

**ESTACIÓN DE CARGA HÍBRIDA (SOLAR - RED) PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS DE
TRANSPORTE PERIURBANO****A HYBRID (SOLAR - GRID) CHARGING STATION FOR PERI-URBAN TRANSPORTATION BASED
ON ELECTRIC VEHICLES****Miguel Ángel Vargas-Fuentes, Daniel Felipe Sempértegui-Tapia, Renán Orellana-Lafuente***Laboratorio de Energías Alternativas (LEA)**Universidad Privada Boliviana, Cochabamba – Bolivia**renanorellana@upb.edu*

(Recibido el 14 de mayo de 2024, aceptado para publicación 10 de agosto 2024)

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es proponer una metodología de diseño de una estación de carga híbrida solar-red para la recarga de vehículos eléctricos, evaluando sus costos e impactos. Este proyecto busca incentivar el uso de transporte público periurbano basado en vehículos eléctricos, reduciendo contaminantes y costos operativos. Para esto, primero se estudió detalladamente la radiación solar incidente mediante cálculos analíticos para estimar la generación fotovoltaica en la ubicación. También se analizó la demanda eléctrica con datos de empresas de radio taxis, estableciendo curvas de carga de baterías en los vehículos destinados al transporte público periurbano. Posteriormente, se diseñaron los circuitos, se seleccionaron conductores y protecciones, y se calcularon sistemas de puesta a tierra y pararrayos según la normativa boliviana. Finalmente, se realizó el análisis tecno - económico de esta propuesta de electrolinera híbrida.

Palabras Clave: Estación de Carga Híbrida, Vehículos Eléctricos, Energía Solar Fotovoltaica, Generación Distribuida.**ABSTRACT**

The aim of this work is to propose a methodology for the design of a solar-grid hybrid charging station for electric vehicles. This project seeks to encourage the use of public transport based on electric vehicles, reducing pollutants and operating costs. In order to do this, first the incident solar radiation was estimated at the location. Then, electricity demand was also analyzed using data from radio taxi companies, establishing battery charging curves for peri-urban public transport vehicles. Subsequently, the circuits were designed, conductors and protections were selected, and grounding and lightning protections were calculated according to Bolivian regulations. Finally, the techno-economic analysis was carried out, concluding the viability of the project.

Keywords: Hybrid Charging Station, Electric Vehicle, Photovoltaic Solar Energy, Distributed Generation.**1. INTRODUCCION**

La contaminación atmosférica urbana producida por las emisiones vehiculares representa un grave problema ambiental y de salud pública en las principales ciudades de Bolivia. Investigaciones realizadas en Cochabamba indican que el 86% de los contaminantes provienen del parque automotor, compuesto mayoritariamente por unidades que operan con gas natural comprimido [1]. Esta situación no solo deteriora la calidad del aire, sino que también contribuye al efecto invernadero y calentamiento global.

Ante este contexto, la adopción de vehículos eléctricos aparece como una solución sustentable para mitigar las externalidades negativas del transporte tradicional basado en combustibles fósiles. Sin embargo, limitantes económicas y falta de infraestructura de recarga han obstaculizado aún su incorporación masiva en el sistema de transporte boliviano. Es en este escenario que el presente trabajo tuvo como motivación el diseño de la primera estación de carga híbrida solar-red del país, específicamente en el municipio de Colcapirhua de Cochabamba.

El objetivo del proyecto es implementar un sistema de recarga para vehículos eléctricos Quantum que combine generación fotovoltaica con respaldo de la red convencional. Esta solución renovable distribuida permitiría reducir costos operativos e incentivar la transición hacia modos de transporte público periurbano con cero emisiones directas.

Si bien existen algunas experiencias recientes de estaciones de carga, también conocidas como electrolineras en otros países latinoamericanos como por ejemplo la empresa ENEL en Chile [2], la literatura especializada no recoge aún trabajos que analicen y dimensionen este concepto híbrido solar-red en Bolivia. Por ello, el presente artículo realiza un estudio del recurso solar mediante modelación analítica, estima la demanda de carga vehicular, y desarrolla el diseño integral de la estación.

2. PROCEDIMIENTO

2.1. Requerimientos

Se realizó un análisis multicriterio para la selección de la ubicación óptima de la estación de recarga dentro de la zona establecida por la empresa en el municipio de Colcapirhua. Los factores de evaluación fueron: seguridad contra actos vandálicos, minimización de sombras sobre el sistema fotovoltaico, visibilidad comercial e impacto publicitario, accesibilidad para usuarios y trabajadores del transporte público, y suficiencia de demanda de recarga vehicular.

2.2. Ubicación

Tras el análisis comparativo de alternativas, se seleccionó un emplazamiento sobre la Av. Blanco Galindo, Figura 1, por su elevado tráfico, cercanía a puntos de interés y amplia exposición visual para transeúntes y motoristas.

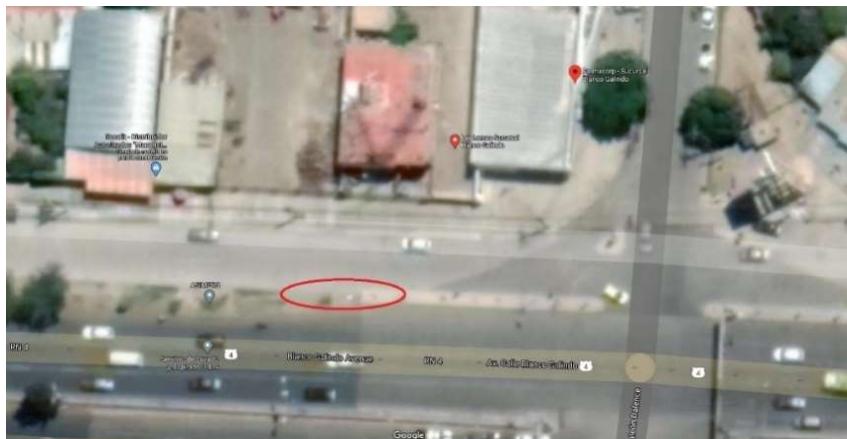


Figura 1: Ubicación de la estación de recarga vista satelital.

Asimismo, se efectuó un estudio de sombras, Figura 2, considerando objetos circundantes al predio y la trayectoria solar demostrando su idoneidad para el propósito.



Figura 2: Movimiento del sol el 21 de junio.

2.3. Estudio y Estimación de Demanda

Debido a la inexistencia de antecedentes de estaciones de recarga pública en Bolivia, se realizó una investigación para pronosticar el comportamiento esperado de la demanda energética en la electrolinera.

En una primera etapa, se realizaron entrevistas con empresas de radio taxi de la zona de estudio, que usarían vehículos Quantum modelo Colibrí con una potencia de carga de 1,1 kW para identificar sus horas pico de actividad. Adicionalmente, se efectuó una observación indirecta del flujo vehicular en centrales ubicadas en cercanías del emplazamiento seleccionado. Con los datos recabados, se construyeron curvas que relacionan la cantidad de automóviles con el horario, estimando los períodos de recarga. Se definieron 6 puestos de recarga funcionando simultáneamente en las horas punta para la estimación de la demanda.

Dado que los vehículos propuestos operarán con dos tipos de baterías, se caracterizaron las curvas de carga de cada tecnología, utilizando un banco de pruebas para registro en tiempo real de los perfiles tensión-corriente en ciclos completos.

2.3.1. Curvas de cargas de baterías de Plomo Ácido

Para las baterías de plomo-ácido, se ensayó un conjunto de 5 unidades modelo TNE12-100 (12V, 100Ah) conectadas en serie, emulando la configuración en los autos. Con ayuda de un cargador estándar, se evaluó: tensión, corriente absorbida y capacidad cada 20 minutos y sus resultados son ilustrados en la Figura 3. El proceso duró aproximadamente 8 horas en alcanzar la carga completa hasta llegar a los 83 Ah de capacidad.

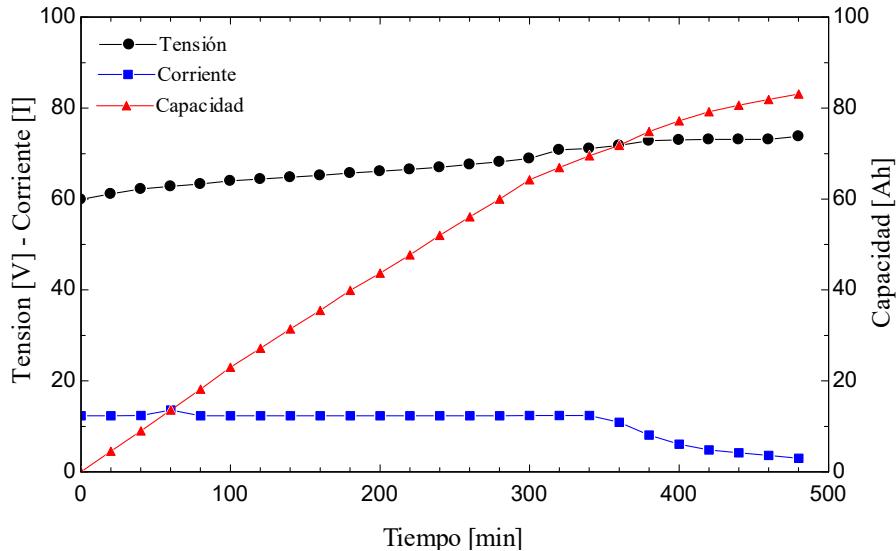


Figura 3: Monitoreo de voltaje, corriente y capacidad de 5 baterías plomo ácido en serie cargadas con cargador.

2.3.2. Curvas de cargas de baterías de Ion - Litio

En cuanto a las baterías de ion-litio, se probó un módulo de 60V y 100 Ah provisto por el fabricante para los vehículos Quantum, se registró periódicamente el voltaje, las corrientes en la red - cargador y cargador - batería. Como observado en la Figura 4, se requirieron aproximadamente 7,5 horas para completar la carga total de las celdas, el cual representa un tiempo inferior al de las convencionales.

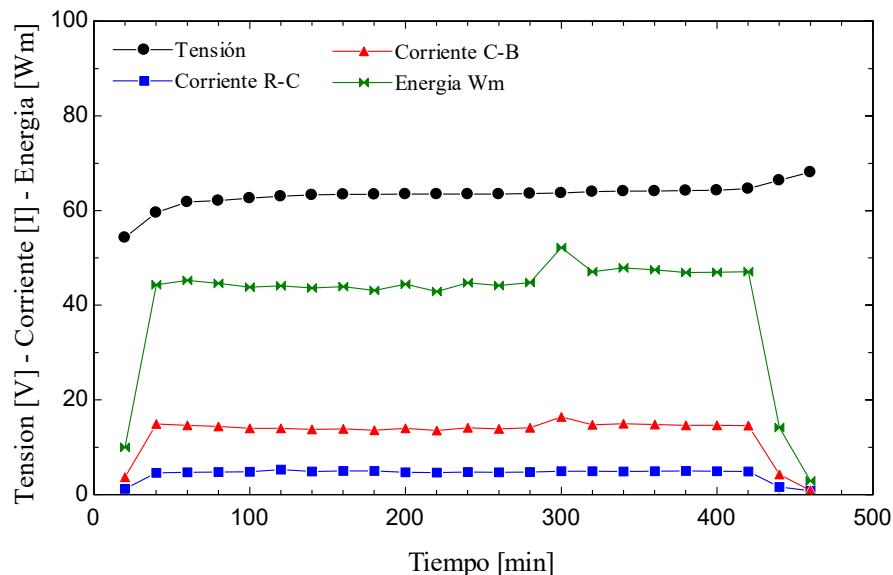


Figura 4: Curva de carga batería de ion-litio 100Ah.

Los datos experimentales recabados permitieron construir curvas características tensión-tiempo y nivel de carga-tiempo de ambas tecnologías.

2.4. Estimación de Autonomía

Luego de modelar las curvas de carga de baterías y estimar la autonomía de los vehículos eléctricos, se construyó una curva de demanda eléctrica esperada en la estación de recarga.

Partiendo de los datos de las empresas de radio taxi sobre el flujo vehicular horario en sus centrales, se formularon perfiles de cantidad de unidades en función del tiempo. Considerando el estado inicial de carga de las baterías por tipo (plomo-ácido o ion-litio), la potencia de los cargadores y el tiempo requerido en completar el ciclo, se estimaron las curvas de demanda para todos los casos posibles.

Se graficaron las situaciones con 6 vehículos simultáneos: 3 de cada tecnología de baterías, comenzando la jornada laboral al 100%, 75% y 50% de capacidad. Además, se definieron curvas promedio por cada química de batería y finalmente, una global que reúne ambas tecnologías.

La curva de demanda resultante, Figura 5, constituye una representación gráfica de la potencia eléctrica esperada a ser demandada por los vehículos en la estación de recarga a lo largo del día, acorde a la operación característica del servicio de taxi.

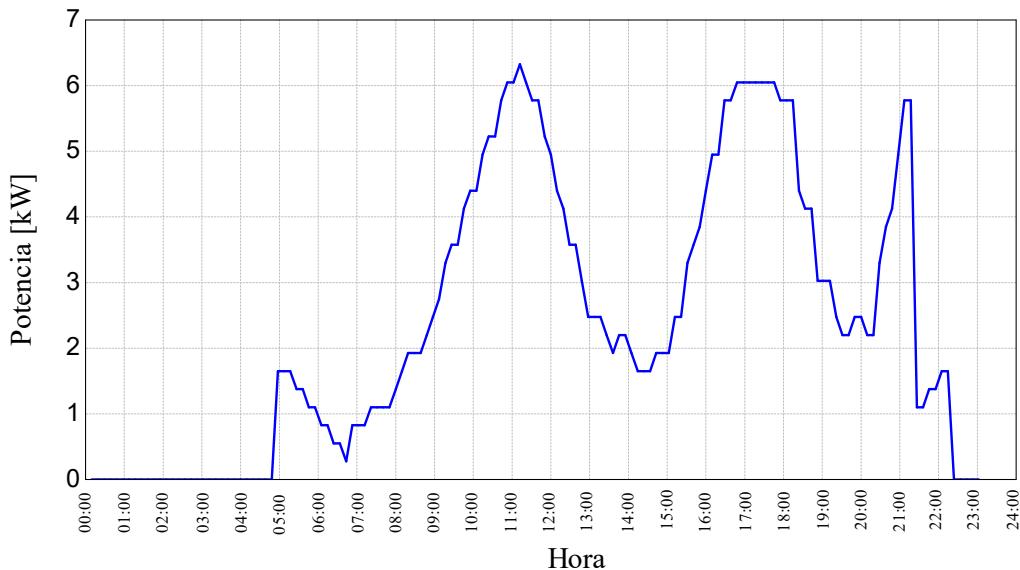


Figura 5: Curva promedio final de consumo en la estación de recarga.

2.5. Dimensionamiento Fotovoltaico

Para abastecer la demanda eléctrica de la estación de recarga y reducir costos energéticos, se incorporó un sistema de generación solar fotovoltaica. En esta etapa se presentan los resultados de los cálculos analíticos para determinar la configuración de equipos requeridos.

2.5.1. Tipo de sistema fotovoltaico – Generación distribuida

Este sistema será el que se aplicará en el proyecto, son sistemas que extraen energía de diferentes medios de generación (en este caso fotovoltaico) para abastecer o reducir costos de una demanda [3].

La operación del sistema se fundamenta en aprovechar la máxima potencia solar durante las horas diurnas para reponer parcialmente la energía utilizada en la recarga de baterías, reduciendo así el consumo desde la red y los correspondientes costos asociados.

Dado que la demanda de carga fluctúa dinámicamente según la operación de la flota vehicular, se plantea una cobertura solar relativamente baja, en torno al 30% del consumo total de la instalación. Esto permite evitar el sobredimensionamiento del sistema y la exportación excesiva de excedentes a la red, cubriendo la base de la curva de la demanda generada y garantizando la rentabilidad de la solución fotovoltaica.

A continuación, se detalla el procedimiento de diseño, selección tecnológica y evaluación de generación del sistema para las condiciones particulares del emplazamiento.

2.5.2. Radiación disponible en el lugar

El objetivo de esta etapa fue caracterizar y cuantificar el recurso solar disponible en la localización exacta de implementación de la estación de recarga de vehículos eléctricos. Inicialmente, se ubicó geográficamente el emplazamiento mediante sus coordenadas de latitud (-17,39°) y longitud (-66,22°). Asimismo, se definieron los días característicos anuales para el análisis solar: equinoccios y solsticios.

Para cada día índice, se calcularon las coordenadas solares correspondientes, incluyendo valores de: declinación, ángulo horario solar, horas de salida, tránsito y puesta, duración de brillo, altura y acimut durante todo el arco diurno.

Conocida la dinámica de trayectoria solar, se estimó la irradiancia extraterrestre horaria incidente sobre un plano horizontal mediante la expresión [3]:

$$B_{0h(0)} = \frac{12}{\pi} C_s * \rho^2 * \left\{ \left(\frac{12}{\pi} \right) * \sin(\delta) * \sin(\varphi) + [\sin(w_2) - \sin(w_1)] * \cos(\delta) * \cos(\varphi) \right\} \quad (1)$$

donde C_s es la constante de irradiación = 1367 W/m², ρ el factor de corrección por excentricidad orbital, δ la declinación solar, φ es latitud del lugar y, w_1 , w_2 los ángulos horarios inicial y final del intervalo horario.

Integrados los resultados diarios, se obtuvo la irradiancia anual sobre plano horizontal para la locación, Tabla 1.

TABLA 1 - DATOS DE RADIACIÓN MENSUAL Y ANUAL A LA DIFERENTES ÁNGULOS Y DETERMINACIÓN DEL ÁNGULO ÓPTIMO SEGÚN DATOS DE NASA

Parámetro	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Irradiación sobre superficie horizontal	5,73	5,62	5,68	5,39	5,22	4,75	5,06	5,4	5,84	6,29	6,52	6,37	5,66
Irradiación sobre superficie inclinada con latitud menos 15°	5,7	5,62	5,72	5,49	5,38	4,91	5,23	5,53	5,9	6,3	6,49	6,32	5,72
Irradiación sobre superficie inclinada con latitud menos 15°	5,37	5,44	5,76	5,87	6,16	5,75	6,11	6,08	6,1	6,17	6,12	5,83	5,9
Irradiación sobre superficie con inclinación de latitud más 15°	4,79	5	5,52	5,94	6,59	6,25	6,63	6,3	5,97	5,73	5,45	5,12	5,77
Irradiación sobre superficie vertical	1,73	1,78	2,4	3,43	4,73	4,76	5,03	4	2,91	1,94	1,69	1,77	3,02
Irradiación óptima	5,78	5,62	5,78	5,95	6,66	6,38	6,77	6,3	6,1	6,31	6,55	6,5	6,22
Angulo de Inclinación Óptimo	-8,5	0	12,5	28	41,5	45	45	34	19	4	-7	-13,5	16,5
Orientación Óptima	S	S	N	N	N	N	N	N	N	N	S	S	N

Fuente: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Como se observa en la Tabla 1, los valores resaltados de irradiación óptima y ángulo de inclinación óptimo, permitieron definir la orientación e inclinación seleccionada de los paneles solares para maximizar la generación anual, optimizando así el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, en este caso inclinación de 16,5° y orientación al norte. Posteriormente, aplicando la correlación de Collares-Pereira se determinaron analíticamente las fracciones de radiación solar correspondientes a las componentes directa y difusa en el plano horizontal, mediante una relación empírica con el índice de claridad promedio diario (KT) [3].

$$Dd(0)/Gd(0) = f(Ktd) \quad (2)$$

donde $Dd(0)$ es la radiación difusa diaria sobre el plano horizontal [kWh/m²], $Gd(0)$ la radiación global diaria sobre el plano horizontal [kWh/m²] y Ktd el índice de claridad promedio diario.

De este modo, con el dato disponible a partir de bases de la NASA de $Gh(0)$ y las expresiones discriminadas según los rangos de KT encontrados, se desagregaron los valores diarios de radiación directa y difusa incidentes sobre una superficie horizontal en la locación específica.

Asimismo, se cuantificó la fracción reflejada o albedo proveniente del suelo y alrededores sobre el plano captador, mediante las expresiones:

$$ALh(\beta, \alpha) = Gh(0) * ps * (1 - \cos(\beta))/2 \quad (3)$$

donde $ALh(\beta, \alpha)$ es la irradiación reflejada sobre el plano inclinado [W/m^2] y ps el coeficiente de reflexión del suelo.

De esta manera, quedan debidamente discriminados los componentes directo y difuso sobre el plano horizontal a partir del modelo empírico desarrollado con el índice KT. Posteriormente, mediante relaciones trigonométricas sobre la esfera terrestre, dichos componentes fueron proyectados sobre el plano inclinado seleccionado para el sistema fotovoltaico, obteniendo así la resultante irradiancia solar efectivamente aprovechable por los módulos fotovoltaicos en función de su configuración física definida (16.5° de inclinación y 0° de azimut) [3].

La resultante irradiancia calculada está constituida por las siguientes fracciones:

$$Gh(16.5,0) = Bh(16.5,0) + Dh(16.5,0) + ALh(16.5,0) \quad (4)$$

Los resultados integrados de irradiación diaria sobre los paneles solares a lo largo de un año se recogen en la Tabla 2, constituyendo así la energía solar efectivamente disponible para la generación fotovoltaica dimensionada.

**TABLA 2 - IRRADIACIÓN GLOBAL EN DÍAS CARACTERÍSTICOS DEL AÑO
(16,5° DE INCLINACIÓN Y 0° AZIMUT)**

Mes	Fecha	Nº De Día del año	Irradiación global diaria sobre los paneles Gd kW
Enero	17	17	4,71
Febrero	16	47	4,77
Marzo	16	75	4,84
Abril	15	105	5,11
Mayo	15	135	5,67
Junio	11	162	6,01
Julio	17	198	5,88
Agosto	16	228	5,38
Septiembre	15	258	4,89
Octubre	15	288	4,64
Noviembre	14	318	4,65
Diciembre	10	344	4,68

2.5.3. Potencia generada en el lugar

Luego de la completa caracterización del recurso solar incidente sobre los paneles fotovoltaicos, el siguiente paso fue la determinación de la potencia eléctrica que efectivamente podría ser generada por el sistema solar seleccionado.

Para cada día representativo del año, se realizaron los cálculos de potencia horaria con intervalos de 10 minutos, mediante la expresión:

$$\text{Potencia generada} = \frac{Gh(16.5,0) * PPS * (1 - ps)}{10} \text{ (kW)} \quad (5)$$

donde $Gh(\beta, \alpha)$ es la irradiancia sobre paneles a inclinados a 16.5° con orientación norte 0° [W/m^2], PPS la potencia de pico del sistema [2 kW] y ps las pérdidas en el sistema fracción de energía no aprovechable por ineficiencias técnicas [15%].

De este modo, para cualquier hora/día se obtiene analíticamente la potencia eléctrica producida por el sistema solar, permitiendo generar curvas de generación precisas en función del tiempo [4].

A título ilustrativo, en la Figura 6 se grafica la potencia fotovoltaica generada del Sistema Fotovoltaico por Generación Distribuida (SFGD) durante el solsticio de invierno 21 de junio (día donde se tiene al sol más alejado de la tierra),

comparada contra la curva de demanda de la Estación de Recarga de Vehículos Eléctricos (ERVE). Mientras que en la Tabla 3 se presenta el resumen numérico para dicha fecha.

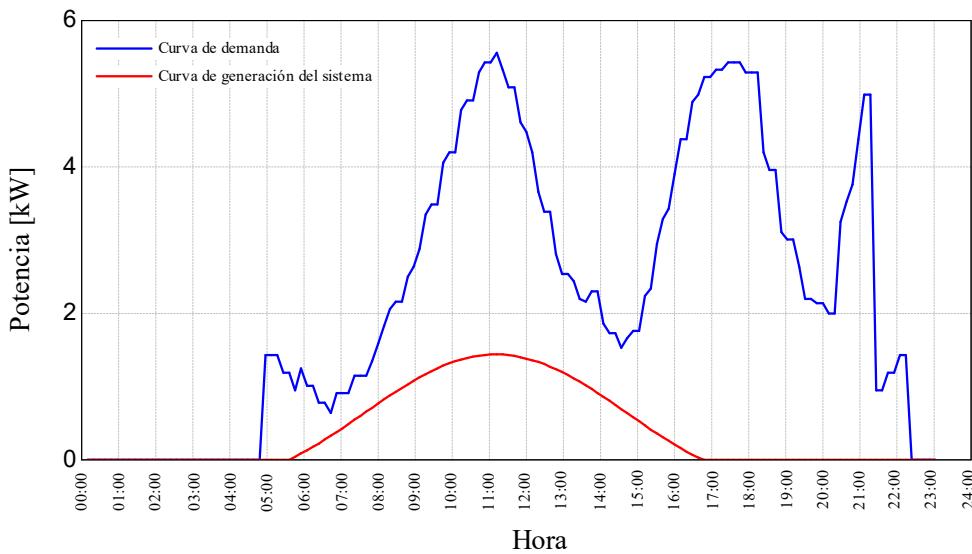


Figura 6: Curva de consumo de la ERVE y Generación esperada por el SFGD, día 21 de junio.

TABLA 3 - RESUMEN DE GENERACIÓN DEL DÍA 21 DE JUNIO

Resumen de Generación	
Potencia total de los paneles solares kW	2,00
Porcentaje del consumo cubierto con el sistema solar %	18,97
Potencia pico de la demanda en kW	5,56
Energía total consumida kWh/día	54,44
Energía total consumida kWh/año	19.869,69
Energía total generada kWh/día	10,32
Energía total generada kWh/año	3.768,35
Energía desperdiciada	0,00

2.6. Equipos y Protecciones en el Sistema Fotovoltaico

A partir de las proyecciones de generación eléctrica solar, se definieron los componentes y dispositivos de seguridad necesarios para materializar el sistema fotovoltaico conectado a red.

2.6.1 Paneles solares

El modelo de módulo fotovoltaico seleccionado fue el NINBO OSDA SOLAR de 400W de potencia, con celdas de silicio monocristalino. Este panel cumple con los requisitos técnicos estipulados en la norma NB 1056 respecto a rendimiento y condiciones de operación, contando con las certificaciones internacionales IEC 61215 e IEC 61730 de seguridad y funcionamiento confiable a largo plazo.

Sus principales características eléctricas en Condiciones Estándar de Medida (1000 W/m², 25°C, AM 1.5) son: Punto de máxima potencia (Pmpp): 400 W; Voltaje de circuito abierto (Voc): 49,44 V; Corriente de cortocircuito (Isc): 10,45 A; Voltaje en Pmpp (Vmpp): 40,63 V y Corriente en Pmpp (Impp): 9.92 A.

2.6.2. Inversor solar

equipo seleccionado para la conversión de la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos a corriente alterna es el modelo Growatt 2000-S de 2 kW nominales.

Este inversor presenta un alto rendimiento pico de 97.4% y europeo de 96.2%. Su principio de funcionamiento se basa en un seguidor MPPT del punto de máxima potencia proveniente del sistema de captación. El rango de voltaje DC máximo es de 450V, perfectamente compatible con los 203V generables por el string de 5 módulos en las peores condiciones. Presenta protecciones integradas contra polaridad inversa, sobrecorriente, sobrevoltajes, así como

monitorización de aislamiento y de red. En cuanto a la salida AC, entrega 230V monofásicos con corriente nominal de 8,7A y una potencia nominal ajustable hasta 2000W. Posee un grado de protección ambiental IP65, ideal para operación a la intemperie.

2.6.3. Cableado y protecciones en el sistema fotovoltaico

El cableado para la interconexión entre módulos fotovoltaicos, regulación y adaptación de potencia requiere elementos dimensionados para la máxima corriente y voltajes presentes. Se selecciona conductor AWG 12 con aislamiento XLPE diseñado específicamente para este tipo de aplicaciones tomando en cuenta que la corriente máxima que se tendrá en el sistema será de 12,4A. En el segmento de Corriente Continua asociado a la generación se instalan las siguientes protecciones:

- **Fusibles**

Dimensionado para 300VDC y 16A-IEC para proteger frente a corrientes inversas excesivas provenientes del campo fotovoltaico.

- **Seccionador DC**

Permite abrir/cerrar el paso de corriente proveniente de los módulos con total seguridad y confiabilidad para tareas de mantenimiento o reconfiguraciones. Se elige uno compatible con los 300VDC nominales, 20A de corriente y categoría de empleo DC21B.

- **Protección contra sobretensiones transitorias (SPD)**

Dispositivo que se instala en paralelo con el sistema fotovoltaico para derivar sobrevoltajes ocasionales de origen atmosférico al electrodo de puesta a tierra. Se seleccionó un modelo con voltaje nominal de 600VDC, valor superior a los 300V actuales y futuros previsibles del sistema en base al diseño, que permite proteger efectivamente los paneles, cableado e inversor contra picos transitorios peligrosos para la integridad de los componentes.

- **Interruptor termomagnético**

El disyuntor termomagnético que se utilizará en la estación fotovoltaica es de 16A y 400V. Este dato fue obtenido del manual de uso del inversor Growatt 2000-S. Esto hace mucho sentido, ya que la corriente máxima de salida del inversor es de 9,5A.

- **Interruptor diferencial**

Permite la detección de fugas a tierra debidas a fallas de aislamiento. Se elige uno de alta sensibilidad (30 mA) con capacidad de corte 6 kA. La alta sensibilidad instalada asegura la rápida actuación discontinuando el suministro ante derivaciones pequeñas que podrían resultar peligrosas para personas.

De este modo, la instalación eléctrica completa asociada al sistema fotovoltaico y estación de recarga queda debidamente protegida tanto en el segmento de generación DC como de distribución AC para una operación confiable y segura.

2.7. Diagrama Unifilar

Con los datos obtenidos de los equipos fotovoltaicos con sus respectivas protecciones más el dimensionamiento de la acometida de la estación de recarga se obtiene el diagrama unifilar, Figura 7, que será la base para toda la instalación eléctrica.

2.8. Pararrayos y Puesta a Tierra

El sistema de protección contra descargas atmosféricas se realizó considerando un nivel 4 de apantallamiento, se adoptó un pararrayo tipo Franklin con cepa a 45° e instalado en mástil independiente de 1,8 metros de altura [5].

El electrodo de puesta a tierra consiste en una jaula de tierra de 1,5 metros de longitud y 14,6 mm de diámetro, enterrada verticalmente a una profundidad tal que le confiera una resistencia igual o inferior a 10 ohm.

La línea de enlace entre pararrayos y sistema de tierra con conductor de cobre desnudo calibre AWG10 (5.26 mm²). De este modo, ante una eventual descarga, la corriente seguirá un camino prefijado y de baja impedancia hasta disiparse en el terreno, minimizando riesgo de daños [5].

ESTACIÓN DE CARGA HÍBRIDA (SOLAR - RED) PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

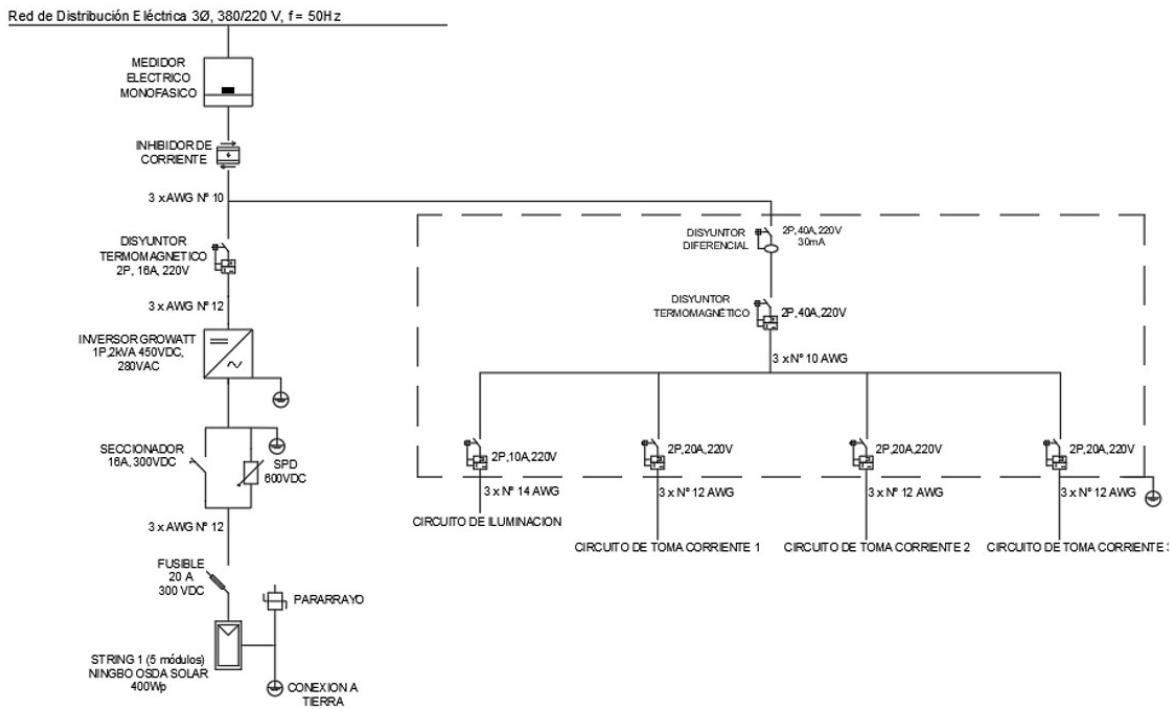


Figura 7: Diagrama Unifilar.

2.9. Distribución

La distribución y disposición de los distintos componentes de la estación de carga híbrida solar-red responde a criterios de funcionalidad y aprovechamiento de los espacios disponibles en el terreno asignado (ver Figura 8).

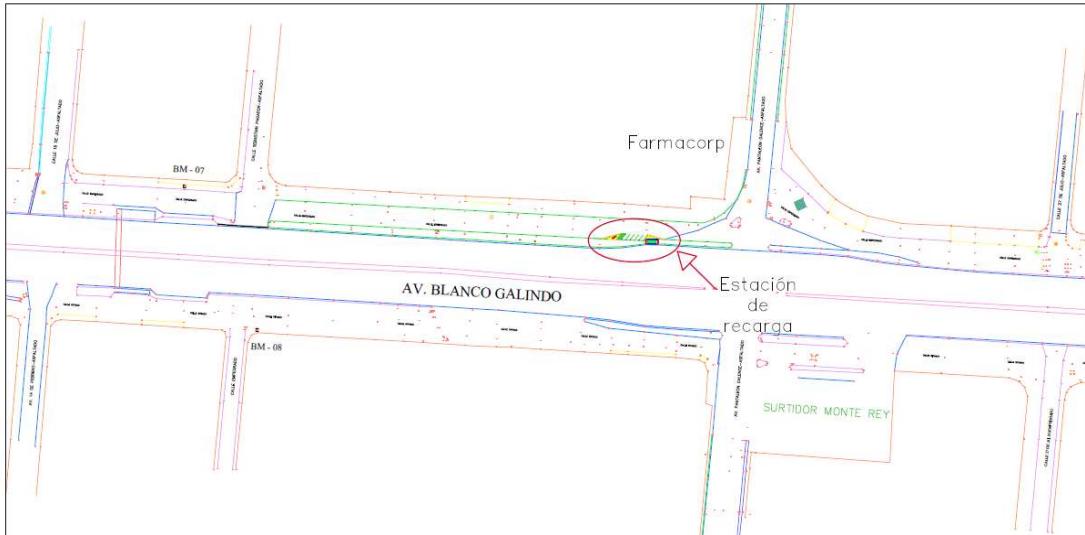


Figura 8: Ubicación de la estación de recarga.

El sistema fotovoltaico, compuesto por módulos e inversor, se emplaza sobre la vereda colindante mediante una estructura metálica especialmente diseñada. De esta manera, cumple un doble propósito de generación eléctrica y de sombra/resguardo para transeúntes.

Por su parte, los postes de carga vehicular se ubican al borde de la jardinera existente, preservando la vegetación. Se disponen intercalados y distanciados para permitir el ingreso cómodo de los automóviles eléctricos durante las tareas de recarga de baterías.

La disposición de los diferentes elementos: paneles, estacionamientos, postes de carga y áreas de circulación peatonal, responde a la mejor convivencia entre el nuevo servicio público de recarga eléctrica y el entorno circundante, como ilustrado en la Figura 9.

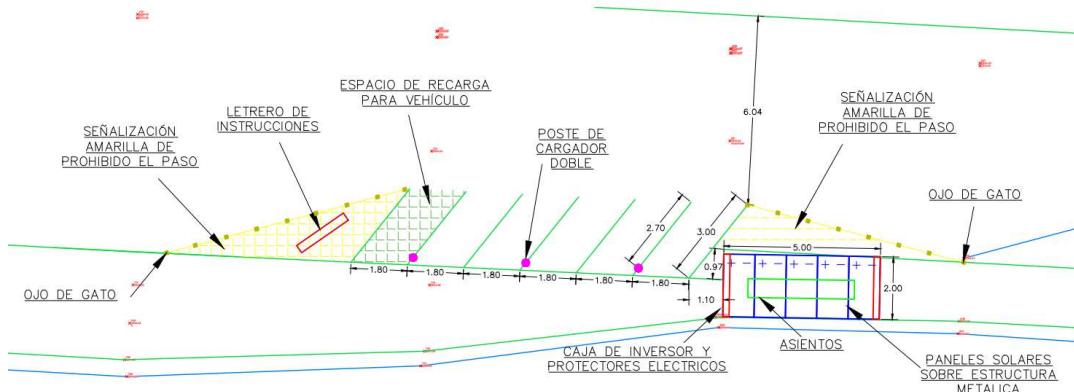


Figura 9: Distribución y orden de la estación de recarga.

2.10. Costos e impacto de la propuesta

La inversión total ascendió a 5.056,17 USD como se muestra en la Tabla 4, considerando infraestructura civil metálica, equipamiento eléctrico solar e instalación. Estos costos fueron contrastados con el ahorro anual en consumo eléctrico desde red, estimado en 369,79 USD/año.

TABLA 4 - COSTOS DE LA PROPUESTA

Recurso	Precio unitario (USD)	Cantidad total requerida	Monto (USD)
Soporte paneles solares	2.085,64	1	2.085,64
Instalación solar	2.224,33	1	2.224,33
Instalación eléctrica	274,75	1	274,75
Acometida garantía y comisión	29,51	1	29,51
Mano de obra	451,94	3	451,94
TOTAL (USD)			5.056,17

Un primer indicador del impacto del proyecto fue el tiempo de recuperación de la inversión en base al cobro por servicio de carga, estableciendo que en 8 años se logra el retorno, Figura 10.

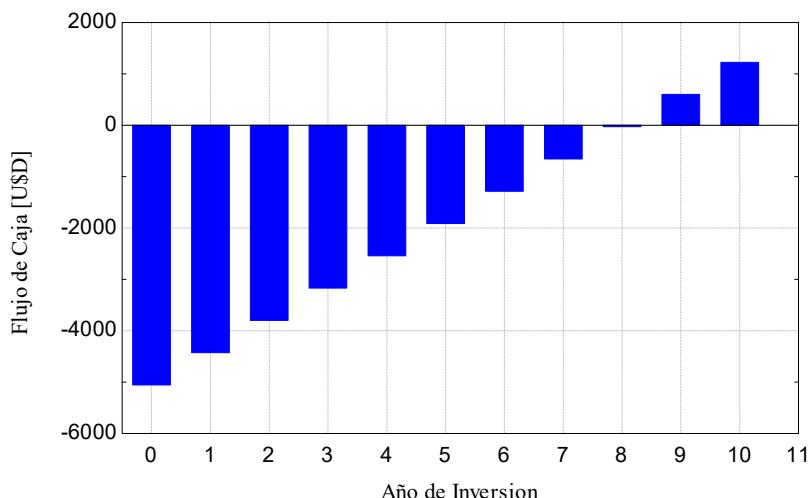


Figura 10: Tiempo de recuperación de inversión.

El segundo indicador del impacto del proyecto fue el ambiental, para ello se consideró que la estación de carga híbrida solar-red genera alrededor de 3.768 kWh de electricidad anualmente, esta energía renovable reemplaza el consumo de energía de la red eléctrica, que en Bolivia tiene un factor de emisión estimado de 0,4 kg CO₂/kWh [6], utilizando este factor de emisión, se calculó la reducción anual de emisiones, que equivale a aproximadamente 1,5 toneladas de CO₂ anualmente. La disminución de estas emisiones contribuye significativamente a la mitigación del cambio climático y mejora la calidad del aire en la región.

3. RESULTADOS

El sitio seleccionado para la instalación de la estación de carga híbrida solar-red permite adecuar los puntos de recarga, vialidades internas y paneles fotovoltaicos con orientación norte. Esta configuración maximiza la generación de energía solar y asegura visibilidad comercial y accesibilidad vehicular, optimizando su funcionalidad para el transporte público periurbano.

El análisis de la demanda eléctrica muestra una demanda nominal de 6.936 W, distribuida entre 6 vehículos (1.100 W cada uno) recargándose simultáneamente, 300 W para alumbrado LED y 72 W para usos secundarios. Los perfiles de uso modelados reflejan las fluctuaciones diarias en la demanda de energía, destacando las horas pico y valle típicas del sector.

La generación fotovoltaica, calculada mediante métodos analíticos y computacionales, es de 3.768 kWh anuales. Los paneles solares, inclinados y orientados de manera óptima, permiten un aporte renovable de 16% durante el solsticio de invierno y 19% durante el solsticio de verano. Estos datos confirman la capacidad del sistema fotovoltaico para reducir el consumo eléctrico de la red, mejorando la sostenibilidad del proyecto.

En cuanto a los componentes del sistema, se utilizarán conductores de cobre aislados XLPE, dimensionados según la capacidad de corriente, regulación de voltaje y normas locales [3]. La inversión total, aproximadamente 5.056,17 USD, se recuperará en un periodo estimado de 8 años, basado en un modelo preliminar de ingresos por evento de carga.

La implementación del sistema fotovoltaico tendrá un impacto ambiental significativo que se traduce en una reducción anual de 1.507,2 kg de CO₂.

4. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos a través de métodos analíticos y computacionales demuestran que el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y el respaldo convencional son adecuados para satisfacer la demanda energética proyectada en una instalación de recarga de baterías de vehículos eléctricos.

Este proyecto establece un precedente importante para futuras investigaciones y desarrollos en el ámbito de la movilidad eléctrica y la generación de energía renovable en Bolivia. La adopción de tecnologías como la descrita puede contribuir significativamente a la transición hacia un sistema de transporte más sostenible y de bajas emisiones.

Para fomentar la implementación de esta tecnología, se recomienda el desarrollo de políticas públicas que apoyen la generación distribuida renovable y la movilidad eléctrica. Además, se sugiere establecer convenios y campañas de difusión para promover los beneficios económicos y ambientales de soluciones innovadoras como la presentada en el presente artículo.

5. AGRADECIMIENTO

A la empresa Quantum Motors por haber permitido la realización del Trabajo Dirigido origen del presente artículo.

REFERENCIAS

- [1] E. Birhuet, *Aprovechamiento de la energía solar entre los tropicos : energía fotovoltaica para ingenieros*. 2016.
- [2] Ó. Granados, “¿Dónde recargar un coche eléctrico? Estas son las ‘electrolineras’ que vienen,” *El País*, 2018.
- [3] IBNORCA, *NB 777:2015 - Diseño y construcción de instalaciones eléctricas interiores en baja tensión (Segunda revisión)*. 2015.
- [4] M. Lucano and I. Mercado, “Estimación de la Radiación Solar en Bolivia utilizando modelos SIG e Imágenes Satelitales.,” 2007.
- [5] J. A. Ladrón de Guevara, “Diseño y cálculo de una instalacion fotovoltaica aislada,” Universidad Politecnica de Madrid, 2018.

- [6] International Energy Agency, “Assesing the Effects of Economic Recoveries on Global Energy Demand and CO2 Emissions in 2021,” 2021.