



Uptc
Universidad Pedagógica y
Tecnológica de Colombia



DISEÑO ELÉCTRICO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ON-GRID EN LA UPTC SEDE DUITAMA

Escuela de Ingeniería Electromecánica.
Juan Esteban Lombana Ochoa

**DISEÑO ELÉCTRICO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA PARA VEHÍCULOS
ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ON-GRID EN LA UPTC
SEDE DUITAMA**

JUAN ESTEBAN LOMBANA OCHOA

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD SECCIONAL DUITAMA
INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA
DUITAMA
2023**

**DISEÑO ELÉCTRICO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA PARA VEHÍCULOS
ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ON-GRID EN LA UPTC
SEDE DUITAMA**

JUAN ESTEBAN LOMBANA OCHOA

**Director
Ing. JUAN CARLOS CASTRO GALEANO
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD SECCIONAL DUITAMA
INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA
DUITAMA
2023**

Nota de aceptación:

Firma presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Duitama, 25 de abril de 2023

CONTENIDO

pág.

OBJETIVOS	13
1 MARCO TEÓRICO	15
1.1 VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	15
1.2 ESTACIÓN DE CARGA PARA VE	16
1.2.1 CLASIFICACIÓN GENERAL SEGÚN EL TIPO DE CARGA.....	17
1.2.2 DIFERENCIAS ESTACIONES DE CARGA EN AC Y DC.....	18
1.2.3 MODOS DE CARGA	19
1.2.4 CONECTORES.....	20
1.2.5 ESTACIONES DE CARGA RÁPIDA	23
1.2.6 TECNOLOGÍA V2G	23
1.2.7 NORMAS DE INTERCONEXIÓN Y COMUNICACIÓN PARA LA ENERGÍA V2G.....	25
1.2.8 COMUNICACIÓN V2G	25
1.2.9 SISTEMA DE CARGADOR BIDIRECCIONAL.....	26
1.2.10 MODOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA ESTACIÓN DE CARGA	26
1.2.11 ESTACIONES DE CARGA Y ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	27
1.3 NORMATIVIDAD	29
1.4 DATOS DE RADIACIÓN	29
2 ESTADO DEL ARTE	33
2.1 MOVILIDAD ELÉCTRICA	35
2.1.1 ESTACIONES DE CARGA PÚBLICAS A NIVEL MUNDIAL.....	35
2.1.2 ESTACIONES DE CARGA PÚBLICAS EN LATINOAMÉRICA	36
2.1.3 ESTACIONES DE CARGA PÚBLICAS EN COLOMBIA	37
2.1.4 VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LATINOAMÉRICA.....	41
2.1.5 VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN COLOMBIA.....	42
3 METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE LA ESTACIÓN DE CARGA.....	46
3.1 ANÁLISIS DE LA NORMATIVIDAD VIGENTE.....	46
3.1.1 COMPENDIO NORMATIVO	47
3.1.2 DOCUMENTO NO REGULATORIO	50
3.1.3 CRITERIOS PARA EL DESARROLLO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA DE VE PARA LA UPTC DUITAMA.....	52
3.2 ETAPAS PARA EL DESARROLLO DE LA ESTACION DE CARGA.....	53
3.3 GENERALIDADES PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	54
3.3.1 DATOS Y TRATAMIENTO DE ESTOS	54
3.3.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO ESTÁTICO.....	55

4	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA ESTACIÓN DE CARGA Y ESTUDIO DE VIABILIDAD.....	57
4.1	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA ESTACIÓN DE CARGA.....	57
4.2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ESTACIÓN DE CARGA UPTC	60
4.3	TOPOLOGÍA DE LA ESTACIÓN DE CARGA	60
4.4	DISEÑO ELECTRICO DE LA ESTACION DE CARGA.....	61
4.5	VIABILIDAD ECONÓMICA DEL DISEÑO DE LA ESTACIÓN DE CARGA V2G.....	63
4.6	VIABILIDAD PARA IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTACIÓN DE CARGA RÁPIDA DISPONIBLE EN EL MERCADO	67
4.7	ELEMENTOS DE ANALISIS PARA LA EVALUACION FINAL DE VIABILIDAD.....	71
4.8	COMIENZO DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA EN LA UPTC FACULTAD SECCIONAL DUITAMA 73	
4.9	MATRIZ FOTOVOLTAICA EN LOS PARQUEADEROS DE LA UPTC FACULTAD SECCIONAL DUITAMA.....	73
5	CONCLUSIONES.....	87
6	ANEXOS	88
6.1	GEOMETRIA SOLAR EN LA UPTC DUITAMA.....	88
6.2	LAS PRINCIPALES FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE CARGA DE D.C	89
6.3	COMUNICACIÓN DIGITAL ENTRE LA ESTACIÓN DE CARGA DE CORRIENTE CONTINUA Y EL VEHÍCULO ELÉCTRICO	89
6.4	CARACTERÍSTICAS ESTACIÓN DC PARA SER IMPLEMENTADA	89
6.5	DIAGRAMA UNIFILAR ESTACION DE CARGA V2G	91
6.6	DISEÑO ELECTRICO SUBESTACION 75 KVA	93
6.7	COTIZACIÓN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARQUEADEROS UPTC DUITAMA.....	105
6.8	GENERALIDADES EL LIBRO HANDBOOK OF PHOTOVOLTAIC SCIENCE	107
6.9	ENERGÍA FOTOVOLTAICA	107
6.10	DIAGRAMA UNIFILAR UPTC DUITAMA	120
6.11	FICHA TECNICA PANELES SOLARES	120

LISTA DE IMÁGENES

Imagen 1. Principales partes Vehículo Eléctrico.....	15
Imagen 2. principales partes de una ESEV.....	17
Imagen 3. Modos de carga y conectores.....	19
Imagen 4.Sistema Bidireccional.....	24
Imagen 5.Convertidores separados para PV, EV.....	28
Imagen 6. Conversor multipuerto que integra la red, PV y EV.....	28
Imagen 7. Estaciones de carga a nivel mundial.....	35
Imagen 8. conectores en Países Bajos.....	36
Imagen 9. estaciones de carga en México.....	37
Imagen 10. Mercado de VE en Latinoamérica.....	41
Imagen 11. Esquema para el despliegue de puntos de carga en las ciudades.	51
Imagen 12. Ubicación estación de carga.....	54
Imagen 13. Caso de conexión C, IEC.....	59
Imagen 14. Topología estación de carga.....	61
Imagen 15. Diagrama Unifilar estación de carga V2G.¡Error! Marcador no definido.	
Imagen 16. Estación de carga V2G.....	68
Imagen 17. Representación ángulo óptimo de inclinación.....	75
Imagen 18. Ubicación paneles fotovoltaicos.....	75
Imagen 19. Módulos instalados.....	76
Imagen 20. El sistema instalado en la UPTC tiene la siguiente inclinación y orientación.....	77
Imagen 21. Disponibilidad de conexión.....	85
Imagen 22. Ángulo de declinación según el periodo del año.....	108
Imagen 23. Movimiento aparente del sol referido a ejes locales.....	109
Imagen 24. Posición relativa del sol en un punto fijo en la tierra.....	109
Imagen 25. Ángulos es un montaje fotovoltaico estático.....	110
Imagen 26. Componentes de la radiación solar.....	112
Imagen 27. Configuración inversor centralizado.....	113

GLOSARIO

Termino	Definición
Autogeneración	Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades.
Autogenerador a pequeña escala, AGPE	Autogenerador con potencia instalada igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.
Capacidad de corriente	Corriente máxima que puede transportar continuamente un conductor o equipo en las condiciones de uso, sin superar la temperatura nominal de servicio, similar a ampacidad.
Capacidad instalada	Es la carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.
Capacidad nominal	El conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo o sistema eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas. En un sistema la capacidad nominal la determina la capacidad nominal del elemento limitador.
Carga	La potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta el circuito.
Cargabilidad	Límite de capacidad declarado para líneas de transporte de energía, transformadores, entre otros, originado por restricciones tales como: de tipo térmico, de regulación de tensión o de estabilidad.
Cargador de vehículos eléctricos	Conjunto de elementos específicos para efectuar la carga de un vehículo eléctrico o híbrido enchufable mediante la conexión de éste a una instalación eléctrica.
Certificación	Atestación de tercera parte relativa a productos, procesos, sistemas o personas.
Certificado de conformidad	Documento emitido conforme a las reglas de un sistema de certificación, en el cual se puede confiar razonablemente que un producto, proceso o servicio es conforme con un reglamento técnico, una norma, especificación técnica u otro documento normativo específico.
Circuito eléctrico	Lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con

	<p>las mismas protecciones contra sobretensiones y sobrecorrientes. No se toman los cableados internos de equipos como circuitos. Pueden ser de modo diferencial (por conductores activos) o de modo común (por conductores activos y de tierra).</p>
Clase de exactitud	Designación asignada a un transformador de corriente o de tensión cuyos errores permanecen dentro de los límites específicos bajo las condiciones de uso prescritas.
Conector para carga del vehículo eléctrico	Dispositivo que, conectado por inserción a un dispositivo de entrada en el vehículo eléctrico o híbrido enchufable, establece una conexión eléctrica entre el cargador y el vehículo con el propósito de transferir energía eléctrica e intercambiar información.
Equipo de medida o medidor	Dispositivo destinado a la medición o registro del consumo o de las transferencias de energía.
Excedentes	Toda la exportación de energía entregada a la red por un Autogenerador.
Frontera de generación	Corresponde al punto de medición de una unidad o planta de generación donde las transferencias de energía equivalen a la energía neta entregada por el generador al STN, Al STR o al SDL
Generación de energía eléctrica	Proceso mediante el cual se obtiene energía eléctrica a partir de alguna otra forma de energía.
Generador distribuido, GD	Persona jurídica que genera energía cerca de los centros de consumo, y está conectado al sistema de distribución local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.
Instalación eléctrica	Conjunto de aparatos eléctricos, conductores y circuitos asociados, previstos para un fin particular: Generación, transmisión, transformación, conversión, distribución o uso final de la energía eléctrica. La cual, para los efectos del presente reglamento, debe considerarse como un producto terminado.
Medición directa	Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga.
Medición semidirecta	Tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundario de corriente utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga.
Operador de red	Empresa de Servicios Públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o un Sistema de Distribución Local.

Plano eléctrico	Representación gráfica de las características de diseño y las especificaciones para construcción o montaje de equipos y obras eléctricas.
Red de distribución	Conjunto de circuitos y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios de un municipio.
Tensión nominal	Valor convencional de la tensión con el cual se designa un sistema, instalación o equipo y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para el caso de sistemas trifásicos, se considera como tal la tensión entre fases.
Vehículo eléctrico	Es un vehículo propulsado por uno o más motores eléctricos. Esta denominación aplica igualmente a los vehículos híbridos eléctricos enchufables, es decir, vehículos de propulsión alternativa que combina un motor eléctrico y un motor de combustión interna.
Smart Grid	Términos que se utiliza para referirse a la red de distribución eléctrica inteligente.

Siglas

A.C	Corriente alterna.
ALCOGEN	Asociación colombiana de generadores de energía eléctrica.
BEV	Vehículos eléctricos de batería.
CCS	Combined Charging Standard (estándar de conector IEC).
CHAdEMO	CHArge de MOve (estándar de conector, de la CHAdEMO Association, asociación de fabricantes de VE asiáticos).
D.C	Corriente directa.
ESEV	Electric Vehicle Supply Equipment - Equipos de suministro para vehículos eléctricos
FNCER	Fuentes no convencionales de energía renovables
HEV	Vehículos híbridos.
IEC	International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional).
MPPT	Seguidor de punto de máxima potencia.
PEV	Vehículos eléctricos enchufables.
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptado por Colombia.
UPTC	Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
V2G	Vehicle to grid (vehículo a red).
VE	Vehículo eléctrico.

RESUMEN

Asumiendo los retos que plantean las Smart grids, y combatiendo los problemas medio ambientales, se plantea el diseño conceptual de una estación de carga para vehículos eléctricos para promover la transición energética desde la UPTC. La potencia para cargar la batería del vehículo eléctrico puede provenir de la red eléctrica o de una matriz fotovoltaica.

Boyacá presenta un retardo en la implementación de la movilidad eléctrica, falta de estaciones de carga públicas para cargar un vehículo eléctrico. Por esto se propone el diseño conceptual de una estación de carga rápida en DC con tecnología V2G, con suministro de energía fotovoltaica y de la red eléctrica, se realiza un básico estudio de viabilidad económica para determinar la viabilidad de la implementación de este diseño en las instalaciones de la UPTC Duitama. Además, se hace la propuesta para desarrollar las Smarts Grids en las instalaciones de la Universidad.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo tecnológico no debería conllevar consecuencias negativas para el planeta, pero el calentamiento global es un problema real, que se debe abordar en todos los renglones de la industria y la ciencia. La movilidad eléctrica se presenta como una tendencia en el país y el mundo, que contribuye a disminuir la dependencia en las fuentes convencionales de energía.

La movilidad eléctrica corresponde a la integración de Vehículos eléctricos en el mercado y su infraestructura de recarga en la red eléctrica. La integración de la infraestructura de carga se debe empezar a estudiar y proponer modelos que permitan su integración en la región boyacense. En este documento se presenta un diseño conceptual para llegar a la construcción de una estación de carga necesita del diseño básico y detallado, al contrario de las implementaciones que se encuentran en el estado del arte colombiano.

En el contenido de este documento se propone el diseño de una estación de carga para vehículos eléctricos con energía fotovoltaica on-grid en la UPTC Duitama. Partiendo de documentos regulatorios y documentos que proponen los estándares que deben tener las estaciones de carga para VE en Colombia, así se extraen las características técnicas que debe tener una estación de carga, que también implementa conceptos de Smart Grid como la tecnología V2G.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Diseñar una estación de carga para vehículos eléctricos, conectada a la red eléctrica, con generación fotovoltaica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir la orientación de los paneles fotovoltaicos para obtener la mayor eficiencia energética en la UPTC Facultad Seccional Duitama.
- Realizar un estudio de la normativa colombiana vigente y los documentos que regulan la integración de energías renovables y las estaciones de carga en la red eléctrica.
- Establecer todas las características técnicas de la estación de carga (nivel de carga, topología y componentes).
- Realizar los planos eléctricos de la estación de carga.

CAPÍTULO UNO

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se expone el estado del arte, métodos y conceptos que soportan el diseño de una estación de carga para vehículos eléctricos, con una generación de energía fotovoltaica On-Grid, en la UPTC Duitama.

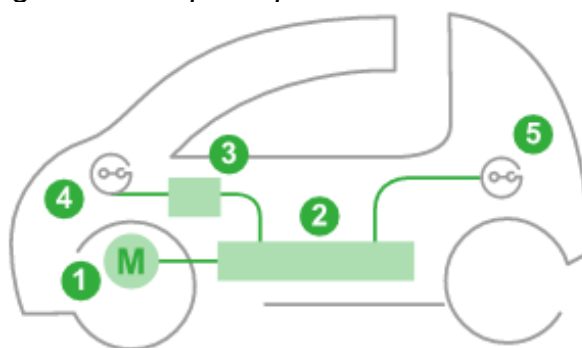
El capítulo se divide en cuatro partes, las primeras dos tratan acerca de vehículos eléctricos, estaciones de carga con tecnología V2G. La siguiente acerca de la normatividad nacional e internacional aplicable en vehículos eléctricos, estaciones de carga y energía fotovoltaica On-Grid, y por último se encuentra el compendio de datos de radiación medida en Duitama.

1 MARCO TEÓRICO

1.1 VEHÍCULO ELÉCTRICO

Un vehículo eléctrico (VE) es un vehículo propulsado por un motor eléctrico, que utiliza energía almacenada en baterías recargables. Los vehículos eléctricos están equipados con una(s) entrada(s) de carga y un cargador integrado que convierte la energía de AC en DC para que pueda almacenarse en la batería. Un controlador a bordo garantiza el rendimiento del vehículo eléctrico. La imagen 1 es la representación básica de un VE.

Imagen 1. Principales partes Vehículo Eléctrico.



1. motor eléctrico,
2. batería,
3. cargador integrado,
4. entrada de carga (CA),
5. entrada de carga (carga rápida CC)

Fuente: *Electrical installation WIKI*¹.

El Código eléctrico Colombiano NTC 2050 Segunda Actualización define al vehículo eléctrico como: vehículo tipo automotor para uso en carretera, como automóviles para pasajeros, autobuses, vehículos automotores de carga, furgones, vehículos colectivos eléctricos, motocicletas eléctricas y similares, propulsados fundamentalmente por un motor eléctrico que toma corriente de baterías de acumulador recargables, celda de combustible, montaje fotovoltaico u otra fuente de corriente eléctrica. Los vehículos eléctricos híbridos enchufables son considerados vehículos eléctricos.

A. Zidan y H. Gabbar² definen que un VE es cualquier vehículo cuyo par motor es producido por un motor eléctrico.

¹ Electrical installation WIKI: Electric vehicle and EV charging fundamentals. [Consulted 15 of march,2021]. Available in: https://www.electrical-installation.org/enwiki/Electric_Vehicle_charging

² GABBAR, H. A., Smart energy grid engineering [online]. Academic Press, 2017, p.187. [consulted 7 of december, 2020]. DOI: <https://doi.org/10.1016/C2015-0-04708-6>

1.1.1 Tipos de vehículos eléctricos

Existen dos principales tipos de VE, de acuerdo a su tecnología, enchufables o no enchufables a la red, de acuerdo a *Smart energy grid engineering*³, estos son:

1.1.1.1 Vehículos no enchufables

a) Vehículos híbridos (HEV):

Tienen un sistema de propulsión eléctrica acoplado a un motor de combustión interna de combustible fósil. La única fuente de energía es el combustible fósil. Los HEV tienen tecnologías de mejora de la eficiencia, como el frenado regenerativo, para reducir el consumo de combustible y las emisiones. Por tanto, producen menos emisiones y proporcionan una mayor eficiencia que los vehículos con motor de combustión interna.

1.1.1.2 Vehículos eléctricos enchufables (PEV)

a) Vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV): su construcción es casi la misma que la de los HEV, excepto que utilizan baterías de mayor capacidad que se recargan a través de una conexión a una fuente de energía eléctrica externa. Por lo tanto, pueden funcionar como vehículos eléctricos puros.

b) **Vehículos eléctricos de batería (BEV):** Los vehículos eléctricos de batería son vehículos eléctricos propulsados por un motor eléctrico que extrae corriente de un sistema de almacenamiento de energía en batería a bordo. Los BEV también se denominan "vehículos 100% eléctricos puros" o "vehículos completamente eléctricos", porque solo funcionan con almacenamiento de energía eléctrica. No tienen un motor de combustión interna.

1.2 ESTACIÓN DE CARGA PARA VE

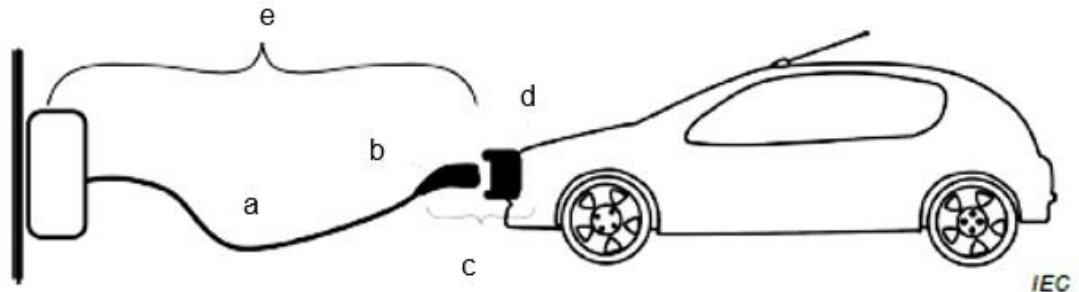
La estación de carga, conocida como EVSE (por sus siglas en inglés Electric Vehicle Supply Equipment-equipos de suministro para vehículos eléctricos), es el circuito y el conjunto de elementos que permite entregar energía eléctrica a la batería de un VE.

³ GABBAR, H. A., *Smart energy grid engineering* [online]. Academic Press, 2017, p.187. [consulted 7 of december, 2020]. DOI: <https://doi.org/10.1016/C2015-0-04708-6>

La resolución 400223 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía define la Estación de Carga como la infraestructura dispuesta para la carga de vehículos eléctricos híbridos enchufables mediante, al menos un punto de carga.

En la imagen 2 se muestran las principales partes de una estación de carga, estas varían según el modo de carga.

Imagen 2. principales partes de una ESEV.



Fuente: IEC⁴

- a) Cable.
- b) Conector de vehículo.
- c) Acoplador del vehículo.
- d) Entrada del vehículo.
- e) Estación de carga.

La clasificación de las estaciones de carga es presentada por Empresas Públicas de Medellín (EPM) como resultado del estudio de la normativa IEC 61851. La EPM es una empresa que ha implementado varias estaciones en el departamento de Antioquia, siendo una de las empresas líderes en esta temática en Colombia.

1.2.1 Clasificación general según el tipo de carga.

En el documento EPM RA8-031 se encuentra la clasificación general de las estaciones de carga para VE, en la Tabla 1 se expone esa información.

⁴ The International Electrotechnical Commission IEC 61851-1:2017. p. 19.

Tabla 1. Clasificación general estaciones de carga.

Tipo de carga	Carga lenta	Carga		
		semirapida	Carga rápida	
			AC	DC
Potencia	3,3 - 3,6 kW; I=16A 6,6 - 7,6 KW; I=32	22 kW a 32 A	43 kW	50 kW
Tensión	208 - 240 Monofásico trifilar o Bifásico	400 V trifásico AC	400 V trifásico AC	Alimentación 400 V trifásico AC salida 500 VDC
Tiempo de recarga	16A: 6-8 horas 32A: 4-6 horas	2 horas	1 hora	30 minutos
Uso/ aplicación	Carga residencial/privada Carga pública	Carga pública	Carga pública (estaciones de servicio)	

Fuente: EPM⁵.

Las principales características de las estaciones de carga de VE se presentan a continuación:

1.2.2 Diferencias estaciones de carga en AC Y DC

Las principales diferencias entre la carga AC y la carga DC son⁶:

Carga AC:

- Cada vehículo tiene un cargador a bordo.
- Potencia limitada, carga lenta, mayor tiempo para cargar el VE.

Carga DC:

- La inversión en infraestructura se comparte entre cientos de usuarios.
- Gran potencia nominal, carga rápida, menor tiempo para cargar el VE.
- Capaz de integrarse con fuentes renovables.
- Para *Chandra Mouli*⁷ en el futuro la carga en DC será dominada por los estándares CHAdeMO y Combined Charging Standard (CCS), y

⁵ Empresas Públicas de Medellín: instalación de estaciones de carga para vehículos eléctricos [en línea]. 15, 02, 2019. [consultado: día 20 de diciembre de 2020].

⁶ Electronics maker: taking charge of electric vehicle battery charging. [consulted 22 of December, 2020]. Available in: <https://electronicsmaker.com/taking-charge-of-electric-vehicle-battery-charging>.

⁷ CHANDRA MOULI, Gautham; BAUER, Pavol and ZEMAN, Miro. System design for a solar powered electric vehicle charging station for workplaces [online]. The Netherlands: Appl. Energy, 2016, vol. 168. [consulted 20 of december, 2020]. Available in: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.110>

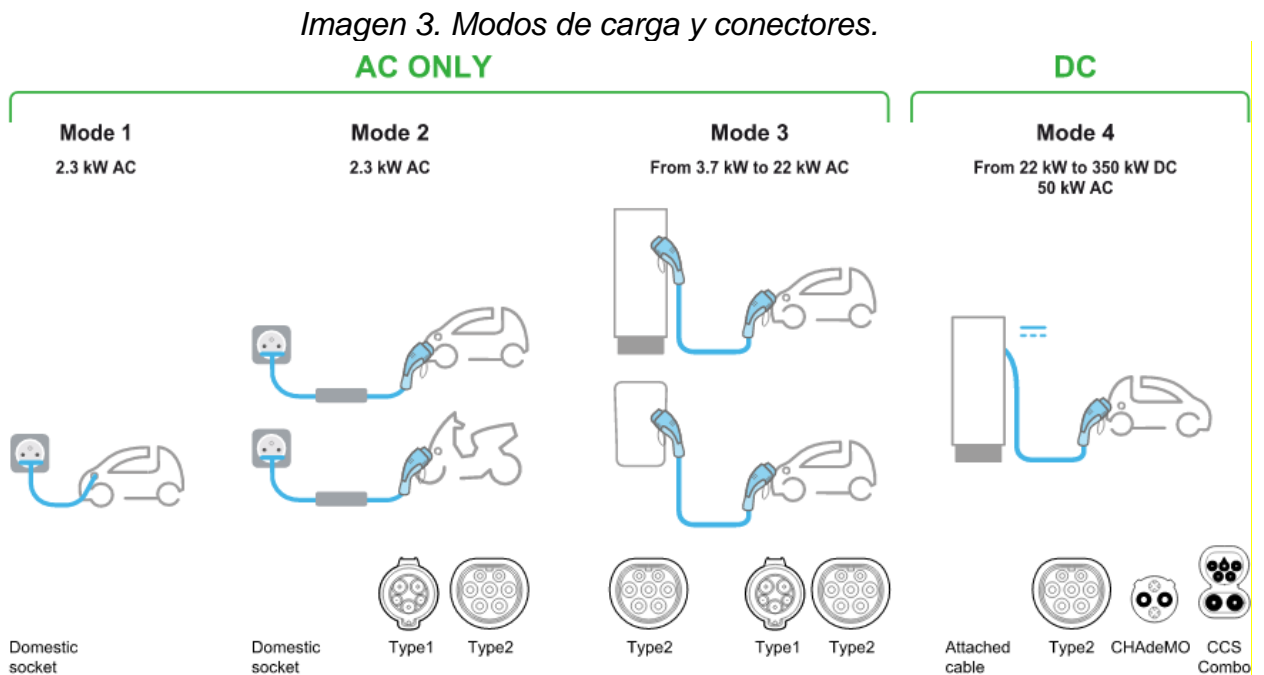
serán los estándares de carga más usados para cargar el VE desde sistemas fotovoltaicos por las siguientes razones:

- Tanto los VE como los sistemas fotovoltaicos son inherentemente DC por naturaleza.
- La carga dinámica de VE es posible, donde la potencia de carga de EV puede variar con el tiempo.
- La carga de DC facilita el protocolo de vehículo a red (V2G).

1.2.3 Modos de carga

Uno de los principales conceptos del estándar IEC 61851-1 es el modo de carga. El modo de carga es el método de conexión del VE a la red de distribución o a la fuente de energía.

En la Imagen 3 se observa la diferencia de los modos de carga, junto a los diferentes conectores de VE usados en cada modo de carga.



Fuente: *Electrical installation WIKI*⁸.

⁸ Electrical installation WIKI: Electric vehicle and EV charging fundamentals. [Consulted 15 of march,2021]. Available in: https://www.electrical-installation.org/enwiki/Electric_Vehicle_charging

Schneider Electric en *Electrical installation WIKI*⁹ presenta un análisis de los modos de carga de la norma IEC 61851-1:

Modo 1: es un método para la conexión de un vehículo eléctrico a una toma de corriente estándar en una red de suministro de AC, utilizando un cable y un enchufe estándar, sin ningún equipo adicional. Instalación doméstica.

Modo 2: es un método para la conexión de un VE a una toma de corriente estándar, con función de piloto de control y un sistema de protección personal contra descargas eléctricas, integrado en el cable de conexión, entre el enchufe estándar y el VE. Instalación doméstica.

Modo 3: los vehículos eléctricos se cargan mediante un equipo específico, denominado estación de carga EV (o cargador EV), conectado permanentemente a una red de suministro de AC e integrando funciones de protección y control.

Modo 4: la carga se realiza a través de un equipo de suministro de EV de DC, llamado estación de carga de EV (o cargador de EV), conectado a una red de suministro de AC o DC. La estación de carga de vehículos eléctricos proporciona corriente DC directamente a la batería.

1.2.4 Conectores

Según la resolución 40223 del Ministerio de Minas y Energía, el conector para carga del vehículo eléctrico es el dispositivo que, conectado por inserción a un dispositivo de entrada en el vehículo eléctrico o híbrido enchufable, establece una conexión eléctrica entre el cargador y el vehículo con el propósito de transferir energía eléctrica e intercambiar energía.

Los conectores en AC están definidos por la norma IEC 62196-2 y los conectores en DC en la IEC 62196-3, en las Tablas de la dos a la cinco se muestra el perfil de cada conector. En las tablas de la 2 a 5 se encuentran las principales características de los principales tipos de conectores.

⁹ Electrical installation WIKI: Electric vehicle and EV charging fundamentals. [Consulted 15 of march,2021]. Available in: https://www.electrical-installation.org/enwiki/Electric_Vehicle_charging

Tabla 2. Conector tipo 1

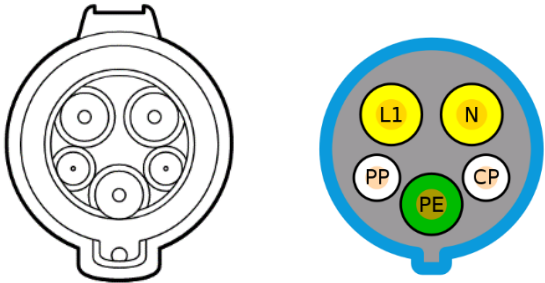

CONECTOR TIPO 1		Bornes
Vista frontal del conector		<p>L1: línea 1 AC N: Neutro AC PE: Protección a tierra PP: Proximity Pilot CP: Control Pilot</p>
Vista física del conector y entrada al vehículo		Puede funcionar como Monofásico
Potencia	3 a 7,4 kW en AC; hasta 32 A	

Tabla 3. Conector CCS 1

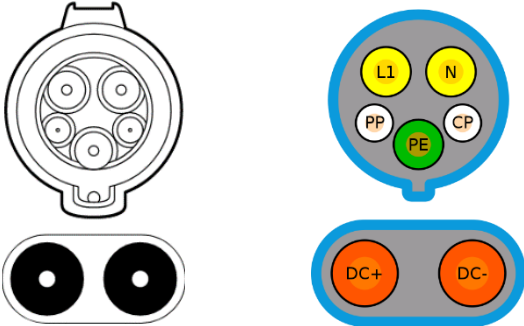

SISTEMA DE CARGA COMBINADO (CCS) COMBO 1		Bornes
Vista frontal del conector		<p>L1: línea 1 AC N: Neutro AC PE: Protección a tierra PP: Proximity Pilot CP: Control Pilot DC+: línea DC+ DC-: línea DC-</p>
Vista física del conector y entrada al vehículo		
Potencia	Hasta 350 kW DC; hasta 120 A.	

Tabla 4. Conector tipo 2.

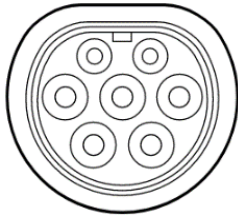
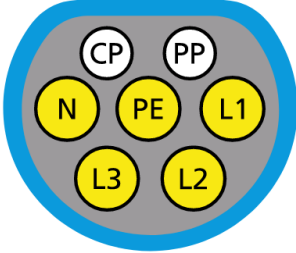


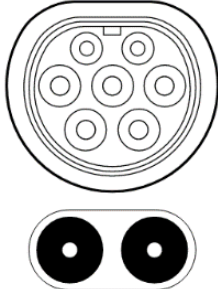


Conector Tipo 2		Bornes
Vista frontal del conector	 	L1: línea 1 AC L2: línea 2 AC L3: línea 3 AC N: Neutro AC PE: Protección a tierra PP: Proximity Pilot CP: Control Pilot
Vista física del conector y entrada al vehículo	 	Puede funcionar como monofásico o trifásico
Potencia	3 a 43 kW AC; hasta 70 A	

Tabla 5. Conector CCS 2.

Sistema de carga combinado (CCS) Combo 2		Bornes
Vista frontal del conector	 	L1: línea 1 AC L2: línea 2 AC L3: línea 3 AC N: Neutro AC PE: Protección a tierra PP: Proximity Pilot CP: Control Pilot +: línea DC+ -: línea DC-
Vista física del conector y entrada al vehículo	 	
Potencia	Hasta 350 kW DC; hasta 120 A.	

1.2.5 Estaciones de carga rápida

Según lo presentado en *Electrical installation WIKI*¹⁰ el rango de potencia de una estación de carga rápida de DC puede variar desde 24 kW hasta 900 kW. Por lo tanto, el diseño mecánico de la estación de carga puede variar significativamente de una a otra, se pueden dividir en:

- Instalación en la pared, es una buena opción para cargadores de alrededor de 24 kW.
- La instalación de un gabinete de carga en uno o varios postes. Dentro del gabinete hay módulos de potencia. De esta manera, la potencia de carga se puede distribuir dinámicamente en cada poste.

En New Delhi, *Jamica Millia*¹¹ considera que el principal beneficio de usar una carga basada en DC es que se puede crear un flujo bidireccional entre el vehículo y el hogar, edificio, carga, red o cualquier otro sistema con déficit de energía fácilmente.

Como se ha dicho una estación de carga permite la integración de una fuente de energía fotovoltaica de una forma más fácil, en *Virta Goba*¹², se describe la carga dinámica como el uso de potencia de carga variable, es decir, cambiar la potencia de carga con el tiempo. Esto permite que la carga de vehículos eléctricos siga de cerca la generación de energía fotovoltaica variable. También mencionan el concepto V2G (vehículo a red) como una tecnología que permite que la energía se devuelva a la red eléctrica desde la batería de un automóvil eléctrico. Con la tecnología de vehículo a red, la batería de un automóvil se puede cargar y descargar en función de diferentes señales, como la producción o el consumo de energía en las cercanías.

1.2.6 Tecnología V2G

*Sebastien Dudek*¹³ dice que la producción de energía solar y eólica es variable y difícil de predecir con precisión, por lo que su producción no puede seguir los patrones de demanda de los consumidores. Por lo tanto, su variabilidad de precios cambia durante el día, lo que fortaleció el caso comercial para el almacenamiento de energía. Por tanto, se han desarrollado sistemas de almacenamiento de energía, como:

- Batería a red (Battery to Grid-B2G), que almacena energía en baterías dedicadas.

¹⁰ Electrical installation WIKI: Electric vehicle and EV charging fundamentals. [Consulted 15 of march,2021]. Available in: https://www.electrical-installation.org/enwiki/Electric_Vehicle_charging

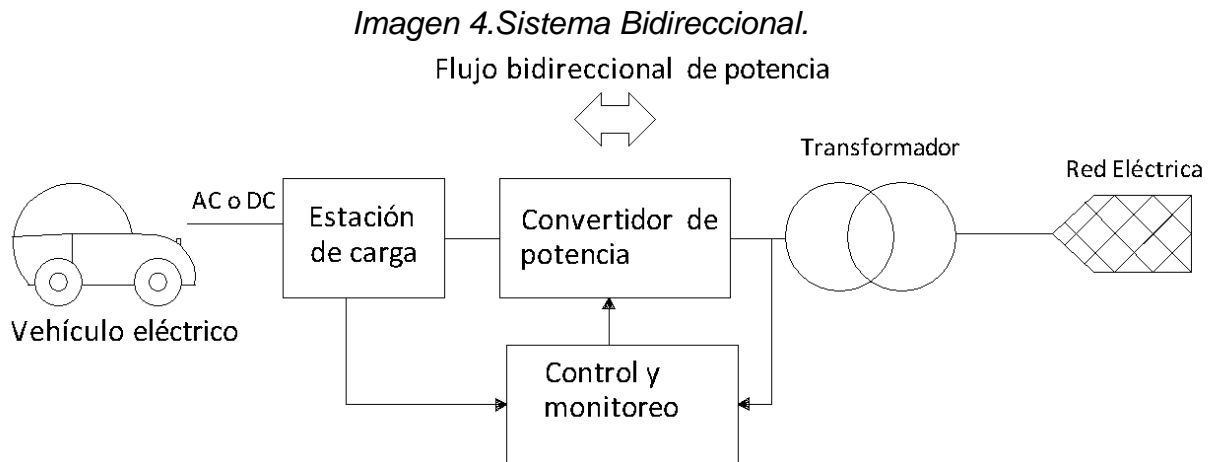
¹¹JHA, Mayank, et al. Intelligent Control of Converter for Electric Vehicles Charging [Online]. In: Energies, 2019, 12, 2334. [consulted 20 of December, 2020]. Available in: <https://doi.org/10.3390/en12122334>.

¹² Virta Goba: Vehicle-to-grid is a technology that has the power to transform the energy system. [Consulted 21 of December, 2020]. Available in: <https://www.virta.global/vehicle-to-grid-v2g>.

¹³ DUDEK, S., DELAUNAY, JC., and FARGUES, V., V2G Injector: Whispering to cars and charging units through the Power-Line [online]. p.1. [consulted 5 of february, 2021].

- Vehículo a red (Vehicle to Grid-V2G), que utiliza los VE para almacenar energía. Los propietarios de automóviles también son remunerados cuando se conectan a un sistema de carga /descarga bidireccional, principalmente para compensar el posible deterioro de la batería.

A. Zidan y H. Gabbar¹⁴ en el Instituto de Tecnología de la Universidad de Ontario, se refieren a la tecnología V2G como la capacidad de flujo de energía eléctrica controlable y bidireccional entre un vehículo y la red eléctrica. La energía eléctrica fluye de la red al vehículo para cargar su batería. La energía eléctrica fluye del vehículo a la red cuando ésta la necesita. La tecnología V2G incluye el vehículo a casa (es decir, cuando el vehículo eléctrico está en una residencia) o el vehículo a edificio (es decir, cuando el vehículo eléctrico está en un edificio comercial). En estos casos, la energía de la batería puede utilizarse para abastecer la carga eléctrica del edificio local sin transferirla a la red eléctrica, esta interacción es descrita en la imagen 4.



Fuente: Autor.

Los beneficios y riesgos de la tecnología V2G son descritos por A. Zidan y H. Gabbar¹⁵:

Beneficios:

- Financieros: los propietarios de VE pueden obtener beneficios económicos de la V2G.
- Almacenamiento de energía renovable: los VE pueden apoyar el aumento de la penetración de las energías renovables. Los VE pueden almacenar el exceso de energía durante los periodos de viento y/o de sol. Posteriormente, los VE pueden devolver la energía a la red cuando la demanda es alta. De este modo, los VE pueden estabilizar y suavizar la intermitencia de la energía renovable.

¹⁴ ZIDAN, A., GABBAR, H. A., Smart energy grid engineering [online]. Academic Press, 2017, p.190. [consulted 7 of december, 2020]. DOI: <https://doi.org/10.1016/C2015-0-04708-6>

¹⁵ Ibid, p.190.

- Apoyo durante los cortes de energía: Se espera que la V2G desempeñe un papel importante durante los cortes de energía. Por ejemplo, si un VE puede producir unos cuantos kilovatios de energía continua, su propietario puede hacer funcionar sus aparatos eléctricos críticos con esa energía durante un corte de energía.

Riesgos:

- Inversión de capital y de electrónica de potencia: se necesita una interfaz bidireccional para conectar los vehículos eléctricos a la red, lo que es caro y requiere inversores adicionales.
- Duración de las baterías: las baterías de los VE tienen una vida útil de 1.000 ciclos. Por tanto, los ciclos de carga y, por lo tanto, los ciclos de carga y descarga acortan la vida útil de la batería.
- Complejidad de los modelos: el concepto V2G sigue siendo una investigación en curso, ya que la mayoría de los diseños y esquemas de control propuestos por los investigadores son demasiado complejos para su aplicación.

1.2.7 Normas de interconexión y comunicación para la energía V2G

En 2017 *Brian W. D'Andrade*¹⁶ expuso que es imprescindible que un funcionamiento fiable y eficiente con facilidad de comunicación e interconexión G2V (red a vehículo, grid-to-vehicle) sea parte integrante del funcionamiento del sistema V2G. Para ello, se utilizan actualmente las normas de seguridad existentes y se desarrollarán otras. Estas normas fundacionales de interfaz son desarrolladas por varias organizaciones como el Instituto de Ingenieros Eléctricos (IEEE), Sociedad de Ingenieros de Automoción (SAE) y la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), esta última incluyen varias categorías como la conectividad, las comunicaciones, el intercambio de información y la ciberseguridad en las normas:

- IEC 15118: vehículo a red V2G comunicación.
- IEC 61851: sistema de carga conductiva.

1.2.8 Comunicación V2G

En el documento *V2G Injector: Whispering to cars and charging units through the Power-Line*¹⁷ se describe la comunicación V2G como un sistema de comunicación donde la unidad de control del motor (Engine control unit-UEC) típica de un vehículo V2G, más concretamente una unidad de control de carga del vehículo (Vehicle Charge Control Unit-VCCU). Está interconectada con un Sistema de Carga Combinada (CCS), que tiene un formato de conector que depende de la norma

¹⁶ D'ANDRADE, B.W., The power grid: smart, secure, green and reliable [online]. Academic Press, 2017, p.223. [consulted 3 of february, 2021].

¹⁷ DUDEK, S., DELAUNAY, J.C., and FARGUES, V., V2G Injector: Whispering to cars and charging units through the Power-Line [online]. p.2. [consulted 5 of february, 2021].

actual del país. Además, esta ECU también puede conectarse directamente al bus CAN del vehículo, o a través de una interfaz.

La ECU es responsable de las siguientes tareas¹⁸:

- Interacción con la entrada del conector de la estación de carga.
- Coordinación de las funciones del vehículo relacionadas con la carga.
- Coordinación de los interruptores de alta tensión entre la entrada y el enlace de D.C.
- Gestión del estado del vehículo de acuerdo con el programa de carga.

1.2.9 Sistema de cargador bidireccional

Si las baterías de los VE se conectan directamente a un bus de DC, la corriente de carga/descarga no se puede controlar. Entonces, una vez que la carga cambie de forma significativa, la corriente de descarga destruiría la batería del VE. Por lo tanto, es necesario insertar un convertidor bidireccional entre el bus de DC y la batería del VE para controlar la corriente de carga y descarga, esto es expuesto en libro *Smart energy grid engineering*¹⁹.

1.2.10 Modos de funcionamiento de la estación de carga

Lie Xu²⁰ expone que, para una microrred de D.C, la tensión de corriente continua común debe mantenerse con un margen de variación limitada. Una tensión de enlace de corriente continua anormal puede interrumpir el funcionamiento normal o incluso provocar el colapso de todo el sistema. Además, una tensión de D.C constante indica un flujo de potencia activa equilibrado entre las múltiples fuentes y los consumidores (cargas).

El control del flujo de potencia entre la red eléctrica, la matriz fotovoltaica y el VE permite que el sistema funcione en diferentes modos, los modos son explicados a continuación según el documento *Control and Operation of a DC Microgrid With Variable Generation and Energy Storage. IEEE transactions on power delivery*²¹.

- Modo I: carga de vehículos eléctricos a través de energía fotovoltaica.

En este modo, la matriz fotovoltaica genera suficiente energía para recargar un vehículo eléctrico, y no se requiere energía de la red para satisfacer la demanda de

¹⁸ VECTOR, Vehicle Charging Control Unit [online]. p.3. [consulted 13 of september, 2021].

¹⁹ GABBAR, H. A., Smart energy grid engineering [online]. Academic Press, 2017, p.190. [consulted 7 of december, 2020]. DOI: <https://doi.org/10.1016/C2015-0-04708-6>

²⁰ X., Lie. Control and Operation of a DC Microgrid With Variable Generation and Energy Storage. IEEE transactions on power delivery, vol. 26, no. 4, p. 2514. [consulted 10 of december, 2020]. DOI: 10.1109/TPWRD.2011.2158456

²¹ Ibid., p. 4.

carga del VE; en este caso, el convertidor de potencia DC/DC bidireccional actúa en modo reductor para recargar la batería del VE. Sin embargo, la carga se detiene cuando la potencia del EV es máxima; luego, la energía fotovoltaica se suministra a la red y el convertidor de energía conectado a la red invierte la energía en DC a CA. Por lo tanto, el funcionamiento del Modo I puede residir en dos casos: el caso uno es cuando toda la energía fotovoltaica se utiliza para recargar el vehículo eléctrico, y el caso dos se observa cuando la energía fotovoltaica se entrega a la red eléctrica.

- Modo II: satisfacer la demanda de energía de carga del VE a través de ambas fuentes: energía fotovoltaica y la red pública.

En este caso, la energía fotovoltaica no es suficiente para soportar la demanda de carga del VE y, por lo tanto, la demanda es suministrada por una combinación de energía fotovoltaica y de la red eléctrica. En este modo, el convertidor de potencia conectado a la red actúa en modo de rectificación, y el convertidor DC/DC bidireccional con interfaz VE funciona en modo reductor.

- Modo III: modo vehículo a red (V2G).

El VE se descarga para contribuir a la estabilidad de la red eléctrica. En este modo de operación, se evidencia el concepto de V2G. En esta situación, el convertidor DC/DC bidireccional interconectado con batería VE actúa y suministra energía a la red.

1.2.11 Estaciones de carga y energía fotovoltaica

En *Comparison of system architecture and converter topology for a solar powered electric vehicle charging station*²², Chandra Mouli dice que, para integrar la energía fotovoltaica, vehículos eléctricos (EV) y la red, son posibles dos diseños de sistema diferentes:

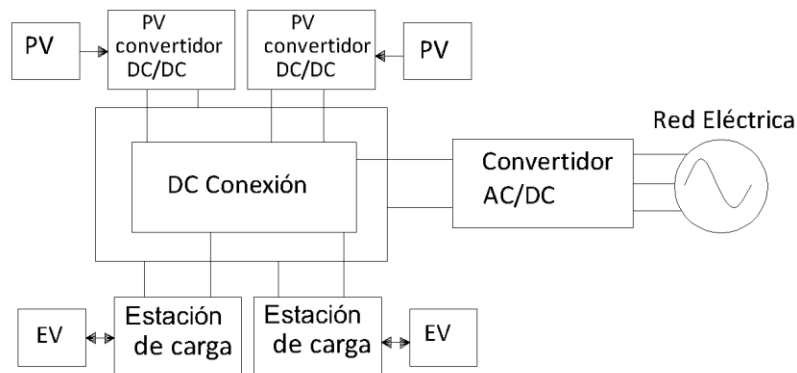
- Un único convertidor multipuerto (MPC) que integra la red, la FV y el EV.
- Convertidores de potencia separados para la red, la FV y el VE, que están interconectados en un bus común.

El bus común se utiliza para compartir la energía fotovoltaica entre diferentes EV y para intercambiar energía entre el EV y la red. Utilizando los dos diseños de sistema mencionados anteriormente, la arquitectura del sistema puede ser:

²² CHANDRA MOULI, Gautham; BAUER, Pavol and ZEMAN, Miro. Comparison of system architecture and converter topology for a solar powered electric vehicle charging station. The Netherlands: IEEE, 2015.p.1.

Convertidores separados para paneles fotovoltaicos, EV interconectados en una red de DC: utiliza una red de DC para interconectar los paneles fotovoltaicos, el EV y la red. Los convertidores FV y EV son ambos convertidores de DC/DC que tienen control MPPT y control de carga respectivamente. La interconexión de DC facilita el uso directo de la potencia de DC de la FV para la carga de DC del EV, un inversor central conecta la red de DC con la red de CA. Se ilustra en la imagen 5.

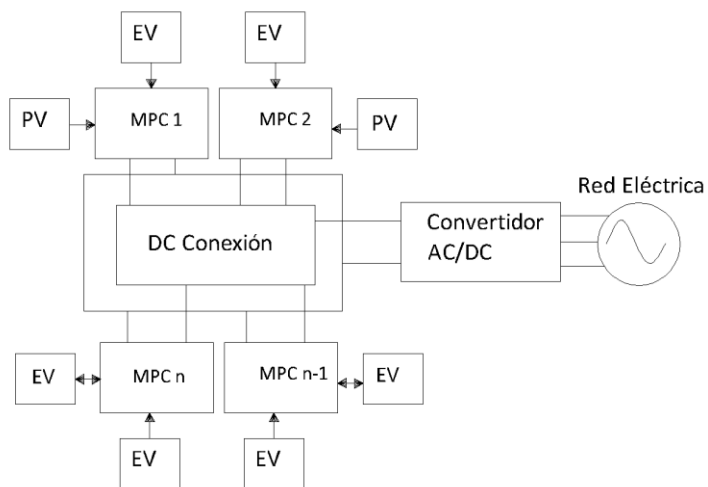
Imagen 5. Convertidores separados para FV, EV interconectados en una red de DC.



Fuente: Autor.

Convertidor multipuerto (MPC) que integra la red, FV y EV: Interconectado en una red DC: Utiliza un convertidor multipuerto, para integrar la matriz FV y EV. Muchos MPC están interconectados entre sí utilizando una red de DC. Un inversor central de alta potencia se utiliza para conectarse a la red de CA. Se ilustra en la Imagen 6.

Imagen 6. Convertidor multipuerto que integra la red, PV y EV.



Fuente: Autor.

1.3 NORMATIVIDAD

Como parte para la integración de generación distribuida y estaciones de carga en la red eléctrica, se hace un listado de las resoluciones, normas o documentos que han emitido los organismos de regulación eléctrica Colombiana, a la fecha con relación a las estaciones de carga, integración de fuentes de energía renovable se tienen los siguientes documentos:

- Resolución ministerio de minas y energía 40223 de 2021: resolución con la que se establecen las condiciones mínimas de estandarización y comercio de la infraestructura de recarga para vehículos eléctricos.
- Ley 1964 de 2019: con la cual se busca la estimulación del uso de vehículos eléctricos.
- Resolución CREG 174 de 2021: Normatividad que habla acerca de la integración de unidades de generación distribuida en las redes eléctricas del país.
- Resolución CREG 038 de 2014: Normatividad que establece las condiciones para la medición de la energía eléctrica.
- Reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE (borrador 2020, se usa este documento puesto que el RETIE vigente no tiene la reglamentación para los AGPE y GD).
- El Código eléctrico Colombiano NTC 2050 Segunda Actualización.
- Dado que EBSA E.S.P a la fecha no ha expedido la normativa para la instalación de sistemas de carga, se toma como referencia el documento EPM RA8-031, documento expedido por Empresas Públicas de Medellín EPM, que habla de la integración de estaciones de carga en sus redes de distribución.

1.4 DATOS DE RADIACIÓN

También se debe tener un marco referencial de la radiación que recibe un panel fotovoltaico y conocer donde se toman estos datos que hacen parte fundamental del análisis de la energía generada por una unidad fotovoltaica.

Los datos de irradiación solar sobre una superficie horizontal se obtienen del Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia desarrollado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), este instituto cuenta con una completa red de estaciones meteorológicas, las cuales se dividen en dos grupos; estaciones convencionales y estaciones automáticas satelitales.

En la Tabla 6 se muestran los resultados de radiación incidente para el municipio de Duitama.

Tabla 6. Radiación incidente sobre una superficie horizontal para Duitama según el atlas solar.

Mes	kWh/m ² /día
Enero	5,0-5,5
Febrero	5,0-5,5
Marzo	4,5-5,0
Abril	4,0-4,5
Mayo	4,0-4,5
Junio	4,0-4,5
Julio	4,5-5,0
Agosto	4,5-5,0
Septiembre	4,5-5,0
Octubre	4,5-5,0
Noviembre	4,5-5,0
Diciembre	5,0-5,5

Fuente: IDEAM ²³.

El municipio de Duitama cuenta con dos estaciones meteorológicas de tipo convencional que fueron tenidas en cuenta para el desarrollo del Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia. en la Tabla 7 se presentan los datos correspondientes a estación La Sierra y Surbata Bonza.

Los procedimientos utilizados para la elaboración del atlas arrojan resultados que son confiables para realizar aplicaciones de ingeniería fotovoltaica, ya que son realizados bajo un detallado análisis estadístico. Pero por otro lado se tiene el análisis estadístico de dos estaciones meteorológicas convencionales, siendo la estación Surbata Bonza la más cercana a la localización de la UPTC Duitama y también estando a una altura sobre el nivel de mar similar, 2480 msnm y 2520 msnm respectivamente. Por esto se decide realizar los cálculos de radiación y orientación del panel solar para la estación de carga con estos datos de la estación Surbata Bonza, Tabla 7.

²³ Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales: Atlas de radiación solar [en línea], 2005. [Consultado 24 de noviembre de 2020]. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>

Tabla 7. Mediciones de las estaciones meteorológicas en Duitama (estación la sierra- estación Surbata Bonza).

Estación	La sierra	Surbata Bonza
Municipio	Duitama	Duitama
Latitud	5,97	5,82
Longitud	-73,15	-73,07
Elevación msnm	2700	2485
	Valor promedio (Wh/m ² por día)	
Mes		
Enero	4446,8	4932,3
Febrero	4411,4	4933,7
Marzo	4052,7	4992,7
Abril	3990,4	4741,5
Mayo	4077,4	4642,7
Junio	4297,7	4407,6
Julio	4292,7	4548,5
Agosto	4387,1	4637
Septiembre	4349,2	4687,8
Octubre	4074,5	4758,8
Noviembre	3886,8	4827,2
Diciembre	4466,3	4969,5
Prom anual	4227,7	4756,6
Años de información	16	11
fecha inicio	jul-85	feb-87
fecha final	dic-01	jun-97

Fuente: IDEAM ²⁴.

²⁴ Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales: Atlas de radiación solar [en línea], 2005. [Consultado 24 de noviembre de 2020]. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>

CAPÍTULO DOS

ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se presenta el estado del arte para las estaciones de carga con energía fotovoltaica a nivel nacional e internacional. A nivel internacional Países Bajos es el país con el mayor desarrollo e implementación de estaciones de carga, se muestra brevemente los datos de esto.

También se presenta el panorama nacional en cuanto a movilidad eléctrica, la venta de vehículos enchufables y no enchufables, y las estaciones de carga públicas existentes. A nivel latinoamericano Colombia es el tercer país más desarrollado después de México y Brasil respectivamente.

A nivel nacional los Departamentos de Cundinamarca, Valle del Cauca y Antioquia han desarrollado estructuras de carga mientras que en Boyacá aún no se han desarrollado proyectos de movilidad eléctrica públicos, siendo este trabajo un aporte para la región.

2 ESTADO DEL ARTE

En el transcurso del año 2010 *Gyu-Yeong*²⁵ documentó el texto “cargador de batería bidireccional para vehículos eléctricos que utilizan sistemas PCS fotovoltaicos”. A lo largo de este trabajo desarrolla un cargador bidireccional de carga de baterías de vehículos eléctricos con un sistema de generación fotovoltaica y desarrolla el algoritmo de operación del sistema, los algoritmos desarrollados son verificados mediante simulación y experimentalmente utilizando un prototipo de laboratorio de 3,3 kW.

En año 2015 *Varela*²⁶ escribió “Diseño y especificaciones técnicas para la instalación de una estación de carga rápida para vehículos eléctricos”, y realiza una selección general de los equipos necesarios para cargar un vehículo eléctrico; definiendo las características técnicas de los equipos implicados en la estación de carga y los requerimientos básicos que debe tener una instalación eléctrica en Colombia.

En 2017 *Jairo*²⁷ elaboró el proyecto “En diseño eléctrico para una estación de carga de vehículos eléctricos, a partir de generación híbrida”, donde diseña una estación de carga compuesta por 6 cargadores de 8 kW tipo carga media, 2 cargadores de 4 kW tipo carga lenta y 2 cargadores de 2 kW para carga de motos y bicicletas eléctricas; instalados en el parqueadero de un centro comercial el cual dispone de una azotea con espacio para la instalación de módulos fotovoltaicos.

“Diseño de una estación de recarga para vehículos eléctricos móvil y autosuficiente” se presentó en España en el 2017 por *Sarret*²⁸; en este proyecto se busca la creación de un punto de recarga móvil para zonas aisladas. En el cual se realiza un dimensionamiento de la instalación y el estudio energético, y selecciona los componentes necesarios para esto; se encuentra la factibilidad técnica y económica para llevar a cabo este proyecto.

²⁵ Gyu-Yeong Choe. IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference [online]. At: Lille, France, 2010. A Bi-directional Battery Charger for Electric Vehicles Using Photovoltaic PCS Systems [online]. *IEEE*. 2010.p. 1-6. doi: 10.1109/VPPC.2010.5729223.

²⁶ VARELA F., Oscar A.. Diseño y especificaciones técnicas para la instalación de carga para vehículos eléctricos [en línea]. Ingeniero eléctrico. Bogota: universidad de los Andes. 2015. [Consultado: día 15 de octubre 2020]. Disponible en: <https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/17214>

²⁷ RAMIREZ L., Jairo F.; GOMEZ O.,John A.. Diseño eléctrico para una estación de carga de vehículos eléctricos, a partir de generación híbrida [en línea]. Bogotá: Universidad de la Salle. 2017. [Consultado: día 19 de octubre 2020]. Disponible en: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/120

²⁸ SARRET, Marc L.. Diseño de una estación de recarga para vehículos eléctricos móvil y autosuficiente [en línea]. España: Universidad politécnica de Cataluña. 2017 [Consultado: día 20 de octubre 2020]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/2117/115326>

Durante el año 2018 *Álvarez*²⁹ elaboró el documento “diseño, construcción y puesta en marcha de eco-electrolineras”, diseña, construye y ponen el funcionamiento una red de estaciones de recarga para vehículos eléctricos, con uso de energía fotovoltaica y conectada a la red como alimentación de emergencia y/o respaldo.

En India siendo el año 2018 *Gautham*³⁰ en “carga de vehículos eléctricos a partir de energía solar: convertidor de potencia, algoritmo de carga y del diseño del sistema“, realiza un diseño detallado de una estación de carga para vehículos eléctricos V2G, con un sistema fotovoltaico que tiene una entrega de energía máxima de 10 kW, analizando la posición de los paneles fotovoltaicos, en este documento realiza el diseño del convertidor de potencia, el algoritmo del sistema.

*Gautham et al*³¹ en 2018 escribieron en “diseño de sistema para una estación de carga de vehículos eléctricos con energía solar para lugares de trabajo” realizan el diseño de una estación de carga semi rápida para un lugar de trabajo en Holanda, por medio de una red V2G que conecta un sistema fotovoltaico, la red, y el vehículo eléctrico además de la utilización de una carga dinámica; definiendo un sistema fotovoltaico estático ya que con un sistema de seguimiento solar se logra un aumento energético del 17% pero este porcentaje se concentra en la estación de verano, siendo ineficaz en el invierno.

Para el año 2020 En Bogotá *David*³² realizó el proyecto “diseño de estaciones de carga para vehículos eléctricos alimentada por energía fotovoltaica enfocada bajo la línea de desarrollo sostenible para los parqueaderos del conjunto residencial Bogotá- Colombia”, describen los componentes requeridos para el diseño e instalación de las estaciones de carga y el sistema de energía fotovoltaica además de realizar un estudio económico sobre el costo de la instalación de estos elementos.

²⁹ ALVAREZ V., Diego; SAAVEDRA M., Matilde; SANCHEZ W., Elkin A.. Diseño, construcción y puesta en marcha de eco-electrolineras [en línea]. Bogotá: Universidad piloto de Colombia. 2018. [Consultado: día 19 de octubre 2020]. Disponible en: <http://repository.unipiloto.edu.co/handle/20.500.12277/5045>

³⁰ CHANDRA MOULI, Gautham R.. Charging electric vehicles from solar energy: Power converter, charging algorithm and system design [online]. India:Delft University of technology. 2018. [Consulted 16 of November ,2020]. Available in: <https://doi.org/10.4233/uuid:dec62be4-d7cb-4345-a8ae-65152c78b80f>

³¹ CHANDRA MOULI, Gautham; BAUER, Pavol and ZEMAN, Miro. System design for a solar powered electric vehicle charging station for workplaces [online]. The Netherlands: Appl Energy, 2016, vol. 168. [Consulted 17 of November ,2020]. Available in: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.110>

³² ARCE MILLAN, David Mauricio y ARIAS LOPEZ, Eduard Humberto. Diseño de estaciones de carga para vehículos eléctricos alimentada por energía fotovoltaica enfocada bajo la línea de desarrollo sostenible para los parqueaderos del conjunto residencial parques de san Joaquin en Bogotá- Colombia. Bogotá: Universidad nacional y abierta a distancia [en línea]. 2020. [Consultado: día 18 de octubre 2020]. Disponible en: <https://repository.unad.edu.co/handle/10596/31576>

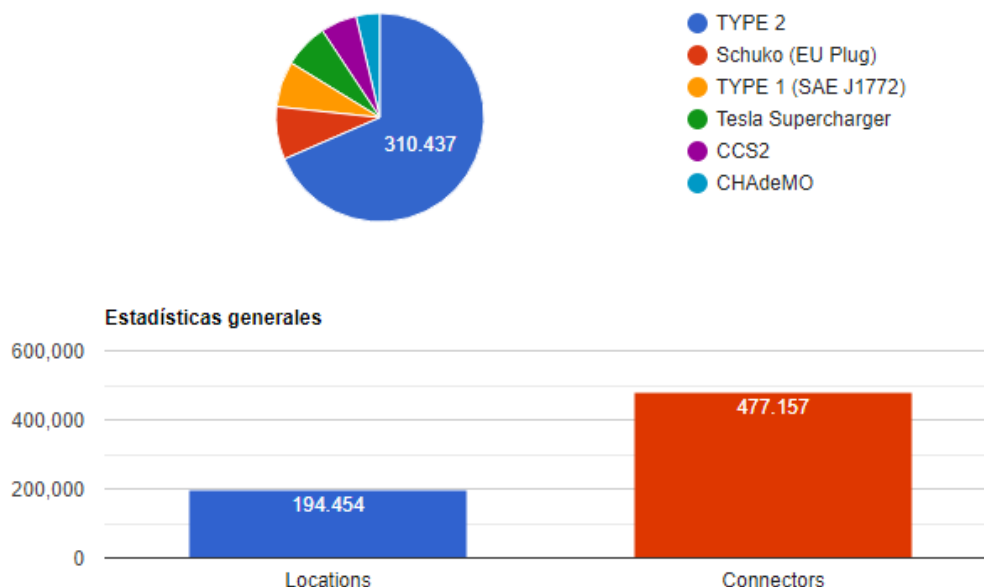
2.1 MOVILIDAD ELÉCTRICA

En esta sección se realiza una contextualización de los puntos de recarga nivel mundial y nacional, así como la cantidad de vehículos eléctricos que circulan en las carreteras colombianas.

2.1.1 Estaciones de carga públicas a nivel mundial

A nivel mundial *Electromaps*³³ es un proveedor de servicios de movilidad eléctrica con sede en Barcelona, que lleva un detallado registro de las estaciones de carga, en la Imagen 7 se presenta la cantidad de puntos de recarga y la cantidad de conectores a nivel mundial.

Imagen 7. Estaciones de carga a nivel mundial
Distribución de los conectores



Fuente: *Electromaps*³⁴.

El conector Tipo 2 (color azul) es el más usado con un total de 310.437 conectores, seguido del conector europeo con 37.049, el tercer puesto es para el conector tipo 1, estándar SAE J1772 (color amarillo). En la estadística no se ve el registro para el conector CC1, por lo cual se puede deducir que este conector se incluye en la estadística del conector Tipo 1, ya que habla del estándar SAE J1772.

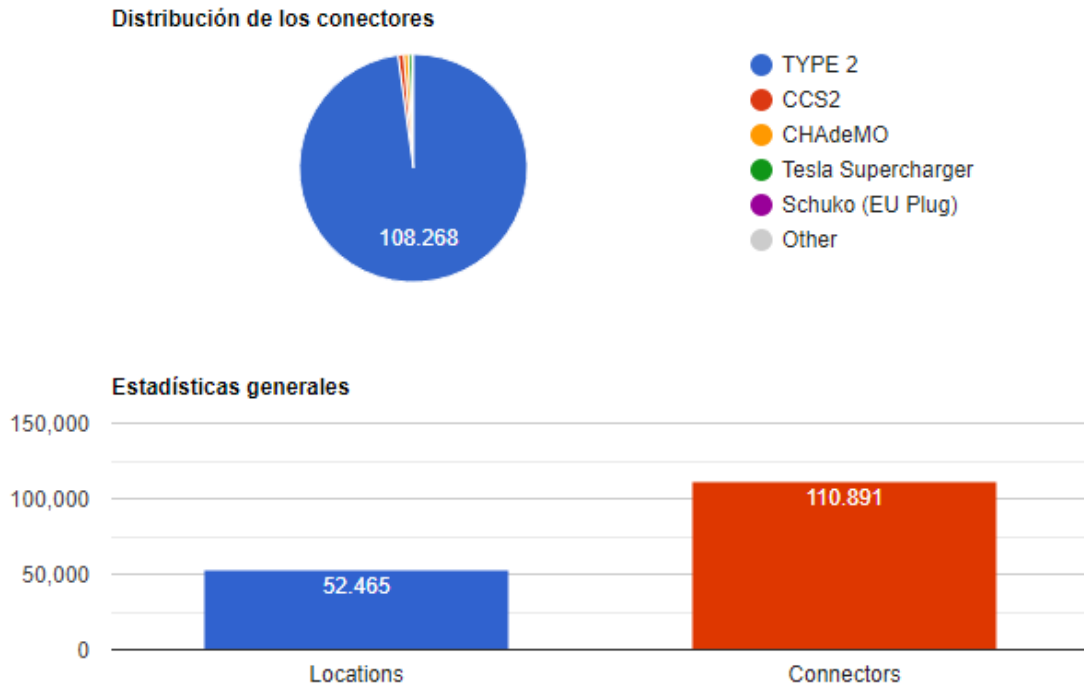
El país con el mayor avance a nivel mundial en cuanto a la movilidad eléctrica es Países Bajos. En este país se puede evidenciar que existe una estandarización de

³³ Electromaps- Borderless charging. Estadísticas: <https://www.electromaps.com/>

³⁴ Electromaps- Borderless charging. Estadísticas: <https://www.electromaps.com/>

los conectores de vehículos eléctricos, en la Imagen 8, se observa que de los 110.891 conectores con los que cuenta Países Bajos 108.268 son conectores Tipo 2.

Imagen 8. conectores en Países Bajos



Fuente: *Electromaps*³⁵.

El fuerte avance en cuanto a la movilidad eléctrica ha llevado a Países bajos a ser el país con más cargadores por cada 100 km, 47.5. El segundo país según esta estadística es Luxemburgo con 34.5, el tercero Alemania con 19.4. los países con la más baja tasa de cargadores es Lituania y Grecia con 0.2.

2.1.2 Estaciones de carga públicas en Latinoamérica

El país latinoamericano con más estaciones de carga es México seguido de Brasil. En la Imagen 9 se muestra la distribución de las estaciones de carga en México según el conector.

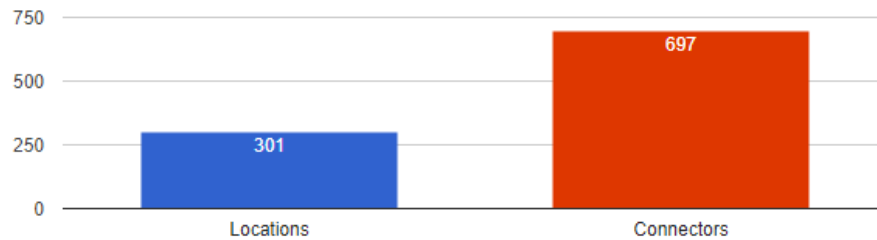
³⁵ Electromaps- Borderless charging. Estadísticas: <https://www.electromaps.com/>

Imagen 9. estaciones de carga en México.

Distribución de los conectores



Estadísticas generales



Fuente: *Electromaps*³⁶.

De la Imagen 9 se puede decir que existe una mayor estandarización del tipo de conector en Brasil, mientras que en México existe una mayor variedad de conectores.

2.1.3 Estaciones de carga públicas en Colombia

En Colombia, según *Republica*³⁷ (información extraída de *Electromaps*), hay 155 estaciones de carga y 348 conectores. Tabla 8 se muestran las estaciones de carga existentes en cada ciudad.

Como se observa en la Tabla 8 existe una distribución una cantidad similar de estaciones de conector Tipo 2, Tipo 1 y EU Pulg, lo que habla de una falta de estandarización de los conectores en el país, esto como resultado de la importación de vehículos eléctricos de diferentes partes del mundo. El conector más usado en estaciones de carga publica en Colombia es el Tipo1.

³⁶ Electromaps- Borderless charging. Estadísticas: <https://www.electromaps.com/>

³⁷ La Republica <https://www.larepublica.co/infraestructura/en-un-ano-se-instalaron-109-electrolineras-y-238-conectores-en-las-carreteras-del-pais-3247771>, consultado 17 02 2022

Tabla 8. Estaciones de carga por ciudad

Ciudad	Nº de Estaciones	Nº de conectores
Bogotá	30	56
Medellín	20	58
Pereira	8	20
Armenia	5	13
Sabaneta	5	13
Envigado	4	13
Soacha	4	6
Cali	3	6
Bucaramanga	3	4
Ibagué	2	7
Manizales	2	5
Cajicá	2	2
Cúcuta	1	56
Floridablanca	1	6
Total de estaciones		155
Total de conectores		348
Conectores tipo 1		89
Conectores tipo 2		77
EU Plug		74

Fuente: *La república*³⁸.

Como se observa en la Tabla 8, dentro del departamento de Boyacá no existe una estación de carga pública, por lo cual desde la academia se vuelve importante generar modelos que permitan la inclusión de estas tecnologías dentro de la región y así propiciar el desarrollo de la movilidad eléctrica y las nuevas tendencias de redes eléctricas.

Algunas compañías en Colombia ya han instalado estaciones de carga con diferentes estándares de conexión, a continuación, en la Tabla 9 se hace un resumen de las estaciones de carga que se han instalado en Colombia o están disponibles comercialmente.

³⁸ La Republica <https://www.larepublica.co/infraestructura/en-un-ano-se-instalaron-109-electrolineras-y-238-conectores-en-las-carreteras-del-pais-3247771>, consultado 17 02 2022

Tabla 9. Estaciones de carga de Colombia

COMPAÑÍA	ESTACIÓN DE CARGA	CONECTORES USADOS
EPM	 <p>The image shows an outdoor electric vehicle charging station. A green sign above the station reads 'Estación Eléctrica EPM' and 'Carga aquí tu vehículo El Tesoro epm'. Two small, light-colored electric cars are parked at the station. The ground is marked with green and white symbols.</p>	<p>CHAdEMO CCS1 Tipo 1</p>
<p>CODENSA EMGESA BMW Nissan Renaut ByD</p>	 <p>The image shows a blue charging station with two charging ports. The station is labeled 'ESTACIÓN DE RECARGA' on the left and 'CARROS ELÉCTRICOS' on the right. Logos for Codensa, Emgesa, Enef, and various car brands (BYD, Nissan, BMW) are visible. The website 'www.codensamovilidadeléctrica.com' is also displayed.</p>	<p>CCS1 CHAdEMO Tipo 1</p> <p>Inversión cercana a 230 millones de pesos</p>

Centros comerciales del Valle de Aburrá³⁹.

Ciudadela Comercial Unicentro⁴⁰.

³⁹ El Colombiano: Conozca donde puede cargar su vehículo eléctrico en el valle de aburra. [Consultado el 18 de febrero ,2022]. Disponible: <https://www.elcolombiano.com/antioquia/estaciones-de-carga-para-vehiculos-electricos-en-el-valle-de-aburra-NY7742719>.

⁴⁰ Enter.co: Así es la carga publica de carros eléctricos en Colombia. [Consultado el 18 de febrero ,2022]. Disponible: <https://www.enter.co/startups/innovacion/asi-es-la-carga-publica-de-carros-electricos-en-colombia/>.

CELSIA



CHAdEMO
CCS1
Tipo 1

Universidades CES y EIA⁴¹.

ENEL



Tipo 1
Tipo 2
CHAdEMO

Enel-Codensa⁴².

Producto de
CELSIA:
Estación de
carga para
vehículos
Naranja Tipo
Europeo



Tipo 1
Valor en el
mercado:
\$ 2'499.900

Haceb⁴³.

⁴¹ Primero Noticias: Entran en servicio cinco nuevas estaciones de carga para vehículos eléctricos en Colombia. [Consultado el 18 de febrero ,2022]. Disponible: <https://primeronoticias.com.co/entran-en-servicio-cinco-nuevas-estaciones-de-carga-para-vehiculos-electricos-en-colombia/>.

⁴² infobae: Enel-Codensa será la encargada de proveer la próxima flota de buses eléctricos del SITP. [Consultado el 18 de febrero ,2022]. Disponible: <https://www.infobae.com/america/colombia/2021/01/07/enel-codensa-sera-la-encargada-de-proveer-la-proxima-flota-de-buses-electricos-del-sitp/>.

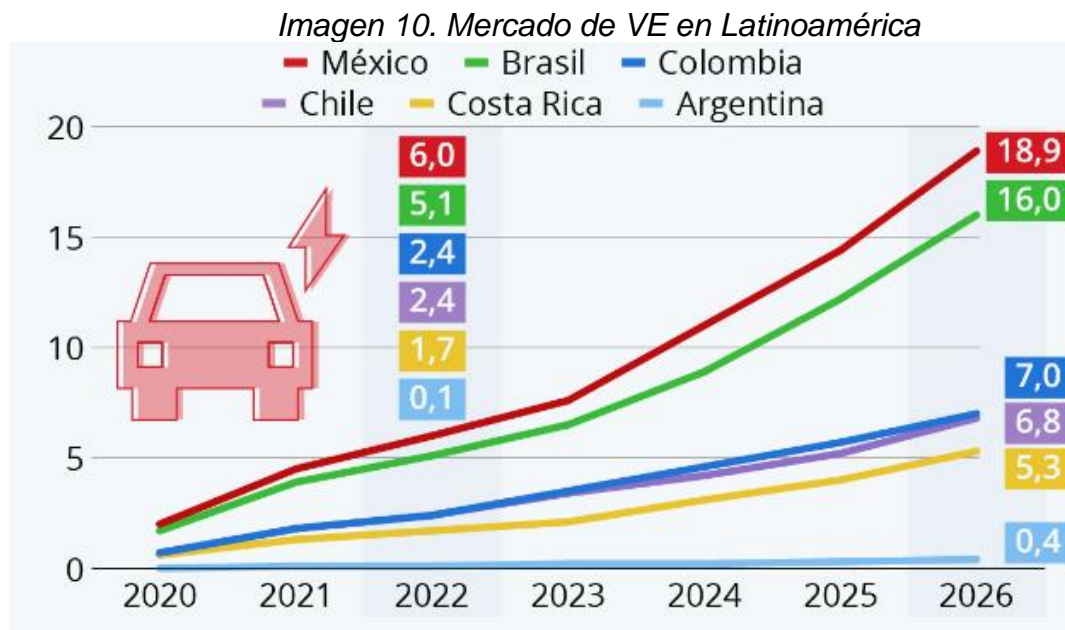
⁴³ Haceb: Estación de carga para vehículos Naranja Tipo Europeo. [Consultado el 18 de febrero ,2022]. Disponible: <https://www.haceb.com/estacion-de-carga-para-vehiculos-naranja-tipo-europeo-fase-2-7704353399462/p>.

Como se ha evidenciado en los párrafos anteriores y en las tablas el avance de la movilidad eléctrica en el país se ha concentrado en las principales ciudades, las grandes metrópolis concentran una parte del poder financiero, comercial y tecnológico, lo cual ha permitido la integración de estaciones de carga ya que hay personas que cuentan con un vehículo eléctrico, y se empieza a generar una industria tanto de vehículos eléctricos como de estaciones de carga.

La evolución de la industria de la movilidad eléctrica en regiones con menor población, y con características sociales diferentes puede tardar más, como lo es el caso de Boyacá, el tiempo para la adopción de estas tecnologías dependerá de factores como los precios de los vehículos eléctricos, las políticas regulatorias, y la creación de infraestructuras de recarga.

2.1.4 Vehículos eléctricos en Latinoamérica

Colombia pese a tener un buen crecimiento en las ventas de los vehículos eléctricos no es líder en la región, por encima de Colombia se encuentra a México y Brasil. Estos países tienen un crecimiento de casi el doble comparado con Colombia. En la Imagen 10 se observa el crecimiento y la proyección para los próximos años en cuanto a la venta de vehículos eléctricos en Latinoamérica.



Datos en miles de unidades por año.

Fuente: *STATISTA Movility Market Outlook*⁴⁴.

⁴⁴ Statista: Mexico, líder en ventas de autos eléctricos en América latina. [Consulted 15 of march,2021]. Available in: <https://es.statista.com/grafico/26906/volumen-de-ventas-de-vehiculos-electricos-en-latinoamerica/>

2.1.5 Vehículos eléctricos en Colombia

El avance y desarrollo de la electrificación del transporte va de la mano con la penetración de los vehículos eléctricos en los mercados nacionales y la implementación de la infraestructura de carga.

La venta de vehículos eléctricos en Colombia durante los años 2020 y 2021 se muestra en la Tabla 10. Se evidencia que en los meses de confinamiento total en Colombia a causa de la pandemia del coronavirus en el 2020 se presenta una disminución en la venta de vehículos eléctricos, en el 2021 se presenta una ligera disminución en la venta de BEV, pero a su vez se presenta un aumento significativo HEV y PHEV.

Tabla 10. Venta de vehículos eléctricos en Colombia 2020-2021.

MES	BEV		HEV		PHEV		TOTAL	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Enero	51	45	285	553	31	55	367	653
Febrero	77	198	197	775	75	118	349	1091
Marzo	113	90	185	774	28	134	326	998
Abril	-	37	5	719	-	153	5	909
Mayo	51	92	261	932	39	59	351	1083
Junio	69	50	284	1924	26	182	379	2156
Julio	157	79	240	1730	24	106	421	1915
Agosto	25	64	256	1002	42	199	323	1265
Septiembre	85	84	357	873	51	166	490	1123
Octubre	67	137	552	2026	38	188	657	2351
Noviembre	312	216	668	1868	50	176	1030	2260
Diciembre	307	204	939	1518	64	176	1310	1898
Total general	1311	1296	1229	14694	468	1712	6008	17702

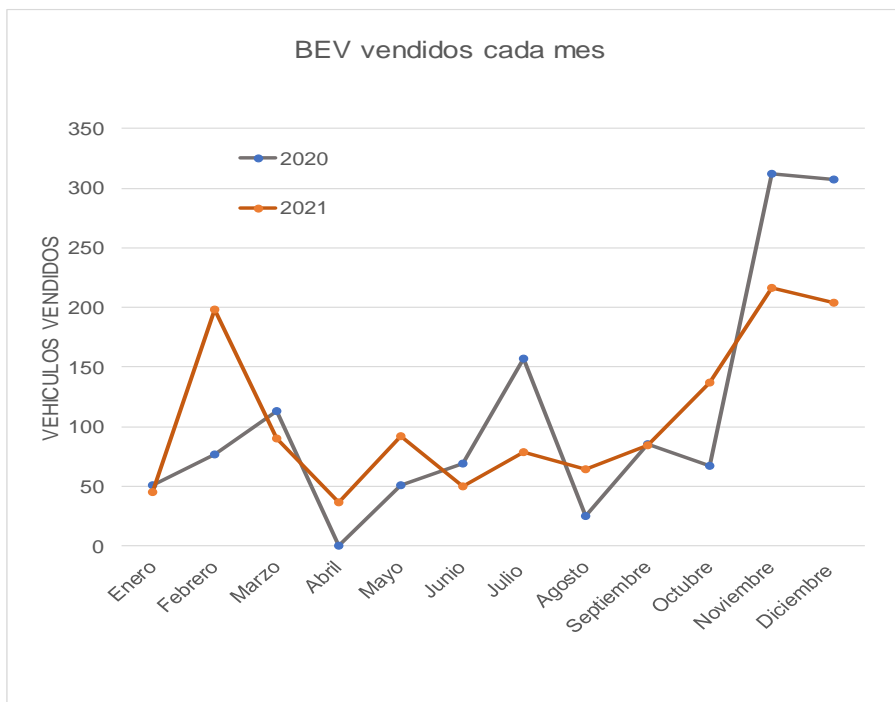
Fuente: Andemos ⁴⁵.

En la Gráfica 1 se ve la variación de las ventas de BEV mes a mes entre el 2020 y 2021; a finales del 2020 y 2021 se presentó el aumento más significativo de ventas podemos ver esto como una causa del hecho de que la normativa colombiana incentiva el uso de los vehículos eléctricos por ejemplo exceptuándolos de la restricción del pico y placa, además de factores personales. Podemos deducir que una de las razones por las cuales los vehículos totalmente eléctricos no aumentan su venta significativa es la falta de infraestructura para su recarga de forma rápida, el costo de los vehículos completamente eléctrico, es un costo elevado ya que estos

⁴⁵ Andemos 2020 p. 2

vehículos tienen un precio elevado y por la devaluación del peso colombiano frente a otras.

Gráfica 1. Venta de BEV.



Se tiene el registro de las ventas de vehículos eléctricos según su tecnología, en la Tabla 11 se presentan las ventas de BEV, PHEV y HEV durante los últimos 10 años.

Tabla 11. Vehículos eléctricos vendidos en los últimos 10 años.

Tecnología	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
HEV		2		220	69	51	6	268	1769	4229	14694
BEV	1	28	49	18	191	202	136	390	923	1308	1296
PHEV		5	1		3	25	54	274	442	468	1712
Total general	1	35	50	238	263	278	196	932	3134	6005	17702

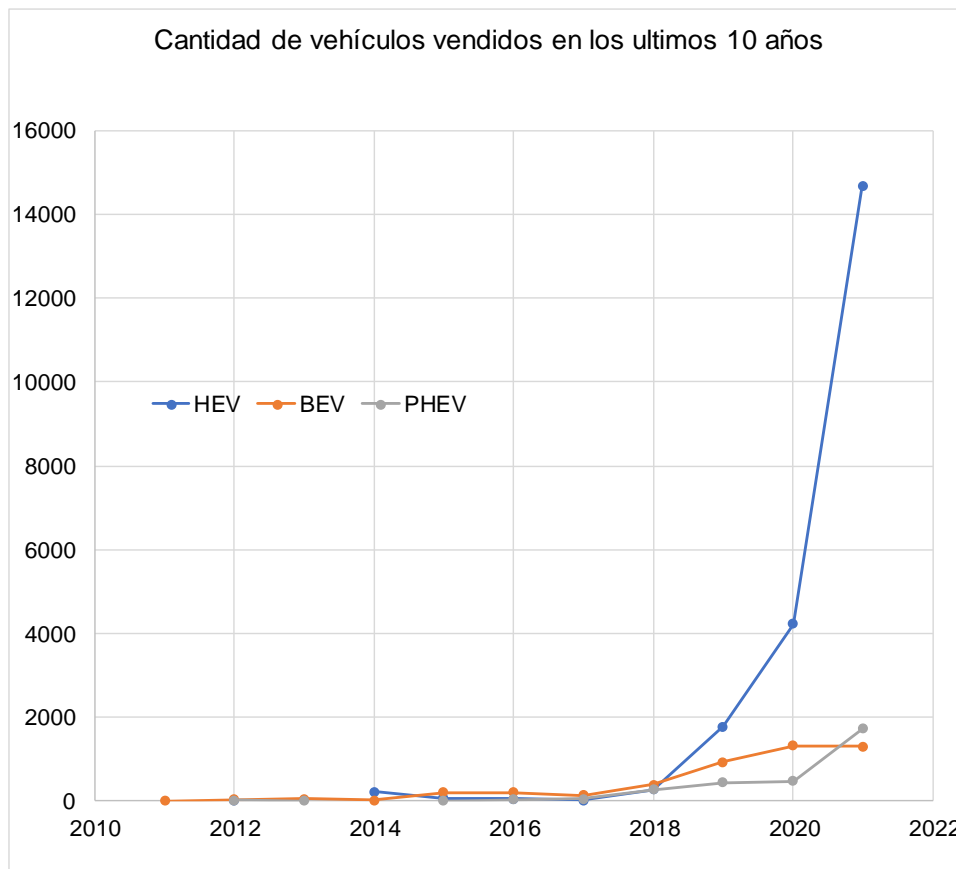
Fuente: Andemos ⁴⁶.

Como toda transición existen etapas, y en estos momentos los HEV, vehículos híbridos, controlan el mercado. Pero esta no es una tecnología que solucione los problemas de dependencia del uso de energías convencionales, ya que estos vehículos usan un motor de combustión interna, se debe considerar que el aumento de la venta de esta tecnología se debe al poco desarrollo tanto de los BEV como de la infraestructura de carga pública que estos necesitan. El país y la región debe empezar a trabajar en la implementación de las tecnologías que permitan el

⁴⁶ Andemos 2020. P.5.

desarrollo total de la movilidad eléctrica en el país. En la Gráfica 2 se ve la evolución de las ventas de BEV, PHEV y HEV.

Gráfica 2. Vehículos eléctricos vendidos en los últimos 10 años.



Fuente: Autor.

Las marcas de BEV más vendidos durante el 2021 se presentan en la Tabla 12. Evidenciando que el vehículo eléctrico mas vendido es el BYD e3HB en su versión mas sencilla tiene un precio de \$ 101'900.000, el segundo más vendido con un valor de \$169.990.000, siendo también este uno de los problemas a la hora de que una persona de a pie en Colombia acceda a una de estas tecnologías.

Tabla 12. características BEV más vendidos durante 2021

Marca de BEV	Modelo	Capacidad batería kWh	Potencia de carga kW		Tiempo de carga		Conector	
			AC	DC	AC	DC	AC	DC
BYD	e3 HB	47.3	5.6	40	8h 30 m	1h 15m	(GB/T)	(GB/T)
Renault	ZOE	52	22	50	2 h 50m	1h	Tipo 2	CCS 2
Dongfeng	Rich 6EV	67	12	55	6h	1h 12m	Tipo 2	(GB/T)

Fuente: Autor.

CAPÍTULO TRES

METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE LA ESTACIÓN DE CARGA

En este documento no se utiliza ningún tipo de ensayo, ni proceso práctico, sin embargo, sí se plantea un diseño conceptual para la fabricación de una estación de carga.

Para realizar el diseño de una ESEV se establecen las condiciones que debe cumplir, a partir del estudio de las normas que regulan las estaciones de carga para vehículos eléctricos como Res Min. Minas y energía 40223 de 2021, RETIE, EPM RA8-031 y NTC 2050; de estas normas se enuncian cada uno de los artículos que son usados para elaborar el diseño. Junto a los criterios propios del diseñador.

Así mismo se describen conceptos generales para el diseño del sistema fotovoltaico que será usado en la estación de carga.

3 METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE LA ESTACIÓN DE CARGA

Partiendo del hecho de que este proyecto es una investigación aplicada y tiene una metodología cuantitativa, que busca establecer el diseño conceptual de una estación de carga para vehículos eléctricos en la UPTC Facultad Seccional Duitama con energía fotovoltaica, se realiza el siguiente procedimiento para cumplir con cada uno de los objetivos que se plantean.

El capítulo se divide en dos grandes partes, en la primera se plantea la forma de estudio de la normativa colombiana que establece condiciones técnicas para el funcionamiento de la estación de carga para VE que se busca diseñar. Además de define los criterios con que el diseñador realiza el presente proyecto.

La segunda parte muestra el método usado para determinar la radiación incidente sobre un módulo fotovoltaico, y la inclinación óptima en la que debe ser instalado el módulo en la UPTC Facultad Seccional Duitama.

3.1 ANÁLISIS DE LA NORMATIVIDAD VIGENTE

Para poder desarrollar cualquier tipo de proyecto de ingeniería se debe tener en cuenta la normatividad vigente. La normatividad se puede ver como los requerimientos mínimos legales para que los usuarios, operarios y cualquier ser humano que interactúe con el proyecto lo pueda usar con total tranquilidad sabiendo que su vida no corre riesgo, o como es sabido de la seguridad industrial se corra un riesgo mínimo.

El estudio de la normatividad es abordado como una lectura consiente y analítica desde el punto de vista de la Ingeniería Electromecánica, reconociendo cada uno de los requerimientos establecidos por la normativa colombiana vigente, para la preservación de la instalación y de la vida de las personas.

Los requerimientos técnicos establecidos en la normativa eléctrica se convierten en un mínimo de diseño y características que se deben respetar al momento de realizar el diseño de la estación de carga para vehículos eléctricos en la UPTC Facultad Seccional Duitama, las normas que establecen características técnicas de las estaciones de carga para VE son:

- Resolución Ministerio de Minas y Energía 40223 de 2021.
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE (borrador 2020, se usa este documento puesto que el RETIE vigente no tiene la reglamentación para los AGPE y GD).
- Dado que EBSA E.S.P a la fecha no ha expedido la normativa para la instalación de sistemas de carga, se toma como referencia el documento EPM RA8-031, documento expedido por Empresas Públicas de Medellín EPM.

En este mismo sentido también se realiza el estudio de la Resolución CREG 171 de 2021, esta resolución es la que regula la integración de fuentes de generación distribuida (GD) y auto generadores a pequeña escala (AGPE), ya que se busca que la estación de carga utilice potencia proveniente de una matriz fotovoltaica.

Como documento referente en el diseño de instalaciones eléctricas se tiene el RETIE, este documento se encuentra en etapa de actualización, por eso se hace uso del borrador 2020, en este documento se exponen los mínimos técnicos que debe cumplir tanto un AGPE o GD, como los de una estación de carga para vehículos eléctricos, a partir de esto se establecen las siguientes características:

- Clasificación y estandarización de una estación de carga para VE en Colombia según el estándar internacional IEC.
- Requisitos para la integración de un AGPE o GD a un SDL.

Luego del estudio realizado de las normas mencionadas anteriormente, a continuación, se hace el compendio de los artículos que son tenidos en cuenta para el diseño de la estación.

3.1.1 Compendio normativo

Como una fase importante para poder desarrollar un producto se encuentra el marco normativo, que son las normas nacionales o internacionales que debe cumplir dicho producto para asegurar unos mínimos de seguridad y asegurar su correcto funcionamiento. A partir del estudio de las siguientes normas se debe realizar los diseños básicos de la estación de carga para vehículos eléctricos, además estas normas también son usadas para elaborar el plano modelo de la estación de carga.

La integración de unidades de AGPE y GD en Colombia es regulada actualmente por la resolución CREG 171 de 2021, siendo aplicada a los autogeneradores a pequeña escala y a generadores distribuidos conectados al SIN. Los aspectos técnicos a tener en cuenta son mencionados a lo largo de la resolución, precisamente en los artículos:

- Art 3. Definiciones.
- Art 7. Sistema de información de disponibilidad de red.
- Art 12. Requisitos para la conexión y operación.
- Art 14. Procedimientos de conexión simplificados.
- Art 19. Sistema de medición para los AGPE y los GD.

El art. 19 dice:

- a) El AGPE que no entrega excedentes no tiene la obligación de modificar sus condiciones de medición existentes hasta tanto el usuario sea incluido en el plan de despliegue de la infraestructura de medición avanzada.

- b) AGPE que entrega excedentes: debe cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el código de medida, a excepción de las siguientes obligaciones:
- i) Contar con el medidor de respaldo de que trata el art 13 de la resolución CREG 038 de 2014.
 - ii) La verificación inicial por parte de la firma de verificación de que trata el art 23 de la resolución CREG 038 de 2014.
 - iii) El reporte de las lecturas de la frontera comercial al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, cuando se vende la energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta.
- c) GD: los generadores distribuidos deben cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el código de medida, incluidas la obligación de contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo 13 y la de la verificación por parte de la firma de verificación de que trata el artículo 23 de la resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.

Con lo establecido en el Art.13 de la resolución CREG 030 de 2018 es necesario el conocimiento de la resolución CREG 038 de 2014, código de medida, para cualquier instalación de AGPE o GD. El código de medida estable características técnicas en los siguientes artículos:

- Art. 2. Definiciones.
- Art. 6. Tipos de puntos de medición.
- Art 7. Requerimientos generales de los sistemas de medición.
- Art 8. Requisitos generales de los sistemas de medición.
- Art 9. requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición.
- Art. 10 certificación de conformidad de producto para los elementos del sistema de medición.
- Art 11. Calibración.
- Art 15. Registro y lectura de la información.
- Art 16. Sincronización del reloj.
- Art 21. Instalación del sistema de medición.
- Anexo 1.

La resolución ministerio de Minas y Energía 40011 de 2021, estable las condiciones mínimas de estandarización y de mercado para la implementación de infraestructura de carga para vehículos eléctricos en Colombia.

- Art 2. Definiciones.
- Art 5. Estándar mínimo para estaciones de carga pública
- Art 6. Información.

Las instalaciones eléctricas en Colombia deben cumplir lo estipulado en el reglamento técnico de instalaciones eléctricas-RETIE (borrador 2020), las características técnicas para la instalación de una AGPE o GD son:

- Art. 13. Distancias de seguridad.
- Art. 14. Campos electromagnéticos.
- Art. 15. Sistema de puesta a tierra.
- Art. 20. Prescripciones generales para centrales de generación.
- Art 21. Reglamentación técnica para generación con fuentes no convencionales de energía, generación distribuida y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.
- Art. 27. Requisitos generales para las instalaciones de uso final. Lit.27.6.16. Uso de cargadores para vehículos eléctricos.
- Art 28 clasificación de las instalaciones de uso final y requisitos específicos según el tipo de instalación. Lit. 28.5.3. Sistemas integrados y sistemas solares fotovoltaicos.

El art 27 es citado en Res. Min minas y energía 40223 de 2021, y dice:

Las estaciones de carga se clasifican de acuerdo con la norma IEC 61851 y el anexo A de la norma IEC 62196-1, así: en la instalación se deben cumplir los requisitos de la norma IEC 61851-1 o de la sección 625 de la norma NTC 2050.

EPM RA8-031:

- 5.1 Generalidades.
- 5.2.4 Instalación de estaciones de carga pública.
- 6. Requerimientos particulares para instalaciones de estaciones de carga de vehículos eléctricos que requieren tensiones no normalizadas.

Estándar IEC 61851:

IEC 61851-1: Sistema de carga conductor de vehículos eléctricos. Parte 1: Requisitos generales. Los literales utilizados para realizar el diseño eléctrico de la instalación eléctrica son:

- 6. Interfaz y requisitos generales del sistema.
- 7. Protección contra descargas eléctricas.
- 8. Conexión entre la fuente de alimentación y el EV.
- 9. Requisitos generales para los accesorios de la entrada, el conector, el enchufe y la toma de corriente del vehículo.
- 10. Requisitos del conjunto del cable de carga.
- 11. Requerimientos EVSE.

IEC 61851-23: Sistema de carga por conducción de vehículos eléctricos. Parte 23: Estación de carga de vehículos eléctricos de CC. Este estándar muestra a detalle los requisitos necesarios para la instalación de una estación de carga DC para vehículos eléctricos, los ítems necesarios para realizar el diseño eléctrico son:

- 6. Interfaz y requisitos generales del sistema.
- 7. Protección contra descargas eléctricas.
- 8. Conexión entre la fuente de alimentación y el EV.
- 9. Requisitos específicos para el acoplador de vehículos.
- 10. Requisitos del conjunto del cable de carga.
- Requisitos de EVSE.
- 101 requisitos específicos para estaciones de carga DC para EV.
- 102. Comunicación entre EV y la estación de carga DC.
- Anexo CC.

IEC 61851-24: Sistema de carga por conducción de vehículos eléctricos. Parte 24: Comunicación digital entre una estación de carga de vehículos eléctricos de DC y un vehículo eléctrico para el control de la carga de DC.

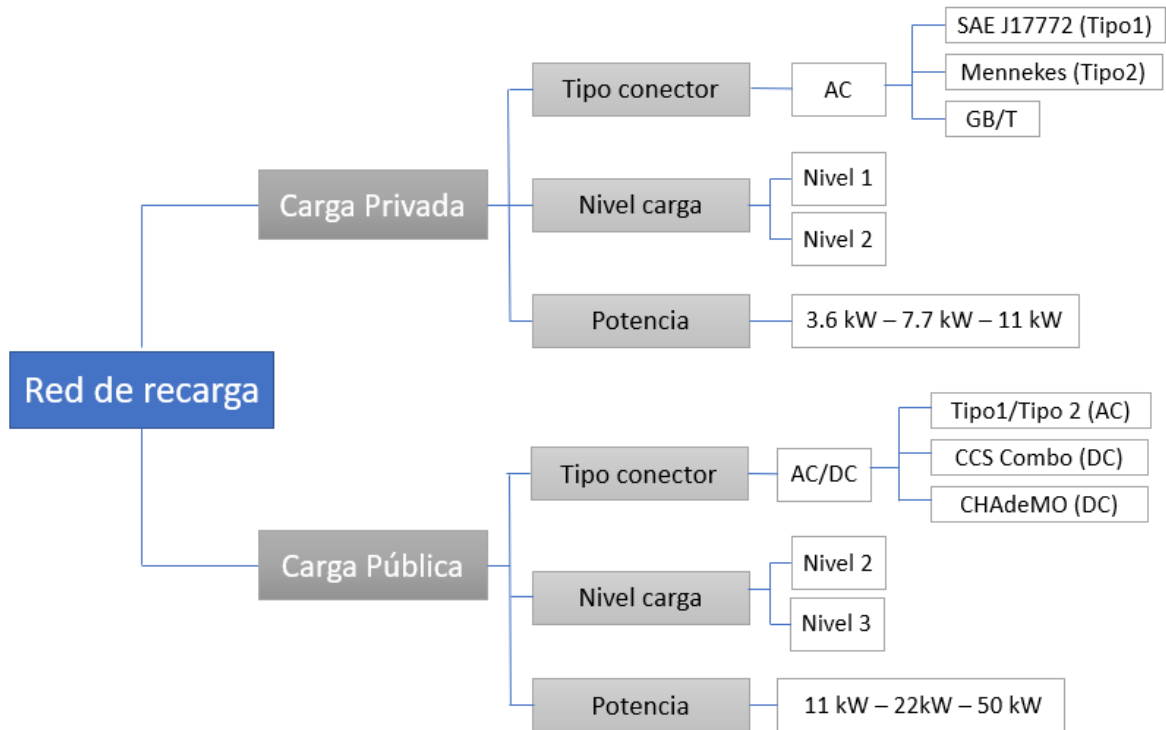
- 4. Configuración del Sistema.
- 5. Arquitectura de la comunicación digital.
- 6. Proceso de control de carga.
- 7. Descripción general del proceso de control de carga.
- 8. Información intercambiada para el control de carga de CC.

3.1.2 Documento no regulatorio

Adicional a las normas regulatorias las dependencias del estado colombiano que se encargan de dirigir la política nacional en cuanto al uso de la energía eléctrica como la UPME y la CREG, han emanado documentos que, si bien no son regulatorios, hacen parte del estudio previo que estos organismos hacen para plantear las normas de movilidad eléctrica.

A partir de la lectura del documento “establecer recomendaciones en materia de infraestructura de recarga para la movilidad eléctrica en Colombia para los diferentes segmentos: buses, motos, taxis, BRT”, de la UPME; se evidencia la división en dos grupos de la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos, carga privada y carga pública; estas a su vez se pueden desglosar hasta encontrar las características generales de una estación de recarga de vehículos eléctricos, esta división se presenta en la Imagen 11.

Imagen 11. Esquema para el despliegue de puntos de carga en las ciudades.



Fuente: UPME ⁴⁷.

La selección de cada uno de los subniveles mostrados en la Imagen 11, se realiza siguiendo los criterios enunciados en la sección 3.1.1, a partir de esto se obtiene:

- Nivel de carga de la estación de carga.
- Potencia de carga.
- Tipo de conector.

Los valores técnicos y requerimientos encontrados en los artículos de la normatividad se unen con los criterios de la sección 3.1.2 para obtener las características técnicas de la estación de carga en la UPTC (expuestas en la sección 4.3). las características técnicas establecen los rangos de valores en los que deben operar los instrumentos de electrónica de potencia, estos componentes se seleccionan a partir de las necesidades técnicas y su disponibilidad en el mercado (sección 4.4).

⁴⁷ Unidad de planeación minero energética: Establecer recomendaciones en materia de infraestructura de recarga para la movilidad eléctrica en Colombia para los diferentes segmentos: Buses, motos, taxis, BRT [en línea]. 2019. [consultado el 30 de octubre de 2020]. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Consortio_Usaene_sumatoria_producto_3_estaciones_de_cargaVF.pdf

3.1.3 Criterios para el desarrollo de una estación de carga de VE para la UPTC Duitama

Para definir las principales características del modelo de una estación de carga para ser implementada en la UPTC Facultad Seccional Duitama se tiene en cuenta lo siguiente:

- Tipo de estación de carga.

La UPTC Facultad Seccional Duitama está ubicada a un costado de una vía nacional, además de estar inmersa en la ciudad, lo cual crea un escenario para que la universidad desarrolle un modelo que permita prestar el servicio de carga de vehículos eléctricos. Generando un desarrollo académico a partir de las implicaciones de la implementación de una nueva tecnología, además de ser la promotora de la movilidad eléctrica dentro de la ciudad, con lo cual las personas que viven o se desplazan a Duitama tengan un lugar donde cargar su vehículo eléctrico.

Por esto se decide que el modelo de estación de carga para VE que debe desarrollar la UPTC es un modelo de carga pública, para prestar el servicio a la comunidad e impulsar la movilidad eléctrica dentro de la ciudad.

- Tiempo de carga.

Como se definió que la estación de carga que debe implementar la UPTC es una estación de carga pública, se necesita que la carga del VE se de en el menor tiempo posible.

En la Tabla 13 se encuentran 3 modelos de las marcas más vendidas en Colombia.

Tabla 13. tiempo de carga de VEs.

Marca de BEV	Modelo	Capacidad batería kWh	Potencia de carga kW		Tiempo de carga	
			AC	DC	AC	DC
BYD	e3 HB	47.3	5.6	40	8h 30 m	1h 15m
Renault	ZOE	52	22	50	2 h 50m	1h
Dongfeng	Rich 6EV	67	12	55	6h	1h 12m

De la Tabla 13 se deduce que el menor tiempo de carga en AC corresponde al vehículo ZOE de Renault, pero para que este vehículo se cargue en 2h 50m se necesita una estación de carga con 22 kW de potencia, esta potencia corresponde a una carga semi-rápida. Mientras que en carga en DC el mayor tiempo de carga es de 1h 15m.

Lo anterior evidencia que para la estación de carga pública diseñada para la UPTC, se necesita contar con una estación de carga en DC, que permite una carga rápida del vehículo eléctrico.

- Desarrollo tecnológico y académico.

Uno de los aspectos misionales de la UPTC es el compromiso con la promoción del desarrollo y el bienestar social de la región y de la nación, por esto se propone que el modelo de estación de carga se enmarque dentro de los conceptos de las *Smart Grids*, ya que a nivel mundial se visualiza la modernización de la red eléctrica. El programa de Ingeniería Electromecánica debe ser promotora de dicha modernización en la región y comenzar con el estudio y apropiación de estos modelos.

En el corto y mediano plazo se avecina la modernización del parque automotor del país, junto a la integración de energías renovables dentro de los sistemas de distribución, por esta razón el modelo de estación de carga para VE que se propone en el presente documento busca la integración del concepto de V2G y la utilización de una pequeña generación fotovoltaica dentro del marco de la movilidad eléctrica.

3.2 ETAPAS PARA EL DESARROLLO DE LA ESTACION DE CARGA

En la sección anterior se encuentra la normativa que se debe tener en cuenta para el desarrollo de un diseño básico y detallado, además también se tienen unos criterios por parte del autor del diseño conceptual.

EL diseño conceptual debe llevarse hasta la etapa de implementación, para lo cual se deben desarrollar las siguientes actividades:

- 1) Realización de un estudio completo de mercado para una estación de vehículos eléctricos en Duitama.
- 2) Planificación de las actividades según los tiempos estimados para la realización de diseños faltantes.
- 3) Iniciar procesos de diseño básico y diseño detallado de las etapas que no son diseñadas en este documento.
- 4) Construcción de presupuesto con las definiciones de los diseños básicos y detallados.
- 5) Planificación logística para la compra y llegada de material.
- 6) Preparación de obras civiles y adecuaciones pertinentes.
- 7) Ensamble de la estación de carga
- 8) Pruebas y evaluación a la estación de carga.
- 9) Puesta en marcha.

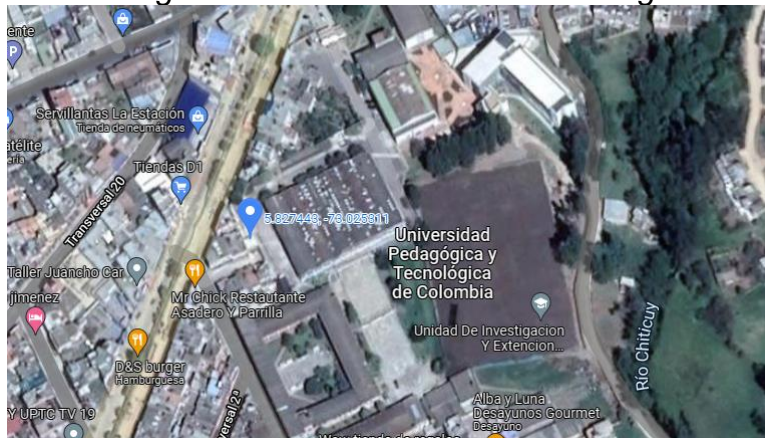
3.3 GENERALIDADES PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO

La apropiación de las tecnologías que actualmente emergen como una solución o como una forma de producir energía eléctrica más amigable con el medio ambiente, debe ser una de las prioridades en el diseño actual de sistemas eléctricos.

Uno de los recursos que está disponible a toda la población es el recurso solar, dada la aceptación general y el establecimiento de la normatividad para la integración de fuentes de energía renovable en Colombia, se decide incorporar una etapa de producción fotovoltaica, para que la energía generada sea usada en la recarga de las baterías de los VE o que sea inyectada a la red eléctrica. El diseño del sistema fotovoltaico para la estación de carga se realiza en:

- Ubicación: Parqueaderos de la Universidad Pedagógica y tecnológica de Colombia sede Duitama. Con coordenadas: 5°49'38.7948"N 73°01'31.1196"W a una altura de 2520 msnm, Imagen 12.

Imagen 12. Ubicación estación de carga.



Fuente: *Google maps*⁴⁸.

3.3.1 Datos y tratamiento de estos

Los datos son extraídos del atlas de radiación solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia (sección 1.4). Estos datos son bastante significativos para el análisis de radiación solar en la UPTC Duitama.

A lo largo del desarrollo de las tecnologías surgen investigaciones que arrojan resultados que son bastante útiles para diferentes aplicaciones, en el caso de la ingeniería fotovoltaica se cuenta con el estudio del movimiento aparente entre el sol

⁴⁸ Google maps. Disponible en [<https://www.google.com/maps/@5.8269444,-73.0254292,390m/data=!3m1!1e3?hl=es>]

y la tierra, entender los máximos y mínimos de radiación parte del análisis de la posición del sol con respecto a la tierra. Luque A. y Hegedus S. en su libro *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* elaboran un completo análisis de la geometría solar y la interacción con la radiación que recibe un panel fotovoltaico ubicado en cualquier latitud del planeta.

Se utiliza este estudio para comprender el comportamiento de la geometría solar y su relación con la radiación que llega a la superficie terrestre, y obtener un ángulo de inclinación óptimo para ser instalado en la UPTC Duitama.

3.3.2 Sistema fotovoltaico estático

Un sistema de seguimiento solar permite que el panel fotovoltaico esté siempre ubicado perpendicularmente al haz de luz solar, aumentando su producción energética. Pero este seguimiento solar se vuelve inviable cuando es ubicado en una región como la Boyacense, por el movimiento solar y el índice de claridad.

- Movimiento aparente del sol:
 - Durante el solsticio de verano (21/06/2019) el ángulo entre la línea que une al sol con las coordenadas de la UPTC Facultad Seccional Duitama y el plano local horizontal es de $72,34^\circ$, como se muestra en el Anexo 6.1(a).
 - Durante el solsticio de invierno (21/12/2019) el ángulo entre la línea que une al sol con las coordenadas de la UPTC Facultad Seccional Duitama y el plano local horizontal es de $60,64^\circ$, como se muestra en el Anexo 6.1(b).

La latitud a la que se encuentra la ciudad de Duitama hace que los efectos de translación de la tierra, tengan una menor incidencia en el movimiento aparente del sol, haciendo que la diferencia de la posición del sol entre cada solsticio sea de solo $47,02^\circ$, esto tiene como consecuencia que la variación del ángulo del haz de radiación solar y el módulo fotovoltaico varíe poco durante el año.

- Índice de claridad:

El índice de claridad más alto para Duitama es de 0,53 el cual se registra en el mes de diciembre, esto indica que la cantidad de radiación incidente en una superficie horizontal en Duitama se ve bastante afectado por las condiciones meteorológicas de la región.

La inviabilidad de un sistema de seguimiento solar en Duitama, se da como resultado del bajo índice de claridad. Un índice de claridad de 0,53 indica que solo el 53% de la radiación solar llega a la superficie terrestre, esta variable no se puede controlar.

CAPITULO CUATRO

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA ESTACIÓN DE CARGA Y ESTUDIO DE VIABILIDAD

Este capítulo condensa la investigación y el diseño conceptual, exponiendo un modelo de topología para la estación de carga bidireccional con todos sus elementos, este modelo debe ser analizado en futuros proyectos. También se hace un breve análisis de viabilidad económica de dicha estación.

A partir del corto análisis de viabilidad económica se realiza la propuesta para la implementación de una estación de carga rápida V2G en DC para la UPTC Facultad Seccional Duitama.

Adicional a esto se especifican las características técnicas de la estación de carga lenta junto a una matriz fotovoltaica de siete paneles solares.

4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA ESTACIÓN DE CARGA Y ESTUDIO DE VIABILIDAD

4.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA ESTACIÓN DE CARGA

A partir de lo establecido en RETIE en su literal 27.6.16, el estándar IEC 61851, la resolución Ministerio de Minas y Energía 40223 de 2021, normativa EPM RA8-031, las recomendaciones del documento “Establecer recomendaciones en materia de infraestructura de recarga para la movilidad eléctrica en Colombia para los diferentes segmentos: buses, motos, taxis, BRT”, y de los criterios de diseño definidos por el autor; se establecen las siguientes características para la estación de carga en la UPTC Facultad Seccional Duitama:

- Sistema de carga rápida, con tecnología V2G.
- Estación tipo: pública, contará con un modo de carga 4, según el estándar IEC 61851; equivalente a un nivel de carga 3, según la Res 40223 de 2021 Min Energía.
- Sistema off-board, para poder suministrar energía en DC.
- La máxima potencia de estación de carga será de 50 kW, a la salida del conector.
- La estación de carga contará con un conector CCS Combo 1.

Las características anteriormente definidas son el resultado del análisis normativo realizado, y hacen parte esencial para el futuro proceso de diseño detallado de la estación de carga; estos resultados también son tenidas en cuenta en las siguientes secciones.

A continuación, se especifican las características generales de la estación de carga.

4.1.1 Estándar IEC

La aplicación de esta normativa internacional se da como resultado del estudio normativo. El RETIE establece que la familia de normas IEC 61851 será el estándar colombiano para las estaciones de carga para VE, por tal razón es importante definir los principales conceptos que enmarca la IEC 61851.

la IEC 61851 es la familia de normas que establece los requerimientos técnicos que debe cumplir una estación de carga para vehículos eléctricos:

- IEC 61851-1 (ed 2) Sistema conductivo de carga para vehículos eléctricos. Parte 1: Requisitos generales.

IEC 61851-1 define:

Estación de carga de vehículos eléctricos de DC: todo el equipo para suministrar corriente de DC a los vehículos eléctricos, instalado en un recinto, con funciones especiales de control y comunicación y ubicado fuera del vehículo.

Carga en modo 4: conexión del EV a la red de suministro de CA (red eléctrica) utilizando un cargador externo donde la función del piloto de control se extiende al equipo conectado permanentemente al suministro de CA.

- Anexo A de IEC 62196-1, define:

Carga en Modo 4: conexión indirecta del EV a la red de suministro de CA (red eléctrica) utilizando un cargador externo donde el conductor piloto de control se extiende al equipo conectado permanentemente al suministro de CA.

- IEC 61851-23: 2014, establece los requisitos para las estaciones de carga en D.C para vehículos eléctricos. Las principales funciones de la estación de carga de D.C se enumeran en el Anexo 6.2.
- IEC 61851- 24: 2014: comunicación digital entre la estación de carga de corriente continua y el vehículo eléctrico para el control de la carga de corriente continua. Se enuncian en el Anexo 6.3.

4.1.2 Resolución 40011 de 2021 Ministerio de Minas y Energía

Por efectos de esta resolución la estación de carga diseñada en este documento se clasificará como:

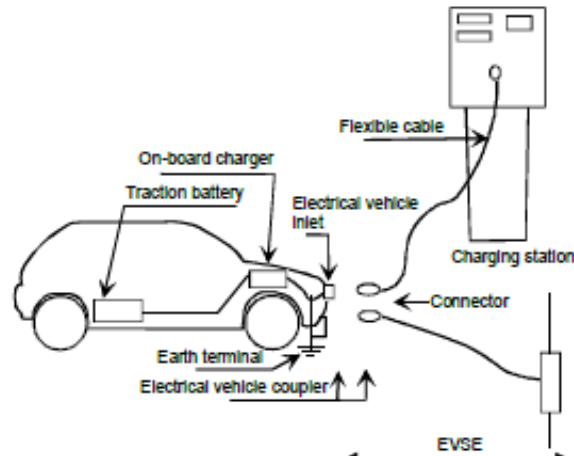
- Estación de carga nivel de carga 3.

4.1.3 Sistema off-board

Según el estándar IEC 61851-1 el tipo de conexión para el modo de carga 4 es el Caso C:

Conexión el caso C: la conexión de un EV a la red de suministro de CA (red eléctrica) utilizando un cable de suministro y un conector del vehículo conectados permanentemente al equipo de suministro, Imagen 13.

Imagen 13. Caso de conexión C, IEC.



Fuente: IEC ⁴⁹.

La conversión de la energía (AC/DC) se realiza en la estación de carga.

4.1.4 Potencia de la estación de carga

Estación de carga nivel 3 (Res 40011 de 2021 Min Energía).

Carga rápida: DC hasta 50 kW, salida hasta 500 VDC, alimentación 400 V trifásica AC.

Tiempo promedio de carga: 30 min.

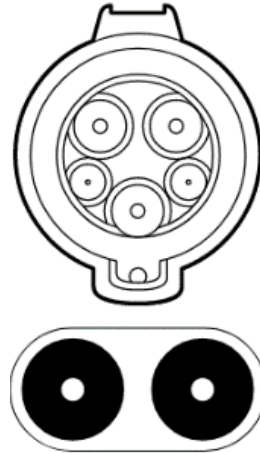
Carga pública: estación de servicio (según lo expuesto en EPM RA8-031).

4.1.5 Conector

Dentro de la resolución Min energía 40223 de 2021 que busca la estandarización de los conectores, se aclara que para las estaciones de carga en D.C se debe hacer uso del conector CCS-Combo 1.

Sistema de carga combinado CCS-Combo 1 (estándar IEC 62196-3).

⁴⁹ IEC 61851-1



CCS Combo 1 se basa en el conector Tipo 1 al agregar dos pines adicionales al conector el sistema de carga combinado. está hecho para carga rápida de DC El conector puede cargar a DC hasta 350 kW.

4.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ESTACIÓN DE CARGA UPTC

Luego del literal 4.1 se puede hacer un resumen con las principales características técnicas de la estación de carga para la UPTC, en la tabla 14, siendo una forma abreviada de presentar los resultados del estudio normativo, y constituyendo uno de los principales resultados del documento.

Tabla 14. Resumen características generales de la estación de carga

Características generales estación de carga UPTC Duitama	
Uso	Carga pública (Estación de servicio)
Potencia	50kW
Tensión	400 V trifásico AC/ salida 500VDC
Tipo de conector	CCS Combo 1
Tiempo de carga	30 minutos
Estándar	IEC

Fuente: Autor.

4.3 TOPOLOGÍA DE LA ESTACIÓN DE CARGA

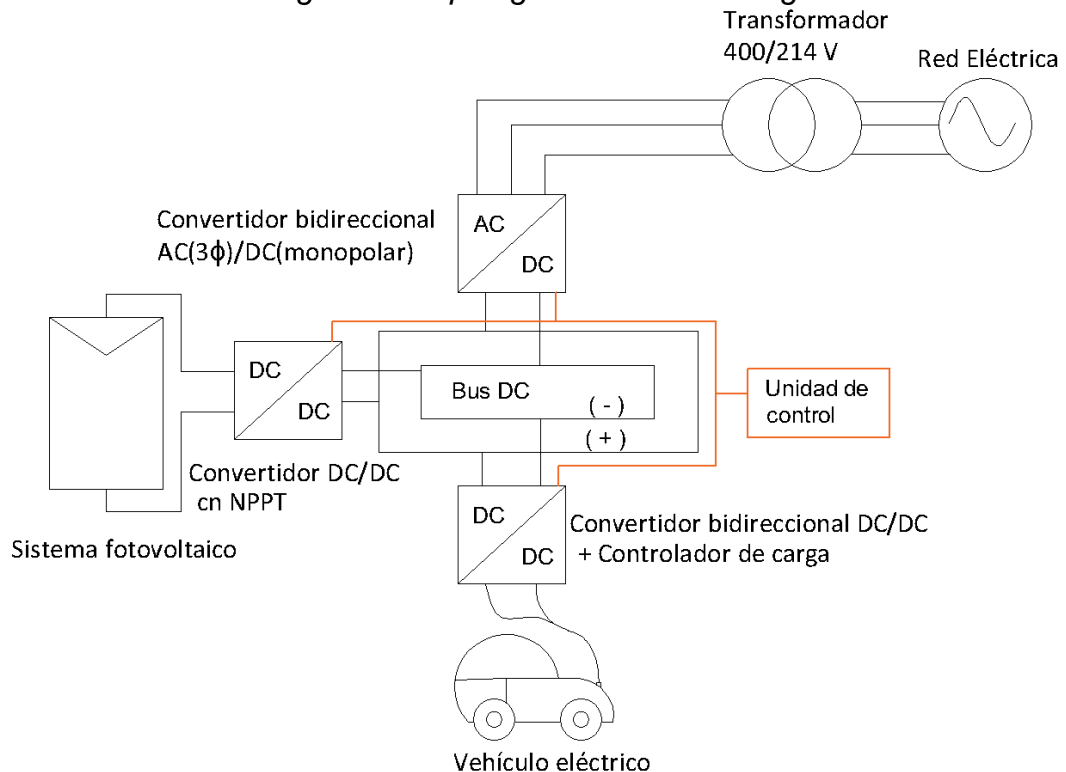
En la sección 4.2 se presentan las características técnicas de la estación de carga, a continuación, se presenta la topología que debe tener la estación de carga para cumplir con lo establecido en dicha sección.

La estación de carga contará con un sistema DC monopolar, en este punto se encuentra la unión tanto mecánica como eléctrica de las diferentes etapas de la estación de carga (red eléctrica, generación fotovoltaica y vehículo eléctrico).

Para lograr el correcto funcionamiento de las tres etapas se necesita el uso de elementos de electrónica de potencia y de control, además de la adopción de los componentes de protección eléctrica expuestos por la normativa estudiada.

El esquema general de la estación de carga se muestra en la Imagen 14, se muestran la unión de los principales elementos que forman la estación de carga diseñada en este proyecto. La selección y estudio de los elementos de electrónica de potencia se tiene que realizar en otros proyectos que complementen este documento.

Imagen 14. Topología estación de carga.



Fuente: Autor.

4.4 DISEÑO ELECTRICO DE LA ESTACION DE CARGA

La Imagen 14 muestra la topología general de la estación de carga, pero la topología cuenta con varios módulos y varias de etapas de diseño. La estación de carga integra una conexión a la red eléctrica y a una matriz fotovoltaica para recibir potencia, la implementación de estos dos módulos se enmarca en la normativa eléctrica nacional como en el RETIE, la Resolución 171 de 2021 de la CREG y la

NTC 2050. Este proyecto contempla el diseño eléctrico de la estación de carga por lo cual se realiza el diseño para la conexión de un transformador a la red de distribución y el análisis para la inclusión de una matriz fotovoltaica.

Por otro lado, se tienen otras etapas de diseño como lo es la automatización y selección de los convertidores de la estación de carga, que enmarca los otros módulos que se ven en la Imagen 14, la unidad de control y la conexión al vehículo eléctrico, estudios que no son considerados en este documento. Si bien no se realiza un diseño detallado de estos módulos si se enuncian unos elementos básicos y características técnicas para obtener lo descrito en la Tabla 14; estos elementos, sus conexiones y automatización deben ser estudiados y analizados en futuros trabajos.

Se ha realizado un diagrama unifilar o plano eléctrico, Imagen 15, que vincula todos los elementos de la estación de carga.

El diagrama unifilar del Anexo 6.5, es un solo un modelo propuesto por el autor para continuar con el estudio y los análisis de cómo construir una estación de carga, partiendo de elementos mas básicos, como lo son los diferentes convertidores de AC/DC o DC/DC. En el este diseño conceptual de una estación de carga para vehículos eléctricos se desarrolla el diseño eléctrico para la instalación de un transformador de 75 kVA que será la conexión entre la estación de carga y la red eléctrica, se realiza para un flujo unidireccional de la red eléctrica a la Estación de carga, ya que la bidireccionalidad del flujo depende de estudios de consumo de la energía.

El modelo propuesto contempla la conexión a la red eléctrica en el nodo 3308 de la Empresa de Energía de Boyacá- E.B.S.A S.A E.S.P, los equipos de medida son conectados según la resolución CREG 038 de 2014; el sistema fotovoltaico según la resolución CREG 171 de 2021; y la protección para la estación de carga según la IEC 61851-23; y todos los elementos de protección propuestos por F. Sanchez *et al.*⁵⁰ para la implementación de una estación de carga V2G. Este modelo es un primer bosquejo de conexión para el desarrollo de una estación de carga completamente equipada que solucione la falta de estaciones de carga en la región y fomentar la construcción de equipos a nivel nacional.

El modelo del anexo 6.5 busca ejemplificar las diferentes etapas de diseño que tiene la estación de carga, un diseño necesario para la conexión a la red eléctrica, el

⁵⁰ F. Sanchez, et al. Overview of electrical protection requirements for integration of smart DC node with bidirectional electric vehicle charging stations into existing AC and DC railway grids [Online]. In: Electric Power Systems Research 122. p. 104-118. [consulted 20 of january, 2022]. Available in: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.01.003>

tablero de la estación de carga, y conexiones del sistema fotovoltaico y el vehículo eléctrico.

En este documento se realiza el diseño para la conexión de un transformador de 75 kVA para alimenta la estación de carga, los demás diseños deben realizarse en futuros documentos. Con este estudio se puede energizar un tablero que debe disponer de convertidores AC/DC y DC/DC, los elementos presentados en la imagen 15 sirven como guía y como punto de partida para realizar estos estudios, junto con la conexión del sistema fotovoltaico.

El diseño para la conexión del transformador de 75 kVA para la estación de carga se encuentra en el Anexo 6.6.

4.5 VIABILIDAD ECONÓMICA DEL DISEÑO DE LA ESTACIÓN DE CARGA V2G

La implementación de la estación de carga que se ha propuesto en este documento (Literal 4.3), está sujeta a un análisis de factores como: el costo de los elementos que la conforman, la disponibilidad de los componentes, compatibilidad de los componentes y ensamble de todos los componentes para crear el ecosistema entre red eléctrica, estación de carga y sistema fotovoltaico.

La cotización de los convertidores de AC/DC y DC/DC, elementos de control y el conector de la estación de carga se presenta en la Tabla 15.

Tabla 15. Presupuesto general de la estación de carga diseñada.

Componente	Referencia	Valor en el mercado
Unidad de control	Smart PDU: Smart power distribution Unit Marca: Tame Power	€5990 (valor mercado) \$23'498.770
Controlador de carga	vSECC.single Board. Marca: Vector.	US\$2500 (valor mercado) \$9'807.500
Conector de VE	CCS1 DC fast charge connector EV REV-2C-125c Marca. Rema	US\$555 (valor mercado) \$2'177.265

Convertidor bidireccional para la carga de la batería del EV	Micro Grig System DC-DC converter Module 50 kW bidireccional TID10050M100NK. Marca: ANE	€9529 (valor mercado) \$ 37'382.267
Convertidor de energía DC/DC para el sistema fotovoltaico	DC/DC power converter. CONV-DCDC-10KW-BCFI-01-H. Marca: Tame-Power	€8879 (valor mercado) \$ 34'832.317
Convertidor de energía con interfaz de red AC/DC	RT22 50 kW EV charger module. Marca: Rectifier technologies.	€10199 (valor mercado) \$40'010.677
TOTAL (conversión a pesos colombianos 9/02/22)		\$ 147'708.796

Fuente: Autor.

Análisis económico:

Este análisis presenta unas estimaciones y supuesto, en este documento se contempla una ingeniería conceptual, así que hay varios puntos en los que hay que hacer estudios y generar un análisis detallado, esto contempla el análisis económico:

- 1) La cantidad de vehículos eléctricos en Duitama; en la tabla 10, se puede deducir que el porcentaje de crecimiento en las ventas de vehículos eléctricos enchufables en Colombia entre 2019 y 2021 fue de 41,7%, se espera que este porcentaje aumente con el paso de los años, pero vamos a mantener este porcentaje para los próximos 10 años. Se hace el supuesto de que el 1% de estos vehículos están en Duitama y sus alrededores.
- 2) Venta de servicio; se dirá que todos los vehículos que están en Duitama y alrededores recargan en promedio una vez al día en la estación de carga.
- 3) El valor del kWh vendido a la UPTC es de \$397.05 (valor tomado el recibo de energía de la UPTC Duitama en el de enero del 2019).
- 4) La potencia promedio de cada ciclo de carga es de 40 kWh.
- 5) Un TIR del 20%, siendo una tasa interna de retorno baja.

En la tabla 16 se presentan las estimaciones y los datos para realizar el análisis económico:

Tabla 16. Datos Estimados para análisis económico.

Costos Para Puesta en Funcionamiento de la Estacion de Carga	
Componente	Valor en el mercado
Unidad de control	\$ 23.498.770,00
Controlador de carga	\$ 9.807.500,00
Conector de VE	\$ 2.177.265,00
Convertidor bidireccional para la carga de la batería del EV	\$ 37.382.267,00
Convertidor de energía DC/DC para el sistema fotovoltaico	\$ 34.832.317,00
Convertidor de energía con interfaz de red AC/DC	\$ 40.010.677,00
Costos materiales no contemplados (Estimacion)	\$ 100.000.000,00
Costos operativos para la implementacion (Estimacion)	\$ 35.000.000,00
TOTAL	\$ 282.708.796,00
Costos Para el Funcionamiento de la Estacion de Carga en un año	
Personal	\$ 40.800.000,00
Energia	\$ 75.128.212,80
Labores de mantenimiento y operación	\$ 10.000.000,00
TOTAL	\$ 125.928.212,80
Ingresos por servicios de carga Estacion de Carga en un año	
Ingresos por ciclos de caga (año 1)	\$ 90.153.855,36
Ingresos por ciclos de caga (año 2)	\$ 127.116.936,06
Ingresos por ciclos de caga (año 3)	\$ 179.234.879,84
Ingresos por ciclos de caga (año 4)	\$ 252.721.180,58
Ingresos por ciclos de caga (año 5)	\$ 356.336.864,61

Fuente: Autor.

Se calcula el valor actual neto:

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{R_j}{(1+i)^j} - k$$

Donde:

$n = 5$, número de años.

$k = \$ 283.708.796,00$, inversión inicial.

$R_j = \$ 93.910.266$, flujo positivo, año 1.

$j = 1$, año, año 1.

$i = 20\%$, TIR

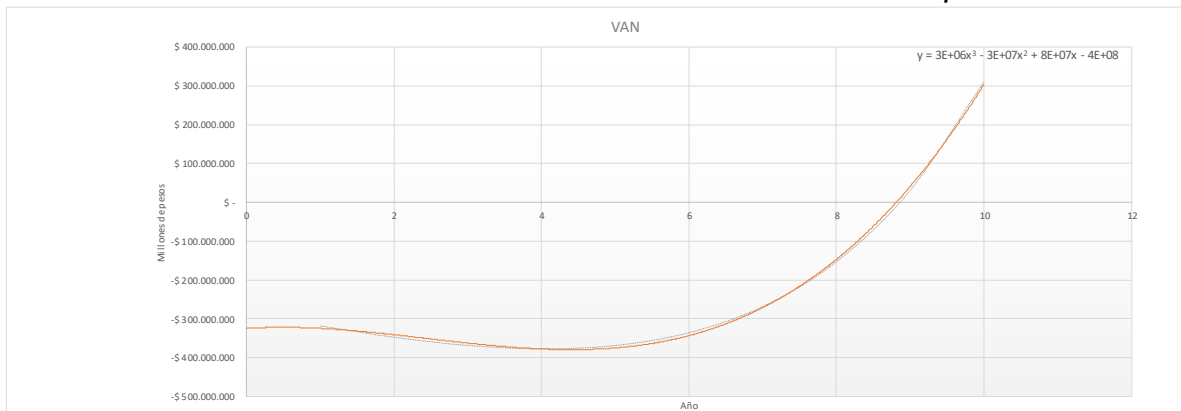
En la tabla 17 y grafica 3 se muestran los datos del análisis VAN.

Tabla 17. Datos económicos.

Año	Flujo positivo	Flujo negativo	Flujo neto	VAN
0	0	\$ 282.708.796,00	-\$ 282.708.796,00	
1	\$ 90.153.855,36	\$ 125.928.212,80	-\$ 35.774.357,44	-\$ 318.483.153,44
2	\$ 127.116.936,06	\$ 156.730.780,05	-\$ 29.613.843,99	-\$ 348.096.997,43
3	\$ 179.234.879,84	\$ 200.162.399,87	-\$ 20.927.520,03	-\$ 369.024.517,46
4	\$ 252.721.180,58	\$ 261.400.983,81	-\$ 8.679.803,24	-\$ 377.704.320,69
5	\$ 356.336.864,61	\$ 347.747.387,18	\$ 8.589.477,44	-\$ 369.114.843,26
6	\$ 502.434.979,10	\$ 469.495.815,92	\$ 32.939.163,18	-\$ 336.175.680,07
7	\$ 708.433.320,54	\$ 641.161.100,45	\$ 67.272.220,09	-\$ 268.903.459,99
8	\$ 998.890.981,96	\$ 883.209.151,63	\$ 115.681.830,33	-\$ 153.221.629,66
9	\$ 1.408.436.284,56	\$ 1.224.496.903,80	\$ 183.939.380,76	\$ 30.717.751,10
10	\$ 1.985.895.161,23	\$ 1.705.712.634,35	\$ 280.182.526,87	\$ 310.900.277,97

Fuente: Autor.

Gráfica 3. Curva de valor actual neto a través del tiempo



Fuente: Autor.

Este análisis es bastante optimista, ya que para el año uno se habla de prestarle el servicio diariamente a 12 vehículos eléctricos, este porcentaje de vehículos aumenta en un 41,7% cada año, en el año 5 se estarían realizando 74 ciclos de carga.

Prestar el servicio de carga puede generar un valor agregado con respecto al valor de energía cobrada por el operador de red, pero el uso de este servicio está directamente relacionado con la cantidad de vehículos eléctricos que ruedan en la ciudad de Duitama y sus alrededores. Además, una estación de 50 kW puede cargar durante una jornada de 8h un total de 10 Vehículos con una batería de 40 kWh, por lo cual a lo largo de los 5 años hay que hacer una reinversión en infraestructura de recarga, para poder llegar a cargar 74 vehículos al día.

4.6 VIABILIDAD PARA IMPLEMENTACIÓN DE UNA ESTACIÓN DE CARGA RÁPIDA DISPONIBLE EN EL MERCADO

La investigación y desarrollo de estaciones de carga para vehículos eléctricos es una industria que necesita tiempo para llegar a su pico de desarrollo, por ahora solo se disponen de una limitada cantidad de estaciones de carga con energía fotovoltaica. Las implementaciones realizadas son por parte de especialistas en el tema con un fin investigativo ya sea académico o comercial.

En *Comparison of system architecture and converter topology for a solar powered electric vehicle charging station*⁵¹, Chandra Mouli, desarrolla el producto sacado al mercado por parte de Pre Power Developers.

Este módulo se encarga de transformar la energía de la red eléctrica AC a DC para que sea inyectada en la batería del vehículo eléctrico, a su vez este módulo permite la bidireccionalidad de esta energía entre la batería y la red eléctrica. Las características de este módulo son:

Tabla 18. Características estación V2G

Parámetros técnicos Módulo Bidireccional		
	Modo AC/ 3 fases	50-60 Hz/ 3 fases+N+PE/ 400 VAC
Entrada de la red de AC	Eficiencia del sistema	>94%
	Factor de potencia	>0.99
Carga EV	Canales de carga	1
	Potencia de carga	10 kW DC
	Voltaje de carga	50 - 500 VDC
	conectores	CCS 2/ CHAdeMO
Estandar	IEC 61851- 23	

Fuente: Pre power developers.

Para la integración de la energía fotovoltaica al módulo de carga se requiere otro módulo adicional que se encarga de transformar la energía del panel fotovoltaico.

Tabla 19 Características estación V2G.

Parametros tecnicos		
Entrada panel solar	Voltaje	275 – 720 VDC
	MPPT	300 – 650 VDC
	potencia	3 – 10 kWp
Salida DC	Voltaje	700 – 760 VDC
	Corriente	0 – 14 A

⁵¹ CHANDRA MOULI, Gautham; BAUER, Pavol and ZEMAN, Miro. Comparison of system architecture and converter topology for a solar powered electric vehicle charging station. The Netherlands: IEEE, 2015.p.1.

Fuente: Pre power developers.

Estos dos módulos integrados permiten una transferencia de energía eléctrica entre la red eléctrica, el vehículo y el sistema fotovoltaico. Este sistema requiere la integración de otros elementos para conformar la estación de carga completamente automatizada para la carga de vehículos eléctricos de forma comercial.

Si bien las tecnologías de carga de vehículos eléctricos y generación fotovoltaica se han podido integrar en el concepto de Smart Grid, la implementación de sistemas fotovoltaicos está más desarrollada, hasta el punto de existir normatividad legal al respecto; la cual regula y establece unos criterios técnicos de cumplimiento para lograr la conexión entre pequeñas generaciones de energía fotovoltaica y la red de distribución.

En el mercado está disponible la estación de carga EXP120K1-HT DC Charger de EV-Vision, esta estación cuenta con un sistema de carga rápida que integra 3 tipos de conectores CCS2, Tipo 2 y CHAdeMO, cubriendo una gran parte de los conectores de los vehículos eléctricos disponibles en el mercado, en la Imagen 16 se muestran las características físicas de la estación de carga V2G seleccionada.

Las especificaciones técnicas de la estación de carga EXP120K1-HT DC Charger de EV-Vision se encuentran en el Anexo 6.4 se encuentre el datasheet, y en la Tabla 20 se muestran las principales características técnicas de una estación carga EXP120K1-HT DC Charger de EV-Vision de 120 kW.

Imagen 15. Estación de carga V2G



Fuente: EV-Vision.

Tabla 20 Características estación V2G.

Parametros tecnicos		
	Modo AC/ 3 fases	50-60 Hz/ 3 fases+N+PE/ 400 VAC
Acceso a la red de AC	Eficiencia del sistema	>94%
	Factor de potencia	>0.99
Carga EV	Canales de carga	2
	Potencia de carga	60-120 kW DC/ 22 kW AC
	Voltaje de carga	150 V- 750 V
	conectores	CCS 2/ CHAdeMO
Estándar		IEC 61851-1-2017
		IEC 62196-1-2012

Fuente: EV.Vision

Esta estación es bastante robusta, presenta una potencia de hasta 120 kW, lo cual permite cargar dos VE en simultaneo, logrando un menor tiempo de carga. Está fabricada para cumplir con los estándares de la IEC, los cuales fueron estudiados en este proyecto y son parte fundamental para la correcta operación de un equipo.

Los costos de esta estación se muestran a continuación, se realizan las mismas suposiciones que se utilizaron en la sección anterior para generar un estudio económico de esta implementación.

Tabla 21. costos estación de carga EV-Vision

Costos Para Puesta en Funcionamiento de la Estacion de Carga	
Componente	Valor en el mercado
Estación de carga	\$ 45.788.385,00
Costos materiales no contemplados (Estimacion)	\$ 100.000.000,00
Costos operativos para la implementacion (Estimacion)	\$ 35.000.000,00
TOTAL	\$ 180.788.385,00
Costos Para el Funcionamiento de la Estacion de Carga en un año	
Personal	\$ 40.800.000,00
Energia (variable anualmente)	\$ 75.128.212,80
Labores de mantenimiento y operación	\$ 10.000.000,00
TOTAL	\$ 125.928.212,80
Ingresos por servicios de carga Estacion de Carga en un año	
Ingresos por ciclos de caga (año 1)	\$ 90.153.855,36
Ingresos por ciclos de caga (año 2)	\$ 127.116.936,06
Ingresos por ciclos de caga (año 3)	\$ 179.234.879,84
Ingresos por ciclos de caga (año 4)	\$ 252.721.180,58
Ingresos por ciclos de caga (año 5)	\$ 356.336.864,61
Ingresos por ciclos de caga (año 6)	\$ 502.434.979,10
Ingresos por ciclos de caga (año 7)	\$ 708.433.320,54
Ingresos por ciclos de caga (año 8)	\$ 998.890.981,96
Ingresos por ciclos de caga (año 9)	\$ 1.408.436.284,56
Ingresos por ciclos de caga (año 10)	\$ 1.985.895.161,23

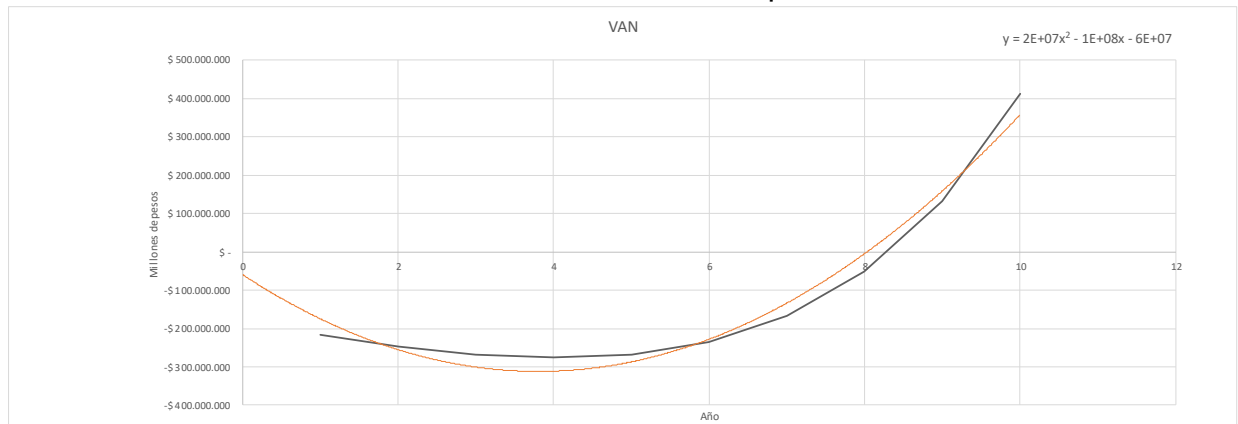
Fuente: Autor.

A continuación, se presenta un análisis económico para determinar la viabilidad de la implementación de esta estación de carga.

Año	Flujo positivo	Flujo negativo	Flujo neto	VAN
0	0	\$ 180.788.385,00	-\$ 180.788.385,00	
1	\$ 90.153.855,36	\$ 125.928.212,80	-\$ 35.774.357,44	-\$ 216.562.742,44
2	\$ 127.116.936,06	\$ 156.730.780,05	-\$ 29.613.843,99	-\$ 246.176.586,43
3	\$ 179.234.879,84	\$ 200.162.399,87	-\$ 20.927.520,03	-\$ 267.104.106,46
4	\$ 252.721.180,58	\$ 261.400.983,81	-\$ 8.679.803,24	-\$ 275.783.909,69
5	\$ 356.336.864,61	\$ 347.747.387,18	\$ 8.589.477,44	-\$ 267.194.432,26
6	\$ 502.434.979,10	\$ 469.495.815,92	\$ 32.939.163,18	-\$ 234.255.269,07
7	\$ 708.433.320,54	\$ 641.161.100,45	\$ 67.272.220,09	-\$ 166.983.048,99
8	\$ 998.890.981,96	\$ 883.209.151,63	\$ 115.681.830,33	-\$ 51.301.218,66
9	\$ 1.408.436.284,56	\$ 1.224.496.903,80	\$ 183.939.380,76	\$ 132.638.162,10
10	\$ 1.985.895.161,23	\$ 1.705.712.634,35	\$ 280.182.526,87	\$ 412.820.688,97

Fuente: Autor.

Gráfica 4. Curva de valor actual neto a través del tiempo estación EV-Vision



Fuente: Autor.

La estación de carga EXP120K1-HD-VG de INFY POWER, es seleccionada para hacer parte de la propuesta de implementación de una estación de carga, ya que integra la tecnología V2G y una etapa de energía fotovoltaica, siendo el elemento con mayor similitud al diseñado en la sección 4.3. Además, presenta una recuperación de la inversión mas rápida; si bien los dos análisis económicos presentan que la recuperación de la inversión se logra en el año 9, la estación de carga EV-Vision lo hace con un porcentaje mayor de ganancia.

4.7 ELEMENTOS DE ANALISIS PARA LA EVALUACION FINAL DE VIAVILIDAD

Por un lado, tenemos el estudio económico de una ingeniería conceptual y por el otro el estudio de una implementación, siendo dos opciones que representan la solución al problema de falta de una estación de carga para vehículos eléctricos en la región.

Si bien la inversión para una estación de carga es una cifra bastante asequible para un grupo de inversionistas, si es un problema que el momento en el que se recupera la inversión sea en 9 años. Es un plazo bastante amplio, claro, según sea la estrategia de negocios, una persona puede o no invertir en infraestructura de recarga para vehículos eléctricos.

Pero también es importante ver las tendencias en cuanto a la inversión en esta nueva industria, en este sentido vemos inversiones en la fabricación de vehículos eléctricos por parte de grupos económicos como los fabricantes de vehículos de combustión interna, marcas como BMW, Renault entre otros. En Colombia tenemos el ejemplo de la implementación de estaciones de carga para VE por empresas como trepel, con estos ejemplos se ve que estas industrias están haciendo una inversión para realizar una transición hacia estas tecnologías.

También para sacar cualquier decisión es necesario entender el mercado de la industria donde se encuentra la movilidad eléctrica; en este sentido encontramos tendencias como la generación fotovoltaica, estas dos tecnologías hacen parte de la modernización de las redes eléctricas de distribución. Esta modernización habla de flujos de potencia bidireccionales entre el actual consumidor y el operador de red, control de los tiempos de consumo, entre otras. Todas son tecnologías jóvenes que necesitan investigación e inversión para que se conviertan en el modelo predominante de redes eléctricas de distribución.

Por otro lado, tenemos la adopción de diferentes normativas por parte del gobierno nacional y los entes regulatorios con el fin de estandarizar y garantizar la prestación del servicio de carga de vehículos eléctricos, la integración de fuentes de energía renovables. A la par se encuentran cronogramas que buscan la modernización del sistema de distribución en el país.

Al ser una industria joven se tiene muchas oportunidades para tener una buena rentabilidad. Pero también existe un reto académico para el entendimiento de estas tecnologías y su integración en las redes eléctricas. En este sentido la inversión e investigación en la modernización de la red eléctrica debe ser un nuevo aspecto a desarrollar al interior de la UPTC Facultad Seccional Duitama.

Por lo que una inversión en movilidad eléctrica debe hacerse desde la academia para propiciar el desarrollo de la región y para generar espacios académicos donde

se adquieran los conocimientos necesarios para realizar esta renovación, bajo esta idea se debe poder tener la opción de llegar al mayor detalle posible, en este sentido contar con una estación de carga con los convertidores de potencia bidireccionales y los elementos expuestos en la Tabla 15, permite una mayor versatilidad de interconectar los elementos según la aplicación, propiciando la cualificación de las personas.

En general el desarrollo de esta industria va avanzando por lo cual es recomendable iniciar con inversiones con fines académicos que permitan la cualificación de las personas en cuanto a la movilidad eléctrica. Por eso en este documento se incluye una sección llamada comienzo de la movilidad eléctrica en la UPTC Facultad Seccional Duitama. En este capítulo se incluyen los cálculos de la matriz fotovoltaica para la estación de carga y los valores que determinan el ángulo de inclinación.

4.8 COMIENZO DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA EN LA UPTC FACULTAD SECCIONAL DUITAMA

La universidad y la academia permite proponer e iniciar las transformaciones de los modelos que se aplican actualmente y que deben ser cambiados. En las últimas décadas se ha vivido en una dependencia de las tecnologías a base de combustibles fósiles, tanto en la generación de energía eléctrica, como en los vehículos de transporte. Estas tecnologías hacen parte de los tantos renglones de la industria que afectan negativamente el ecosistema del planeta tierra y la salud de las personas. Por esta razón, son tecnologías que deben ser reemplazadas paulatinamente hasta llegar a la implementación de tecnologías que su huella de carbono sea mínima o inexistente.

En los capítulos anteriores se llegó al diseño de una estación de carga rápida en DC con aporte de energía de una matriz fotovoltaica on-grid; Posterior a esto se seleccionó una estación de carga comercial que cumple el principio de carga rápida, si bien la implantación del modelo propuesto en este documento llevara tiempo para poder ser implementado puesto que requiere esfuerzos económicos y académicos, se considera la base para iniciar el proceso de transición hacia la movilidad eléctrica en la UPTC Facultad Seccional Duitama. A continuación, se enumeran las actividades que el autor considera se deben llevar a cabo para llegar a la implementación de una estación de carga rápida en la UPTC Duitama y así contribuir desde la academia a las transformaciones que necesita el país:

- Implementación de Sistema fotovoltaico en la UPTC Facultad Seccional Duitama.
- Implementación de una estación de carga lenta en AC.
- Vinculación entre sectores de transporte y el grupo de investigación GridsE.
- Estudio e implementación de una micro-grid en AC y/o en DC en la UPTC Facultad Seccional Duitama.
- Integración de diferentes proyectos de generación distribuida al interior de la UPTC Facultad Seccional Duitama a través de una micro-grid.
- Generación de más proyectos que se desarrollen bajo el concepto de las Smart grids.

Los dos primeros items que se enumeran anteriormente son planeados a corto plazo. La matriz fotovoltaica ya se instaló y está funcionando en la UPTC Facultad Seccional Duitama, además el grupo de investigación GridsE está realizando las gestiones para comprar una estación de carga lenta en AC, conectada a la instalación eléctrica de la Universidad.

4.9 MATRIZ FOTOVOLTAICA EN LOS PARQUEADEROS DE LA UPTC FACULTAD SECCIONAL DUITAMA

A partir de las autogestiones del grupo de investigación GridsE se lograron obtener ciertos recursos económicos, de los cuales una cantidad de estos fue destinada a la adquisición de diez paneles solares fotovoltaicos y para su respectiva instalación y operación.

Para determinar la inclinación óptima que debe tener el sistema fotovoltaico se emplea el siguiente método.

4.9.1 Producción de energía de la planta fotovoltaica

En este literal se realiza el cálculo matemático de inclinación óptima de un panel fotovoltaico para ser instalado en la UPTC Facultad Seccional Duitama, junto con la radiación que este recibe si es instalado con la inclinación óptima. Estos cálculos se realizan a partir del estudio realizado por Luque A. y Hegedus S. en el libro *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*⁵². El método realizado por Antonio Luque se basa en un estudio estadístico, como se muestra en el Anexo 6.8.

Con el cálculo de los datos mencionados anteriormente, se realiza el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para ser integrado a la estación de carga de la UPTC Facultad Seccional Duitama.

4.9.1.1 Cálculo matemático para determinar el ángulo óptimo de inclinación de un panel fotovoltaico y la cantidad de radiación que puede recibir

A continuación, se va a encontrar uno de los resultados de este documento, el cual habla de la inclinación óptima para un sistema fotovoltaico instalado en la UPTC Facultad Seccional Duitama, haciendo uso de los resultados de un estudio de geometría solar y análisis estadísticos.

En el Anexo 6.8 se encuentra el método con el cual se deduce la ecuación (5), con esta ecuación se determina el ángulo de inclinación óptima de un panel fotovoltaico, a partir de la latitud del lugar en el que se pretende instalar el panel fotovoltaico.

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69|\varphi| \quad (5)$$

Donde β_{opt} (inclinación óptima del módulo fotovoltaico) y φ (latitud) se expresan en grados.

$\varphi = 5,828333^\circ$ es la latitud a la que se encuentran los parqueaderos de la UPTC Facultad Seccional Duitama, además del método expuesto en el Anexo 6.8 se sabe que el ángulo azimut es de 0° .

⁵² LUQUE, A.; and Hegedus, S. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* [online]. England: John Wiley & Sons Ltd, 2003, p. 921. [Consulted: 20 of December, 2020]. Available in: <https://doi.org/10.1002/0470014008>.

Aplicando la Ecuación (5) de determina que:

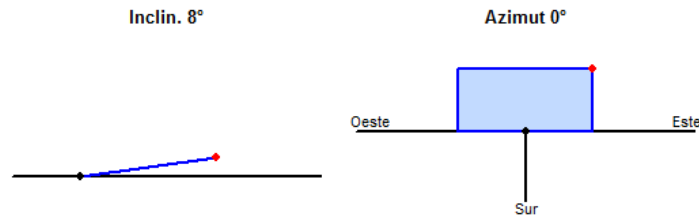
Tabla 22. Ángulos de inclinación óptimos para la UPTC Facultad Seccional Duitama.

Ángulo	valor (°)	Nota
α	0	Orientado hacia el sur
β	7,72	

Ángulo de inclinación del panel fotovoltaico (β); ángulo azimut (α).
Fuente: Autor.

La Imagen 17 es la representación gráfica de los datos de la Tabla 22.

Imagen 16. Representación ángulo óptimo de inclinación.



Fuente: Autor (simulación PVsyst).

A partir de las prioridades que define el grupo de investigación, como lo es la visibilización de la matriz fotovoltaica, se propone el uso de una estructura que funciona como bodega al interior de la universidad y que queda justo al lado de la bahía de carga de vehículos eléctricos, la ubicación de esta estructura es:

- Ubicación: Parquaderos de la Universidad Pedagógica y tecnológica de Colombia sede Duitama. Con coordenadas: 5°49'38.7948"N 73°01'31.1196"W a una altura de 2520 msnm, Imagen 18.

Imagen 17. Ubicación paneles fotovoltaicos.



Fuente: Google maps⁵³.

Anteriormente se encontró que la orientación óptima de un panel fotovoltaico debe ser de $7,72^\circ$, con un ángulo azimut de cero (panel orientado hacia el sur), pero dada que esta es la primera etapa de aplicación y que la transición hacia el uso de nuevas tecnologías también es un proceso educativo. Los paneles son dirigidos hacia el oriente, estando completamente alineados con la estructura base, como se muestra en la Imagen 19, y permitiendo una completa visualización de estos por parte de la comunidad universitaria, y se espera un aumento en el interés y en la iteración de la comunidad universitaria con esta tecnología.

Imagen 18. Módulos instalados.



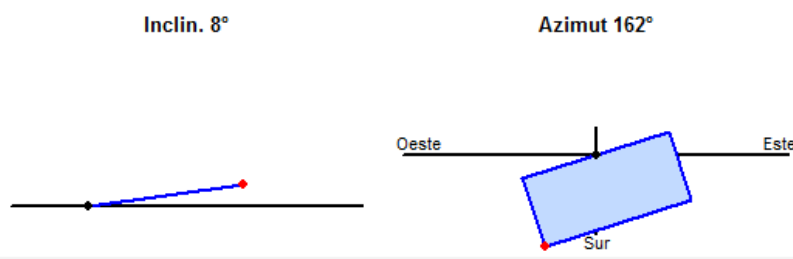
Fuente: Grupo de investigación GridSE⁵⁴.

La diferencia entre la orientación óptima y la orientación en la que instalaron los módulos fotovoltaicos en la UPTC Facultad Seccional Duitama se evidencia comparando la Imagen 17 y la 20, se mantiene el ángulo de inclinación, pero se cambia el punto cardinal al que es dirigido. El efecto del cambio de orientación es analizado a partir de la radiación que llega a la UPTC.

⁵³ Google maps. <https://www.google.com/maps/@5.8269444,-73.0254292,390m/data=!3m1!1e3?hl=es>

⁵⁴ Memoria fotográfica grupo de investigación GridsE.

Imagen 19. El sistema instalado en la UPTC tiene la siguiente inclinación y orientación



Fuente: Autor (simulación PVsyst).

Para obtener la radiación incidente sobre una superficie en la UPTC se realiza siguiendo el procedimiento, que hace parte del libro *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*⁵⁵, y se realiza para obtener la radiación que recibe un panel fotovoltaico instalado en los parqueaderos de la UPTC Facultad Seccional Duitama. Cabe resaltar los datos usados en el procedimiento que se realiza a continuación corresponden al mes de enero, y este procedimiento se debe realizar para cada uno de los meses del año.

Como está dispuesto en el Anexo 6.8 se debe conocer el ángulo de declinación del planeta tierra para el día promedio del mes.

El cálculo de la declinación (δ):

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(\frac{360 \cdot (d_n + 284)}{365}\right) \quad (6)$$

$d_n = 17$ (17 de enero), día promedio del mes de enero (tabla A1- Anexo 6.8).

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(\frac{360 \cdot (d_n + 284)}{365}\right) \quad (6)$$

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(\frac{360 \cdot (17 + 284)}{365}\right)$$

$\delta = -20,92^\circ$, declinación día 17.

Cálculo del factor de corrección por excentricidad (ε_0), a partir de la ecuación (7).

$$\varepsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360d_n}{365}\right) \quad (7)$$

⁵⁵ LUQUE, A.; and Hegedus, S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering [online]. England: John Wiley & Sons Ltd, 2003, p. 921. [Consulted: 20 of December, 2020]. Available in: <https://doi.org/10.1002/0470014008>.

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{360(17)}{365}\right)$$

$\varepsilon_0 = 1,0315$, corrección por excentricidad

Ahora es necesario calcular el ángulo cenital solar (θ_{zs}) usando la ecuación (8).

$$\cos \theta_{zs} = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (8)$$

$\omega = 0$, hora solar (corresponde al medio día).

$$\cos \theta_{zs} = \sin(-20,92) \sin(5,828333) + \cos(-20,92) \cos(5,828333) \cos(0)$$

$$\cos \theta_{zs} = 0,89302 = \sin \gamma_s$$

$\theta_{zs} = 26,744^\circ$, ángulo cenital solar.

$\gamma_s = 63,255^\circ$, altitud solar.

Se sigue con el calculo del angulo acimut solar (ψ_s).

$$\cos \psi_s = \frac{(\sin \gamma_s \sin \phi - \sin \delta)}{\cos \gamma_s \cos \phi} [\text{sign}(\phi)] \quad (8)$$

$$\cos \psi_s = \frac{(\sin(63,255) \sin(5,828333) - \sin(-20,92))}{\cos(63,255) \cos(5,828333)} [\text{sign}(\phi)]$$

$$\cos \psi_s = 1$$

$\psi_s = 0$, angulo acimut solar.

Ahora se realiza el cálculo de *air mass* (AM).

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_{zs}} = 1,1198 \quad (10)$$

$$AM = \frac{1}{0,89302} = 1,1198, \text{ air mass } (AM)$$

El cálculo de la irradiación sobre una superficie horizontal $G(0)$ en la UPTC Facultad Seccional Duitama se realiza con la ecuación (11).

$$G = B_0 \cdot \varepsilon_0 \times 0.7^{AM^{0.678}}, \quad (11)$$

$$G = (1367) \cdot (1,0316) \times 0.7^{1,0315^{0.678}}$$

$G = 959,5 \text{ W/m}^2$, irradiación global.

$$G(0) = G \cdot \cos \theta_{zs} = 856,8 \text{ W/m}^2 \quad (12)$$

$G(0) = 856,8 \text{ W/m}^2$, irradiación sobre una superficie horizontal en UPTC en día 17 del año o día promedio del mes de enero.

Se continúa realizando el cálculo del ángulo de salida del sol con la ecuación (13):

$$\omega_s = -\arccos(-\tan \delta \tan \phi) \quad (13)$$

$\omega_s = -\arccos(-\tan(-20,916) \cdot \tan(5,828)) = -87,76^\circ$, del ángulo de salida del sol.

Cálculo de la radiación extraterrestre sobre una superficie horizontal a lo largo del día, según la ecuación (14):

$$B_{0d}(0) = \frac{T}{\pi} B_0 \varepsilon_0 \left[-\frac{\pi}{180} \omega_s \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi - \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \omega_s \right] \quad (14)$$

$$B_{0d}(0) = \frac{24}{\pi} (1367)(1,031) \left[-\frac{\pi}{180} (-87,76) \cdot \sin(-20,916) \cdot \sin(5,828) - \cos(-20,916) \cdot \cos(5,828) \cdot \sin(-87,76) \right]$$

$$B_{0d}(0) = 9405,21 \text{ W/m}^2$$

$$B_{0d}(0) = B_{0dm}(0)$$

Cálculo del índice de claridad:

$$G_{dm}(0) = 4932,3 \text{ Wh/m}^2 \quad (\text{Anexo 6.8})$$

$$K_{Tm} = \frac{G_{dm}(0)}{B_{0dm}(0)} = 0,5244 \quad (15)$$

Cálculo de la correlación empírica entre la fracción de difusa de radiación horizontal con la ecuación (16).

$$F_{Dm} = 1 - 1,13K_{Tm} = 0,4074 \quad (16)$$

Cálculo de los componentes directos y difusos de la radiación global.

$$D_{dm}(0) = G_{dm}(0) * F_{Dm} = 2009,43 \text{ Wh/m}^2 \quad (17)$$

$$B_{dm}(0) = 2922,86 \text{ Wh/m}^2$$

Cálculo de la radiación sobre superficies inclinadas

$$\omega_{SS} = \max[\omega_s, -\text{arc cos}(-[\text{sign}(\phi)] \tan \delta \tan(|\phi| - \beta))] \quad (18)$$

$$\begin{aligned} \omega_s &= -87,76^\circ \\ -\text{arc cos}(-[\text{sign}(\phi)] \tan \delta \tan(|\phi| - \beta)) &= -111,7962 \end{aligned}$$

$$\omega_{SS} = -87,76^\circ$$

$$RB = \frac{\omega_{SS} \frac{\pi}{180} [\text{sign}(\phi)] \sin \delta \sin(|\phi| - \beta) + \cos \delta \cos(|\phi| - \beta) \cos \omega_{SS}}{\omega_s \frac{\pi}{180} \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s} = 1,089 \quad (19)$$

$$G_d(\beta, 0) = B_d(0) \times RB + D_d(0) \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho D_d(0) \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (20)$$

Las componentes de la radiación son:

$$B(\beta, \alpha) = 3183,67 \text{ Wh/m}^2, \text{ radiación directa.}$$

$$D(\beta, \alpha) = 2000,32 \text{ Wh/m}^2, \text{ radiación difusa.}$$

$$R(\beta, \alpha) = 86,45 \text{ Wh/m}^2, \text{ radiación de albedo.}$$

La radiación global para el mes de enero en una superficie inclinada a $7,72^\circ$ (inclinación óptima) en la UPTC Facultad Seccional Duitama es:

$$G(\beta, \alpha) = 5270,46 \text{ Wh/m}^2$$

A partir del procedimiento anterior se calculan los valores para cada mes, los resultados de las características geométricas para la ciudad de Duitama son consignados en la Tabla 23.

Tabla 23. Valores característicos geometría solar para Duitama

Mes	d_n	ϕ	δ	ε_0	ws	AM
		($^{\circ}$)	($^{\circ}$)			
Enero	17	5,8	-20,9	1,03	-87,8	1,1
Febrero	45	5,8	-13,6	1,02	-88,6	1,1
Marzo	74	5,8	-2,8	1,01	-89,7	1,0
Abril	105	5,8	9,4	0,99	-91,0	1,0
Mayo	135	5,8	18,8	0,98	-92,0	1,0
Junio	161	5,8	23,0	0,97	-92,5	1,0
Julio	199	5,8	21,0	0,97	-92,2	1,0
Agosto	230	5,8	12,8	0,98	-91,3	1,0
Septiembre	261	5,8	1,0	0,99	-90,1	1,0
Octubre	292	5,8	-11,0	1,01	-88,9	1,0
Noviembre	322	5,8	-19,8	1,02	-87,9	1,1
Diciembre	323	5,8	-20,0	1,02	-87,9	1,1

Fuente: Autor.

A partir de los valores de la Tabla 23 y los datos de irradiancia de la estación Surbata Bonza, mostrado en la sección 1.3, se calculan los datos de irradiancia sobre una superficie en la UPTC, y son registrados en la Tabla 24.

Tabla 24. irradiación sobre una superficie inclinada en la UPTC Facultad Seccional Duitama

Mes	G (W/m^2)	G(0) (W/m^2)	$B_{0d}(0)$ (W/m^2)	$G_{dm}(0)$ (Wh/m^2)	K_{Tm}	F_{Dm}	$D_{dm}(0)$ (Wh/m^2)	$B_{dm}(0)$ (Wh/m^2)	ω_{SS} ($^{\circ}$)	RB
Enero	959,5	856,8	9405	4932,3	0,52	0,41	2009,4	2922,9	-87,8	1,09
Febrero	965,4	910,3	9937	4933,7	0,50	0,44	2165,6	2768,1	-88,6	1,06
Marzo	963,5	952,5	10394	4992,7	0,48	0,46	2282,8	2709,9	-89,7	1,02
Abril	949,0	947,2	10442	4741,5	0,45	0,49	2308,5	2433,0	-80,7	0,96
Mayo	929,4	905,7	10144	4642,7	0,46	0,48	2241,5	2401,2	-70,7	0,89
Junio	917,1	876,2	9908	4407,6	0,44	0,50	2192,0	2215,6	-65,6	0,84
Julio	918,6	886,5	9977	4548,5	0,46	0,48	2205,2	2343,3	-68,1	0,86
Agosto	933,6	926,8	10266	4637	0,45	0,49	2270,2	2366,8	-77,3	0,94
Septiembre	949,2	945,9	10342	4687,8	0,45	0,49	2286,7	2401,1	-89,0	1,00
Octubre	956,3	915,1	9980	4758,8	0,48	0,46	2194,7	2564,1	-88,9	1,05
Noviembre	955,1	861,0	9440	4827,2	0,51	0,42	2037,9	2789,3	-87,9	1,08
Diciembre	955,0	859,3	9424	4969,5	0,53	0,40	2008,3	2961,2	-87,9	1,09

Fuente: Autor.

La radiación diaria promedio que recibe un panel fotovoltaico instalado en Duitama con $\alpha = 0^{\circ}$ y $\beta = 7,72^{\circ}$ (inclinación óptima), se muestra en la Tabla 25.

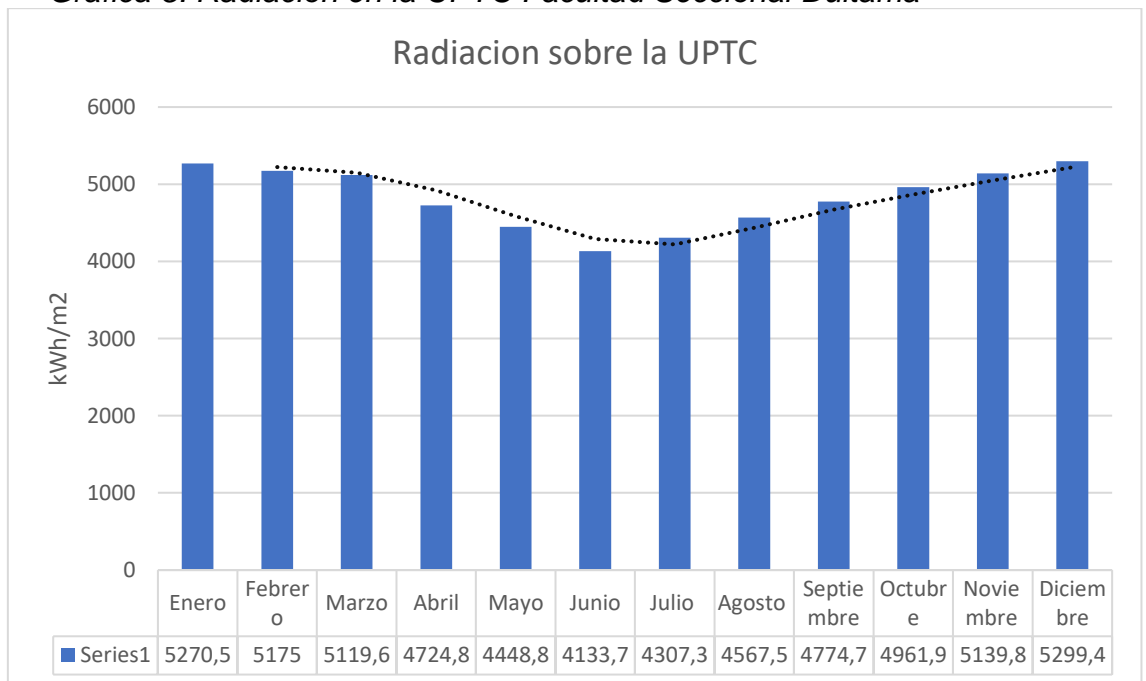
Tabla 25. Radiación diaria promedio que recibe un panel fotovoltaico en la UPTC Facultad Seccional Duitama

Mes	$B_{dm}(\beta, \alpha)$ (Wh/m ²)	$D_{dm}(\beta, \alpha)$ (Wh/m ²)	$R_{dm}(\beta, \alpha)$ (Wh/m ²)	$G_{dm}(\beta, \alpha)$ (Wh/m ²)
Enero	3183,7	2000,3	86,5	5270,5
Febrero	2927,3	2155,8	91,9	5175,0
Marzo	2751,1	2272,4	96,1	5119,6
Abril	2331,2	2298,1	95,6	4724,8
Mayo	2126,0	2231,4	91,4	4448,8
Junio	1863,2	2182,1	88,4	4133,7
Julio	2022,6	2195,2	89,5	4307,3
Agosto	2214,1	2259,9	93,5	4567,5
Septiembre	2402,9	2276,3	95,4	4774,7
Octubre	2684,8	2184,7	92,3	4961,9
Noviembre	3024,3	2028,6	86,9	5139,8
Diciembre	3213,5	1999,2	86,7	5299,4

Fuente: Autor.

La siguiente grafica de barras permite ver la radiación que recibe una superficie horizontal sobre la UPTC Facultad Seccional Duitama

Gráfica 5. Radiación en la UPTC Facultad Seccional Duitama



Fuente: Autor.

4.9.2 Producción de energía

Con los datos de radiación solar incidente obtenidos en la Tabla 24 y 25, se realiza una comparación de la energía producida por un sistema fotovoltaico de siete paneles instalados en serie con dos diferentes orientaciones, la óptima y la orientación con la que se instalaron en la UPTC. Para obtener esta información se hace uso del programa PVsyst.

Producción energética de un sistema de 7 paneles instalados con orientación óptima.

Donde:

GlobHor= Irradiación horizontal global.

DiffHor= irradiación difusa horizontal.

T_Amb = temperatura ambiente.

GlobInc = incidente global en colector plano.

EArray = Energía efectiva a la salida del arreglo.

Tabla 26. Producción energética orientación óptima.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh
January	163.4	62.00	14.00	163.4	158.5	0.542	0.516
February	144.8	60.30	14.00	144.7	140.8	0.483	0.459
March	153.5	68.10	14.00	153.5	149.4	0.511	0.486
April	146.4	71.20	14.00	146.4	142.1	0.486	0.462
May	133.4	66.90	14.00	133.3	129.0	0.445	0.421
June	128.1	67.60	14.00	128.1	123.8	0.428	0.406
July	129.2	65.80	14.00	129.2	125.0	0.434	0.411
August	141.5	70.00	14.00	141.5	137.5	0.474	0.450
September	143.2	68.20	14.00	143.1	139.0	0.479	0.455
October	153.8	67.70	14.00	153.7	149.5	0.511	0.485
November	154.1	60.80	14.00	154.0	149.4	0.511	0.486
December	164.2	61.90	13.99	164.2	159.4	0.545	0.518
Year	1755.6	790.50	14.00	1755.1	1703.4	5.851	5.554

Producción energética de un sistema de paneles instalados como se hizo en la UPTC.

Tabla 27. Producción energética paneles instalados en la UPTC.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh
January	163.4	62.00	14.00	154.2	148.8	0.511	0.485
February	144.8	60.30	14.00	140.1	135.9	0.467	0.444
March	153.5	68.10	14.00	152.7	148.6	0.509	0.483
April	146.4	71.20	14.00	149.2	145.1	0.496	0.471
May	133.4	66.90	14.00	138.7	134.6	0.463	0.439
June	128.1	67.60	14.00	134.2	130.2	0.449	0.426
July	129.2	65.80	14.00	135.2	131.4	0.455	0.431
August	141.5	70.00	14.00	145.4	141.7	0.488	0.463
September	143.2	68.20	14.00	143.7	139.5	0.481	0.457
October	153.8	67.70	14.00	149.8	145.3	0.497	0.472
November	154.1	60.80	14.00	146.2	141.1	0.484	0.460
December	164.2	61.90	13.99	153.7	148.4	0.510	0.484
Year	1755.6	790.50	14.00	1743.1	1690.7	5.810	5.515

4.9.3 Integración sistema fotovoltaico a la red eléctrica

Para la instalación de un sistema fotovoltaico se recomienda:

- La ubicación de los paneles solares según los resultados obtenidos en la sección 4.9.1.1.

De cumplimiento:

- Todos los componentes seleccionados para la instalación fotovoltaica deben cumplir el certificado de conformidad si es requerido por el RETIE o por la NTC 2050.

Con base en la resolución CREG 171 de 2021, la estación de carga en la UPTC Facultad Seccional Duitama tendrá una generación distribuida o GD. Información entregada por el operador de red es:

Transformador: 3308.

Capacidad: 150 kVA.

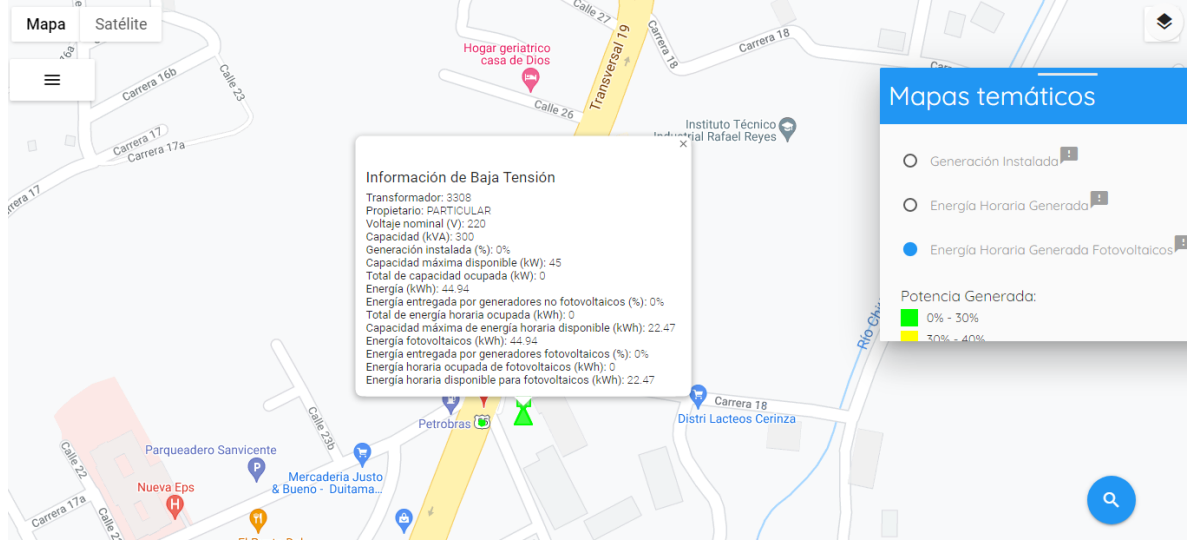
Generación instalada: 0%.

Capacidad máxima disponible: 45 kW.

Energía: 44.94 kWh.

Potencia nominal del sistema: 9145,23 kW.

Imagen 20. Disponibilidad de conexión.



Fuente: EBSA.

4.9.3.1 Diagrama unifilar de la Universidad

El diagrama unifilar de la Universidad es mostrado en el Anexo 6.10.

4.9.3.2 Arreglo de los paneles solares

Los paneles comprados por el grupo de investigación son de la marca JA SOLAR. Las especificaciones generales se encuentran en la Tabla 2, la ficha técnica se encuentra en el Anexo 6.11.

Tabla 28. Panel solar JA SOLAR

Paneles solares	
Marca	JA SOLAR
Referencia	JAM72S30-535/MR
Potencia máxima nominal (W)	535
Voltaje de circuito abierto (V)	49.30
Tensión máxima de alimentación (V)	41.31
Corriente de cortocircuito (A)	13.72
Corriente de potencia máxima (A)	12.83
Eficiencia del módulo (%)	20.5

Se tienen siete paneles conectados en serie por lo que:

$$\text{Voltaje maximo} = \text{Voltaje por panel} * \text{cantidad de paneles}$$

$$V_{max} = 49,30 * 7$$
$$V_{max} = 345,1 V$$

4.9.3.3 Producción energética

En la Tabla 27 se encuentra que la producción energética en un año para la configuración de 7 paneles en serie es de 5810 kWh.

4.9.3.4 Conductores en DC

A partir de los valores de corriente y voltaje a los que se someterán estos se seleccionan a partir de los valores String.

$$Vol_{String} = 345,1$$

*Corriente String = Maxima corriente entregada * cantidad de modulos en paralelo*

$$Corri_{String} = 13,72 A$$

$$Corri_{String} = 13,72 * 1,25 = 17,15 A$$

A partir de la tabla 310-15 de la NTC 2050, se selecciona un conductor de 12 AWG, para la conexión entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. El conductor de tierra será de 8 AWG.

La selección de la protección se realiza con un factor de seguridad de 1.5 para la corriente string.

$$Protección = 17,5 A * 1.5 = 25,7$$

La protección para el sistema fotovoltaico será de 26 A.

La cotización de la instalación es llevada a cabo por la firma Power Grid Ingeniería Eléctrica S.A.S de la ciudad de Duitama. En el Anexo 6.7 se encuentra la cotización de los equipos necesarios para que la matriz fotovoltaica instalada entregue potencia a la red, creando así un sistema bidireccional de potencia.

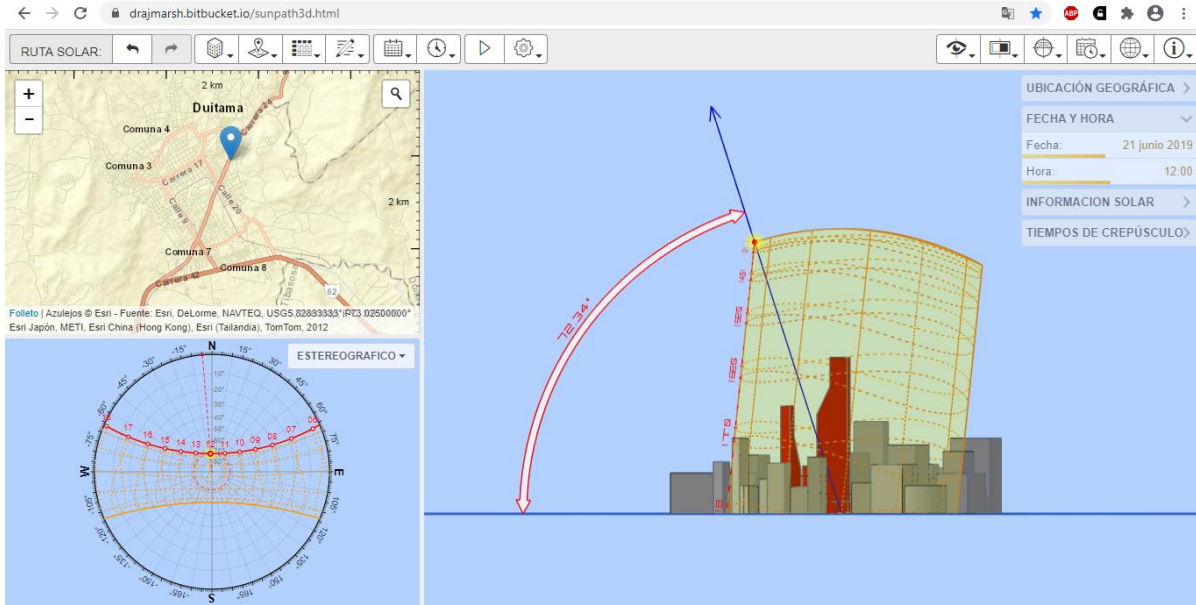
5 CONCLUSIONES

- La radiación solar que recibe un panel fotovoltaico en la ciudad de Duitama permite la producción de energía con un pequeño margen de variabilidad, ya que para el conjunto de 9 kW diseñado para la estación de carga se tiene un máximo de producción de 0.545 MWh en el mes de diciembre y un mínimo de 0.428 MWh para el mes de junio, y una producción total de 5.851 MWh evidenciando la viabilidad de implementación de pequeñas generaciones distribuidas en la región.
- Los organismos y las instituciones que regulan la utilización de la energía eléctrica, han realizado un avance en la presentación de documentos de estudio y de regulación de las estaciones de carga, y de las fuentes de generación no convencionales. La normatividad eléctrica colombiana ha adoptado los estándares de la IEC, para la implementación de la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos; obteniendo una estandarización de los equipos, las condiciones de uso y funcionamiento de las estaciones de carga. También presentan una normatividad para la implantación de generaciones distribuidas en los sistemas de distribución.
- La construcción de una estación de carga requiere una inversión de alrededor 280 millones de pesos, que contempla los la unidad de control, los convertidores de potencia y costos de operación. Los análisis de viabilidad económica muestran que la curva de recuperación de la inversión es lenta, teniendo un VAN positivo en el noveno año con una TIR de 20%. Pero también es necesario hacer un análisis detallado de las proyecciones de venta de vehículos completamente enchufables en la ciudad de Duitama ya que de esto dependerá el volumen de recargas que podría realizar una estación de carga.
- La caracterización eléctrica de la estación de carga muestra las diferentes etapas de diseño que se deben realizar para conseguir la construcción de una estación de carga. A partir de la topología y el plano eléctrico se ha generado un modelo que articula el concepto Smart grids y la normativa nacional e internacional, más concretamente por medio de una estación de carga conectada a la red eléctrica de distribución; hay que tener en cuenta que para finalizar el proyecto es necesario continuar con otras etapas como el diseño básico y detallado.

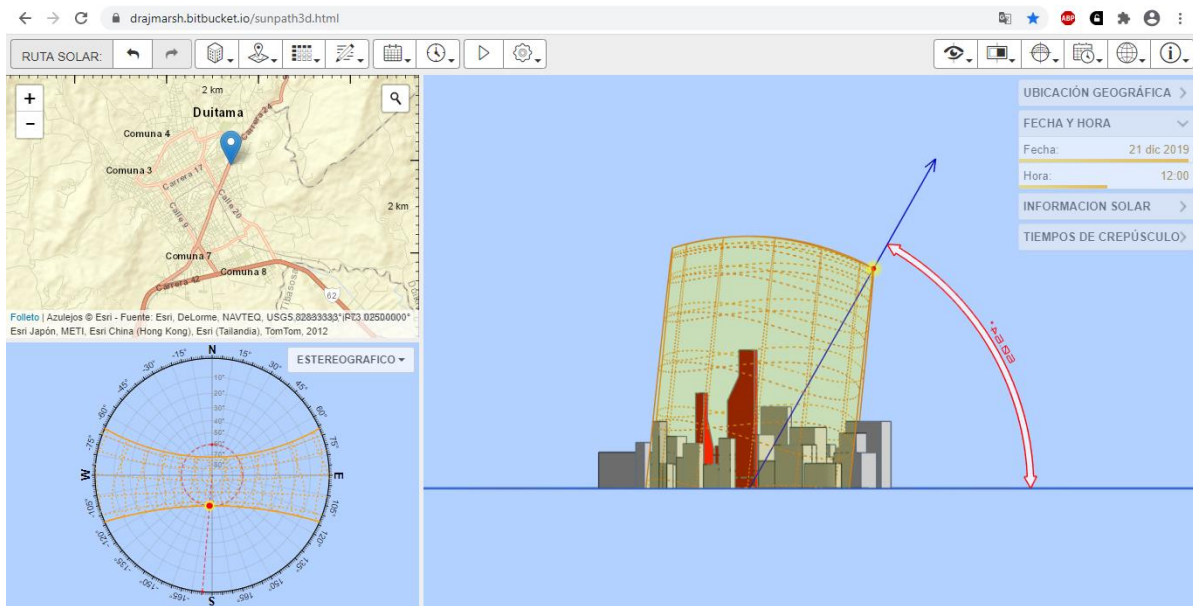
6 ANEXOS

6.1 GEOMETRIA SOLAR EN LA UPTC DUITAMA

(a) Solsticio de verano referente a la UPTC Duitama.



(b) invierno referente a la UPTC Duitama.



Fuente: 3D Sun-Path ⁵⁶.

⁵⁶ Andrew Marsh: 3D Sun-Path [online], 2015 [consulted 25 of november, 2020]. Available in: <http://andrewmarsh.com/software/sunpath3d-web/>.

6.2 LAS PRINCIPALES FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE CARGA DE D.C

Según el estándar IEC 61851-23 las funciones de la estación de carga de DC, son:

- Verificación de que el vehículo está conectado correctamente.
- Comprobación de la continuidad del conductor de protección (6.4.3.2).
- Energización del sistema (6.4.3.3).
- Desenergización del sistema (6.4.3.4).
- Suministro de DC para EV (6.4.3.101).
- Medición de corriente y voltaje (6.4.3.102).
- Acoplador de retención/liberación (6.4.3.103).
- Bloqueo del acoplador (6.4.3.104).
- Evaluación de compatibilidad (6.4.3.105).
- Prueba de aislamiento antes de la carga (6.4.3.106).
- Protección contra sobretensión en la batería (6.4.3.107).
- Verificación de la tensión del conector del vehículo (6.4.3.108).
- Integridad del suministro del circuito de control (6.4.3.109).
- Prueba de cortocircuito antes de la carga (6.4.3.110).
- Parada iniciada por el usuario (6.4.3.111).
- Protección de sobrecarga para conductores paralelos (6.4.3.112).
- Protección contra sobretensión temporal (6.4.3.113).
- Parada de emergencia (6.4.3.114).

6.3 COMUNICACIÓN DIGITAL ENTRE LA ESTACIÓN DE CARGA DE CORRIENTE CONTINUA Y EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

IEC 61851- 24: 2014 comunicación digital:

- Concepto de seguridad que incluye codificación, firma, gestión de clave, etc.
- Comunicación robusta basada en comunicación mediante cables (PLC- power line communication).
- Asignación y asociación automática de direcciones.
- Concepto de seguridad que incluye verificación de cables, detección de soldadura, etc.

6.4 CARACTERÍSTICAS ESTACIÓN DC PARA SER IMPLEMENTADA

CCS2	CHAdeMO	AC tipo 2
------	---------	-----------



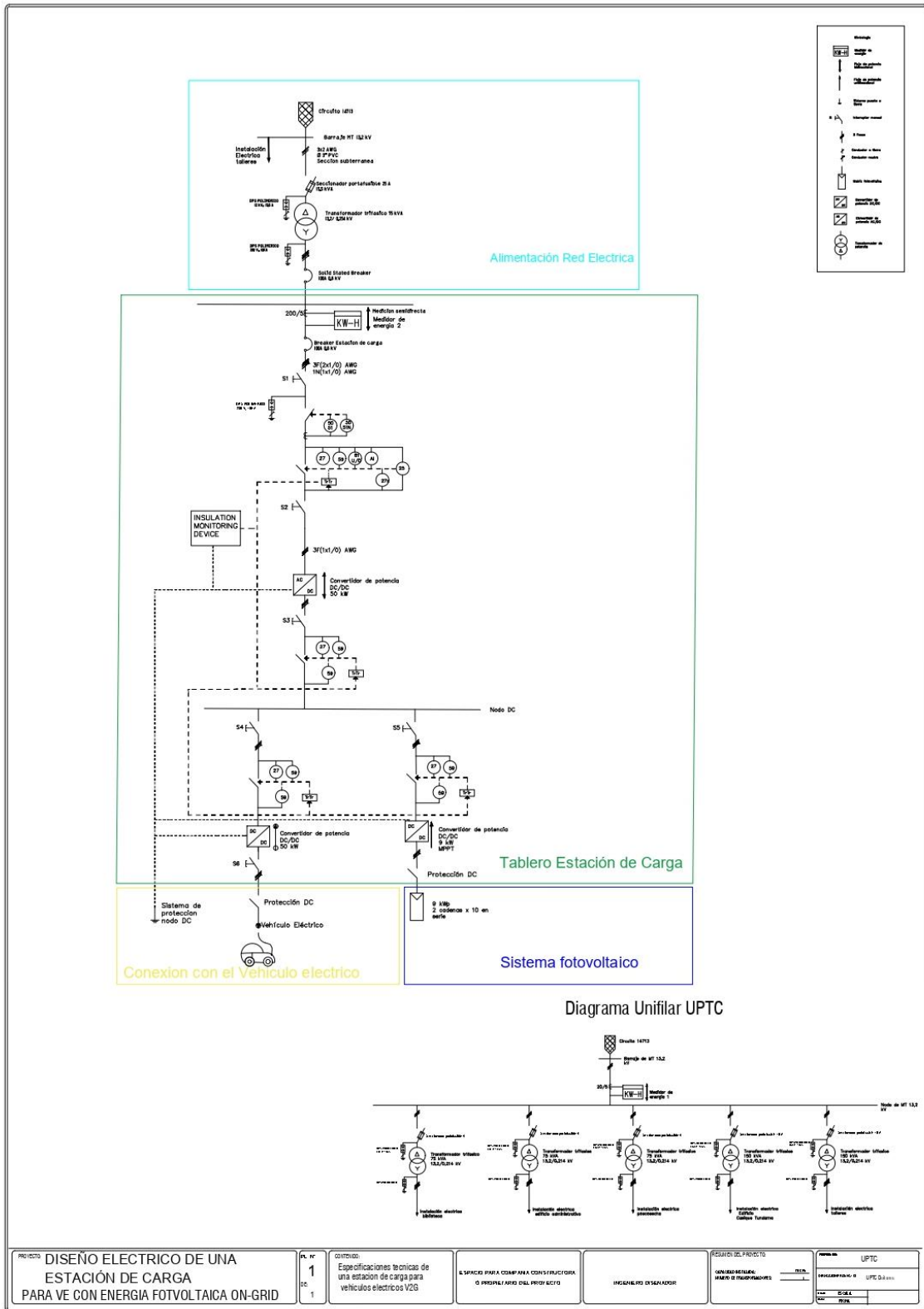
Component	Description
Charge controller	IMMSU-D charging controller + PLC controller + insulation detector
Upper controller	IMMU2
Power module	REG75030G or REG50040G – optional configuration: 1~8 pcs
DC charging gun	200A CCS-2 / 125A CHAdeMO
AC charging gun	32A type 2 AC
DC power distribution	Standard system 120KW. The positive and negative DC output are provide with NO contractors and fuse protection. The charger module has a built-in discharge circuit.
AC connector distribution	AC connector breaker and contactor, type B RCD (opcional)
Temperature control system	Heat exchange system
Card reader	RFID
Metering	2 DC energy meter and 1 AC energy meter
HMI	7 inch TFT touch screen display and 5 LED indicators
Módem wireless LTE	1 wireless communication (optional, insert the LTE modem card into IMMU2 upper controller), 1 LAN

Parameter		Description
Condiciones ambientales	Operating temperature ¹	-20°C~+45°C
	Transportation / storage temperature	-40°C~+70°C
	Relative humidity	5%RH~95%RH (with condensation)
	Atmospheric pressure	80KPa~110KPa
	Overvoltage category	II
	Altitude	2000 m
	Impact resistente	The impact resistance is 20J (5Kg, 0.4m). After the impact the performance must not be affected. Make sure that the IP class has not been affected, check the door fixing point are not damaged and the internal components are not in contact with any parts.
Mechanical parameters	Dimensions (W × H ×D)	700 x 1750 x 760 (mm)
	Weight (kg)	210Kg (without power module), power module weight 11kg each.
Note 1: The DC charger provides full output power up to 45°C, output power decrease 5% above 45°C.		
The protection level of the DC charger is IP65. But for charging safety it should not be used during rain or snow if water can reach the charger connector.		

	Indicators	Description	Observations
System indicators	Input number of phases	Three-phase and four-line + PE	
	Input voltage range	400 VAC (+/-10%)	
	Input frequency	50 Hz/ 60Hz	
	Max input power	120KW + 20kW	
	Max input current	233A	
	System efficiency	Total charge ≥ 94%	
	Power factor	≥0.99	
	Harmonic current	≤3% (under certain operating conditions)	
	Output current accuracy	≤±0.5%	
	Output current accuracy	≤±0.5%	
	Ripple coefficient	≤±0.2%	
	Current sharing	≤±3%	
	Ground detection	≤30mA	
	Noise	≤65dB (nominal input / output power, environment temperature 25°C.)	
	Minimum ingress protection	IP 65	
	Operating mode	Vertical operation	
Maintenance access	Front maintenance access for system and right-side maintenance access for power modules.		
RoHS	The system meets R5 requirements in the RoHS directive		
Hot plug	The system power modules are quick-connect and do not need to restart the entire system, however the DC output must be turned off during the entire power module exchange. After disconnecting a power module, a break os at least 10 seconds must be given before reconnecting it. Care should be taken when replacing the module, inserting it slowly to avoid mechanical damage to the pins that make the module contact to the rest of the equipment.		
Power distribution unit	AC output power	22KW	
	AC output voltage	400 VAC (+/- 10%)	
	AC output current	32A	
	AC connection – 1 piece	Mode-3 type 2	
	DC output power	120KW	
	DC output default voltage	600Vdc (when REG75030G power module is use)	
		500Vdc (when REG50040G power module is use)	
	DC output voltage range	150Vdc~750Vdc, tolerance ± 1Vdc (when REG75030G power module is use)	
		150Vdc~550Vdc, tolerance ± 1Vdc (when REG50040G power module is use)	
	DC output current	Maximum load current ≤200A (when REG75030G power module is use)	
Maximum load current ≤200A (when REG50040G power module is use)			
DC connection – 2 units	2 x CCS COMBO 2 or 1 x CCS COMBO 2 + 1 x CHAdEMO		
DC distribution voltage drop	≤500mV (a 25°C ambient temperature)		
Standards	General	IEC 61851-1-2017 IEC 62196-1-2012	
	Security (LV)	IEC 60950-1	
	EMC	IEC 61851-21-2	

6.5 DIAGRAMA UNIFILAR ESTACION DE CARGA V2G

El diagrama unifilar del modelo de estación de carga V2G se presenta a continuación.



6.6 DISEÑO ELECTRICO SUBESTACION 75 KVA

6.6.1 Descripción del proyecto

La UPTC Facultad Seccional Duitama está conectada a la red de distribución por medio del nodo 3308 de la E.B.S.A E.S.P, a este nodo están conectados 5 transformadores que alimentan las instalaciones de esta Universidad. En este diseño se realiza el diseño para la conexión de un nuevo transformador a este nodo para la alimentación de la estación de carga para vehículos eléctricos.

Subestación para Estación de carga de Vehículos Eléctricos	
Ubicación	UPTC Facultad Seccional Duitama
Ciudad/Departamento	Duitama/Boyacá
Primario transformador	13,2 kV
Secundario transformador	440/254 V
Línea	Subterránea
	Usuario no regulado
Tipo de transformador	Pad Mounted

6.6.2 (a) Análisis y cuadros de carga iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos

La potencia máxima que va a consumir la estación de carga es de 50 kW y con un factor de potencia de 0,9. No se espera que existan cargas futuras ya que el la instalación es exclusivamente para la estación de carga.

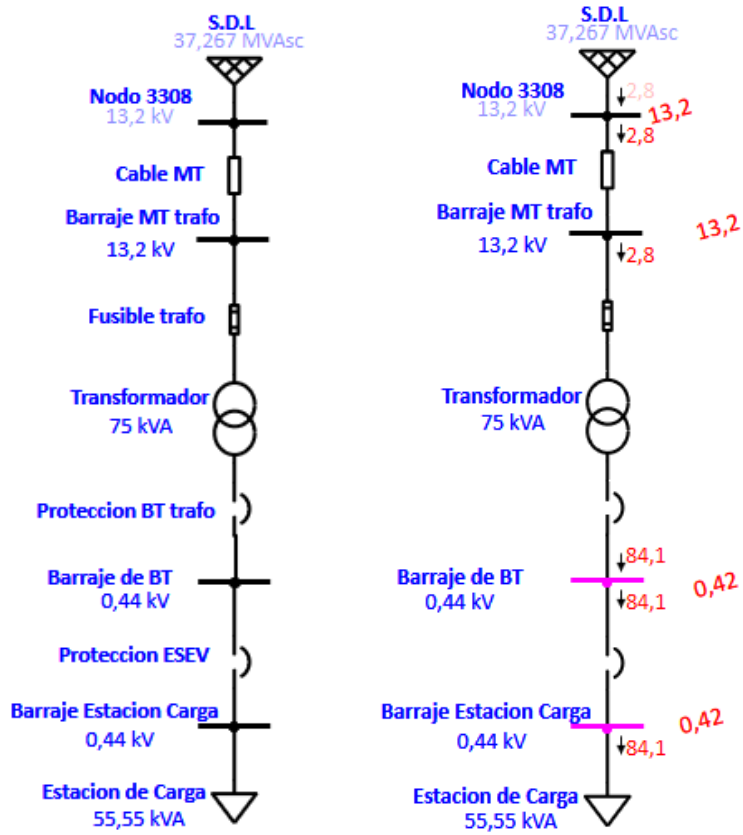
Descripción	Tablero	Carga instalada
Circuito 1	1	55,5 kVA
Total carga instalada		55,5 kVA

6.6.3 (c) Análisis de corto circuito y falla a tierra

El análisis de las corrientes de falla del diseño se realiza en el programa ETAP, a continuación, se muestran los diagramas de flujo para las diferentes fallas.

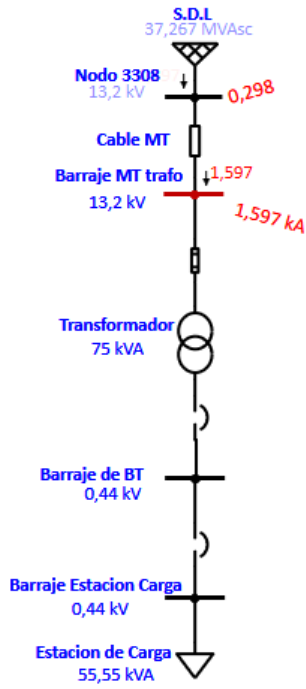
En el diagrama unifilar se muestran en rojo las corrientes de falla en diferentes barrajes de la instalación.

Unifilar estación de carga

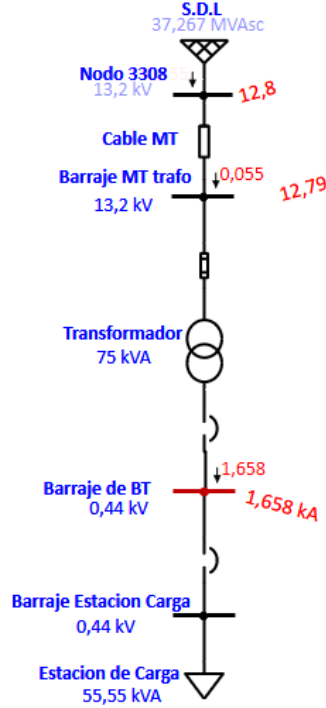


Falla trifásica

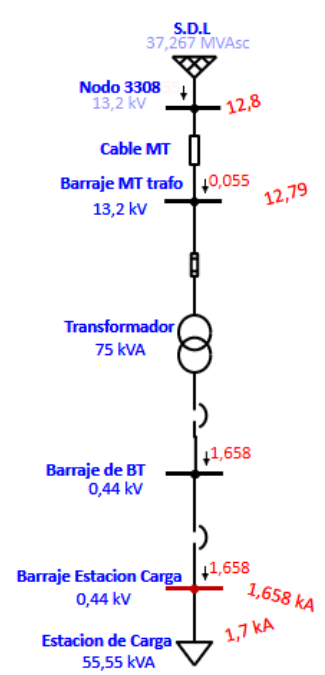
Falla Trifásica B.M.T



Falla Trifásica B.B.T

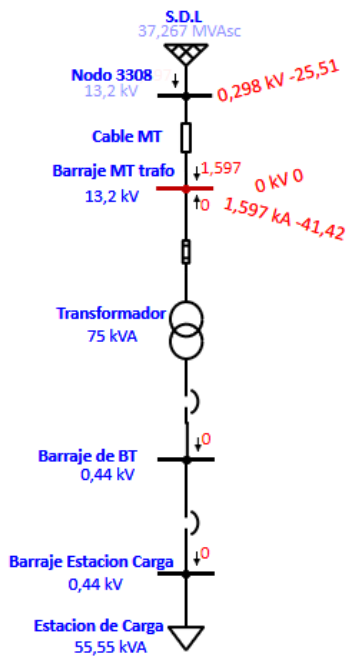


Falla Trifásica B.E.C

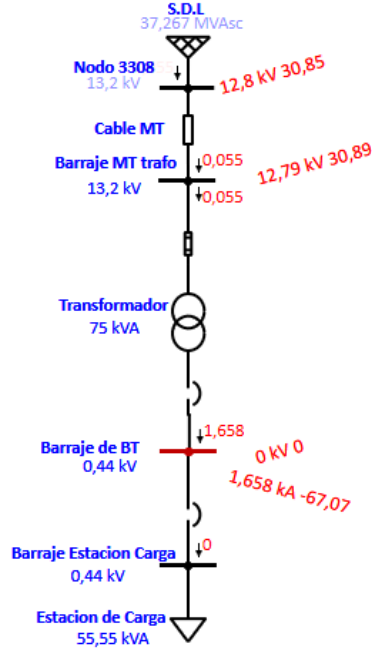


Cortocircuito

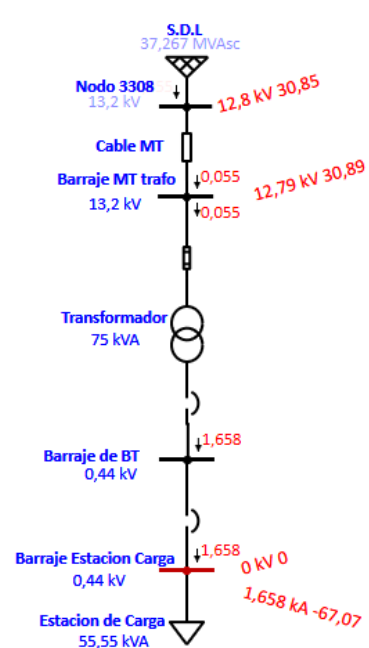
Cortocircuito B.M.T



Cortocircuito B.B.T



Cortocircuito B.E.C



6.6.4 (d) Análisis de riesgo por descargas atmosféricas

El análisis del nivel de riesgo por rayos según la NTC 4552-2.

- Con este análisis se busca proteger la red eléctrica.
- Las fuentes de daños son: descargas sobre las acometidas de servicio (S3) y descargas cercanas a las acometidas de servicios.
- Los daños que se pueden presentar, son: lesiones a seres vivos (D1), y daños físicos (D2).

Se realiza el cálculo de R_U , R_V según la tabla 8, de la NTC 4552 – 2, y en la tabla 7, de la NTC 4552 – 2, se establece que el riesgo tolerable según la pérdida es:

- Pérdida de vidas o lesiones permanentes: $R_T = 10^{-5}$
- Pérdida de servicio público: $R_T = 10^{-3}$

Para que el riesgo sea tolerable se debe cumplir lo siguiente:

$R < R_T$, ($R = \sum R_x$). solo y solo si se cumple, el riesgo es tolerable, por lo cual no necesita instalar medidas de protección.

Transformador	R_U		R_V		Necesita apantallamiento
Trafo estación de carga	$1.01838 * 10^{-6}$	$R_U < R_T$	$1.01838 * 10^{-5}$	$R_V < R_T$	No

6.6.5 (e) Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlo

En el análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas para mitigarlo se evalúa la estación de carga durante su funcionamiento.

- Factor de riesgo por contacto directo

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o quemaduras		por		Contacto directo		(al) o (en)		Red de transmisión								
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE									
POTENCIAL		<input checked="" type="checkbox"/>		REAL		<input type="checkbox"/>		FRECUENCIA									
								E		D		C		B		A	
En personas		Económicas		Ambientales		En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector		Ha ocurrido en el sector		Ha ocurrido en la Empresa		Sucede varias veces al año en la Empresa		Sucede varias veces al mes en la Empresa	
CONSECUENCIAS	Una o mas muertes (E5)	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO						
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO						
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO						
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve (E2)	Efecto menor	Local (E2)	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO						
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto (E1)	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO						
Evaluador:		Juan Lombana			MP:		FECHA:		15/03/2022								

Posibles causas: Cierre accidental de un interruptor, contacto indebido con partes energizadas, violación de las distancias de seguridad.

Medidas de protección: Interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, elementos de protección, puesta a tierra, probar ausencia de tensión.

- Factor de riesgo por contacto indirecto.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o quemaduras por		Contacto indirecto (al) o (en)		Red de transmisión				
	EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE			
POTENCIAL <input checked="" type="checkbox"/>		REAL <input type="checkbox"/>			FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
					No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSENCIAS	Una o mas muertes (E5)	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve (E2)	Efecto menor	Local (E2)	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto (E1)	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador: Juan Lombana		MP:			FECHA: 15/03/2022				

Posibles causas: falla de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.

Medidas de protección: separación de circuitos, distancias de seguridad, conexión equipotencial, mantenimiento.

6.6.6 (f) Análisis del nivel de tensión requerido

La potencia que entrega el transformador de 75 kVA será usada para cargar un vehículo eléctrico, la estación de carga realizará ciclos de carga constantemente, por lo que se necesita un nivel de tensión de 440/254, tipo industrial.

6.6.7 (h) Cálculo de transformadores

Para la operación de la estación de carga se necesita disponer de al menos 55,55 kW, por esta razón y haciendo uso de un factor de potencia de diseño de 0,9 y un factor k de 1,2 se establece la necesidad de la instalación de un transformador de 75 kVA (núcleo sumergido en aceite) con voltaje nominal de 0,225/0,44 kV; con una cargabilidad de 88%; conectado al nodo 3308 de la EBSA E.S.P.

6.6.8 (i) Cálculo del sistema de puesta a tierra

“La corriente de falla suministrada por el operador de red fue 1,63 kA para el nodo 3308, circuito 14713, es decir en el barraje ubicado en la entrada de la UPTC seccional Duitama” ⁵⁷.

En la tabla *Verdugo*⁵⁸ propone el siguiente diseño para el sistema de puesta a tierra para la UPTC sede Duitama.

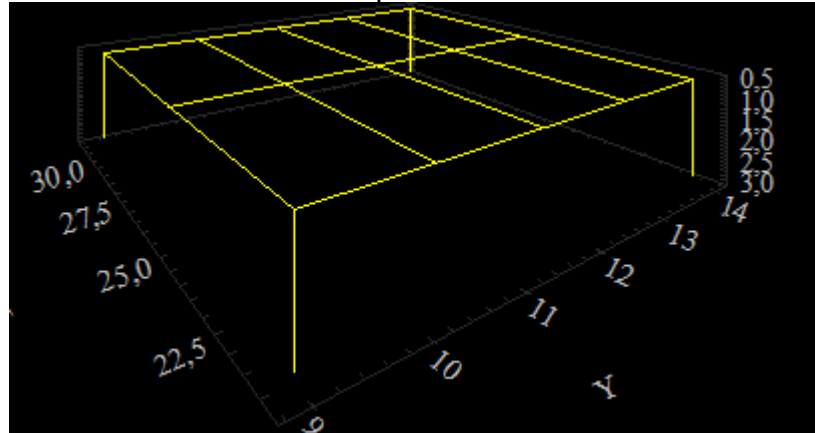
Tabla 29. Sistema de puesta a tierra UPTC Duitama.

Diseño 1	Parámetro	Valor	Unidad
Largo de la malla	L1	10	m
Ancho de la malla	L2	5	m
Espaciamiento entre conductores	D	2,5	m
Numero de electrodos tipo varilla	N	4	-
Longitud del electrodo tipo varilla	Lv	2,4	m
Longitud del conductor horizontal	Lc	55	m
Área disponible para construcción	A	50	m ²
Para mallas rectangulares	Lp	25	m
Longitud total del conductor	LT	64,6	m
Factor de decrecimiento	Df	1,026	A
Resistencia de puesta a tierra cal.	Rg	7,1931	ohm
Corriente de falla monofásica	Io	1630	A
Corriente de diseño	IG	1672,4	A
Máximo potencial de tierra	GPR	12030	V
Diámetro del conductor seleccionado	d	0,0065	m
Factor de corrección por ubicación electrodo	Kii	1	-
Factor de corrección ubicación del electrodo	Kii	0,36	-
Factor de corrección por la profundidad	kh	1,4142	-
Factor de espaciamento para la tensión	km	0,8387	-
Factor de corrección por geometría de la malla	Ki	1,2562	-
Tensión de malla en caso de falla	Vmalla	2471,9	V
Tensión de paso en caso de falla	Vpaso	1603,3	V
Factor de espaciamento para tensiones de falla	Ks	0,3485	-
Constante de materiales a temperaturas	Kf	7,06	-
Sección transversal del conductor a utilizar	Ac	15,17	mm ²

⁵⁷ VERDUGO, F.; Rojas, R. repotenciación de la bobina de tesla del laboratorio de electricidad de la UPTC. 2015. Consultado: repositorio UPTC.

⁵⁸ VERDUGO, F.; Rojas, R. repotenciación de la bobina de tesla del laboratorio de electricidad de la UPTC. 2015. Consultado: repositorio UPTC.

Malla de puesta a tierra.

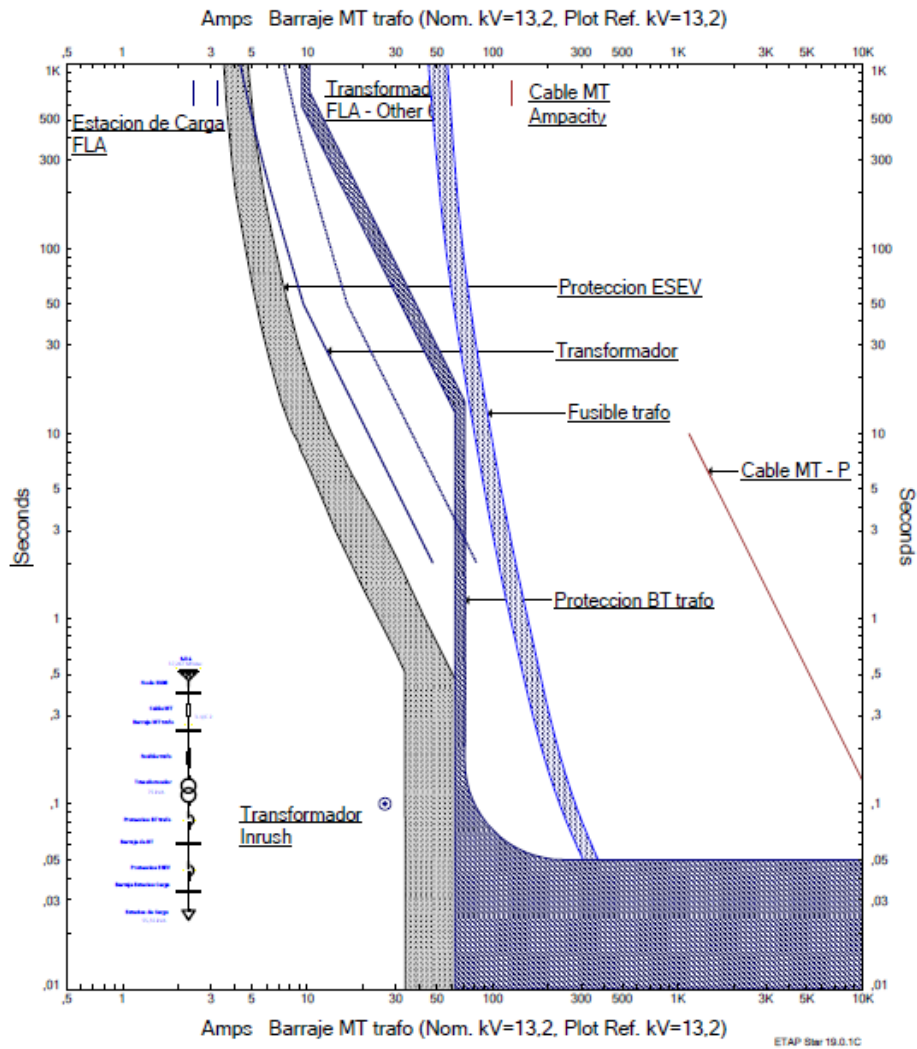


Fuente: Autor.

Conexiones:

6.6.9 (m) Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes.

El análisis de coordinación de protecciones se realiza en el programa etapa, a partir de la selección de las protecciones se obtiene la siguiente coordinación.



6.6.10 (n) Cálculo de canalizaciones

Ductos empleados para la canalización de los conductores de energía son

Tabla 30. Ductos.

Tramo	Tipo de ducto	Longitud(m)	Calibre cable (AWG)	Calibre ducto (Pulg)	Ocupacion ducto (%)
Bajante TR-2002 a Transformador	EMT	186	3x2	3	1,769163305
Transformador a Estacion	EMT	10	3x1+1x2	3	2,810384143

6.6.11 (o) Cálculos de pérdida de energía

La energía que se pierde en la desde el nodo 3308 al lugar donde se instalara la subestación se registran en la siguiente tabla.

El cable 2 AWG tiene una resistencia de 1,5 Ω /km

Tramo	Calibre cable (AWG)	Longitud del tramo (km)	Corriente (A)	Resistencia (Ω *km)	Perdidad (kW)	Perdidas %
Nodo 3308 - Trafo	3x2	0,186	3,280401	0,279	0,00300233	0,00413333

6.6.12 (p) Cálculo de regulación

Para el cálculo de la regulación se usa un f.p de 0,9, y siguiendo lo establecido por la normativa de la EBSA E.S.P, y un $k = 3,9206 \times 10^{-7}$ para media tensión y 0,00130761, según el anexo 1 estas normas.

Tabla 31. Regulación en MT

Tramo	Calibre cable (AWG)	Longitud del tramo (m)	Demanda (kVA)	Momento (kVA*m)	Regulacion	
					Parcial	Total
Nodo 3308 - Trafo	3x2	186	55,55	10332,3	0,00405088	0,0040509

Tabla 322. Regulación en BT

Tramo	Calibre cable	Longitud del tramo	Demanda (kVA)	Momento (kVA*m)	Regulacion	
					Parcial	Total
Trafo - ESEV	3x2	10	55,55	555,5	0,72257274	0,7225727

6.6.13 (r) Elaboración de diagramas unifilares

En la siguiente imagen se muestra el diagrama unifilar para la alimentación de la red eléctrica de la estación de carga.

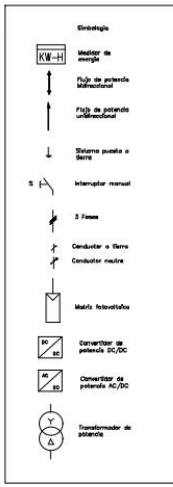
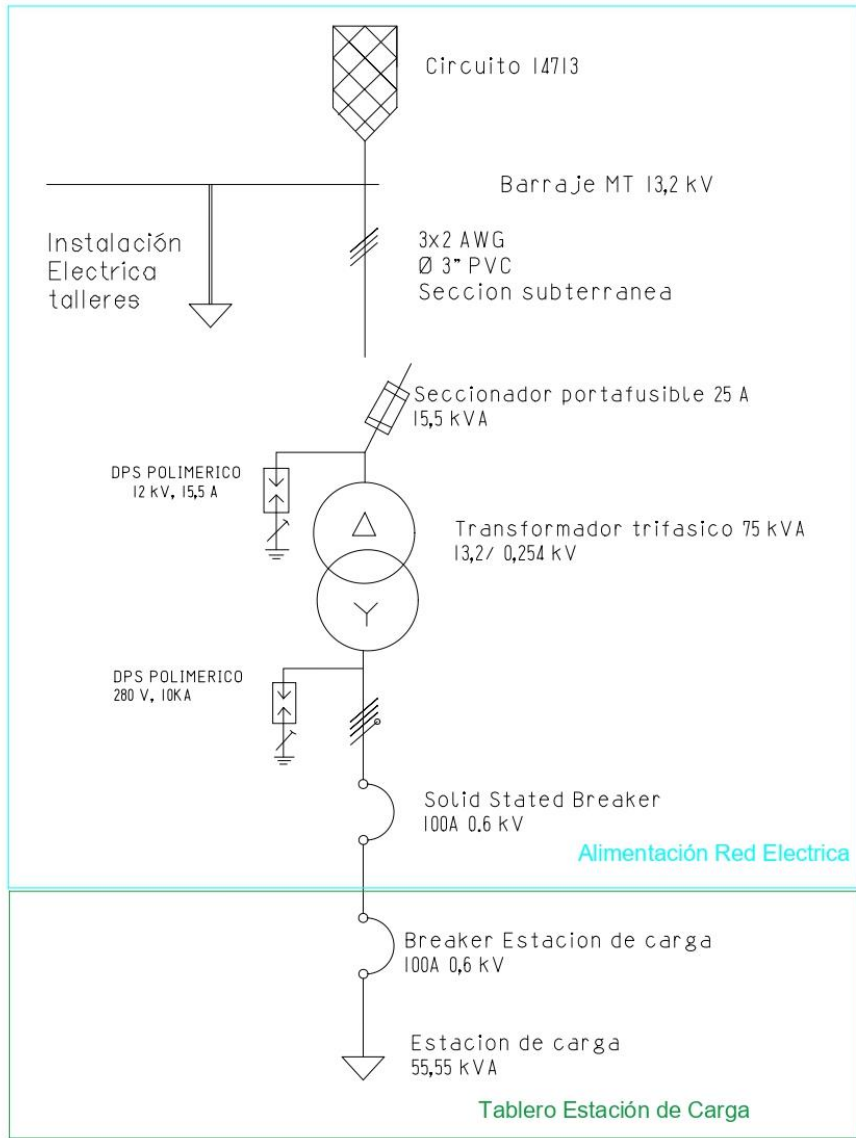
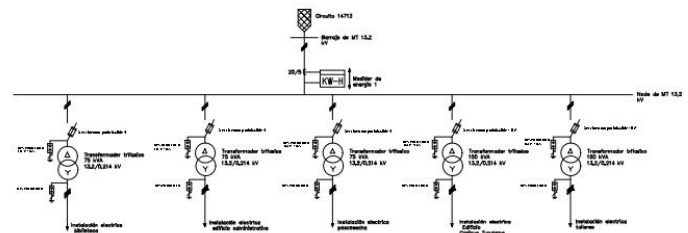
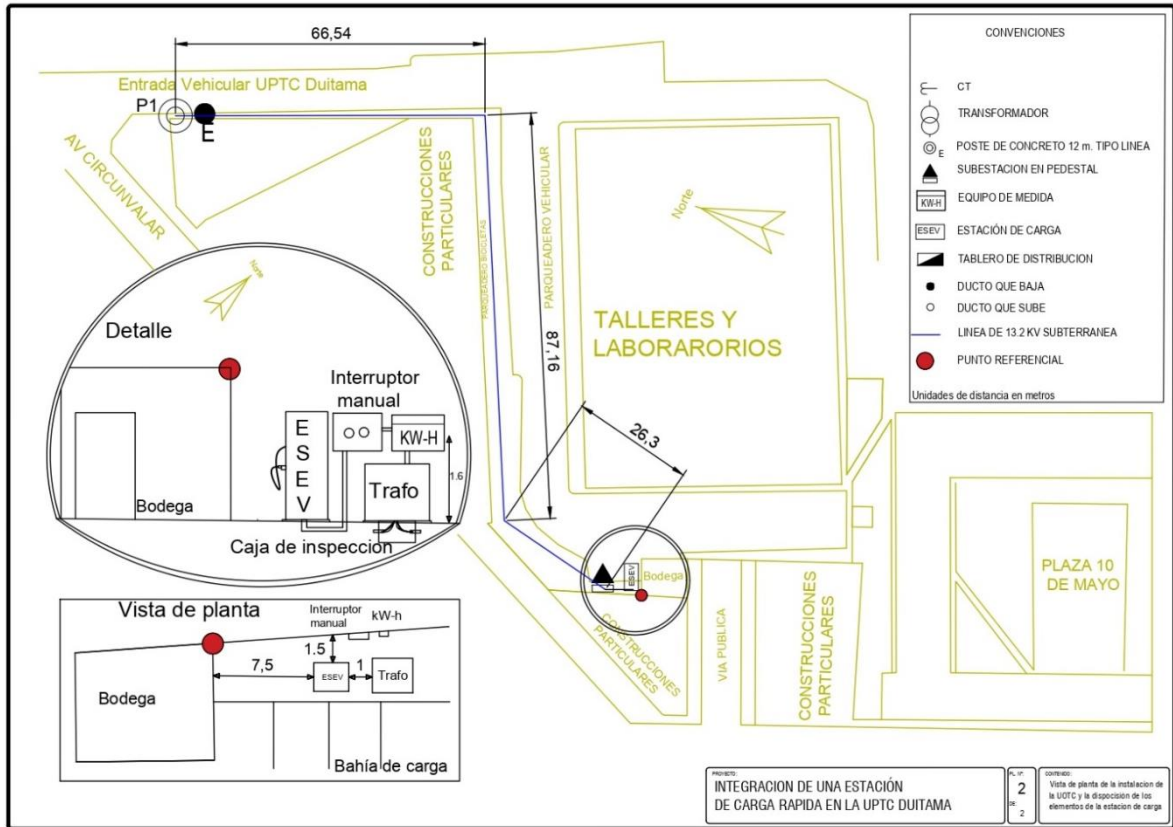


Diagrama Unifilar UPTC



6.6.14 (s) elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.

En el plano arquitectónico de la UPTC Facultad Seccional Duitama se realiza el plano de las canalizaciones para la instalar la subestación.



6.6.15 (t) Especificaciones de construcción complementarias a planos.

En los subtítulos inmediatamente anteriores se seleccionaron los principales componentes para controlar el flujo de potencia de la red eléctrica o de la matriz fotovoltaica hacia la batería del vehículo eléctrico. A continuación, se mencionan otros componentes necesarios para el correcto funcionamiento de la estación de carga y/o elementos requeridos por la normatividad.

- Medidor de energía:
Especificaciones: sección 4.7.4.
Cumplimiento de las normas NTC 2147, NTC 2288, NTC 4052. Conectarse según la norma EM-003 de EBSA E.S.P, anexo 5.7. debe ser instalado en una caja tipo intemperie para medidor electrónico.

- Transformador de corriente para medición semidirecta:
Especificaciones: sección 4.4.6
Cumplimiento de las normas IEC 61869-5, NTC 2205, NTC 2207, NTC 4540.
- Transformador de potencia:
Especificaciones: literal 4.4.3. Transformador trifásico 0,214/0,4 kW; 75kVA.
Cumplimiento de las normas art 450 NTC 2050, IEC60076-1, ANSI C57 12, NTC 3609, NTC 1656, NTC 3607, NTC 3997, NTC 4907, NTC1954 o NTC 618.
- Estación de carga:
Especificaciones: literal 4.5. estación de carga V2G
Cumplimiento de las normas IEC 61851-1, IEC 61851-3, IEC 61851-23, NTC 2050 art 625.
- Conductores.
De cumplimiento: para BT artículos 28 y 34 del RETIE; para MT artículos 20 y 25 del RETIE; se deben utilizar conductores aislados o semiaislados con las restricciones establecidas en el artículo 13 del RETIE.
- Armario.
Cumplimiento: 20.23.1 del RETIE, NTC 2050 art 408.
En este armario se dispondrá el sistema de paro de emergencia y arranque de la estación de carga

6.6.16 (u) Distancias de seguridad y espacios de trabajo

El transformador para la estación de carga es de tipo pedestal, al ser tipo pedestal deberá cumplir lo que estipula la normativa EBSA E.S.P en el literal 5.4. Información anexo 5.6. Instalado a un mínimo de 1 m del muro que encierra la Universidad.

Para el tablero se tiene en cuenta RETIE en su artículo 13.4

6.7 COTIZACIÓN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARQUEADEROS UPTC DUITAMA.



POWER GRID INGENIERÍA ELÉCTRICA SAS
 Cra 16 # 11-55 Local 1
 Pbx: (038) 7615797
<https://panelessolaresboyaca.com>
 Duitama Colombia

Cuenta: Elieser Emilio Carvajal Santos **Nit:**
Contacto: Elieser Emilio Carvajal Santos **Telefono:** 3006852540
Dirección: Duitama **Email:** elieser.carvajal@uptc.edu.co
Ciudad: Duitama **Plazo:** 2021-06-30

NUMERO COTIZACION
 COT1137

FECHA
 2021-06-12

SISTEMA SOLAR ON GRID

ITEM	PRODUCTO	DESCRIPCION	CANT	VALOR UNITARIO	IVA	DESCUENTO PRODUCTO	VALOR TOTAL
1	PANEL SOLAR 535W JASOLAR	Half cell PERC 1500V 535W JASolar	10	\$ 678.500,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 6.785.000
2	ESTRUCTURA EN ACERO	Estructura en acero (perfil cuadrado 50x90mm) pinza lateral 8 U, pinza intermedia 6 U, con pintura epoxica y refuerzos	1	\$ 1.700.000,00	\$ 323.000,00	\$ 0,00	\$ 2.023.000
3	INVERSOR FRONIUS PRIMO 5KW	Inversor Fronius Primo de 5KW	1	\$ 5.340.000,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 5.340.000
4	DPS 2P 500VDC 20-40KA	Suntree 500VDC 20-40KA	1	\$ 117.000,00	\$ 22.230,00	\$ 0,00	\$ 139.230
5	BREAKER DC 2P 63A	BREAKER DC 2P 63A	2	\$ 107.300,00	\$ 40.774,00	\$ 0,00	\$ 255.374
6	Breaker AC DIFERENCIAL 2P 32A	Steck 500v	1	\$ 152.000,00	\$ 28.880,00	\$ 0,00	\$ 180.880
7	TABLERO EN LÁMINA	Tablero en lámina, pintura electrostática, 800x1000x350mm, Mirilla en vidrio	1	\$ 820.000,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 820.000
8	CANAleta PLASTICA	Canaleta plástica 30x30mm	2	\$ 32.000,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 64.000
9	TUBERIA EMT	Tubería EMT 3/4 x3m	4	\$ 21.000,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 84.000
10	CURVA EMT	Curva EMT 3/4"	3	\$ 11.900,00	\$ 6.783,00	\$ 0,00	\$ 42.483
11	TERMINAL EMT	Terminal EMT 3/4"	4	\$ 2.600,00	\$ 1.976,00	\$ 0,00	\$ 12.376
12	CABLE FOTOVOLTAICO 6mm NEGRO	XLPE BLAK	20	\$ 7.350,00	\$ 27.930,00	\$ 0,00	\$ 174.930
13	CABLE FOTOVOLTAICO 6mm ROJO	XLPE RED	20	\$ 7.350,00	\$ 27.930,00	\$ 0,00	\$ 174.930
14	BASE EN CONCRETO	Base en concreto (850x150x450mm)	1	\$ 180.000,00	\$ 34.200,00	\$ 0,00	\$ 214.200
15	CUBIERTA PARA TABLERO	Cubierta para tablero, Estructura en ángulo y teja fibrocemento.	1	\$ 150.000,00	\$ 28.500,00	\$ 0,00	\$ 178.500
16	CABLE REDONDO ENCAUCHETADO 3*10AWG	THHN 600V	10	\$ 6.200,00	\$ 11.780,00	\$ 0,00	\$ 73.780
17	TUBERIA EMT	Tubería EMT 1" x 3m	33	\$ 26.500,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 874.500
18	Cable 8AWG nexans	Cable THHN 90°C	400	\$ 3.901,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 1.560.400
19	Tornillos y Accesorios	Uniones, terminales, abrazaderas, chazos y tornillos EMT, para 33 tubos	1	\$ 165.000,00	\$ 31.350,00	\$ 0,00	\$ 196.350
20	CONTADOR BIDIRECCIONAL BIFÁSICO	MED 3F-208/120VAC-A ISKRA	1	\$ 697.000,00	\$ 132.430,00	\$ 0,00	\$ 829.430

OBSERVACIONES

NOTA1: El sistema no incluye suministro ni instalación de Puesta a tierra (se proyecta conectar al SPT existente), ni sistema de protección contra rayos si el diseño lo requiere (sin embargo se va a instalar DPS en en sistema DC).

SUBTOTAL :	\$ 20.319.839,00
DESCUENTO :	\$ 0,00
VALOR TOTAL :	\$ 20.319.839,00

6.8 GENERALIDADES EL LIBRO *HANDBOOK OF PHOTOVOLTAIC SCIENCE*

6.9 ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La captación de la radiación solar permite la generación de energía eléctrica, por medio de lo que se ha denominado generación fotovoltaica, que es variable a lo largo del día y del año, como se estudia a continuación.

6.9.1 Geometría solar

Tanto el movimiento de translación como la rotación que realiza la tierra alrededor del sol, causan una variabilidad en la radiación que puede recibir un módulo fotovoltaico en una locación específica del planeta.

6.9.1.1 Geometría del movimiento terrestre

*Oscar Perpiñan*⁵⁹ describe que el movimiento terrestre se compone de una translación alrededor del sol y un giro sobre su eje. En el movimiento de translación, la tierra se desplaza alrededor del sol siguiendo una elipse de baja excentricidad

Debido a la excentricidad, la distancia entre el sol y la tierra es variable, esta distancia (r) está definida por la ecuación (1):

$$r = r_0 \left\{ 1 + 0,017 \sin \left[\frac{360 \cdot (d_n - 93)}{365} \right] \right\} \quad (1)$$

Donde d_n es el número de día del año ($d_n = 1$ el 1ro de enero); r_0 es la distancia promedio en ese trayecto, también es denominada unidad astronómica $r_0 = 1,496 \times 10^8 km = 1UA$.

El factor de corrección de excentricidad se calcula empleando la ecuación (2):

$$\varepsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 = 1 + 0.033 \cos \left(\frac{360d_n}{365} \right) \quad (2)$$

*Perpiñan*⁶⁰ también explica que en el movimiento de giro la tierra rota sobre su propio eje polar, perpendicular al plano ecuatorial terrestre. Entre el eje polar y el plano de la eclíptica hay un ángulo constante de $23,45^\circ$. Sin embargo, el Angulo entre el plano ecuatorial y la línea que une tierra y sol es variable a lo largo del año,

⁵⁹ PERPIÑAN L., Oscar. Energía Solar Fotovoltaica [en línea]. España: cc creative commons. 2018, p.5. [Consultado: 15 de diciembre de 2020]. Disponible en: <https://oscarperpinan.github.io/esf/>

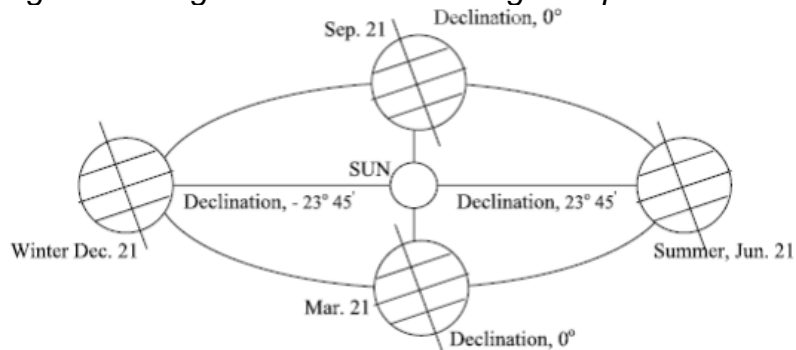
⁶⁰ PERPIÑAN LAMIGUEIRO, Oscar. Energía Solar Fotovoltaica [en línea]. España: cc creative commons. 2018, p.7. [Consultado: 15 de diciembre de 2020]. Disponible en: <https://oscarperpinan.github.io/esf/>

en la imagen 22 se ilustra esto. Este ángulo se denomina declinación (δ), se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(\frac{2\pi \cdot (d_n - 284)}{365}\right) \quad (3)$$

Esta ecuación considera constante la declinación a lo largo de un mismo día.

Imagen 21. Ángulo de declinación según el periodo del año.



Fuente: *Thibault Perrigault*⁶¹.

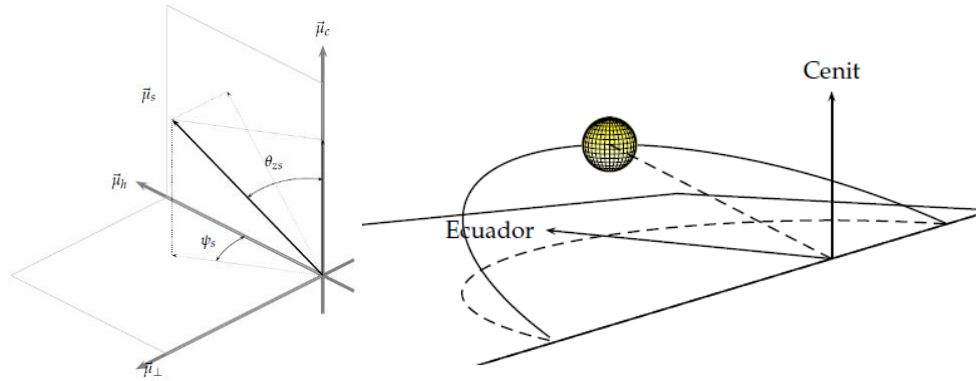
6.9.1.2 Movimiento aparente del sol

En *Energía Solar Fotovoltaica*⁶² se describe como una consecuencia del movimiento combinado que realiza la tierra (rotación y translación), un movimiento aparente del sol a través de la esfera celeste respecto a la superficie terrestre. Este movimiento aparente puede ser descrito siendo referido a los ejes locales, es necesario situar el punto de observación en la superficie terrestre mediante su pertinencia a un meridiano y su distancia angular al plano ecuatorial, como se ve en la imagen 23. El sistema basado en los ejes locales está ligado a un meridiano y a un punto del mismo con latitud ϕ .

⁶¹ PERRIGAULT, Thibault. Mejoramiento del comportamiento térmico de un biodigestor low-cost tipo plug-flow: anexo [en línea]. España: Universidad Politécnica de Cataluña, 2010.p.17. [Consultado: 16 de diciembre de 2020]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/2099.1/9229>

⁶² Ibid., p.5.

Imagen 22. Movimiento aparente del sol referido a ejes locales.



Fuente: Perpiñan ⁶³.

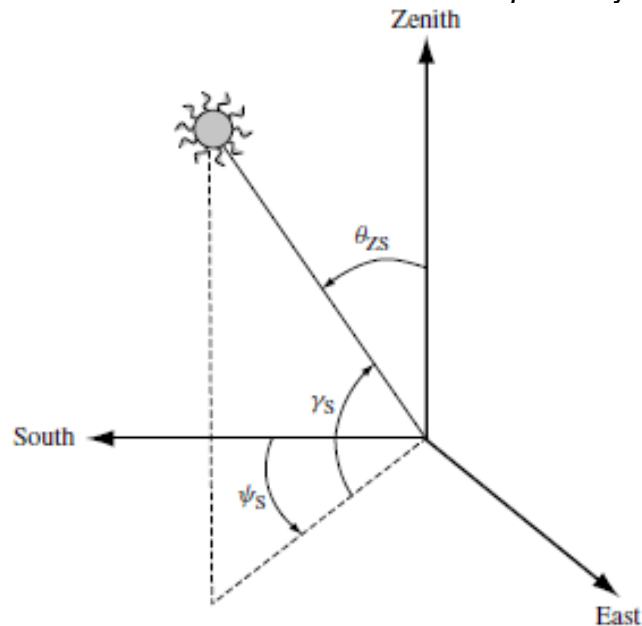
$\vec{\mu}_c$: vector cenital(cenit), perpendicular a la superficie terrestre.

$\vec{\mu}_h$: vector tangente al meridiano en dirección al ecuador, por lo tanto, dirigido hacia el sur en el hemisferio norte, y hacia el horizonte norte en el hemisferio sur.

$\vec{\mu}_\perp$: vector perpendicular al plano definido por $\vec{\mu}_c$ y $\vec{\mu}_h$ en dirección hacia el Este.

El vector solar referido a los ejes locales depende del ángulo azimutal solar Ψ_s y del ángulo cenital solar θ_{zs} . El Azimut solar es el ángulo formado por el meridiano solar y el meridiano del lugar. Este ángulo es cero en el medio día solar, negativo por la mañana y positivo por la tarde. El ángulo cenital es el ángulo formado por el vector solar y la vertical en el lugar, su complementario es la altura o elevación solar. En la imagen 24 se representan estos ángulos.

Imagen 23. Posición relativa del sol en un punto fijo en la tierra.



⁶³ Ibid., p. 8.

Fuente: Antonio Luque ⁶⁴.

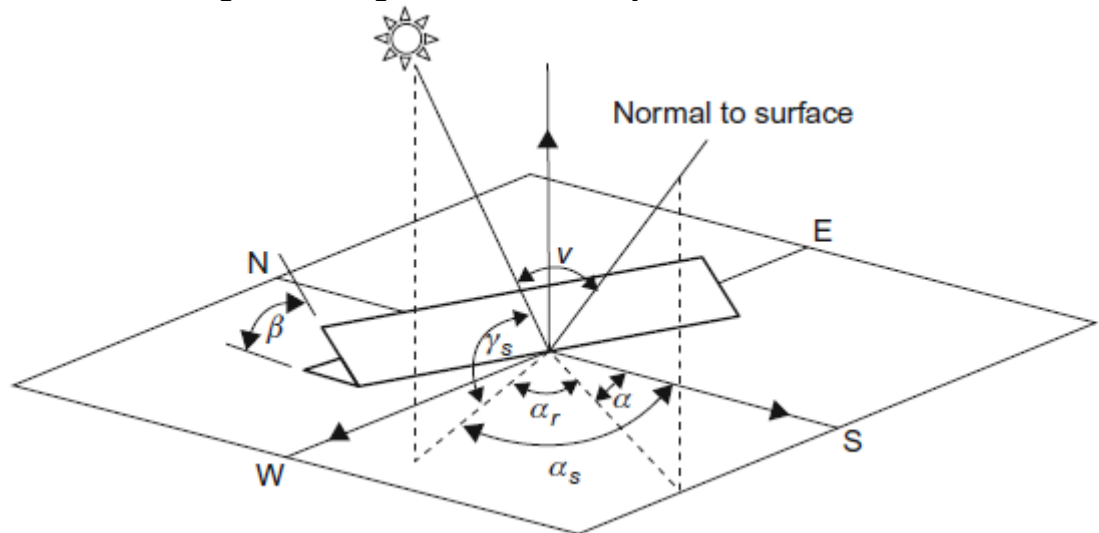
6.9.2 Geometría de la radiación incidente en sistemas fotovoltaicos

6.9.2.1 Sistema estático

Para Antonio Luque y Stevan Hegedus⁶⁵ Los sistemas más comunes basan su funcionamiento en generadores fotovoltaicos orientados hacia el ecuador terrestre (sur en el hemisferio norte, norte en el hemisferio sur) con una inclinación que depende de la latitud, la imagen 25 muestra este tipo de sistemas representados en un sistema de coordenadas de ejes locales.

Las siguientes definiciones son escritas por Kalogirou en *McEvoy's handbook of photovoltaics*⁶⁶.

Imagen 24. Ángulos en un montaje fotovoltaico estático.



Fuente: Kalogirou ⁶⁷.

- El azimut solar (α_s): Es el ángulo horizontal entre el plano vertical que contiene el centro del disco solar y el plano vertical que corre en una verdadera dirección norte-sur.

⁶⁴ LUQUE, A.; and Hegedus, S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering [online]. England: John Wiley & Sons Ltd, 2003, p. 910. [Consulted: 20 of December, 2020]. Available in: <https://doi.org/10.1002/0470014008>.

⁶⁵ PERPIÑAN LAMIGUEIRO, Oscar. Energía Solar Fotovoltaica [en línea]. España: cc creative commons. 2018, p.14. [Consultado: 15 de diciembre de 2020]. Disponible en: <https://oscarperpinan.github.io/esf/>.

⁶⁶

⁶⁷ Ibid., p. 622.

- La altitud solar (γ_s): Es la elevación angular del centro del disco solar por encima del plano horizontal.
- El ángulo de incidencia solar en un plano de inclinación (α) y pendiente (β); (β) es el ángulo entre la normal al plano en el que brilla el Sol y (α) la línea desde la superficie que pasa por el centro del disco solar.

6.9.3 Radiación incidente

En *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*⁶⁸ se define el sol como un perfecto emisor de radiación (cuerpo negro) a una temperatura cercana de 5800 K. La potencia incidente resultante en una unidad de área perpendicular al haz de la atmosfera de la tierra, cuando está a 1UA del sol, se conoce como constante solar:

$$B_0 = 1367 \text{ W/m}^2$$

A medida que la radiación atraviesa la atmosfera terrestre, es modificada por interacciones con los componentes allí presentes. Algunos de estos, como las nubes, reflejan la radiación. Otros, por ejemplo, el ozono, el oxígeno, el dióxido de carbono y el vapor de agua, tienen una absorción significativa en varias bandas espectrales específicas. Las gotas de agua y el polvo en suspensión también provocan dispersión. El resultado de todos estos procesos es la descomposición de la radiación solar incidente en un receptor en la superficie de la Tierra en componentes claramente diferenciados.

La radiación directa B : formada por haces de luz que no se reflejan ni se dispersan, llega a la superficie en línea recta desde el sol.

La radiación difusa D : procedente de todo el cielo excepto del disco solar, es la radiación que se dispersa hacia el receptor.

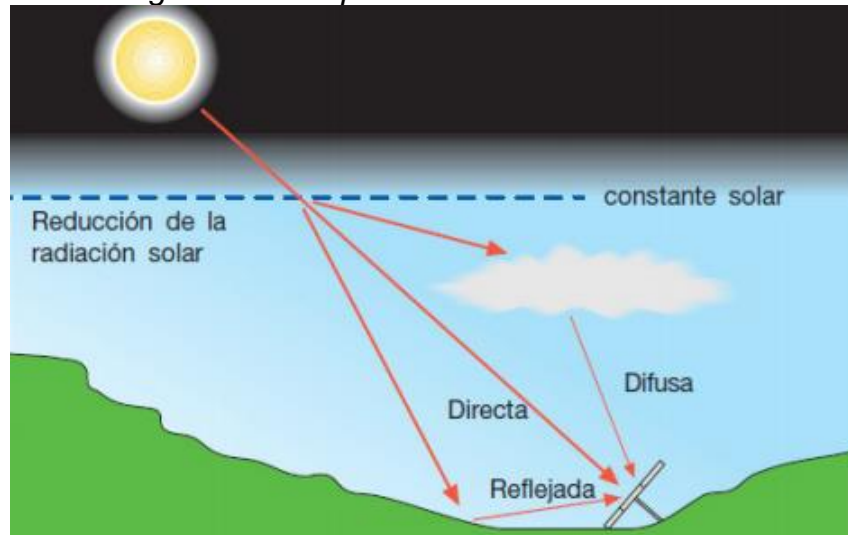
La radiación del albedo R : es la radiación reflejada desde el suelo.

La radiación total G : que cae sobre una superficie es la suma de estos (directa + difusa + albedo) y se denomina radiación global.

La imagen 26 representa cada tipo de radiación que llega a un panel fotovoltaico.

⁶⁸ LUQUE, A.; and Hegedus, S. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* [online]. England: John Wiley & Sons Ltd, 2003, p. 912. [Consulted: 20 of December, 2020]. Available in: <https://doi.org/10.1002/0470014008>.

Imagen 25. Componentes de la radiación solar.



Fuente: Erika Uzcátegui⁶⁹.

La palabra radiación se utiliza como termino general. Irradiancia significa densidad de potencia que cae sobre una superficie y se mide en W/m^2 ; mientras que la irradiación es la densidad de energía que cae sobre la superficie en algún periodo de tiempo, y se mide en Wh/m^2 , se utilizan los símbolos.

6.9.3.1 Índice de claridad

La relación entre la radiación solar en la superficie de la tierra y la radiación extraterrestre da una medida de la transparencia atmosférica. De esta forma, un índice de claridad K_{Tm} , se calcula para cada mes:

$$K_{Tm} = \frac{G_{dm}(0)}{B_{0dm}(0)} \quad (4)$$

6.9.4 Módulos fotovoltaicos a red

Para Manna et al⁷⁰ las plantas fotovoltaicas conectadas a la red se requiere un diseño adecuado de la arquitectura del grupo de conversión de energía. La elección del número de inversores y su configuración afecta significativamente el rendimiento, la confiabilidad y, por supuesto, los costos de la planta.

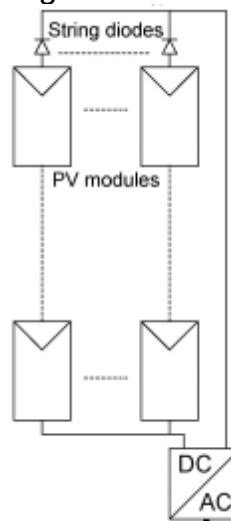
⁶⁹ UZCÁTEGUI H., Erika. Estudio de la incorporación a la red de una planta solar fotovoltaica en el desarrollo agroturístico el naranjal [en línea]. Ingeniera eléctrica. Caracas: Universidad Central de Venezuela. 2015. p. 20. [consultado: día 20 de diciembre de 2020]. Disponible en: <http://saber.ucv.ve/handle/123456789/18147>.

⁷⁰ LA MANNA, D, et al. Reconfigurable electrical interconnection strategies for photovoltaic arrays: A review. [Italy]; Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. p. 414.

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en dos grupos principales, los sistemas fotovoltaicos independientes (off-grid) y los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (on-grid). A continuación se presenta una configuración on-grid.

Inversores centralizados: Para *Soeren Kjaer*⁷¹ los inversores centralizados pueden conectar una gran cantidad de módulos fotovoltaicos a la red. Los módulos fotovoltaicos se dividen en conexiones en serie (denominadas cadena), estas conexiones en serie se conectan en paralelo, a través de diodos de cadena, para alcanzar altos niveles de potencia. En la imagen 27 se presenta esta configuración:

Imagen 26. Configuración inversor centralizado.



Fuente: *Soeren Kjaer*⁷².

Características:

Rango de poder: 100-1000kW.

Ventajas: i) se puede utilizar para la instalación fotovoltaica a gran escala; ii) la configuración es muy simple y más fácil de controlar.

Desventajas: i) se requiere un cableado de DC más amplio. por lo que el costo es mayor y la pérdida de cables es alta; ii) diferentes características V-I para diferentes módulos fotovoltaicos en el sistema hacen que MPPT (seguimiento del punto de máxima potencia, por sus siglas en ingles MPPT) sea ineficiente y menos robusto; iii) El costo de instalación es mayor; iv) El daño de una celda fotovoltaica hace que esa cadena sea defectuosa en la generación de energía.

⁷¹ KJAER, Soeren; PEDERSEN, John and BLAABJERG, Frede. Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules. IEEE Transactions on Industry Applications, 2005. p. 1294.

⁷² KJAER, Soeren; PEDERSEN, John and BLAABJERG, Frede. Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules. IEEE Transactions on Industry Applications, 2005. p. 1295.

El método para determinar la radiación incidente sobre un pannel fotovoltaico se encuentra en el libro *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*⁷³. Para el entendimiento se debe retomar desde los conceptos que radiación directa, difusa y de albedo, se empalma con el concepto de air mass.

Un concepto que caracteriza el efecto de la atmosfera en días despejados es el air mass, definida como la longitud relativa de la trayectoria del haz directo a través de la atmosfera en comparación con un camino vertical directamente al nivel del mar. Con el ideal de una atmosfera homogénea, y simples consideraciones geométricas conducen a:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_{ZS}} \quad (A1)$$

En la atmosfera estándar, después de tener en cuenta la absorción, la Irradiancia normalmente se reduce de B_0 a 1000 W/m^2 ($1000 = 1367 \times 0.7^{AM}$).

$$G = B_0 \cdot \varepsilon_0 \times 0.7^{AM^{0.678}} \quad (A2)$$

La radiación extraterrestre experimenta variaciones diarias y anuales regulares debido al movimiento aparente del sol. Estas variaciones son predecibles y pueden ser teóricamente determinadas. Por ejemplo, la irradiación extraterrestre sobre una superficie horizontal viene dada por:

$$B_0(0) = B_0 \varepsilon_0 \cos \theta_{ZS} \quad (A3)$$

Que cuando se integra a lo largo del día, conduce a:

$$B_{0d}(0) = \frac{T}{\pi} B_0 \varepsilon_0 \left[-\frac{\pi}{180} \omega_S \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi - \cos \delta \omega_S \cdot \cos \phi \omega_S \cdot \sin \omega_S \right] \quad (A4)$$

para un mes determinado, hay un día en el que $B_{0d}(0) = B_{0dm}(0)$. Se puede demostrar que este día es aquel cuya declinación es igual a la declinación media del mes, la imagen A1 muestra en número de días de este día.

⁷³ LUQUE, A.; and Hegedus, S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering [online]. England: John Wiley & Sons Ltd, 2003, p. 940. [Consulted: 20 of December, 2020]. Available in: <https://doi.org/10.1002/0470014008>.

Imagen A 1. Día característico de cada mes.

Month	Date	d_n	δ [degrees]
January	17	17	-20.92
February	14	45	-13.62
March	15	74	-2.82
April	15	105	+9.41
May	15	135	+18.79
June	10	161	+23.01
July	18	199	+21.00
August	18	230	+12.78
September	18	261	+1.01
October	19	292	-11.05
November	18	322	-19.82
December	13	347	-23.24

Fuente: Luque ⁷⁴.

6.9.4.1 Índice de claridad

La relación entre la radiación solar en la superficie de la tierra y la radiación extraterrestre da una medida de la transparencia atmosférica. De esta forma, un índice de claridad K_{Tm} , se calcula para cada mes:

$$K_{Tm} = \frac{G_{dm}(0)}{B_{odm}(0)} \quad (A5)$$

El índice de claridad está relacionado físicamente no solo con la ruta de radiación a través de la atmosfera, es decir, con el valor de AM, pero también con la composición y el contenido de nubes de la atmosfera. Liu y Jordan han demostrado que, independientemente de la latitud, la fracción de tiempo durante la cual la radiación global diaria es igual o menor que un cierto valor depende directamente de este parámetro. Por eso, K_{Tm} puede caracterizar adecuadamente el clima solar de una ubicación en particular.

6.9.4.2 Radiación en superficies inclinadas

Estimación de los componentes directo y difuso de la radiación horizontal, dada la radiación global:

⁷⁴ LUQUE, A.; and Hegedus, S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering [online]. England: John Wiley & Sons Ltd, 2003, p. 916. [Consulted: 20 of December, 2020]. Available in: <https://doi.org/10.1002/0470014008>.

El concepto subyacente es el propuesto originalmente por Liu y Jordan, consiste en establecer una correlación empírica entre la fracción de radiación difusa horizontal $F_{Dm} = D_{dm}/G_{dm}$, (radiación difusa/radiación horizontal) y el índice de claridad (radiación global/radiación extraterrestre). Las expresiones analíticas reales se establecen a partir de la comparación de medidas simultaneas de radiación global y difusa realizada en determinados lugares. Al seleccionar el índice de claridad para caracterizar el clima solar en una ubicación particular, ya que la división por la radiación extraterrestre elimina las variaciones de radiación debidas al movimiento aparente del sol. De esta manera, la correlación entre F_{Dm} y K_{Tm} se vuelve independiente de los efectos de latitud y, en principio, tiende a ser de validez universal.

Usando datos de diez ubicaciones situadas entre 40 N y 40 S, Page recomendó una ecuación de línea que se ha utilizado con frecuencia identificado como el que da mejores resultados.

$$F_{Dm} = 1 - 1,13K_{Tm} \quad (A6)$$

Estimación de la radiación en superficies orientadas arbitrariamente, dados los componentes que caen sobre una superficie horizontal.

El procedimiento para calcular la irradiación global en una superficie inclinada, $G(\beta, \alpha)$, parte de obtener por separado los componentes directo, $B(\beta, \alpha)$, difuso, $D(\beta, \alpha)$ y albedo, $R(\beta, \alpha)$, ya que:

$$G(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) + D(\beta, \alpha) + R(\beta, \alpha) \quad (A7)$$

Para el caso de las superficies inclinadas hacia el ecuador $\alpha = 0$, y si se toma la radiación difusa como isotrópica, se puede aplicar la siguiente expresión:

$$G_d(\beta, 0) = B_d(0) \times RB + D_d(0) \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho D_d(0) \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (A8)$$

$$RB = \frac{\omega_{SS} \frac{\pi}{180} [\text{sign}(\phi)] \sin \delta \sin(|\phi| - \beta) + \cos \delta \cos(|\phi| - \beta) \cos \omega_{SS}}{\omega_S \frac{\pi}{180} \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_S} \quad (A9)$$

Donde ω_{SS} es el ángulo de salida del sol sobre la superficie inclinada, viene dado por:

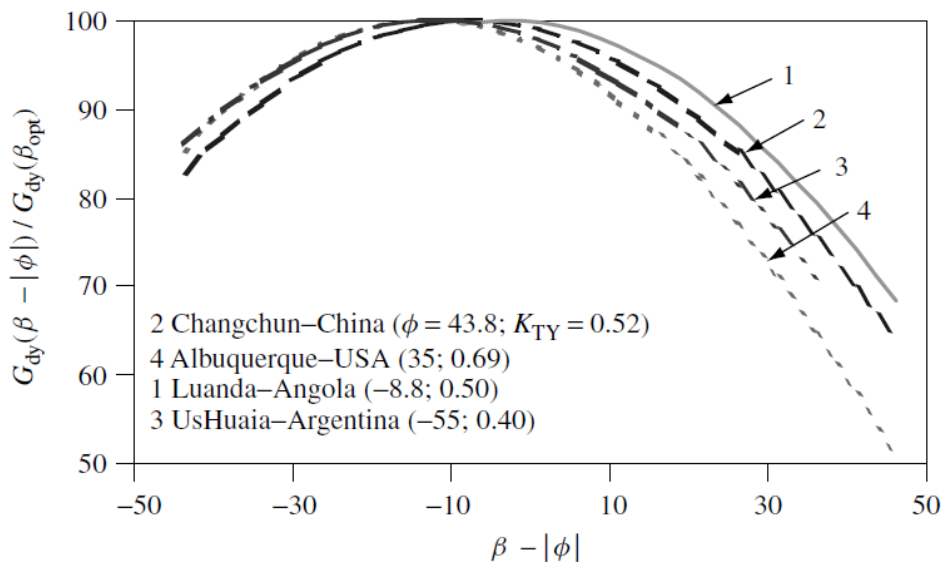
$$\omega_{SS} = \max[\omega_S, -\arccos(-[\text{sign}(\phi)] \tan \delta \tan(|\phi| - \beta))] \quad (A10)$$

ρ es la efectividad del suelo y depende de la composición del suelo. Cuando se desconoce el valor de ρ , es común tomar $\rho = 0,2$.

6.9.5 Ángulo de inclinación de un panel fotovoltaico

Se analiza el caso particular de la irradiación diaria anual recogida en cuatro diferentes lugares sobre una superficie fija, inclinada hacia el ecuador ($\alpha = 0$) e inclinado un ángulo sobre la horizontal $G_{dy}(\beta)$. La figura traza, para cada lugar, dicho valor en relación con su máximo y versus el ángulo de inclinación referido con el valor absoluto de la latitud.

Imagen A 2. Recolección de energía anual versus ángulo de inclinación para superficies inclinadas hacia el ecuador.



Fuente: Luque ⁷⁵.

Se nota la similitud de las curvas a pesar de las diferencias de latitud y el índice de claridad de las ubicaciones seleccionadas, la forma de la curva y también el ángulo de inclinación que maximizan la colección de radiación son muy similares para los cuatro lugares seleccionados. Se puede argumentar una explicación física de esta similitud observando que, independientemente de la latitud, todas las superficies inclinadas hacia el ecuador y en un ángulo igual al valor absoluto de la latitud son paralelas en toda la tierra, y también paralelo al eje de rotación de la tierra.

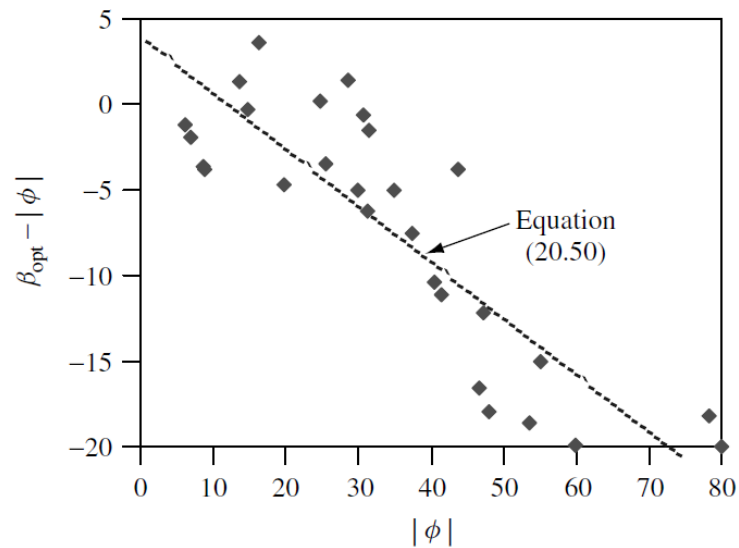
Ahora bien, cuando se tiene en cuenta la atmósfera de la Tierra, dicha independencia del sitio no se mantiene necesariamente, debido a las diferentes condiciones climáticas, es decir, el índice de claridad anual diferente de un sitio a otro. La colección de radiación difusa es menos sensible a las variaciones del ángulo de inclinación que la colección de radiación directa, la imagen A2 revela que esta tendencia es, de hecho, muy débil, de modo que la independencia del sitio domina

⁷⁵ Ibid., p. 940.

claramente y la función $G_{dy}(\beta - |\phi|) / G_{dy}(\beta_{opt})$ puede considerarse propiamente como una invariante universal.

La forma de las curvas de la imagen A2 sugieren que es posible describirla analíticamente, la forma conveniente de hacerlo es, en primer lugar, analizar la correspondencia entre el ángulo de inclinación óptimo y la latitud, esto se muestra en la imagen A3.

Imagen A 3. Ángulo de inclinación óptimo frente a latitud.



Fuente: Luque ⁷⁶.

En la imagen A2 solo fueron tenidos en cuenta 4 localidades, pero el estudio fue realizado en 30 ciudades con latitudes diferentes que son tenidas en cuenta en la imagen A3, en la imagen A2 se omitieron por la facilidad de presentación. Los treinta lugares tenidos en cuenta se muestran en la imagen A4.

⁷⁶ Ibid., p. 942.

Imagen A 4. Disponibilidad de radiación anual en diferentes superficies, para 30 lugares diferentes en todo el mundo.

Location	Lat. ϕ°	$B_{0dy}(0)$ [Wh/m ²]	Clearness index K_{Ty}	Ratios to global horizontal yearly irradiation					
				2 axis	1 Az-axis	1 Ho-axis	1 Po-axis	Fixed β_{opt}	2 axis Conc.
Ice-Island-Arctic	80	4261	0.580	2.75	2.54	1.97	2.60	1.67	2.26
S. Petersburg-Russia	59.9	5703	0.453	1.72	1.64	1.43	1.61	1.18	1.21
Hamburg-Germany	53.6	6437	0.412	1.49	1.42	1.28	1.39	1.11	0.97
Freiburg-Germany	48	7075	0.428	1.42	1.36	1.26	1.33	1.07	0.93
Nantes-France	47.2	7164	0.468	1.50	1.44	1.31	1.41	1.10	1.03
Olympia-USA	46.6	7230	0.437	1.41	1.35	1.27	1.32	1.05	0.93
Changchun-China	43.8	7531	0.510	1.60	1.53	1.35	1.51	1.16	1.13
Sapporo-Japan	43	7615	0.421	1.41	1.35	1.22	1.31	1.09	0.89
Madrid-Spain	40.4	7880	0.544	1.53	1.46	1.36	1.45	1.08	1.12
Seoul-Korea	37.5	8161	0.440	1.39	1.32	1.23	1.30	1.07	0.89
Albuquerque-USA	35	8391	0.687	1.66	1.55	1.47	1.58	1.09	1.37
Djelfa-Algeria	34.6	8427	0.584	1.53	1.44	1.45	1.37	1.06	1.15
El Paso-Mexico	31.5	8691	0.689	1.61	1.49	1.45	1.53	1.07	1.33
Shanghai-China	31.2	8716	0.487	1.36	1.29	1.25	1.27	1.02	0.91
Cairo-Egypt	30.6	8764	0.637	1.53	1.43	1.39	1.46	1.05	1.20
Delhi-India	28.6	8919	0.630	1.56	1.44	1.40	1.47	1.07	1.23
Karachi-Pakistan	24.8	9189	0.560	1.48	1.36	1.35	1.39	1.04	1.13
Morelia-Mexico	19.7	9494	0.415	1.20	1.14	1.14	1.08	0.98	0.70
Dakar-Senegal	14.7	9729	0.599	1.38	1.23	1.31	1.29	0.98	1.04
Bangkok-Thailand	13.7	9768	0.490	1.27	1.16	1.21	1.14	0.98	0.83
Claveria-Philippines	8.6	9924	0.513	1.27	1.13	1.23	1.16	0.95	0.86
Colombo-Sri Lanka	6.9	9961	0.529	1.28	1.12	1.23	1.16	0.96	0.76
Medellin-Colombia	6.2	9974	0.469	1.22	1.08	1.18	1.08	0.95	0.76
Luanda-Angola	-8.8	9918	0.497	1.26	1.12	1.21	1.13	0.95	0.83
El Alto-Bolivia	-16.4	9652	0.579	1.39	1.25	1.31	1.29	0.99	1.04
Sao Paulo-Brazil	-23.5	9267	0.427	1.25	1.19	1.17	1.14	0.99	0.76
Porto Alegre-Brazil	-30	8805	0.505	1.38	1.30	1.26	1.29	1.02	0.93
Bariloche-Argentina	-41.1	7801	0.566	1.58	1.50	1.40	1.50	1.07	1.18
Ushuaia-Argentina	-55	6263	0.402	1.62	1.55	1.30	1.51	1.19	1.07
Little America- Antartic	-78.2	4306	0.577	2.67	2.48	1.87	2.52	1.55	2.12

Fuente: Luque ⁷⁷.

Los datos de la imagen A3 son ajustados a una ecuación lineal, generando la siguiente ecuación:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69|\phi| \quad (A11)$$

Donde β (ángulo de inclinación óptimo) y ϕ (latitud) se expresan en grados.

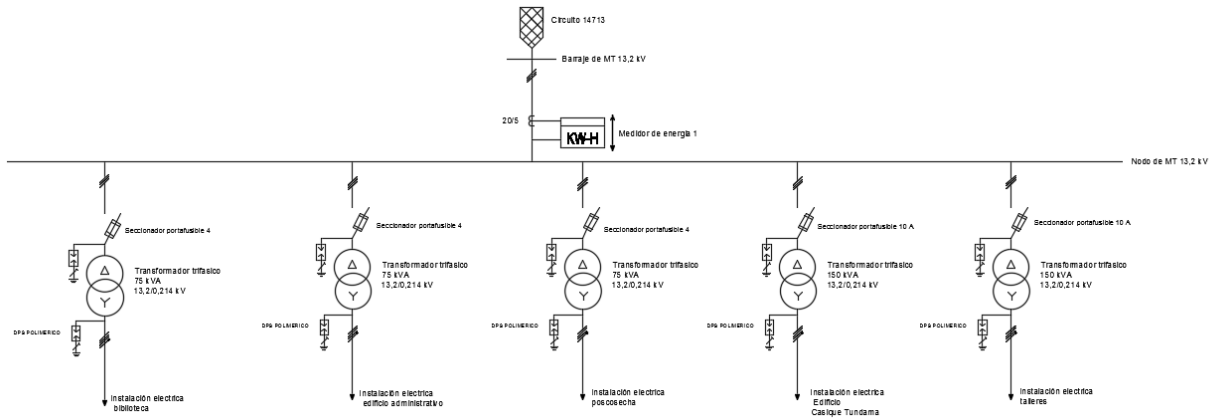
Cuanto mayor es la latitud, mayor es la diferencia entre el día de verano y el día de invierno, mayor la diferencia de la irradiación entre invierno y verano, por lo que a

⁷⁷ Ibid., p.941.

medida que aumenta la latitud la inclinación óptima del ángulo debe dar mayor prioridad a los días de verano.

Además, es importante mencionar que la dispersión observada del grupo de puntos alrededor de la ecuación a11 es de insignificante importancia, debido a la muy baja sensibilidad de la correlación de energía a desviaciones del ángulo de inclinación óptimo.

6.10 DIAGRAMA UNIFILAR UPTC DUITAMA

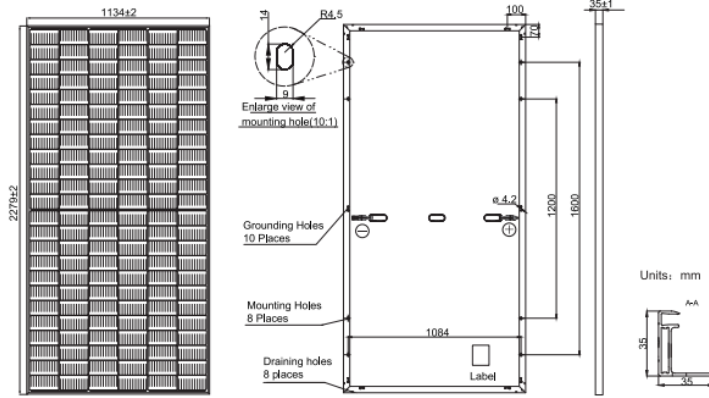


6.11 FICHA TECNICA PANELES SOLARES

JA SOLAR

JAM72S30 525-550/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28,6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20,3	20,5	20,7	20,9	21,1	21,3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

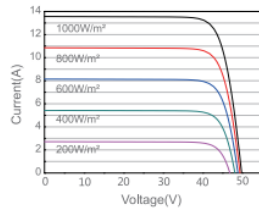
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer, They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

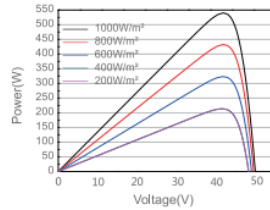
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	397	401	405	408	412	416	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38,36	38,57	38,78	38,99	39,20	39,43	Maximum Series Fuse Rating	25A
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17	Maximum Static Load Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Max Power Current(Imp) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55	Maximum Static Load Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT	45±2 C
							Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

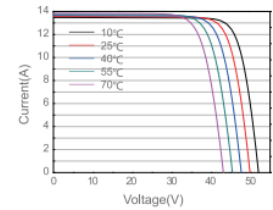
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20200928A