

Viabilidad Técnico-Económica de un Sistema Solar Fotovoltaico para el Suministro de Energía a Equipos Auxiliares no Críticos en Centrales de Generación Térmica

Proyecto Fin de Máster
Máster Executive en Energías Renovables

Edición 2014-2015

TUTOR

Octavio Vicente

AUTORES DEL TRABAJO

María Margarita Clavijo Echeverri

Miguel Leandro Ocampo López

Cristian Darío Grisales Bernal



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons Reconocimiento, No comercial, Compartir igual, (by-nc-sa). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte del mismo siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia. Más información:

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/>

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo desarrollar la viabilidad técnico financiera del diseño de dos sistemas solares fotovoltaicos para la alimentación de cargas no críticas en las centrales de generación *Termodorada*, propiedad de Empresas Públicas de Medellín y *Merilectrica*, propiedad de Celsia S.A en Colombia.

Agradecimientos

Los autores queremos agradecer en primer lugar a EOI y a todo su equipo administrativo y docente por la oportunidad dada para participar en el Máster Executive en Energías Renovables, del que hemos podido obtener valiosos conocimientos y experiencias que aportaran enormemente a nuestro desarrollo profesional, a nuestro tutor Octavio Vicente, que oriento el trabajo de manera precisa y apporto gran conocimiento y experiencias en el campo de la energía solar fotovoltaica y a nuestras familias que apoyaron con su amor y paciencia el desarrollo de este trabajo.

Índice

1.	ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....	9
2.	OBJETIVOS / METODOLOGÍA.....	9
2.1.	Objetivo General.....	9
2.2.	Objetivos Específicos.....	9
3.	TOMA DE DATOS.....	9
3.1.	Ubicación de los Emplazamientos.....	9
4.1.1	Termodorada.....	10
4.1.2	Meriléctrica.....	10
4.2	Consumos Energéticos.....	15
4.2.1	Meriléctrica.....	15
4.2.2	Termodorada.....	16
4.3	Radiación Solar.....	17
4.3.1	Termodorada.....	17
4.3.2	Meriléctrica.....	18
4.4	Regulación Vigente a Nivel Local y Nacional.....	19
4.5	Estado del Arte en Tecnología Solar Fotovoltaica y Celdas de Hidrogeno.....	21
4.5.1	Gas a Presión:.....	21
4.5.2	Almacenaje Criogénico (Almacenaje de Hidrógeno Líquido):.....	22
4.5.3	Almacenamiento de Hidrógeno Como Metal Hidruro:.....	22
4.5.4	Almacenamiento de Hidrógeno en Nanofibras de Carbono:.....	23
4.6	Aprovechamiento de los excedentes de Energía Solar Fotovoltaica para la Generación de Hidrógeno:.....	23
4.6.1	Celda de Combustible Alcalina:.....	26
4.6.2	Celda de Combustible de Membrana de Intercambio de Protones:.....	26
4.6.3	Celda de Combustible de Metanol Directo:.....	27
4.6.4	Celda de Combustible de Ácido Fosfórico:.....	27
4.6.5	Celda de Combustible de Carbonato Fundido:.....	28

4.6.6	Celda de Combustible de Óxido Sólido:	29
4.7	Energía Solar Fotovoltaica.....	33
4.8	Procedimiento Para la Realización del Cálculo de la Reducción de Emisiones del Proyecto.....	34
5.	ANÁLISIS - DIAGNÓSTICO	37
5.1	Simulación con Homer:	37
5.2	Perfil de Carga para Meriléctrica y Termodorada:	39
5.3	Paneles Solares:.....	42
5.3.1	Costo del Sistema Solar FV (Paneles, Inversor y Equipo Auxiliar):	44
5.4	Inversor:.....	46
5.5	Sistema de Acumulación (Electrolizador, Tanque de H2 y Celda de Combustible).....	48
5.6	Resultados Financieros de la Simulación con Homer:	52
5.7	Simulación de los Sistemas Solares sin Acumulación y Conectados a la Red con PVsyst 6.3.2	53
5.7.1	Resultados Técnicos y Financieros para Meriléctrica con PVsyst 6.3.2.....	56
5.7.2	Resultados Técnicos y Financieros para Termodorada con PVsyst 6.3.2	60
6.	CALCULO DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES.....	64
7.	CONCLUSIONES.....	65
8.	ANEXOS.....	67
8.1.	Pila de Hidrógeno	68
8.2.	Inversor 30kW	69
8.3.	Paneles Solares.....	71
8.4.	Inversor 40 kW	73
9.	REFERENCIAS.....	75

Listado de tablas

TABLA 1. CONSUMOS ENERGÉTICOS MERILÉCTRICA.....	15
TABLA 2. CONSUMOS ENERGÉTICOS TERMOTORADA.....	16
TABLA 3. RADIACIÓN SOLAR TERMOTORADA.....	18
TABLA 4. RADIACIÓN SOLAR MERILÉCTRICA	19
TABLA 5. CELDAS DE COMBUSTIBLE	25
TABLA 6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CADA UNA DE LAS CELDAS	31
TABLA 7. COTIZACIONES PANELES Y ELEMENTOS ASOCIADOS.....	44
TABLA 8. COSTO PROMEDIO SISTEMA SOLAR FV	45
TABLA 9. DATOS TÉCNICOS GENERALES	46
TABLA 10. DATOS TÉCNICOS GENERALES INVERSOR	46
TABLA 11. DATOS TÉCNICOS GENERALES ELECTROLIZADOR	48
TABLA 12. DATOS TÉCNICOS GENERALES TANQUE ALMACENADOR H ₂	50
TABLA 13. DATOS TÉCNICOS GENERALES CELDA DE COMBUSTIBLE.....	51
TABLA 14. RESULTADOS FINANCIEROS MERILÉCTRICA Y TERMOTORADA.....	52
TABLA 15. INFORMACIÓN MERILÉCTRICA PVSYST	53
TABLA 16. INFORMACIÓN TERMOTORADA PVSYST	55
TABLA 17. RESULTADOS TÉCNICOS MERILÉCTRICA PVSYST	56
TABLA 18. RESULTADOS FINANCIEROS SISTEMA FV MERILÉCTRICA	59
TABLA 19. COSTOS FINANCIEROS DESAGREGADOS	59
TABLA 20. RESULTADOS TÉCNICOS TERMOTORADA PVSYST	60
TABLA 21. RESULTADOS FINANCIEROS SISTEMA FV TERMOTORADA	63
TABLA 22. COSTOS FINANCIEROS DESAGREGADOS	63

Listado de figuras

FIGURA 1. INSTALACIONES CENTRAL MERILÉCTRICA.....	11
FIGURA 2. UBICACIÓN CENTRAL MERILÉCTRICA	12
FIGURA 3. ILUMINACIÓN EXTERIOR MERILÉCTRICA.....	12
FIGURA 4. INSTALACIONES ELÉCTRICAS MERILÉCTRICA	13
FIGURA 5. INSTALACIONES CENTRAL TERMODORADA.....	13
FIGURA 6. UBICACIÓN CENTRAL TERMODORADA	14
FIGURA 7. ALUMBRADO PRIMER PISO TERMODORADA	14
FIGURA 8. ALUMBRADO SEGUNDO PISO TERMODORADA	15
FIGURA 9. SWERA CENTRAL TERMODORADA	17
FIGURA 10. SWERA CENTRAL MERILÉCTRICA	18
FIGURA 11. CELDA DE COMBUSTIBLE ALCALINA.....	26
FIGURA 12. CELDA DE COMBUSTIBLE DE MEMBRANA DE INTERCAMBIO DE PROTONES	27
FIGURA 13. CELDA DE COMBUSTIBLE DE METANOL DIRECTO	28
FIGURA 14. CELDA DE COMBUSTIBLE DE CARBONATO FUNDIDO	29
FIGURA 15. CELDA DE COMBUSTIBLE DE ÓXIDO SÓLIDO	30
FIGURA 16. ESQUEMA DE CONEXIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	34
FIGURA 17. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO MERILÉCTRICA	37
FIGURA 18. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO TERMODORADA.....	37
FIGURA 19. RECURSO SOLAR MERILÉCTRICA.....	38
FIGURA 20. RECURSO SOLAR TERMODORADA	38
FIGURA 21. PERFIL DE CARGA CENTRAL MERILÉCTRICA	39
FIGURA 22. PERFIL DE CARGA CENTRAL TERMODORADA	40
FIGURA 23. PERFIL HORARIO DE CARGA MERILÉCTRICA	40
FIGURA 24. PERFIL HORARIO DE CARGA TERMODORADA	41
FIGURA 25. PERFIL DE CARGA CENTRAL MERILÉCTRICA EN HOMER	41
FIGURA 26. PERFIL DE CARGA CENTRAL TERMODORADA EN HOMER	42
FIGURA 27. VALORES PANELES SOLARES MERILÉCTRICA	43
FIGURA 28. VALORES PANELES SOLARES TERMODORADA	43
FIGURA 29. VALORES INVERSOR MERILÉCTRICA	47
FIGURA 30. VALORES INVERSOR TERMODORADA.....	47
FIGURA 31. VALORES INGRESADOS HOMER MERILÉCTRICA	49
FIGURA 32. VALORES INGRESADOS HOMER TERMODORADA	49
FIGURA 33. VALORES INGRESADOS HOMER.....	50
FIGURA 34. VALORES INGRESADOS HOMER MERILÉCTRICA	51
FIGURA 35. VALORES INGRESADOS HOMER TERMODORADA	52
FIGURA 36. DISPOSICIÓN GEOMÉTRICA SISTEMA SOLAR FV MERILÉCTRICA	58
FIGURA 37. POSIBLES LUGARES DE UBICACIÓN SISTEMA SOLAR FV MERILÉCTRICA.....	58
FIGURA 38. DISPOSICIÓN GEOMÉTRICA SISTEMA SOLAR FV TERMODORADA	61
FIGURA 39 - 41. POSIBLES LUGARES DE UBICACIÓN SISTEMA SOLAR FV TERMODORADA	62

INTRODUCCIÓN

La sociedad moderna se está viendo enfrentada a una serie de fenómenos naturales de alto impacto que los expertos no dudan en atribuir a los efectos del cambio climático en el mundo.

Estos fenómenos (maremotos, terremotos, deshielo de los glaciares, extinción de especies e incremento en la temperatura de los mares) son percibidos por la mayoría de los habitantes del mundo y se atribuyen principalmente a las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero (GEI) como consecuencia en su mayoría por la quema de combustibles fósiles para los procesos industriales.

De estas emisiones antropogénicas de GEI, tenemos que las relacionadas a la quema de combustibles fósiles para la generación de energía, son unas de las que más impactan el ambiente y más contribuyen al efecto invernadero, por lo que medidas para su reducción, aportan de gran manera a la mitigación del cambio climático.

Por lo anterior y fruto de los conocimientos y experiencias adquiridas durante el desarrollo del Master Executive en Energías Renovables, el grupo 4 del máster, decidió proponer como trabajo final, el estudio de viabilidad técnico financiera para la implementación de dos sistemas solares fotovoltaicos para la alimentación de cargas no críticas, tanto para la central térmica Merilétrica (propiedad del grupo Celsia S.A. E.S.P.¹), como para la central térmica Termodorada (propiedad del grupo EPM S.A. E.S.P.²) en aras de contribuir a la mitigación al cambio climático, a la difusión de la tecnología solar fotovoltaica como alternativa de desarrollo sostenible en Colombia y como medida de aprovechamiento del recurso solar disponible en los lugares donde se encuentran ubicadas las centrales.

¹ <http://www.celsia.com/>

² <http://www.epm.com.co/site/>

1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

Los consumos auxiliares en una central de generación se clasifican como esenciales y no esenciales, y corresponden aproximadamente entre el 2 y el 5% de la potencia generada.

Los consumos esenciales corresponden a sistemas necesarios para la generación de energía tales como: centro de control de motores, sistemas de calefacción, refrigeración y lubricación, entre otros.

Los consumos no esenciales son los que corresponden a iluminación y fuerza de las instalaciones de las centrales.

A partir de lo anterior se plantea generar una alternativa para la alimentación de los consumos no esenciales, a partir de la implementación de un sistema solar fotovoltaico, permitiendo la disminución de los consumos ya sea de la red o propios mediante energía limpia. El proyecto permitirá alcanzar unos ahorros en los consumos de energía, con una consecuente reducción de los costos de suministro por el operador de red.

2. OBJETIVOS / METODOLOGÍA

2.1. Objetivo General

Diseñar y analizar la viabilidad técnico económica de dos sistemas fotovoltaicos con almacenamiento, para suministrar energía a los servicios auxiliares no esenciales, de las centrales Termodorada y Meriléctrica en Colombia.

2.2. Objetivos Específicos

- Evaluar las tecnologías disponibles sobre sistemas fotovoltaicos y baterías de hidrogeno.
- Realizar el diseño de los sistemas fotovoltaicos para la alimentación de los sistemas auxiliares no esenciales de las centrales.
- Realizar el análisis económico-financiero para determinar la viabilidad de la implementación de cada uno los sistemas fotovoltaicos.
- Calcular la reducción de emisiones de gases efecto invernadero obtenidas por la implementación de los proyectos.

3. TOMA DE DATOS

3.1. Ubicación de los Emplazamientos

El país en donde se desarrollaran los emplazamientos es Colombia, ubicada en la región noroccidental de América del Sur, Está organizada políticamente en 32 departamentos descentralizados y un Distrito capital que es Bogotá.

La superficie colombiana es de 2.129.748 km², de los cuales 1141.748 km² corresponden a su territorio continental y los restantes 988.000 km² a su extensión marítima, de la cual mantiene un diferendo limítrofe con Venezuela y Nicaragua. Limita al este con Venezuela y Brasil, al sur con Perú y Ecuador y al noroeste con Panamá; en cuanto a límites marítimos, colinda con Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, Jamaica, Haití, República Dominicana y Venezuela en el mar Caribe, y con Panamá, Costa Rica y Ecuador en el océano Pacífico. (<http://es.wikipedia.org/wiki/Colombia>)

Los emplazamientos estarán ubicados en los municipios de La Dorada (Termodorada) y Barrancabermeja (Merilétrica).

4.1.1 Termodorada

La Dorada, está ubicada en el extremo oriental del departamento de Caldas, en la región conocida como Magdalena Medio. Limita al norte con Sonsón (Antioquia), al oriente con el río Magdalena, que lo separa de Puerto Boyacá (Boyacá), Puerto Salgar y Guaduas (Cundinamarca), por el sur con el río Guarinó, que lo separa de Honda, y por el occidente con Victoria y Norcasia (Caldas).

La Dorada es considerada como el segundo municipio ganadero de Colombia, después de Montería, y el tercero más importante del departamento, después de Manizales y Chinchiná. [http://es.wikipedia.org/wiki/La_Dorada_\(Caldas\)](http://es.wikipedia.org/wiki/La_Dorada_(Caldas))

4.1.2 Merilétrica

Barrancabermeja, está ubicado en el departamento de Santander. Es sede de la refinería de petróleo más grande del país, se encuentra a orillas del Río Magdalena, en la región del Magdalena Medio, (<http://es.wikipedia.org/wiki/Barrancabermeja>)

Barrancabermeja limita al Norte con el Municipio de Puerto Wilches, al Sur con los Municipios de Puerto Parra, Simacota y San Vicente de Chucurí, al Oriente con el Municipio de San Vicente de Chucurí y Girón, y al Occidente con el río Magdalena.
Descripción de las Centrales

Figura 1. Instalaciones Central Meriléctrica



La central Meriléctrica es una central de respaldo para el Sistema Integrado Nacional (SIN), está ubicada en Barrancabermeja (Santander) y entró en operación comercial en febrero de 1998, su aporte al SIN los últimos tres años corresponden a 0.22% de la demanda del país. Está conformada por una unidad térmica a gas de ciclo simple, con una capacidad de 167 MW. Cuenta con 22 colaboradores, los servicios no críticos están constituidos por una oficina administrativa, almacén, laboratorio, cuarto de control, oficina de atención a la comunidad, iluminación y equipos de respaldo.

El suministro de energía se hace de dos formas, cuando se está generando energía, la central autoabastece toda la demanda y cuando no hay generación, se hace consumo directo de SIN.

Figura 2. Ubicación Central Meriléctrica

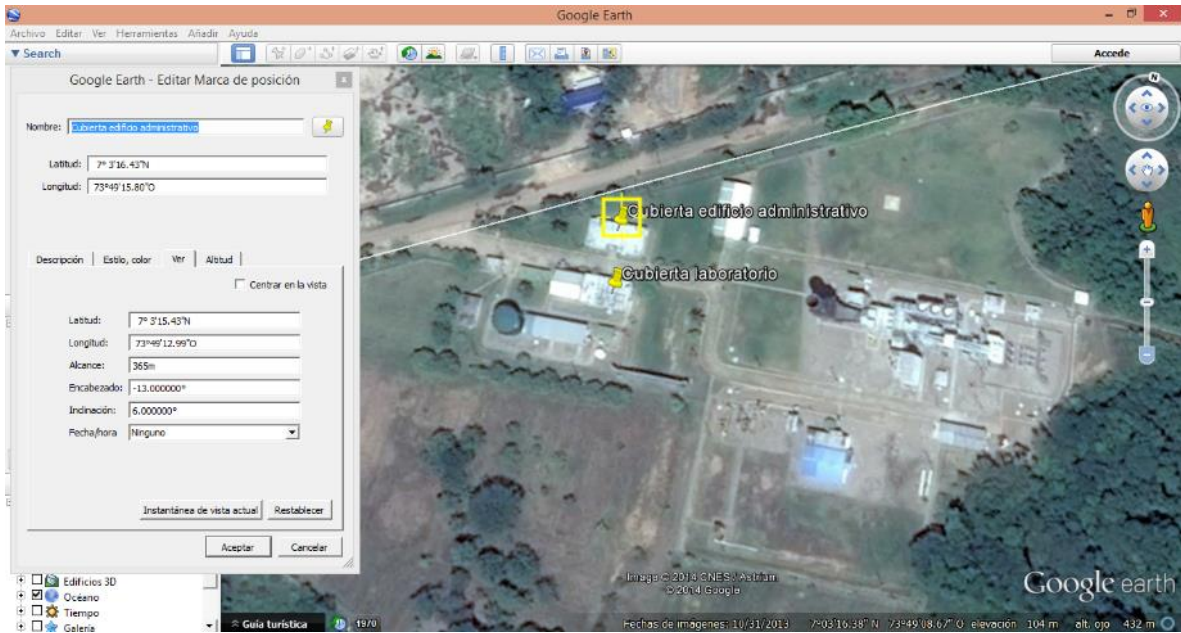


Figura 3. Iluminación Exterior Meriléctrica

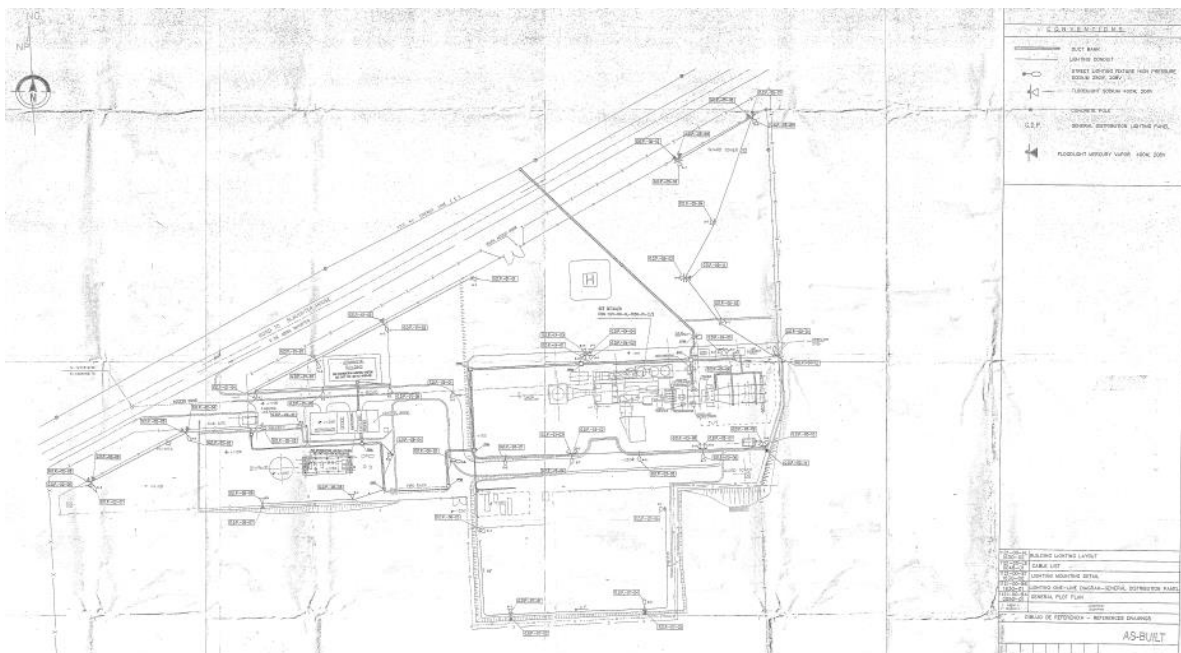


Figura 4. Instalaciones Eléctricas Meriléctrica

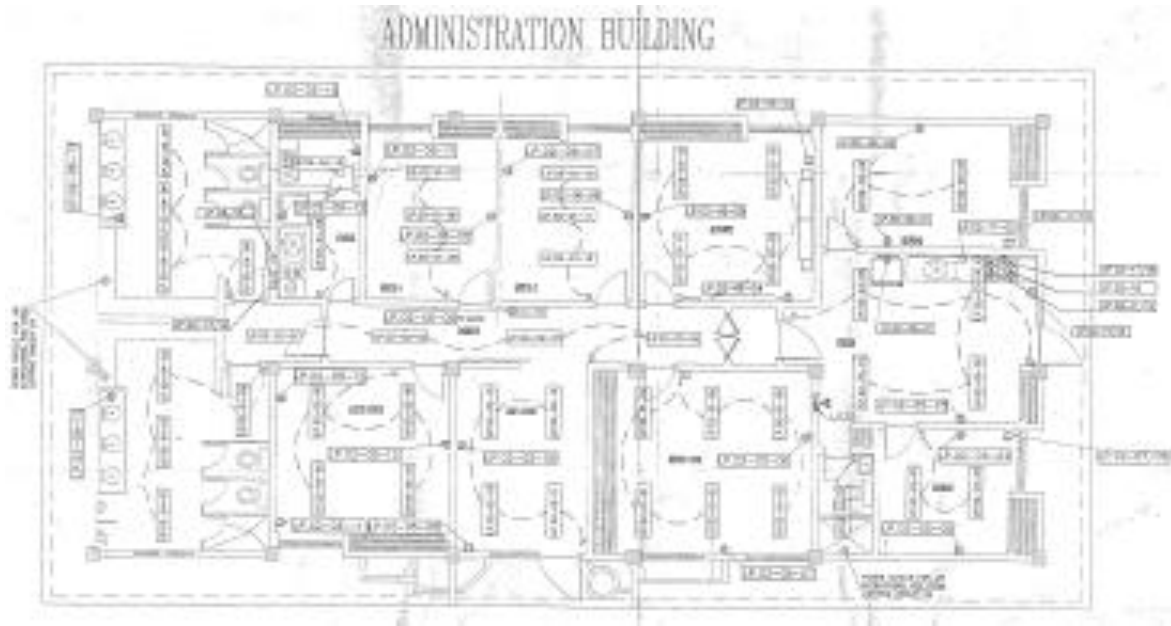


Figura 5. Instalaciones Central Termodorada



Figura 6. Ubicación Central Termodorada

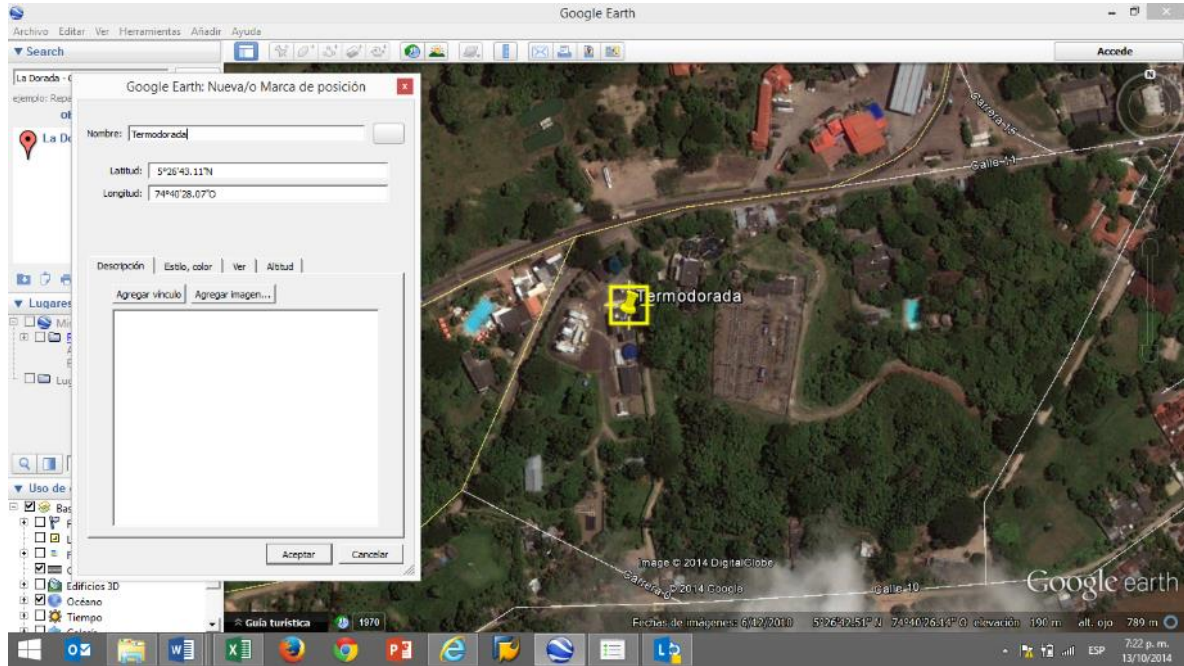


Figura 7. Alumbrado Primer Piso Termodorada

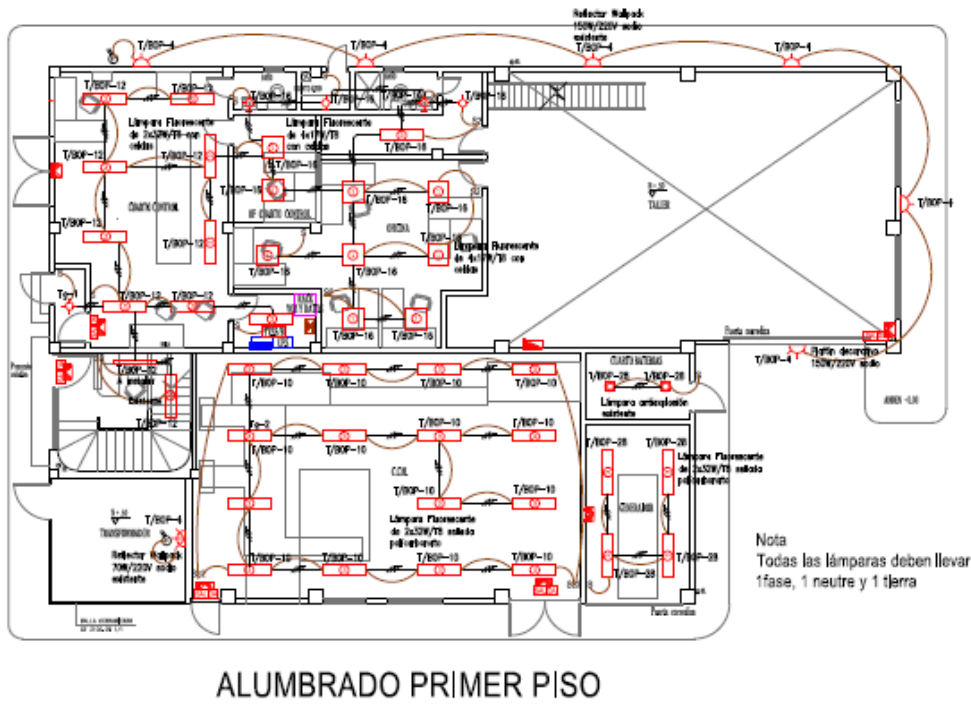
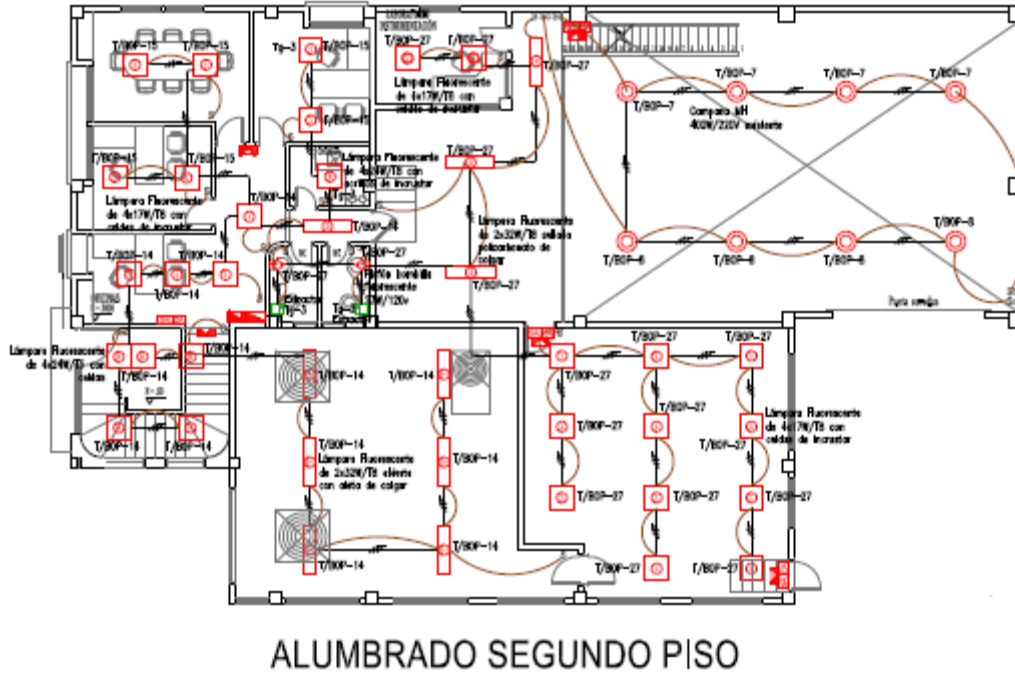


Figura 8. Alumbrado Segundo Piso Termodorada



4.2 Consumos Energéticos

4.2.1 Meriléctrica

Tabla 1. Consumos Energéticos Meriléctrica

Equipo	Cantidad	Potencia (W)	Tiempo medio de uso (h/día)
Aire acondicionado	10	1220	8
Luminarias	96	39	12
Televisor	2	60	0.5
Video Beam	1	1775	0.5
Microondas	1	700	0.5
Nevera	1	360	24
Enfriador de agua	2	83	24
Impresoras pequeña	1	20	1
Computador	6	100	8
Pantalla	4	60	8

Equipo	Cantidad	Potencia (W)	Tiempo medio de uso (h/día)
Impresora grande	1	400	1
Lámparas de sodio	17	250	10
Reflectores sodio	24	400	10
Reflector de Mercurio	16	400	10

4.2.2 Termodorada

Tabla 2. Consumos Energéticos Termodorada

Equipo	Cantidad	Potencia (W)	Tiempo medio de uso (h/día)
Alumbrado primer piso 2x 32 W	30	64	12
Alumbrado Segundo Piso 2 x 32 W	10	64	12
Alumbrado Primer Piso 4 x 17 W	9	68	12
Alumbrado Segundo Piso 4 x 17 W	29	68	12
Lámparas Segundo Piso Campana MH 220V	8	400	6
Reflector Wall Pack 220 V	6	150	12
Bombillas Fluorescentes	7	23	8
Reflector Walpack Transformador SA	1	70	12
Lampara Antiexplosión Baterias	2	80	4
Alumbrado Porteria	5	64	24
Tomas Porteria y Baños	5	150	24
Tomas Cocineta Porteria	2	1500	12
Tomas Primer Piso	6	150	24
	8	150	24
	8	150	24
Tomas Segundo Piso	7	150	24
	6	150	24
	7	150	24
Toma Nevera	1	1500	24
Toma Cafetera	1	1500	12
Toma Microondas	1	1500	4

4.3 Radiación Solar

La radiación utilizada en ambos emplazamientos se obtuvo a partir de la base de datos del National NREL, por medio del sistema de Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)

maps.nrel.gov/swera?visible=swera_dni_nasa_lo_res&opacity=50&extent=-81.72,-4.24,-66.87,13.38

Las siguientes imágenes muestran la herramienta en las centrales donde se diseñaran los emplazamientos.

4.3.1 Termodorada

Figura 9. SWERA Central Termodorada

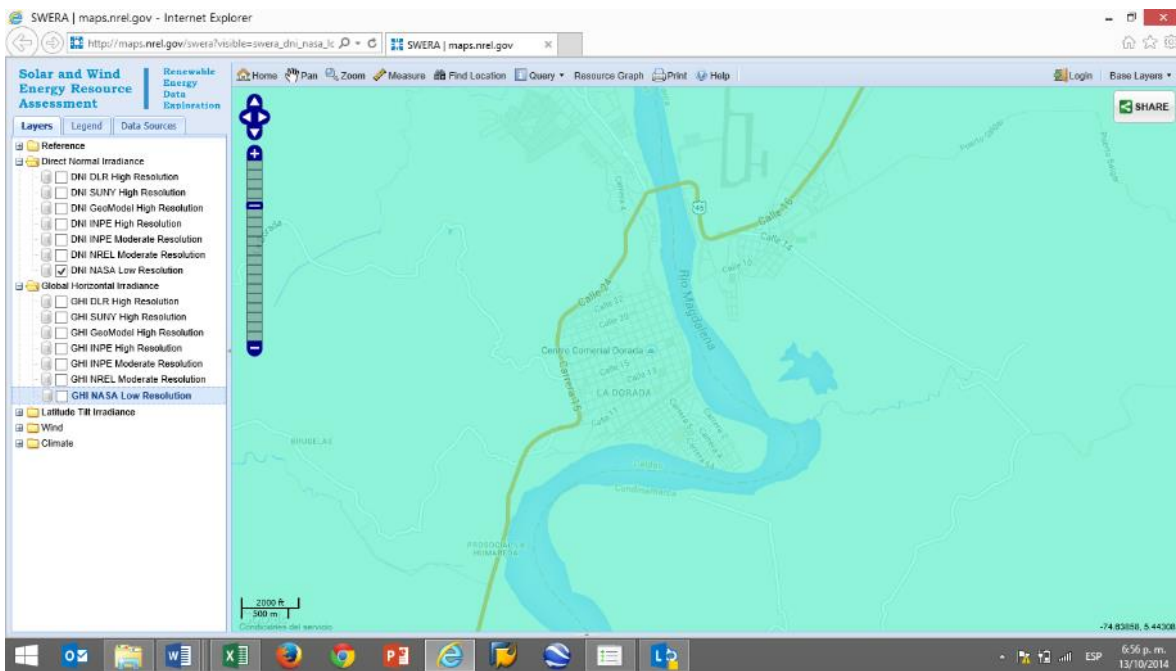


Tabla 3. Radiación Solar Termodorada

	Radiación (kWh/m ²)			Radiación (KJ/m ²)		
	Horizontal	Normal	Tilt	Horizontal	Normal	Tilt
Enero	4,830	4,580	4,930	17.388	16.488	17.748
Febrero	4,870	4,110	4,900	17.532	14.796	17.640
Marzo	4,930	3,790	4,890	17.748	13.644	17.604
Abril	4,750	3,480	4,700	17.100	12.528	16.920
Mayo	4,860	3,940	4,840	17.496	14.184	17.424
Junio	5,070	4,530	5,080	18.252	16.308	18.288
Julio	5,470	5,130	5,470	19.692	18.468	19.692
Agosto	5,530	4,910	5,490	19.908	17.676	19.764
Septiembre	5,280	4,310	5,210	19.008	15.516	18.756
Octubre	4,800	3,880	4,810	17.280	13.968	17.316
Noviembre	4,620	4,070	4,690	16.632	14.652	16.884
Diciembre	4,540	4,240	4,640	16.344	15.264	16.704
Media	4,960	4,250	4,970	17.856	15.300	17.892

4.3.2 Merilétrica

Figura 10. SWERA Central Merilétrica

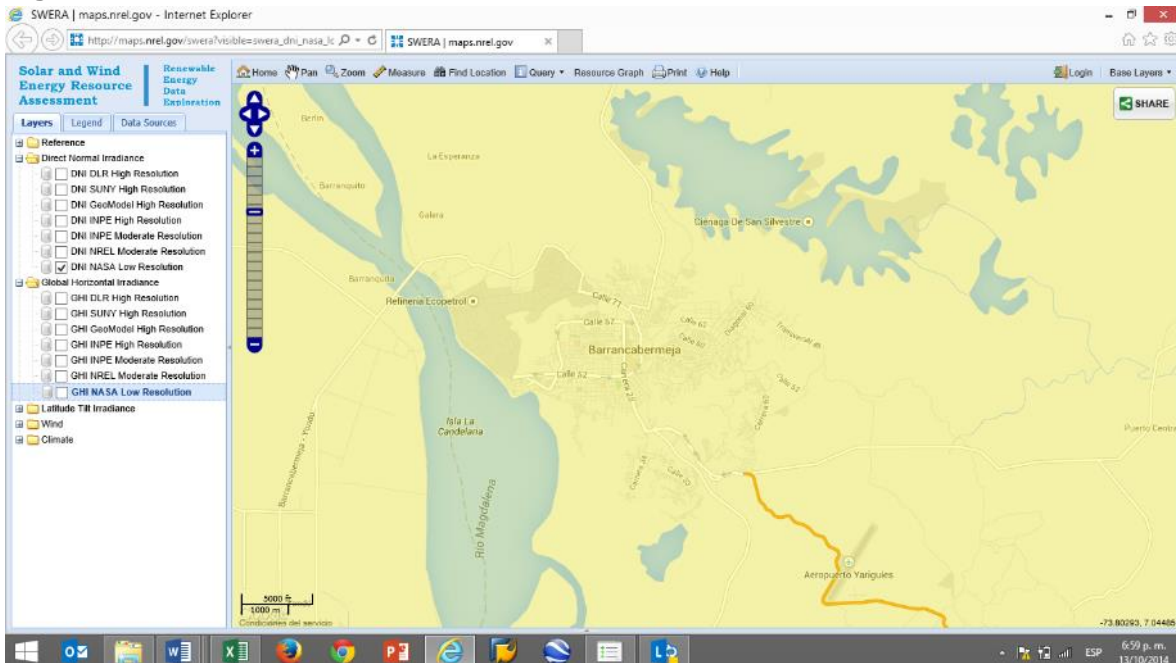


Tabla 4. Radiación Solar Meriléctrica

	Radiación (kWh/m2)			Radiación (KJ/m2)		
	Horizontal	Normal	Tilt	Horizontal	Normal	Tilt
Enero	5,340	5,810	5,560	19.224	20.916	20.016
Febrero	5,340	5,080	5,440	19.224	18.288	19.584
Marzo	5,280	4,420	5,260	19.008	15.912	18.936
Abril	4,960	3,760	4,900	17.856	13.536	17.640
Mayo	5,010	4,080	4,990	18.036	14.688	17.964
Junio	5,160	4,540	5,170	18.576	16.344	18.612
Julio	5,570	5,180	5,580	20.052	18.648	20.088
Agosto	5,550	4,860	5,510	19.980	17.496	19.836
Septiembre	5,270	4,340	5,200	18.972	15.624	18.720
Octubre	4,800	3,970	4,840	17.280	14.292	17.424
Noviembre	4,720	4,420	4,860	16.992	15.912	17.496
Diciembre	4,860	5,100	5,080	17.496	18.360	18.288
Media	5,160	4,630	5,200	18.576	16.668	18.720

4.4 Regulación Vigente a Nivel Local y Nacional

Para la Republica de Colombia se tiene actualmente la siguiente regulación vigente para la energía solar fotovoltaica y en general para las energías renovables:

- La ley 697 del 3 de octubre de 2001, establece en su artículo 10 que:

*“El Gobierno Nacional a través de los programas que se diseñen, incentivará y promoverá a las empresas que **importen** o produzcan piezas, calentadores, **paneles solares**, generadores de biogás, motores eólicos, y/o cualquier otra tecnología o producto que use como fuente total o parcial las energías no convencionales, ya sea con destino a la venta directa al público o a la producción de otros implementos, orientados en forma específica a proyectos en el campo del uso racional de energía, de acuerdo a las normas legales vigentes.”*

- La ley 788 de 2002 en su artículo primero establece que:

La exención a la renta durante 15 años para la venta de energía a partir de recursos renovables, entre ellos la energía solar fotovoltaica.

- La ley 1715 de 2014 en su artículo 19 establece lo siguiente:

1. La energía solar se considerará como FNCR. Se deberá estudiar y analizar las condiciones propias de la naturaleza de la fuente para su reglamentación técnica por parte de la CREG.
2. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Vivienda y Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en el marco de sus funciones, fomentarán el aprovechamiento del recurso solar en proyectos de urbanización municipal o distrital, en edificaciones oficiales, en los sectores industrial, residencial y comercial.
3. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía directamente o a través de la entidad que designe para este fin reglamentará las condiciones de participación de energía solar como fuente de generación distribuida estableciendo la reglamentación técnica y de calidad a cumplir por las instalaciones que utilicen la energía solar, así como los requisitos de conexión, mecanismos de entrega de excedentes, y normas de seguridad para las instalaciones.
4. El Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios.
5. El Gobierno Nacional, por intermedio del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía solar así como la mitigación de los impactos ambientales que puedan presentarse en su implementación.
6. El Gobierno Nacional incentivará el uso de la generación fotovoltaica como forma de autogeneración y en esquemas de GD con FNCR.
7. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía considerará esquemas de medición para todas aquellas edificaciones oficiales o privadas, industrias, comercios y residencias que utilicen fuentes de generación solar. El esquema de medición contemplará la posibilidad de la medición en doble vía (medición neta), de forma que se habilite un esquema de autogeneración para dichas instalaciones.

- Resolución 90708 de agosto 30 de 2013 donde se establece:

El reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE que en su párrafo 20.22 establece:

“Los paneles solares fotovoltaicos para proveer energía eléctrica a instalaciones domiciliarias o similares y establecimientos públicos, deben cumplir los requisitos de una norma técnica internacional o de reconocimiento Internacional y demostrarlo mediante Certificado de Conformidad de Producto expedido por un organismo de certificación acreditado.

*La instalación eléctrica y el montaje de los paneles deben hacerse conforme a la **Sección 690 de la NTC 2050**, por un profesional competente, quien debe declarar el Cumplimiento del RETIE.”*

En el párrafo 28.3.10 se establece:

“Las instalaciones de sistemas fotovoltaicos de generación de energía eléctrica, incluyendo sus los reguladores de tensión, cargadores e inversores, deben cumplir lo establecido en la **sección 690 de la NTC 2050**. En unidades de vivienda o similares no se permite la conexión de sistemas solares a más de 220 V. Cuando la carga de acumulación en las baterías supere los 1000 A/h, se deben instalar en un cuarto aireado, independiente al lugar donde se alojen los demás equipos del sistema solar.”

- La resolución 180947 del 4 de Junio de 2010 establece el factor de emisión de GEI para los proyectos de generación de energía eléctrica conectados al SIN. Este factor de emisión fue determinado como 0.2849 kgCO₂ e/kWh y será el utilizado para el cálculo de la reducción de emisiones de GEI tenida por la actividad de proyecto.

A nivel internacional se cuenta con la norma **IEC 61215** para la fabricación y pruebas a los paneles solares fotovoltaicos.

4.5 Estado del Arte en Tecnología Solar Fotovoltaica y Celdas de Hidrogeno

Dado que la energía solar fotovoltaica es intermitente y no puede por sí misma garantizar un suministro de energía las 24 horas del día, se hace necesario para el proyecto planteado pensar en un sistema de acumulación de energía durante las horas sin sol.

En la actualidad la tecnología de la electrolisis nos permite realizar el almacenamiento de energía como hidrógeno, lo cual trabajando a la par del sistema solar fotovoltaico nos permitirá aprovechar los excedentes energéticos en las horas del día para la carga de las celdas de hidrogeno y poder aprovechar esta carga en las horas de la noche, obteniendo así una alimentación ininterrumpida de energía eléctrica para nuestras cargas no críticas en las centrales Termodorada y Meriléctrica.

El almacenamiento del hidrogeno como una celda de combustible se puede realizar de las siguientes 4 maneras:

- Gas a presión
- Líquido Criogénico
- Metal Hidruro
- Estructura de Nano Fibra de Carbón

4.5.1 Gas a Presión:

La manera más económica y sencilla de almacenar hidrógeno para la generación de energía es como un gas a presión después del proceso de la electrólisis.

Los tanques de compresión convencionales son diseñados para resistir presiones de hasta 200 bares, pudiendo almacenar hasta 200 veces el volumen del gas contenido.

Estos tanques son usados principalmente para aplicaciones en interiores y de carácter permanente.

Entre los desarrollos más recientes para el almacenamiento a presión de hidrógeno, tenemos los tanques de almacenamiento de compuestos de carbono, los cuales son más livianos y pueden resistir presiones de hasta 350 bares.

4.5.2 Almacenaje Criogénico (Almacenaje de Hidrógeno Líquido):

Consiste en almacenar el hidrógeno líquido a temperaturas por debajo de los 253°C. La mayor ventaja de este medio de almacenamiento es la gran densidad de almacenamiento de energía por unidad de volumen, donde un contenedor de hidrógeno líquido, puede llegar a contener varias veces el contenido energético del mismo volumen de hidrógeno en estado gaseoso. La característica anterior es una gran ventaja cuando el espacio es limitado, como podría ser por ejemplo en las casas de máquinas de Termodorada y Merilétrica.

El hidrógeno cambia a su fase líquida a -253°C y al estar a esa temperatura solo puede ser almacenado en tanques especiales de almacenamiento criogénico de alto aislamiento térmico.

Los tanques de aislamiento criogénico pese a tener altos niveles de hermeticidad y de aislamiento, solo pueden garantizar el aislamiento térmico y la ausencia de pérdidas por unos pocos días, posterior a los cuales comienza a ver evaporación del hidrógeno. Las pérdidas por evaporación de hidrógeno en los contenedores criogénicos son del orden del 0.4% del volumen almacenado por día.

Otra desventaja significativa con el almacenamiento de hidrógeno es la asociada al proceso de licuefacción del mismo, donde la energía requerida para su realización es aproximadamente una tercera parte del total de energía almacenada.

4.5.3 Almacenamiento de Hidrógeno Como Metal Hidruro:

El hidrógeno puede ser almacenado como un metal hidruro en la estructura cristalina de ciertos metales o en aleaciones de metales.

A presiones solo un poco por encima de la presión atmosférica, el hidrógeno es bombeado dentro del medio de almacenamiento, donde este se adhiere al metal o a la aleación para formar un metal hidruro, produciendo a su vez una reacción exotérmica y por consiguiente liberando calor.

Para reversar la reacción y liberar el hidrógeno, se aplica calor al contenedor para usarlo por ejemplo en una celda de hidrógeno.

El método de almacenaje de hidrógeno con metal hidruro, comparado con el almacenaje a presión y la criogénesis es más seguro y más sencillo de llevar a cabo.

El metal hidruro al igual que la criogénesis del hidrogeno, tiene una alta densidad de almacenaje de energía por unidad de volumen pero por unidad de masa no es tan alta, por lo que el peso de los tanques aún es un problema.

4.5.4 Almacenamiento de Hidrógeno en Nanofibras de Carbono:

Este método consiste en el almacenaje de hidrógeno en estructuras de nanofibra de carbono. Esta tecnología aunque aún está en desarrollo, se muestra como promisoría al poder lograr tanto una alta densidad de almacenamiento de energía por unidad de masa como por unidad de volumen.

Para concluir esta parte sobre almacenamiento de combustible, tenemos que comercialmente y con una garantía razonable sobre el producto, podemos encontrar en el mercado los siguientes sistemas de almacenamiento de hidrógeno entre otros:

- HB-SS-16500-L, almacenador de hidrógeno para cargas entre 500W y 2KW, fabricadas por HBank³. <http://www.hbank.com.tw/fc/16500-L.html>
Para lograr más capacidad de potencia se deben colocar en paralelo conjuntos de celdas de esta referencia.
- MH10M (MH10000), almacenador de hidrogeno para 30kWh de energía con una carga completa en 45 minutos, producidas por PRAGMA INDUSTRIES⁴. <http://www.pragma-industries.com/products/hydrogen-storage/mh10m-metal-hydride-tank/>

4.6 Aprovechamiento de los excedentes de Energía Solar Fotovoltaica para la Generación de Hidrógeno:

Después de haber realizado un barrido por las tecnologías que existen actualmente para el almacenamiento de hidrogeno, ahora vamos a revisar la teoría detrás de la producción de hidrógeno con fines energéticos.

Hidrogeno y oxigeno pueden ser producidos a partir de la electrolisis del agua. La electrolisis es un proceso electroquímico a través del cual una sustancia (el electrolito) es descompuesta al aplicársele un voltaje DC entre el ánodo y el cátodo que están en contacto con el electrolito.

Para que la electrolisis ocurra, el voltaje DC aplicado al electrolito, debe ser igual o superior a cierto voltaje de umbral de su material constituyente.

³ <http://www.hbank.com.tw/about.html>

⁴ <http://www.pragma-industries.com/about-us/>

Dado que la electrolisis se puede reversar en un dispositivo conocido como **celda de combustible** (hidrogeno y oxígenos reaccionan para formar agua y producir energía), vamos a ver a continuación la teoría detrás de estas celdas.

Una celda de combustible esencialmente consiste de 2 electrodos (ánodo y cátodo) separados por un electrolito.

Usualmente el tipo de electrolito es usado para distinguir entre diferentes tipos de celdas; sin embargo existen otras características tanto de operación como de aplicación de la celda que varían significativamente según la celda de combustible que se analice.

La siguiente tabla muestra las celdas de combustible que existen en la actualidad:

Tabla 5. Celdas de Combustible

Tipo de Celda	Electrolito	Temperatura de Operación	Eficiencia Eléctrica	Combustible / Oxidante
Celda de combustible alcalina	Solución de hidróxido de potasio (KOH)	90°C	60-70%	H ₂ / O ₂
Celda de combustible de membrana de intercambio de protones	Membrana de intercambio de protones	80°C	40-60%	H ₂ / O ₂ , Aire
Celda de combustible de metanol directo	Membrana de intercambio de protones	130°C	20-30%	CH ₃ OH / O ₂ , Aire
Celda de combustible de ácido fosfórico	Ácido fosfórico	160°C – 220°C	55%	Gas Natural-Biogás-H ₂ / O ₂ , Aire
Celda de combustible de carbonato fundido	Mezcla fundida de carbonatos de metal alcalino	620°C - 660°C	65%	Gas natural, biogás, Gas Carbón, H ₂ / O ₂ , aire
Celda de combustible de óxido sólido	Cerámica conductora de óxido de ion	800°C – 1000°C	60-65%	Gas natural, biogás, Gas Carbón, H ₂ / O ₂ , aire

4.6.1 Celda de Combustible Alcalina:

Las celdas alcalinas de combustible (ACF por su sigla en inglés) tienen como electrolito una solución de hidróxido de potasio (KOH). El rango de temperaturas de operación para este tipo de celdas oscila entre los 90°C (pero puede ser mayor, dependiendo de la concentración de electrolito). Las celdas alcalinas tienen excelentes eficiencias y usan catalizadores económicos.

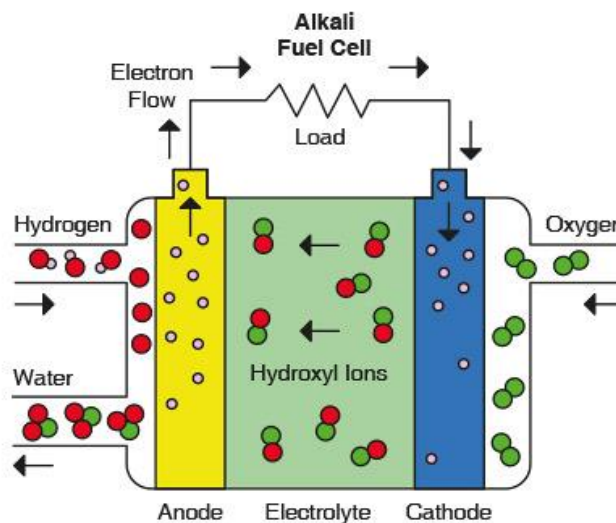
El mayor reto con las celdas alcalinas es su incompatibilidad con el CO₂. El CO₂ reacciona con el electrolito y forma un carbonato insoluble. Dado lo anterior las celdas alcalinas solo pueden operar con combustibles extremadamente puros (hidrógeno y oxígeno de muy alta pureza) y con nada de aire con CO₂.

Las reacciones químicas que se presentan en la celda son:

Reacción en el cátodo: $O_2 + 2H_2O + 4e^- \gggg 4OH^-$

Reacción en el ánodo: $2H_2 + 4OH^- \gggg 4H_2O + 4e^-$

Figura 11. Celda de Combustible Alcalina



Fuente: <http://www.afcenergy.com/>

4.6.2 Celda de Combustible de Membrana de Intercambio de Protones:

En las celdas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC por su sigla en inglés) el electrolito es una membrana de polímero conductor de protones. Estas celdas operan a temperaturas de aproximadamente 80°C, teniendo un excelente arranque en frío y una alta eficiencia.

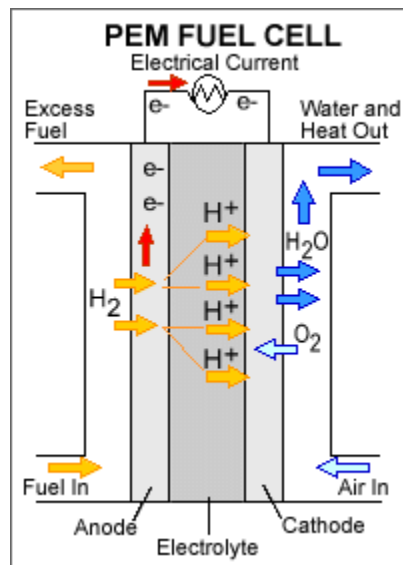
Las celdas de membrana pueden ser agrupadas para obtener mayores salidas de tensión, haciéndolas adaptables a una amplia gama de aplicaciones.

El cátodo de la celda es alimentado con oxígeno (del aire por ejemplo) mientras el ánodo recibe hidrógeno. Si el hidrógeno usado fue obtenido de combustibles basados en carbono, se debe asegurar que el gas ya no contenga algún monóxido de carbono (CO); dado que este monóxido podría destruir el catalizador de la celda. Una de las desventajas de la celda de intercambio de protones es el alto costo de su material catalizador (platino).

Reacción en el ánodo: $2\text{H}_2 \gggg 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$

Reacción en el cátodo: $\text{O}_2 + 4\text{H} + 4\text{Ee}^- \gggg 2\text{H}_2\text{O}$

Figura 12. Celda de Combustible de Membrana de Intercambio de Protones



Fuente: <http://energy.gov/eere/fuelcells/types-fuel-cells>

4.6.3 Celda de Combustible de Metanol Directo:

Las celdas de combustible de metanol directo (DMFC por su sigla en inglés) son un caso especial de las celdas de membrana de intercambio de protones, donde ambas tienen una estructura similar; sin embargo las de metanol directo como su nombre lo indica, usan metanol (CH_3OH) en vez de hidrógeno como combustible. Estas celdas tienen como ventaja que se les puede operar con metanol líquido, pero en contraparte se tiene que el metanol es venenoso y corrosivo y la eficiencia de la celda en general es baja.

Reacción en el cátodo: $3\text{O}_2 + 12\text{H}^+ + 12\text{e}^- \gggg 6\text{H}_2\text{O}$

Reacción en el ánodo: $2\text{CH}_3\text{OH} + 2\text{H}_2\text{O} \gggg 2\text{CO}_2 + 12\text{H}^+ + 12\text{e}^-$

4.6.4 Celda de Combustible de Ácido Fosfórico:

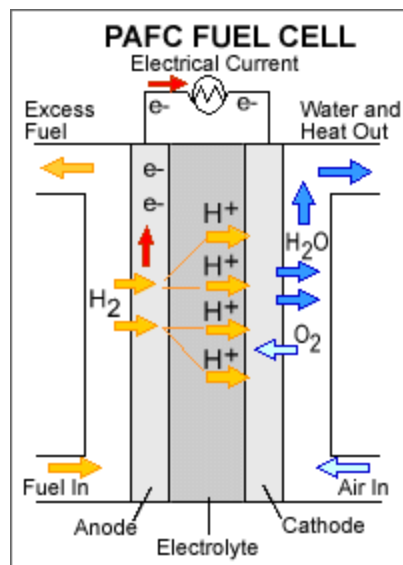
En las celdas de combustible de ácido fosfórico (PAFC por su sigla en inglés) el electrolito es ácido fosfórico (H_3PO_4). La temperatura de operación de estas celdas está entre los

160°C - 220°C. Estas celdas comparadas con otras celdas de combustible tienen muy bajas eficiencias y son usadas principalmente en suministro estacionario de electricidad y en cogeneración de energía y de calor.

Reacción en el cátodo: $O_2 + 4H^+ + 4e^- \gggg 2H_2O$

Reacción en el ánodo: $2H_2 \gggg 4H^+ + 4e^-$

Figura 13. Celda de Combustible de Metanol Directo



Fuente: <http://energy.gov/eere/fuelcells/types-fuel-cells>

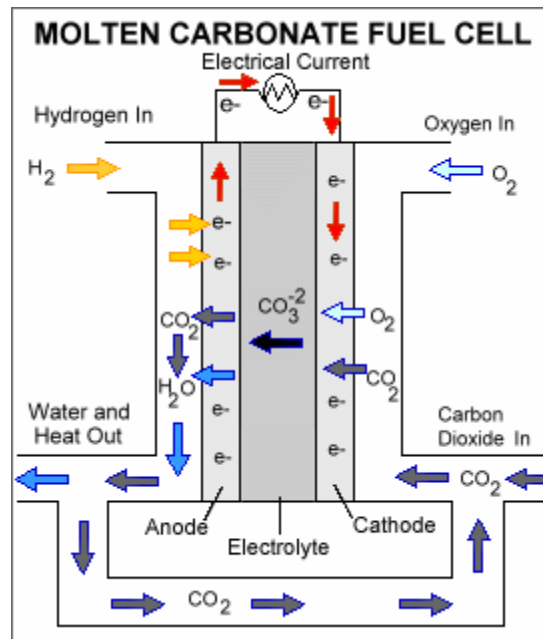
4.6.5 Celda de Combustible de Carbonato Fundido:

En una celda de combustible de carbonato fundido (MCFC por sus siglas en inglés) el electrolito es un carbonato alcalino fundido que es retenido en una matriz cerámica de óxido de aluminio litio. Las celdas de carbonato fundido tienen altas temperaturas de operación (600°C – 700°C) y altas eficiencias. Estas celdas además de ser operadas con hidrógeno, también pueden admitir otros gases como el Gas Natural y el Biogás. Entre sus aplicaciones típicas, tenemos como plantas térmicas tipo bloque y plantas de suministro de energía.

Reacción en el cátodo: $O_2 + 2CO_2 + 4e^- \gggg 2CO_3^{2-}$

Reacción en el ánodo: $2H_2 + 2CO_3^{2-} \gggg 2H_2O + 2CO_2 + 4e^-$

Figura 14. Celda de Combustible de Carbonato Fundido



Fuente: <http://energy.gov/eere/fuelcells/types-fuel-cells>

4.6.6 Celda de Combustible de Óxido Sólido:

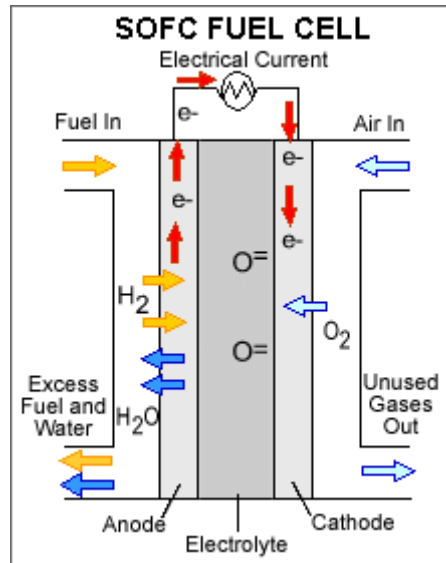
En las celdas de combustible de óxido sólido (SOFC por su sigla en inglés) el electrolito es un óxido metálico sólido, usualmente óxido de circonio estabilizado con óxido de itrio (ZrO₂). Estas celdas tienen altas temperaturas de operación y pueden operar con otros gases además del hidrógeno (Gas natural y Biogás por ejemplo).

Las aplicaciones típicas son como estaciones térmicas de tipo bloque (cogeneración de energía eléctrica y calor) y plantas de suministro de energía.

Reacción en el cátodo: $O_2 + 4e^- \gggg 2O^{2-}$

Reacción en el ánodo: $2H_2 + 2O^{2-} \gggg 2H_2O + 4e^-$

Figura 15. Celda de Combustible de Óxido Sólido



Fuente: <http://energy.gov/eere/fuelcells/types-fuel-cells>

Como hemos visto, son muchas las opciones que se tienen para realizar el respaldo del sistema solar fotovoltaico con celdas de combustible, las cuales dependiendo del tipo que se escoja, de su disponibilidad comercial y de la facilidad en su mantenimiento y operación serán seleccionadas para la implementación en Termodorada y en Merilétrica.

Para resumir las ventajas y desventajas de cada una de las celdas vistas, incluimos la siguiente tabla, con información extractada de la página web del departamento de defensa de los Estados Unidos.

Tabla 6. Ventajas y Desventajas de Cada Una de las Celdas

TIPO DE CELDA	ELECTROLITO	T° DE OPERACIÓN	TAMAÑO TÍPICO DE LA PILA	EFICIENCIA ELÉCTRICA	APLICACIONES TÍPICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
PEM	Ácido perfluorosulfónico	<120°C	<1kW-100kW	60%	-Potencia de respaldo -Potencia portable -Generación distribuida	-El electrolito sólido reduce la corrosión y los problemas de manejo -Baja temperatura de operación -Rápido arranque en frío	-Catalizadores muy costosos -Sensible a las impurezas en el combustible
AFC	Hidróxido de potasio acuoso	<100°C	1-100kW	60%	-Industria militar y espacial -Potencia de respaldo -Transporte	-Más amplio rango de materiales estables reduce el costo -Baja temperatura de operación -Rápido arranque en frío	-Sensible al CO ₂ en el combustible y en el aire. -Difícil manejo del electrolito acuoso. -Alguna conductividad del electrolito (polímero)
PAFC	Ácido fosfórico	150°-200°C	400kW, (módulos 100kW)	40%	-Generación distribuida	-Apropiada para cogeneración -Mayor tolerancia a las impurezas en el combustible	-Catalizador es costoso -Largos tiempos de arranque -Sensibilidad al

TIPO DE CELDA	ELECTROLITO	T° DE OPERACIÓN	TAMAÑO TÍPICO DE LA PILA	EFICIENCIA ELÉCTRICA	APLICACIONES TÍPICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
							sulfuro.
MCFC	Carbonatos fundidos de litio, sodio o potasio	600°-700°C	300kW-3MW (módulos de 300kW)	50%	-Generación distribuida -Generación a la red	-Alta eficiencia -Flexible con el tipo de combustible -Apropiada para cogeneración	-Corrosión y fractura de los componentes a altas temperaturas -Largos tiempos de arranque -Baja densidad de potencia
SOFC	Zirconio estabilizado con itrio	500°-1000°C	1kW-2MW	60%	-Potencia Auxiliar -Generación distribuida	-Alta eficiencia -Flexible con el tipo de combustible -Apropiada para cogeneración -Electrolito sólido -Ciclo híbrido de turbina y gas	-Corrosión y fractura de los componentes a altas temperaturas -Largos tiempos de arranque -Número limitado de apagadas.

4.7 Energía Solar Fotovoltaica

La palabra fotovoltaico proviene de **foto** que significa luz y de **voltaico** que significa electricidad que en conjunto no es más que electricidad generada a partir de la luz. La base del efecto fotovoltaico es la capacidad de algunos materiales semiconductores de generar electricidad a partir de la interacción con los fotones de la energía solar.

Cuando un fotón golpea el material semiconductor, la energía del mismo es asumida por el material que a su vez libera un electrón. Esta liberación de un electrón, provoca que quede libre una carga positiva o hueco.

Cuando el material semiconductor (silicio en la mayoría de los casos) es golpeado por una mayor cantidad de fotones (energía solar) más parejas de electrones libres y de protones generados por su fuga aparecerán y por ende mayor será la cantidad de corriente producida.

La manera en que se ha aprovechado el efecto antes mencionado, ha sido a partir de las **células solares**, las cuales no son más que delgadas láminas de un material semiconductor (silicio principalmente) con espesores entre los 0.25mm y 0.35mm y áreas de 100mm² (cuadrados de 10 mm por 10mm).

Los voltajes de cada una de las células son adicionados con el de otras células en un **panel solar**, donde se colocan en serie 36 unidades, alcanzando una superficie de panel típica entre 0.5m² y 1.3m².

De la misma manera varios paneles solares son interconectados y así se logra un **generador fotovoltaico** con las características de voltaje y de potencia requeridas.

Como nuestra energía solar es intermitente y debemos poder garantizar en nuestras cargas críticas una energía ininterrumpida durante el día, debemos adicionar al sistema un **acumulador**, que para nuestro proyecto será a partir de celdas de combustible (con hidrógeno como principal combustible), las cuales ya mencionamos y explicamos en el apartado anterior.

Como nuestras celdas de hidrogeno deben recibir un voltaje y una corriente determinadas, debemos agregar también un **regulador de carga**, el cual evitara que pase demasiada corriente hacia las celdas y que a su vez estén permanezcan cargadas para suplir la demanda en las horas de la noche.

Las características técnicas a tener en cuenta para la escogencia de nuestro regulador de carga son:

- Voltaje de corte del panel
- Voltaje de corte de la celda de combustible
- Potencia de salida

- Impedancia Interna

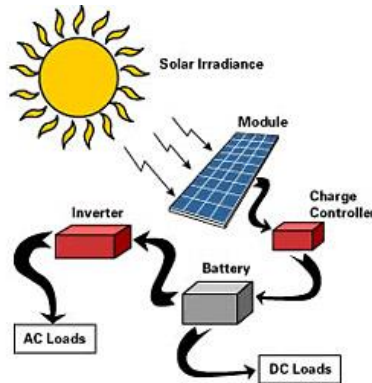
Dado que la potencia de salida en un generador fotovoltaico es en corriente directa y las cargas que usualmente existen en el mundo están para trabajar con corriente alterna, se debe adicionar un **inversor** al sistema, el cual nos permitirá convertir la energía generada por los paneles en corriente continua a una corriente alterna de 50 o 60Hz según la ubicación del panel (Europa 50Hz, América 60Hz) y por supuesto también convertir la energía almacenada en las celdas de combustible a corriente alterna para que sea consumida en las horas de la noche.

Los parámetros eléctricos que caracterizan a un inversor son:

- Potencia Máxima
- Razón de Conversión de Voltaje
- Eficiencia Energética
- Razón de Conversión de Intensidad
- Punto Óptimo de Trabajo
- Temperatura de Operación y Nivel de Aislamiento

En la siguiente figura se muestra el esquema de conexión del sistema solar fotovoltaico:

Figura 16. Esquema de Conexión del Sistema Solar Fotovoltaico



Fuente: <http://www.artinaid.com/2013/04/usos-de-la-energia-solar>

4.8 Procedimiento Para la Realización del Cálculo de la Reducción de Emisiones del Proyecto

La reducción de emisiones del proyecto se va a calcular conforme a lo establecido por la metodología AMS I.F “*Generación de Energía Renovable para el Auto Consumo*”, establecida por la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC sigla en español o UNFCCC sigla en inglés).

La metodología en cuestión es aplicable dado que:

La metodología comprende la generación de energía solar fotovoltaica (entre otras fuentes de energía renovable) para autoconsumo con una capacidad no superior a los 15MW. La energía renovable generada con el sistema solar fotovoltaico va a desplazar importaciones de energía del SIN que se suponen son energías generadas con fuentes más intensivas en CO₂ (energía generada por plantas térmicas con carbón o fuel oil por ejemplo) y que tienen un mayor impacto en el cambio climático.

Por lo anterior, la reducción de emisiones de GEI será aquella lograda al utilizar energía renovable a partir del sistema solar fotovoltaico en vez de energía importada del SIN o autogenerada con combustibles fósiles por las plantas térmicas objeto del proyecto.

Los límites del proyecto serán las instalaciones eléctricas a las que se les suministre la energía generada por el sistema solar fotovoltaico y el sistema eléctrico al que estén conectadas estas instalaciones (sistema interconectado nacional)

El escenario de línea base a partir del cual se realizará la cuantificación de las reducciones por el desplazamiento de energía de la red estará dado por la siguiente ecuación:

$$EB_y = EG_{LB, \text{ año}} * FE_{CO_2, \text{ año}}$$

Donde:

EB_y = Emisiones de línea base en el año (tCO₂).

$EG_{LB, \text{ año}}$ = Energía neta anual desplazada de la red o de la generación de la propia planta (ambas energías generadas con combustibles fósiles como suposición metodológica) como resultado de la implementación del sistema solar fotovoltaico (MWh).

$FE_{CO_2, \text{ año}}$ = Factor de emisión de la energía proveniente ya sea de la red (SIN) o de la propia planta térmica donde se está implementando el proyecto (tCO₂/MWh).

Para el cálculo del factor de emisión ($FE_{CO_2, \text{ año}}$) la metodología nos permite asumir un valor default de 0.25 tCO₂/MWh para sistemas eléctricos con consumo tanto de la red, como de la misma planta a la que pertenecen y donde la matriz energética a la que está conectada la planta tiene un porcentaje de generación con fuentes hidráulicas mayor al 50% (caso Colombia).

La metodología aplicable para el proyecto también nos dice que al ser con una fuente de generación de energía renovable (paneles solares), las emisiones de GEI causadas por el proyecto ($EP_{\text{ año}}$) pueden ser considerados como cero.

En relación a las fugas de GEI asociadas a la operación del proyecto ($FP_{\text{ año}}$), podemos considerarlas como cero para los proyectos donde la tecnología instalada es nueva.

Al haber definido las emisiones de línea base, las emisiones del proyecto y las fugas, la metodología nos dice que la reducción de emisiones de GEI en el año ($RE_{\text{año}}$) para el proyecto de desplazamiento de energía de la red y de la propia generación de la planta térmica con energía generada por un sistema solar fotovoltaico va a estar dada por:

$$RE_{\text{año}} = EB_y - EP_{\text{año}} - FP_{\text{año}} \text{ (tCO}_2 \text{ equivalente /año)} = EB_y$$

$$= EG_{LB, \text{ año}} * FECO_{2, \text{ año}} = EG_{LB, \text{ año}} \text{ (MWh)} * 0.25 \text{ (tCO}_2 \text{/MWh)}.$$

Así, la cuantificación de reducción de emisiones de GEI debida a la implementación de los sistemas solares fotovoltaicos en las centrales de Merilétrica y de Termodorada podrá ser monitoreada con la energía generada por cada uno de los sistemas en el año, aplicándoles el factor de emisión de 0.25 tCO₂/MWh.

5. ANÁLISIS - DIAGNÓSTICO

Para el análisis y diagnóstico de las diferentes alternativas de generación solar fotovoltaica para Merilétrica y Termodorada, se utilizaron los softwares de Cálculo **HOMER 2** (Micropower Optimization Model), versión 2.81, para la viabilidad financiera del proyecto con el uso de celdas de hidrógeno (el software permite la simulación de los tanques almacenadores de hidrógeno y del electrolizador) y **PVsyst, versión 6.32** (Study of Photovoltaic Systems) para la viabilidad técnica (diseño del sistema sin acumulación y con conexión a la red) y financiera.

5.1 Simulación con Homer:

Los diagramas esquemáticos simulados en HOMER tanto para Merilétrica, como para Termodorada se muestran a continuación:

Figura 17. Diagrama Esquemático Merilétrica

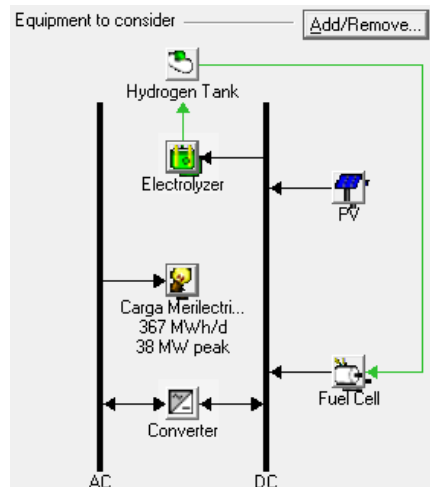
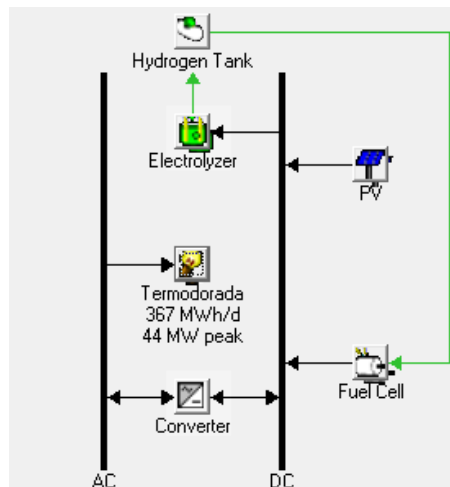


Figura 18. Diagrama Esquemático Termodorada



Antes de iniciar con la descripción de cada uno de los parámetros incluidos en los esquemáticos de Merilétrica y Termodorada, vamos a describir el recurso solar utilizado para realizar la simulación en la zona geográfica de ambas centrales:

Figura 19. Recurso Solar Merilétrica

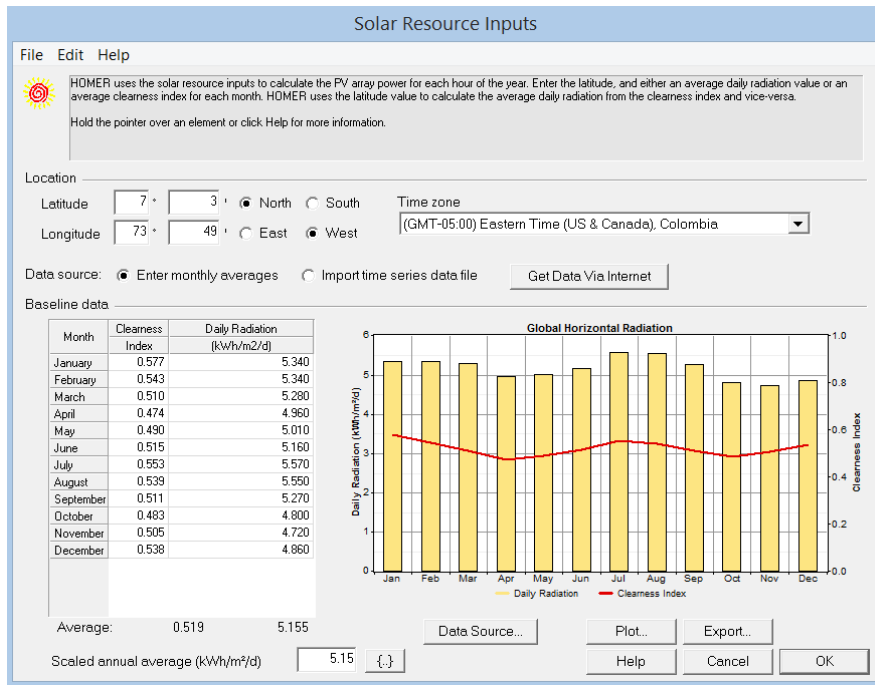
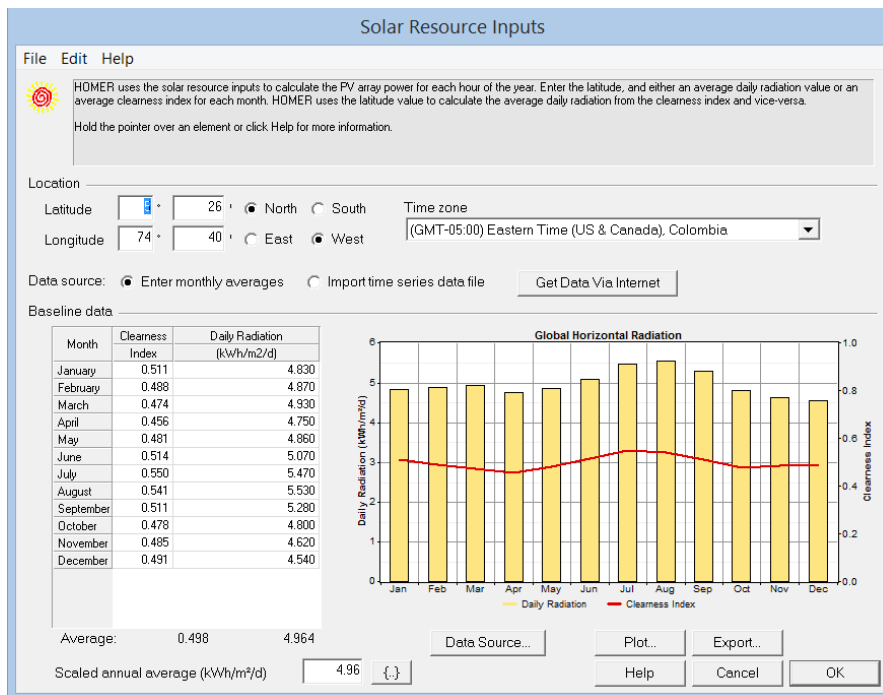


Figura 20. Recurso Solar Termodorada



Los datos de radiación solar son importados directamente por el software de la base de datos del National NREL por medio del sistema de Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA).

Como características generales de la radiación solar en ambas zonas, tenemos que su promedio diario es de 5.155 kWh/m²/día para Meriléctrica y 4.96 kWh/m²/día para Termodorada; que el índice promedio de claridad en el año es de 0.519 para Meriléctrica y 0.498 para Termodorada.

Ahora vamos a analizar uno a uno los componentes utilizados en el esquemático simulado en HOMER:

5.2 Perfil de Carga para Meriléctrica y Termodorada:

El perfil de carga para las centrales, se construyó a partir de las tablas con la información de equipos no críticos de la casa de máquinas y sus horas promedio de uso en el día.

Figura 21. Perfil de Carga Central Meriléctrica

Perfil de Carga Central Merilectrica						
Equipo	Cantidad	Potencia (W)	Total	Tiempo medio de uso (h/día)	Horas de Uso	
Aire acondicionado	10	1220	12200	8	8:00	16:00
Luminarias	96	39	3744	12	6:00	18:00
Televisor	2	60	120	0.5	10:00	11:00
Vídeo Beam	1	1775	1775	0.5	10:00	11:00
Microondas	1	700	700	0.5	12:00	13:00
Nevera	1	360	360	24	0:00	23:00
Enfriador de agua	2	83	166	24	0:00	23:00
Impresoras pequeña	1	20	20	1	10:00	11:00
Computador	6	100	600	8	8:00	16:00
Pantalla	4	60	240	8	8:00	16:00
Impresora grande	1	400	400	1	10:00	11:00
Lámparas de sodio	17	250	4250	10	20:00	6:00
Reflectores sodio	24	400	9600	10	18:00	4:00
Reflector de Mercurio	16	400	6400	10	20:00	6:00

Figura 22. Perfil de Carga Central Termodorada

Termodorada				
Equipo	Cantidad	Potencia (W)	Total	Tiempo medio de uso (h/día)
Alumbrado primer piso 2x 32 W	30	64	1920	12
Alumbrado Segundo Piso 2 x 32 W	10	64	640	12
Alumbrado Primer Piso 4 x 17 W	9	68	612	12
Alumbrado Segundo Piso 4 x 17 W	29	68	1972	12
Lámparas Segundo Piso Campana MH 220V	8	400	3200	6
Reflector Wall Pack 220 V	6	150	900	12
Bombillas Fluorescentes	7	23	161	8
Reflector Walpack Transformador SA	1	70	70	12
Lampara Antiexplosión Baterías	2	80	160	4
Alumbrado Portería	5	64	320	24
Tomas Portería y Baños	5	150	750	24
Tomas Cocineta Portería	2	1500	3000	12
Tomas Primer Piso	22	150	3300	24
Tomas Segundo Piso	20	150	3000	24
Toma Nevera	1	1500	1500	24
Toma Cafetera	1	1500	1500	12
Toma Microondas	1	1500	1500	4

Con lo anterior se obtiene el siguiente perfil de consumo horario para las centrales:

Figura 23. Perfil Horario de Carga Meriléctrica

Merilectrica					
0:00:00	1:00:00	20776	12:00:00	13:00:00	18010
1:00:00	2:00:00	20776	13:00:00	14:00:00	17310
2:00:00	3:00:00	20776	14:00:00	15:00:00	17310
3:00:00	4:00:00	20776	15:00:00	16:00:00	17310
4:00:00	5:00:00	11176	16:00:00	17:00:00	4270
5:00:00	6:00:00	11176	17:00:00	18:00:00	4270
6:00:00	7:00:00	4270	18:00:00	19:00:00	10126
7:00:00	8:00:00	4270	19:00:00	20:00:00	10126
8:00:00	9:00:00	17310	20:00:00	21:00:00	20776
9:00:00	10:00:00	17310	21:00:00	22:00:00	20776
10:00:00	11:00:00	19625	22:00:00	23:00:00	20776
11:00:00	12:00:00	17310	23:00:00	0:00:00	20776

Figura 24. Perfil Horario de Carga Termodorada

Termodorada					
0:00:00	1:00:00	8870	12:00:00	13:00:00	24505
1:00:00	2:00:00	8870	13:00:00	14:00:00	24505
2:00:00	3:00:00	8870	14:00:00	15:00:00	19484
3:00:00	4:00:00	8870	15:00:00	16:00:00	19484
4:00:00	5:00:00	8870	16:00:00	17:00:00	19484
5:00:00	6:00:00	8870	17:00:00	18:00:00	19484
6:00:00	7:00:00	19484	18:00:00	19:00:00	8870
7:00:00	8:00:00	19484	19:00:00	20:00:00	8870
8:00:00	9:00:00	22845	20:00:00	21:00:00	8870
9:00:00	10:00:00	22845	21:00:00	22:00:00	8870
10:00:00	11:00:00	24505	22:00:00	23:00:00	8870
11:00:00	12:00:00	24505	23:00:00	0:00:00	8870

Así, la información incluida en el HOMER para Meriléctrica y Termodorada, como perfil de carga fue:

Figura 25. Perfil de Carga Central Meriléctrica en HOMER

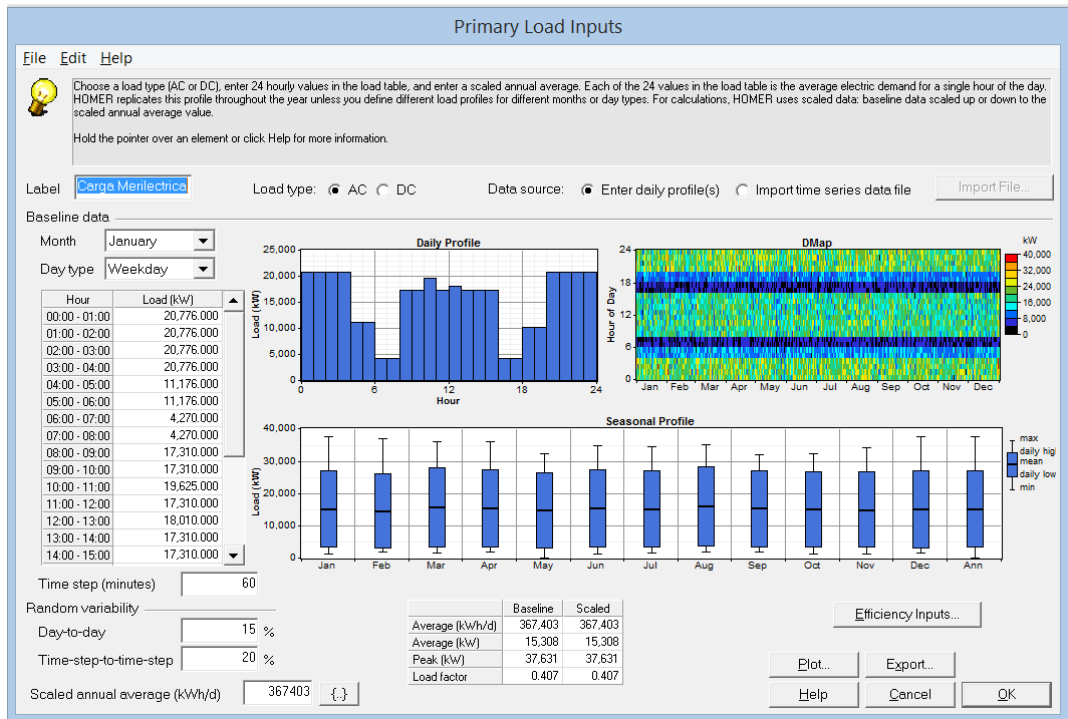
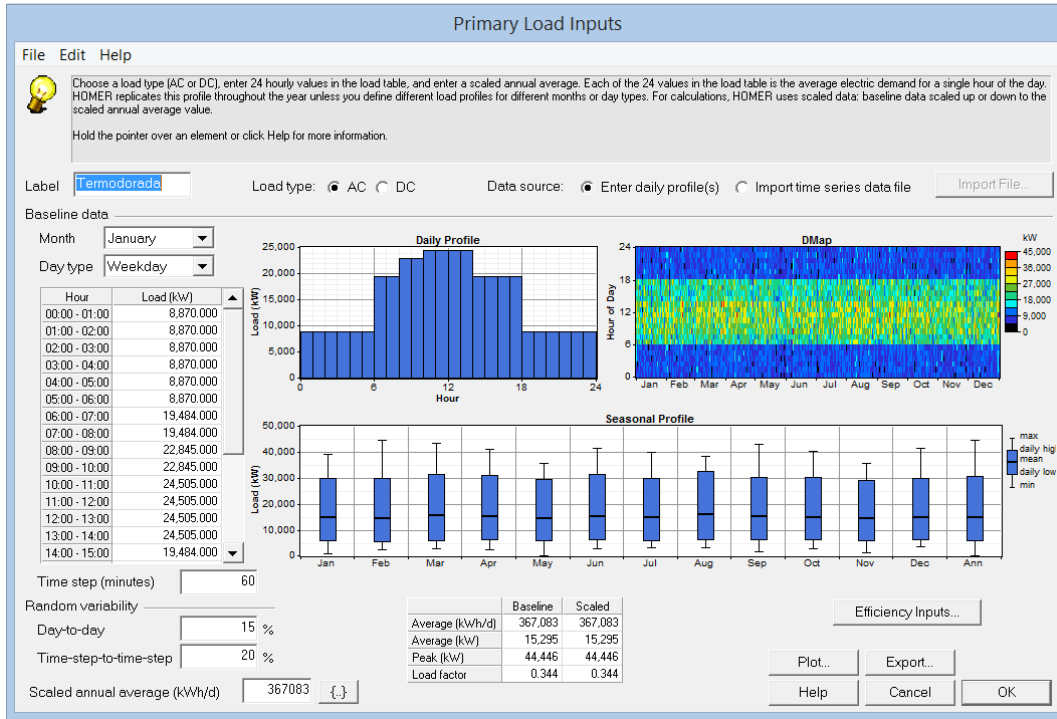


Figura 26. Perfil de Carga Central Termodorada en HOMER



Los resultados más relevantes obtenidos a partir del ingreso de los perfiles de carga fueron un promedio anual de consumo de **367,403 Wh/d**, con un pico de potencia de **37.63 kW**, un promedio de potencia de **15.3 kW** y un factor de carga del **40.7 %** para Meriléctrica y un promedio anual de consumo de **367,083 Wh/d**, con un pico de potencia de **44.44 kW**, un promedio de potencia de **15.3 kW** y un factor de carga del **34.4 %** para Termodorada.

Del análisis de los datos anteriores, tenemos que el hecho de que la radiación solar sea menor en la zona de ubicación de Termodorada, hace que en general se requiera un sistema solar más robusto para esta central (44,4kW pico en comparación con 37.63kW de Meriléctrica), aún con unas necesidades de carga menores.

5.3 Paneles Solares:

La información requerida por el software, he incluida para la simulación de los paneles (simulación financiera principalmente) fue:

Figura 27. Valores Paneles Solares Meriléctrica

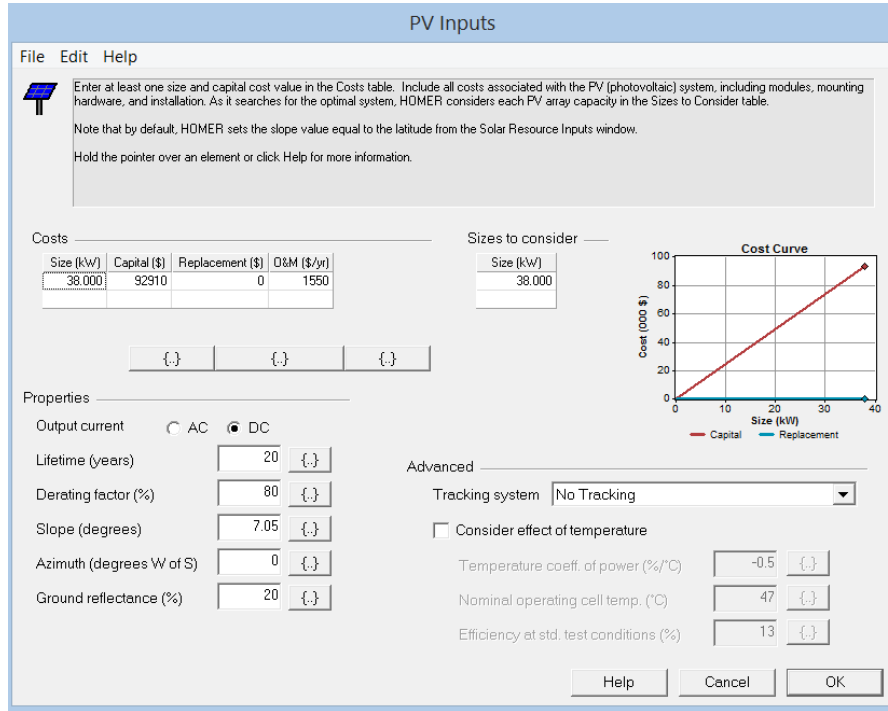
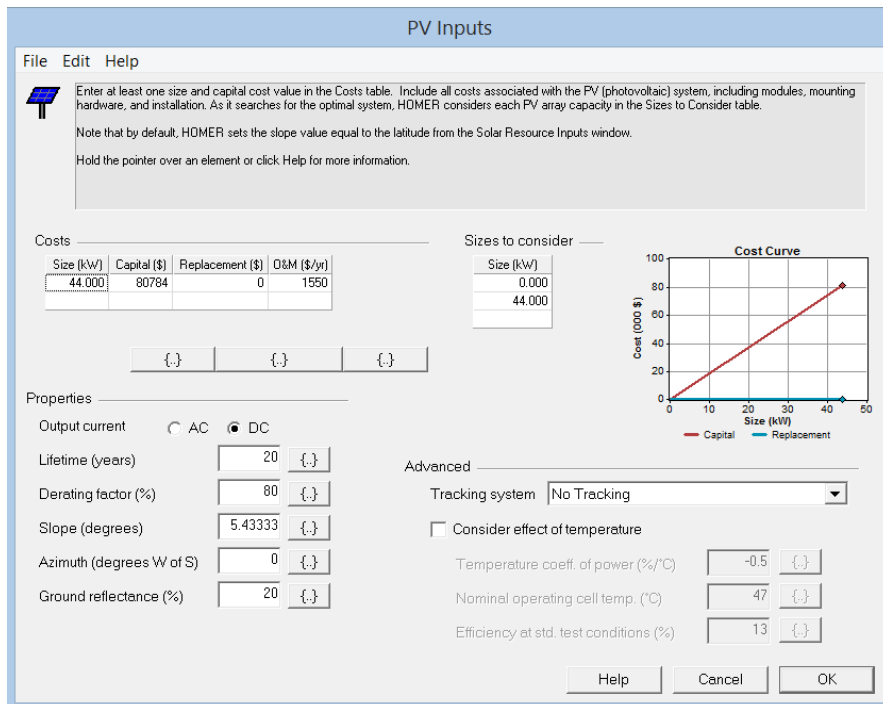


Figura 28. Valores Paneles Solares Termodorada



De la figura vemos como la potencia a entregar por los paneles ($\approx 38\text{kW}$ para Meriléctrica y $\approx 44\text{kW}$ para Termodorada), fue la establecida como pico en la caracterización de la carga.

Los otros parámetros ingresados para las simulaciones fueron:

5.3.1 Costo del Sistema Solar FV (Paneles, Inversor y Equipo Auxiliar):

A partir de las cotizaciones recibidas⁵ por diferentes fabricantes de sistemas solares, se realizaron las siguientes tablas para la definición del costo promedio total del sistema solar para alimentar 38kW y 44kW de carga respectivamente⁶:

Tabla 7. Cotizaciones Paneles y Elementos Asociados

	TIPO	POTENCIA [W]	REFERENCIA	PRECIO UNITARIO [COP\$]	Cantidad	PRECIO TOTAL [COP\$]	PRECIO TOTAL [USD\$]
COTIZACIÓN 1	PANEL SOLAR	255	VBMS255AE04	555,364	154	85,526,056	40,438
	MICROINVERSOR		ENPHASE	74,500,000	1	74,500,000	35,225
	MONITOREO		ENPHASE	1,400,000	1	1,400,000	662
	MATERIALES ELECTRICOS (Cable, Tornillos, etc)			7,523,000	2	18,431,350	8,715
	ESTRUCTURA METALICA PARA FIJAR LOS PANELES		N/A	5,726,000	2	14,028,700	6,633
	MANO DE OBRA		N/A	9,550,000	2	23,397,500	11,063
	SUPRESOR DE PICOS		TE02XCS104X	1,900,000	1	1,900,000	898
	COMISIONAMIENTO Y SUPERVISION		N/A	2,000,000	2	4,900,000	2,317
	Total Costos			103,154,364		224,083,606	105,950
	Costos [USD\$] x KW					2,241	
	PANEL SOLAR (Repuestos)	255	VBMS255AE04	574,000	3	1,722,000	814
MICROINVERSOR (Repuestos)		ENPHASE	2,500,000	1	2,500,000	1,182	
COTIZACIÓN 2	PANEL SOLAR DE HIT	240	VBHN240	682,273	154	105,070,042	49,679
	MICROINVERSOR		ENPHASE	79,000,000	1	79,000,000	37,352
	MONITOREO		ENPHASE	1,412,000	1	1,412,000	668
	MATERIALES ELECTRICOS (Cable, Tornillos, etc)			7,854,000	2	19,242,300	9,098
	ESTRUCTURA METALICA PARA FIJAR LOS PANELES			4,800,000	2	11,760,000	5,560
	MANO DE OBRA			10,000,000	2	24,500,000	11,584
	SUPRESOR DE PICOS		TE02XCS104X	1,900,000	1	1,900,000	898
	COMISIONAMIENTO Y SUPERVISION			4,900,000	2	12,005,000	5,676
	Total Costos			110,548,273		254,889,342	120,515
	Costos [USD\$] x KW					2,549	
	PANEL SOLAR (Repuestos)	240	VBHN240	682,273	3	2,046,819	968
MICROINVERSOR (Repuestos)		ENPHASE	2,500,000	1	2,500,000	1,182	

⁵ Las cotizaciones que se recibieron fueron para el sistema solar de Merilectrica, correspondiente a 154 paneles solares, el inversor y el equipo anexo. Los valores unitarios de esta cotización se extrapolaron para el sistema de Termodorada.

⁶ El tutorial del software sugiere para este valor, la inclusión no solo de los paneles, sino de todos los elementos anexos a ellos (sistema de monitoreo, materiales eléctricos, mano de obra, estructura de fijación, etc.).

	TIPO	POTENCIA [W]	REFERENCIA	PRECIO UNITARIO [COP\$]	Cantidad	PRECIO TOTAL [COP\$]	PRECIO TOTAL [USD\$]	
COTIZACIÓN 3	Paneles Policristalinos	250	Solar Word	661,300	154	101,840,200	48,151	
	Micro Inversor		ENPHASE	64,296,000	1	64,296,000	30,400	
	ESTRUCTURA METALICA PARA FIJAR LOS PANELES			13,200,000	2	32,340,000	15,291	
	MONITOREO		ENVOY	6,600,000	1	6,600,000	3,121	
	MATERIALES ELECTRICOS (Cable, Tornillos, etc)			3,724,000	2	9,123,800	4,314	
	MANO DE OBRA			12,000,000	2	29,400,000	13,901	
	SUPRESOR DE PICOS		TE02XCS104X	1,900,000	1	1,900,000	898	
	COMISIONAMIENTO Y SUPERVISION		N/A	4,900,000	2	12,005,000	5,676	
	Total Costos			107,281,300		257,505,000	121,752	
	Costos [USD\$] x KW					2,575		
	PANEL SOLAR (Repuestos)			Solar Word	661,300	3	1,983,900	938
	MICROINVERSOR (Repuestos)			ENPHASE	2,115,000	1	2,115,000	1,000

De las cotizaciones recibidas, se obtuvo el siguiente costo promedio para los sistemas solares:

Tabla 8. Costo Promedio Sistema Solar FV

Precio Promedio Cotizaciones USD\$/kW	2,455
---------------------------------------	--------------

Dado que se van a calcular sistemas de 38kW y 44kW respectivamente con costos promedio de USD\$ 2,445/kW, los valores ingresados al software fueron: **USD\$ 93,290** para Meriléctrica y **USD\$ 108,000** para Termodorada.

Para los costos de Operación y Mantenimiento del sistema (O&M Cost), se tomaron también los promedios de las 3 cotizaciones realizadas, obteniendo un valor anual de O&M cost de **USD\$ 1,550**.

Vale la pena mencionar en este punto, que la tasa de cambio (Dólar/ Peso Colombiano) utilizada para realizar las conversiones y los cálculos, fue la tasa promedio de cambio⁷ registrada en 2014 por el banco emisor oficial de Colombia (Banco de La Republica) con un valor de **COP\$ 2,115** pesos Colombianos por dólar americano.

Para el caso Colombiano, la tasa de cambio es un factor bastante relevante al momento de realizar la evaluación financiera de un proyecto, dado que esta fluctúa constantemente en el año y es muy dependiente del precio del petróleo a nivel internacional.

Para aterrizar la idea anterior analizamos la coyuntura que se tiene para el primer mes de 2015, donde se tiene una tasa de cambio COP\$/USD\$ = 2,400, que incrementaría el costo de los proyectos en un 13%. Lo anterior causado por la baja cotización del petróleo para este mes (menos de USD\$ 45 por galón).

Los datos técnicos generales del sistema que se ingresaron al software fueron:

⁷ Teniendo en cuenta un valor promedio anual para 2014 de tasa de cambio de COP\$2,115 /USD\$. Ver: <http://www.banrep.gov.co/es/trm> , Serie histórica para el año 2014.

Tabla 9. Datos Técnicos Generales

Corriente de Salida	Corriente DC. La salida de los paneles solares será en corriente directa, la cual posteriormente, a través del inversor, se transformara a corriente alterna.
Factor de Disminución	77%, factor de disminución de la eficiencia para sistemas solares fotovoltaicos (polvo, divergencias, etc.), tomado de NREL ⁸
Pendiente	7.05° (Latitud Merilétrica) y 5.43°(Latitud Termodorada)
Azimut	0° (Paneles orientados al sur)
Reflectancia del Suelo (Albedo)	20% fue el valor de radiación solar incidente en el suelo del lugar donde se van a instalar los paneles (suelos de concreto y tejados en concreto) en Merilétrica y Termodorada.

5.4 Inversor:

La información ingresada para la simulación de los inversores fue:

Tabla 10. Datos Técnicos Generales Inversor

Potencia	38 kW y 44kW
Costo inversor (USD\$/kW)	USD\$ 1,000. Este valor se tomó del promedio de las cotizaciones hechas en la tabla 7.
Eficiencia Inversor	96%, Eficiencia de conversión de la potencia DC a AC.
Tiempo de vida Inversor	15 años. Tomado de la especificación técnica enviada para cada uno de los inversores.
Costos de O&M	USD\$100/año, tomados de las cotizaciones de servicio.

⁸ <http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/pvwatts/version1/derate.cgi>

Figura 29. Valores Inversor Meriléctrica

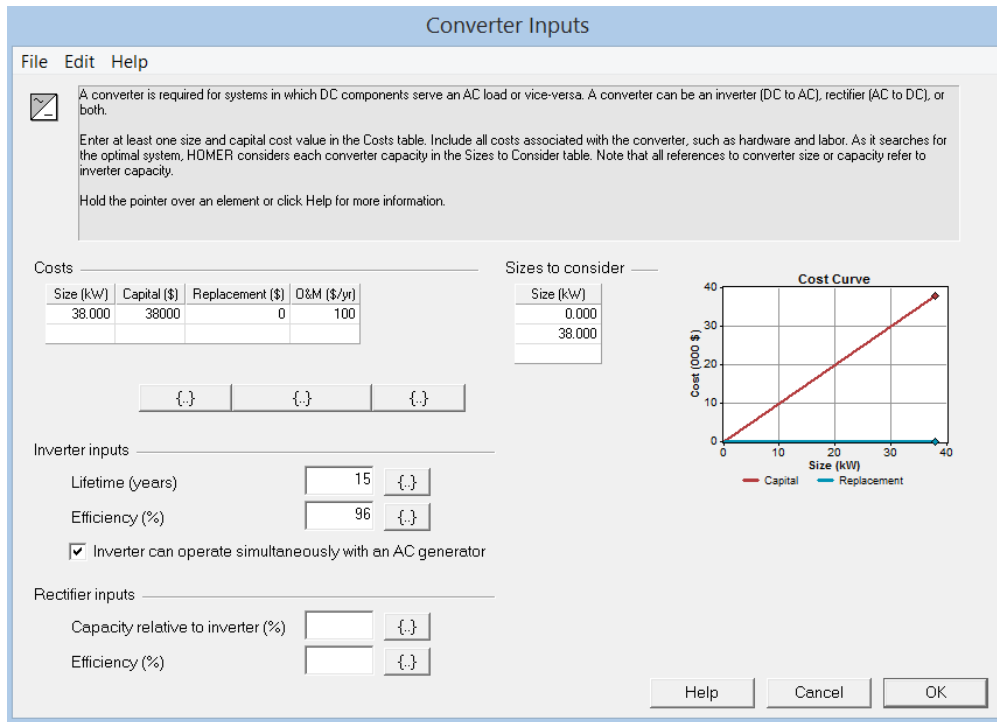
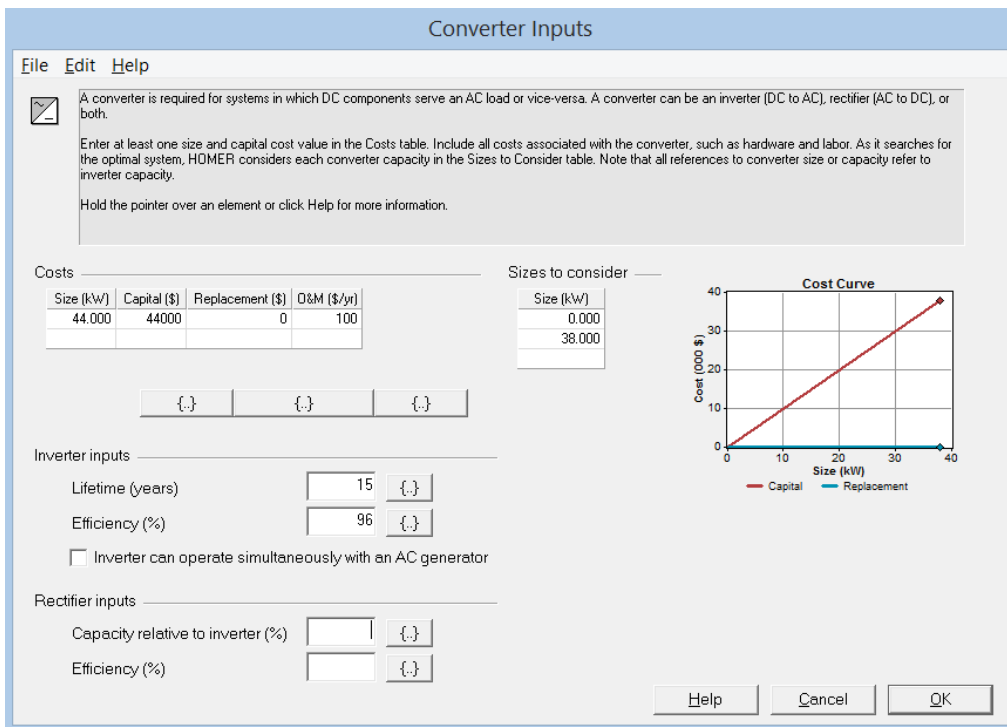


Figura 30. Valores Inversor Termodorada



5.5 Sistema de Acumulación (Electrolizador, Tanque de H2 y Celda de Combustible)

El sistema de acumulación seleccionado para la simulación, consiste en una celda de combustible del tipo PEM (Electrolizador Reversible de Membrana de Intercambio de Protones) y tanque de almacenaje de hidrogeno del tipo Sales de Metal Hidruro.

Dado que el software simula de manera independiente la celda, el tanque de almacenamiento y el electrolizador, se muestra a continuación la información ingresada para cada uno de ellos en el software HOMER:

Tabla 11. Datos Técnicos Generales Electrolizador

Potencia	38 kW y 44 kW respectivamente
Costo (USD\$/kW)	USD\$ 3,150. Valor tomado de cotizaciones hechas ⁹ .
Tipo	DC, Electrolizador reversible (Entrada DC, salida N ₂ ; Entrada N ₂ , salida DC).
Eficiencia Inversor	40%, Eficiencia de electrolización directa e inversa ¹⁰
Tiempo de vida Inversor	15 años. Tomado de la especificación técnica enviada para cada uno de los inversores.
Costos de O&M	USD\$100/año, tomados de las cotizaciones de servicio enviadas por el fabricante ¹¹ .
Ratio de Carga Mínimo	Es la mínima potencia a la cual el electrolizador puede operar. Para el ejercicio se consideró el 1% de la potencia nominal, dado que se requiere que entre a suplir la carga inmediatamente comienza a disminuir la radiación solar.

⁹ Cotización para celdas de combustible del tipo PEM, referencia H-5000, 5kW de Potencia, con un costo por kW de USD\$3,150.

Cotización realizada por Horizon Fuel Cell. www.horizonfuelcell.com

¹⁰ En un electrolizador, la eficiencia está relacionada con el contenido energético (basado en el valor calorífico superior) del hidrógeno producido, dividido por la cantidad de electricidad consumida. Para la referencia consultada, tenemos una eficiencia del 40%.

¹¹ Cotización para celdas de combustible del tipo PEM, referencia H-5000, 5kW de Potencia, con un costo por kW de USD\$3,150. Cotización realizada por Horizon Fuel Cell. www.horizonfuelcell.com

Figura 31. Valores Ingresados Homer Meriléctrica

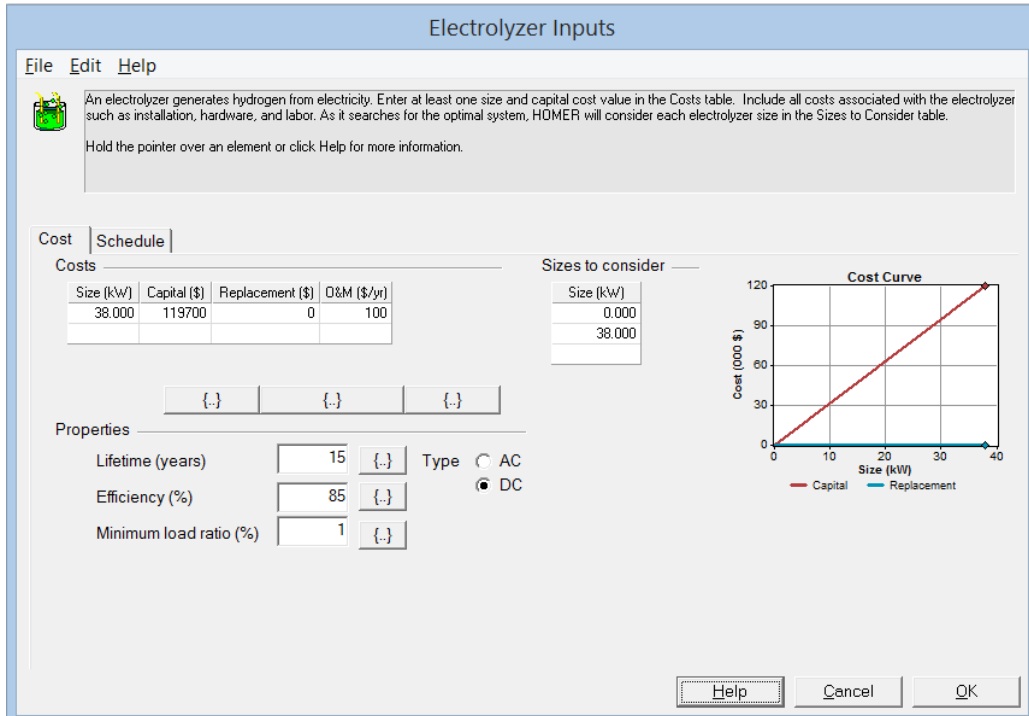


Figura 32. Valores Ingresados Homer Termodorada

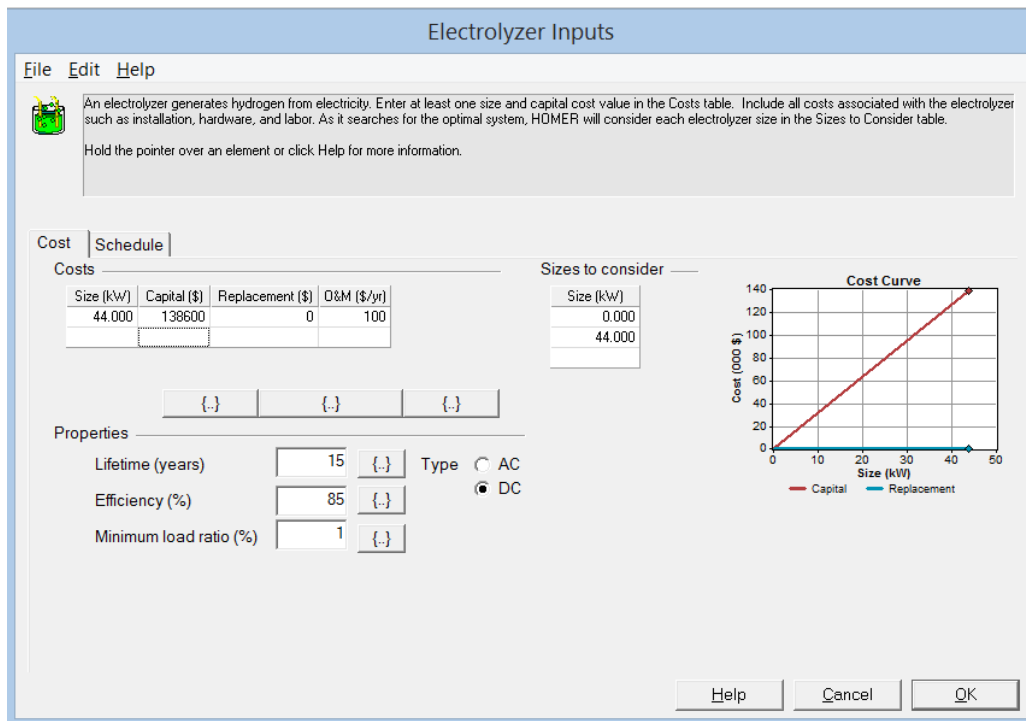
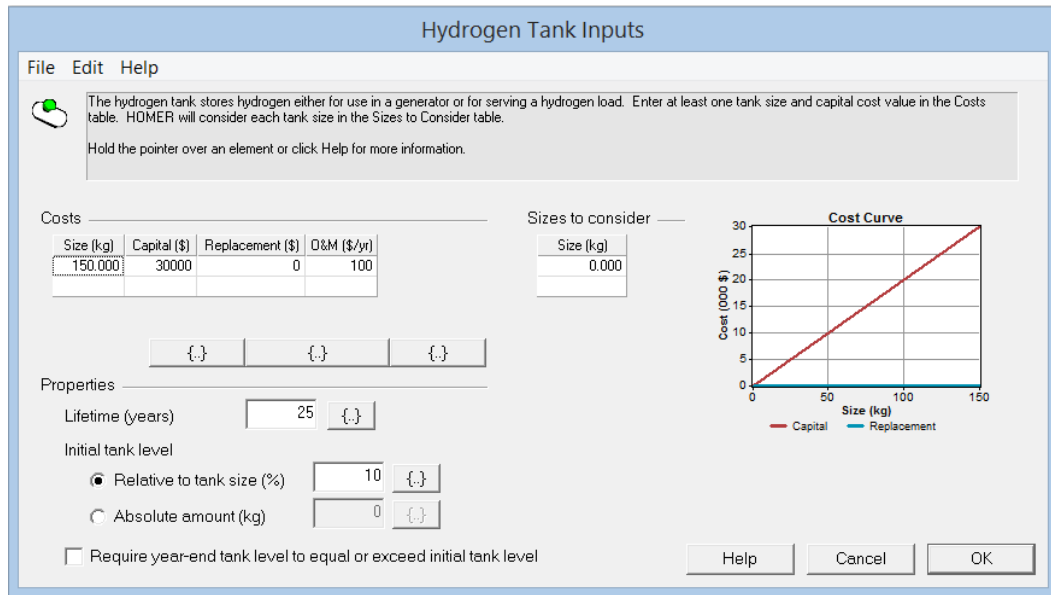


Tabla 12. Datos Técnicos Generales Tanque Almacenador H₂

Capacidad	150 kg (Capacidad promedio para una carga de 30kW) ¹²
Costo (USD\$/kg)	USD\$ 200. Valor asumido de los estudios consultados en las referencias /13/, /12/, /11/.
Tipo	Tanque de metal hidruro
Nivel Inicial del Tanque	10% del volumen. Valor default establecido por el software para la simulación.
Tiempo de vida	25 años. Valor asumido de los estudios consultados en las referencias /13/, /12/, /11/.
Costos de O&M	USD\$100/año, Valor asumido de los estudios consultados en las referencias /13/, /12/, /11/.

Figura 33. Valores Ingresados Homer



¹² <http://www.pragma-industries.com/products/hydrogen-storage/mh10m-metal-hydride-tank/>

Tabla 13. Datos Técnicos Generales Celda de Combustible

Costo (USD\$/kW)	USD\$ 3,150. Valor tomado de cotizaciones hechas. Para efectos de la simulación se colocó 0, dado que este costo ya está incluido en el electrolizador. La cotización citada en la tabla del electrolizador considera un sistema compuesto por celda y electrolizador y equipos adicionales necesarios.
Tipo	Celda de corriente directa.
Ratio de Carga Mínimo	Es la mínima carga a la cual la celda puede operar. Para el ejercicio se consideró el 1% de la potencia nominal, dado que se requiere que entre a suplir la carga inmediatamente comienza a disminuir la radiación solar.
Tiempo de vida	15,000 horas. Valor asumido de los estudios consultados en las referencias /13/, /12/, /11/, /10/.
Costos de O&M	USD\$100/año, Valor asumido de los estudios consultados en las referencias /13/, /12/, /11/.

Figura 34. Valores Ingresados Homer Merilétrica

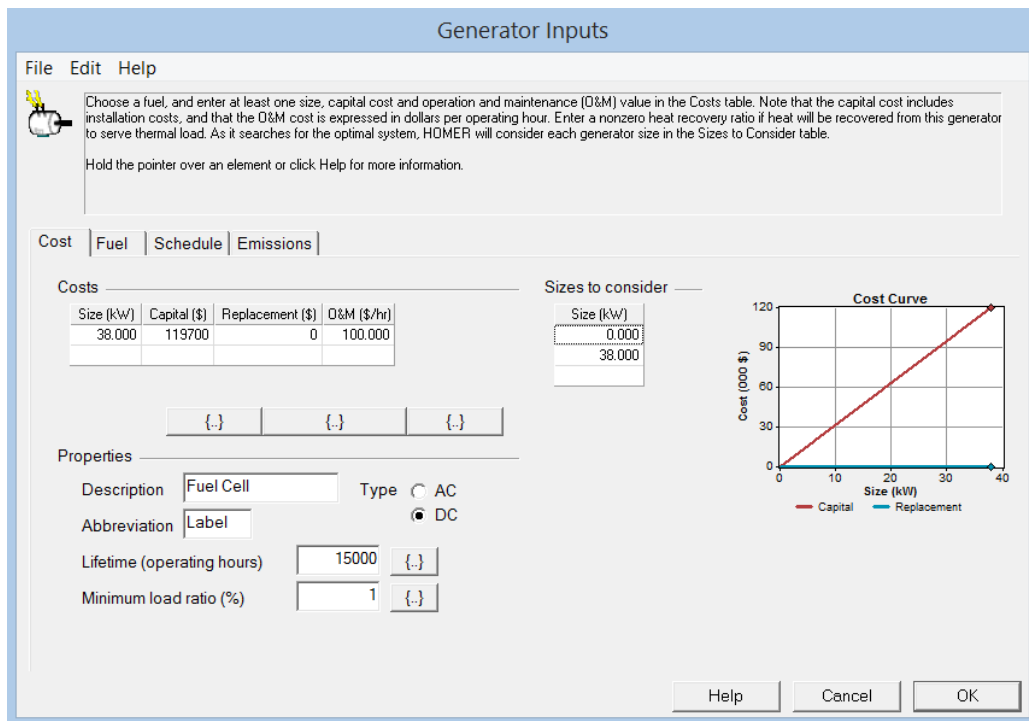
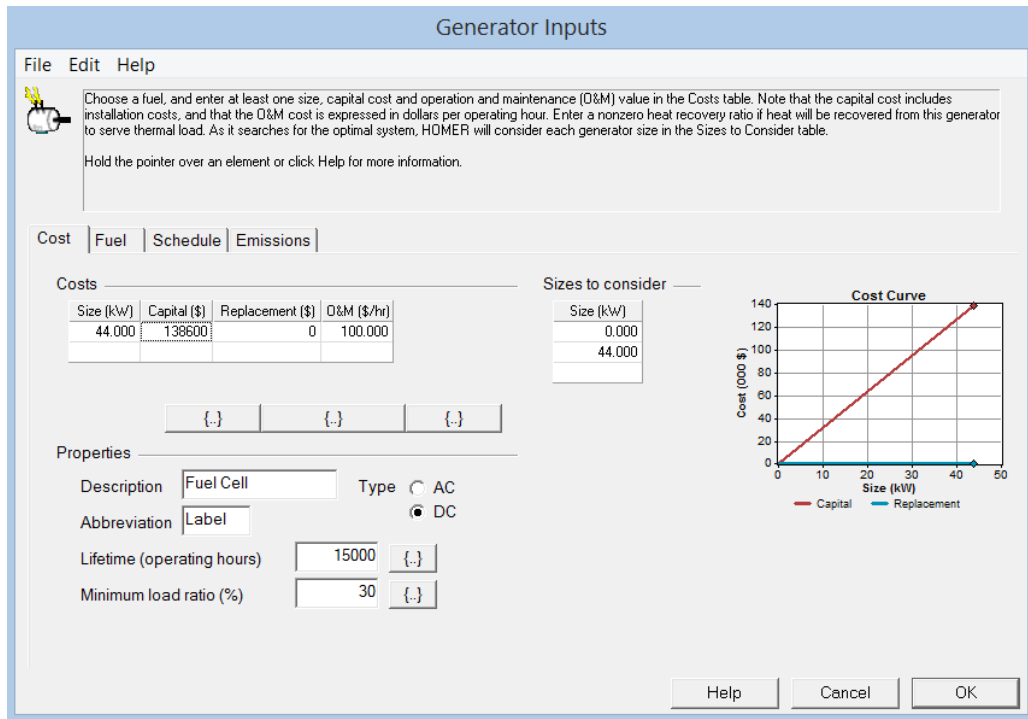


Figura 35. Valores Ingresados Homer Termodorada



5.6 Resultados Financieros de la Simulación con Homer:

Los resultados de la simulación con el software son presentados en las siguientes tablas:

Tabla 14. Resultados Financieros Meriléctrica y Termodorada

	Meriléctrica	Termodorada
Valor Presente Neto	USD\$ 274,650	USD\$ 337,819
Costo Nivelado de Energía ¹³	USD\$ 0.794/kWh	USD\$ 0.976/kWh
Costos de Operación	USD\$ 1,750 /año	USD\$ 1,750 /año

De los resultados anteriores vemos como el valor presente neto para las inversiones necesarias para el sistema solar fotovoltaico de la central Termodorada es un 23% mayor que el necesario para la central Meriléctrica, lo cual corresponde con el menor valor anual de radiación solar, y el menor factor de carga en Termodorada, que exige incluir mayor cantidad de paneles solares.

Los costos nivelados de energía para cada uno de las centrales¹⁴ (USD\$0.79/kW para Meriléctrica y USD\$0.97/kW para Termodorada) comparados con los usuales para la

¹³ El costo nivelado de energía es el costo promedio por kWh de energía eléctrica producida por el sistema.

energía generada a partir de fuentes hidráulicas a filo de agua en pequeña escala en Colombia¹⁵ (USD\$0.19/kW) son excesivamente superiores (5 veces), haciendo inviable financieramente la implementación de los sistemas solares fotovoltaicos con acumuladores de nitrógeno para la alimentación de cargas no críticas aún con las ayudas financieras entregadas por la ley de energías renovables, recientemente aprobada en el país¹⁶.

Por lo anterior el grupo concluye que la realización de un proyecto de generación solar fotovoltaica con acumulación (ya sea con celdas de hidrógeno o con baterías) en una región donde es posible tener respaldo de la red eléctrica no es justificable ni financiera ni técnicamente.

5.7 Simulación de los Sistemas Solares sin Acumulación y Conectados a la Red con PVsyst 6.3.2

Los perfiles de carga utilizados para la simulación son los mismos descritos en la sección 5.2, con valores pico de potencia para Meriléctrica y Termodorada respectivamente de **38 kW y 44 kW**.

El recurso solar utilizado para las simulaciones con PVsyst corresponde al de la misma base de datos utilizada por el software HOMER (Base de datos del National NREL por medio del sistema “Solar and Wind Energy Resource Assessment SWERA”) y presentada en la figura 19.

Los datos introducidos al software se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 15. Información Meriléctrica PVsyst

Parámetros Generales	
Lugar Geográfico	Barrancabermeja, Colombia
Ubicación	Latitud: 7°Norte, Longitud: 73.9°W, Altitud: 89m, Albedo ¹⁷ : 0.20
Datos Climatológicos	NASA-SEE, 1983-2005

¹⁴ Teniendo en cuenta un valor promedio anual para 2014 de tasa de cambio de COP\$2,115 /USD\$. Ver: <http://www.banrep.gov.co/es/trm> , Serie histórica por año.

¹⁵ Para la determinación del costo promedio de la energía pagada en cada una de las centrales, se utilizaron las facturas de energía del año 2014; obteniendo un valor promedio de COP\$400/kW o USD\$0.19/kW.

¹⁶ <http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY%201715%20DEL%2013%20DE%20MAYO%20DE%202014.pdf> , página 11, capítulo III.

¹⁷ El albedo es el porcentaje de radiación luminosa reflejada por una superficie hacia los paneles solares. Se ha utilizado el valor default de 0.20 para nuestros sistema, dado que este es el valor para superficies terrestres sin vegetación.

Parámetros de Simulación	
Orientación Plano Receptor ¹⁸	10°
Acimut ¹⁹	0°
Perfil de Obstáculos y Sombras Cercanas	Sin perfil de obstáculos y sin sombras cercanas
Características Sistema Solar Fotovoltaico	
Tipo de Módulo	Paneles solares de Silicio Poli Cristalino
Fabricante Módulo	Solar World
Modelo Módulo	SW 250 Poly
N° Módulos FV en Serie	22 Módulos
N° Módulos FV en Paralelo	7 cadenas
N° Total Módulos	154 Módulos
Potencia / Módulo	250Wp
Potencia Nominal	38.5 kWp
Potencia Real (STC ²⁰ 50°C)	33.9 kWp
V _{MPP} / I _{MPP} ²¹	595 V / 57 A
Superficie Total Módulos	258 m ²
Fabricante Inversor	Sungrow
Modelo Inversor	SG36KU
Tensión Operación Inversor	280 V – 950 V
Potencia Nominal Unitaria Inversor	36 kW AC
Factores de Pérdidas Sistema FV	
Factor de Pérdidas Térmicas	20 W/m ² K

¹⁸ Se considera un ángulo de inclinación de 10° para que los paneles sean autolimpiantes por efecto de la inclinación.

¹⁹ La orientación o acimut optimo de un sistema solar fotovoltaico coincide con el ecuador del observador $\theta=0^\circ$ (hacia el sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur) y es la orientación en la que se aprovecha de modo más completo la radiación del sol a lo largo del año.

²⁰ Standard Temperature Conditions ó Condiciones de Temperatura Estandar en Castellano.

²¹ At Maximum Power Point ó en el Punto Máximo de Potencia en castellano.

Pérdida Óhmica en el Cableado	178mΩ / 1.5% en STC
Pérdidas Mismatch Módulos	1% en MPP

Tabla 16. Información Termodorada PVsyst

Parámetros Generales	
Lugar Geográfico	La Dorada, Colombia
Ubicación	Latitud: 5.5°Norte, Longitud: 74.7°W, Altitud: 190m, Albedo ²² : 0.20
Datos Climatológicos	NASA-SEE, 1983-2005
Parámetros de Simulación	
Orientación Plano Receptor	10°
Acimut	0°
Perfil de Obstáculos y Sombras Cercanas	Sin perfil de obstáculos y sin sombras cercanas
Características Sistema Solar Fotovoltaico	
Tipo de Módulo	Paneles solares de Silicio Poli Cristalino
Fabricante Módulo	Solar World
Modelo Módulo	SW 250 Poly
N° Módulos FV en Serie	13 Módulos
N° Módulos FV en Paralelo	13 cadenas
N° Total Módulos	169 Módulos
Potencia / Módulo	250Wp
Potencia Nominal	42.3 kWp
Potencia Real (STC 50°C)	37.2 kWp
V _{MPP} / I _{MPP}	351 V / 106 A
Superficie Total Módulos	283 m ²

²² El albedo es el porcentaje de radiación luminosa reflejada por una superficie hacia los paneles solares. Se ha utilizado el valor default de 0.20 para nuestros sistema, dado que este es el valor para superficies terrestres sin vegetación.

Fabricante Inversor	Leonics
Modelo Inversor	GTP -507 Single
Tensión Operación	300 V – 600 V
Potencia Nominal Unitaria	40 kW AC
Factores de Pérdidas Sistema FV	
Factor de Pérdidas Térmicas	20 W/m ² K
Pérdida Óhmica en el Cableado	57 mΩ / 1.5% en STC
Pérdidas Mismatch Módulos	1% en MPP

5.7.1 Resultados Técnicos y Financieros para Merilétrica con PVsyst 6.3.2

Los resultados técnicos para el sistema solar fotovoltaico de Merilétrica se presentan a continuación:

Tabla 17. Resultados Técnicos Merilétrica PVsyst

Energía Producida Total	58.62 MWh / año
Energía Especifica ²³	1,523 kWh / kWp /año
Factor de Rendimiento ²⁴	80%
Potencia Nominal	38.5 kWp
Potencia Real	33.9 kWp

De la tabla anterior podemos ver como la producción anual de energía del sistema solar FV (58,620 kWh) en relación con la necesidad energética total para la alimentación de las cargas no críticas de la central Merilétrica en las horas con sol ($0.5 \cdot 367.4 \text{ kWh/día} \cdot 365 \text{ días} = 67,050 \text{ kWh}$) es del 87% ($58,620 / 67,050 = 87 \%$), causado por la posibilidad de tener horas en el día nubladas y por las pérdidas energéticas tanto en los paneles, como en el inversor. Lo anterior nos obligara a hacer consumos de energía de la red del orden del 13% en las horas diurnas y el restante 87% será la energía que podremos obtener de nuestro sistema.

²³ Energía por unidad de watio fotovoltaico

²⁴ La cantidad de energía solar obtenida a través de la tecnología solar utilizada, dividido por el total de la energía requerida.

En relación con el rendimiento del sistema solar FV, tenemos que la configuración seleccionada nos da un rendimiento del 80%, lo que para este tipo de sistemas es considerado adecuado.

La producción específica de energía (KWh) por kW fotovoltaico (kWp) es de 1,523 kWh lo que para la potencia nominal generada por el sistema (38.5 kWp) nos da un total de 58,620 kWh.

La energía específica del sistema es un 12% inferior a lo que se esperaría para sistemas con promedios de radiación como los de Barrancabermeja (5,200 Wh/m²), lo que se puede explicar debido a las altas temperaturas en la zona, a la alta humedad y a las condiciones recurrentes de nubosidad a lo largo del año. Lo anterior, pese a los elevados niveles de radiación disminuye la eficiencia del sistema y por ende la generación anual.

Para la verificación de lo mencionado anteriormente, se planteó la posibilidad de analizar configuraciones de sistemas FV con paneles de silicio amorfo como otra alternativa tecnológica para ver si mejoraba o no el desempeño con la temperatura, la humedad y la nubosidad y como podría impactar o no en una mejora en la energía específica del sistema.

Se realizó la simulación con paneles de silicio amorfo para la central Termodorada, obteniendo los siguientes resultados:

Sistema FV Termodorada Conectado a la Red		
Simulación	Simulación Silicio Policristalino	Simulación Silicio Amorfo
Marca Panel	Solar World	Next Power
Referencia Panel	250 Wp 26V Si-Poly SW250 Poly	170 Wp 58V uSi-aSiH
Inversor	Leonics 40KW GTP-507 Single	Leonics 40KW GTP-507 Single
Número de Paneles Sistema	169	255
Superficie Modulos	283m ²	393 m ²
Potencia Nominal Generada	42,3KWp	43,4 KWp
Energía Producida	58.81 MWh/año	65.27 MWh/año
Produccion especiica	1392 KWh/KWp/año	1506 KWh/KWp/año

Los resultados obtenidos mostraron un incremento del 8% en la producción específica de kWh/kWp en el año.

Lo anterior nos supone que es posible evaluar alternativas con diferentes tecnologías de paneles solares, las cuales pueden ayudar a mitigar los efectos de temperatura, humedad y nubosidad recurrentes en las locaciones de cada uno de los proyectos.

Con la simulación anterior se verifica que efectivamente la baja energía específica tanto para Termodorada como para Merilectrica es causada por las condiciones recurrentes de nubosidad, altas temperaturas y humedad.

Continuando con los resultados obtenidos con PVsyst para Merilectrica, tenemos de la tabla 15, que el sistema requerirá de 154 Módulos con una configuración de 22 módulos en serie por 7 módulos en paralelo, que ocupará un área de 258m² (16m x 15 m).

Figura 36. Disposición Geométrica Sistema Solar FV Meriléctrica

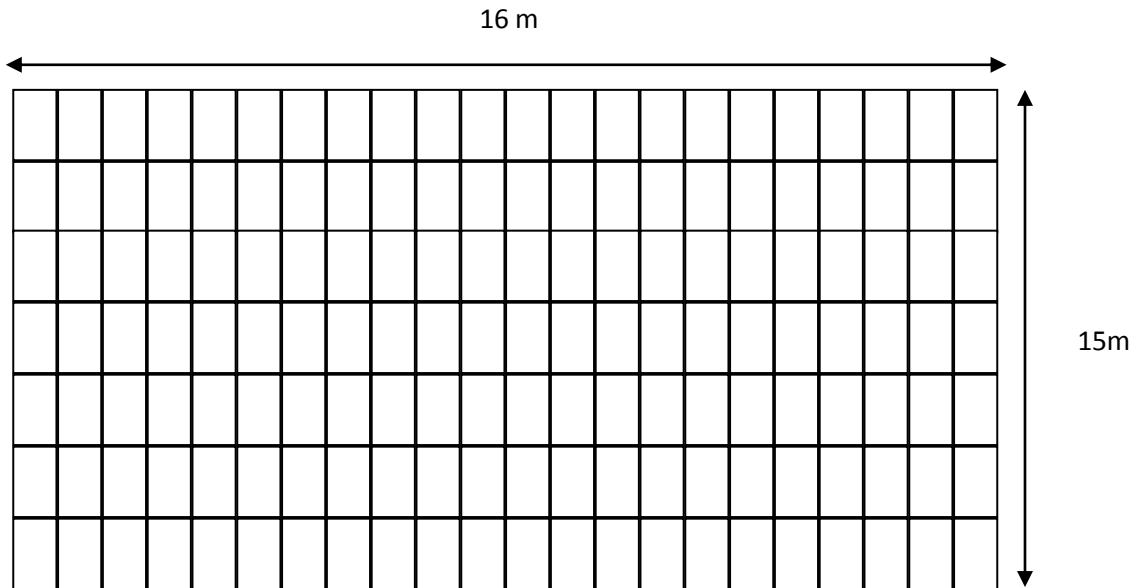


Figura 37. Posibles Lugares de Ubicación Sistema Solar FV Meriléctrica



Tenemos que la zona 1 corresponde a las cubiertas del edificio de control y el almacén, las cuales están organizadas como un techo a dos aguas y corresponden a la zona de mayor preferencia para la instalación del sistema solar FV.

La zona 2 corresponde a la cubierta de concreto del edificio administrativo de la central, la cual sería la primera zona opcional para la instalación en caso de no poder utilizar la zona 1.

Las zonas 3, 4 y 5 corresponden a zonas verdes, en las cuales se podría instalar el sistema FV en caso de no poder realizarse en las zonas 1 o 2. Estas zonas están a nivel de piso.

Los resultados financieros para el sistema solar fotovoltaico de Merilétrica se presentan a continuación:

Tabla 18. Resultados Financieros Sistema FV Merilétrica

Inversión Total (USD\$)	USD\$ 91,420 ²⁵
Interés Préstamo	12%
Longitud Préstamo	9 años
Costo Anual Préstamo	USD\$ 16,180
Costo anual de Explotación ²⁶	USD\$1,550
Costo de Energía	USD\$ 0.30 / kWh
Costo Específico	USD\$ 2.37 / Wp
Tasa Interna de Retorno	9.7%
Periodo de Recuperación	9 años

De la tabla anterior, tenemos que la inversión total, corresponde a los siguientes ítems:

Tabla 19. Costos Financieros Desagregados

Módulos FV	$P_{nom} = 250 \text{ Wp}$, 154 unidades, 301 USD\$ / unidad, USD\$ 46,333
Soportes / Integración	150 Unidades, USD\$ 18/unidad, USD\$ 2,707
Inversor:	$P_{nom} = 36.0 \text{ kW AC}$, 1 unidad, USD\$ 33,375
Ajustes	General, USD\$ 3,757

²⁵ La inversión total incluyó los impuestos incurridos para Colombia y excluyó aquellos subensionables por la regulación existente (Impuesto a la renta).

²⁶ Coste de explotación = Coste industrial + costes generales de administración y venta + mano de obra indirecta de administración y ventas, mtto.

Cableado	General, USD\$ 7,234
Sustitución Estimada ²⁷ :	Global, USD\$ 1,986

Como una de las conclusiones más importantes del análisis financiero realizado para el sistema solar de Meriléctrica, tenemos que el costo del kWh de energía generada en el sistema (USD\$ 0.30 /kWh) corresponde alrededor del doble del costo promedio de energía eléctrica pagada por las centrales²⁸ (USD\$ 0.19/kWh), lo que aún con las subvenciones a la renta hechas por el gobierno, no permite tener un valor competitivo para la inversión en este sistema, ni siquiera para la alimentación de las cargas no críticas en una central de generación.

5.7.2 Resultados Técnicos y Financieros para Termodorada con PVsyst 6.3.2

Los resultados técnicos para el sistema solar fotovoltaico de Termodorada se presentan a continuación:

Tabla 20. Resultados Técnicos Termodorada PVsyst

Energía Producida Total	58.81 MWh / año
Energía Especifica	1,392 kWh / kWp /año
Factor de Rendimiento	76.5%
Potencia Nominal	42.3 kWp
Potencia Real	37.2 kWp

De la tabla anterior podemos ver como la producción anual de energía del sistema solar FV (58,810 kWh) en relación con la necesidad energética total para la alimentación de las cargas no críticas de la central Termodorada en las horas con sol ($0.5 \times 367.083 \text{ kWh/día} \times 365 \text{ días} = 66,993 \text{ kWh}$) es del 87.89% ($58,810 / 66,993 = 87.89 \%$), causado por la posibilidad de tener horas en el día nubladas y por las pérdidas energéticas tanto en los paneles, como en el inversor. Lo anterior nos obligara a hacer consumos de energía de la red del orden del 12% en las horas diurnas y el restante 88% será la energía que podremos obtener de nuestro sistema.

En relación con el rendimiento del sistema solar FV, tenemos que la configuración seleccionada nos da un rendimiento del 76,5%, lo que para este tipo de sistemas es considerado adecuado.

²⁷ La sustitución estimada corresponde al cambio de paneles solares y elementos de conexión eléctrica y de fijación.

²⁸ Valor calculado a partir del precio promedio de la energía facturada para cada una de las centrales.

La producción específica de energía (KWh) por kW fotovoltaico (kWp) es de 1,392 kWh lo que para la potencia nominal generada por el sistema (42.3 kWp) nos da un total de 58,810 kWh.

La energía específica del sistema es un 10% inferior a lo que se esperaría para sistemas con promedios de radiación como los de la Dorada Caldas (4,970 Wh/m²) lo cual como ya se explicó anteriormente es consecuencia de las recurrentes condiciones de humedad, temperatura y nubosidad en esta región.

De la tabla 15, tenemos que el sistema requerirá de 169 Módulos con una configuración de 13 módulos en serie por 13 módulos en paralelo, que ocupará un área de 280 m² (10 m x 28 m).

Figura 38. Disposición Geométrica Sistema Solar FV Termodorada

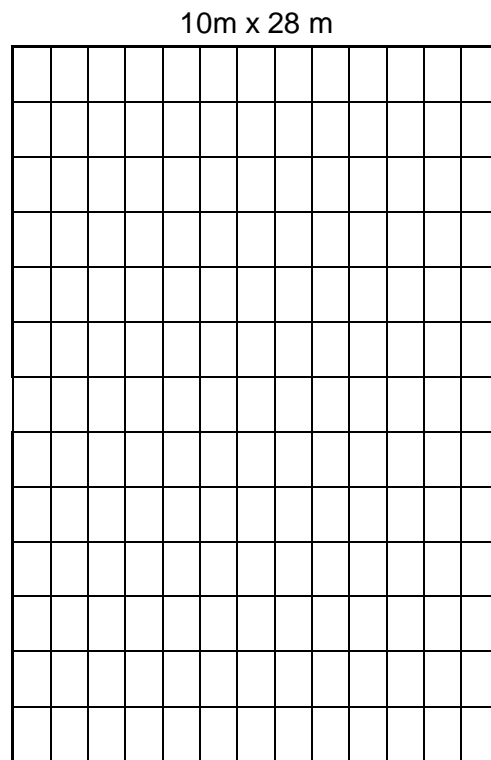


Figura 39 - 41. Posibles Lugares de Ubicación Sistema Solar FV Termodorada

Zona 1: Edificio Administrativo



Zona 1: Planta de Agua Sistema Contra-incendio



Zona 2: Zonas Verdes Disponibles



Tenemos que la zona 1 corresponde a las cubiertas del edificio administrativo y de la planta de agua del sistema contra incendios., las cuales están organizadas como un techo a dos aguas y corresponden a la zona de mayor preferencia para la instalación del sistema solar FV.

La zona 2 corresponde a zonas verdes disponibles en las cuales se podría instalar el sistema FV en caso de no poder realizarse en las zonas 1. Esta zona está a nivel de piso.

Tabla 21. Resultados Financieros Sistema FV Termodorada

Inversión Total (USD\$)	USD 96,291
Interés Préstamo	12%
Longitud Préstamo	8 años
Costo Anual Préstamo	USD 18,592
Costo anual de Explotación ²⁹	USD 1,550
Costo de Energía	USD\$ 0.32 / kWh
Costo Específico	USD\$ 2.28 / Wp
Tasa Interna de Retorno	11.3%
Periodo de Recuperación	8 años

De la tabla anterior, tenemos que la inversión total, corresponde a los siguientes ítems:

Tabla 22. Costos Financieros Desagregados

Módulos FV	$P_{nom} = 250 \text{ Wp}$, 169 unidades, 301 USD / unidad, USD\$ 50,869
Soportes / Integración	169 Unidades, USD\$ 18/unidad, USD 3,042
Inversor:	$P_{nom} = 40.0 \text{ kW AC}$, 1 unidad, USD\$ 33,375
Ajustes	General, USD\$ 3,757
Cableado	General, USD\$ 7,234
Sustitución Estimada ³⁰ :	Global, USD\$ 1,986

²⁹ Coste de explotación = Coste industrial + costes generales de administración y venta + mano de obra indirecta de administración y ventas, mtto.

³⁰ La sustitución estimada corresponde al cambio de paneles solares y elementos de conexión eléctrica y de fijación.

Como una de las conclusiones más importantes del análisis financiero realizado para el sistema solar de Termodorada, tenemos que el costo del kWh de energía generada en el sistema (USD\$ 0.32 /kWh) corresponde alrededor del doble del costo promedio de energía eléctrica pagada en las centrales (USD\$ 0.19/kWh), lo que aún con las subvenciones a la renta hechas por el gobierno, no permite tener un valor competitivo para la inversión en este sistema, ni siquiera para la alimentación de las cargas no críticas en una central de generación.

6. CALCULO DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

De la sección 4.9 tenemos que las formulas a aplicar para los cálculos son:

$$RE_{\text{año}} = EG_{\text{LB, año}} * FE_{\text{CO}_2, \text{año}} = EG_{\text{LB, año}} (\text{MWh}) * 0.25 (\text{tCO}_2/\text{MWh});$$

Donde:

$RE_{\text{año}}$ = Reducción Anual de Emisiones de GEI alcanzada por la implementación de cada uno de los sistemas solares fotovoltaicos.

$EG_{\text{LB, año}}$ = Energía neta anual desplazada de la red o de la generación de la propia planta como resultado de la implementación del sistema solar fotovoltaico (MWh). Para la Central Meriléctrica el valor calculado de energía neta generada fue de 58.62 MWh y para la Central Termodorada, fue de 58.81 MWh.

$FE_{\text{CO}_2, \text{año}}$ = Factor de emisión de la energía proveniente ya sea de la red (SIN) o de la propia planta térmica donde se está implementando el proyecto (0.25 tCO₂/MWh).

Aplicando las ecuaciones tenemos:

$$RE (\text{Meriléctrica})_{\text{año}} = EG_{\text{LB, año}} (\text{MWh}) * 0.25 (\text{tCO}_2/\text{MWh}) = 58.62 * 0.25 = 14.65 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}$$

$$RE (\text{Termodorada})_{\text{año}} = EG_{\text{LB, año}} (\text{MWh}) * 0.25 (\text{tCO}_2/\text{MWh}) = 58.81 * 0.25 = 14.7 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}$$

7. CONCLUSIONES

De los resultados del análisis financiero realizado con HOMER, se observa como el valor presente neto para las inversiones necesarias para el sistema solar fotovoltaico de la central Termodorada es un 23% mayor que el necesario para la central Meriléctrica, lo cual corresponde con el menor valor anual de radiación solar, y el menor factor de carga en Termodorada, que exige incluir mayor cantidad de paneles solares.

Los costos nivelados de energía para cada uno de las centrales (COP\$1,680/kW para Meriléctrica y COP\$2,064/kW para Termodorada) comparados con los usuales para la energía generada a partir de fuentes hidráulicas a filo de agua en pequeña escala en Colombia (COP\$400/kW) son excesivamente superiores (4 veces), haciendo inviable financieramente la implementación de los sistemas solares fotovoltaicos con acumuladores de nitrógeno para la alimentación de cargas no críticas aún con las ayudas financieras entregadas por la ley de energías renovables, recientemente aprobada en el país .

De acuerdo al análisis financiero se concluye que la realización de un proyecto de generación solar fotovoltaica con acumulación (ya sea con celdas de hidrógeno o con baterías) en una región donde es posible tener respaldo de la red eléctrica no es justificable ni financiera ni técnicamente.

La modelación del sistema solar fotovoltaico para Termodorada con PVSyst para un suministro de potencia de 44kW da como resultado 169 paneles, con una configuración de 13 módulos en serie por 13 módulos en paralelo que requerirían de un área de 280 m².

La modelación del sistema solar fotovoltaico para Merilectrica con PVSyst para un suministro de potencia de 38kW da como resultado 154 paneles, con una configuración de 22 módulos en serie por 7 módulos en paralelo que requerirían de un área de 258 m².

Pese a que las centrales cuentan con las condiciones físicas necesarias para la instalación de los sistemas solares, los costos de instalación son mucho mayores que para las energías convencionales en Colombia como la hidráulica a filo de agua y la térmica a gas o carbón, haciendo inviable desde el punto de vista financiero la instalación de este tipo de sistemas en centrales térmicas.

A pesar de que la instalación de paneles fotovoltaicos es técnicamente viable, la radiación solar es adecuada y las condiciones físicas de las centrales lo permiten, los modelos financieros demuestran que esta tecnología no es competitiva en lugares en donde sea posible conectarse al sistema de interconexión nacional ya que los servicios auxiliares son facturados con el precio promedio de bolsa (USD\$ 0.12); por otro lado, cuando la conexión es directamente a un sistema de distribución local, los costos por consumos de servicios auxiliares son facturados a la tarifa plena industrial (USD\$ 0.19).

En relación al desplazamiento de la generación de energía térmica mediante la generación de energía fotovoltaica de los emplazamientos propuestos, se puede inferir, que la poca reducción de emisiones de CO₂ no es representativa en términos

ambientales ni financieros dada la baja cotización de CO₂ en el mercado; pero desde el punto de vista de la responsabilidad social empresarial se puede considerar como una iniciativa atractiva en términos de disminución de huella de carbono y de desarrollo sostenible.

Las conclusiones anteriores demuestran que este tipo de tecnologías aun no son fuertes financieramente en Colombia, situación que no era desconocida antes de iniciar este proyecto de fin de master, sin embargo, es necesario analizar el conocimiento de este tipo de tecnologías que se ganaría con la implementación del emplazamiento en sus centrales, la principal generación de ambas compañías, Celsia y EPM, está fundamentada en tecnologías convencionales (energía Hidráulica y energía Térmica), por lo que con la incursión en este tipo de tecnologías se facilitaría la instalación en más centrales en donde se disponga de radiación solar, reestructurando la matriz energética de ambas compañías.

La implementación de sistemas de generación de energía con fuentes alternativas como la solar permite pensar en otras alternativas diferentes a las tradicionales basadas en combustibles fósiles que fomentan el desarrollo sostenible y mejoran la imagen corporativa de las empresas generadoras.

La reducción de emisiones de GEI alcanzada en cada una de las centrales mejora la imagen de las empresas, impacta en la calificación que se les da en los diferentes reportes o índices de sostenibilidad a nivel mundial y mejorara el costo de las acciones en bolsa.

Los diseños propuestos demuestran que ambas tecnologías, térmica y fotovoltaica son compatibles y pueden operar paralelamente y suplir necesidades en las centrales y abren un camino interesante para estudiar el impacto que podría tener la energía fotovoltaica en zonas en donde las centrales no cuentan con respaldo del sistema de interconexión nacional.

El desarrollo de sistemas solares fotovoltaicos en zonas no interconectadas hace posible pensar en embalses con bombeo por medio de energía fotovoltaica dado la baja potencia de bombeo requerida y la imposibilidad de conexión a la red eléctrica nacional.

Pese a que los resultados obtenidos demostraron que no es posible desde el punto de vista financiero el remplazo de la alimentación de las cargas no críticas con energía solar fotovoltaica, si se puede trabajar en paralelo ambos sistemas y ampliar el know-how sobre medios alternativos de generación de energía.

La simulación con paneles solares de silicio amorfo plantea la posibilidad de optimizar los diseños y disminuir las perdidas asociadas a la temperatura, la humedad y la nubosidad recurrentes en las zonas donde están ubicadas las centrales.

8. ANEXOS

8.1. Pila de Hidrógeno

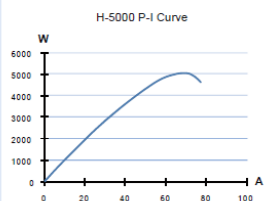
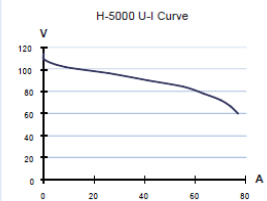


Semi-integrated 5000W fuel cell system

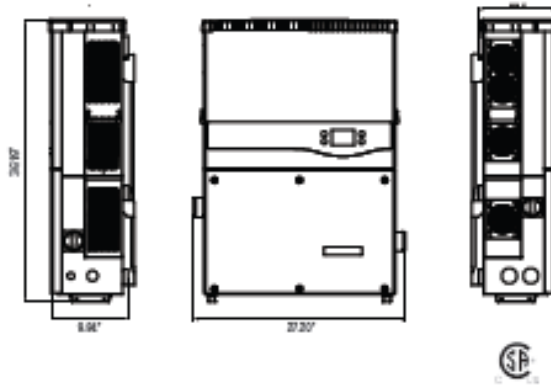
- Includes:
- Connections/Tubing
 - Electronic valves
 - Electronic control box
 - 5000W stack with blower
 - Fuel cell ON/OFF switch
 - SCU ON/OFF switch
 - LCD display

H-5000 FCS-C5000 5000W

Type of fuel cell	PEM
Number of cells	120
Rated power	5000W
Rated Performance	72V@70A
Hydrogen supply valve voltage	12V
Purging valve voltage	12V
Blower voltage	24V
Reactants	Hydrogen and Air
Ambient temperature	5-30°C(41-86°F)
Max stack temperature	65°C(149°F)
Hydrogen pressure	0.45-0.55Bar
Humidification	Self-humidified
Cooling	Air (integrated cooling fan)
Stack weight (with fan & casing)	30kg(±200g)
Controller weight	2500g(±100g)
Stack size	650x350x212mm
Flow rate at max output	65L/min
Hydrogen purity	≥99.995% dry H2
Start up time	≤30s (ambient temperature)
Efficiency of system	40% @72V
Low voltage protection	60V
Over current protection	90A
Over temperature protection	65°C
External power supply	24V(±1V), 8A-12A



8.2. Inversor 30kW



Designed for 20+ years of operating life
NEMA4X Electronics Cabinet



98.5% Peak Efficiency, 98.0% CEC Efficiency
Adaptive Edge MPPT for Fast Tracking



High Power Density, Small Equipment Footprint
DC/AC Disconnect



Continuous Active Power Control
Advanced Grid Support Functionality

KEY HIGHLIGHTS:

- With over 8GW deployed in more than 60 countries since 1997, we've learned some things about how to build great products. By working with our partners and listening to our customers, we've engineered and manufactured our inverters to be robust, reliable, providing maximum uptime.
- The SG30/36KU transformerless inverter features best-in-class peak efficiency of 98.5%. Employing a patented thermal management system, the inverter is able to operate from -13°F to 140°F (-25°C to 60°C), and up to 13,000' (4,000 m).
- The SG30/36KU is 1,000Vdc, includes 2 MPPT's, is extremely light weight, and can be mounted vertically as well as horizontally, giving maximum design flexibility and lowering installation costs.
- Built for the grid, Sungrow inverters meet grid requirements around the world. Full remote and local power curtailment, PF, HVRT, LVRT, FRT controls via ModBus.

www.sungrow.ca
© 2014 Sungrow USA Corporation. All rights reserved.
Subject to change without Notice, Version #1.0



SUNGROW

PV INVERTERS SINCE 1997
www.sungrow.ca

CERTIFICATIONS

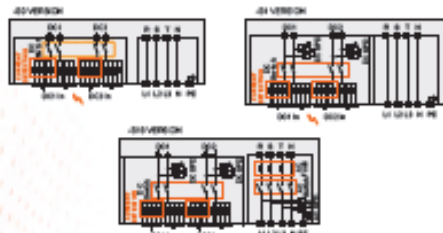
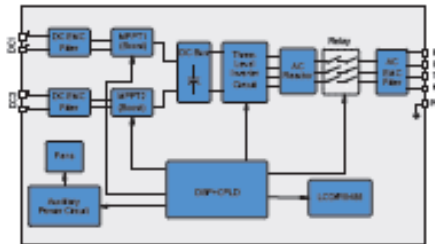
- UL1741, UL1699B, UL1908, IEEE1547, CSA C22.2 #107.1-01, FCC Class A

WARRANTY AND SERVICES

- 10 Year Standard Warranty
- Extended Warranty: 15, 20 years
- Preventive Maintenance Plan
- 99% Up Time Guarantee
- Commissioning Services
- Systems Design Services
- Sungrow Certified Training Program

MONITORING OPTIONS

- Data Acquisition: SolarInfo Logger®
- Web Based Monitoring: SolarInfo Banks® website
- SolarInfo Design® software
- Smart Phone apps available
- Open Communication Protocol: ModBus



Sungrow USA Corporation
47701 Fremont Blvd.
Fremont, CA 94538
tel: 1.510.656.1259
email: sales@sungrow.us
web: www.sungrow.us

Sungrow Canada Inc.
850 Edgeway Blvd. | Vaughan, ON L4K 4V2
tel: 1.855.760.8518 | fax: 1.905.760.1150
email for sales: info@sungrow.ca
email for post sales: service@sungrow.ca
web: www.sungrow.ca

© 2014 Sungrow USA Corporation. All rights reserved. Subject to change without Notice. Version #1.0

SPECIFICATIONS

	SG30KU	SG36KU
DC		
Maximum DC Input Voltage	1000Vdc	
MPPT Range (full load)	40 - 80Vdc	50 - 80Vdc
MPPT Range	20 - 80Vdc	
Number of MPPTs	2	
Maximum Short Circuit Current (per MPPT)	20A per MPPT	
Start-Up Voltage	100Vdc	
Stop Voltage	<100Vdc	
Number of DC Inputs	10	
String Count	Positive and Negative	
DC Surge Arrestor	Type II surge arrester (Optional Type II DIN rail surge arrester)	
DC Termination Method	Screw Terminal	
Maximum Cable Size	10AWG, Cu or Al	
AFI	Standard	
DC Micro-synch	Standard	
Invisible Detection	Yes	
AC		
Rated AC Power	3000W	3600W
Maximum AC Output	3240VA	3630VA
AC Nominal Voltage	208 / 208 or 480-Ground, 277Vdc / 480Vdc	
Grid Voltage Range	-12% - 15%Vdc	
Frequency	60Hz	
Frequency Range	57Hz - 63Hz	
AC Output Configuration	208 / 208 or 208 / 480	
True Losses	<1W	
THD@ FL	<3%	
Power Factor@ FL	>0.99	
Power Factor Range	0.85 - 0.99 (0.85 - 0.99 at full power)	
Maximum Output Current	40A	48A
AC Termination Method	Spring Clamp Terminal	
Maximum Cable Size	10AWG, Cu or Al	
AC Surge Arrestor	Type II surge arrester (Optional Type II DIN rail surge arrester)	
AC Leakage Current Detection	Yes	
AC Diode-synch	Standard	
PERFORMANCE		
Maximum Efficiency	98.2%	
CE Efficiency	98.0%	
Operating Temperature	(-12°C to 147°F) (-20°C to 62°C)	
Transformer / Transformerless	Transformerless	
PROTECTION		
Anti-Islanding	Yes	
Low Voltage Ride Through	Standard	
DC Arc-Fault Circuit Protection	Certified to UL 1699B	
Mechanical and Environmental		
Enclosure	NEMA 3R, NEMA 4X Enclosure	
Wiring Method	Separate Wiring box and Electronics box	
Cable Connection	Plastic Threaded Plug	
Height	143mm (5.63")	
Balance Heat duty	0 - 100%	
Noise (dB)	<55dB	
Operating Altitude	12,000ft (3,658m), derated >6,000ft (1,829m)	
Cooling Method	Smart Forced Air	
Dimensions (W x H x D)	25" x 24.8" x 9.8" (642 x 629 x 250mm)	
COMMUNICATION		
RS485	Standard	
I/O Dry Contact	Standard	
Protocol	Modbus	

8.3. Paneles Solares



Sunmodule⁺
SW 250 poly / Version 2.0 and 2.5 Frame

World-class quality
Fully-automated production lines and seamless monitoring of the process and material ensure the quality that the company sets as its benchmark for its sites worldwide.

SolarWorld Plus-Sorting
Plus-Sorting guarantees highest system efficiency. SolarWorld only delivers modules that have greater than or equal to the nameplate rated power.

25 years linear performance guarantee and extension of product warranty to 10 years
SolarWorld guarantees a maximum performance degradation of 0.7% p.a. in the course of 25 years, a significant added value compared to the two-phase warranties common in the industry. In addition, SolarWorld is offering a product warranty, which has been extended to 10 years.*

*In accordance with the applicable SolarWorld Limited Warranty at purchase.
www.solarworld.com/warranty



- Certified IEC 61719
- Safety tested IEC 61733
- Potodo Protection










We turn sunlight into power.

www.solarworld.com

SW-02-509 PLUS 01-2012

Sunmodule™

SW 250 poly / Version 2.0 and 2.5 Frame

PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)¹⁾

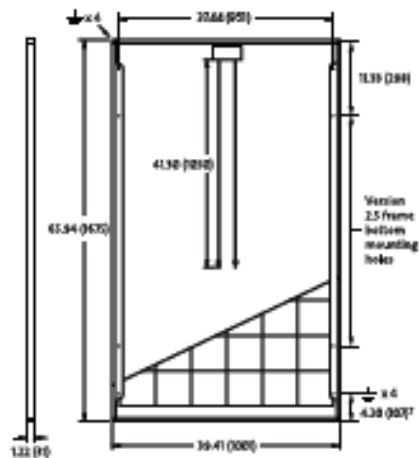
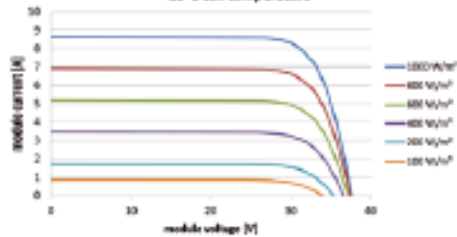
		SW 250
Maximum power	P_{max}	250 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	37.6 V
Maximum power point voltage	V_{mp}	30.8 V
Short circuit current	I_{sc}	8.64 A
Maximum power point current	I_{mp}	8.12 A

¹⁾STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TC I_{sc}	0.011 %/K
TC P_{max}	-0.37 %/K
TC P_{mp}	-0.45 %/K
Operating temperature	-40°C to 85°C

IV-curves for SolarWorld Sunmodule Plus SW 250 poly at 25 °C cell temperature



PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 250
Maximum power	P_{max}	180.4 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	33.9 V
Maximum power point voltage	V_{mp}	27.8 V
Short circuit current	I_{sc}	6.96 A
Maximum power point current	I_{mp}	6.50 A

Note: reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C at 200W/m² 95% (+/-3%) of the STC efficiency (200W/m²) is achieved.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Poly crystalline
Cell dimensions	6.74 in x 6.74 in (171 mm x 171 mm)
Front	tempered glass (5H 1250)
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	46.7 lbs (21.2 kg)

SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

Maximum system voltage IEC II	1000 V
Max. system voltage USA NEC	600 V
Maximum reverse current	16 A
Number of bypass diodes	2
UL Design Load ²⁾	Two rail system: T12 perf down and 6-4 perf up and
UL Design Load ²⁾	Three rail system: T30 perf down and 6-4 perf up and
IEC Design Load ²⁾	Two rail system: T12 perf down and 50 perf up and

²⁾Please refer to the Sunmodule installation instructions for the details associated with these load cases.

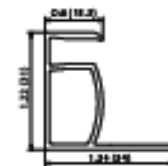
ADDITIONAL DATA

Power tolerance ³⁾	-0 Wp / +5 Wp
J-Box	IP65
Conductor	MC4
Module efficiency	14.91%
Fire rating (UL 790)	Class C



VERSION 2.0 FRAME

- Compatible with "Top+Down" mounting methods
- Grounding Locations: 4 corners of the frame



VERSION 2.5 FRAME

- Compatible with both "Top+Down" and "Bottom" mounting methods
- Grounding Locations: 4 corners of the frame, 4 locations along the length of the module in the extended flange⁴⁾

¹⁾ Sunmodule dedicated for the United States and Canada are tested to UL1703 Standard and listed by a third party laboratory. The laboratory may vary by product and region. Check with your SolarWorld representative to confirm which laboratory has a listing for the product.

²⁾ Measuring tolerance is accessible to TÜV Rheinland, +/- 2% (TUV Power Controller).

³⁾ All units provided are Imperial. SI units provided in parentheses.

SolarWorld&G reserves the right to make specific changes without notice.

8.4. Inversor 40 kW

LEONICS®

APOLLO G-500

APOLLO GTP-500

**SINGLE PHASE/THREE PHASE
GRID CONNECTED CENTRAL INVERTER**

- Over and under voltage and frequency protections
- Active and passive anti-islanding protections (IEEE 929:2000 compliance) during failure of utility grid power supply
- Automatic start and shutdown during over heating
- Superior user protection with galvanic isolation
- Integrate with MPPT
- Display LCD unit for voltage, current, watts, energy, and accumulated energy at inverter for each phase and 3 phases
- Maximum inverter efficiency $\geq 94\%$
- Master and slave operation for higher system energy production
- Harmonic distortion $THD_i < 4\%$
- ISO 9001:2000 and ISO 14001 Certified

PV Array DC
 PV Array DC
 PV Array DC
 PV Array DC
 PV Array DC
 APOLLO G-500 series
 APOLLO GTP-500 series
 AC
 Grid Line

The APOLLO G-500 / GTP-500 Series is a single phase / three phase grid connected central inverter that integrated with multiple maximum power point trackers (MPPT) and PV input. The MPPT is an electronic control device that uses special algorithm to extract maximum power from the PV panels as maximum power from the PV panels depends on solar radiation, ambient temperature and Photovoltaic (PV) cell temperatures.

GRID CONNECTED CENTRAL INVERTER

LEONICS®



APOLLO G-500 series/APOLLO GTP-500 series

SINGLE PHASE / THREE PHASE GRID CONNECTED CENTRAL INVERTER

SPECIFICATIONS

MODEL	G-501	G-502	G-503	GTP-501	GTP-502	GTP-503	GTP-504	GTP-505	GTP-506	GTP-507
RATED POWER	10 kW	15 kW	20 kW	30 kW	45 kW	60 kW	75 kW	90 kW	105 kW	120 kW
SYSTEM	High frequency switching, IGBT technology, Multiple PV with MPPT									
PV INPUT	MPPT tracking voltage range (V _{mp} of PV string) Maximum open circuit voltage (V _{oc} of PV string) 270 to 550 Vdc (300 to 600 Vdc optional) (calculate by using V _{mp}) 550 Vdc (600 Vdc optional) (calculate by using V _{oc})									
AC OUTPUT TO GRID LINE	Grid line voltage Phase Frequency Power factor Total harmonic distortion Current limiting 220 / 230 / 240 Volt Single phase 380 / 400 / 415 Volt (L-L), 220 / 230 / 240 Volt (L-N) Three phase four wires 50 / 60 Hz ± 5% > 0.98 THD _i < 4 % 110 %									
ISOLATION	Galvanic isolation yes									
EFFICIENCY	Inverter peak efficiency 93%									
PROTECTION	Input / Output Anti-islanding operation Over heat Surge dissipation Over voltage / Under voltage (AC & DC), Frequency (AC) Yes, Active and Passive Anti-islanding protection Automatic shutdown and restart 20 kA category C1 for AC									
INDICATOR	LED LCD Mains, Operating, Synchronize, PV, Over Temp., Alarm LCD for each phase and one remote LCD display for 3 phase data for Voltage, Current, Watt, Energy Today, Accumulated kWh									
POWER CONSUMPTION	less than 30 Watt (standby)									
AUDIABLE ALARM	Main failure, Inverter fault									
ACOUSTIC NOISE	At 1 metre less than 50 dB									
COOLING	Force fan cooling									
ENVIRONMENT	Temperature Relative humidity 0 - 45°C 0 - 95 % (Non - condensing)									
DESIGN STANDARD	IEEE 929:2000, EN 61727, UL 1741, IEC 60364-7-712, AS/NZ 4777, IEC 60335-1									
DIMENSION	W x H x D (approx. in cm.)	60 x 86.5 x 46	60 x 145 x 60	60 x 185 x 100	90 x 210 x 100	120 x 210 x 100				
WEIGHT	Approximate in kg.	190	220	260	450	530	709	760	850	920

Continuous product development in our commitment in the market, the above specifications may be changed without prior notice.

Authorized Distributor:

LEO ELECTRONICS CO.,LTD.

119/50-51 MOO 8 BANGNA-TRAD RD., BANGNA, BANGNA, BANGKOK 10260 THAILAND.
Tel. 66-2746-9500, 66-2746-8708 Fax. 66-2746-8712
http://www.leonics.com • e-mail: RNE@leonics.com

Authorized Dealer:

PLD/BRO/REV117/Rev.000000

9. REFERENCIAS

/1/	http://energy.gov/eere/fuelcells/types-fuel-cells
/2/	http://www.h-tec.com/fileadmin/content/edu/Lehrmaterialien/Transparencies.pdf
/3/	Jutglar Lluís, Energía Solar. Editorial CEAC, Barcelona 2004.
/4/	Metodología MDL AMS I.F. http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/9V3T8W0N5PMCJH4YVEA04YYFTVHP3Q
/5/	http://www.agenergia.org/
/6/	http://maps.nrel.gov/swera?visible=swera_dni_nasa_lo_res&opacity=50&extent=-81.72,-4.24,-66.87,13.38
/7/	http://es.wikipedia.org/wiki/Colombia
/8/	http://es.wikipedia.org/wiki/La_Dorada_(Caldas)
/9/	http://es.wikipedia.org/wiki/Barrancabermeja
/10/	FUEL CELL SYSTEM ECONOMICS: COMPARING THE COSTS OF GENERATING POWER WITH STATIONARY AND MOTOR VEHICLE PEM FUEL CELL SYSTEMS, April 2004.
/11/	Stationary Fuel Cell System Cost Analysis. http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review14/fc097_contini_2014_o.pdf
/12/	Cost Estimates of Stationary Fuel Cell Systems. http://www.fuelcellseminar.com/media/51164/sta32-2.pdf
/13/	Metal Hydride Storage http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/hydrogen/basics/documents/task2_solid_h2.pdf
/14/	Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia, publicado por FEDESARROLLO, en Octubre 2013. http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/WWF_Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf , página 62.
/15/	http://www.homerenergy.com/
/16/	http://www.pvsyst.com/en/