alto coste y bajo ciclo de vida hacen de estas baterías, con aspecto “blando” debido a sus componentes litio y polímero, una opción no muy extendida en la actualidad.

#### – **Batería ZEBRA:**

Estas baterías, también llamadas de sal fundida, trabajan a 250°C y tienen como electrolito cloroaluminato de sodio triturado. Es una batería compleja, de mayor contenido químico, pero que consigue unas características de energía y potencia interesantes. En desuso, el electrolito se solidifica, por lo que necesita un tiempo de fundición que puede llegar a ser de dos días para que alcance la temperatura óptima y ofrezca plenamente su carga. Tienen el mejor ciclo de vida de todas las baterías, pero requieren ocupar mucho espacio y su potencia es baja.

#### – **Batería de Aluminio-aire:**

Consideradas “pilas de combustible” por la necesidad de sustituir los electrodos de metal gastados por unos nuevos. Con una capacidad de almacenamiento de hasta diez veces más que las de tipo Ion-litio y una densidad energética fuera del alcance del resto, este tipo de batería no ha

tenido una buena aceptación comercial debido a sus problemas de recarga y de fiabilidad. Se encuentran en fase experimental.

#### **– Batería Zinc-Aire:**

Desarrolladas por una compañía suiza, y en fase experimental, pero más avanzada que las de Aluminio-Aire, estas baterías necesitan obtener el oxígeno de la atmósfera para generar una corriente. Tiene un alto potencial energético, fiabilidad y son capaces de almacenar el triple de energía que las de Ion-litio en el mismo volumen y con la mitad del coste. Según algunos expertos, el zinc se posiciona como el combustible eléctrico del futuro.

### **Evaluación Financiera**

#### *Métodos de evaluación que toman en cuenta el valor del dinero a través del tiempo*

La evaluación de proyectos por medio de métodos matemáticos- Financieros es una herramienta de gran utilidad para la toma de decisiones por parte de los administradores financieros, ya que un análisis que se anticipe al futuro puede evitar posibles desviaciones y problemas en el largo plazo. Las técnicas de evaluación económica son herramientas de uso general. Lo mismo puede aplicarse a inversiones industriales, de hotelería, de servicios, que a inversiones en informática.

El valor presente neto y la tasa interna de rendimiento se mencionan juntos porque en realidad es el mismo método, sólo que sus resultados se expresan de manera distinta. Recuérdese que la tasa interna de rendimiento es el interés que hace el valor presente igual a cero, lo cual confirma la idea anterior.

Estas técnicas de uso muy extendido se utilizan cuando la inversión produce ingresos por sí misma, es decir, sería el caso de la tan mencionada situación de una empresa que vendiera servicios de informática. El VPN y la TIR se aplican cuando hay ingresos, independientemente de que la entidad pague o no pague impuestos.

Dónde:

- $p$  = inversión inicial.
- FNE = Flujo neto de efectivo del periodo  $n$ , o beneficio neto después de impuesto más depreciación.
- VS = Valor de salvamento al final de periodo  $n$ .
- TMAR = Tasa mínima aceptable de rendimiento o tasa de descuento que se aplica para llevar a valor presente. los FNE y el VS.
- $i$  = Cuando se calcula la TIR, el VPN se hace cero y se desconoce la tasa de descuento que es el parámetro que se debe calcular. Por eso la TMAR ya no se utiliza en el cálculo de la TIR. Así la (1) en la segunda ecuación viene a ser la TIR.

Recuérdese que los criterios de aceptación al usar estas técnicas son:

Técnica	Aceptación	Rechazo
VPN	$\geq 0$	$< 0$
TIR	$\geq \text{TMAR}$	$< \text{TMAR}$

**Tabla 1. Criterios de aceptación para VAN y TIR**

Fuente:

Costo anual uniforme equivalente (CAUE) o valor presente de los costos (VPC). Existen múltiples situaciones, tanto en empresas privadas como en el sector público donde para tomar una decisión económica, los únicos datos disponibles son sólo costos.

### ***Método del Valor Presente Neto (VPN)***

El método del Valor Presente Neto es muy utilizado por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos.

Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente. La condición indispensable para comparar alternativas es que siempre se tome en la comparación igual número de años, pero si el tiempo de cada uno es diferente, se debe tomar como base el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa.

En la aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice. Por lo general el VPN disminuye a medida que aumenta la tasa de interés.

En consecuencia para el mismo proyecto puede presentarse que a una cierta tasa de interés, el VPN puede variar significativamente, hasta el punto de llegar a rechazarlo o aceptarlo según sea el caso.

Al evaluar proyectos con la metodología del VPN se recomienda que se calcule con una tasa de interés superior a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), con el fin de tener un margen de seguridad para cubrir ciertos riesgos, tales como liquidez, efectos inflacionarios o desviaciones que no sé tengan previstas.

### ***Método de la Tasa Interna de Retorno (TIR)***

Este método consiste en encontrar una tasa de interés en la cual se cumplen las condiciones buscadas en el momento de iniciar o aceptar un proyecto de inversión. Tiene como ventaja frente a otras metodologías como la del Valor Presente Neto (VPN) o el Valor Presente Neto Incremental (VPNI) porque en este se elimina el cálculo de la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), esto le da una característica favorable en su utilización por parte de los administradores financieros.

La Tasa Interna de Retorno es aquella tasa que está ganando un interés sobre el saldo no recuperado de la inversión en cualquier momento de la duración del proyecto. En la medida de las condiciones y alcance del proyecto estos deben evaluarse de acuerdo a sus características, con

unos sencillos ejemplos se expondrán sus fundamentos. Esta es una herramienta de gran utilidad para la toma de decisiones financiera dentro de las organizaciones

### **Antecedentes**

Autor: Julio Roberto Gómez Peña (2013)

Institución: Instituto Politécnico de Leira (Portugal)

Título: *Impacto de las estaciones de carga para vehículo eléctrico en la ciudad de Cuenca -Ecuador.*

En la presente tesis se presenta un estudio del impacto producido al utilizar las estaciones de carga para vehículo eléctrico de forma masiva. Para ello se utilizan dos tipos de estaciones clasificadas por la IEC 61851-1 según los modos de carga, en este trabajo se analiza la estación modo 3 alimentación en AC y modo 4 alimentación DC.

Para evaluar el impacto producido por las estaciones de carga modo 3 y definidas por el estándar SAE J1772 como nivel 2, se realizó mediciones de corriente, tensión, potencia y nivel de armónicos producidos durante la recarga de las baterías del vehículo eléctrico. Estos datos son utilizados para simular la estación de carga en el software PSIM®, en el cual también se implementa un alimentador de la ciudad de Cuenca. Mediante la imposición de varios casos con diferentes números de estaciones de carga se analiza el impacto en la capacidad del sistema y en la calidad de la energía, obteniendo que la capacidad del alimentador no presente mayor afectación, más aun tomando en cuenta que se analizó bajo las condiciones desfavorables. Desde el punto de vista de calidad no presenta afectación siendo el valor más elevado el  $THDi$  de 6.93% y 1.36% el  $THDv$ , valores que se encuentra por debajo de la de normativa 004/01 del ARCONEL y el estándar IEEE 519-2014.

El segundo tipo de estación estudiada es de carga rápida, para la caracterización se realiza un diseño de la estación en PSIM®, que cumpla con el estándar CHAdeMO, se utiliza dos etapas AC/DC y DC/DC cumpliendo las especificaciones de dicho estándar. Con el simulador se obtienen las mediciones de voltaje, corriente y potencia, así como el nivel de armónicos. El

análisis se realiza de forma similar del caso de una estación de carga nivel 2, empleando la información de la empresa de distribución de energía local y el software CYME. Se obtuvo menor nivel de armónicos frente a la primera estación con valores de THDi de 2.87 % y un THDv de 0.49%, y menores comparados con otro tipo de estaciones existentes.

Por último, se evalúa como el ingreso de estas nuevas cargas modifican la curva de demanda actual, al evaluar siempre se usa las peores condiciones. El esquema tarifario ayuda a la utilización en horas de bajo consumo, sin embargo, con el objetivo de la utilización eficiente de la energía es necesario la utilización de la recarga inteligente para repartir la demanda de las estaciones en el horario de bajo consumo.

Autor: José María Salmerón Ozores (2012)

Institución: Universidad Carlos III (España)

Título: *Diseño de la instalación eléctrica de una electrolinera.*

El presente proyecto fin de carrera, tiene por objetivo, el estudio de los principales medios de recarga de vehículo eléctrico, haciendo hincapié, en el estudio concreto de un sistema de recarga rápida o electrolinera, en la que podemos encontrar un número limitado de cargadores, que recargan el vehículo eléctrico, entre 15-30 minutos, en un 80%.

Se decidió realizar este tipo de instalación, por la necesidad que supone tener la energía suficiente para el correcto funcionamiento del vehículo eléctrico, en un tiempo, más o menos, corto. Lo que se intenta conseguir con una electrolinera, es similar a lo que hoy día sucede en las gasolineras, en la que el tiempo de repostaje de un vehículo con un motor de combustión interna, suele rondar entorno a los 10 minutos, en función de la afluencia que tenga la gasolinera en el momento de repostar.

A lo largo de todo el documento se hace referencia a artículos e instrucciones reglamentarias necesarias, para el correcto desarrollo del proyecto, y con el fin de poder dar soluciones a los problemas encontrados durante todo el desarrollo de este.

El proyecto empieza con el desarrollo de una línea de Media Tensión, con una tensión de 20 kV, la cual es propiedad de la empresa Iberdrola, y que se usara únicamente para alimentar nuestra instalación.

Mediante un entronque aéreo-subterráneo, la línea de MT, alimenta un centro de transformación, de abonado en punta, con una potencia instalada de 630 kV, para abastecer correctamente la instalación necesaria para el desarrollo de una electrolinera, la iluminación exterior de esta, y el emplazamiento de un Área de servicio.

La instalación de la electrolinera, está formada por 8 cargadores, en los que el cliente tiene total autonomía, para la recarga del vehículo eléctrico. Los cargadores de Schneider Electric, cuenta con un interfaz máquina-hombre, mediante la cual el cliente puede realizar el mismo la recarga, siguiendo los pasos indicados en la pantalla del cargador.

La reglamentación vigente, es de obligatorio cumplimiento, abordando desde instalaciones en Media Tensión hasta instalaciones en Baja Tensión, sin olvidarnos de la reglamentación, que regula la recarga del vehículo eléctrico y viene establecida según ITC.

Autor: Alejandro Torres López (2013)

Institución: Instituto Politécnico Nacional (México)

Título: *Sistema de carga de paneles solares con baterías de autos eléctricos.*

En esta tesis se presenta el diseño de una instalación eléctrica fotovoltaica aislada para realizar la carga de la batería de un auto eléctrico.

En el capítulo 1 se presenta un panorama de los paneles fotovoltaicos, lo cual consistió desde que es una celda solar, las partes que constituyen el panel solar y sus diferentes conexiones (serie, paralelo y mixto).

En el capítulo 2 se habla de las diferentes baterías que existen en el mercado para la realización de instalaciones eléctricas fotovoltaicas, de sus elementos químicos y de la cantidad

de tensión que generan por celda. Tomando en cuenta que algunas baterías no proporcionan la potencia requerida, se realizó la selección de la batería más adecuada a los requerimientos de potencia.

Para el diseño de la instalación eléctrica fotovoltaica se consideraron ciertos términos y formulas, así como también algunos datos de diversas organizaciones como son las horas de sol pico y la radiación solar que hay anualmente en México para la realización de las operaciones como se muestra en el capítulo 3.

Se desarrollaron los cálculos necesarios en el capítulo 4 para el diseño de la instalación eléctrica fotovoltaica aislada, mediante estos cálculos se determinó el número de paneles fotovoltaicos y baterías necesarios para dicha instalación, considerando los tres tipos de carga, rápida 30 minutos, normal 4 horas y normal 8 horas.

Por último se realizaron los diagramas de conexión de los paneles solares, baterías y convertidores, para los tiempos de carga de 30 minutos, 4 horas y 8 horas; se efectuaron los cálculos necesarios para el diseño del convertidor de CD-CD elevador Cúk y del filtro del convertidor de CD-CA y posteriormente se utilizó el paquete computacional PSpice (OrCAD) para obtener las respuestas de los convertidores bajo las condiciones de la carga conectada.

## **Regulaciones**

- Ley № 7447 Regulación del Uso Racional de la Energía.
- Ley № 9518 Ley de Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico.
- Pliego de Tarifas Eléctricas Instituto Costarricense de Electricidad.

## Diagnóstico

El proyecto se realizará en el Grupo ICE, dado a que el tema en estudio es bastante nuevo en el país, fue necesario investigar la situación actual que vive Costa Rica y dicha institución con respecto a la movilidad eléctrica, puntos de carga, proyectos en ejecución y regulación vigente. El resultado de dicha investigación se describe en el presente apartado.

De acuerdo con el escenario más conservador que estima el Laboratorio de Investigación en Potencia y Energía de la Universidad de Costa Rica, en los próximos 15 años la flotilla de automóviles eléctricos que transitan por las carreteras costarricenses pasará de las actuales 650 unidades a unas 204.000. La matriz eléctrica nacional, renovable en casi un 100%, es el principal elemento que potencia la adopción rápida de esta tecnología, pues conlleva un beneficio medioambiental inmediato.

A continuación se muestra una gráfica del crecimiento anual estimado al año 2023 según el Laboratorio de Investigación en Potencia y Energía de la Universidad de Costa Rica, donde se muestra un aumento exponencial de la flotilla de vehículos eléctricos:

Tabla Acumulado							
Detalle	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ingresos anuales de vehículos	71 230	77 641	84 628	92 245	100 547	109 596	119 460
% Ingreso V.E.		1,0%	2,0%	3,0%	4,5%	7,5%	12,5%
Inscripciones V.E. (unidades)	21	776	1 693	2 767	4 525	8 220	14 932
Acumulados V.E.	150	926	2 619	5 386	9 911	18 131	33 063
Potencia max. pico (MW)	1	7	20	41	76	139	254
GWh anuales	0,2	1,4	4,1	8,3	15,4	28,1	51,2

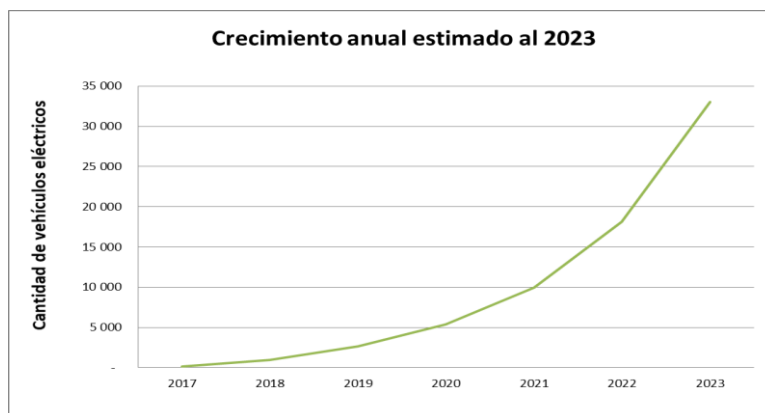


Figura 16. Crecimiento anual de vehículos eléctricos al 2023

Fuente: CNFL

El otro elemento que da impulso a la adopción de la tecnología de vehículos eléctricos, es la Ley de Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico (Ley 9518), aprobada en diciembre del 2017 y vigente desde febrero de 2018, pues libera de impuestos de importación a los nuevos vehículos, e incluso los exime de pagar el impuesto a la propiedad de vehículos, principal componente del marchamo, por un plazo de 5 años.

La promoción de esta ley entre 2017 y 2018 incremento la flotilla de transporte eléctrico, pasando de 350 unidades a aproximadamente 650. Esta cifra incluye una compra de 100 unidades realizadas por el ICE para incorporar a su flota vehicular, el resto corresponde en su mayoría, a propietarios de la sociedad civil.



**Figura 17. Segundo punto de carga de la CNFL**

**Fuente: CNFL**

Investigaciones realizadas por el Laboratorio de Investigación en Potencia y Energía han revelado que el país tiene las condiciones necesarias para que el parque de vehículos eléctricos siga creciendo.

Costa Rica escogió el formato tecnológico estadounidense, esto significa que todos los vehículos que lleguen deben cumplir con estipulaciones técnicas estándar, el paso que sigue es la creación de la infraestructura necesaria para que los costarricenses puedan viajar a lo largo y ancho del país, con la certeza de que encontrarán puntos de recarga rápida, que permita cargar los vehículos en un periodo igual o menor a media hora.

Por el momento posterior a un análisis del territorio nacional, el ICE ha establecido tres etapas para la colocación de puntos de recarga. Una etapa mínima, con 34 puntos importantes (entre ellos, Liberia, Quepos y Pérez Zeledón); una etapa media, con 9 puntos de recarga más y una etapa robusta, con 4 más, para un total de 47.

El laboratorio de la UCR, también ha asesorado al ICE en temas relacionados con movilidad eléctrica y desde mediados de 2018 realiza pruebas de campo en vehículos eléctricos de diferentes marcas y modelos, para evaluar sus rendimientos en arranque, velocidad y torque. El investigador agregó que el crecimiento esperado de la flota vehicular podrá ser cubierto sin problemas por la infraestructura eléctrica actual, pues el incremento en la demanda está cubierto inclusive por la oferta actual.

Costa Rica se comprometió a reducir el 25% de las emisiones para el 2030, esto lo llevaría a ser uno de los primeros 5 países en el mundo en cumplirlo. La batuta en esta materia la lleva el ICE junto con su subsidiaria, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), la primera entidad de la región centroamericana en contar una terminal de carga rápida, la cual se ubica en Escazú y sería el tipo de punto de carga a utilizar para el diseño que se propone con este proyecto, a fin de optimizar los tiempos de espera de los usuarios y mejorar la experiencia.

En la actualidad, el ICE ejecuta un Plan de Movilidad Eléctrica que desarrolla de la siguiente manera:

- Participación en política pública: Por medio de trabajo continuo con el MOPT y el MINAE. En este momento trabajan en 3 reglamentos.
- Liderar con el ejemplo: Durante el 2018 adquirió 100 vehículos eléctricos, cuyos conductores han sido capacitados como promotores.
- Red de recarga rápida: Licitación de 28 cargadores rápidos y 12 semirrápidos para parques nacionales. Además, adquirirá una plataforma de administración y un app transaccional.
- Estrategia de comunicación y educación: Presencia en medios de comunicación y actividades educativas y de divulgación.
- Financiamiento: Alianza con fondo interno de empleados, para promover el cambio tecnológico.

- Oportunidad de oferta de servicios: Análisis de la posibilidad de brindar asesorías, venta o complementos, leasing, entre otros.

### **Ley reguladora para la generación de energía para autoconsumo**

Según lo indicado en la resolución RJD-030-2016 publicada en el diario La Gaceta Nº 186, se publicó el “Reglamento Generación distribuida para autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación neta sencilla”, el cual expresa explícitamente lo siguiente:

En la generación distribuida con neteo simple, el generador vierte la energía consumida, originándole un derecho a un consumo diferido de la energía producida e incorporada a la red. Para efectos de verter los excedentes generados, el generador requiere acceso y conexión a la red de distribución. Red y servicio de distribución que son regulados.

Según lo establecido en la norma AR-NT-POASEN:

#### ***Artículo 30. Solicitud de conexión al SEN***

“En toda solicitud de conexión al SEN, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, según corresponda, deben efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica, los cuales deben ser evaluados y aprobados por el Operador del Sistema, salvo para plantas interconectadas a la red de distribución nacional, con potencias inferiores o iguales a 1 MW”.

#### **Medición neta de electricidad**

El balance neto o medición neta de electricidad es un esquema de utilidad general para el uso y pago del recurso en el cual un cliente que genera su propia energía eléctrica puede compensar los saldos de energía de manera instantánea o diferida, permitiendo a los consumidores la producción individual de energía para su propio consumo, compatibilizando su curva de producción con su curva de demanda.

Este sistema es utilizado, generalmente, por consumidores que poseen una pequeña instalación de energías renovables (eólica o fotovoltaica principalmente), y permite verter a la red eléctrica el exceso producido por un sistema de autoconsumo con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento. De esta forma, la compañía eléctrica que proporcione la electricidad cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo, descontará en el consumo de la red de la factura, los excesos vertidos a la misma, el cual se realiza mediante un contador bidireccional que permite medir la electricidad en ambos sentidos, la consumida y la vertida a la red. Esto permite hacer uso de la electricidad producida en exceso.

### **Libre acceso a la red de distribución nacional**

El artículo 123 de la Norma Técnica POASEN, actualmente, propone: “El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovable es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, que, con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además, deberá contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.”

Se solicita aclarar en el texto del artículo que la concesión de servicio público se necesita únicamente para la medición neta compleja, pues actualmente, el texto es omiso y se podría interpretar que para la medición neta sencilla también se requiere concesión. Ello no es necesario de conformidad con la legislación vigente, pues con la medición neta sencilla no hay venta ni reconocimiento económico de energía, por cuanto no se configura el servicio de generación de energía regulado en el artículo 5 de la Ley N.º 7543.

Para el caso, se propone el siguiente texto:

“El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo, a partir de fuentes de energía renovable, es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones

técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas y comerciales y con los requisitos establecidos en esta norma que, con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además, para la medición neta compleja se deberá contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.”

### **Artículo 131. Modalidades de régimen contractual**

Para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de distribución que suministre energía a la red de la empresa, se establecen dos modalidades:

Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio). Página 96 de 108: Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.

Medición neta compleja con liquidación anual (venta de excedentes). Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, y se vende el saldo anual de excedentes a la empresa distribuidora mediante una liquidación el día 1° de diciembre de cada año. Para tal efecto, el periodo de liquidación comprende del 1° de diciembre del año anterior al 30 de noviembre del año de la liquidación.

En ambas modalidades de régimen contractual, tanto en el caso de excedentes de producción como en el caso en cual el consumo iguale a la producción, el generador en pequeña escala deberá cancelar mensualmente a la empresa el costo del acceso a la red de distribución, de acuerdo con el pliego tarifario vigente.

Según se indica en las cláusulas contractuales mínimas, Capítulo XII, ubicado en el artículo 133 de la norma POASEN, se citan los requerimientos mínimos para que sea posible conectar un micro o mini generador en paralelo a la red:

### **Artículo 133. Cláusulas contractuales mínimas**

El contrato para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de la empresa distribuidora deberá contemplar al menos las cláusulas siguientes:

- Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse en el contrato.
- Objeto y alcance contractuales incluidas las obligaciones que se impongan a las partes.
- Normas jurídicas que forman parte del contrato y rigen para su aplicación y alcances, con mención al menos de la Ley N, ° 7593 y sus reformas, los reglamentos y las leyes conexas; así como las normativas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Regulatoria, específicamente la presente norma.
- Régimen contractual elegido por el abonado-usuario de acuerdo con el artículo 131 de esta norma.
- Obras y equipos que forman parte de la conexión, así como los límites físicos de propiedad y responsabilidad.
- Los aspectos operacionales de la conexión y operación del generador en condiciones normales y de contingencia.
- Convenio de responsabilidad y de condiciones técnicas de operación y mantenimiento.
- Derechos y condiciones de acceso de personal de la empresa distribuidora a las instalaciones del generador.
- Especificaciones de duración, terminación, modificaciones y cancelaciones del contrato.

Cualquier otro aspecto importante que regulen los deberes y derechos de las partes.

### **Artículo 151. Obligaciones de los generadores en pequeña escala para autoconsumo**

Será responsabilidad de los generadores:

- Cumplir con las disposiciones técnicas establecidas en esta norma que les competan.
- Construir y mantener en buen estado las instalaciones de interconexión.

- Operar y mantener sus equipos de acuerdo con los requisitos establecidos en esta norma y con los que las empresas eléctricas establezcan con base en sus disposiciones.
- Adquirir y mantener la póliza de responsabilidad civil indicada en el artículo 149 de esta norma.
- Permitir a las empresas eléctricas, en forma debidamente coordinada, inspeccionar las instalaciones y los equipos del generador en aras de la seguridad operativa y del resguardo de la calidad del suministro eléctrico.

#### **Artículo 156. Precios para la compensación de excedentes**

El precio aplicable para la compensación económica de los excedentes de producción, en el régimen contractual “Medición neta compleja, con liquidación anual”, será el correspondiente al precio y estructura tarifaria que establezca la Autoridad Reguladora oportunamente.

#### **Artículo 157. Facturación, modalidad contractual y “Medición Neta Sencilla”**

Para el caso de los generadores bajo la modalidad contractual de “Medición Neta Sencilla”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero) la empresa eléctrica deberá indicarlo en la facturación (KWh excedentes), a efectos de compensar al generador por dicho excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al mes de diciembre de cada año.

En el caso de una igualdad entre el consumo y la producción (consumo neto igual a cero), la empresa eléctrica deberá facturar al generador el monto correspondiente al costo de acceso, indicado en el artículo 132 de esta norma.

**Artículo 158. Facturación, modalidad contractual “Medición Neta Compleja”**

En la modalidad contractual “Medición Neta Compleja”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero), la empresa deberá indicarlo en la facturación y acumular el exceso de producción a efecto de descontar dicha energía en el mes o meses siguientes.

En cada mes la empresa deberá descontar del consumo del interesado la energía acumulada del mes o meses anteriores, y cobrar al generador el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma; independientemente de que el consumo neto del mes facturado sea cero, o que exista un consumo neto menor a cero o un consumo neto mayor a cero que pueda compensarse del excedente de producción acumulado de meses anteriores.

**Artículo 159. Liquidación anual**

Para la modalidad contractual “Medición Neta Compleja”, en la facturación del mes de diciembre la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha aplicándoles el precio de la energía correspondiente a la estructura tarifaria vigente en el momento en que esos excedentes se produjeron. (Aresep, 2018)

**¿Qué es el Contrato de servicio de interconexión esquema generación distribuida modelo de contratación medición neta sencilla?**

Este contrato es accesorio al Contrato de Suministro Eléctrico que existe entre la CNFL S.A. y el Cliente PRODUCTOR –CONSUMIDOR, se establecen en él una serie de obligaciones y condiciones para la puesta en servicio de sistemas de generación distribuida para autoconsumo con la red de distribución eléctrica, según lo establecido en el decreto 39220-MINAE “Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo contratación medición neta sencilla.

**¿Qué es la tarifa de acceso?**

Es definida por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, ARESEP. La tarifa se cobra sobre todos los kWh que el PRODUCTOR-CONSUMIDOR retire de la red de distribución luego de haberlos depositado en la red. Los kWh que se retiren de la red sin haberlos depositado se cobran con base en los pliegos tarifarios debidamente aprobados.

**¿En qué consiste el almacenamiento y retiro de energía?**

La generación de autoconsumo consiste en que el cliente deberá consumir el 51% de la energía que genera anualmente como mínimo pero deberá inyectar solamente el 49% de la energía generada como máximo; cualquier adicional de energía generada será donado por el cliente a la empresa de distribución. La liquidación del sistema se hará por año calendario (31 de diciembre).

## **Limitaciones**

- No se cuenta con suficientes fuentes de información en Costa Rica con respecto a puntos de carga rápida, ya que actualmente solo hay uno instalado en el país y por ende dichas fuentes se limitan a la empresa que se encargó de su instalación.
- Considerando que el mercado de vehículos eléctricos aún es pequeño y que solo en Escazú han instalado un punto de carga rápida, no se tiene suficientes datos estadísticos para determinar la potencia requerida por uso y energía consumida promedio, por ende el cálculo de la misma deberá ser tomado de la ficha técnica que proporcione en este caso la empresa que lo instaló y de los supuestos que se establezcan para el diseño.
- Se cuenta con la limitante de no tener estadística suficiente para determinar con precisión cuales serían los costos de mantenimiento de los cargadores, ya que el único de punto de carga con las mismas características que el utilizado para el diseño, fue instalado hasta el año pasado, por lo que la compra de estos cargadores no se incluiría en el análisis financiero.

## **CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO**

### **Enfoque de la investigación**

El tipo de investigación empleado para el presente estudio es de tipo exploratorios o investigativo.

El primer nivel de conocimiento científico sobre el problema de investigación se logra a través de estudios de tipo exploratorio; tienen por objetivo, la formulación de un problema para posibilitar una investigación más precisa o el desarrollo de una hipótesis.

El investigador debe tener claridad acerca del nivel de conocimiento científico desarrollado previamente por otros trabajos e investigadores, así como la información no escrita que posean las personas que por su relato puedan ayudar a reunir y sintetizar sus experiencias. Cuando el investigador construye un marco de referencia teórico y práctico puede decirse que este primer nivel de conocimiento es exploratorio, el cual puede complementarse con el descriptivo, según lo que quiera o no el investigador.

La investigación de tipo exploratoria utilizada en este proyecto consiste en realizar un diagnóstico de los puntos de carga instalados en el país y tendencias a nivel internacional, con base a la recolección de información que se realice en dicha etapa, se realizará el diseño de un prototipo que permita brindar el mismo servicio pero de una forma más eficiente, rentable y con mayores funcionalidades que el actual.

### **Método de investigación**

Para la recolección de la información necesaria para resolver el problema planteado en este proyecto, se iniciará con un diagnóstico de la situación actual costarricense en cuanto a la instalación de puntos de carga rápida, realizando consultas puntuales a las empresas líderes en el país en dicho tema, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Por otra parte, se investigarán tendencias a nivel internacional que hayan

implementado otras empresas con respecto a los puntos de carga e innovaciones que podrían aplicarse en Costa Rica.

Finalizado el diagnóstico, con base en las recomendaciones que emitan los expertos de la CNFL se elegirá el tipo y marca de punto de carga a utilizar para el diseño de la electrolinera, con base en sus especificaciones técnicas se determinará el consumo energéticos que este requiere para poder estimar y establecer el valor de potencia eléctrica que deberá suministrarse bajo la fuente de alimentación a evaluar en cada escenario.

Posterior a los cálculos de consumo para los puntos de carga que se proponga instalar, se desarrollarán tres escenarios para su instalación, un sistema de alimentación por medio de la red eléctrica del proveedor de servicios y una segunda mediante generadores fotovoltaicos, de forma que se pueda determinar cuál podría ser la fuente de alimentación más rentable para el sistema.

Para los respectivos diseños que se desarrollen según cada escenario, se utilizará el Código Eléctrico vigente y lo establecido en la Norma Técnica POASEN con respecto al uso de autoconsumo de energía, para evaluar la posibilidad de incorporarlos como principal fuente de alimentación de la electrolinera, la recomendación se basará tanto en los aspectos técnicos como financieros que determinen cual es el mejor opción.

### **Fuentes de información**

Para esta investigación se tendrán distintas fuentes de información, entre las cuales destaca, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), quienes suministrarán el principal insumos en relación con la situación actual del país en el tema de puntos de carga y realizarán recomendaciones al proyecto a ser tomados en cuenta en el apartado de propuesta y análisis de resultados.

Por otra parte, el INM será una fuente de suma importancia para aspectos relacionados con el cálculo del sistema de generación fotovoltaica. Además se consultarán distintas fuentes bibliográficas que se irán indicando en el marco referencial para posteriormente aplicar los

conocimientos teóricos en las fases de diseño y análisis, con el fin de dar solución al problema planteado y en búsqueda de cumplir con los objetivos propuestos.

Otra fuente de información a tomar en cuenta, será aquella que se derive de las fichas técnicas de los equipos o dispositivos que se incorporen al punto de carga, la cual será proporcionada por los distintos comerciantes de estos dispositivos y el criterio experto de los consultores que colaboren.

### **Variables o Unidades de Análisis**

Entre las variables más significativas que se deberán considerar en este proyecto se encuentran las de carácter cuantitativo y cualitativo, de manera que se pueda tener claro aquellos indicadores que permitan evaluar o al menos proyectar, las mejoras que se podrían obtener con la implementación de una electrolinera con puntos de carga rápida, alimentada con energía limpia tal como se propone para la fase de diseño, entre las cuales se mencionan las siguientes:

- Consumo del punto de carga
- Tiempo ( Carga de batería)
- Capacidad de generación del sistema fotovoltaico
- Calidad de la recarga
- Dimensionamiento de conductores y protecciones
- Costos de inversión y operativos

### **Instrumentos**

Entre los instrumentos a utilizar se mencionan los siguientes:

- Puntos de carga rápida instalados (Electrolinera)
- Voltímetros
- Medidores de radiación solar
- Hojas de cálculo Excel

- Código Eléctrico
- Aplicaciones móviles

Adicionalmente, mediante estadística se obtendrán datos de demanda, elementos de diseño, estimación de cargas y otros parámetros que facilitarán la realización de los diseños respectivos. Por otra parte, los cálculos y fórmulas matemáticas para generar datos secundarios que no están de manera explícita y que son necesarios para el análisis de los resultados.

### **Proceso para la recolección y análisis de datos**

Para el proceso de recolección de información que se realice durante la etapa de diagnóstico, se utilizarán herramientas de registro como tablas, repositorios de información, encuestas y el uso de aplicaciones móviles enfocadas al diseño eléctrico para facilitar cálculos y comparar resultados.

Por otra parte, en el proceso de análisis se hará uso principalmente de gráficas, tablas programadas en Excel e indicadores que permitan visualizar el comportamiento de los elementos claves a evaluar y que una vez procesados faciliten la decisión de cuál escenario indicar en el apartado de propuesta del documento.

## **CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS**

En este apartado se realiza un análisis de los principales resultados obtenidos durante la elaboración del diseño eléctrico para la instalación de la electrolinera, además de los escenarios para alimentación de la misma que fueron comparados y evaluados en el capítulo de propuesta. Por otra parte, con base en los conocimientos y experiencia adquirida se realizarán algunos análisis derivados de supuestos y variables que por el limitante tiempo no pudieron ser desarrollados en esta tesis pero que aportarían gran valor al tema en estudio.

### **Cargadores de carga rápida (modo 4)**

Para efectos de este proyecto, tal y como se indicó desde el objetivo general se elige para el diseño de la electrolinera los cargadores de carga rápida o modo 4, dicha elección se basa en la necesidad de los usuarios que tienen un vehículo eléctrico de poder realizar su recarga de forma efectiva y en el menor tiempo posible, de manera de que si cambian su vehículo de combustión interna a uno eléctrico, el tiempo que tarden en cargarlo no sea un impedimento.

Ahora bien, es importante evaluar para efectos de este proyecto la relación costo-beneficio de utilizar este tipo de cargador, ya que la diferencia en costo con respecto a uno de modo 2 o 3 que es lo que predomina hasta el momento en el país es bastante. Se debe evaluar si para la empresa es rentable utilizar infraestructura de este tipo para ser comercializado bajo una tarifa como la que hoy se cobra por un servicio normal de electricidad o si debería establecerse una más alta que incorpore una recuperación sobre la inversión más una ganancia, tal y como se ha realizado en otros países donde ya cuentan con electrolineras de este tipo.

A pesar de que se tiene un estudio que proyecta el crecimiento de la flota vehicular eléctrica en los próximos 5 años, es necesario que CNFL determine una demanda tomando en cuenta el porcentaje de esos vehículos que podrían estar utilizando la electrolinera a implementar en la Uruca y así poder realizar ajustes en el diseño a nivel de cargas, tarifas en caso de establecerse y picos de demanda, ya que en este estudio debido a la poca información que se tenía debieron utilizarse supuestos.

## **Autogeneración o Red de Distribución Eléctrica**

Con el fin de evaluar los dos escenarios para determinar la más rentable a utilizar como fuente de alimentación para la electrolinera, en este documento se realiza un diseño para ambas opciones. Para la comparación de ambos, el criterio de selección utilizado principalmente fue el aspecto económico, ya que a nivel técnico o de diseño ambas alternativas habían sido desarrolladas y eran viables.

De los resultados obtenidos, se puede indicar que el sistema fotovoltaico es una opción más rentable para la puesta en operación de una electrolinera de este tipo que alimentarla con la Red de Distribución Eléctrica, ya que solamente con el ahorro por no pagar la tarifa establecida por uso de la red, se puede recuperar la inversión realizada en el sistema en un periodo de 4 años y seguir generando ahorro durante 16 años más.

De los cálculos realizados fue posible identificar que entre mayor sea el consumo de energía que se vaya a tener mayor podría ser el ahorro al utilizar un sistema fotovoltaico, esta teoría fue posible comprobarla en el apartado “Cantidad teórica de paneles a utilizar”, ya que al evaluar 3 escenarios en los que se aumentaba y disminuía la cantidad teórica de paneles, se observa como el comportamiento del ahorro crece al generar más energía o utilizar un número mayor de paneles solares. Dicho comportamiento se debe a que cada vez hay menos meses en donde se tiene que bajar energía directamente de la red y es preferible aumentar la inversión en equipo fotovoltaico que consumir energía a una tarifa de 121 el KVA/h, dichos resultados se pueden corroborar en el apartado mencionado.

Sería interesante poder variar los porcentajes utilizados en esta tesis para poder corroborar si esta tendencia continuaría, ya que también podría llegar a suceder que al aumentar en gran medida la cantidad de paneles con respecto al valor teórico calculado comience a ser menos rentable, debido a que solo se puede usar el 49% de la energía que se produce en exceso y por ende el sobre producir en algún punto podría ocasionar que la tendencia en ahorro sea hacia abajo.

## **Potencia como factor de ahorro en la electrolinera**

Como parte de las variables analizadas en esta tesis se evalúa la potencia consumida por la electrolinera, primeramente desde la perspectiva de diseño al tener que utilizar las fichas técnicas de los puntos de carga rápida para determinar sus requerimientos de instalación debido a que no se tienen datos de su funcionamiento. Por otro lado bajo una segunda perspectiva, al tener la electrolinera un consumo de potencia tan alto, se evalúa también como podría ser abastecido por medio del sistema fotovoltaico y de esta forma representar un ahorro adicional a contemplar en el diseño del escenario 2 desarrollado en el apartado de Propuesta.

Desde una perspectiva de diseño, se estima un factor de demanda del 100% para los cargadores según lo recomendado por el Ing. Alan Blanco Coto de la CNFL, ya que el mismo participo en el proceso de instalación del punto de carga rápido ubicado en Escazú, sin embargo como parte de este análisis se recomienda hacer pruebas a los cargadores una vez instalados para determinar si no hay pérdidas significativas durante la transferencia de carga que proporciona a los vehículos, con el fin de poder hacer ajustes al diseño y optimizarlo aún más.

Con respecto a la segunda perspectiva en análisis, en el desarrollo del apartado “Cantidad teórica de paneles a utilizar” se consultó vía telefónica al personal de facturación de la CNFL si en estos momentos se realizaba un cobro por potencia al punto de carga rápido ubicado en Escazú, a lo cual respondieron que aún no y que la facturación solo se basa en el consumo eléctrico del mismo. Dado a que aún ese rubro no se factura, no se consideró en el cálculo del ahorro para dicho apartado, sin embargo mediante este análisis se procederá a cuantificarse para efectos de determinar cuánto podría aumentar el ahorro.

Escenario Comercial (Cantidad de paneles según diseño) 741 paneles															
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Totales		
Energía almacenada (mes anterior)	0	24853	48001	73629	89428	90247	82787	76630	71247	64537	59930	59223			
Energía almacenada (disponible (49%))	0	0	0	0	0	44221	40566	37549	34911	31623	29366	0			
Energía generada (KVA/h)	62797	57420	63572	52518	38764	29260	31786	32561	30011	33337	36013	49617			
Energía consumida (KVA/h)	37944	34272	37944	36720	37944	36720	37944	37944	36720	37944	36720	37944			
Energía requerida (11-10)	0	0	0	0	0	7460	6158	5383	6710	4607	707	0			
Energía sobrante (a subir a la red)	24853	23148	25628	15798	820	0	0	0	0	0	0	11673			
Bajada de red (comercializador elect)	0	0	0	0	0	7460	6158	5383	6710	4607	707	0			
Pago por facturación	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	₡ 212.155,65	₡ 175.130,07	₡ 153.081,36	₡ 190.818,18	₡ 131.032,64	₡ 20.118,46	₡ -	₡ 882.336,35		
Cobro de cargos fijos (bomb, alumbrado público, imp vent) 18% de lo consumido	₡ 829.562,08	₡ 749.281,88	₡ 829.562,08	₡ 802.802,02	₡ 829.562,08	₡ 802.802,02	₡ 829.562,08	₡ 829.562,08	₡ 802.802,02	₡ 829.562,08	₡ 802.802,02	₡ 829.562,08	₡ 9.767.424,53		
Ahorro mensual	₡ 4.608.678,24	₡ 4.162.677,12	₡ 4.608.678,24	₡ 4.460.011,20	₡ 4.608.678,24	₡ 4.460.011,20	₡ 4.608.678,24	₡ 4.608.678,24	₡ 4.460.011,20	₡ 4.608.678,24	₡ 4.460.011,20	₡ 4.608.678,24	₡ 54.263.469,60		
Ahorro por potencia	₡ 2.357.919,26	₡ 2.357.919,26	₡ 2.357.919,26	₡ 2.357.919,26	₡ 2.357.919,26	₡ 2.357.919,26	₡ 2.357.919,26	₡ 2.357.919,26	₡ 2.357.919,26	₡ 2.357.919,26	₡ 2.357.919,26	₡ 2.357.919,26	₡ 28.295.031,12		
													Ahorro por KV/h	₡ 43.613.708,72	
														Ahorro en \$ por KVA	\$46.158
														Ahorro en \$ por KV/h	\$71.148

**Tabla 2. Escenario Comercial ahorros por autogenerar**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Word 2010

Como se observa en la hoja de cálculo, con la flecha roja se señala el ahorro derivado del consumo de potencia para un año, el mismo se calcula con base en la tarifa que indica la factura del punto de carga ubicado en Escazú, la cual fue proporcionada por la CNFL, el siguiente cuadro resume las variables de cálculo:

Variables de estudio	Cifras estimadas
Potencia Consumida	206 KVA (KW)
Tarifa comercial por KVA	₡11 446,21
Ahorro por potencia	₡28 295 031,12
Ahorro por potencia en \$	\$46 158
% Aumento en el ahorro total	165%

**Tabla 3. Resultados de ahorro por autogenerar según diseño propuesto**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Word 2010

Como se puede observar, el ahorro que se podría generar con el sistema fotovoltaico en caso de que se llegue a cobrar la potencia consumida aumentaría en un 165%, lo cual refuerza aún más la elección del escenario 2 como mejor opción de diseño para la electrolinera. Sin embargo, para ampliar el estudio de esta variable, se recomienda en estudios futuros tomar en cuenta lo que pasaría con los otros picos de demanda que pueden generarse cuando el sistema

fotovoltaico no esté produciendo y si los mismos deberían cobrarse, de ser así dicho monto debería de descontarse de la factura y por ende disminuye el ahorro.

### **Indicadores financieros VAN y TIR**

Para realizar la elección de la alternativa de diseño que brinde un beneficio económico mayor a la CNFL, en el apartado de Propuesta se modela un ejercicio financiero para comparar los 2 escenarios en los que se varía la fuente de alimentación para la electrolinera, como primera opción utilizar la Red de Distribución Eléctrica y por otro invertir en un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Basado en los indicadores financieros VAN y TIR se comprueba que el escenario 2 es la opción más rentable, ya que a pesar de requerir una inversión considerable para el sistema fotovoltaico, el ahorro por autogenerar es mayor. Además basado en los escenarios variando el número teórico de paneles a utilizar, se comprueba que la TIR no varía significativamente entre uno y otro, debido a que cuando la inversión sube por aumentar la cantidad de paneles al mismo tiempo aumenta el ahorro por lo que ambas variables se compensan, el VAN aumenta.

Por otra parte, de acuerdo con la investigación realizada en relación con el resultado de la TIR en las evaluaciones financieras y dado a que la misma podía verse afectada al tener uno de los flujos de efectivo negativo, se procedió a realizar una investigación en varias fuentes de internet y con expertos del área financiera del ICE con el propósito de mitigarlo, llegando a la conclusión de que cuando se da un evento de este tipo en los flujos de efectivo, puede ocasionar que se tenga más de una TIR para dicha evaluación y la forma de estimar el correcto mediante la herramienta Excel, es utilizando la fórmula TIRM, la cual con la incorporación de otras variables adicionales proporciona la Tasa Interna de Retorno ideal.

Por lo anterior, es importante considerar que la tendencia de crecimiento del ahorro ligada al aumento en la cantidad de paneles, podría variar y estar al otro lado de la campana o curva una vez que supere su punto máximo de rentabilidad y para esto es necesario hacer estudios focalizados exclusivamente en dicho tema.

## CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

Para realizar el diseño de la electrolinera primero fue necesario entender los conceptos básicos con respecto a vehículos eléctricos y métodos de recarga para los mismos, si bien es cierto como se menciona en esta tesis la flota vehicular eléctrica está creciendo, aún más después de que se aprobará la ley 9518 en el 2017 la cual incentiva a los usuarios a adquirir vehículos de este índole.

Dado dicho crecimiento que se espera en los próximos 5 años según las proyecciones realizadas por el laboratorio de la UCR e indicadas en la etapa de diagnóstico, se debió determinar cuál de los modos de carga investigados sería el ideal para la electrolinera, de manera que la misma se asemeje lo máximo posible a una estación de gasolina y diésel para vehículos de combustión interna, para que cuando el usuario reciba el servicio, el tiempo, calidad y experiencia sean lo más similares posibles.

Con base en la información que se investigó y documentó en el marco referencial respecto a los temas mencionados anteriormente, se decide que el modo 4 de recarga que se define como puntos de carga rápida, podría ser el ideal para el concepto de electrolinera que quiere la CNFL y dado a que ya tenían un cargador de este tipo instalado en el país que demandaba un alto consumo de energía, se plantea evaluar la posibilidad de utilizar un sistema de alimentación basado en energía renovable para poder hacer el proyecto más rentable.

- Por lo tanto, se concluye que para que la electrolinera brinde al usuario una experiencia similar a la de una gasolinera, reduciendo el tiempo de recarga al máximo y sin generar un daño en los vehículos, la solución técnica más conveniente es instalar puntos de carga rápida (modo 4). Además, con el objetivo de rentabilizar su instalación se evaluó la posibilidad de alimentar el sistema mediante energía solar en vez de hacerlo con la Red de Distribución Eléctrica.

Basado en los dos escenarios de diseño que se definieron, los puntos de carga a utilizar, cantidad y las cargas generales que tiene la electrolinera, se realizó el dimensionamiento de los transformadores a utilizar, equipos de gestión para el sistema, los tableros principales y secundarios, así como los circuitos ramales respectivos.

El diseño para la instalación de la electrolinera además de contemplar los 4 puntos de carga rápida, también incorporó en sus cargas generales puntos de red para brindar conexión a internet a los clientes y sistemas de pago para reducir costos de personal e incentivar la autogestión en los usuarios.

Tal y como se indica en el apartado de Propuesta, se recomendó utilizar cargadores modelo **MC QCA50\_AL**, los cuales son capaces de brindar un potencia máxima de 50 KVA (KW) y pueden abastecer el 80% de carga de un vehículo en aproximadamente 35 minutos. Debido a que estos equipos son trifásicos se diseñó un tablero y sistema alimentación que cumpliera con dichas condiciones, mientras que para las cargas generales que en su totalidad son monofásicas se requirió de un transformador seco de 15 KVA para realizar la transformación respectiva de voltaje, todas las estimaciones y recomendación de componentes a utilizar se hicieron en cumplimiento de los establecido por el NEC 2008.

Respecto al sistema fotovoltaico, se determina que el diseño ideal para abastecer la carga requerida por la electrolinera, debe de contemplar 741 paneles CS3U-375MS STC de 375 VA (W), 3 inversores de Solaredge Trifásico a 277/480 V y una configuración de paneles por inversor de 19 series y 13 paralelos para cumplir con los valores de corriente y voltaje requeridos.

- Por lo tanto, se concluye que el diseño idóneo para la electrolinera debe estar compuesto por un sistema trifásico tanto del lado de red como del sistema fotovoltaico que pueda alimentar la demanda de potencia y energía de los cargadores con ambas alternativas, permitiendo al mismo tiempo mediante un transformador seco trabajar a baja tensión para de igual forma poder abastecer las cargas generales del sistema, tal y como muestra en el diagrama unifilar en la página 95.

De acuerdo con los resultados que se obtuvieron en la etapa de propuesta en relación con los dos escenarios de diseño y según el análisis de resultados con respecto a los mismos, se evidencia como la opción de utilizar energía solar como fuente de alimentación para proyectos de alta demanda a nivel de potencia y energía se vuelve una alternativa rentable. Sin embargo, fue necesario realizar la evaluación financiera de los escenarios identificando el comportamiento del ahorro a lo largo de la vida útil de los equipos y cuál era el beneficio esperado.

El haber realizado una evaluación financiera de los escenarios desde que se estaba definiendo la cantidad teórica óptima de paneles a utilizar, se identificó una tendencia de los ingresos, que en este caso fue creciente en relación con el aumento en la cantidad de paneles y facilitó la comprensión de los resultados obtenidos con los indicadores financieros de VAN y TIR.

El aumento en la inversión tuvo cierta proporcionalidad con el ahorro por generación energética en el caso del TIR aparte que dicho indicador estuvo por encima de la tasa de descuento utilizada. Por otra parte, el VAN aumentaba conforme lo hacía el ahorro en la facturación por generación de energía y esto permitió determinar que teóricamente el escenario 2 era la cantidad teórica de paneles a utilizar y que por supuesto la alimentación solar era más rentable para abastecer la electrolinera.

- Dado lo anterior, habiéndose determinado la viabilidad técnica de los escenarios, se concluye que el diseño número 2 utilizando un sistema fotovoltaico para alimentar la electrolinera, económicamente es el más rentable, ya que la costos generados por consumir energía directamente de la red son más mayores que los que implica invertir en dicho sistema para autogenerar la energía requerida.

## Recomendaciones

- Se recomienda utilizar los puntos de carga rápida o modo 4 con el fin de reducir el tiempo que un cliente debe esperar para cargar la batería de su vehículo en al menos un 80% y dado a que los mismos tienen un alto consumo de potencia y energía, utilizar sistemas de energía renovable para su respectiva alimentación con el propósito de optimizar costos de operación.
- Con base en los resultados de evaluación financiera, se insta a la CNFL a utilizar como fuente de alimentación para esta y futuras electrolineras sistemas fotovoltaicos u otras fuentes alternativas, las cuales generen un ahorro producto de utilizar al mínimo la Red de Distribución Eléctrica manteniendo la capacidad de abastecer la alta demanda de energía que requieren los cargadores rápidos.
- Dado a la alta inversión que conlleva implementar una electrolinera con puntos de carga rápida, se recomienda a la CNFL promover el establecimiento de una tarifa diferenciada, que les permita de alguna forma tener un retorno más pronto de la inversión y generar nuevos ingresos con la prestación de este tipo de servicios a los usuarios a nivel nacional.
- Promover e incentivar al Grupo ICE a incorporar en su Plan de Movilidad Eléctrica, instalar los nuevos puntos de carga en gasolineras para que los usuarios tengan acceso a las mismas más fácilmente y durante más horas disponible, de manera que se motive a los usuarios a realizar el cambio de tecnología y se esté preparado a nivel de infraestructura para suplir las necesidades de dichos usuarios.

## CAPÍTULO VI: PROPUESTA

### Desarrollo

Para proponer el mejor diseño de instalación, se procede a evaluar 2 escenarios para la instalación de una electrolinera, la cual estaría compuesta principalmente por 4 puntos de carga rápida, cantidad definida por la CNFL de acuerdo con la proyección de demanda vehicular eléctrica que estima la UCR, tal y como se indicó en la etapa de diagnóstico. En el primer escenario, se utilizaría como fuente de alimentación la red eléctrica nacional, mientras que para el segundo se optaría por paneles solares con conexión a la red. Ambos casos tienen en común la cantidad de cargas por alimentar con su respectivo consumo estimado, por lo que el primer paso será estimar la potencia requerida por el sistema.

### Estimación de carga demandada

Para el cálculo de las cargas demandadas, se utiliza el Código Eléctrico Nacional para determinar los factores a aplicar por iluminación, tomas, servicios generales, entre otras. En el caso de los cargadores eléctricos de carga rápida, al tener la limitante de no poseer un registro al menos anual de su consumo debido a que solamente se instaló uno en el país durante el 2018, se tomará como referencia lo indicado en la ficha técnica de los cargadores que serán adquiridos por la CNFL, para realizar la estimación de carga aproximada.

Es importante mencionar que para efectos de las estimaciones de carga, se utilizará como supuesto, un factor de potencia teórico del 100% con lo cual 1W equivaldrá a 1 VA, de esta manera no se requerirán efectuar conversiones que puedan afectar las estimaciones respectivas.

Tomando como parámetro lo indicado en la ficha técnica suministrada por CNFL con respecto al punto de carga rápida **MC QCA50\_AL** ubicado en el cantón de Escazú y que puede ser consultada en el apéndice A de este documento, se determinó una demanda pico de 50 KVA (KW) por cargador, este valor de consumo será uno de los principales para dimensionar la

capacidad del sistema al representar la carga que demandará más exigencia a nivel de alimentación.

Dado a que se instalarían 4 puntos de carga con las mismas características técnicas en la electrolinera, se determina que utilizando un factor de demanda del 100%, según la experiencia del Ing. Alan Blanco Coto de la CNFL, la potencia total demandada es de 200 kVA (KW), adicionalmente se deberán sumar las cargas generales que requiera la infraestructura para brindar el resto de servicios adicionales a los puntos de carga, datos a utilizar para el cálculo de los sistemas de alimentación en los dos escenarios a evaluar, a continuación se muestra un levantamiento de las cargas totales estimadas para la electrolinera:

<b>Cuadro de cargas demandadas</b>	
<b>Objeto de diseño</b>	<b>Demanda total en KVA</b>
Puntos de carga	200
Iluminación	1,55
Tomacorrientes	1,5
Puntos de red	1
Sistemas de cobro	1,5
<b>Total de cargas</b>	<b>206</b>

**Tabla 4. Potencia demandada para la electrolinera**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

Como se observa en el cuadro anterior, la carga total del sistema sería aproximadamente de 206 kVA (kW), por lo que para el escenario 1 será necesario dimensionar una acometida y transformador suficientemente capaz de trabajar en función de dicha demanda, mientras que para el escenario 2 la cantidad de paneles y equipos complementarios para el sistema fotovoltaico.

## **Escenario 1: Diseño de Electrolinera alimentada al 100% con la red de distribución eléctrica.**

Tomando como base la potencia pico estimada para la electrolinera de 206 kVA (kW) y de acuerdo con los parámetros establecidos por el NEC 2008, se procede a realizar el cálculo de la acometida, transformador, conductores, protecciones y demás elementos requeridos para la implementación y evaluación del primer escenario.

### *Cálculos de circuito ramales para los cargadores*

Los cuatro puntos de carga trabajarían bajo las siguientes condiciones 480 V, 3 fases, 4 hilos y con una potencia pico de 50 kVA (kW), por lo que procedemos a calcular la corriente de fase que lo alimentaría.

$$I_{Fase} = \frac{P_{max}}{V_{Fase}} \therefore I_{fase} = \frac{50 \text{ kVA}}{480V \cdot \sqrt{3}} = \mathbf{60, 14A}$$

Dado este resultado, el siguiente paso es referirse a la tabla 310.16 del NEC 2008, donde se puede constatar que el cable #4 AWG THHN Cu es el calibre apto para las fases y neutro, al soportar corrientes con un valor máximo de hasta 70 A. Para la tierra se utilizaría un cable #8 AWG THHN Cu según lo establecido en la tabla 250.122 del NEC 2008. Adicionalmente el factor de corrección por temperatura seleccionado fue de 1, ya que la zona que se eligió para instalar la electrolinera se mantiene en promedio entre los 26 ° y 30° centígrados. Para proteger el circuito que alimente los cargadores, se debe multiplicar la corriente de fase por 1.25 NEC 210.20, obteniendo una corriente resultante de 75.18 A, por lo que se debe utilizar una protección trifásica (3 polos) de 80 A conforme los valores establecidos en la tabla 240.6 del NEC 2008.

El cálculo de la tubería para las canalizaciones toma en cuenta los valores de cable seleccionados y según lo indicado en la tabla 4 del NEC 2008 los idóneos sería uno de 35 mm ( $1^{1/4}$  in) de diámetro en PVC cédula 40, contemplando una ocupación del 40% de la tubería. Para el cálculo de las caídas del voltaje, dado a que es la única característica de diseño que dista

entre los 4 cargadores debido a la distancia, a continuación se presenta el cuadro resumen con los resultados:

	<b>Distancia del tablero</b>	<b>Caída de tensión</b>
<b>Punto de carga # 1</b>	25 m	0.4%
<b>Punto de carga # 2</b>	31 m	0.5%
<b>Punto de carga # 3</b>	33 m	0.5%
<b>Punto de carga # 4</b>	34 m	0.6%

**Tabla 5. Caídas de tensión de los puntos de carga**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Word 2010

### *Cálculo de acometida para tablero principal de cargadores*

Basado en las condiciones de los 4 cargadores, con una potencia pico de 200 kVA (kW), un voltaje de 480 V, conexión trifásica, factor de demanda del 100%, se procede a realizar el cálculo del tablero y acometida para su alimentación mediante la red de distribución eléctrica, estimando como primer paso la corriente nominal.

$$I_{Fase} = \frac{P_{max}}{V_{Fase}} \therefore I_{fase} = \frac{200kVA}{480V \cdot \sqrt{3}} = 240,56A$$

Con una corriente nominal de 240.56 A se procede a calcular las respectivas protecciones del tablero, por lo que se multiplica dicha corriente por un factor de 1.25 según lo indicado en el artículo 210.20 (A) del NEC 2008, obteniendo una corriente resultante de 300.7 A, de acuerdo con dicho resultado y amparado en la tabla 240.6 del NEC 2008, se recomienda utilizar una protección trifásica de 300 A y barras del mismo amperaje en el tablero.

En cuanto a la acometida, dado a que la corriente nominal es de 240A, para las fases y neutro se utilizaría cable #250 MCM THHN Cu según lo establecido en la tabla 310.16 del NEC 2008 y para la tierra cable #2 AWG THHN Cu tomando como referencia lo indicado en la tabla 250.66 del NEC. Adicionalmente para efectos de la canalización de cable, de acuerdo con lo establecido en la tabla 4 del NEC 2008, se requeriría utilizar canalizaciones de tipo EMT de 63

mm (2½ in) de diámetro con una ocupación máxima del 40% y se tendría una caída de voltaje de aproximadamente 0.18%.

### *Cálculos de circuitos ramales para cargas generales y de servicios*

De acuerdo con la tabla de cargas demandas para el sistema que se dimensionó, entre lo que es iluminación, tomacorrientes, puntos de red y sistemas de cobro, se tendría un total de 6 KVA (KW), por lo que procedemos con base a la memoria de cálculo a realizar el dimensionamiento de los conductores y protecciones respectivos.

Para estimar las corrientes de fase se ejecuta la fórmula que se muestra más adelante para cada una de las cargas iniciando con la iluminación general y así sucesivamente, posteriormente se tabularon los resultados y con base en los mismos, según lo indicado en la tabla 310.16, la 250.122 y la 240, 6 del NEC 2008, se determinaron los calibres de cable a utilizar, puesta tierra y protecciones de corto circuito, tal y como se muestra a continuación:

#### **Calculo de la corriente de fase:**

$$I_{fase} = \frac{P_{Ramal}}{V_{Fase}} \therefore I_{fase} = \frac{750VA}{120V} = 6,25 A$$

#### **Tabulación de resultados:**

Descripción	Corriente Nominal	Calibre de cable	Tierra	Protección
Iluminación General	6,25 A	12 AGW THHN cu	12 AGW THHN cu	1P 20 A
Iluminación externa	6,67 A	10 AGW THHN cu	10 AGW THHN cu	1P 20 A
Toma corrientes	12,50 A	12 AGW THHN cu	12 AGW THHN cu	1P 20 A
Puntos de red interno	4,17 A	12 AGW THHN cu	12 AGW THHN cu	1P 20 A
Puntos de red externo	4,17 A	12 AGW THHN cu	12 AGW THHN cu	1P 20 A
Sistema de cobro #1	6,25 A	12 AGW THHN cu	12 AGW THHN cu	1P 20 A
Sistema de cobro #2	6,25 A	12 AGW THHN cu	12 AGW THHN cu	1P 20 A

**Tabla 6. Calibres de cable y protecciones para ramales generales**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Word 2010

Como se muestra en la tabla anterior, en su mayoría los circuitos ramales correspondientes a cargas generales requerirían protección de un polo de 20 A conforme los valores establecidos en la tabla 240.6 del NEC 2008 y calibre #12 AWG THHN para fases, neutro y tierra según lo establecido en la tabla 310.16 y la 250.122. Es importante recalcar que el factor de corrección por temperatura seleccionado fue de 1, ya que la zona electa para situar la electrolinería se mantiene en promedio entre los 26 ° y 30° centígrados.

### ***Cálculo de acometida para tablero de cargas generales y de servicios***

Con base en el total de potencia a consumir por cargas generales, el cual es aproximadamente 6 KVA (KW) con una conexión monofásica de 3 hilos a 208/120 V, se procede a realizar el cálculo de la acometida para su alimentación y la escogencia del tablero respectivo a utilizar.

$$I_{fase} = \frac{P_{total}}{V_{Fase}} \therefore I_{fase} = \frac{6 \text{ kVA}}{208V} = \mathbf{28,85A}$$

Con una corriente nominal de 28.85 A se procede a calcular las respectivas protecciones del tablero, por lo que se multiplica dicha corriente por un factor de 1.25 según lo indicado en el artículo 210.20 (A) del NEC 2008, obteniendo una corriente resultante de 36.06 A, de acuerdo con dicho resultado y amparado en la tabla 240.6 del NEC 2008, se recomienda utilizar una protección de dos polos de 40 A.

En cuanto a la acometida, dado a que la corriente nominal es de 28,85 para ambas fases y el neutro se utilizaría cable #10 AWG THHN Cu según lo establecido en la tabla 310.16 del NEC 2008, pero al tratarse de la acometida se recomienda calibre # 8 AWG THHN al igual que para la tierra según la tabla 250.66 del NEC. Adicionalmente para efectos de la canalización, de acuerdo con lo establecido en la tabla 4 del NEC 2008, se requeriría utilizar tubería de tipo EMT de 21 mm (¾ in) de diámetro con una ocupación máxima del 40%.

Calculada la acometida, se determina que es necesario incorporar un transformador seco de 15 KVA con voltaje primario 480 V y voltaje secundario de 208/120V, debido a que es el valor comercial más cercano a la carga demandada del tablero de cargas generales. Este transformador se conectaría al tablero principal, por lo que procedemos a calcular la acometida respectiva.

$$I_{transf} = \frac{P_{transf}}{V_{transf}} \therefore I_{transf} = \frac{15 \text{ kVA}}{480V \cdot \sqrt{3}} = \mathbf{18,04A}$$

Con una corriente nominal de 18.4 A se calcula las protecciones del tablero, primeramente multiplicando dicha corriente por un factor de 1.25 según lo indicado en el artículo 2010.20 (A) del NEC 2008, obteniendo una corriente resultante de 22.55 A, de acuerdo con este resultado y según la tabla 240.6 del NEC 2008, se recomienda utilizar una protección trifásica de 30 A ya que es el valor comercial más adecuado.

En cuanto a la acometida, dado a que la corriente nominal es de 18,04 A para las fases y el neutro se utilizaría cable #10 AWG THHN Cu según lo establecido en la tabla 310.16 del NEC 2008, ya que este soporta como máximo corrientes de 30 A, en cuanto a la tierra según la tabla 250.66 del NEC lo recomendable es utilizar calibre # 8 AWG THHN. Adicionalmente para efectos de la canalización, de acuerdo con lo establecido en la tabla 4 del NEC 2008, se requeriría utilizar tubería de tipo EMT de 21 mm (¾ in) de diámetro con una ocupación máxima del 40%.

### ***Calculo de transformador y acometida principal***

Todas las cargas descritas del tablero general y el de cargadores llegarían a un tablero principal, el cual se conectaría directamente al secundario de un transformador de pedestal a 480/207V. A continuación se procede a calcular la respectiva acometida y protecciones, iniciando con la estimación de la corriente nominal.

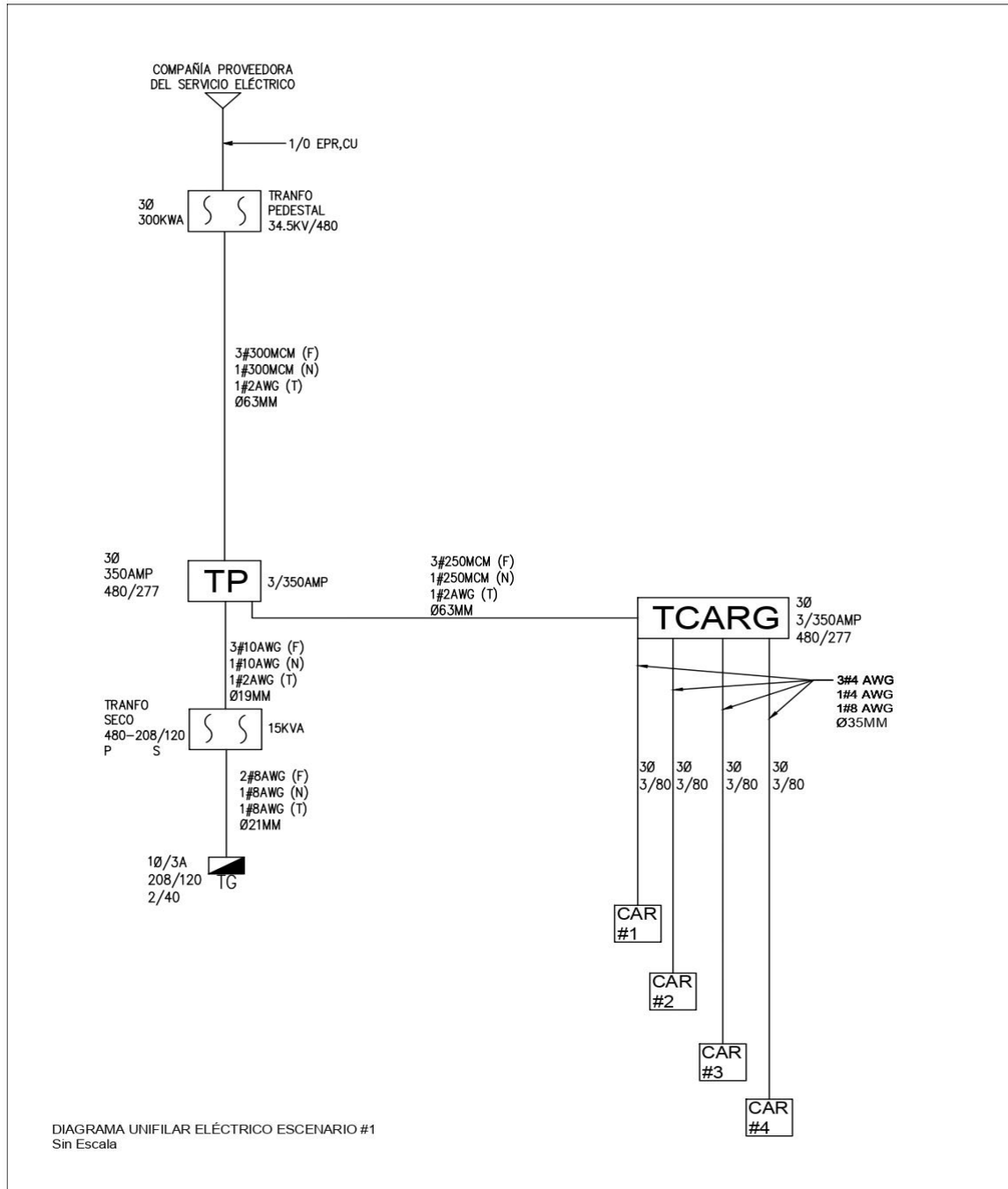
$$I_{tablero \text{ principal}} = \frac{P_{cargas \text{ del tablero}}}{V_{secundario \text{ transf}}} \therefore I_{tablero \text{ principal}} = \frac{215kVA}{480V \cdot \sqrt{3}} = \mathbf{258,60A}$$

Con una corriente nominal de 258.6 A se calcula las protecciones del tablero, primeramente multiplicando dicha corriente por un factor de 1.25 según lo indicado en el artículo 2010.20 (A) del NEC 2008, obteniendo una corriente resultante de 323.25 A, de acuerdo con este resultado y según la tabla 240.6 del NEC 2008, se recomienda utilizar una protección trifásica de 350 A.

En cuanto a la acometida, dado a que la corriente nominal es de 258,6 A para las fases y el neutro se utilizaría cable #300 MCM THHN Cu según lo establecido en la tabla 310.16 del NEC 2008, ya que este soporta como máximo corrientes de 285 A, en cuanto a la tierra según la tabla 250.66 del NEC lo recomendable es utilizar calibre # 2 AWG THHN. Adicionalmente para efectos de la canalización, de acuerdo con lo establecido en la tabla 4 del NEC 2008, se requeriría utilizar tubería de tipo EMT de 63 mm (2½ in) de diámetro con una ocupación máxima del 40%.

Con la acometida calculada anteriormente, llegaría hasta un transformador principal de pedestal trifásico 34,5KV/480V, el cual tiene una potencia de 300 KVA y se conectaría directamente a la red de media tensión donde recibiría los 34,5 KV que por lo general entrega.

## Diagrama Unifilar Escenario 1



**Figura 18. Diagrama unifilar general con sistema fotovoltaico conectado a la red**

Fuente: Elaboración Propia en AutoCAD 2013

## **Escenario 2: Diseño de Electrolinera alimentada al 100% con sistema fotovoltaico.**

Para el segundo escenario de diseño, se propone implementar un sistema que alimente en su totalidad la carga demandada por la electrolinera utilizando únicamente energía solar y que el mismo tenga conexión a la red para almacenar la energía que genere en exceso. Es importante mencionar que para efectos de este escenario ya no será necesario realizar los cálculos de los circuitos ramales respecto a cargas generales y cargadores como se hizo en el escenario 1, ya que la variación para este segundo escenario, se enfoca específicamente en el sistema de alimentación hasta llegar al tablero principal pero las cargas por abastecer serían las mismas.

El punto de partida para diseñar el sistema fotovoltaico, es determinar el consumo máximo de energía que se podría llegar a demandar en un día de uso, para lo anterior dado a que no se tiene una estadística al menos anual del consumo de energía pico que se podría demandar en un día, se tomará la potencia máxima que requeriría la electrolinera en determinado momento y se multiplicará por la cantidad de horas que trabajaría en dicha condición, para este cálculo se supondrá un periodo de tiempo de 6 horas pico en 24 horas de servicio que cubriría la electrolinera.

Bajo las condiciones mencionadas anteriormente, se tendría un valor máximo de consumo de 1224 kVA/hr/día, este valor se utilizará para proceder con el cálculo de los elementos que componen el sistema fotovoltaico, ya que representa la condición de más exigencia para el sistema. Tomando en cuenta que la estimación de horas es basada en un supuesto y no en datos estadísticos, se utiliza un periodo de horas pico acorde con la demanda de vehículos proyectada por el laboratorio de la UCR mencionado en el diagnóstico y que podría llegar a atender la electrolinera.

### ***Estimación de la cantidad de paneles***

Para la cantidad de paneles requerido por el sistema fotovoltaico a diseñar, se seleccionan los paneles solares marca Canadian Solar modelo CS3U-375MS, ya que se comercializa en el país y es uno de los más eficientes según las opciones disponibles que se analizaron. En el

apéndice B se puede observar en detalle las características técnicas de este modelo en particular, del cual se extraerán algunos datos necesarios para los cálculos de diseño.

Para determinar el número de paneles se utilizará la ecuación citada en el marco referencial:

$$N_p = E / (0.9 * W_p * HSP)$$

Donde **E= 1224 kVA/h**, representa el consumo energético pico según los cálculos realizados en el apartado anterior, una potencia de panel **W<sub>p</sub>= 375 VA (W)**, de acuerdo con lo indicado en la ficha técnica del modelo a utilizar y con un **HSP= 5.7** el cual corresponde al factor de horas pico solares, calculado con base en los datos estadísticos suministrados por el IMN y tomando como parámetro el aeropuerto de Pavas ya que era la localidad más cercana al Plantel Virilla en la Uruca, sitio donde se implementaría la electrolinera, dicha información se observa en el apéndice C de este documento. Además, para completar los elementos de la fórmula es importante indicar que para efectos del rendimiento o eficiencia energética del panel, se utilizaría un factor de **0.9** contemplando un 10% de pérdidas según lo que recomienda la teoría.

Sustituyendo los datos en la ecuación se obtiene:

$$N_p = \frac{1224KVAh/día}{(0.9 * 375VA * 5.7HSP)} = \mathbf{638 \text{ paneles}}$$

Según lo calculado se requieren 638 paneles CS3U-375MS STC (temperatura promedio en el sitio de 25° C) con una dimensión de 1.98 m<sup>2</sup> por panel para suplir la totalidad de la demanda estimada, esto lo comprobamos tomando la cantidad de paneles por el número de horas pico solares, por la potencia del mismo, obteniendo un resultado de 1364 kVA/h al día que generaría el sistema fotovoltaico dimensionado, con un sobrante de 140 kVA/h al día. De acuerdo con estos resultados se obtendría una generación promedio de energía mensual (30 días) de aproximadamente 40920 KVA/h.

### *Cantidad teórica de paneles a utilizar*

Con el fin de realizar un diseño eficiente del sistema fotovoltaico que alimentaría la electrolinera, se evalúa la relación entre la generación eléctrica estimada a obtener con el número de paneles calculados y el ahorro en la facturación de energía. Esta valoración fue realizada mediante hojas de cálculo en Excel, con las cuales fue posible proyectar el comportamiento de las variables durante un año mediante los siguientes 3 escenarios:

1. Utilizando el valor teórico de paneles
2. Utilizando un 10% más del valor teórico de paneles
3. Utilizando un 10% menos del valor teórico de paneles

#### *1. Utilizando valor teórico*

Para efectos de poder determinar cuál sería el ahorro en la facturación que podría obtener CNFL utilizando un sistema fotovoltaico conformado por 638 paneles CS3U-375MS STC de 375 VA (W), se utiliza la siguiente herramienta de cálculo:

Escenario 1 (Cantidad de paneles según calculos teóricos) 638 paneles													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Totales
Energía almacenada (mes anterior)	0	15594	30770	47572	56079	51517	39955	29424	19521	9955	5077	2589	
Energía almacenada disponible (49%)	0	7641	15077	23310	27479	25243	19597	14418	9565	4878	2488	1289	
Energía generada (KVA/h)	53538	49448	54746	45227	33382	25198	27373	28041	25844	28708	31013	42729	
Energía consumida (KVA/h)	37944	34272	37944	36720	37944	36720	37944	37944	36720	37944	36720	37944	
Energía requerida	0	0	0	0	4562	11522	10571	9903	10876	9236	5707	0	
Energía sobrante (a subir a la red)	15594	15176	16802	8507	0	0	0	0	0	0	0	4785	
Bajada de red (comercializador elect)	0	0	0	0	4562	11522	10571	9903	1311	4357	3219	0	
Pago por facturación	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	₡ 129.748,45	₡ 327.688,85	₡ 300.639,24	₡ 281.649,08	₡ 431.259,01	₡ 667.992,29	₡ 461.776,49	₡ -	₡ 2.600.753,41
Cobro de cargos fijos (bomb, alumbrado público, imp vent) 18% de lo consumido	₡ 829.562,08	₡ 749.281,88	₡ 829.562,08	₡ 802.802,02	₡ 829.562,08	₡ 802.802,02	₡ 829.562,08	₡ 829.562,08	₡ 802.802,02	₡ 829.562,08	₡ 802.802,02	₡ 829.562,08	₡ 9.767.424,53
Ahorro mensual	₡ 4.608.678,24	₡ 4.162.677,12	₡ 4.608.678,24	₡ 4.460.011,20	₡ 4.608.678,24	₡ 4.460.011,20	₡ 4.608.678,24	₡ 4.608.678,24	₡ 4.460.011,20	₡ 4.608.678,24	₡ 4.460.011,20	₡ 4.608.678,24	₡ 54.263.469,60
													Ahorro
													₡ 41.895.291,67
													Ahorro en \$ por KV/h
													\$68.345

**Tabla 7. Escenario 2.1 para cálculo de ahorro con 638 paneles**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

Como se observa en la tabla anterior, haciendo una proyección de lo que sería el consumo de energía que tendría la electrolinera durante un año contra la energía que se podría generar con el número de paneles calculado teóricamente, el ahorro en facturación que podría llegar a obtener la CNFL sería de \$68.345.

El monto de ahorro indicado en la celda inferior derecha, es producto de tomar la cantidad de energía consumida al mes que se cobraría a una tarifa de ¢121,46 por KVA/h (KW/h), pero que al ser cubierta por la generación del sistema fotovoltaico no se pagaría, menos el costo de la energía que se debe descargar de la red cuando la generación del mes no cubra la demanda. En dicho caso aquella energía que se pueda cubrir con el 49% de lo que se almacene en la red se pagaría ¢28,44 KVA/h según la ARESEP, mientras que la que no se cubra con mi exceso se pagaría a los ¢121,46 por KVA/h, dicha resta da como resultado lo indicado en la celda etiquetada como ahorro durante el año.

Una vez que se obtuvo cuanto sería el ahorro energético anual con el sistema fotovoltaico dimensionado bajo este escenario, se procedió a realizar un análisis de VAN y TIR para evaluar su rentabilidad con respecto a la inversión requerida. Dado a que los paneles tienen una vida útil de 20 años, las proyecciones de flujo de caja se hicieron a dicho plazo, en cuanto a la inversión se consultó a varios proveedores de equipos sobre los precios y características técnicas que ofrecerían al mercado, dicha información se detalla en el apéndice D.

Es importante indicar que para efectos de los equipos a ser considerados en la inversión, se utilizaron 3 inversores de 100 KW cada uno, la cantidad de paneles determinada para el escenario y los costos por instalación indicados por uno de los proveedores consultados, a continuación se muestra los resultados respectivos:

Evaluación Financiera en dolares Escenario 638 paneles																						
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	
<b>INGRESOS</b>																						
Ingresos por ahorro energético		\$68.345	\$67.824	\$67.233	\$66.641	\$66.020	\$65.397	\$64.465	\$63.774	\$63.084	\$62.393	\$61.703	\$61.004	\$60.306	\$59.608	\$58.910	\$58.212	\$57.515	\$56.817	\$56.117	\$55.415	
<b>TOTAL AHORRO EN FACTURACIÓN</b>		\$68.345	\$67.824	\$67.233	\$66.641	\$66.020	\$65.397	\$64.465	\$63.774	\$63.084	\$62.393	\$61.703	\$61.004	\$60.306	\$59.608	\$58.910	\$58.212	\$57.515	\$56.817	\$56.117	\$55.415	
<b>COSTOS</b>																						
Costos Mantenimiento		\$7.200	\$7.560	\$7.938	\$8.335	\$8.752	\$9.189	\$9.649	\$10.131	\$10.638	\$11.170	\$11.728	\$12.314	\$12.930	\$13.577	\$14.256	\$14.968	\$15.717	\$16.503	\$17.328	\$18.194	
Costo por cargos fijos		\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	
<b>TOTAL COSTOS</b>		\$23.134	\$23.494	\$23.872	\$24.269	\$24.685	\$25.123	\$25.582	\$26.065	\$26.571	\$27.103	\$27.662	\$28.248	\$28.864	\$29.510	\$30.189	\$30.902	\$31.651	\$32.436	\$33.261	\$34.128	
<b>FLUJO OPERATIVO</b>		\$45.211	\$44.330	\$43.361	\$42.372	\$41.335	\$40.274	\$38.883	\$37.709	\$36.513	\$35.290	\$34.041	\$32.756	\$31.442	\$30.098	\$28.721	\$27.310	\$25.864	\$24.381	\$22.856	\$21.287	
Valor de Rescate																					\$26.149	
<b>INVERSIONES</b>																						
Costos por Paneles	\$	140.565																				
Costos por inversores	\$	71.238											\$	71.238								
Mano de obra e instalación	\$	16.246											\$	4.874								
Logística	\$	5.332											\$	1.600								
Imprevistos	\$	2.453											\$	736								
<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>		-\$235.834	\$45.211	\$44.330	\$43.361	\$42.372	\$41.335	\$40.274	\$38.883	\$37.709	\$36.513	\$35.290	\$34.041	-\$45.692	\$31.442	\$30.098	\$28.721	\$27.310	\$25.864	\$24.381	\$22.856	\$47.436

**Tabla 8. Evaluación Financiera con 638 paneles**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

INDICADORES FINANCIEROS	
VA AHORRO POR GENERACIÓN	<b>\$571.790</b>
VA COSTOS DEL SISTEMA	<b>\$261.791</b>
VA	<b>\$314.415</b>
VAN	<b>\$78.581</b>
TIR	<b>10,8%</b>
RELACION BENEFICIO/COSTOS	<b>2,18</b>

**Tabla 9. Indicadores Financieros Escenario 2.1 para 638 paneles**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

Como se muestra en las imágenes anteriores el escenario con los 638 paneles es rentable, ya que la mayoría de flujos de efectivo son positivos durante los 20 años, se obtuvo un VAN= \$78.581 y un TIR= 10,8%, la cual está por encima del 9,3% que utiliza el departamento financiero del Grupo ICE como tasa de descuento para evaluar proyectos en dólares.

## 2. Utilizando un 10% más del valor teórico de paneles

Para evaluar este segundo escenario se aumentó la cantidad de paneles con respecto al valor teórico en un 10% lo cual equivale a 702 paneles CS3U-375MS STC de 375 VA (W). Posterior a determinar la cantidad se procedió de la misma forma que en el escenario anterior utilizando las mismas herramientas de cálculo, a continuación se muestran los resultados respectivos:

Escenario 2 (Cantidad de paneles teóricos aumentando un 10%) 702 paneles														
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Totales	
Energía almacenada (mes anterior)	0	21542	41663	63940	76970	75746	66744	58910	51811	43519	37154	34548		
Energía almacenada disponible (49%)	0	0	0	0	37715	37115	32704	28866	25387	21324	18206	0		
Energía generada (KVA/h)	59486	54393	60221	49750	36720	27718	30110	30845	28428	31579	34114	47002		
Energía consumida (KVA/h)	37944	34272	37944	36720	37944	36720	37944	37944	36720	37944	36720	37944		
Energía requerida (11-10)	0	0	0	0	1224	9002	7834	7099	8292	6365	2606	0		
Energía sobrante (a subir a la red)	21542	20121	22277	13030	0	0	0	0	0	0	0	9058		
Requerida - disponible	0	0	0	0	-36491	-28113	-24871	-21767	-17096	-14960	-15600	0		
Bajada de red (comercializador elect)	0	0	0	0	1224	9002	7834	7099	8292	6365	2606	0		
Pago por facturación	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 34.810,56	€ 256.026,05	€ 222.787,58	€ 201.901,25	€ 235.813,47	€ 181.014,91	€ 74.112,81	€ -	€ 1.206.466,63	
Cobro de cargos fijos (bomb, alumbrado público, imp vent) 18% de lo consumido	€ 829.562,08	€ 749.281,88	€ 829.562,08	€ 802.802,02	€ 829.562,08	€ 802.802,02	€ 829.562,08	€ 829.562,08	€ 802.802,02	€ 829.562,08	€ 802.802,02	€ 829.562,08	€ 9.767.424,53	
Ahorro mensual	€ 4.608.678,24	€ 4.162.677,12	€ 4.608.678,24	€ 4.460.011,20	€ 4.608.678,24	€ 4.460.011,20	€ 4.608.678,24	€ 4.608.678,24	€ 4.460.011,20	€ 4.608.678,24	€ 4.460.011,20	€ 4.608.678,24	€ 54.263.469,60	
													Ahorro	
														€ 43.289.578
														Ahorro en \$ por KV/h
														\$70.619

**Tabla 10. Escenario 2.2 para cálculo de ahorro con 702 paneles**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

Como se observa en la tabla anterior, en este caso la proyección de lo que sería el consumo de energía de la electrolinera durante un año contra la energía que se podría concebir con el aumento del 10% en la cantidad de paneles, genera un ahorro en facturación de \$70.619 lo cual equivale a un 3,3% más de ahorro con respecto al escenario 1.

Posterior a calcular el ahorro monetario por energía, se procedió a realizar la evaluación financiera bajo los mismos parámetros que el escenario anterior, a continuación se muestran los resultados respectivos:

Evaluación Financiera en dolares Escenario 702 paneles																					
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
<b>INGRESOS</b>																					
Ingresos por ahorro energético		\$70.619	\$70.517	\$70.416	\$70.314	\$70.212	\$70.110	\$70.008	\$69.765	\$69.140	\$68.204	\$67.776	\$67.071	\$66.354	\$65.612	\$64.870	\$64.119	\$63.360	\$62.600	\$61.841	\$61.074
<b>TOTAL AHORRO EN FACTURACIÓN</b>		<b>\$70.619</b>	<b>\$70.517</b>	<b>\$70.416</b>	<b>\$70.314</b>	<b>\$70.212</b>	<b>\$70.110</b>	<b>\$70.008</b>	<b>\$69.765</b>	<b>\$69.140</b>	<b>\$68.204</b>	<b>\$67.776</b>	<b>\$67.071</b>	<b>\$66.354</b>	<b>\$65.612</b>	<b>\$64.870</b>	<b>\$64.119</b>	<b>\$63.360</b>	<b>\$62.600</b>	<b>\$61.841</b>	<b>\$61.074</b>
<b>COSTOS</b>																					
Costos Mantenimiento		\$7.200	\$7.560	\$7.938	\$8.335	\$8.752	\$9.189	\$9.649	\$10.131	\$10.638	\$11.170	\$11.728	\$12.314	\$12.930	\$13.577	\$14.256	\$14.968	\$15.717	\$16.503	\$17.328	\$18.194
Costo por cargos fijos		\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934
<b>TOTAL COSTOS</b>		<b>\$23.134</b>	<b>\$23.494</b>	<b>\$23.872</b>	<b>\$24.269</b>	<b>\$24.685</b>	<b>\$25.123</b>	<b>\$25.582</b>	<b>\$26.065</b>	<b>\$26.571</b>	<b>\$27.103</b>	<b>\$27.662</b>	<b>\$28.248</b>	<b>\$28.864</b>	<b>\$29.510</b>	<b>\$30.189</b>	<b>\$30.902</b>	<b>\$31.651</b>	<b>\$32.436</b>	<b>\$33.261</b>	<b>\$34.128</b>
<b>FLUJO OPERATIVO</b>		<b>\$47.485</b>	<b>\$47.023</b>	<b>\$46.544</b>	<b>\$46.045</b>	<b>\$45.527</b>	<b>\$44.987</b>	<b>\$44.426</b>	<b>\$43.700</b>	<b>\$42.569</b>	<b>\$41.101</b>	<b>\$40.114</b>	<b>\$38.823</b>	<b>\$37.490</b>	<b>\$36.102</b>	<b>\$34.681</b>	<b>\$33.217</b>	<b>\$31.709</b>	<b>\$30.164</b>	<b>\$28.580</b>	<b>\$26.946</b>
Valor de Rescate																					\$26.149
<b>INVERSIONES</b>																					
Costos por Paneles	\$	154.666																			
Costos por inversores	\$	71.238											\$	71.238							
Mano de obra e instalación	\$	16.246											\$	4.874							
Logística	\$	5.332											\$	1.600							
Imprevistos	\$	2.453											\$	736							
<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>	<b>-\$249.935</b>	<b>\$47.485</b>	<b>\$47.023</b>	<b>\$46.544</b>	<b>\$46.045</b>	<b>\$45.527</b>	<b>\$44.987</b>	<b>\$44.426</b>	<b>\$43.700</b>	<b>\$42.569</b>	<b>\$41.101</b>	<b>\$40.114</b>	<b>-\$39.625</b>	<b>\$37.490</b>	<b>\$36.102</b>	<b>\$34.681</b>	<b>\$33.217</b>	<b>\$31.709</b>	<b>\$30.164</b>	<b>\$28.580</b>	<b>\$53.095</b>

**Tabla 11. Evaluación Financiera con 702 paneles**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

INDICADORES FINANCIEROS	
VA AHORRO POR GENERACIÓN	<b>\$613.077</b>
VA COSTOS DEL SISTEMA	<b>\$261.791</b>
VA	<b>\$355.702</b>
VAN	<b>\$105.767</b>
TIR	<b>11,2%</b>
RELACION BENEFICIO/COSTOS	<b>2,34</b>

**Tabla 12. Indicadores Financieros Escenario 2.2 para 702 paneles**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

Como se muestra en las imágenes anteriores el escenario con los 702 paneles se comporta muy similar al anterior, con la diferencia de que genera un ahorro mayor en la facturación energética y por ende los flujos de efectivo son mayores durante los 20 años, el VAN= \$105 767 y un TIR= 11,2%, de igual forma por encima del 9,3% que se utiliza como tasa de descuento pero con la particularidad de estar un 1% por encima del resultado obtenido en el escenario 2.1, mientras que el VAN incremento en \$27000 aproximadamente.

### 3. Utilizando un 10% menos del valor teórico de paneles

Para evaluar el tercer escenario se redujo la cantidad de paneles con respecto al valor teórico en un 10% para una cantidad de paneles de 574 CS3U-375MS STC de 375 VA (W). Posterior a estimar la cantidad se procedió con el mismo procedimiento que en los escenarios anteriores utilizando la misma herramienta de cálculo, a continuación se muestran los resultados respectivos:

Escenario 3 (Cantidad de paneles teóricos disminuido un 10%) 574 paneles													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Totales
energía almacenada (mes anterior)	0	10727	20958	32286	36270	28370	14468	7379	3763	1919	979	499	
Energía almacenada disponible (49%)	0	0	0	0	17772	13901	7090	3616	1844	940	480	0	
Energía generada (KVA/h)	48671	44503	49272	40704	30044	22678	24636	25237	23260	25838	27912	38456	
Energía consumida (KVA/h)	37944	34272	37944	36720	37944	36720	37944	37944	36720	37944	36720	37944	
Energía requerida (11-10)	0	0	0	0	7900	14042	13308	12707	13460	12106	8808	0	
Energía sobrante (a subir a la red)	10727	10231	11328	3984	0	0	0	0	0	0	0	512	
Bajada de red (comercializador elect)	0	0	0	0	7900	141	6219	9092	11616	11166	8329	0	
Pago por facturación	€ -	€ -	€ -	€ -	€ 224.686,34	€ 412.452,15	€ 755.320,27	€ 1.104.275,27	€ 1.410.930,42	€ 1.356.226,94	€ 1.011.624,65	€ -	€ 6.275.516,05
Cobro de cargos fijos (bomb, alumbrado público, imp vent) 16% de lo consumido	€ 829.562,08	€ 749.281,88	€ 829.562,08	€ 802.802,02	€ 829.562,08	€ 802.802,02	€ 829.562,08	€ 829.562,08	€ 802.802,02	€ 829.562,08	€ 802.802,02	€ 829.562,08	€ 9.767.424,53
Ahorro mensual	€ 4.608.678,24	€ 4.162.677,12	€ 4.608.678,24	€ 4.460.011,20	€ 4.608.678,24	€ 4.460.011,20	€ 4.608.678,24	€ 4.608.678,24	€ 4.460.011,20	€ 4.608.678,24	€ 4.460.011,20	€ 4.608.678,24	€ 54.263.469,60
													Ahorro
													ahorro en \$ por KV/h
													\$62.350

**Tabla 13. Escenario 2.3 para cálculo de ahorro con 574 paneles**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

Como se observa en la tabla anterior, para este tercer escenario la proyección de lo que sería el consumo de energía de la electrolinera durante un año en relación con la energía que se podría brindar con la disminución del 10% en la cantidad de paneles, genera un ahorro en facturación de \$62.350 lo cual equivale a un 9,6% menos de ahorro con respecto al escenario 1.

Posterior a calcular el ahorro monetario por energía, se procedió a realizar la evaluación financiera bajo los mismos parámetros que el escenario anterior, a continuación se muestran los resultados respectivos:

Evaluación Financiera en dolares escenario 574 paneles																					
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
<b>INGRESOS</b>																					
Ingresos por ahorro energético		\$62.350	\$61.673	\$60.977	\$60.221	\$59.465	\$58.710	\$57.954	\$57.198	\$56.442	\$55.706	\$54.972	\$54.223	\$53.474	\$52.725	\$51.976	\$51.227	\$50.478	\$49.284	\$48.981	\$48.245
<b>TOTAL AHORRO EN FACTURACIÓN</b>		\$62.350	\$61.673	\$60.977	\$60.221	\$59.465	\$58.710	\$57.954	\$57.198	\$56.442	\$55.706	\$54.972	\$54.223	\$53.474	\$52.725	\$51.976	\$51.227	\$50.478	\$49.284	\$48.981	\$48.245
<b>COSTOS</b>																					
Costos Mantenimiento		\$7.200	\$7.560	\$7.938	\$8.335	\$8.752	\$9.189	\$9.649	\$10.131	\$10.638	\$11.170	\$11.728	\$12.314	\$12.930	\$13.577	\$14.256	\$14.968	\$15.717	\$16.503	\$17.328	\$18.194
Costo por cargos fijos		\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934
<b>TOTAL COSTOS</b>		\$23.134	\$23.494	\$23.872	\$24.269	\$24.685	\$25.123	\$25.582	\$26.065	\$26.571	\$27.103	\$27.662	\$28.248	\$28.864	\$29.510	\$30.189	\$30.902	\$31.651	\$32.436	\$33.261	\$34.128
<b>FLUJO OPERATIVO</b>		\$39.216	\$38.179	\$37.105	\$35.952	\$34.780	\$33.587	\$32.372	\$31.133	\$29.871	\$28.603	\$27.310	\$25.975	\$24.610	\$23.215	\$21.787	\$20.325	\$18.827	\$16.848	\$15.720	\$14.117
Valor de Rescate																					\$26.149
<b>INVERSIONES</b>																					
Costos por Paneles	\$	126.464																			
Costos por inversores	\$	71.238											\$	71.238							
Mano de obra e instalación	\$	16.246											\$	4.874							
Logística	\$	5.332											\$	1.600							
Imprevistos	\$	2.453											\$	736							
<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>	-\$221.733	\$39.216	\$38.179	\$37.105	\$35.952	\$34.780	\$33.587	\$32.372	\$31.133	\$29.871	\$28.603	\$27.310	-\$52.473	\$24.610	\$23.215	\$21.787	\$20.325	\$18.827	\$16.848	\$15.720	\$40.266

**Tabla 14. Evaluación Financiera con 574 paneles**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

INDICADORES FINANCIEROS	
VA AHORRO POR GENERACIÓN	<b>\$513.183</b>
VA COSTOS DEL SISTEMA	<b>\$261.791</b>
VA	<b>\$255.808</b>
VAN	<b>\$34.075</b>
TIR	<b>10%</b>
RELACION BENEFICIO/COSTOS	<b>1,96</b>

**Tabla 15. Indicadores Financieros Escenario 2.3 para 574 paneles**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

Como se muestra en las imágenes anteriores el escenario con los 574 paneles se comporta muy similar al anterior, con la diferencia de que genera un ahorro mayor en la facturación energética y por ende los flujos de efectivo son mayores durante los 20 años, el VAN= \$34.075 y un TIR= 10%, de igual forma por encima del 9,3% que se utiliza como tasa de descuento pero con la particularidad de estar un 3% por debajo que el del escenario 1, mientras que el VAN disminuye en \$44000 aproximadamente.

Una vez modelados los 3 escenarios variando la cantidad de paneles con respecto al valor teórico obtenido, basado en los indicadores financieros VAN y TIR se procede a determinar cuál es el mejor, partiendo de que la Tasa Interna de Retorno (TIR) fue muy similar para los 3 casos pero siempre siendo mayor en el escenario 2.2, el Valor Actual Neto (VAN) es el resultado que nos permite identificar al escenario 2 como la mejor opción con una cantidad total de paneles de 702.

Al determinar cuál es la cantidad teórica de paneles que brindaría las condiciones óptimas para el sistema fotovoltaico, resulta necesario dimensionar todas las demás variables del diseño pero bajo las condiciones comerciales a implementar en la electrolinera. Por lo tanto teniendo en consideración el tipo, cantidad de paneles a utilizar y la demanda de energía por abastecer, se procederá con la selección del inversor a utilizar en el sistema.

### ***Selección del inversor***

Tomando como referencia la proyección de energía pico consumida diariamente y el número teórico de paneles que generarían las mejores condiciones a nivel financiero, se considera que el inversor a utilizar debe ser capaz de proporcionar bajo condiciones medias de funcionamiento la potencia requerida por el sistema y además contar con las características de instalación adecuadas. Por lo anterior, se selecciona el inversor marca Solaredge Trifásico a 277/480 V, con una potencia máxima de salida de 100 kVA (KW). La ficha técnica del mismo se muestra en el apéndice E de este documento.

### **Configuración de paneles en serie y paralelo**

Para determinar la configuración de los paneles en serie y en paralelo, se utilizan las especificaciones técnicas de entrada del inversor y las de salida del panel fotovoltaico seleccionado, para posteriormente aplicar las ecuaciones que se muestran a continuación:

$$N_{Serie} = \frac{V_{medio,inv}}{V_{Max,P}} \quad y \quad N_{paralelos} = \frac{I_{inv}}{I_{MaxP}}$$

Primeramente, se procede hacer el cálculo de las series tomando en consideración la tensión promedio de entrada del inversor, la cual corresponde al promedio del intervalo de 500 a 750 V indicado en su ficha técnica.

$$V_{medio,inv} = \frac{500 V + 1000 V}{2} = 750 V$$

Una vez que se obtiene dicho promedio de tensión de entrada del inversor, dividiéndolo entre el voltaje máximo del panel se calcula el respectivo número series.

$$N_{Serie} = \frac{750 V}{39.8 V} = 18.8 \cong 19$$

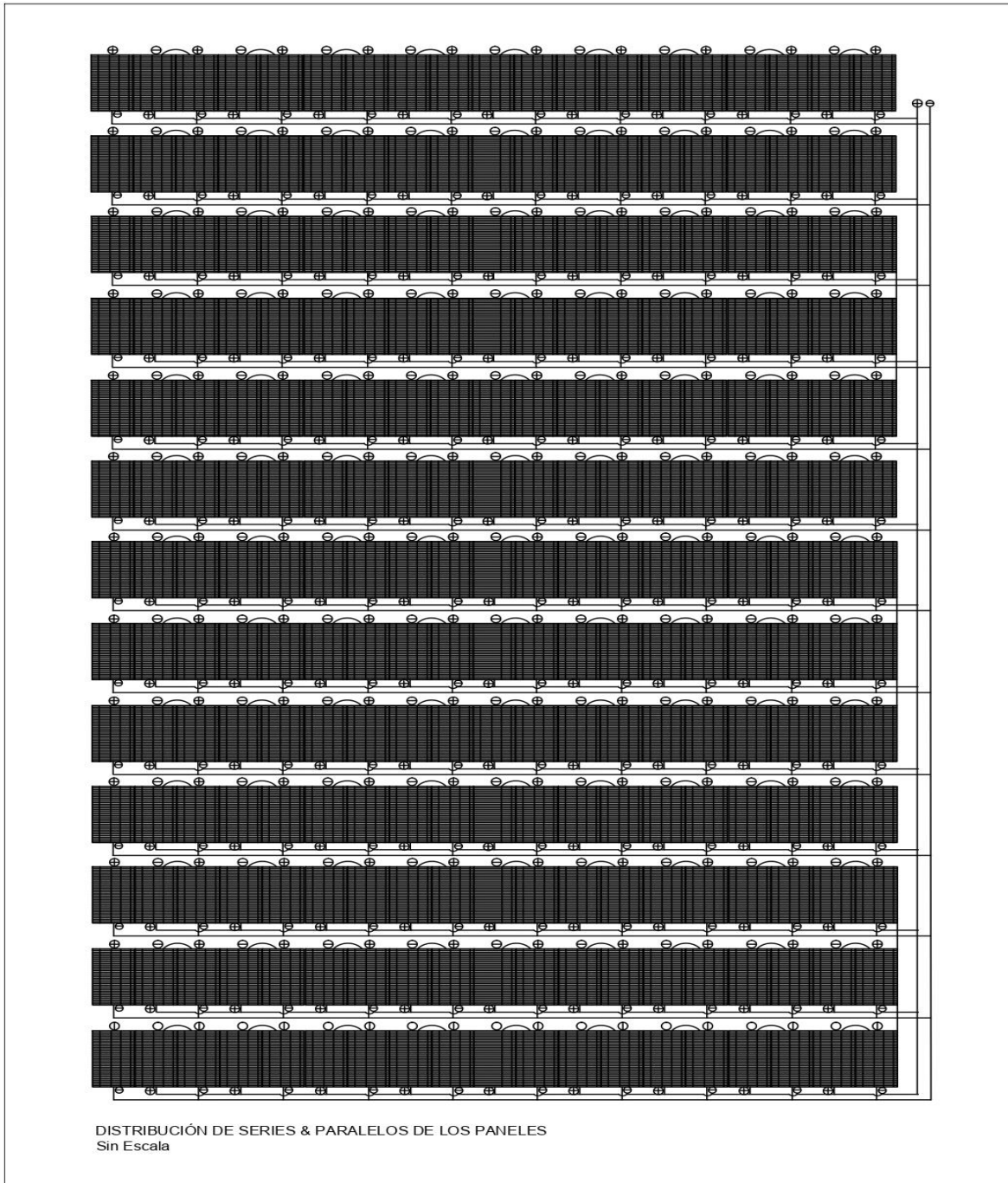
De acuerdo con el resultado anterior, se deberán realizar series compuestas de 19 paneles para poder suministrar el valor de tensión requerido.

Por otra parte, para el cálculo de los paralelos se procede aplicar la siguiente ecuación.

$$N_{Paralelo} = \frac{I_{media,inv}}{I_{MaxP}} \quad \therefore \quad N_{Paralelo} = \frac{120 A}{9.43 A} = 12.73 \cong 13$$

Según los resultados obtenidos se deben realizar 13 paralelos compuestos de 19 paneles en serie cada uno, por lo que para efectos de la instalación se procederá a conformar 3 circuitos ramales paralelos entre sí, con 13 conjuntos en paralelo de 19 paneles en serie.

## Diagrama de series y paralelos



**Figura 19. Configuración de Series y Paralelos**

Fuente: Elaboración Propia en AutoCAD 2013

De acuerdo con los cálculos comerciales realizados con respecto a los componentes del sistema fotovoltaico a utilizar, a continuación se muestra un resumen de los principales elementos dimensionados:

<b>Datos generales del Sistema Fotovoltaico</b>		
<b>247</b>	<b>Modulos por inversor</b>	<b>Und</b>
<b>750</b>	<b>Tensión de salida por inesor</b>	<b>V</b>
<b>120</b>	<b>Corriente de salida por inversor</b>	<b>A</b>
<b>3</b>	<b>Número de inversores</b>	<b>Und</b>
<b>741</b>	<b>Número total de paneles (inversor)</b>	<b>Und</b>
<b>270</b>	<b>Potencia entregada según config</b>	<b>KVA</b>
<b>1630</b>	<b>Área requerida para el sistema</b>	<b>m<sup>2</sup></b>

**Tabla 16. Datos generales de diseño para el sistema fotovoltaico**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

Respecto a la orientación que deben de tener los paneles una vez que se instalen, de acuerdo con la teoría indicada en el marco metodológico referencial, se puede especificar que se coloquen de manera tal que se asegure la máxima eficiencia, por lo que los mismos se deben instalar viendo hacia el sur con un ángulo de inclinación  $\beta$  equivalente a la latitud del punto donde se localizará la electrolinera más  $10^\circ$  para mejorar su eficiencia durante la época de invierno. De esta forma se obtiene la siguiente expresión:

$$\beta = 9.95^\circ + 10^\circ \therefore \beta = 19.95^\circ \approx 20^\circ$$

Como resultado, se establece que se ubicarán hacia el sur con  $\beta = 20^\circ$ .



**Figura 20. Vista satelital del Plantel Virilla en la Uruca**

Fuente: Google Maps

La electrolinera se instalaría en la provincia de San José, en el Plantel Virilla ubicado en la Uruca, en las coordenadas  $9^{\circ}95'15.09$ ,  $-84^{\circ}10'81.74$ . En esa ubicación el Grupo ICE y su subsidiaria CNFL, proponen se instale debido al gran superficie terrestre que tienen desocupada con acceso directo a la calle pública, dos superficies de techo de aproximadamente  $1400 \text{ m}^2$  para la instalación de paneles fotovoltaicos y la condición a nivel de tráfico vehicular de ser una zona estratégica para este tipo de proyecto.

### ***Cálculo de conductores y protecciones contra sobre tensión***

En este apartado se realizará la descripción del procedimiento para calcular los conductores y protecciones contra sobretensión de los circuitos que componen el sistema fotovoltaico, tanto en DC como AC, hasta llegar a su conexión con la Red de distribución Eléctrica. Para estos cálculos se utilizará el Código Eléctrico Nacional (NEC) 2008.

### ***Conductores en corriente directa (DC)***

El dimensionamiento de los conductores requeridos se realizará tomando en consideración el artículo 690.8 (B) (1) y la tabla 310.16 del NEC 2008, estos sugieren respectivamente que los conductores deben soportar 125% de la carga nominal y su calibre debe elegirse en función de la corriente y temperatura.

Dado a que la configuración de los paneles se compone de elementos en serie y en paralelo, se deberá realizar los cálculos de los conductores por tramos de acuerdo con la corriente que circula por cada uno, por lo que se utilizará la tabla 310.16 del NEC para seleccionar el calibre más adecuado para cada tramo.

#### *Tramos en serie*

Están constituidos por 19 paneles en serie, en los que el conductor por calcular es el que une a los paneles entre sí y las salidas del conjunto que se conectarán a un segundo tramo de conductores. Por estar en serie, la mayor corriente entregada por uno de los paneles será la que circula por todo el circuito, siendo en este caso 9.43 A.

$$I_{\text{Circuito DC}} = I_{\text{max panel}} \cdot 1.25 \therefore I_{\text{Circuito DC}} = 9,43A \cdot 1,25 = \mathbf{11,79A}$$

Con este resultado, el siguiente paso es referirse a la tabla 310.16 del NEC 2008, donde se puede observar que para dicho valor de corriente el cable #12 AWG THHN Cu es el idóneo a utilizar ya cumple con las especificaciones necesarias, con un valor de corriente máxima de 25 A. Para este tramo de cable se deberá utilizar una protección de 20 A de acuerdo con los valores presentes en la tabla 240.6 del NEC 2008, ya que la corriente máxima que correrá por este tramo será menor a los 20A.

#### *Tramos de conexiones en serie a los inversores*

Tramo de cable que une las salidas de 13 pares en serie (9.43A c/u), conectándolos en paralelo para conducir corriente hasta las entradas de cada inversor.

$$I_{\text{tramo 2}} = I_{\text{max tramo1}} \cdot \text{conexiones}_{\text{paralelo}} \therefore I_{\text{tramo 2}} = 11,79A \cdot 13 = \mathbf{153,27A}$$

Dado este resultado, el siguiente paso es referirse a la tabla 310.16 del NEC 2008, donde se puede constatar que el cable #2/0 AWG THHN Cu es el idóneo por utilizar ya que cumple con las especificaciones necesarias, con un valor de corriente máxima de 175 A. Para proteger este

tramo del circuito se deben utilizar protecciones de 175 A conforme con los valores establecidos en la tabla 240.6 del NEC 2008.

### ***Protección de sobre tensión en los inversores***

Según las especificaciones técnicas el inversor que se utilizará Solaredge Trifásico, tiene integrado una protección contra fallas por arco eléctrico, además cuenta con protección de polaridad inversa y un medio de desconexión en DC adecuado para sus parámetros de trabajo, por lo tanto, no es necesario realizar un cálculo de protección.

### ***Conductor y protección en corriente alterna (AC) a la salida del inversor***

Partiendo de lo indicado en el NEC 2008, el artículo 690.10 inciso (B), se especifica que la corriente del circuito AC debe ser igual a la corriente nominal de la salida del inversor a utilizar, además, según el artículo 690.8 (B) (1) para el dimensionamiento del conductor, se debe tener la capacidad de llevar una corriente del 125%.

Según la ficha técnica del inversor se tiene que la corriente máxima continua de salida es de 120 A, por lo tanto:

$$I_{DC} = I_{max\ Cont\ Inv} * 1,25$$

Ecuación: Corriente circuito AC

$$I_{AC} = 120\ A * 1,25 = 150\ A$$

Según el cálculo anterior el cable a elegir es de un calibre #1/0 AWG THHN cu, ya que éste soporta un valor de corriente de 150 A, según la tabla 310.16 del Código Eléctrico Nacional (NEC) 2008. Para la protección, según el artículo 240.6 inciso (A), de fusibles e interruptores autónomos de disparo fijo, se establece una protección contra sobre tensión en AC de 150A. Así mismo, de la tabla 250.66 del (NEC) 2008 se tiene que para un calibre de cable de 1/0 AWG el calibre recomendado para el sistema de puesto a tierra es de # 6 AWG THHN cu.

### ***Tubería para instalación eléctrica***

Para el cálculo de la tubería requerida para la instalación del sistema, se utiliza la tabla 5 del Código Eléctrico Nacional (NEC) 2008. Según la tabla mencionada anteriormente el calibre de los cables #12, #2/0, #1/0 y # 6 tienen un área de 8,581 mm<sup>2</sup>, 143,4 mm<sup>2</sup>, 119,7 mm<sup>2</sup> y 32,71 mm<sup>2</sup> en ese orden respectivamente, una vez realizado esto, se hace la suma de las dimensiones de los conductores dando como resultado 304,39 mm<sup>2</sup> y con el uso de la tabla 4 artículo 352 del NEC y con la suma de las tres áreas de los conductores se dice que se debe utilizar una tubería tipo PVC cedula 40 de 35 mm<sup>2</sup> (1¼ in) para la instalación del cableado que utilizaría el sistema.

### ***Cálculo de acometida y protecciones de los inversores al Switch de Transferencia Automática***

Toda la carga derivada de los inversores llegaría a un concentrador que para acceder a la red se conectaría a un Switch de Transferencia Automática, el cual se encarga de habilitar la conexión a red cuando sea necesario y estaría directamente conectado al secundario del transformador de pedestal a 480/207V descrito en el escenario 1. A continuación se procede a calcular la respectiva acometida del concentrador a dicho switch y las protecciones respectivas, iniciando con la estimación de la corriente nominal.

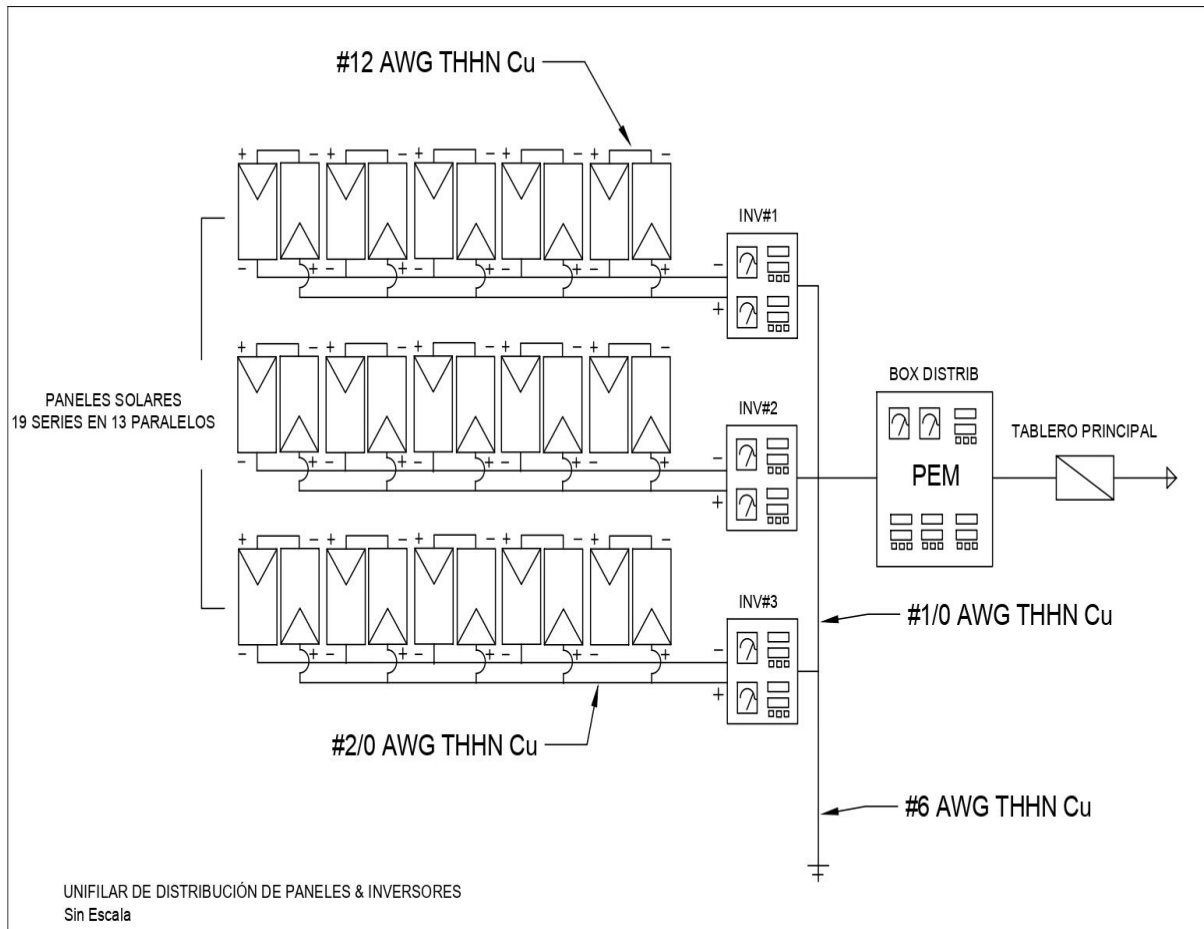
$$I_{concentrador} = \frac{P_{concentrador}}{V_{secundario\ transf}} \therefore I_{concentrador} = \frac{300kVA}{480V \cdot \sqrt{3}} = \mathbf{360,84\ A}$$

Dada la corriente nominal de 360.84 A, para las protecciones del tablero primeramente se multiplica dicha corriente por el factor de 1.25 según lo indicado en el artículo 210.20 (A) del NEC 2008, obteniendo una corriente resultante de 451.05 A y de acuerdo con este resultado según la tabla 240.6 del NEC 2008, se recomienda utilizar una protección trifásica de 500 A.

Para la acometida, con una corriente nominal es de 360,84 A para fases y neutro se utilizaría cable #500 MCM THHN Cu según lo establecido en la tabla 310.16 del NEC 2008, ya que soporta corrientes máximas de 380 A, en cuanto a la tierra según la tabla 250.66 del NEC lo recomendable es utilizar calibre # 1/0 AWG THHN. Adicionalmente para efectos de la

canalización, de acuerdo con lo establecido en la tabla 4 del NEC 2008, se requeriría utilizar tubería de tipo EMT de 78 mm (3 in) de diámetro con una ocupación máxima del 40%.

### Diagrama Unifilar Sistema Fotovoltaico



**Figura 21. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico**

Fuente: Elaboración Propia en AutoCAD 2013

## Diagrama Unifilar Escenario 2

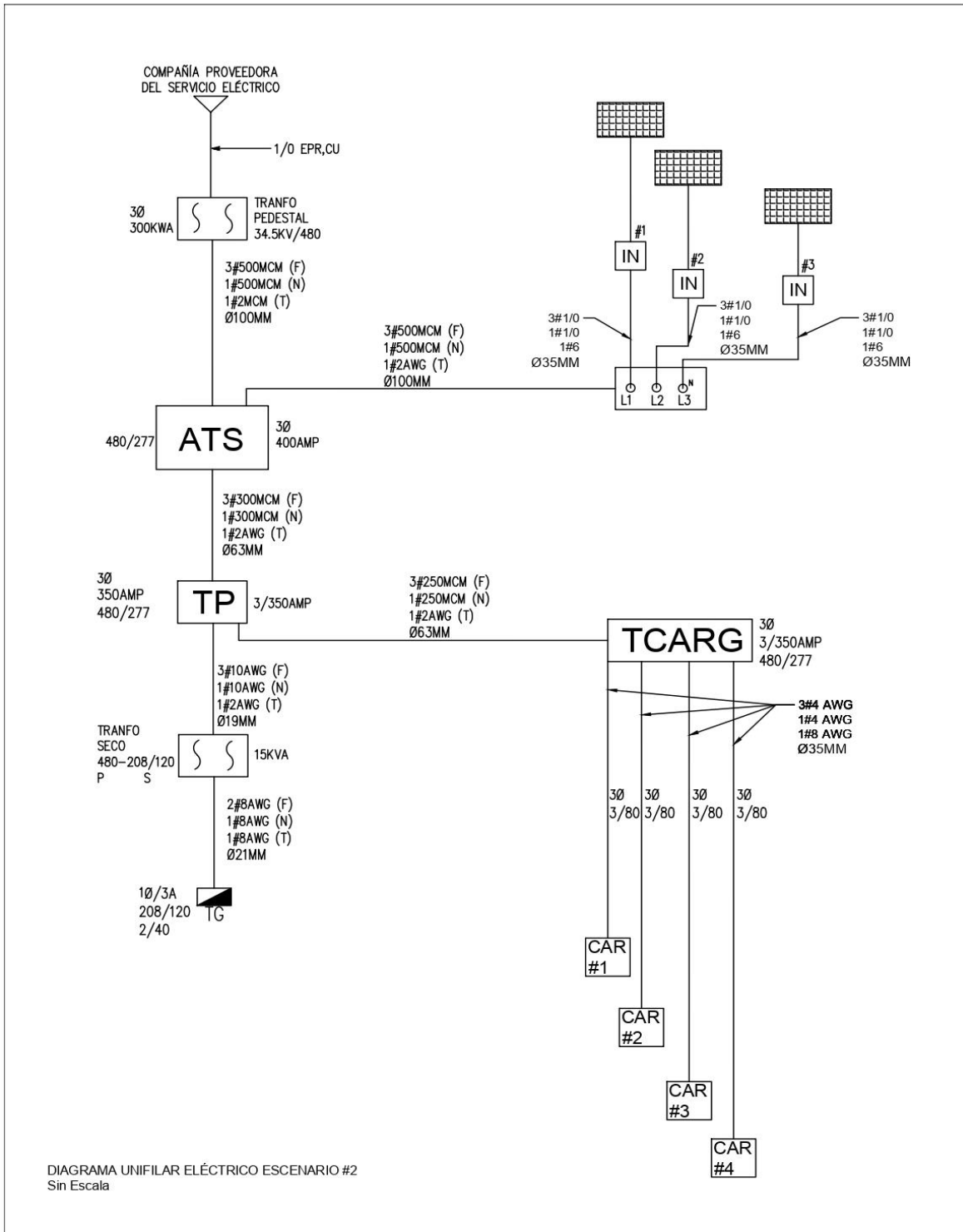


Figura 22. Diagrama unifilar general con sistema fotovoltaico conectado a la red

Fuente: Elaboración Propia en AutoCAD 2013

## Elección del escenario de diseño a proponer

Con el fin de cumplir con el objetivo general de esta tesis, el cual se basaba en proponer el mejor diseño para la instalación de una electrolinera con puntos de carga rápida, evaluando la alternativa más rentable de alimentación, ya sea con energía solar o la red de distribución eléctrica. Se procede en este apartado a determinar la opción más viable para la CNFL mediante una evaluación financiera en la cual se comparan ambas opciones desde la perspectiva de alimentación para el sistema, ya que a nivel técnico fueron diseñados según lo establecido por el NEC todos los elementos necesarios para la implementación de cualquiera de las opciones.

Es importante indicar que para efectos de comparar los dos respectivos escenarios desarrollados en el apartado de Propuesta, fue necesario calcular nuevamente los indicadores financieros a utilizar y la proyección de los flujos de caja durante los 20 años. Lo anterior, dado a que en los escenarios se utilizaban valores teóricos de diseño mientras que en el que se evalúa a continuación, los cálculos se dimensionan con base en las especificaciones técnicas del equipo propuesto a instalar, tema que se amplía en el apartado de Análisis de Resultados.

A continuación, tal y como se realizó para determinar la cantidad teórica de paneles que brindaban las mejores condiciones financieras al negocio, se procede a calcular cual sería el ahorro generado anualmente con el sistema fotovoltaico diseñado a nivel comercial.

Escenario Comercial (Cantidad de paneles según diseño) 741 paneles													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Totales
Energía almacenada (mes anterior)	0	24853	48001	73629	89428	90247	82787	76630	71247	64537	59930	59223	
Energía almacenada disponible (49%)	0	0	0	0	0	44221	40566	37549	34911	31623	29366	0	
Energía generada (KVA/h)	62797	57420	63572	52518	38764	29260	31786	32561	30011	33337	36013	49617	
Energía consumida (KVA/h)	37944	34272	37944	36720	37944	36720	37944	37944	36720	37944	36720	37944	
Energía requerida (11-10)	0	0	0	0	0	7460	6158	5383	6710	4607	707	0	
Energía sobrante (a subir a la red)	24853	23148	25628	15798	820	0	0	0	0	0	0	11673	
Bajada de red (comercializador elect)	0	0	0	0	0	7460	6158	5383	6710	4607	707	0	
Pago por facturación	¢ -	¢ -	¢ -	¢ -	¢ -	¢ 212.155,65	¢ 175.130,07	¢ 153.081,36	¢ 190.818,18	¢ 131.032,64	¢ 20.118,46	¢ -	¢ 882.336,35
Cobro de cargos fijos (bomb, alumbrado público, imp vent) 18% de lo consumido	¢ 829.562,08	¢ 749.281,88	¢ 829.562,08	¢ 802.802,02	¢ 829.562,08	¢ 802.802,02	¢ 829.562,08	¢ 829.562,08	¢ 802.802,02	¢ 829.562,08	¢ 802.802,02	¢ 829.562,08	¢ 9.767.424,53
Ahorro mensual	¢ 4.608.678,24	¢ 4.162.677,12	¢ 4.608.678,24	¢ 4.460.011,20	¢ 4.608.678,24	¢ 4.460.011,20	¢ 4.608.678,24	¢ 4.608.678,24	¢ 4.460.011,20	¢ 4.608.678,24	¢ 4.460.011,20	¢ 4.608.678,24	¢ 54.263.469,60
													Ahorro por KV/h
													Ahorro en \$ por KV/h
													¢ 43.613.708,72
													\$71.148

**Tabla 17. Escenario Comercial ahorros por autogenerar**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

Como se observa en la tabla anterior, manteniendo la proyección de lo que sería el consumo de energía que tendría la electrolinera durante un año basado en el dimensionamiento diario por la cantidad de días al mes, en comparación con la energía que se podría generar con diseño propuesto del sistema fotovoltaico, el ahorro en facturación que podría llegar a obtener la CNFL anualmente sería de \$71. 148, dato que irá disminuyendo con la pérdida en eficiencia de los paneles año a año.

El monto de ahorro anual al igual que los escenarios teóricos, es producto de tomar la cantidad de energía consumida al mes que se cobraría a una tarifa de ¢121,46 por KVA/h (KW/h) según la ARESEP, representándolo como un ahorro al cubrir dicho consumo con la generación del sistema fotovoltaico diseñado y ha dicho ahorro se le descuenta el costo de la energía que se debe descargar de la red cuando la generación del mes no cubra la demanda. Para dicho caso la energía que pueda cubrir con el 49% de lo que se almacene en la red se pagaría ¢28,44 KVA/h según tarifas de ARESEP, mientras que la que no se cubra con dicho exceso se pagaría a los ¢121,46 por KVA/h, resultado de esa operación se obtiene el monto representado como ahorro anual.

Calculado el ahorro se procede a realizar el análisis financiero del diseño a proponer, evaluando los indicadores de VAN y TIR para así determinar si el ahorro aún después de la inversión y proyectado a valor presente sería rentable para la CNFL. Es importante tener en cuenta que el rubro por inversión solo toma en cuenta los elementos requeridos para implementar el sistema fotovoltaico y no lo relacionado con infraestructura de cargadores o demás servicios.

La proyección de flujos de caja de igual forma se realiza a 20 años, según vida útil de los paneles y los rubros por inversión se toman de una de las ofertas realizadas por los posibles proveedores de equipos, las cuales incluyen precios y características técnicas, el detalle se aprecia en el apéndice D.

Evaluación Financiera en dolares escenario de diseño																					
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
<b>INGRESOS</b>																					
Ingresos por ahorro energético		\$71.148	\$71.058	\$70.969	\$70.863	\$70.756	\$70.648	\$70.541	\$70.443	\$70.326	\$70.218	\$70.111	\$70.003	\$69.701	\$69.041	\$68.329	\$67.586	\$66.842	\$66.071	\$65.288	\$64.505
<b>TOTAL AHORRO EN FACTURACIÓN</b>		<b>\$71.148</b>	<b>\$71.058</b>	<b>\$70.969</b>	<b>\$70.863</b>	<b>\$70.756</b>	<b>\$70.648</b>	<b>\$70.541</b>	<b>\$70.443</b>	<b>\$70.326</b>	<b>\$70.218</b>	<b>\$70.111</b>	<b>\$70.003</b>	<b>\$69.701</b>	<b>\$69.041</b>	<b>\$68.329</b>	<b>\$67.586</b>	<b>\$66.842</b>	<b>\$66.071</b>	<b>\$65.288</b>	<b>\$64.505</b>
<b>COSTOS</b>																					
Costos Mantenimiento		\$7.200	\$7.560	\$7.938	\$8.335	\$8.752	\$9.189	\$9.649	\$10.131	\$10.638	\$11.170	\$11.728	\$12.314	\$12.930	\$13.577	\$14.256	\$14.968	\$15.717	\$16.503	\$17.328	\$18.194
Costo por cargos fijos		\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934	\$15.934
<b>TOTAL COSTOS</b>		<b>\$23.134</b>	<b>\$23.494</b>	<b>\$23.872</b>	<b>\$24.269</b>	<b>\$24.685</b>	<b>\$25.123</b>	<b>\$25.582</b>	<b>\$26.065</b>	<b>\$26.571</b>	<b>\$27.103</b>	<b>\$27.662</b>	<b>\$28.248</b>	<b>\$28.864</b>	<b>\$29.510</b>	<b>\$30.189</b>	<b>\$30.902</b>	<b>\$31.651</b>	<b>\$32.436</b>	<b>\$33.261</b>	<b>\$34.128</b>
<b>FLUJO OPERATIVO</b>		<b>\$48.014</b>	<b>\$47.564</b>	<b>\$47.097</b>	<b>\$46.594</b>	<b>\$46.071</b>	<b>\$45.525</b>	<b>\$44.959</b>	<b>\$44.378</b>	<b>\$43.755</b>	<b>\$43.115</b>	<b>\$42.449</b>	<b>\$41.755</b>	<b>\$40.837</b>	<b>\$39.531</b>	<b>\$38.140</b>	<b>\$36.684</b>	<b>\$35.191</b>	<b>\$33.635</b>	<b>\$32.027</b>	<b>\$30.377</b>
Valor de Rescate																					\$26.149
<b>INVERSIONES</b>																					
Costos por Paneles	\$ 163.258																				
Costos por inversores	\$ 71.238												\$ 71.238								
Mano de obra e instalación	\$ 16.246												\$ 4.874								
Logística	\$ 5.332												\$ 1.600								
Imprevistos	\$ 2.453												\$ 736								
<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>	<b>-\$258.527</b>	<b>\$48.014</b>	<b>\$47.564</b>	<b>\$47.097</b>	<b>\$46.594</b>	<b>\$46.071</b>	<b>\$45.525</b>	<b>\$44.959</b>	<b>\$44.378</b>	<b>\$43.755</b>	<b>\$43.115</b>	<b>\$42.449</b>	<b>-\$36.693</b>	<b>\$40.837</b>	<b>\$39.531</b>	<b>\$38.140</b>	<b>\$36.684</b>	<b>\$35.191</b>	<b>\$33.635</b>	<b>\$32.027</b>	<b>\$30.377</b>
VA FUJOS DE EFECTIVO	\$ 43.929	\$ 39.814	\$ 36.069	\$ 32.648	\$ 29.534	\$ 24.429	\$ 24.125	\$ 21.787	\$ 19.654	\$ 17.718	\$ 15.961	\$ (12.622)	\$ 12.853	\$ 11.383	\$ 10.048	\$ 8.842	\$ 7.761	\$ 6.786	\$ 5.912	\$ 9.547	\$ 9.547
VA FUJOS DE EFECTIVO ACUMULADO	\$ 43.929	\$ 83.743	\$ 119.812	\$ 152.460	\$ 181.994	\$ 206.423	\$ 230.548	\$ 252.336	\$ 271.989	\$ 289.708	\$ 305.668	\$ 293.046	\$ 305.899	\$ 317.281	\$ 327.329	\$ 336.171	\$ 343.932	\$ 350.718	\$ 356.630	\$ 366.177	\$ 366.177
RETORNO DE LA INVERSIÓN	-\$258.527	\$(214.598)	\$(130.855)	\$(11.043)	\$ 141.417																

**Tabla 18. Evaluación Financiera del Diseño Propuesto**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

INDICADORES FINANCIEROS	
VA AHORRO POR GENERACIÓN	<b>\$625.823</b>
VA COSTOS DEL SISTEMA	<b>\$261.791</b>
VA	<b>\$368.448</b>
VAN	<b>\$109.921</b>
TIR	<b>11,2%</b>
RELACION BENEFICIO/COSTOS	<b>2,39</b>

**Tabla 19. Indicadores Financieros del Diseño Propuesto**

Fuente: Elaboración propia con Microsoft Excel 2010

De acuerdo con los resultados obtenidos del escenario financiero modelado para la propuesta de diseño, se observa como los ingresos derivados del ahorro por autogenerar la electricidad para abastecer la electrolinera es mayor a los costos que conllevaría su mantenimiento a lo largo de los 20 años. Por otra parte, se obtiene un VAN= \$109 921 el cual representa la ganancia adicional luego de recuperar la inversión del proyecto, además genera un tasa de rendimiento TIR= 11,2%, tasa que está por encima del 9,3% que se utilizó como tasa de descuento según recomendación del departamento financiero del ICE.

Como parte de la evaluación financiera del diseño, se tomó los flujos de efectivo de los 20 años y se traen a Valor Actual (VA) con el propósito de determinar el año en que se proyecta recuperar la inversión, para dicha estimación se realiza un acumulado de los flujos traídos a valor presente y se les resta la inversión hasta que el flujo brinde un resultado positivo. Para el diseño propuesto, se recuperaría la inversión a partir del tercer año.

Dado los resultados indicados anteriormente, se propone a la Compañía Nacional Fuerza, Subsidiaria del Grupo ICE, implementar el diseño para instalación de una electrolinera desarrollado en este apartado, utilizando como fuente de alimentación el sistema fotovoltaico diseñado en el escenario número de 2, ya que el mismo representa la opción más rentable para la empresa y además utiliza energía 100% renovable como beneficio adicional.

## REFERENCIAS

Factorenergía, (Tipos de vehículos eléctricos), 2016. [En línea]  
<https://www.factorenergia.com/es/blog/movilidad-electrica/tipos-de-vehiculo-electrico/>

Lugenergy, (Modos de recarga vehículos eléctricos), 2018. [En línea]  
<https://www.lugenergy.com/recarga-coche-moto-electrica/modos-de-recarga-vehiculos-electricos/>

Gómez Peña JR, (Impacto de las estaciones de carga para vehículo eléctrico en la ciudad de Cuenca–Ecuador), 2013. [En línea]  
<https://iconline.ipleiria.pt/bitstream/10400.8/3139/1/tesis.pdf>

<https://www.google.co.cr/search?q=tesis+puntos+de+carga+el%C3%A9ctrica&s>

Salmerón Ozores JM, (Diseño de la instalación eléctrica de una electrolinera). 2012 [En línea]  
[https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/15860/PFC\\_JoseM\\_Salmeron\\_Ozores.pdf](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/15860/PFC_JoseM_Salmeron_Ozores.pdf).

Diseño de la instalación eléctrica de una electrolinera - e-Archivo  
<https://tesis.ipn.mx/.../Sistema%20de%20carga%20de%20paneles%20solares%20con%20>  
 ∴

Electromovilidad, (Tipo de baterías para coche eléctrico). “s.f.” [En línea]  
[electromovilidad.net/tipos-de-bateria-para-coche-electrico/](http://electromovilidad.net/tipos-de-bateria-para-coche-electrico/)

LuGEnerGy, (Estaciones Renovables), 2018. [En línea]  
<https://www.lugenergy.com/punto-recarga-energia-renovables-2/>

SunFields, (Cómo dimensionar y calcular paneles solares fotovoltaicos necesarios), 2018. [En línea] <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/calcular-paneles-solares-necesarios/>

Resnick Halliday, Métodos de Evaluación Financiera en evaluación de Proyectos, Proyectos, 2000. [En línea] <https://www.monografias.com/trabajos16/metodos-evaluacion-economica/metodos-evaluacion-economica.shtml>

Instituto Costarricense de Electricidad, (Tarifas eléctricas ICE), 2018. [En línea] <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b-136238ebc7e2/Tarifas+actuales.pdf?MOD=AJPERES>

Instituto Meteorológico Nacional, (Series de Brillo Solar en Costa Rica), 2008. [En línea] <https://www.imn.ac.cr/documents/10179/20909/Series+de+Brillo+Solar+en+Costa+Rica>

Compañía Nacional de Fuerza y Luz, (Sistemas de Generación Distribuida para Autoconsumo), “s.f.” [En línea] [https://www.cnfl.go.cr/documentos/poasen/preguntas\\_frecuentes.pdf](https://www.cnfl.go.cr/documentos/poasen/preguntas_frecuentes.pdf)

## APÉNDICES

### A. Ficha técnica de los cargadores



## Electric Vehicle Charging

Services stations, short period parking lots and fleets charging

### Innovative Technologies for Electric Vehicles (EV)

Magnum Cap was created to simplify the usability of electric vehicles by developing safe and reliable recharging technologies and infrastructures. The company creates and develops reliable, easy-to-use and secure daily use charging solutions for battery based electric vehicles, by taking advantage of renewable energies and preserving electric grid. A full charging product set is available, including 2 and/or 4 wheel vehicle charging solutions, Normal Charging, Home and Condominium Charging, as well as Quick Charging Systems.

## MC QCA 50








Elegant and compact design equipment for quick charging of 4 wheels electric vehicles



### Features

The MC QCA 50 is the perfect solution for a safe and fast public charge. This fast DC charging station for electric vehicles (EV) is used to charge all EV with a CHAdeMO or COMBO connection.

The MC QCA 50 charges the EV batteries up to 80% in about 20-30 minutes.

Easy-to-use touchscreen interface with graphic identification of the state of charge, including the elapsed time and the estimated time until the charge conclusion.

Network interface: Ethernet and 3G.

API for applications integration and charging station management.

### Applications

Service stations.  
Parks fleets and workshops for electric vehicles.  
Short-term parking.

### Common features available

Charging systems of 30 kW, 40 kW or 50 kW for park fleets, workshops for electric vehicles, service stations and short-term parking.

## Quick Charging Systems

The MC QCA 50 was developed for quick charging, for all electric vehicles compatible with CHAdeMO and COMBO charging protocols. With an elegant and appealing aspect has full security for both the user and vehicle. The system is composed by a power cabinet that includes the connection connectors to the vehicle and an user friendly interface.

Depending on EV model, the charger will take approximately 30 minutes to charge until 80% of the battery.

The intuitive menu interface allows the user to have an immediate graphic perception of the charging process. The user's access is validated by using an RFID card with password authentication. The battery charge status can be visualized on the screen. The charging cycle can be interrupted by the user or you can let the system itself end the charge.

This type of charging is recommended for service stations or EV fleets. The system is also equipped with a communication module connectable to a common network management and payment networks, via web service, using Ethernet or a 3G interface.

### MC QCA 50 Technical Data


<b>Output DC</b>	
Voltage Range	0 – 550 Vdc
Current Range	0 – 125 Adc
Rated Power	50 kW (Other power setting available - 30 kW / 40 kW)
Voltage Ripple + Noise	500 mVp-p
Current Ripple (typ.)	<1 Arms @ Rated Power (measured with a resistive load)
<b>Input (for DC Output)</b>	
AC Voltage	400 Vac $\pm$ 10%
Frequency	50 Hz
Phases/Lines	3P+N+PE
AC Current	90 A @ 400 Vac & Rated Power
Power	63 kVA
Power Factor	>0,99 @ 400Vac & Rated Power
THD	<5%
Efficiency	>93%
<b>Output AC (optional)</b>	
Voltage	230V or 400 V
Current Range	16A up to 63A
Rated Power	3,7kVA up to 43kVA
<b>Input for AC Output (optional)</b>	
AC Voltage	230Vac or 400Vac $\pm$ 10%
Frequency	50 Hz
Phases/Lines	1P or 3P+N+PE
AC Current	up to 63A
Power	43 kVA
<b>Protection</b>	
Ground Fault Protection	Yes
Input UVP & OVP	$\pm$ 20% @ 400V AC
Output OVP & OCP	580V (30A 1000V DC Fuse)
<b>General Specifications</b>	
Charge Protocol DC	JEVS G104 (CHAdeMO) / IEC61851-23 PLC (CCS / Combo-2)
Charge Protocol AC	IEC61851-1
Plug Type DC	JEVS G105 (CHAdeMO) / Combo T2 (CCS / Combo-2)
Plug Type AC	IEC62196 Type-2
HMI (Human Machine Interface)	Default
Display	-7" TFT Touch Screen
RFID System	NXP Mifare UltraLight, NTAG (NFC Forum T2T), Mifare Classic, Mifare Plus, Desfire, SmartMX
Communication	3G (GSM or CDMA), LAN and WiFi (optional)
Communication Protocol	OCPP 1.5 and others (by request)
Protection Level	IP 54
Operating Temperature	-20 °C to +50 °C
Cooling	Fan Cooling
Humidity	5% to 90% Non Condensing
Dimensions (WxDxH)	700x600x1670 mm
Weight	350 Kg


MC QCA 50.EN.V01 | Magnum Cap 2017 All rights reserved.

Zona Industrial da Taboieira, Lote 2 3800-055 Aveiro PORTUGAL  
 Phone: +351 234 248 100 Mobile: +351 935 994 988  
 www.magnumcap.com



**B. Ficha técnica de los paneles**









## KuMax




### HIGH EFFICIENCY MONO PERC MODULE


**CS3U-365 | 370 | 375 | 380MS**  
**(1000 V / 1500 V)**

**MORE POWER**



-  **Low power loss in cell connection**
-  **Low NMOT: 41 ± 3 °C**  
**Low temperature coefficient (Pmax): -0.37 % / °C**
-  **Better shading tolerance**
-  **High PTC rating of up to: 93.13 %**

**MORE RELIABLE**

-  **Lower hot spot temperature**
-  **Minimizes micro-cracks**
-  **Heavy snow load up to 5400 Pa,**  
**wind load up to 3600 Pa\***



**MBB**      **5BB**







-  **25 years linear power output warranty**
-  **10 years product warranty on materials and workmanship**

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES**

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / CEC AU  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS  
Take-e-way

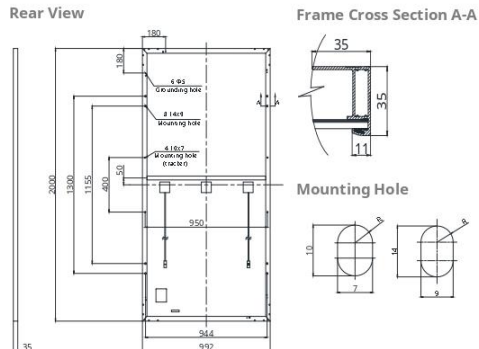
\*We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, ammonia and sand blowing tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

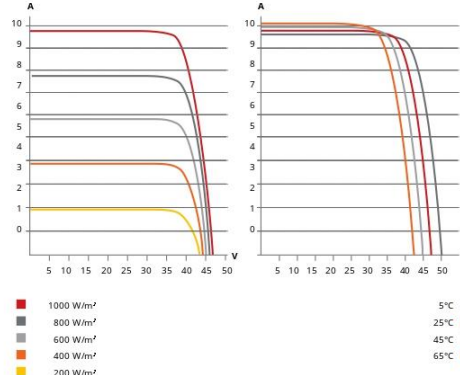
\* For detailed information, please refer to Installation Manual.

**CANADIAN SOLAR INC.**  
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS3U-370MS / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS3U	365MS	370MS	375MS	380MS
Nominal Max. Power (Pmax)	365 W	370 W	375 W	380 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.4 V	39.6 V	39.8 V	40.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.27 A	9.35 A	9.43 A	9.50 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.77 A	9.85 A	9.93 A	10.01 A
Module Efficiency	18.40%	18.65%	18.90%	19.15%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

CS3U	365MS	370MS	375MS	380MS
Nominal Max. Power (Pmax)	272 W	276 W	280 W	284 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.7 V	36.9 V	37.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.45 A	7.51 A	7.58 A	7.64 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.4 V	44.6 V	44.8 V	45.0 V
Short Circuit Current (Isc)	7.88 A	7.94 A	8.01 A	8.07 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

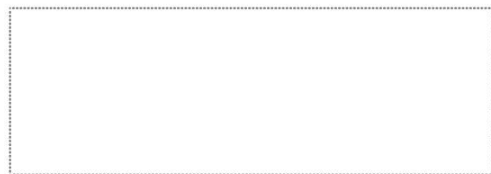
Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2000 X 992 X 35 mm (78.7 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1250 mm (49.2 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

**CANADIAN SOLAR INC.**

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

### C. Estudio de irradiación solar para el Valle Central, IMN

REGION VALLE CENTRAL														ESTACIÓN
NUMERO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANUAL	
73018	6,4	6,6	6,8	6,1	4,7	4,2	3,9	4,3	4,5	4,2	4,0	5,2	<b>5,1</b>	Linda Vista El Guarco (1988-93;2005-2012)
73048	6,4	6,6	6,9	6,2	4,9	4,7	4,3	4,8	5,0	4,5	4,1	5,2	<b>5,3</b>	Dulce Nombre (1994-95;1997-2012)
73076	5,0	5,8	6,0	5,1	4,0	3,4	3,4	3,8	3,8	3,4	3,9	4,4	<b>4,3</b>	INCSA Agua Caliente (1966-1974)
84021	9,1	9,4	9,1	8,0	5,9	4,8	4,9	5,0	4,9	5,2	5,7	7,7	<b>6,6</b>	Aeropuerto J. S. (1971-82; 1985-98)
84023	9,0	9,5	9,0	7,9	6,0	4,9	4,9	5,1	4,9	5,1	5,7	7,6	<b>6,6</b>	Fabio Baudrit (1962-2002)
84030	8,1	8,5	8,2	6,5	4,2	3,1	3,3	3,5	3,2	3,2	4,1	6,1	<b>5,2</b>	Fraijanes (1976-2012)
84074	8,1	8,2	8,2	7,0	5,0	3,9	4,1	4,2	4,0	4,3	4,8	6,4	<b>5,7</b>	Aeropuerto Pavas (1976-2002)
84111	8,8	8,9	8,9	7,8	5,1	4,1	4,4	4,4	4,2	4,4	5,0	7,4	<b>6,1</b>	Santa Lucía (1983-2000)
84115	6,7	7,5	7,9	7,0	4,7	3,9	3,7	3,8	4,0	4,2	4,6	5,3	<b>5,3</b>	Sabanilla (1982-1994)
84125	6,7	7,4	7,2	5,4	3,2	3,0	3,2	3,3	3,3	2,9	3,4	5,4	<b>4,5</b>	Finca 3 Llano Grande (1987-2012)
84149	7,5	8,6	7,9	6,2	3,8	3,2	3,8	3,7	3,4	3,1	3,9	5,5	<b>5,1</b>	Berlín (1997-2008)
<b>PROM</b>	<b>7,4</b>	<b>7,9</b>	<b>7,9</b>	<b>6,7</b>	<b>4,7</b>	<b>4,0</b>	<b>4,0</b>	<b>4,1</b>	<b>4,1</b>	<b>4,1</b>	<b>4,5</b>	<b>6,1</b>	<b>5,4</b>	

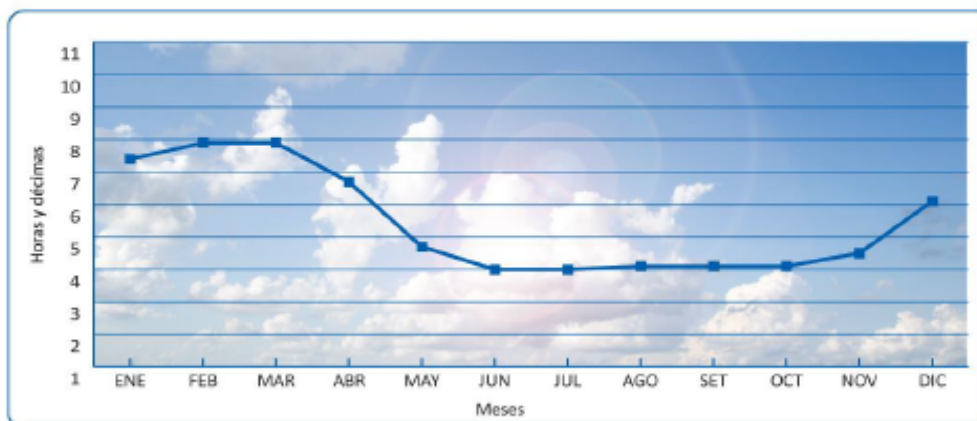


Figura 7. Promedio de Brillo Solar en la Región Valle Central.

## D. Cotizaciones de paneles, inversores y costos por sistema fotovoltaico



Cotización N° FV-19150

Fecha: 5-Mar-19

Solco Solar S.A.

Atención: Alejandro Rojas González  
 Proyecto: Electrolinera  
 La Uruca

Tamaño del sistema (KWp): 273.00  
 % de consumo generado: 100.47%

Cantidad	Descripción	Precio Und	TOTAL
780	PANEL SOLAR JINKO JKM365M Monocristalino 365W. Certificado UL, IEC, CE, TUV.25 años de garantía de fabrica	\$169.00	\$131,820.00
12	INVERSOR FRONIUS 24000 Primo 24 3p/480v Certificado UL, IEC, CE, TUV.25 años de garantía de fabrica	\$4,210.00	\$50,520.00
1	ESTRUCTURA DE MONTAJE Aluminio Chiko Solar para techo, condiciones climáticas adversas. 10 años de garantía	\$24,729.71	\$24,729.71
1	INSTALACION Y MATERIALES ELECTRICOS. Cables, cajas de conexión, portamedidores, protecciones, etc. Certificados UL LISTED	\$28,407.06	\$28,407.06
1	PLANOS Y TRAMITOLOGIA planos, dirección técnica e inspección ante el CFIA, asesoramiento en la firma del contrato de generación distribuida con la compañía eléctrica	\$4,239.60	\$4,239.60
0	VISITA(S) DE MANTENIMIENTOS PREVENTIVO (Limpieza)	\$655.20	\$0.00
<b>TOTAL</b>			<b>\$239,716</b>

Pago: 30% por adelantado, No negociable

Entrega: 30 días hábiles después del pago inicial

Área req. de techo (m2): 1823 Área efectiva de generación (m2): 1138.9



### Condiciones generales

Todos los impuestos están incluidos en los precios de la cotización.

No incluye reforzamiento de estructuras en caso de ser necesario para el montaje.

Este presupuesto es preliminar y esta sujeto a cambios de cualquier tipo.

El contrato de generación distribuida con la compañía eléctrica es un trámite personal que realiza el cliente.

El pago del sistema no estará sujeto a la firma del contrato con la compañía eléctrica.

Cantidad

SOLCO SOLAR S.A.  
 Oficentro Sabana, Edificio #4 Tercer Piso

Asesor: Ricardo Solano  
 Contacto: +(506) 8843-6161  
 e-mail: rsolano@solcopanels.com



### Resumen General de la Propuesta

<b>Cliente</b>	<b>J&amp;E CONSULTORES ELECTROMECHANICOS</b>
Fecha	27 de febrero - 2019
Contactos	Ing. Alejandro Rojas
Teléfono	+506 8998 5804
Correo electrónico	alerg20@gmail.com
Ubicación Geográfica	09° 57' 5.29" N, 84° 06' 29.25" W
Proveedor del servicio eléctrico	CNFL
NISE	-
Area mínima requerida en m2 para paneles FV	1332 m2
Cantidad de paneles Solares marca Canadian Solar	666 de 375Wp c/u.
Inversor marca Solar Edge (Trifásico, 480VAC).	2
Nuestra tecnología incluye electrónica de potencia a nivel de cada dos módulos, lo que maximiza la producción, incrementa la seguridad, nivel de monitoreo, etc (Optimizadores para cada módulo – ver especificaciones en la ficha técnica)	333 optimizadores
Número de propuesta	SERC#4764-19
Elaborado por	Ing. Roberto Kruse Font Ing. Randall Ávalos Jiménez

**Ofertas adicionales:** En el caso de que esta oferta no llene las expectativas del cliente, SERC cuenta con otras opciones de plantas solares tradicionales que se podrían cotizar.



**V. Oferta Económica**

<p>Sistema Empresarial R.C.-S.A. www.sercsa.com</p>	<table border="1"> <tr> <th>DÍA</th> <th>MES</th> <th>AÑO</th> </tr> <tr> <td>27</td> <td>02</td> <td>2019</td> </tr> </table>	DÍA	MES	AÑO	27	02	2019
	DÍA	MES	AÑO				
27	02	2019					
Central Telefónica: (506) 2273-4545 • Fax: (506) 2273-1010 300 este del Parque del Este, San Rafael de Mts de Oca San José-Costa Rica							

Empresa: **J&E Consultores Electromecánicos**  
 Contacto: **Ing. Alejandro Rojas**  
 Telefono: \_\_\_\_\_  
 Celular: **8998-5804**  
 E-mail: [alerg20@gmail.com](mailto:alerg20@gmail.com)  
 Proyecto: **Planta Solar Fotovoltaica Heliotek plus**

**COTIZACIÓN # SERC-4764/19**

ITEM	UNID.	DESCRIPCIÓN	P. UNTARIO	P. TOTAL
A	1	<b>Planta de Energía solar Fotovoltaica de 249.750Wp</b> Planta solar fotovoltaica Heliotek de autoconsumo con 666 paneles solares de 375Wp cada uno de tecnología Monocristalino - PERC. Clase A. Marca Canadian Solar. Modelo: CS3U-375MS. 2 Inversores marca SolarEdge Trifásicos a 480VAC de capacidad nominal de 100kW, Incluye: optimizadores (electronica de potencia a nivel de cada dos módulos). Estructura de montaje para techo de los paneles solares marca IronRidge con aterrizaje integrado, monitoreo remoto e instalacion de todos los equipos y puesta en marcha del sistema. 	\$233.167,50	\$233.167,50
B*	1	Medidor de energía inteligente. Permite realizar mediciones de consumo eléctrico en tiempo real integrandolas al portal de monitoreo WEB de SolarEdge. Permite configurar para limitar la inyección a la red. Incluye su instalación. 	\$0,00	\$0,00
C	0	No incluye la instalación de medidor de generación requerida para la interconexión.	\$0,00	\$0,00
<b>Notas:</b> A) Incluye instalación mecánica y eléctrica del sistema fotovoltaico.				
Elaborado por: RA.J.      Autorizado por: R.J.M.			<b>SUB TOTAL</b> \$233.167,50	
<b>RECIBIDA CONFORME</b>			13% I.V. <b>Exento*</b>	
Nombre: _____      Firma: _____			<b>TOTAL</b> \$233.167,50	
Cédula: _____				

**\*Nota1:** SERC cuenta con licencias del MINAE #s I-003-2013 y F-004-2013, para la importación y fabricación respectivamente, de sistemas de energía renovable que permiten la exención de todo impuesto.  
**Nota2:** La planta solar es modular por lo que puede adquirirse en módulos de menor o mayor capacidad y precio.  
**Vigencia de la oferta:** 15 días hábiles.  
**Tiempo de entrega:** 8 a 12 semanas, dependiendo de los plazos de entrega de los equipos.  
**Forma de pago:** 70% con la Orden de Compra y 30% contra entrega e instalación.  
**Financiamiento:** Existen posibilidades de financiamiento en caso de requerirse.  
**Garantías de los fabricantes:** a) Paneles Solares: Garantía 10/25 b) Inversor 12 años (extendible a 20 años)  
**Garantías complementaria de SERC:** Dos años.

<b>Descripción</b>	<b>Monto</b>
Generador FV (paneles, estructura)	\$146 734
Electrónica de potencia (Inversores y optimizadores)	\$ 47 492
Equipamiento de baja tensión y red de datos	\$ 14 012
Mano de obra de instalación, Dirección de obra	\$ 16 246
Logística	\$ 5 332
Imprevistos	\$ 2 453

\$232 268
-----------

## E. Ficha técnica del inversor

# Three Phase Inverter with Synergy Technology

for the 277/480V Grid for North America

SE66.6KUS / SE100KUS



# INVERTERS

### Specifically designed to work with power optimizers

- / Easy two-person installation – each unit mounted separately, equipped with cables for simple connection between units
- / Balance of System and labor reduction compared to using multiple smaller string inverters
- / Independent operation of each unit enables higher uptime and easy serviceability
- / No wasted ground area: wall/rail mounted, or horizontally mounted under the modules (10° inclination)
- / Integrated arc fault protection and rapid shutdown for NEC 2014 and 2017, per article 690.11 and 690.12
- / Built-in module-level monitoring with Ethernet or cellular GSM
- / Fixed voltage inverter for superior efficiency (98.5%) and longer strings
- / Integrated DC Safety Switch and optional surge protection
- / Built-in RS485 Surge Protection, to better withstand lightning events

[solaredge.com](http://solaredge.com)

**solar**edge

# / Three Phase Inverter with Synergy Technology for the 277/480V Grid for North America

## SE66.6KUS / SE100KUS

	SE66.6KUS	SE100KUS	
<b>OUTPUT</b>			
Rated AC Power Output	66600	100000	VA
Maximum AC Power Output	66600	100000	VA
AC Output Line Connections	4-wire WYE (L1-L2-L3-N) plus PE		
AC Output Voltage Minimum-Nominal-Maximum <sup>(1)</sup> (L-N)	244 - 277 - 305		Vac
AC Output Voltage Minimum-Nominal-Maximum <sup>(1)</sup> (L-L)	422.5 - 480 - 529		Vac
AC Frequency Min-Nom-Max <sup>(1)</sup>	59.3 - 60 - 60.5		Hz
Maximum Continuous Output Current (per Phase) @277V	80	120	A
GFDI Threshold	1		A
Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	Yes		
<b>INPUT</b>			
Maximum DC Power (Module STC) / Unit	90000 / 45000	135000 / 45000	W
Transformer-less, Ungrounded	Yes		
Maximum Input Voltage DC to Grid	500		Vdc
Maximum Input Voltage DC+ to DC-	1000		Vdc
Nominal Input Voltage DC to Gnd	425		Vdc
Nominal Input Voltage DC+ to DC-	850		Vdc
Maximum Input Current	80	120	Adc
Maximum Input Short Circuit Current	120		Adc
Reverse-Polarity Protection	Yes		
Ground-Fault Isolation Detection	350kΩ Sensitivity per Unit		
CEC Weighted Efficiency	98.5		%
Nighttime Power Consumption	< 12		W
<b>ADDITIONAL FEATURES</b>			
Supported Communication Interfaces	RS485, Ethernet, Cellular GSM (optional)		
Rapid Shutdown	NEC2014 and NEC2017 compliant/certified, upon AC Grid Disconnect		
RS485 Surge Protection	Built-in		
<b>DC SAFETY SWITCH</b>			
DC Disconnect	1000V / 2 x 40A	1000V / 3 x 40A	
DC Surge Protection	Optional, Type II, field replaceable		
<b>STANDARD COMPLIANCE</b>			
Safety	UL1741, UL1741 SA, UL1699B, UL1998, CSA 2.22		
Grid Connection Standards	IEEE 1547, Rule 21, Rule 14 (H-I)		
Emissions	FCC part15 class A		
<b>INSTALLATION SPECIFICATIONS</b>			
Number of units	2	3	
AC Output Conduit Size / Max AWG / Max PE AWG	1.5" / 2/0 / 6	2" / 4/0 / 4	
DC Output Conduit Size / Terminal Block AWG Range / Number of Strings <sup>(2)</sup>	2 x 1.25" / 6-14 / 6 strings	2 x 1.25" / 6-14 / 9 strings	
Dimensions (H x W x D)	Primary Unit: 37 x 12.5 x 10.5 / 940 x 315 x 260; Secondary Unit: 21 x 12.5 x 10.5 / 540 x 315 x 260		in / mm
Weight	Primary Unit: 105.8 / 48; Secondary Unit 99.2 / 45		lb / kg
Operating Temperature Range	-40 to +140 / -40 to +60 <sup>(3)</sup>		°F / °C
Cooling	Fan (user replaceable)		
Noise	< 60		dB(A)
Protection Rating	NEMA 3R		
Bracket Mounted (Brackets Provided)			

- For other regional settings please contact SolarEdge support
- Single input option per unit (up to 3AWG) available
- De-rating from 50°C

© SolarEdge Technologies, Inc. All rights reserved. SOLAREEDGE, the SolarEdge logo, OPTIMIZED BY SOLAREEDGE are trademarks or registered trademarks of SolarEdge Technologies, Inc. All other trademarks mentioned herein are trademarks of their respective owners. Date: 10/2018/V01/ENG NA. Subject to change without notice.

CE RoHS

## F. Facturación del punto de carga rápida ubicado en Escazú

F-00	C-5		<b>Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.</b>		<b>NISE</b>	
FACTURA			Cedula Juridica 3-101-000046-36			
<b>63733720</b>			<b>COMERCIAL (TG)</b>		<b>27993406</b>	
FACTURA ELECTRÓNICA No. 00300001010000162134						
CLAVE NUMERICA 50613121800310100004600300001010000162134150524560						
NOMBRE <b>COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ S.A</b> NÚMERO CÉDULA <b>3101000046</b>						
DIRECCIÓN EXACTA <b>ELECTROLINERA UNIDAD SUCURSAL ESCAZU</b>						
PROVINCIA <b>SAN JOSÉ</b>		CANTÓN <b>ESCAZÚ</b>		DISTRITO <b>SAN RAFAEL</b>		
<b>DATOS DEL SERVICIO</b>						
TIPO DE SERVICIO	CONSTANTE	SUB ESTACION	CIRCUITO	LOCALIZACION	NÚMERO DE MEDIDOR	
<b>ENERGÍA</b>	<b>40</b>	<b>ESCAZU</b>	<b>2803 LAURELES</b>	<b>3806526108</b>	<b>939870</b>	
DEPOSITO DE GARANTIA	COSTO POR kWh DEL ALUMBRADO PÚBLICO	CONSUMO LEIDO (kWh)	FECHA FACTURACION ACTUAL	FECHA FACTURACION ANTERIOR	FECHA DE PROXIMA FACTURACION	
¢ 192,420.00	¢ 3.55	2200	11-12-2018	09-11-2018	10-01-2019	
CONSUMO EN ENERGÍA (kWh)			MÁXIMA DEMANDA (kW)			
CONSUMO DIARIO kWh	COSTO DEL kWh	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	IMPORTE FACTURADO	DEMANDA MÁX. FACTURADA	
69	¢ 121.46	148	93	¢ 267,210.00	50	
					COSTO DEL kW	
					¢ 11,446.21	
					LECTURA ACTUAL	
					4.96	
					LECTURA ANTERIOR	
					3.71	
					IMPORTE FACTURADO	
					¢ 0.00	
<b>ENERGÍA (kWh)</b>		<b>FACTOR DE POTENCIA (%)</b>				
RAZÓN ESTIMACIÓN	DEMANDA MÁX. FACTURADA (kW)	KVA MÁXIMOS	FACTOR POTENCIA (%)	MINIMO REQUERIDO	RECARGO POR BAJO FP	
NO ESTIMADA	50	001	100	90	¢ 0.00	
<b>HISTÓRICO DE CONSUMO</b>						
MES/AÑO	ENERGÍA (kWh)	DEMANDA (kW)	FACTOR DE POTENCIA (%)	FACTOR DE CARGA (%)	DIAS FACTURADOS	IMPORTE FACTURADO
01-2018	0	0.00	0.00	0.00	0	¢ 0.00
02-2018	0	0.00	0.00	0.00	0	¢ 0.00
03-2018	0	0.00	0.00	0.00	0	¢ 0.00
04-2018	0	0.00	0.00	0.00	0	¢ 0.00
05-2018	0	0.00	0.00	0.00	0	¢ 0.00
06-2018	0	0.00	0.00	0.00	0	¢ 0.00
07-2018	0	0.00	0.00	0.00	0	¢ 0.00
08-2018	0	0.00	0.00	0.00	0	¢ 0.00
09-2018	240	48.96	100.00	0.70	29	¢ 0.00
10-2018	1680	49.60	100.00	4.87	29	¢ 468,590.00
11-2018	1800	49.76	100.00	5.02	30	¢ 257,160.00
12-2018	2200	50.00	100.00	5.73	32	¢ 313,475.00
PROMEDIO MENSUAL	<b>1,480</b>	<b>49.58</b>	<b>100.00</b>	<b>4.08</b>		<b>¢ 86,602.08</b>
<b>FACTURACIÓN</b>						
COD.	DETALLE	IMPORTE		MES AL COBRO	SUBTOTAL POR PAGAR	
1	ENERGÍA	¢ 267,210.00		<b>DICIEMBRE/2018</b>	<b>¢ 278,740.00</b>	
6	ALUMBRADO PÚBLICO	¢ 7,810.00				
24	IMPUESTO DE VENTAS	¢ 34,735.00		FECHA VENCIMIENTO	IMPUESTO DE VENTAS	
TRB	TRIBUTO BOMBEROS	¢ 3,720.00		<b>02-01-2019</b>	<b>¢ 34,735.00</b>	
				MESES PENDIENTE(S)	TOTAL POR PAGAR	
				<b>0</b>		
				A la fecha de emisión de la factura	¢ 0.00	
				CARGO POR CANCELACION TARDIA	¢ 8,250.00	
		VALOR EMISION:	¢ 313,475.00			
		SALDO ACTUAL:	¢ 0.00			
AUTORIZADA MEDIANTE RESOLUCIÓN N° DGT-R-48-2016 DEL 7 DE OCTUBRE DEL 2016						
¡EVITEMOS ACCIDENTES! RECUERDE REVISAR LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE SU CASA, ASÍ PODRÁ COMPROBAR EL ESTADO DE LA MISMA Y PREVENIR POSIBLES INCENDIOS.						
Si tiene alguna consulta, sugerencia o queja sobre su servicio eléctrico o facturación puede comunicarse al:		Averías Eléctricas y de Alumbrado Público		Descargue nuestra APP CNFL en su celular		
800-ENERGÍA (800-363-7442)		1026		Google play		
800energia@cnfl.go.cr				App Store		
Agencia Virtual https://agenciavirtual.cnfl.go.cr				Recies Sociales		
				facebook.com/cnfl		
				twitter.com/cnfl		
				instagram/cnflcr		