

**Caracterización del sistema de AGPE de ESSA “Autogeneración Solar El Parnaso” y
comparación técnica y económica de su desempeño en producción respecto a los
valores esperados de simulación, incluyendo las variaciones de configuración de la
etapa de inversión DC/AC más utilizadas en SFV.**

Autor:

Guillermo Andrés Beltrán Mantilla

**Proyecto de grado para optar al título de Magister en Sistemas de Distribución de
Energía Eléctrica**

Director:

Javier Enrique Solano Martínez

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónicas y de Telecomunicaciones

Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2019

RESUMEN ESPAÑOL

TÍTULO: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE AGPE DE ESSA “AUTOGENERACIÓN SOLAR EL PARNASO” Y COMPARACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE SU DESEMPEÑO EN PRODUCCIÓN RESPECTO A LOS VALORES ESPERADOS DE SIMULACIÓN, INCLUYENDO LAS VARIACIONES DE CONFIGURACIÓN DE LA ETAPA DE INVERSIÓN DC/AC MÁS UTILIZADAS EN SFV.*

AUTOR: BELTRÁN M., Guillermo Andrés**

PALABRAS CLAVE: caracterización, autogeneración a pequeña escala, inversión DC/AC, fotovoltaico.

DESCRIPCIÓN:

Desde el mes de febrero de 2018, Electrificadora de Santander SA ESP (ESSA), puso en marcha en el municipio de Barrancabermeja, Santander, el laboratorio a escala real de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) con tecnología solar fotovoltaica de mayor capacidad instalada en Colombia, denominado “Autogeneración Solar El Parnaso”. Esta característica se debe principalmente a la implementación de microinversores DC/AC, que permiten monitorear en tiempo real, de forma intrahoraria y remota, el comportamiento de las variables eléctricas de tensión, corriente y potencia activa tanto del sistema completo como de cada uno de los paneles solares de manera individual.

En comparación con diferentes configuraciones de la etapa de inversión DC/AC, como la centralizada y de arreglo, que corresponden a las más utilizadas en la construcción de este tipo de sistemas; los microinversores ofrecen mayores valores de producción esperados en condiciones normales del clima, además de las ganancias de energía generada en presencia de sombras parciales u obstáculos que afectan determinada cantidad de módulos del sistema en ciertos periodos de tiempo.

Así mismo, se evidencia que existen diferencias entre los rangos de 4.7% por encima y 3.9% por debajo del promedio en el desempeño de cada panel medidas desde la salida de AC de los microinversores, en consideración a que se encuentran dispuestos dentro del mismo sistema y emplazamiento. Debidas principalmente a la influencia de sombras parciales temporales identificadas en la torre de comunicaciones ubicada en el costado suroccidental del edificio que los afectan de forma distinta, sin embargo, esto no ocasiona que el desempeño general del sistema se considere no-homogéneo. Finalmente, para el caso de ESSA tanto en el momento de la toma de decisión de ejecución como con base en el seguimiento a la fecha, la implementación de este proyecto es viable desde el punto de vista técnico, financiero y ambiental.

* Trabajo de aplicación.

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.
Director Javier Enrique Solano Martínez Doctor en Ingeniería Eléctrica.

RESUMEN INGLÉS

TITLE: CHARACTERIZATION OF THE ESSA SSAG SYSTEM "AUTONGENERACIÓN SOLAR EL PARNASO" AND TECHNICAL AND ECONOMIC COMPARISON OF ITS PERFORMANCE IN PRODUCTION WITH RESPECT TO THE EXPECTED VALUES OF SIMULATION, INCLUDING THE CONFIGURATION VARIATIONS OF THE DC / AC INVERSION STAGE MOST USED IN PVS*.

AUTHOR: BELTRÁN M., Guillermo Andrés.**

KEY WORDS: characterization, small scale self-generation, DC / AC inversion, photovoltaic.

DESCRIPTION:

Since February 2018, Electrificadora de Santander SA ESP (ESSA), launched in the municipality of Barrancabermeja, Santander, the full-scale Small Scale Autogeneration (SSAG) laboratory with solar photovoltaic technology of greater installed capacity in Colombia, called "Autogeneración Solar El Parnaso." This characteristic is mainly due to the implementation of DC / AC microinverters, which allow to monitor, in real time, intra-clockwise and remotely, the behavior of the electrical variables of voltage, current and active power of both the complete system and each of the solar panels individually.

In comparison with different configurations of the DC / AC inversion stage, such as the centralized and of the arrangement, which correspond to the most used in the construction of this type of systems; the microinverters offer higher expected production values under normal climate conditions, in addition to the energy gains generated in the presence of partial shadows or obstacles that affect a certain number of modules of the system in certain periods of time.

Likewise, it is evident that there are differences between the ranges of 4.7% above and 3.9% below the average in the performance of each panel measured from the AC output of the microinverters, considering that they are arranged within the same system and location. Due mainly to the influence of temporary partial shadows identified in the communications tower located on the south-western side of the building that affect them differently, however, this does not cause the general performance of the system to be considered non-homogeneous. Finally, in the case of ESSA both at the time of the execution decision making and based on the follow-up to date, the implementation of this project is viable from the technical, financial and environmental point of view.

* Application work

** Faculty of Physical and Mechanical Engineering. Master's Degree in Electric Power Distribution Systems.
Director Javier Enrique Solano Martínez Doctor in Electrical Engineering.

Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Formulación/declaración del problema.....	14
2. Antecedentes, marco teórico, conceptual y situación actual.....	15
3. Motivación y Justificación.....	19
4. Descripción de la metodología de investigación	21
4.1 Objetivo General.....	21
4.2 Objetivos Específicos	21
4.3 Alcance	22
4.4 Impactos esperados en el desarrollo del proyecto	23
4.4.1 Impactos científicos y tecnológicos del proyecto	23
4.4.2 Impactos sobre la productividad y competitividad del sector productivo de la región o el país	24
4.5 Metodología y plan de trabajo	24
5. Definiciones	26
6. Descripción del sistema	29
6.1 Ubicación.....	29

6.2	Generalidades.....	30
6.3	Elementos o componentes instalados	31
6.3.1	Paneles fotovoltaicos	31
6.3.2.	Microinversores	33
6.3.3.	Disposición de los paneles solares.....	34
7.	Análisis de simulación del sistema	36
7.1	Caracterización del perfil de demanda en potencia del edificio “El Parnaso”.	36
7.2	Condiciones climáticas	39
7.3	Simulación del sistema en PVSYST.....	40
7.4	Resultados de la simulación.....	42
7.5	Análisis comparativo con otras configuraciones de la etapa de inversión DC/AC	47
8.	Análisis de seguimiento a la operación.....	49
8.1	Desempeño por módulo	50
8.1.1	Energía generada por módulo	53
8.1.2	Distribución de los módulos	53
8.1.3.	Desempeño por generación promedio mensual	55
8.1.4	Influencia de sombras parciales	56
8.2	Comparación del desempeño del sistema	56
9.	Evaluación Económica.....	59
9.1	Análisis de flujo de caja proyecto simulado	62

9.2	Análisis de flujo de caja proyecto real.....	65
9.3	Comparación flujos de caja simulado y real.....	67
10.	Conclusiones.....	69
10.1	Respecto a las preguntas formuladas.....	69
10.2	Otras conclusiones.....	71
	Referencias Bibliográficas.....	73

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del proyecto	29
Figura 2 Diagrama general del proyecto.....	30
Figura 3. Vista desde el oeste del conjunto de paneles solares.....	32
Figura 4. Esquema de instalación de los microinversores. Fuente Enphase Energy.	33
Figura 5. Microinversores utilizados en el proyecto.....	34
Figura 6. Diseño disposición paneles solares en la placa del edificio El Parnaso de ESSA	34
Figura 7 Presencia de sombras parciales sobre el proyecto.	35
Figura 8. Consumo del edificio El Parnaso de ESSA mes de mayo de 2018	38
Figura 9. Condiciones climáticas promedio Barrancabermeja	40
Figura 10. Parámetros generales del proyecto para simulación.....	41
Figura 11. Simulación del efecto de las sombras parciales. Fuente PVSyst.....	42
Figura 12. Resultados de simulación de energía típica semanal. Fuente PVSyst.	43
Figura 13. Resultados de simulación de energía típica fines de semana. Fuente PVSyst.	43
Figura 14. Resultados de simulación de energía mensual. Fuente PVSyst.	44
Figura 15 Resultados de simulación de energía al año. Fuente PVSyst.	46
Figura 16 Factor de rendimiento simulado del sistema. Fuente PVSyst.	46
Figura 17 Energía generada con diferentes configuraciones de la etapa de inversión	48
Figura 18 Plataformas de seguimiento a la operación del proyecto	49

Figura 19. Energía generada en un mes por módulo	52
Figura 20 Distribución espacial de los paneles FV por circuito	55
Figura 21 Escala de colores de generación promedio trimestral por panel FV	55
Figura 22. Ubicación de torre de comunicaciones como aporte de sombra temporal al sistema.	56
Figura 23 Comparación energías simuladas vs Reales	58
Figura 24 Resultados evaluación económica simulada vs Real.....	67

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Características generales del proyecto implementado	31
Tabla 2 Características generales de los paneles FV	32
Tabla 3 Condiciones climáticas base de datos SOLAR GIS	39
Tabla 4.	45
Tabla 5 Comparación Energía producida simulada en diferentes configuraciones de la etapa inversión.....	47
Tabla 6 Comparación coeficientes de desempeño simulados en diferentes configuraciones de la etapa inversión DC/AC.	49
Tabla 7 Valores máximo y mínimo de generación de energía por módulo	53
Tabla 8 Comparación energías del sistema simuladas Vs reales	57
Tabla 9 Supuestos de la evaluación económica del proyecto	59
Tabla 10 Valores mensuales y anual de energía simulados y reales.....	61
Tabla 11 Flujo de caja sistema simulado	64
Tabla 12 Flujo de caja sistema real.....	65
Tabla 13 Resultados análisis económico simulado vs real	67

Introducción

De acuerdo con el Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia², el recurso solar se encuentra distribuido en el territorio nacional con alta presencia (valores de irradiancia entre 5.5 y 6 kWh/m²/día) en la zona norte del país junto con la isla de Providencia y algunos puntos específicos de la geografía colombiana. Por otra parte, valores considerables de irradiancia (entre 4 y 5 kWh/m²/día) que superan el promedio mundial de 3.9 kWh/m²/día, se encuentran en la mayor parte de Colombia, con excepción en la Amazonía y costa pacífica cuyos datos se ubican sobre los 3.0 kWh/m²/día. Este potencial energético permite que diferentes actores del sistema tanto tradicionales de los negocios asociados a la cadena de energía eléctrica que son: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores, como nuevos jugadores personas naturales o jurídicas en general, puedan implementar proyectos a pequeña escala a lo largo y ancho del país de Generación de energía solar fotovoltaica para inyección directamente a red (Generación distribuida - GD) o para suplir total o parcialmente las necesidades energéticas de consumo (Autogeneración - AG) además, de la posibilidad de construir micro-redes y soluciones autónomas individuales aisladas en zonas no interconectadas definidas en la regulación colombiana o aquellas que presentan restricciones de tipo ambiental donde no llegan las redes del SIN.

Por otra parte, con la entrada en vigencia de la Ley 1715 de mayo de 2014 y posteriormente la Resolución CREG 030 de febrero de 2018, se establecen los incentivos como apalancamiento de la inversión en FNCER, así como los mecanismos de interacción efectiva y transparente entre

² IDEAM Colombia, <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>.

los distintos actores involucrados en la ejecución de proyectos de GD y Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE), que garanticen condiciones de beneficio para el promotor en concordancia con las necesidades y restricciones de la red a la cual se conecta.

Ante tal panorama de todas formas favorable, Electrificadora de Santander SA ESP (ESSA), empresa de capital mixto del Grupo EPM, encargada de la prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento de Santander, Colombia, se suma a esta tendencia con la construcción del laboratorio a escala real de generación solar fotovoltaico de mayor capacidad en el país, el cual se instala en la placa superior para atención parcial del consumo de energía del edificio administrativo de la empresa “El Parnaso” del municipio de Barrancabermeja. Este sistema de autogeneración conectado a la red, denominado “Autogeneración Solar El Parnaso” (ASEP) entró en operación a inicios de 2018, de forma general consiste en 105 paneles de 325 Wp que suman un total de 34.125 kWp con un ángulo fijo de inclinación de 15 grados hacia el sur. La conversión DC/AC se realiza mediante 105 microinversores, es decir, un inversor por cada panel solar que, agrupados en 15 circuitos, se conecta a la red a través del barraje de baja tensión del edificio administrativo El Parnaso de ESSA, para inyectar un promedio esperado de 150kWh/día.

Para la etapa de conversión de DC/AC en sistemas solares fotovoltaicos existen varios tipos de configuraciones, entre las que se encuentran principalmente: de inversión central, inversión en arreglos o “string” y microinversores. En este estudio se pretende construir, simular y comparar el desempeño de dichas alternativas en cuanto a la energía producida entre sí y respecto a los valores reales obtenidos del seguimiento a la operación del proyecto.

Dada la gran funcionalidad de este laboratorio implementado por ESSA, además de monitorear el desempeño del sistema como un todo, es importante realizar el seguimiento de cada panel solar de forma individual. Veremos entonces que a pesar que los 105 módulos que conforman

el proyecto ASEP se encuentren en una misma ubicación geográfica (placa superior del edificio El Parnaso de ESSA), presentan diferencias apreciables en su desempeño debidas a factores como: variaciones de construcción de cada panel de fábrica, influencia de sombras parciales temporales ocasionadas por obstáculos y suciedad puntual y fallo en los materiales, equipo o conexión al sistema.

1. Formulación/declaración del problema

Desde el mes de febrero de 2018, Electrificadora de Santander SA ESP (ESSA), puso en marcha en el municipio de Barrancabermeja, Santander, el laboratorio a escala real de AGPE con tecnología solar fotovoltaica de mayor capacidad instalada en Colombia, denominado “Autogeneración Solar El Parnaso”. Esta característica se debe principalmente a la implementación de microinversores DC/AC, que permiten monitorear en tiempo real, de forma intrahoraria y remota, el comportamiento de las variables eléctricas de tensión, corriente y potencia activa tanto del sistema completo como de cada uno de los paneles solares de manera individual. Existen diferencias en el desempeño por panel medidas desde la salida de AC de los microinversores en consideración a que se encuentran ubicados dentro del mismo sistema y emplazamiento, debidas a factores como las variaciones de construcción de cada panel de fábrica y la influencia de sombras parciales temporales identificadas en la operación que los afectan de forma distinta.

Por otra parte, los paneles solares en conjunto con los equipos inversores DC/AC representan aproximadamente el 70% del valor total del capital inicial requerido del proyecto. La homogeneidad en la oferta de paneles solares de las marcas ubicadas en el top 10 de consulta normal de los desarrolladores de proyectos³, ocasiona que selección y configuración del (de los) equipo(s) de inversión DC/AC jueguen el papel más relevante a la hora de estimar el rendimiento y por ende el retorno del proyecto AGPE en la etapa de preinversión.

En virtud de lo anterior y dentro de las funcionalidades de este laboratorio, el trabajo de aplicación propuesto busca brindar respuestas a las siguientes preguntas:

1. ¿Cuál de las configuraciones de la etapa de inversión DC/AC más utilizadas ofrece el mejor desempeño de un sistema de AGPE?
2. ¿Cómo es el comportamiento técnico y económico real de la operación de un sistema AGPE con microinversores respecto a lo esperado?
3. ¿Qué diferencia se podría presentar en el desempeño de cada uno de los paneles que conforman un sistema de AGPE?

2. Antecedentes, marco teórico, conceptual y situación actual

Aunque en Europa y Estados Unidos ha conllevado décadas de desarrollo, en América latina y particularmente en el caso de Colombia, el surgimiento de la tecnología solar fotovoltaica es

³ <https://www.pv-magazine-latam.com/2018/07/23/el-ranking-de-los-10-principales-fabricantes-de-paneles-fotovoltaicos/>

relativamente reciente con la aparición de la Ley 1715 de 2014 (HONORABLE CONGRESO DE COLOMBIA, 2014) y posteriores reglamentaciones en la materia. Por otra parte, no se cuentan con datos confiables de cantidad y potencia de estos sistemas realmente instalados actualmente en el país para estimar el grado de penetración asociado a la madurez tecnológica. Esto es debido a la información centralizada y publicada por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (Unidad de Planeación Minero Energética, 2015) para efectos de aplicación a incentivos tributarios contemplados en la ley 1715, registra proyectos en diferentes fases que comprenden la etapa de preinversión⁴, desde la pre-factibilidad en la primera, hasta la obtención de diseños, licencias y conceptos de conexión en la tercera, sin que se lleve el seguimiento y monitoreo de los sistemas de GD-AGPE conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En el registro, cuya fecha de corte está al 31 de julio de 2018⁵, señala que, del número total de proyectos de generación de electricidad, 148 son de fuentes convencionales como la térmica e hidráulica, y 426 de origen no convencional entre las que se encuentran biomasa, eólica y solar. Llama la atención este último dato, ya que casi triplica en proyectos a la generación de energía tradicional, sino que además –como indican los registros– el mayor número está en iniciativas fotovoltaicas (390), le siguen Biomasa con 15 y eólicas con 21. También se observa que dentro de los 390 proyectos de generación solar, 313 se encuentran en la fase 1, 58 en la fase 2 y 19 en la fase 3, indicando que al menos un 85% que representan los proyectos inscritos en las fases 1 y 2 no han entrado en operación.

⁴ Ministerio de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, “Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”. Colombia, mayo de 2015.

⁵ UPME, Informe Dinámico de Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica. <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Inscripci%C3%B3ndeProyectosdeGeneraci%C3%B3n/tabid/113/Default.aspx>. Julio de 2018.

A pesar de los lentos avances evidenciados, esta situación en sí misma, no corresponde a un problema urgente para el país en el inmediato plazo, en atención a que el total de capacidad de la matriz energética colombiana, el 65,95% corresponde a energía hidráulica, 28,85% a térmica y 5,2% de generación a partir de Plantas Menores y proyectos de Cogeneración (Upme, 2013). Distribución que da cuenta de las bajas emisiones de gases efecto invernadero en comparación con países desarrollados y en vía de desarrollo que abordaron soluciones de fuentes no convencionales desde hace décadas cuyas matrices se basan principalmente en el uso de combustibles fósiles y de tipo nuclear⁶. No obstante, el fenómeno de El Niño de 2016, que llevó al país al borde de un apagón eléctrico, evidenció que la matriz energética colombiana necesitaba ser diversificada con energías renovables no convencionales que sean complementarias a las ya existentes, dado el gran potencial que tienen en el país.

En cuanto a los sistemas solares fotovoltaicos de AGPE instalados, monitoreados y analizados, se encuentra que mayormente utilizan tecnologías de inversión en arreglo o “string” como en (Rahman, Sulaiman, Omar, Zain, & Shaari, 2011), (Omkar, Srikanth, Swaroop, & Rama Rao, 2015) y (Pietruszko, 2009), y centralizada dependiendo del tamaño del proyecto (Komoni, Krasniqi, Lekaj, & Gashi, 2014), (Enesca, Comsit, Visa, & Duta, 2010). Mientras que en algunos casos como (Chowdhury, Chaaban, Essakiappan, Manjrekar, & Xue, 2015), (Feng et al., 2017) y (Pavan et al., 2015) se utilizan microinversores por módulo solar, evidenciando según los resultados del análisis de seguimiento, un desempeño promedio superior entre el 10 y 25% respecto a los primeros, considerando factores como la ubicación, climatología y antigüedad del sistema.

⁶ Aunque no se consideran emisiones de gases efecto invernadero en el uso de la energía nuclear para la generación eléctrica, criterios como el tratamiento de los desechos nucleares luego del proceso y de seguridad de las comunidades circundantes, han ocasionado la ejecución de políticas de desmontaje de este tipo de plantas en varios países de Europa.

En (Harb, Kedia, Zhang, & Balog, 2013), se presenta una comparación entre un sistema de energía fotovoltaica residencial de 6 kWp basado en un inversor de cadena (o string) y un sistema basado en microinversor. Los criterios evaluados son: la confiabilidad, los factores ambientales, la falla del inversor y la seguridad eléctrica de un sistema. Los resultados mostraron que cuando se considera el costo de energía nivelado (LCOE), el microinversor puede alcanzar el costo de equilibrio más rápidamente que con un inversor de cadena que opera en el mismo entorno y que además, presenta mayores ventajas respecto a la totalidad de los criterios analizados con amplio margen.

En Colombia se menciona un modelo de cada clase, en (Hernandez, Arredondo, Vallejo, & Gordillo, 2012), muestra la comparación de los dos primeros sistemas fotovoltaicos instalados en el país conectados a la red GCPVS⁷, que están operando en la ciudad de Bogotá por más de tres años, utilizando en ambos casos inversores de cadena de 3100 y 1000 W. Por otra parte, en (Osma, Rojas-Zambrano, Florez-Reyes, Ordoñez-Plata, & Florez-Gomez, 2017), se analizan diferentes técnicas de mejoramiento del desempeño mediante la mitigación de temperatura de operación promedio de paneles solares que componen un sistema con microinversores de 7.5kWp instalado en el Edificio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander, ubicada en la ciudad de Bucaramanga.

⁷ Grid Connected Photovoltaic Systems

3. Motivación y Justificación

En la etapa de preinversión de un sistema de AGPE, el adecuado dimensionamiento, diseño y selección de los equipos establece en gran medida, la obtención de los beneficios esperados durante su vida útil. En este sentido, los paneles solares en conjunto con los equipos inversores DC/AC representan aproximadamente el 70% del valor total del capital inicial requerido⁸, por tanto, la disposición y configuración de estos elementos resultan claves al momento de la toma de decisiones para garantizar la viabilidad del proyecto.

En cuanto a los paneles solares, las marcas ubicadas en el top 10 de las más vendidas en el mercado a nivel mundial, las cuales son de normal consulta por los desarrolladores de proyectos, ofrecen equipos con similares características de capacidad en condiciones estándar con rangos entre los 300 y 350 Wp, de eficiencias que oscilan entre el 16.5 y 17.5% y garantías de vida útil (sin extensión) de 25 años. Esta homogeneidad de la oferta ocasiona que, actualmente el proceso de selección de los paneles, salvo por el criterio de costo, por sí solo no tenga un impacto mayor en la producción de energía y desempeño total del sistema a pequeña escala.

En consecuencia, la selección y configuración del (de los) equipo(s) de inversión DC/AC juegan el papel más importante a la hora de estimar el retorno del proyecto AGPE. En este caso, existen gran variedad de ofertas en el mercado disponibles tanto en costos, capacidad nominal, tensiones de operación, algoritmos de optimización incorporados, eficiencias y posibilidades de configuración, las cuales afectan el desempeño. De modo que, realizar un análisis comparativo de la producción de energía, mediante la implementación y simulación del proyecto Autogeneración Solar El Parnaso para tres diferentes configuraciones: de inversión central, en triple arreglo y

⁸ Tomado de la experiencia propia de ESSA en la construcción del proyecto Autogeneración Solar El Parnaso

microinversores, resulta a todas luces interesante, en consideración a que el costo promedio por kWp instalado se mantiene según las ofertas económicas recibidas por parte de ESSA en la etapa de contratación para la construcción del proyecto.

En este mismo sentido, es de interés común para el sector académico, así como para los inversionistas, desarrolladores y clientes de este tipo de iniciativas, conocer el comportamiento técnico y económico respecto de los valores proyectados en la etapa de preinversión, permitiendo el monitoreo y comparación de los beneficios esperados, mediante el seguimiento y análisis de las variables eléctricas y climáticas del sistema de forma periódica durante el transcurso de su operación, siendo referencia para el municipio de Barrancabermeja y su posible extrapolación al sector del Valle del Magdalena Medio en Colombia.

Finalmente, dada la gran funcionalidad de este laboratorio a gran escala implementado por ESSA, además de monitorear el desempeño del sistema como un todo, es importante realizar el seguimiento de cada panel solar de forma individual. Veremos entonces que a pesar que los 105 módulos que conforman el proyecto ASEP se encuentren en una misma ubicación geográfica (placa superior del edificio El Parnaso de ESSA), presentan diferencias apreciables en su desempeño debidas a factores como: variaciones de construcción de cada panel de fábrica, influencia de sombras parciales temporales ocasionadas por obstáculos y suciedad puntual y fallo en los materiales, equipo o conexión al sistema. Normalmente, las diferencias entre paneles adyacentes debidas a los dos primeros factores mencionados no deberían ser más allá del 5%, sin embargo, de presentarse posibles fallas en el panel o microinversor con porcentajes de discrepancia mayores, se podrían identificar de manera precisa el panel o conjunto de paneles afectados en tiempo real y atender en consecuencia para su corrección, situación que representa una gran ventaja

para la operación y no sería replicable en un sistema con configuración de inversión DC/AC centralizada o en arreglo.

4. Descripción de la metodología de investigación

4.1 Objetivo General

Caracterizar el sistema de AGPE de ESSA “Autogeneración Solar El Parnaso” y comparar técnica y económicamente su desempeño respecto a resultados de simulación, considerando tres configuraciones en la etapa de inversión DC/AC.

4.2 Objetivos Específicos

1. Implementar el modelo del sistema de “Autogeneración Solar El Parnaso” en la herramienta de software PVSYST V6.75.
2. Comparar los resultados de desempeño del modelo simulado con microinversores, frente a variaciones de configuración en la etapa de inversión DC/AC: central y en triple arreglo.
3. Realizar un análisis comparativo de los valores obtenidos en simulación con respecto a mediciones efectuadas en el sistema real del sistema.

4. Realizar un análisis económico con base en los valores de producción de energía del sistema real proyectados anualmente según los lineamientos de la Resolución CREG 030 de 2018.
5. Caracterizar el desempeño en la producción real de forma mensual de cada uno de los paneles solares del sistema instalado desde su entrada en operación.

4.3 Alcance

A continuación, se detallan las actividades a desarrollar para la atención de lo establecido de los objetivos específicos según su orden de numeración:

- 1.1. Recopilar la información de especificaciones técnicas, función, marca comercial, referencia y configuración de los equipos que componen el sistema de AGPE “Autogeneración Solar El Parnaso” de ESSA.
- 1.2. Construir el modelo del sistema y simular en el software PVSYST V6.75, a partir de la información y conexión de los equipos que componen el sistema, distribución de los microinversores, los datos climáticos mensuales de la base SOLARGIS⁹, perfil de carga horario del edificio y presencia de sombras parciales; registrando los valores mensuales esperados de generación de energía, autoconsumo y excedentes entregados a la red.
- 2.1. Simular y comparar el desempeño en la producción de energía del sistema con las configuraciones en la etapa de inversión DC/AC Central y en triple arreglo, respecto a los resultados obtenidos del modelo inicial con microinversores.

⁹ Base de datos climática y de software para inversiones en energía solar. Slovakia. <https://solargis.com/>.

- 3.1. Realizar un análisis comparativo del desempeño en la producción de energía, autoconsumo y excedentes obtenidos mensualmente en el modelo simulado con los datos climáticos de SOLARGIS, respecto a los registrados en el seguimiento del sistema real en un periodo de cuatro meses de operación entre el 01 de marzo al 01 de julio de 2018.
- 4.1. Elaborar un análisis económico de los valores de producción de energía del sistema instalado proyectados anualmente para una vida útil de 25 años, en atención a lo estipulado en la resolución CREG 030 de 2018.
- 5.1. Estimación y clasificación según la producción real mensual de cada uno de los paneles solares del sistema instalado desde su entrada en operación.

4.4 Impactos esperados en el desarrollo del proyecto

4.4.1 Impactos científicos y tecnológicos del proyecto

- Tomar como referencia nacional para el importante en términos de potencial energético solar como lo es el sector del Valle del Magdalena Medio, tanto de forma individual como agregada el comportamiento del sistema solar fotovoltaico de mayor tamaño por capacidad instalada en Colombia.
- Identificar las diferencias que se presentan en el desempeño de cada módulo dentro de un mismo sistema a pequeña escala.
- Apropiación y difusión de la valiosa experiencia en el diseño, implementación y operación del proyecto, dentro de las actividades de los diferentes procesos involucrados al interior de ESSA en alineación con la estrategia corporativa.

- Posibilidad de implementar a futuro, técnicas, métodos y materiales en el estado del arte, que aumente la producción de estos sistemas para comparación respecto del proyecto base.

4.4.2 Impactos sobre la productividad y competitividad del sector productivo de la región o el país

- Impulso de dinámicas regionales en torno al desarrollo industrial y de investigación aplicada en el sector de FNCER en el Valle del Magdalena Medio de Santander.
- Apropiación del conocimiento regional en el desempeño y comportamiento de este tipo de tecnologías novedosas en el país.
- Potencial de mejoramiento en la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica y reducción de pérdidas técnicas.

4.5 Metodología y plan de trabajo

Los pasos a seguir para el desarrollo del presente trabajo de acuerdo a la metodología propuesta son:

Levantamiento en campo de la información de especificaciones técnicas, funcionalidad y marca comercial de los equipos que componen el proyecto “Autogeneración Solar El Parnaso” de ESSA, instalado y en operación en la placa superior del edificio administrativo El Parnaso en el municipio de Barrancabermeja, Santander.

Con base en la información recopilada, se procede a construir en la herramienta de simulación de sistemas solares fotovoltaicos PVSYST V.6.75.¹⁰ el proyecto conectado a la red, incluyendo las variables climáticas de radiaciones directa y difusa global horizontal y temperatura ambiente consultadas en la base de datos SOLARGIS, la orientación de los paneles, la cantidad de los equipos y el perfil de consumo caracterizado del edificio El Parnaso.

Al modelo simulado que contiene la configuración de inversión DC/AC con microinversores, se incluyen dos variaciones adicionales que son: de inversor central (un equipo por todo el sistema) y de triple arreglo (tres equipos que agrupan el sistema), seleccionando los equipos que en cada caso aseguren un adecuado dimensionamiento y compatibilidad con el sistema y la red. Luego, se corre la simulación en los tres escenarios diferentes y se analizan los resultados obtenidos de producción de energía y desempeño para referencia de comparación.

Posteriormente, a partir del monitoreo real del proyecto con la configuración de microinversores en la plataforma web POWER MONITORING EXPERT¹¹ con los valores medidos en los barrajes de generación y carga del edificio en el periodo del 01 de marzo al 01 de julio de 2018, se estiman los valores de producción de energía mensual y proyectada anualmente de generación, la entregada efectivamente a la carga como autoconsumo y la exportada a la red. Luego se comparan con los obtenidos en la etapa de simulación del sistema en el software PVSYST V6.75 para el modelo con microinversores.

Luego, se realizará un análisis económico de flujo de caja comparativo proyectado del sistema en valores constantes en términos de Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN),

¹⁰ Software de simulación de sistemas de generación solar fotovoltaica desarrollado por la Universidad de Ginebra, Suiza. www.pvsyst.com.

¹¹ Plataforma web de monitoreo de sistemas de potencia de ESSA ESP suministrada por SIEMENES.

considerando los siguientes supuestos basados en valores producto de la experiencia propia de ESSA y según los lineamientos establecidos en la resolución CREG 030 de 2018.

Finalmente, con base en la gran funcionalidad de este laboratorio y en el monitoreo en la plataforma ENLIGHTEN MANAGER¹² que permite el seguimiento en tiempo real de la producción de energía tanto del sistema en su conjunto como de cada uno de los paneles solares como subsistemas independientes desde su fecha de entrada en operación; se caracterizará su desempeño individual en el periodo del 01 de marzo al 01 de julio de 2018, analizando en caso de identificarse, las diferencias encontradas.

5. Definiciones

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m^2 , o bien en MJ/m^2 .

Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

¹² Plataforma web de seguimiento del proyecto Autogeneración Solar El Parnaso de ESSA suministrada por la marca de los microinversores ENPHASE ENERGY.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

Yields: La evaluación del desempeño del SFV vendrá determinada por los llamados “Yields”. Los Yields son relaciones entre una cantidad de energía y las potencias nominales. Las unidades de estos índices son kWh/kW, que equivale a horas.

Yield de energía del arreglo fotovoltaico (Y_A): Se define como la relación entre la energía de la salida (DC) y la potencia nominal del arreglo.

$$Y_A = \frac{E_A}{P_O} \quad kWh/kWp \quad (1)$$

Yield final del sistema (Y_f): Se calcula con la relación entre la energía neta generada del sistema completo del lado de AC y la potencia nominal DC del arreglo FV.

$$Y_F = \frac{E_{PV}}{P_O} \quad kWh/kWp \quad (2)$$

Yield de referencia (Y_r): Se define como la división entre la irradiación total en el plano y la irradiancia de referencia. Esta última es la irradiancia para la cual se estimó potencia nominal DC, normalmente es condiciones STC.

$$Y_R = \frac{H_i}{G_{i,ref}} \quad kWh/kWp \quad (3)$$

Este índice en particular, representa el número de horas con irradiancia de referencia necesarias para obtener la misma cantidad de energía solar que la monitoreada en el periodo de estudio.

Performance ratio (PR): La PR es el cociente entre el yield final del sistema (Y_F) y el yield de referencia (Y_R) e indica el efecto global de las pérdidas de potencia debidas a la temperatura y las ineficiencias de los sistemas, incluyendo la etapa de inversión (BOS).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$$

Esta relación puede ser evaluada para cualquier periodo de tiempo. En el caso particular de la relación de desempeño anual, se determinan estos mismos indicadores para un conjunto de muestras de un año.

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

6. Descripción del sistema

Con base en la información recopilada desde el diseño y validada en la implementación, se describe el proyecto “Autogeneración Solar El Parnaso” de ESSA, así como cada uno de sus componentes y configuración, que se constituyen como insumo para la construcción del modelo del sistema de simulación:

6.1 Ubicación

El proyecto se encuentra ubicado en la placa superior de la sede administrativa de ESSA en el municipio de Barrancabermeja-Santander, adyacente a la Subestación Parnaso de la Electrificadora de Santander. De acuerdo con la ubicación se obtienen los datos climáticos requeridos a través de la base de datos SOLARGIS.

Ubicación georreferenciada: 7.072809, -73.854300



Figura 1. Ubicación geográfica del proyecto

6.2 Generalidades

Este proyecto es un sistema “on grid”, el cual inyecta energía directamente a la red eléctrica permitiendo proporcionar un porcentaje del requerimiento energético del edificio. El proyecto se basa en un sistema de inversión de corriente directa a corriente alterna mediante tecnología de microinversores, esto permite que cada panel fotovoltaico tenga instalado un microinversor (inversor por panel) e inyecten directamente a la red corriente alterna. Un diagrama general del sistema se muestra en la Figura 2.

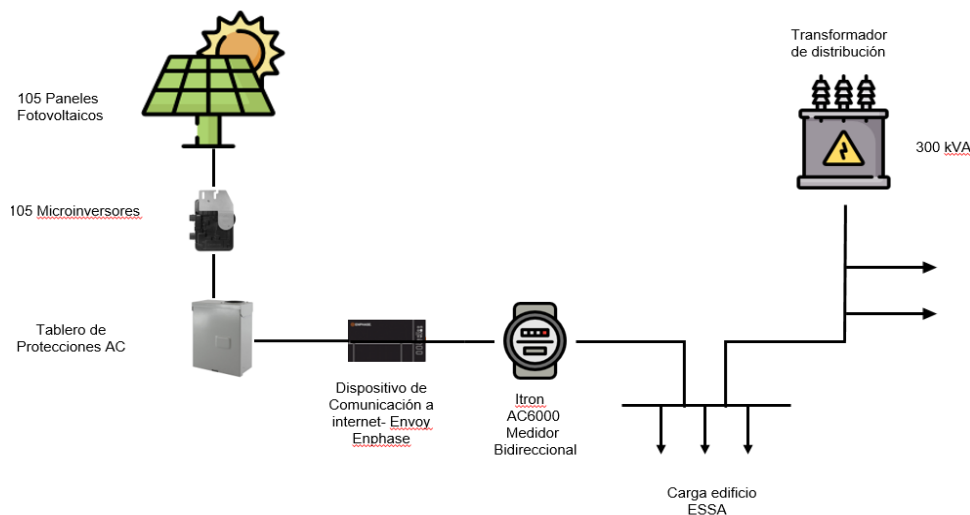


Figura 2 Diagrama general del proyecto

Las características generales del proyecto se listan en la tabla 1:

Tabla 1

Características generales del proyecto implementado

Numero de paneles FV	105
Ángulo inclinación al Sur	15°
Acimut	0°
Numero de microinversores	105
Potencia Instalada	34.125 kW
Acumuladores o baterías	No tiene acumuladores o baterías
Área ocupada	220 m ²
Energía esperada de generación diaria	150 kWh

6.3 Elementos o componentes instalados

6.3.1 Paneles fotovoltaicos : Los paneles cumplen la función de transformar la energía generada por el Sol en corriente eléctrica en DC que luego de convertir en AC mediante los microinversores, suministra su energía al barraje general de baja tensión del edificio de Parnaso-ESSA. Estos paneles FV están conectados cada uno a un microinversor.

Se encuentran instalados un total de 105 Paneles fotovoltaicos(FV) Multicristalinos de marca Trina Solar con referencia TSM-325-PD14. Cada panel FV tienen una potencia máxima de 325 W a una tensión de 48VDC y se encuentran instalados sobre una estructura diseñada para dar una inclinación de 15 grados hacia el Sur. En la figura 3 tomada desde el oeste se puede apreciar la inclinación de los paneles solares hacia el sur.



Figura 3. Vista desde el oeste del conjunto de paneles solares

Dentro de otras características de los paneles FV tenemos las relacionadas a continuación:

Tabla 2

Características generales de los paneles FV

TrinaSolar TSM-PD14		
Potencia máxima	Pmax	325
Tensión en el punto de máxima potencia	Vmp	37.2 V
Corriente en el punto de máxima potencia	Imp	8.76 A
Tensión de circuito abierto	Voc	45.9 V
Corriente de cortocircuito	Isc	9.25 A
Eficiencia del panel	η_m	16.8 %

6.3.2. Microinversores: El tipo de tecnología de inversión utilizada en este proyecto es mediante microinversores, es decir, un (1) inversor por panel FV. Estos microinversores están instalados debajo de los paneles en un extremo del mismo. En la figura 4 se puede observar un esquema de instalación:

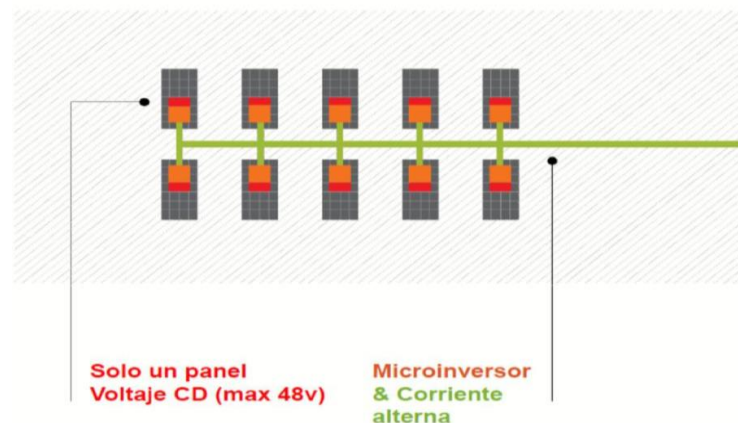


Figura 4. Esquema de instalación de los microinversores. Fuente Enphase Energy.

Se encuentran instalados un total de 105 microinversores de marca Enphase con referencia IQ6PLUS-72-2-US. Cada microinversor recibe en sus bornes de entrada con un rango de operación de 235W a 400W la energía de cada panel solar FV en corriente directa y la transforma a corriente alterna en sus bornes de conexión de salida. Los microinversores se comunican por medio de la acometida eléctrica utilizando modulación PLC (Power line communication) a un “Gateway” llamado Envoy que recopila datos como temperatura del equipo, tensión, corriente en DC y AC de cada uno de los microinversores. En la siguiente imagen se observa el microinversor utilizado en el proyecto.



Figura 5. Microinversores utilizados en el proyecto

6.3.3. Disposición de los paneles solares



Figura 6. Disposición paneles solares en la placa del edificio El Parnaso de ESSA

Como aspecto fundamental para la construcción de un modelo ajustado, se considera el emplazamiento del sistema con el fin de tener en cuenta el impacto en la generación de energía de las sombras parciales identificadas en cercanías al edificio.

Los paneles solares se encuentran distribuidos sobre la placa superior del edificio de ESSA El Parnaso, como se muestra en la figura 6 y están orientados de forma fija en el eje Norte – Sur con acimut de 0° e inclinación al sur de 15° .

Aproximadamente a 20m de la esquina suroccidental del edificio se ubica una torre de comunicaciones de 45m de altura, cuya sombra incide sobre el proyecto en horas de la tarde. El efecto en la producción de dicha sombra se expone en el capítulo de operación y seguimiento al proyecto. En la figura 7 se aprecia desde una toma aérea, el sistema instalado y en cuyo sector sur-occidental se encuentra la torre de comunicaciones que ofrece el efecto de sombras parciales.



Figura 7 Presencia de sombras parciales sobre el proyecto.

7. Análisis de simulación del sistema

Luego del levantamiento de la información del sistema de Autogeneración Solar El Parnaso tanto en terreno como a partir del seguimiento, se construyó el modelo de simulación en el software de simulación de sistemas solares fotovoltaicos PVSyst V6.75, que se compone de los siguientes elementos:

- ✓ Caracterización de la demanda del edificio El Parnaso en un periodo mínimo de una semana,
- ✓ Datos climáticos mensuales promedios de Temperatura ambiente, irradiación directa global horizontal e irradiación difusa global, a partir de la ubicación geográfica del sistema
- ✓ Configuración del sistema instalado tomando la información de cantidades y especificaciones técnicas de los equipos y disposición descritas en el capítulo anterior.

7.1 Caracterización del perfil de demanda en potencia del edificio “El Parnaso”.

Se procedió a caracterizar la demanda de la potencia eléctrica del edificio El Parnaso, como carga a atender en el laboratorio de autogeneración. Para este propósito, se tomaron los datos de potencia promedio horaria obtenidos de los medidores “espejo” instalados de acuerdo a la figura 13, en el barraje de generación (G) y de la carga (B) y se analizaron mediante la siguiente sumatoria de potencias:

$$Ph_e = Ph_G + Ph_B, \text{ donde:}$$

Ph_e = Potencia horaria promedio de carga del edificio [W],

Ph_G = Potencia horaria promedio generada por el sistema [W],

Ph_B = Potencia horaria promedio que ingresa al barraje de carga desde la red pública [W],

Estos valores se calcularon en el transcurso de dos meses de operación: mayo y junio de 2018, los cuales se repitieron hasta completar un año.

A continuación, se muestra la demanda del edificio El Parnaso en el mes de mayo de 2018. El consumo típico de un día entre semana del edificio El Parnaso, corresponde al comportamiento comercial de oficinas que comprende entre las 5am y las 6.30pm con valores entre los 25 y 30kW que incluso en algunos días llegan a alcanzar un máximo de 35kW. Las cargas más importantes son aires acondicionado, equipos de cómputo e iluminación.

Teniendo en cuenta el horario de trabajo en el edificio, los fines de semana los consumos registrados en el barraje son significativamente menores con valores máximos para el sábado y domingo de 10 y 6.5 kW respectivamente, con variaciones en algunos días por jornadas extraordinarias de trabajo. La energía consumida por el edificio en el mes de mayo fue de 7786 kWh.



7.2 Condiciones climáticas

Con base en consulta realizada en la base de datos de SOLARGIS, se obtienen los siguientes valores de radiación solar y temperatura en el municipio de Barrancabermeja como ubicación del sistema, en los diferentes meses en el espacio de un año, para ingreso a la simulación:

Tabla 3

Condiciones climáticas base de datos SOLAR GIS

Month	GHId	GHIm	Diffd	Diffm	T24
Jan	5.54	172	2.46	76	27.6
Feb	5.66	158	2.67	75	28.4
Mar	5.46	169	2.97	92	28.5
Apr	5.30	159	2.82	85	27.7
May	5.52	171	2.62	81	27.6
Jun	5.59	168	2.48	74	28.1
Jul	5.82	180	2.45	76	28.4
Aug	5.91	183	2.60	81	28.9
Sep	5.81	174	2.66	80	28.4
Oct	5.29	164	2.57	80	27.3
Nov	5.01	150	2.43	73	26.4
Dec	4.98	154	2.34	73	26.9
Year	5.48	2002	2.59	946	27.8

GHId Suma diaria promedio de irradiación horizontal global [kWh / m^2]

GHIm Suma mensual promedio (anual) de irradiación horizontal global [kWh / m^2]

Diffd Suma diaria promedio de irradiación horizontal difusa [kWh / m^2]

Diffm Suma mensual promedio (anual) de irradiación horizontal difusa [kWh / m^2]

T24 Temperatura media del aire diurno (24 horas) [° C]

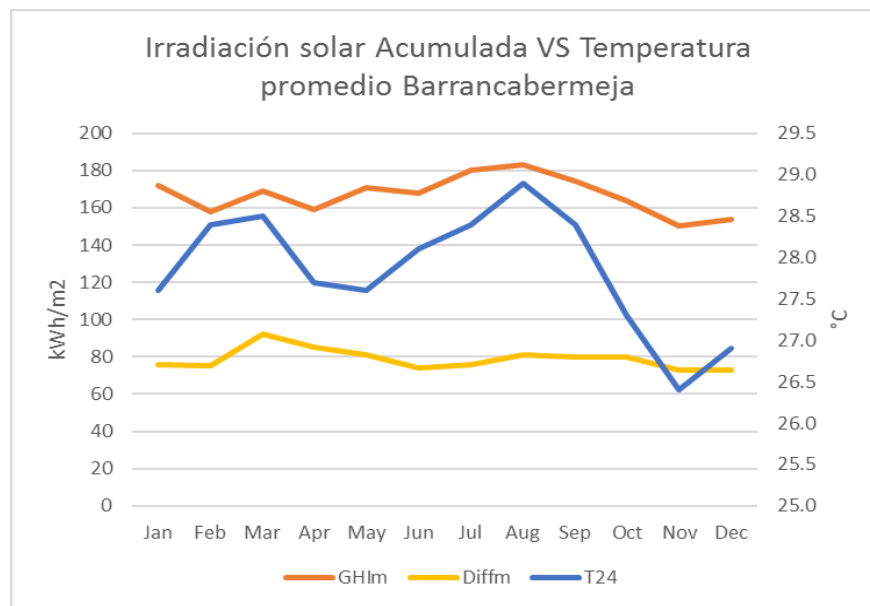


Figura 9. Condiciones climáticas promedio Barrancabermeja

De la gráfica de las condiciones climáticas para el municipio de Barrancabermeja en un año (2018), se aprecia que para el mes de agosto se espera una alta producción de energía según los niveles de radiación horizontal registrados, no obstante, la presencia de altas temperaturas contrarrestará parcialmente este efecto.

7.3 Simulación del sistema en PVSYST

Con la ayuda de la herramienta de software de diseño y dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos PVSyst V6.75 y luego de introducir los valores de caracterización de la demanda anual a atender por el sistema de generación y los datos climáticos, se procedió a construir el

modelo del sistema para simulación con el fin de proyectar un comportamiento esperado del proyecto durante un año de operación.

A continuación, se muestra una imagen del módulo de definición del sistema, donde se introducen las cantidades y especificaciones de los componentes más importantes, que son: los paneles solares e inversores. Como resultado preliminar visible, se observa que el sistema cubre una superficie efectiva de 204 m^2 .

Figura 10. Parámetros generales del proyecto para simulación

Con el fin de considerar la incidencia en la producción de energía de las sombras parciales sobre el sistema producidas por la torre de comunicaciones ubicada al costado sur-occidental del edificio, se elaboró el perfil de obstáculos en la herramienta de simulación como se muestra en la figura 11.

Dado que la torre de comunicaciones es de ángulos de hierro y no proyecta una sombra sólida sobre la superficie de los paneles, se dispuso un factor de transparencia del 40%. Es decir, que la luz solar que atraviesa la torre y llega efectivamente sobre los paneles corresponde al 40% del total teniendo en cuenta el área estimada cubierta por los ángulos de la estructura.

Cabe destacar que, de acuerdo a las simulaciones de la trayectoria solar y corroborado en la operación del sistema, no en todos los meses del año la torre de comunicaciones ofrece sombra al proyecto. Esto es debido al cambio de la posición del sol en el transcurso del año con ocasión a la ocurrencia de los solsticios y equinoccios en el país.

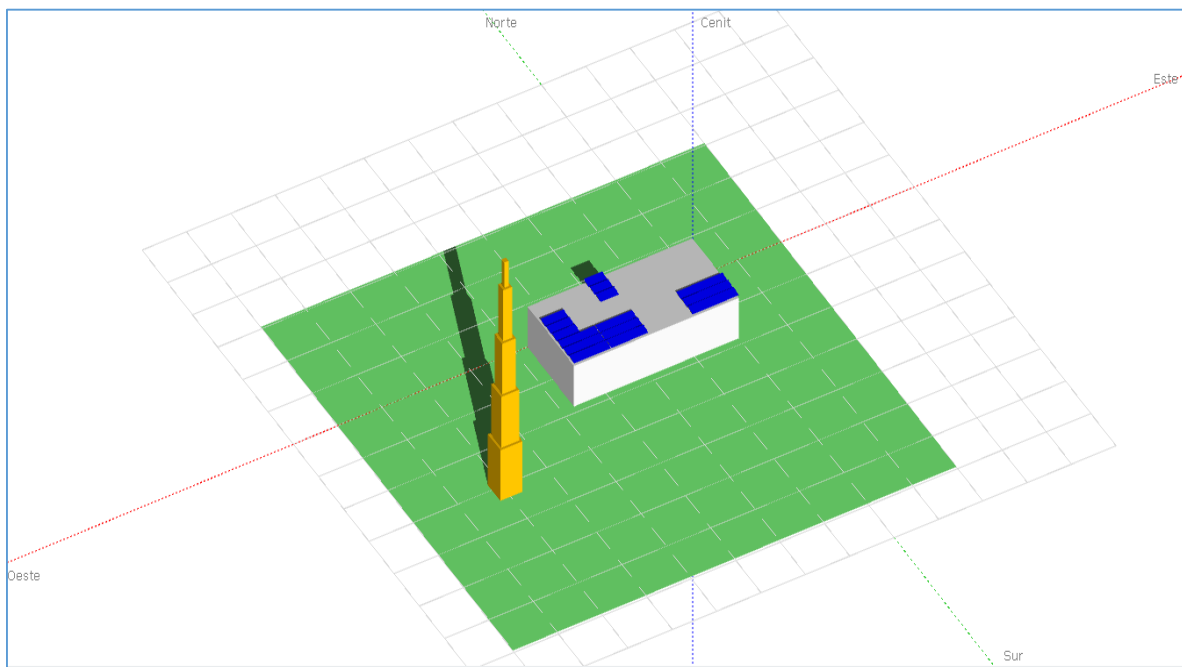


Figura 11. Simulación del efecto de las sombras parciales. Fuente PVSyst.

7.4 Resultados de la simulación

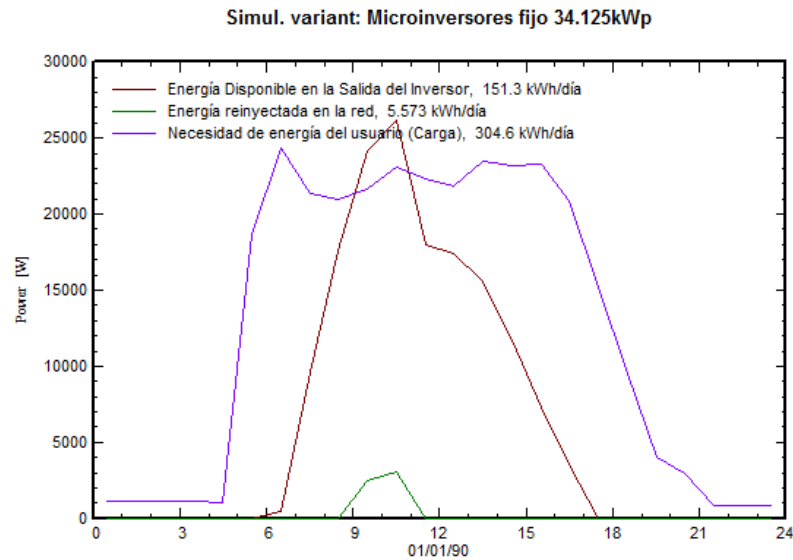


Figura 12. Resultados de simulación de energía típica semanal. Fuente PVSyst.

Según se observan los resultados para el caso de un día típico entre semana laboral, donde se grafican las curvas de potencia generada, consumida por la carga y exportada, se espera que, bajo ciertas condiciones climáticas, el sistema de generación inyecte aguas arriba del barraje general del edificio un aproximado de 5.5kWh/día.

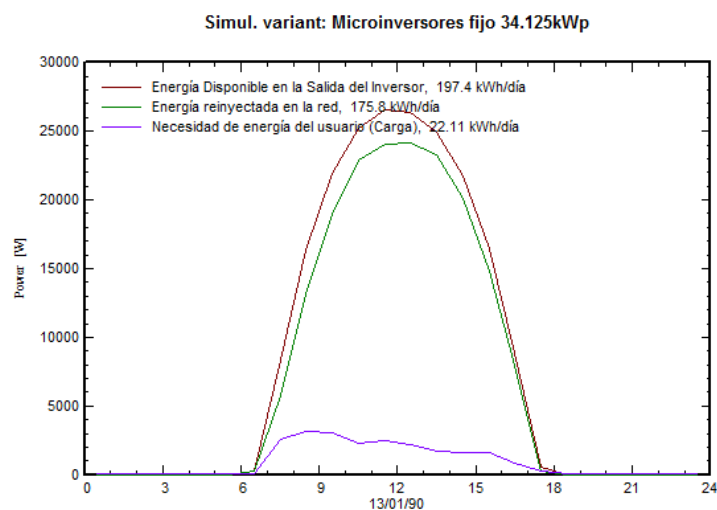


Figura 13. Resultados de simulación de energía típica fines de semana. Fuente PVSyst.

El efecto mencionado previamente se hace más visible en días típicos de fines de semana, donde la energía generada supera ampliamente la requerida por la carga, exportando a la red casi un 90% de la suministrada por el proyecto.

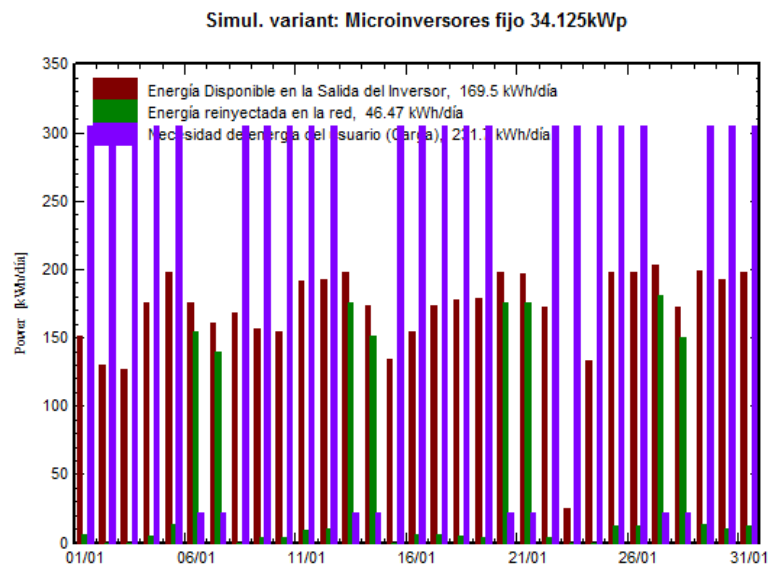


Figura 14. Resultados de simulación de energía mensual. Fuente PVSyst.

Si lo vemos mensualmente, según lo mencionado anteriormente, la energía generada por el sistema si bien no alcanza a cubrir las necesidades energéticas del edificio en el transcurso del día debido a consumos por fuera de las horas de sol, se observan excedentes a la red, cuyos valores aumentan en los fines de semana.

Tabla 4.

Resultados de la simulación del proyecto. Fuente PVSyst.

Microinversores fijo 34.125kWp				
Customised table				
	E Avail	E Load	E User	E_Grid
	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	5254	7184	3814	1440
Febrero	4649	6270	3297	1352
Marzo	4714	6901	3438	1277
Abril	4276	6597	3117	1159
Mayo	4389	7184	3523	866
Junio	4179	6597	3222	957
Julio	4521	6901	3350	1170
Agosto	4748	7184	3569	1179
Septiembre	4786	6314	3314	1471
Octubre	4781	7184	3583	1198
Noviembre	4585	6879	3630	954
Diciembre	4782	6619	3342	1440
Año	55665	81813	41199	14465

E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 E User Energía suministrada al usuario
 E_Grid Energía reinyectada en la red

De acuerdo a los resultados de la simulación anual, se espera que el sistema solar genere (E Avail) el 68% de energía en referencia al consumo total del edificio, repartido en 74% de dicha energía entregado efectivamente a la carga (E User) y que exporte a la red (E Grid) el restante 26% aguas arriba del barraje general.

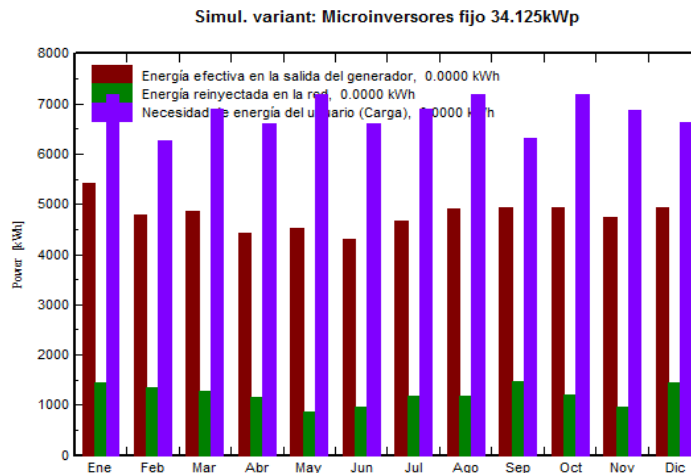


Figura 15 Resultados de simulación de energía al año. Fuente PVSyst.

Tal como se mencionó previamente, de acuerdo al comportamiento de las condiciones climáticas en la base de datos SOLARGIS en el transcurso del año, se observan los valores de producción de energía más altos entre agosto y octubre. Aunque la radiación para el mes de agosto fue la mayor, la generación de energía resultó levemente menor a septiembre y octubre principalmente por el efecto de la temperatura ambiente.

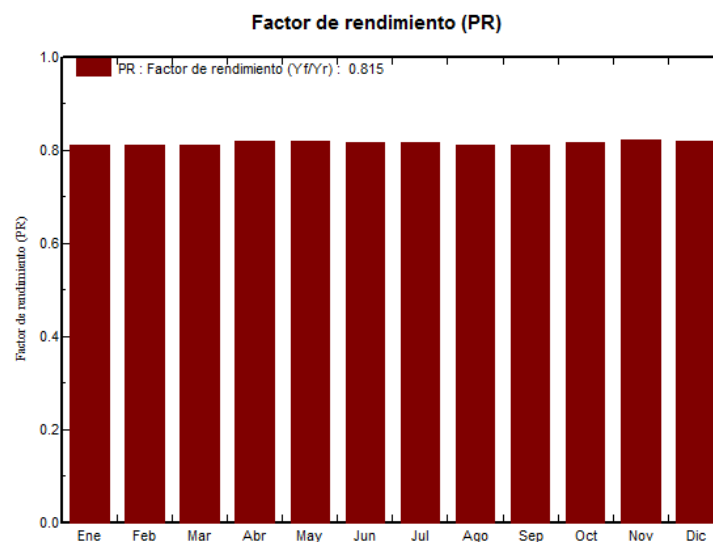


Figura 16 Factor de rendimiento simulado del sistema. Fuente PVSyst.

Según lo ilustrado en la gráfica anterior, se espera un factor de rendimiento (PR) del sistema igual o levemente inferior a 0.815, el cual es un valor alto respecto a otros sistemas instalados a nivel mundial y referenciados en el estado del arte del presente estudio.

7.5 Análisis comparativo con otras configuraciones de la etapa de inversión DC/AC

Además de la simulación realizada al sistema instalado en el edificio incluyendo el efecto de las sombras parciales, en este estudio se presentan los resultados comparativos de la simulación de dos diferentes configuraciones de la etapa de inversión respecto al caso base que corresponde a microinversores ENPHASE IQ6PLUS-72-2-US, 280W, 48V. Una primera variación de configuración contempla un (1) inversor central marca GREEN POWER PV30, 30kW, 450-800V, 60Hz. Mientras que la segunda, se compone de tres (3) inversores en igual número de arreglos de marca HYUNDAI HPC-012HT, 12.5kW, 320-600V, 60Hz.

Tabla 5

Comparación Energía producida simulada en diferentes configuraciones de la etapa inversión

Energías Autogeneración Solar El Parnaso									
MES	Generada Solar kWh			Entregada a la carga kWh			Excedentes a la red tipo 1* kWh		
	Micros	Central	Triple	Micros	Central	Triple	Micros	Central	Triple
Enero	5254	5152	5070	3814	3767	3720	1440	1385	1351
Febrero	4649	4563	4489	3297	3258	3215	1352	1305	1273
Marzo	4714	4623	4539	3438	3391	3339	1277	1232	1200
Abril	4276	4192	4111	3117	3070	3017	1159	1123	1094
Mayo	4389	4305	4218	3523	3468	3406	866	837	812
Junio	4179	4096	4013	3222	3170	3114	957	927	899

Energías Autogeneración Solar El Parnaso									
MES	Generada Solar kWh			Entregada a la carga kWh			Excedentes a la red tipo 1* kWh		
	Micros	Central	Triple	Micros	Central	Triple	Micros	Central	Triple
Julio	4521	4436	4350	3350	3297	3239	1170	1138	1110
Agosto	4748	4658	4572	3569	3516	3457	1179	1142	1114
Septiembre	4786	4696	4612	3314	3273	3226	1471	1423	1386
Octubre	4781	4692	4611	3583	3541	3492	1198	1151	1118
Noviembre	4585	4503	4424	3630	3591	3546	954	911	879
Diciembre	4782	4693	4612	3342	3302	3258	1440	1390	1354
Año	55664	54609	53621	41199	40644	40029	14463	13964	13590
Comparación		-2%	-4%		-1%	-3%		-4%	-6%

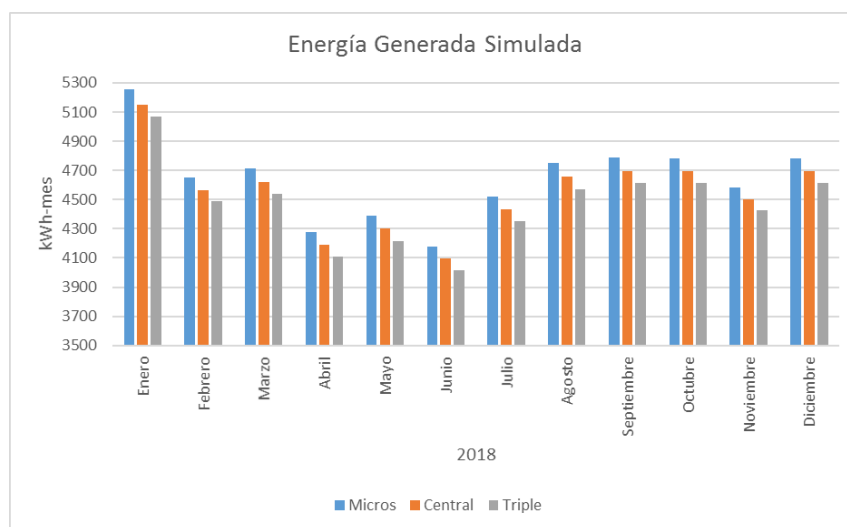


Figura 17 Energía generada con diferentes configuraciones de la etapa de inversión

Según se observa, el análisis comparativo evidencia una producción mayor de la configuración utilizada en el proyecto de Microinversores respecto al inversor central (entre el 1% y el 4%) y de

triple inversión (entre el 3% y el 6%) tanto en la energía generada, como en la entrega a la carga y excedentes a la red, ratificando las ganancias de eficiencia esperadas.

Lo anteriormente mencionado se ratifica en el mayor Factor de Rendimiento (PR) mostrado en la Tabla 6, en el caso de los microinversores respecto a las demás configuraciones de la etapa de inversión DC/AC.

Tabla 6

Comparación coeficientes de desempeño simulados en diferentes configuraciones de la etapa inversión DC/AC.

Coeficientes de Rendimiento Normalizados								
Etapa Inversión	Yr	Lc	Ya	Ls	Yf	Lcr	Lsr	PR
DC/AC	kWh/m ² .día		kWh/kWp/día		kWh/kWp/día			
Microinversión	5.48	0.872	4.61	0.143	4.47	0.159	0.026	0.815
Central	5.48	0.872	4.61	0.227	4.38	0.159	0.041	0.799
Triple	5.48	0.872	4.61	0.307	4.3	0.159	0.056	0.785

8. Análisis de seguimiento a la operación

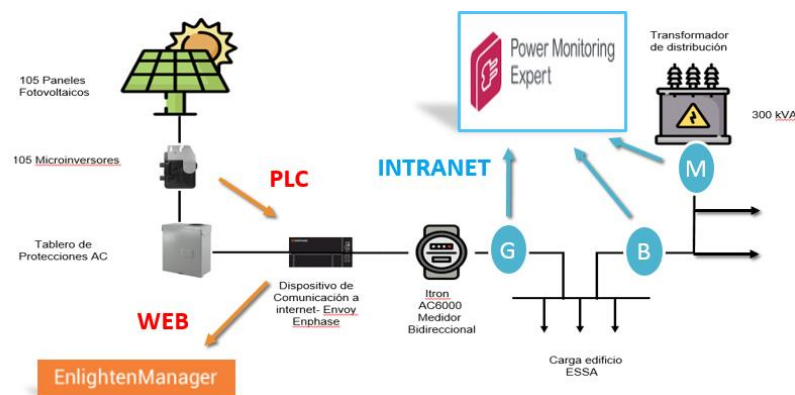


Figura 18 Plataformas de seguimiento a la operación del proyecto

Para efectos de seguimiento de las variables eléctricas de la operación del sistema, además del equipo de comunicaciones ENVOY, se tienen un total de tres (3) medidores instalados en igual cantidad de puntos diferentes del sistema que registran de manera intrahoraria, datos de potencias, energías, tensiones, corrientes, FP, presencia de armónicos y demás, en la generación (G), el barraje del edificio (B) y en el secundario del transformador espejo del macromedidor que corresponde a la frontera comercial de las instalaciones de ESSA en el Parnaso (M).

Estos datos se integran en la plataforma web POWER MONITORING EXPERT¹³ y además permiten estimar mediante sumatorias de flujos de potencia, las cargas del edificio ($G+B$, si $B>0$ es decir si la dirección del flujo es entregando potencia al barraje) y la carga del transformador ($G+M$, si $M>0$ si no se entregan excedentes a la red).

8.1 Desempeño por módulo

Además de la ganancia en eficiencia esperada respecto a otras configuraciones, una de las grandes ventajas de la instalación de microinversores en la etapa de inversión DC/AC, es que permite el seguimiento de la producción y demás variables de forma individual por panel solar. Esto complementado con un monitoreo en tiempo real representa grandes beneficios a la hora de detectar de manera preventiva, posibles fallas en equipos y conexiones mediante diferencias significativas de desempeño.

A continuación, se ilustra el seguimiento de un mes de la producción de cada uno de los módulos solares que componen el sistema de Autogeneración Solar El Parnaso, donde se observa que, a pesar que se encuentran en una misma ubicación geográfica y conectados a una misma

¹³ POWER MONITORING EXPERT, plataforma web de SIEMENS que dispone ESSA para el seguimiento y monitoreo de sistemas de potencia.

instalación, presentan diferencias en su desempeño debidas a factores como: variaciones de construcción de cada panel de fábrica, influencia de sombras parciales temporales ocasionadas por obstáculos y suciedad puntual y fallo en los materiales, equipo o conexión al sistema. No obstante, como veremos más adelante, estas diferencias no representan pérdida en la homogeneidad del proyecto que permita inferir un comportamiento anormal del sistema.

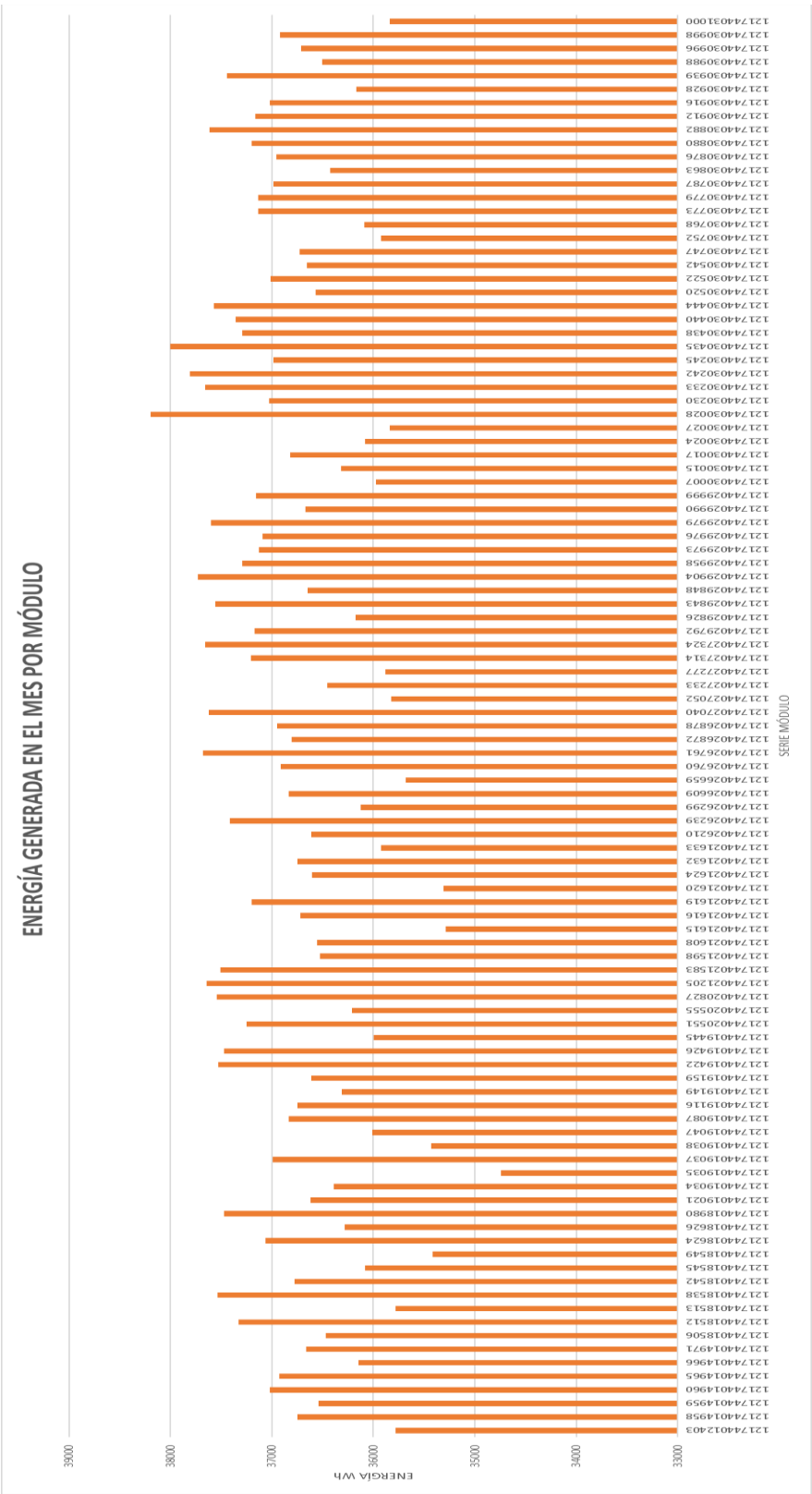


Figura 19. Energía generada en un mes por módulo

8.1.1 Energía generada por módulo: De acuerdo a los valores de generación de energía por módulo para los meses de marzo a junio de 2018, se destacan los valores máximos y mínimos observados:

Tabla 7

Valores máximo y mínimo de generación de energía por módulo

Código Microinversor	Generación diaria promedio (kWh/día)
121744030028	1.420
121744019035	1.302
Promedio sistema	1.356

Con respecto al promedio de generación diaria de los módulos del sistema en el periodo de estudio, se tiene una variación de máximo 4.7% y mínimo de -3.9%, por tanto, el desempeño de los módulos se considera homogéneo, descartando algún daño o valor anormal que implique fallas en la operación del sistema. Por tanto, se corrobora que a pesar que la totalidad de los paneles sirvan a una sola instalación en un mismo punto geográfico y bajo las mismas condiciones climáticas y ambientales, presentan diferencias apreciables en su producción.

8.1.2 Distribución de los módulos: De forma esquemática, en la siguiente imagen se muestra la distribución de los módulos solares instalados en la placa del edificio, los cuales se identifican de acuerdo al código del Microinversor guardando la orientación respecto al plano cardinal indicando el circuito (del 1 al 15) al cual pertenece cada uno en la parte inferior de cada columna. Así mismo,

1	121744021619	121744029848	121744030007
2	121744018538	121744026299	121744030024
3	121744026878	121744029826	121744030027
4	121744021205	121744030876	121744029999
5	121744026761	121744019149	121744030015
6	121744021583	121744030996	121744014958
7	121744020827	121744026609	121744030928
8	121744029904	121744026872	121744014960

9	121744026760	121744019159	121744021620
10	121744030440	121744021633	121744021632
11	121744026239	121744018626	121744014966
12	121744030880	121744019034	121744018513
13	121744030882	121744020555	121744021615
14	121744018542	12174401497	121744019035
15	121744027040	121744018549	121744018549
16	121744018980	121744021598	121744019038

17	121744014959	121744026211	121744030028
18	121744019037	121744030998	121744030435
19	121744030017	121744029973	121744029979
20	121744018624	121744030752	121744030939
21	121744019087	121744029990	121744030233
22	121744030988	121744030520	121744030438
23	121744027277	121744029976	121744027314
24	121744030863	121744030230	121744030444
25	121744031000	121744030779	121744029792
26	121744029843	121744030245	121744030242

27	121744030542	121744019021	121744026659
28	121744030773	121744030768	121744027052
29	121744018545	121744030747	121744019445
30	121744030522	121744030787	121744012403
31	121744019116	121744014965	121744027233

32	121744027324	121744019426	121744020551
33	121744029958	121744018512	121744021624
34	121744030912	121744021616	121744021608
35	121744019422	121744030916	121744018506

Figura 20 Distribución espacial de los paneles FV por circuito

8.1.3. Desempeño por generación promedio mensual

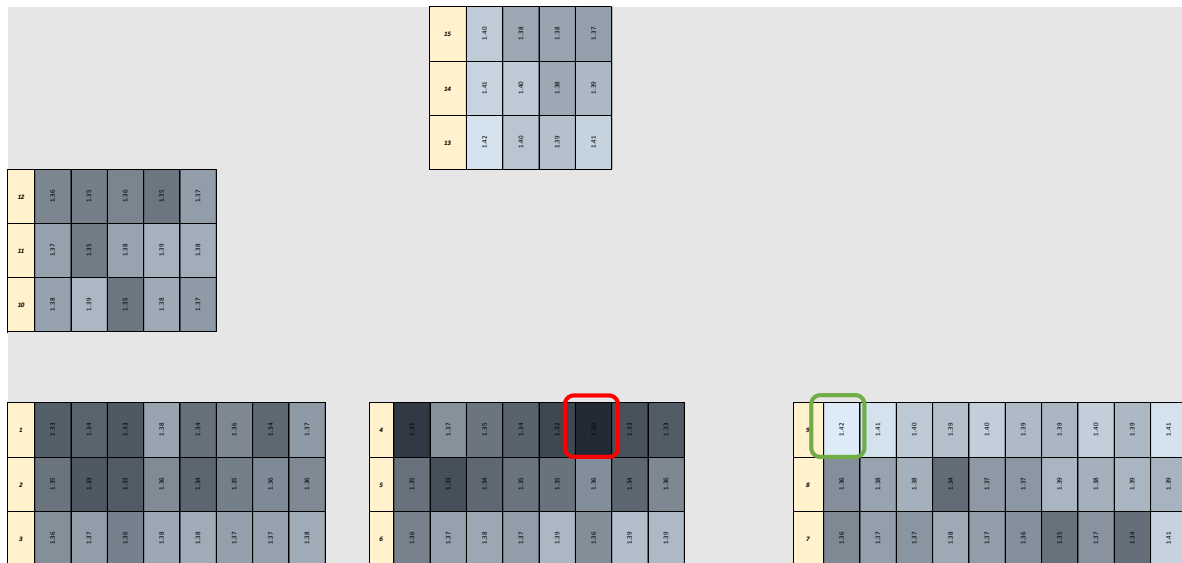


Figura 21 Escala de colores de generación promedio trimestral por panel FV

En concordancia con la distribución de los módulos se muestra en el diagrama de escala de colores, el desempeño de cada uno de los módulos con base en la energía promedio generada mensual en el transcurso de los cuatro meses de análisis, donde entre más claro está el módulo mayor cantidad de energía generó promedio en el mes y viceversa.

Corroborando la información previa se observa que el módulo que presenta menor desempeño promedio en el trimestre de análisis está en el color más oscuro ubicado en el circuito 4 mientras que el de mayor desempeño registra el color más claro dentro del rango del circuito 9. Esto obedece principalmente a la influencia de las sombras parciales ocasionada por la torre de comunicaciones durante el periodo de estudio especialmente sobre el arreglo de los circuitos del 1 al 6 y cuya posición solar coincidió al solsticio de primavera en Colombia.

8.1.4 Influencia de sombras parciales: Se muestra claramente zonas que aportan mayores valores de generación promedio mensual que otras a pesar que se encuentren ubicados en la misma placa del edificio. Esto se debe principalmente a la existencia de una torre de comunicaciones de ESSA en el costado sur-occidental del edificio con ocasión del solsticio de primavera, que obstaculiza de forma parcial el paso de la luz solar por espacio de entre las 14h y 16h todos los días, impactando mayormente sobre los arreglos conformados por los circuitos del 1 al 6 y de forma moderada en los circuitos del 7 al 12, mientras que el arreglo donde se ubican los circuitos del 13 al 15 en la parte norte del edificio, no presenta mayor interferencia en su producción.



Figura 22. Ubicación de torre de comunicaciones como aporte de sombra temporal al sistema.

8.2 Comparación del desempeño del sistema

Luego de la entrada en operación del sistema en el mes de febrero de 2018 se realiza la comparación de su desempeño frente a los valores resultantes de la simulación en el periodo de 4 meses de operación de marzo a junio de 2018, en los cuales se recopiló la información de

seguimiento de la energía generada, la demandada por el edificio, la autoconsumida por la carga y los excedentes entregados y consumidos de la red.

Los valores fueron obtenidos de los medidores espejo ubicados en los barrajes de generación, carga y transformador del sistema y se tomaron a partir de las lecturas de potencia promedio cada 15 minutos y a su vez se sumaron los 4 datos en una hora para resultar en energía horaria.

Tabla 8

Comparación energías del sistema simuladas Vs reales

Comparativo Energías simuladas y reales ASEP								
MES	Generada Solar kWh		Carga Edificio kWh		Entregada a la carga kWh		Excedentes a la red tipo 1 kWh	
	Simulado	Real	Simulado	Real	Simulado	Real	Simulado	Real
Marzo	4647	4543	7895	7871	3714	3624	934	919
Abril	4280	4415	7783	8018	3592	3705	688	710
Mayo	4476	4005	7872	7768	3882	3471	594	534
Junio	4306	4020	7836	7772	3734	3360	572	660

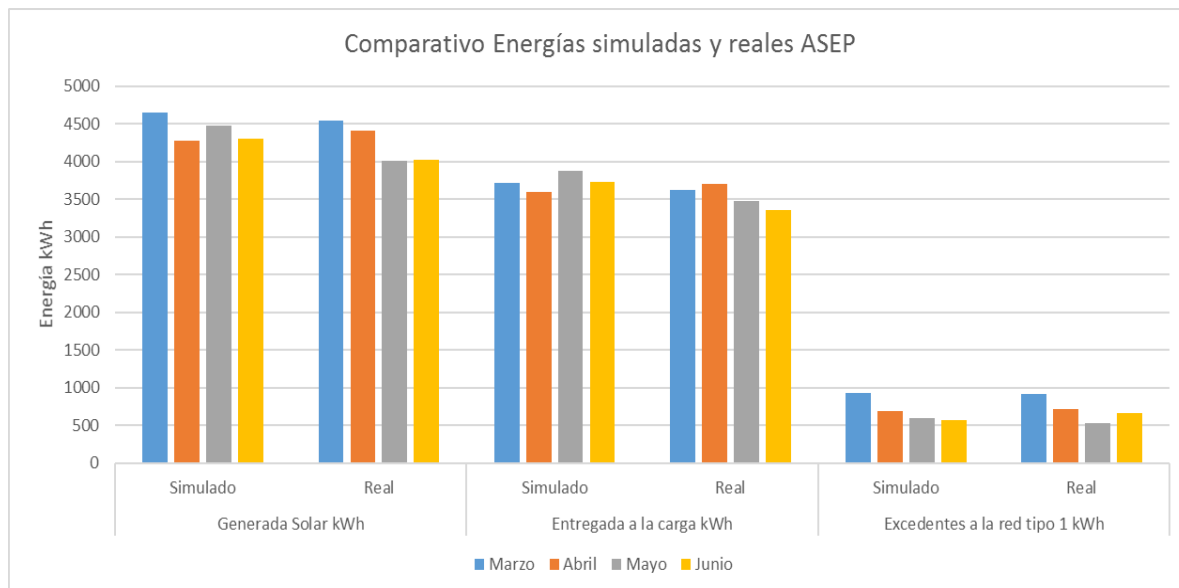


Figura 23 Comparación energías simuladas vs Reales

De acuerdo a los valores mostrados en la tabla 8 e ilustrados en la figura anterior, en cuanto a la energía total generada mensual por el sistema solar, los datos reales de seguimiento están por debajo a los simulados en tres de los cuatro meses del periodo de estudio, siendo abril el único con mayor producción real. Esto obedece principalmente a la aparición de la primera temporada de lluvias con presencia de frecuentes precipitaciones y nubosidades en toda Colombia desde el mes de marzo y que se sostiene incluso a mediados del mes de junio de 2018. (IDEAM, 2018). Cabe destacar que los conjuntos de datos además de ser muy cercanos entre sí (con una variación máxima del 9% en el mes de mayo), presentan una misma tendencia de disminución de la producción de energía en los meses analizados, permitiendo inferir una buena precisión de la base de datos climática utilizada en la simulación del sistema.

En cuanto a la carga del edificio, se observan valores muy cercanos teniendo en cuenta que la caracterización de la demanda para simulación se obtuvo mediante el seguimiento real de dos meses de operación y se extrapolaron en un año.

Asociado a la energía generada, la aportada a la carga y la excedentaria a la red, a excepción del mes de abril de 2018, los datos reales se encuentran por debajo con un máximo del 12% de diferencia.

9. Evaluación Económica

A partir de los supuestos técnicos y económicos del desempeño del sistema de autogeneración solar El Parnaso, descritos en la siguiente tabla, se determinan los valores para el cálculo de los costos y beneficios económicos del proyecto en el periodo de evaluación en atención a lo estipulado en la Resolución CREG 030 de 2018.

Tabla 9

Supuestos de la evaluación económica del proyecto

SUPUESTO	DATO	OBSERVACIÓN	PROYECCIÓN
Costo instalación por kWp	\$ 5,728,938	Valor estimado de ejecución del proyecto	NA
Tiempo análisis	25	Vida útil estimada en años	NA

SUPUESTO	DATO	OBSERVACIÓN	PROYECCIÓN
Ingreso por ahorro de energía consumida (\$ / kWh)	576.57	Corresponde al total del CU del mes de mayo de 2018 ¹⁴ + Contribución TC Comercial + Alumbrado público municipal.	IPP
Costo de comercialización Cv (\$ / kWh)	53.0722	Valor al que se paga por unidad de energía de excedentes tipo 1.	IPP
% Pérdida anual panel	0.85%	Degradación del panel solar que se garantiza por parte del fabricante de 25 años en el 80% de la generación inicial (año 0)	NA
Precio bolsa (\$ / kWh)	150	Proyectado promedio en la vida útil del proyecto.	IPP
AOM	\$ 1,000,000	Costo anual estimado de las rutinas programadas preventivas y predictivas	IPC
Reposición anual	1.0%	Porcentaje anual estimado sobre la inversión que garantiza la operación del proyecto. Reposición de equipos y/o mantenimientos mayores.	IPP
Reposición inversores	20.0%	Vencimiento Vida útil sobre el proyecto aplicada en el año 15, que corresponde al cambio de los equipos de inversión según garantía.	IPP

¹⁴ Información de consulta en: <http://www.essa.com.co/site/clientes/es-es/tarifas/consultartarifas.aspx>

Con base en los resultados obtenidos análisis comparativo entre valores simulados y reales mostrados en la tabla 9 y proyectando éstos últimos de manera anual mediante el promedio del cuatrimestre considerado (marzo a junio de 2018), se procede a estimar la evaluación económica del proyecto en valores corrientes considerando tasas de crecimiento por cada ítem.

En la medida que el supuesto analizado es intensivo en mano de obra relacionado con el comportamiento del salario mínimo legal mensual vigente, se proyectará por la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC)¹⁵ entre diciembre de 2017 y diciembre de 2018, que fue de 3.18% como es el caso de las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento. En los casos que el supuesto obedezca a inversión y tarifas, se proyecta de acuerdo Índice de Precios al Productor (IPP)¹⁶ cuya variación en el último año se registra en 2.31%.

Tabla 10

Valores mensuales y anual de energía simulados y reales

Energías Autogeneración Solar El Parnaso								
MES	Generada Solar kWh		Carga Edificio kWh		Entregada a la carga kWh		Excedentes a la red tipo 1* kWh	
	Simulado	Real	Simulado	Real	Simulado	Real	Simulado	Real
Enero	4789		8871		4261		528	
Febrero	4382		7949		3833		548	
Marzo	4647	4543	7895	7871	3714	3624	934	919
Abril	4280	4415	7783	8018	3592	3705	688	710
Mayo	4476	4005	7872	7768	3882	3471	594	534
Junio	4306	4020	7836	7772	3734	3360	572	660
Julio	4647		8571		3879		767	

¹⁵ <http://www.banrep.gov.co/es/indice-precios-consumidor-ipc>

¹⁶ <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp>

Agosto	4807		8528		3910		897	
Septiembre	4757		7820		3682		1074	
Octubre	4590		8790		3747		842	
Noviembre	4189		8108		3573		616	
Diciembre	4233		8191		3426		807	
Año	54102	52541	98214	94316	45234	44483	8868	8057

Los valores reales anuales corresponden a extrapolaciones del desempeño del seguimiento en los cuatro meses de análisis considerando la misma tendencia.

9.1 Análisis de flujo de caja proyecto simulado

Con base en los supuestos descritos en la tabla 9, se describen a continuación las columnas de las tablas 11 y 12 con los resultados de los flujos de caja del sistema simulado y real, respectivamente:

- **Año:** corresponde al año del análisis. En el año cero se realiza la inversión y construcción del proyecto con vida útil de 25 años posteriormente.
- **AOM:** Costo estimado y asociado a las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento del sistema, con el fin de mantener la continuidad en la entrega de energía. Principalmente consiste en actividades de inspección y limpieza periódica para evitar la presencia de partículas de polución que se depositan en los módulos afectando su producción. Se proyecta de acuerdo con el IPC.
- **Ventas anuales:** Es la energía generada por el sistema y que es consumida por la carga representando un ahorro de facturación a precio pleno de la energía. En el año 1 se obtiene de multiplicar la energía entregada a la carga anual (41199 kWh-año) por el precio de la energía total (\$576/kWh). A partir del segundo año, su valor disminuye proporcionalmente

a la degradación estimada de los módulos del 0.85% que se garantiza del fabricante. Se proyecta de acuerdo con el IPP.

- **Ingreso por excedentes tipo 1:** Este ingreso corresponde al ahorro de dinero que representa la entrega de excedentes de energía a la red en un periodo determinado de tiempo, que en otros importa de la red para consumo. Según lo estipulado por la Resolución CREG 030 de 2018, por el consumo de dichos excedentes, el cliente debe pagar el componente de comercialización del costo unitario del servicio, reconociendo las actividades de liquidación y facturación de los mismos. Esto representa un ahorro efectivo aproximadamente del 90% del valor de la tarifa por cada kWh/día de excedente consumidos dentro del periodo de facturación. Se calcula mediante la multiplicación de la energía excedentaria anual (14465 kWh-año) por la diferencia entre el costo total unitario de la energía (\$576/kWh) y el costo de comercialización C_v (\$53.0722/kWh). Se proyecta de acuerdo con el IPP.
- **Ingreso por excedentes tipo 2:** Corresponden a los excedentes de energía neta entregada a la red dentro de un periodo de facturación y se reconocen al precio de bolsa de energía mayorista en la hora a la cual se generan.
- **Inversión:** Valor agregado del diseño, construcción y puesta en marcha del proyecto realizado en el año cero del análisis. En esta columna también se registran los valores que se estiman de cambio de equipos o mantenimientos mayores que garanticen la operatividad del sistema a lo largo de su vida útil. Además del monto de reposición que se debe efectuar en el año 15 por remplazo de los equipos de inversión DC/AC, cuya vida útil se estima finalizada en dicho periodo. Se proyecta de acuerdo con el IPP.
- **TOTAL:** Es la suma algebraica de los ingresos y costos en el año.

Tabla 11

Flujo de caja sistema simulado

FLUJO DE CAJA PROYECTO PARNASO 34.125kW						
WA CC	9.64%			TIR	14.34%	
VPN	-12,287,924	275,919,410	47,620,312		-231,607,188	79,644,610
Año	AOM	Ventas anuales	Ingreso por excedentes tipo 1	Ingreso por excedentes tipo 2	Inversión	TOTAL
0					-195,500,000	-195,500,000
1	-1,000,000	26,080,627	4,501,197	0	-1,955,000	27,626,824
2	-1,031,800	26,456,283	4,566,031	0	-2,000,161	27,990,353
3	-1,064,611	26,837,350	4,631,798	0	-2,046,364	28,358,173
4	-1,098,466	27,223,906	4,698,513	0	-2,093,635	28,730,318
5	-1,133,397	27,616,030	4,766,189	0	-2,141,998	29,106,823
6	-1,169,439	28,013,801	4,834,839	0	-2,191,478	29,487,723
7	-1,206,627	28,417,302	4,904,478	0	-2,242,102	29,873,052
8	-1,244,998	28,826,615	4,975,121	0	-2,293,894	30,262,844
9	-1,284,589	29,241,824	5,046,781	0	-2,346,883	30,657,133
10	-1,325,439	29,663,013	5,119,473	0	-2,401,096	31,055,951
11	-1,367,588	30,090,268	5,193,212	0	-2,456,561	31,459,331
12	-1,411,077	30,523,678	5,268,013	0	-2,513,308	31,867,306
13	-1,455,949	30,963,330	5,343,892	0	-2,571,365	32,279,908
14	-1,502,249	31,409,315	5,420,863	0	-2,630,764	32,697,166
15	-1,550,020	31,861,724	5,498,944	0	-57,765,713	-21,955,065
16	-1,599,311	32,320,649	5,578,148	0	-2,753,709	33,545,778
17	-1,650,169	32,786,185	5,658,494	0	-2,817,320	33,977,190
18	-1,702,644	33,258,425	5,739,997	0	-2,882,400	34,413,379

FLUJO DE CAJA PROYECTO PARNASO 34.125kW						
19	-1,756,788	33,737,468	5,822,674	0	-2,948,983	34,854,371
20	-1,812,654	34,223,411	5,906,542	0	-3,017,105	35,300,194
21	-1,870,297	34,716,353	5,991,617	0	-3,086,800	35,750,874
22	-1,929,772	35,216,395	6,077,919	0	-3,158,105	36,206,437
23	-1,991,139	35,723,640	6,165,463	0	-3,231,057	36,666,907
24	-2,054,457	36,238,190	6,254,268	0	-3,305,694	37,132,307
25	-2,119,789	36,760,153	6,344,352	0	-3,382,056	37,602,660
26	-2,187,198	37,289,633	6,435,734	0	-3,460,181	38,077,988

9.2 Análisis de flujo de caja proyecto real

Tabla 12

Flujo de caja sistema real

FLUJO DE CAJA REAL PROYECTO PARNASO 34.125kW						
WACC	9.64%				TIR	13.83%
VPN	-12,287,924	271,340,444	43,267,339		-231,607,188	70,712,670
Año	AOM	Ventas anuales	Ingreso por excedentes tipo 1	Ingreso por excedentes tipo 2	Inversión	TOTAL
0					-195,500,000	-195,500,000
1	-1,000,000	25,647,811	4,089,742	0	-1,955,000	26,782,554
2	-1,031,800	26,017,233	4,148,650	0	-2,000,161	27,133,922
3	-1,064,611	26,391,976	4,208,405	0	-2,046,364	27,489,406
4	-1,098,466	26,772,117	4,269,022	0	-2,093,635	27,849,038
5	-1,133,397	27,157,733	4,330,511	0	-2,141,998	28,212,849
6	-1,169,439	27,548,904	4,392,886	0	-2,191,478	28,580,873
7	-1,206,627	27,945,709	4,456,160	0	-2,242,102	28,953,140

FLUJO DE CAJA REAL PROYECTO PARNASO 34.125kW						
8	-1,244,998	28,348,229	4,520,345	0	-2,293,894	29,329,682
9	-1,284,589	28,756,547	4,585,454	0	-2,346,883	29,710,529
10	-1,325,439	29,170,746	4,651,502	0	-2,401,096	30,095,713
11	-1,367,588	29,590,911	4,718,500	0	-2,456,561	30,485,262
12	-1,411,077	30,017,128	4,786,464	0	-2,513,308	30,879,207
13	-1,455,949	30,449,485	4,855,407	0	-2,571,365	31,277,576
14	-1,502,249	30,888,068	4,925,342	0	-2,630,764	31,680,398
15	-1,550,020	31,332,969	4,996,285	0	-57,765,713	-22,986,479
16	-1,599,311	31,784,278	5,068,250	0	-2,753,709	32,499,508
17	-1,650,169	32,242,088	5,141,251	0	-2,817,320	32,915,851
18	-1,702,644	32,706,492	5,215,304	0	-2,882,400	33,336,752
19	-1,756,788	33,177,585	5,290,423	0	-2,948,983	33,762,236
20	-1,812,654	33,655,463	5,366,625	0	-3,017,105	34,192,329
21	-1,870,297	34,140,224	5,443,924	0	-3,086,800	34,627,052
22	-1,929,772	34,631,968	5,522,336	0	-3,158,105	35,066,427
23	-1,991,139	35,130,795	5,601,878	0	-3,231,057	35,510,477
24	-2,054,457	35,636,807	5,682,565	0	-3,305,694	35,959,221
25	-2,119,789	36,150,107	5,764,415	0	-3,382,056	36,412,677
26	-2,187,198	36,670,800	5,847,444	0	-3,460,181	36,870,864

Con las mismas consideraciones del flujo anterior, se observa que los valores de ingresos por energía ahorrada y de excedentes entregados a la red tipo 1 del seguimiento real del sistema, son ligeramente inferiores a los mostrados en el flujo simulado. Esto es ocasionado por la baja producción por afectación del crudo invierno en los índices de radiación en los meses analizados y proyectados en el año respecto a los esperados, como se muestra en la tabla 12.

9.3 Comparación flujos de caja simulado y real

Luego de realizado el ejercicio de la evaluación económica tanto para el sistema simulado como el real, se obtienen los siguientes valores de Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN) que permiten indicar el valor agregado para la organización respecto de la viabilidad técnica y económica del proyecto.

Tabla 13

Resultados análisis económico simulado vs real

RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA			
TIPO	TIR	VPN (Millones)	
SIMULADO	14.3%	\$	80
REAL PROYECTADO	13.8%	\$	71

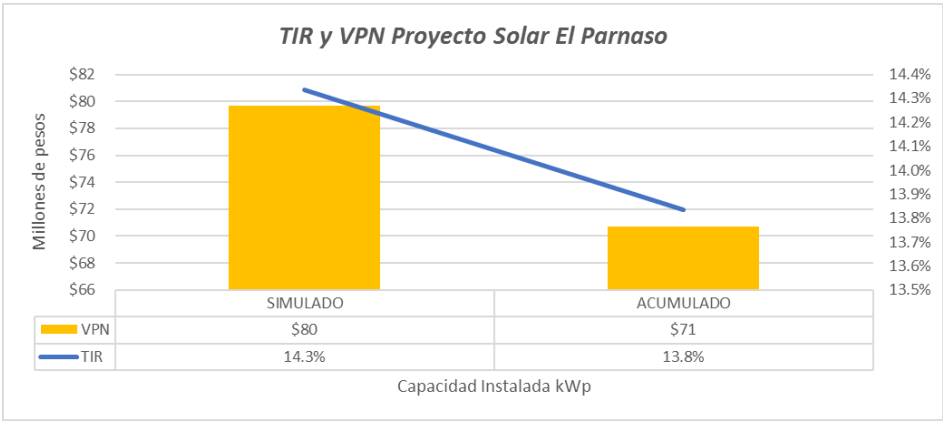


Figura 24 Resultados evaluación económica simulada vs Real

De estos resultados se observa que, consecuente a los resultados previos, para ambos casos el VPN es positivo, lo que indica que para ESSA, la implementación y operación del proyecto de Autogeneración Solar El Parnaso en el transcurso de su vida útil agrega valor en el peor de los

casos, en el cual siga la tendencia de baja producción respecto a lo esperado por motivo del fuerte invierno presente en el periodo de seguimiento.

Igualmente se detalla que las TIR para los dos escenarios es superior a la Tasa de Oportunidad de ESSA (WACC) vigente para el año 2018, que corresponde al 9.64%¹⁷. Por tanto, se puede decir que el proyecto **es viable** desde los puntos de vista técnico y económico.

De acuerdo a la metodología estipulada en la resolución CREG 030 de 2018, la viabilidad de proyectos de autogeneración mediante FNCER debidamente legalizado ante al OR, se basa principalmente en la capacidad del sistema de generar energía que se consume al mismo tiempo, es decir, ahorros de consumo, ya que el valor del beneficio por unidad de energía producida equivale al 100% del costo total del servicio que corresponde a la suma del Costo Unitario (CU) más subsidios/contribuciones (según tipo de usuario residencial, comercial e industrial) más Impuesto de alumbrado público (de acuerdo a porcentaje aplicado al consumo de activa establecido por parte del municipio donde está ubicado el proyecto), el cual se ve representado por disminución en la facturación del consumo por parte de la empresa prestadora del servicio.

En segundo lugar, en el caso que se presentan excedentes (tipo 1) que se entregan a la red en determinado momento y se importan cuando no se dispone del recurso solar suficiente para el cubrimiento de la demanda, utilizando el SIN de forma similar a una batería, el reconocimiento o ingreso por parte del proyecto consiste en la diferencia entre el costo total del servicio y el costo del componente de comercialización variable (Cv) afectado por los subsidios/contribuciones y pagos de impuestos. Es decir, el beneficio en el consumo de dichos excedentes representa aproximadamente un 90% del valor total del servicio por unidad de energía producida (con base en la tarifa publicada del mes de mayo de 2018).

¹⁷ Fuente ESSA

Finalmente, en el escenario en que la generación es mayor a la demanda en el periodo de facturación, tal como ocurre cuando se presentan excedentes netos a la red (tipo 2), la unidad de energía excedentaria se reconoce a precio de bolsa horario en el que se producen, el cual, para el mes de mayo de 2018, se estimó en un promedio del 25% del costo total del servicio, no obstante, este valor puede estar por encima o por debajo dependiendo mayormente de las condiciones climáticas proyectadas.

Lo anterior deja claro que es necesario estimar de manera adecuada el dimensionamiento óptimo del sistema de autogeneración a pequeña escala a instalar, considerando el tipo de usuario, las necesidades de consumo, potencial energético aprovechable, recursos disponibles y retornos esperados y así, evitar sobreinversiones apalancables en precios marginales de producción cada vez menores en la medida que se presentan excedentes de energía a la red.

10. Conclusiones

10.1 Respecto a las preguntas formuladas

A continuación, se responderán de forma general y en su orden a las inquietudes planteadas en el capítulo 2 “Formulación del problema” del presente documento:

1. ¿Cuál de las configuraciones de la etapa de inversión DC/AC más utilizadas ofrece el mejor desempeño de un sistema de AGPE?

En comparación con diferentes configuraciones de la etapa de inversión DC/AC, como la centralizada y de arreglo, que corresponden a las más utilizadas en la construcción de este tipo de sistemas; los microinversores ofrecen mayores valores de producción esperados en condiciones normales del clima, además de las ganancias de energía generada en presencia de sombras

parciales u obstáculos que afectan determinada cantidad de módulos del sistema en ciertos periodos de tiempo. En este sentido, fue importante incluir en el modelo simulado del proyecto en el software PVSyst V.6.75 la influencia de la torre de comunicaciones ubicada en el costado sur-occidental del edificio, que provoca la aparición de estos fenómenos y que impactan sobre la producción de forma diferencial dependiendo de la configuración de inversión a utilizar.

Además, la tecnología de microinversores permite el monitoreo y control en tiempo real de las variables eléctricas de forma individual por módulo solar, posibilitando la detección inmediata y necesidades de atención de posibles fallas tanto de equipos como de conexiones, al evaluar las diferencias de producción respecto del promedio total y a lo esperado en la simulación.

2. ¿Cómo es el comportamiento técnico y económico real de la operación de un sistema AGPE con microinversores respecto a lo esperado?

Con base en el seguimiento del sistema en el periodo de cuatro meses (marzo a junio de 2018), se valida la coherencia con respecto del modelo simulado presentando una diferencia máxima del 12% de la energía generada mensual.

El proyecto “Autogeneración Solar El Parnaso” de ESSA presenta viabilidad/factibilidad desde los puntos de vista técnico, económico y ambiental.

3. ¿Qué diferencia se podría presentar en el desempeño de cada uno de los paneles que conforman un sistema de AGPE?

Con respecto al promedio de generación diaria de los módulos del sistema, se tiene una variación de máximo 4.7% y mínimo de -3.9%, por tanto, el desempeño de los módulos en el periodo de estudio se considera homogéneo, descartando algún daño o valor anormal que implique fallas en la operación del sistema.

Vemos entonces que a pesar que los 105 módulos que conforman el proyecto ASEP se encuentren en una misma ubicación geográfica (placa superior del edificio El Parnaso de ESSA), presentan diferencias apreciables en su desempeño debidas a factores como: variaciones de construcción de cada panel de fábrica, influencia de sombras parciales temporales ocasionadas por obstáculos y suciedad puntual y fallo en los materiales, equipo o conexión al sistema

10.2 Otras conclusiones

- Para el modelo simulado se esperan los valores de producción de energía más altos entre agosto y octubre. Aunque la radiación para el mes de agosto fue la mayor, la generación de energía resultó levemente menor a septiembre y octubre principalmente por el efecto de la temperatura ambiente.

- Es importante analizar el impacto de los incentivos tributarios contemplados en el artículo 4 de la ley 1715 de 2014 para su aplicación desde la etapa de preinversión. Estos incentivos que comprenden: la eliminación del IVA en los equipos y servicios del proyecto, la exoneración del pago de gravámenes arancelarios de las importaciones (principalmente de paneles solares y equipos de inversión DC/AC que constituyen entre el 70 y 80% del valor total del sistema dependiendo su tamaño), la exención de hasta el 50% del valor del proyecto de liquidación del impuesto de renta y la depreciación acelerada de los activos del sistema; representan un beneficio directo aplicado sobre la inversión. Estos beneficios por parte del gobierno nacional podrían ahorrar vía pagos de impuestos, hasta el 60% del valor de la inversión inicial, incrementando de manera significativa los indicadores financieros del proyecto.

- Resulta clave estimar de manera adecuada el dimensionamiento óptimo del sistema de autogeneración a pequeña escala a instalar, considerando el tipo de usuario, las necesidades de consumo, potencial energético aprovechable, recursos disponibles y retornos esperados y así, evitar sobreinversiones apalancables en precios marginales de producción cada vez menores en la medida que se presentan excedentes de energía a la red.
- Para un análisis posterior es importante considerar la instalación de una estación meteorológica que cumpla con lo dispuesto en la norma IEC 61724-1: V2017, con el fin de determinar los indicadores de desempeño del sistema de Autogeneración Solar El Parnaso y así, realizar un estudio comparativo con los numerosos sistemas fotovoltaicos instalados a nivel mundial.

Referencias Bibliográficas

- Bouzerdoum, M., and A. Mellit. 2017. "Performance Prediction of a Grid-Connected Photovoltaic Plant." 2017 5th International Conference on Electrical Engineering - Boumerdes, ICEE-B 2017 2017-Janua(Lc): 1–4.
- Chikh, M et al. 2011. "Performance Analysis of a Grid Connected Micro- Morphous Silicon PV Pilot Plant After Eight Months Monitoring."
- Chowdhury, Vikram Roy et al. 2015. "A Grid Connected PV Micro-Inverter with Optimized Battery Storage Utilization." 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2015: 3455–61.
- Enesca, Alexandru, Mihai Comsit, Ion Visa, and Anca Duta. 2010. "Photovoltaic Efficiency of a Grid Connected 10 kWp System Implemented in the Brasov Area." Proceedings of the International Conference on Optimisation of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM 2009: 1146–51.
- Feng, Jianghua et al. 2017. "A Three-Phase Grid-Connected Micro-Inverter for AC Photovoltaic Module Applications." IEEE Transactions on Power Electronics 33(9): 1–1. <http://ieeexplore.ieee.org/document/8110673/>.
- Harb, Souhib, Mohit Kedia, Haiyu Zhang, and Robert S. Balog. 2013. "Microinverter and String Inverter Grid-Connected Photovoltaic System - A Comprehensive Study." Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference: 2885–90.
- Hernandez, Johann, Carlos A. Arredondo, William Vallejo, and Gerardo Gordillo. 2012. "Comparison of Two Grid Connected Photovoltaic Systems GCPVS with Different Dimensioning Factor DF during Three Years Operation in Bogotá - Colombia." Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference: 560–64.
- Komoni, Vjollca, Isuf Krasniqi, Arben Lekaj, and Ilir Gashi. 2014. "Performance Analysis of 3 . 9 KW Grid Connected Photovoltaic Systems in Kosova." : 0–5.

- Nor, Puteri et al. 2015. "Performance and Impact Analysis of Grid Connected Photovoltaic System to the Utility Grid." : 205–9.
- Omkar, K., M. V. Srikanth, K. P. Swaroop, and P. V.V. Rama Rao. 2015. "Performance Evaluation of 50KWp Rooftop Solar PV Plant." 2015 International Conference on Industrial Instrumentation and Control, ICIC 2015 (Icic): 761–65.
- Osma, German Alfonso et al. 2017. "Mejoramiento Del Desempeño de Paneles Fotovoltaicos a Partir de La Irrigación Forzada de La Superficie Superior." *Revista UIS Ingenierías* 16(2): 161–72. <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistauisingenierias/article/view/5720/7066>.
- Pavan, Alessandro Massi et al. 2015. "The Photovoltaic Laboratory at the University of Trieste, Italy." 2014 AEIT Annual Conference - From Research to Industry: The Need for a More Effective Technology Transfer, AEIT 2014: 2–5.
- Pietruszko, SM. 2009. "Analysis of the Performance of Grid Connected Photovoltaic System." ... Conference (PVSC), 2009 ...: 48–51. http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5411757.
- Rahman, Rafiza Abdul et al. 2011. "Performance Analysis of 45.36 KWp Grid-Connected Photovoltaic Systems at Malaysia Green Technology Corporation." 3rd ISESEE 2011 - International Symposium and Exhibition in Sustainable Energy and Environment (June): 1–3.
- Unidad de Planeación Minero Energética. 2015. "Registro de Proyectos de Generación (Inscripción Según Requisitos de Las Resoluciones UPME No. 0520 y No. 0638 de 2007)." (0520): 14. http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2015/Registro_Proyectos_Generacion_Oct2015.pdf.
- Upme. 2013. "Plan De Expansion De Referencia Generacion - Transmisión." : 1–475.
- Zhao, Shengchuan, Yuanlong Liu, Wensheng Li, and Shuanguang Song. 2010. "Impacts of Grid-Connected Photovoltaic Generation on Distribution Networks T." 2010 China International Conference on Electricity Distribution: 1–4.