



**PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC
4405 PARA LA EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS SOLARES
FOTOVOLTAICOS AISLADOS Y SUS COMPONENTES**

**DANIEL HUMBERTO GAMBOA GAMBOA
JUAN FELIPE BELTRAN VILLALOBOS**

**Universidad Distrital Francisco José de Caldas
Facultad de Ingeniería
Proyecto Curricular de Ingeniería Eléctrica
Bogotá D.C., Colombia
2022**

**PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC
4405 PARA LA EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS SOLARES
FOTOVOLTAICOS AISLADOS Y SUS COMPONENTES**

**DANIEL HUMBERTO GAMBOA GAMBOA
JUAN FELIPE BELTRAN VILLALOBOS**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el título de:

Ingeniero Eléctrico

Modalidad: **Monografía**

Director:

I.E. JOHANN ALEXANDER HERNÁNDEZ MORA MSC. PHD.

Universidad Distrital Francisco José de Caldas

Facultad de Ingeniería

Proyecto Curricular de Ingeniería Eléctrica

Bogotá D.C., Colombia

2022

Dedicatoria

Este trabajo de grado está dedicado a mi madre que desde el cielo celebra mis triunfos, a mi padre por su valiosa paciencia durante toda la etapa universitaria, a mis hermanos por el apoyo continuo con recursos y consejos. Sin su ayuda y su apoyo, este proceso no habría sido posible.

Daniel Humberto Gamboa Gamboa

Este trabajo de grado está dedicado a mis padres y a mi hermano, gracias a ellos, al apoyo y a la confianza que me brindaron durante esta etapa de mi vida pude superar los obstáculos que se presentaron en el camino, pero especialmente se lo dedico a mi madrina, ya que sin su ayuda y su apoyo este proceso no habría sido posible.

Juan Felipe Beltran Villalobos

Agradecimientos

Agradecemos a nuestro director de trabajo de grado I.E. Johann Alexander Hernández Mora MSC. PHD., por su mejor disposición para brindarnos una guía clara, el apoyo y las oportunas correcciones durante esta investigación.

Agradecemos a todos los maestros que hicieron parte de nuestro proceso formativo en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, el cual tiene como resultado final este trabajo de grado.

Agradecemos a nuestros familiares, amigos y colegas que durante todos estos años nos brindaron ánimo para seguir adelante y momentos de ocio y esparcimiento necesarios que complementaron esta etapa de nuestra vida.

Resumen

Este trabajo de grado desarrolla una propuesta de actualización de la Norma Técnica Colombiana NTC 4405 para la evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos aislados y sus componentes, en la cual, se incluyen equipos faltantes que en su versión original no están presentes. De igual forma, propone una serie de metodologías, diagramas y procedimientos específicos para la medición de la eficiencia en el sistema general y en cada uno de sus componentes.

En una primera instancia, se hace referencia a la definición de que es un sistema solar fotovoltaico, específicamente los sistemas aislados, debido a que la norma bajo estudio está orientada hacia este tipo de sistemas de generación de energía. Esto con el fin de adquirir la información suficiente para el entendimiento de los ensayos y metodologías propuestos por las diferentes normativas técnicas actuales. De igual forma, se plantean las definiciones de eficiencia necesarias que encaminaron el desarrollo satisfactorio de este trabajo de grado.

Luego se presenta la información consignada en la norma bajo estudio, exponiendo los capítulos críticos que se identificaron con base en la investigación realizada. De la misma manera, se expresan los cambios necesarios en cada uno de ellos para llegar al objetivo final de la norma, definido por el ICONTEC de la siguiente manera, “Esta norma presenta una metodología para la evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos, reguladores y acumuladores”. [1]

Posteriormente, se especifican las actualizaciones realizadas a las secciones mencionadas, las cuales se realizaron teniendo en cuenta condiciones tanto ambientales como procedimentales. Del mismo modo, la instrumentación necesaria, diagramas de conexión y medición en algunos casos. Por último, se actualizó la metodología bajo la cual se debe realizar la medición de la eficiencia en cada uno de los componentes que conforman los sistemas solares fotovoltaicos aislados. Cabe resaltar que la información necesaria para definir las actualizaciones mencionadas, esta consignada en una serie de normas técnicas establecidas por diferentes comités a nivel mundial. Dentro de ellos están: la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), la Asociación de Estándares Canadienses (CSA), el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), entre otros.

Finalmente, se unió la información actualizada junto con el contenido original y se estableció una propuesta para la renovación de la norma técnica NTC 4405, la cual se encuentra como anexo en este trabajo de grado.

Abreviaciones

η	eficiencia de conversión;
P_{in}	potencia de entrada al panel;
P_{out}	potencia de salida o la potencia entregada por el panel solar;
I_{sc}	corriente de corto circuito del panel;
V_{oc}	tensión de circuito abierto del panel solar;
G_A	irradiancia incidente;
A	área del panel solar;
FF	factor de forma;
η_p	eficiencia del panel solar;
η_r	eficiencia de la etapa de regulación;
η_a	eficiencia de las baterías;
η_c	eficiencia de la etapa de inversión;
E_p	energía útil que entrega el campo de paneles o módulos;
E_r	energía útil que entrega la etapa de regulación;
E_a	energía útil que entrega la etapa de baterías;
E_c	energía útil que entrega la etapa de baterías;
q_{max}	capacidad nominal de la batería;
q	capacidad de la batería en descarga;
SOC	estado de carga de la batería;
G	irradiancia incidente,
G_A	energía solar incidente;
$V_{BAT-NOM}$	voltaje nominal de la batería;
I_{BCC-IN}	corriente nominal de entrada PV del regulador;
$I_{BCC-OUT}$	corriente nominal de carga de la batería del regulador;
$V_{BAT-MAX}$	voltaje de carga máximo durante la prueba de punto de ajuste;
I_{PV-PSU}	configuración actual de la fuente de alimentación PV;

V_{PV-PSU}	configuración de voltaje de la fuente de alimentación de entrada PV;
R_S	resistencia conectada entre la fuente de alimentación y el regulador de carga;
$V_{BAT-TEST}$	voltaje de la batería de prueba medido en los bornes en el regulador;
$V_{BAT-PSU}$	ajuste de tensión en la fuente de alimentación;
$I_{CHG-MAX}$	corriente máxima de carga esperada;
R_B	resistencia requerida para la prueba;
P_{R_B}	mínima capacidad requerida de disipación de potencia de R_B ;
η_R	eficiencia de carga;
P_O	potencia nominal de salida del regulador hacia la carga;
P_I	potencia de entrada del regulador;
η_{par}	eficiencia parcial de salida;
P_{OP}	potencia parcial de salida del equipo;
P_{IP}	potencia de entrada del equipo a potencia parcial de salida.

Tabla de Contenido

Agradecimientos	ii
Resumen.....	iii
Abreviaciones	iv
Lista de figuras.....	viii
Lista de tablas	ix
Introducción	1
Antecedentes	2
Justificación.....	3
Planteamiento del problema.....	3
Objetivos	4
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos	4
Marco Teórico.....	5
Sistemas fotovoltaicos aislados.....	5
Componentes de un sistema fotovoltaico aislado	7
Panel solar.....	7
Baterías	7
Reguladores	8
Inversores.....	8
Eficiencia en los sistemas fotovoltaicos.....	9
Panel solar.....	9
Baterías	11
Reguladores	12
Inversores.....	12
Metodología y resultados.....	13
Metodología presente en la norma NTC 4405	14
Estrategia de solución de actualización de la norma NTC 4405.....	16
Capítulo 5. Evaluación de la eficiencia de sistemas solares fotovoltaicos.....	16
Capítulo 6. Evaluación de paneles o módulos fotovoltaicos	16

Capítulo 7. Ensayo para reguladores de carga utilizados en los sistemas solares fotovoltaicos	18
Capítulo 8. Ensayo de acumuladores plomo. ácidos para instalaciones solares fotovoltaicas	19
Definición de cambios y actualización	20
Capítulo 5. Modelo del sistema fotovoltaico	20
Capítulo 6. Evaluación de la eficiencia en paneles o módulos solares	22
Capítulo 7. Evaluación para reguladores de carga utilizados en los sistemas solares fotovoltaicos	25
Capítulo 8. Ensayo de acumuladores plomo. Ácidos para instalaciones solares fotovoltaicas	30
Capítulo 9. Ensayo de medición de la eficiencia en los inversores y/o convertidores	36
Conclusiones y trabajos futuros	42
Conclusiones	42
Trabajos Futuros.....	43

Lista de figuras

Figura 1. Sistema Fotovoltaico Aislado [12]	5
Figura 2. Sistema Fotovoltaico conectado a la red eléctrica [13]	5
Figura 3. Zonas no Interconectadas en Colombia [15]	6
Figura 4. Factor de llenado de un panel solar	10
Figura 5. Diagrama de flujo estrategia de solución	13
Figura 6. Representación esquemática de un sistema solar fotovoltaico con sus flujos de energía a través de las diferentes etapas del sistema	15
Figura 7. (I) Balance de energía de un módulo o panel solar (II) curva I-V fotovoltaica oscura.	17
Figura 8. Curva normal I-V como una función de la intensidad de la radiación $G_1 < G_2 < G_3$ (Unidad: kW/m ²)	17
Figura 9. Diagrama de bloques de un sistema solar fotovoltaico con sus flujos de energía a través de las diferentes etapas del sistema.....	20
Figura 10. Diagrama de bloques del montaje para el ensayo del sistema solar fotovoltaico	21
Figura 11. Curva I-V característica de un módulo solar fotovoltaico.....	23
Figura 12. Diagrama de bloques para el montaje de los ensayos en (I) laboratorio y (II) a campo abierto	23
Figura 13. Configuración general para medir la eficiencia en los reguladores de carga	26
Figura 14. Configuración del circuito en serie para la medición de la eficiencia en el banco de baterías	35
Figura 15. Diagrama de flujo medición de la eficiencia en sistemas fotovoltaicos.....	36
Figura 16. Conexión para un sistema aislado	40

Lista de tablas

Tabla 1. Capacidad de almacenamiento en función de la temperatura [19]	8
Tabla 2. Eficiencia de los diferentes tipos de Celdas Solares [23]	11
Tabla 3. Variación de la capacidad de generación con la temperatura de la celda [26]	12
Tabla 4. Modelo de la ecuación de eficiencia en la norma NTC 4405	22
Tabla 5. Modelo de la ecuación de eficiencia en la propuesta.....	22
Tabla 6. Requisitos para autoconsumo	25
Tabla 7. Tensiones finales de descarga (V)	33
Tabla 8. Tensiones finales de carga (V).....	33
Tabla 9. Eficiencia en Ah en diferentes estados de carga a la temperatura de referencia y a una profundidad de descarga no menor que el 20% del valor nominal” [34]	34
Tabla 10. Eficiencia de los inversores o conversores	38
Tabla 11. Tolerancia de la eficiencia	40

Capítulo 1

Introducción

Actualmente el costo de la generación de energía eléctrica está conformado por diversos recursos tanto monetarios como naturales. Es por esto que uno de los objetivos principales de las compañías encargadas de dicha actividad es producir la mayor cantidad de energía posible, sin afectar la calidad de esta, reduciendo el gasto de recursos económicos y previniendo al máximo el impacto ambiental. [2]

El uso de fuentes convencionales de energía, que utilizan combustibles fósiles para su desarrollo, generan un alto impacto ambiental desde su extracción en caso de ser petróleo o carbón, hasta su consumo durante el proceso de generación. Así mismo, con el pasar de los días, el costo de estos combustibles incrementa, y por ende, el factor económico y ambiental implicados en este proceso son esenciales para garantizar la demanda de energía y así mismo el desarrollo social y económico de las comunidades [3]. Es por esto que, los sistemas solares fotovoltaicos son una alternativa no solo ambientalmente amigable, sino que son una posible solución para garantizar el cubrimiento de la demanda de energía, tanto en regiones que hacen parte del sistema interconectado nacional (SIN) como en zonas no interconectadas (ZNI). [4]

La eficiencia en todos los sistemas eléctricos ya sean sistemas de generación, transmisión o distribución, es uno de los factores más relevantes al momento de su diseño. Es por eso que al hablar de sistemas solares fotovoltaicos, la medida de la eficiencia debe ser calculada y medida de la manera más práctica posible, con el fin de garantizar el máximo aprovechamiento de estos sistemas de generación. Del mismo modo, los sistemas solares fotovoltaicos aislados son de gran beneficio para las regiones del país donde no se cuenta con el servicio de energía eléctrica, llamadas en la legislación colombiana como zonas no interconectadas (ZNI), ya que se logra un desarrollo tanto social como económico y al mismo tiempo se está promoviendo el cuidado del medio ambiente [4], [5].

Es por esto que es algo indispensable el contar con una normativa técnica que defina y especifique tanto los componentes como los procedimientos, los acondicionamientos previos y los diagramas de conexiones actuales para medir la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos. Con base en lo anteriormente dicho, y teniendo en cuenta que la norma existente para medición de la eficiencia de estos sistemas en Colombia no contiene información actualizada, se plantea con este trabajo de grado una propuesta de actualización de la norma NTC 4405, teniendo en cuenta nuevas tecnologías implementadas, tanto en la fabricación de los componentes como en el diseño de estos sistemas.

Antecedentes

Con el desarrollo y la constante evolución de los sistemas fotovoltaicos, es necesario tener claro los lineamientos básicos para determinar el correcto y óptimo funcionamiento de dichos sistemas. Es por esto que, es primordial la necesidad de contar con una normativa técnica que defina los modos de funcionamiento, metodologías de mediciones, cálculos de variables necesarias y demás conceptos relevantes sobre estos sistemas fotovoltaicos. A continuación, se presentan algunos de los comités realizados en Colombia y a nivel mundial para definir estas normativas:

- Comité Técnico No. 24: ENERGIA SOLAR Y FOTOVOLTAICA

El comité fue creado en 1986 por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones (ICONTEC) con el propósito de brindar productos y servicios de alta calidad, permitiendo su desarrollo en energías alternativas y ecológicas. Así mismo, la normalización en el campo de la energía solar en aplicaciones como: calentamiento de agua, procesos industriales, aire acondicionado y generación fotovoltaica.

El comité desarrolló de forma intermitente, desde su creación hasta el año 1992, siete normas técnicas para colectores solares (paneles o módulos solares) de placa plana y medición de propiedades de materiales sometidos a radiación solar. Entre los años 1997 y 1998, desarrollaron dos normas técnicas para la medición de eficiencia en sistemas de calentamiento y sistemas fotovoltaicos. Por último, entre los años 2003 al 2013 desarrollaron treinta y tres normas técnicas para sistemas fotovoltaicos y sistemas de calentamiento de agua. Finalmente, este comité se encuentra inactivo desde el año 2013. [6]

- IEC TC 82: SOLAR PHOTOVOLTAIC ENERGY SYSTEMS

El comité técnico 82 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) fue establecido en el año 1981 en Estados Unidos. Tiene como objetivo elaborar normas internacionales para sistemas de energía fotovoltaica y para todos los elementos de dichos sistemas.

En este contexto, el concepto de "sistema de energía fotovoltaica" incluye todo el campo desde la entrada de radiación solar a una celda fotovoltaica hasta la interfaz con el sistema o sistemas eléctricos a los que se suministra energía. No obstante, cabe resaltar que las células solares, excepto las que se utilizan en la generación de energía, que se especifican como componentes con fines comerciales directos, están excluidas del alcance de este comité técnico. [7]

- CLC/TC 82: SOLAR PHOTOVOLTAIC ENERGY SYSTEMS

El Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC) fue establecido en el año 1994. Tiene como principal objetivo elaborar Normas Europeas para los sistemas fotovoltaicos y sus componentes. El comité CLC/TC 82 se encarga de desarrollar normas especialmente en áreas donde existen preocupaciones europeas especiales. Este comité trabaja estrechamente con el comité IEC TC 82. [8]

Generalmente, instituciones como lo son el CENELEC o la CSA (Canadian Standards Association), entre otros, adoptan las normas establecidas por la IEC, haciendo la clarificación

dentro de sus normas que dichos documentos son fieles copias de los originales establecidos por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). Así mismo, el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones (ICONTEC), especifica de igual manera en algunas normas que dichos documentos son fieles traducciones de los originales emitidos por la IEC.

Justificación

La necesidad de desarrollar una propuesta de actualización de la Norma Técnica Colombiana NTC 4405 nace primordialmente por los cambios que se han ido adaptando a los sistemas de generación de energía por medio de paneles solares fotovoltaicos. Estos cambios no solamente se han dado en cuanto al tipo de conexión, sino también en cuanto a las nuevas tecnologías implementadas en dichos sistemas, como lo son los inversores implementados, los bancos de baterías y en general todo el sistema de almacenamiento de la energía generada. Cabe resaltar que la necesidad de una actualización a la normativa que evalúa la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos aislados no solamente está orientada hacia el beneficio monetario, sino también a generar el menor impacto posible de estos sistemas en el medio ambiente maximizando su capacidad de generación y eficiencia. Todos los estudios realizados por organizaciones mundiales muestran que la vida en la tierra cambiará drásticamente, debido a muchos factores, como por ejemplo la liberación masiva de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono en métodos convencionales de generación de energía, siendo así que las emisiones de estos gases aumentaron aproximadamente en diez billones de toneladas entre los años 2000-2010. Estos gases al almacenarse resultan en una elevación de temperatura provocando una situación de alto riesgo para la toda la humanidad. [9]

Finalmente se puede decir que la necesidad de esta propuesta radica en que a medida que los sistemas de generación fotovoltaica crecen en el país, y es de vital importancia que estos sistemas cuenten con la mayor eficiencia posible. Es por esto que la normativa existente debe contar con las actualizaciones necesarias y concuerde con las nuevas tecnologías implementadas en su instalación.

Planteamiento del problema

Teniendo en cuenta diversos factores que afectan el sector eléctrico del país, desde la generación hasta la distribución y consumo de energía, de la misma manera se ve afectado el medio ambiente con los métodos convencionales de generación de energía incrementando la huella de carbono del país [10]. Surge entonces la necesidad de generar energía eléctrica por medio de métodos renovables y amigables con el medio ambiente, como lo es la generación por medio de sistemas fotovoltaicos, no solo para suplir la demanda energética del país sino para disminuir la huella de carbono y suplir de energía eléctrica a las zonas no interconectadas.

Hablando específicamente de los sistemas fotovoltaicos aislados, es decir los que no están interconectados con la red eléctrica nacional, una de las principales variables que tanto el diseñador como el usuario final consideran vitales es la eficiencia de dichos sistemas. Uno de los principales

retos que actualmente tiene la normativa técnica colombiana existente es que la medición de la eficiencia en estas instalaciones está completamente desactualizada con respecto a nuevas tecnologías y avances por parte del sector eléctrico. Pero no solo es un problema de actualización, algunos de los procedimientos estipulados en la norma son difícilmente comprensibles, tanto en los pasos a seguir como en los diagramas de conexión y las variables necesarias que deben ser medidas para calcular la eficiencia del sistema.

Por lo tanto, es indispensable actualizar dicha norma, teniendo en cuenta no solo la modificación de los procedimientos y los diagramas de conexión, sino también nuevas tecnologías que han surgido en los últimos años y hacen parte fundamental de los sistemas fotovoltaicos.

Objetivos

Objetivo General

Realizar una propuesta de actualización de la Norma Técnica Colombiana NTC 4405 para la evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos aislados y sus componentes, que incluya tecnologías actuales.

Objetivos Específicos

- Recopilar la información necesaria para identificar una metodología clara sobre cómo realizar la evaluación de eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos aislados.
- Comparar la información obtenida con la norma técnica NTC 4405 actual y determinar los factores faltantes en ella.
- Establecer una propuesta metodológica clara para evaluar la eficiencia en los sistemas de generación de energía solar fotovoltaica aislados con el fin de determinar las modificaciones necesarias para actualizar la norma técnica NTC 4405.

Capítulo 2

Marco Teórico

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser clasificados por varios criterios, como lo son su configuración y conexión de sus componentes, su aplicación, o por su capacidad de generación. De los criterios antes mencionados, se desprenden dos grandes grupos, los sistemas fotovoltaicos aislados y los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica [11]. Estos están ilustrados de la siguiente manera:

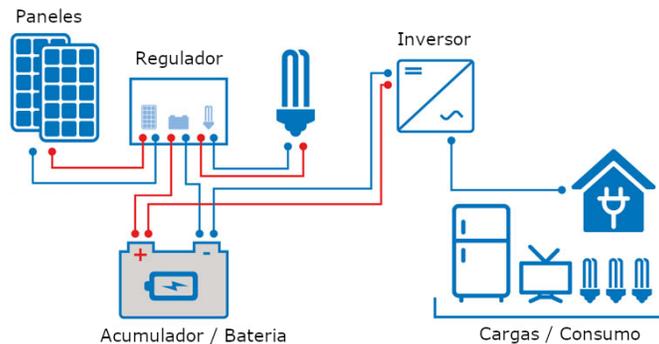


Figura 1. Sistema Fotovoltaico Aislado [12]



Figura 2. Sistema Fotovoltaico conectado a la red eléctrica [13]

Sistemas fotovoltaicos aislados

Los sistemas fotovoltaicos para los cuales está enfocado este trabajo de grado son los aislados. Por esta razón, se profundizará en los componentes de este grupo de sistemas de generación. Estos son utilizados para la generación de energía eléctrica principalmente en zonas residenciales de las comúnmente llamadas zonas no interconectadas (ZNI), las cuales están definidas como: “se

entiende por ZNI a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no interconectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN)”. [14]



Figura 3. Zonas no Interconectadas en Colombia [15]

Gran porcentaje de sistemas fotovoltaicos aislados son diseñados para suplir poca energía, algunos disponen de un único panel y generan potencias con magnitudes en decenas de vatios hasta los que generan potencias incluso más de 10 kW. Los sistemas fotovoltaicos aislados, además de un uso residencial, también son implementados en iluminación pública como parques y carreteras, en sistemas para bombeo de agua, sistemas de telecomunicaciones para repetidoras de señal, vehículos espaciales, entre otros.

Existen dos tipos de sistemas, con acumulación y sin acumulación. El sistema fotovoltaico con acumulación es el que tiene un banco de baterías que permite almacenar la energía generada para ser consumida cuando la radiación no sea suficiente para suplir la demanda de la instalación. Mientras que el sistema fotovoltaico sin acumulación no dispone de dicho banco de baterías y solo funciona en las horas en las cuales se tiene la energía solar suficiente. [11]

Uno de los factores de mayor influencia en cuanto a la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos es la irradiancia. Debido a esto, existe un término que es la hora solar pico, la cual está definida como el número de horas que se dispone de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m², lo que equivale en términos de energía a 3.6 MJ/m² o 1 kWh/m². [16]

De acuerdo con el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios ambientales), el análisis y la interpretación de la distribución espacial del potencial energético solar es posible

mediante mapas y tablas, los cuales establecen el valor promedio diario de radiación solar global, brillo y radiación ultravioleta solar que incide sobre una superficie plana por metro cuadrado (en este caso, sobre los paneles solares), siendo así Colombia uno de los territorios más favorecidos por la gran disponibilidad de recurso solar, gracias a su ubicación geográfica, con un promedio diario aproximadamente de 4,5 kWh/m². [16]

Componentes de un sistema fotovoltaico aislado

Panel solar

Están compuestos generalmente de celdas solares formadas por la unión p-n de silicio en forma monocristalina, policristalina y/o amorfa, recubiertas de una película anti reflectante para evitar pérdidas por reflexión, seguidas de una lámina metálica para acumular la electricidad producida. [17]

La celda solar es un dispositivo que convierte la energía solar en electricidad, basada en el efecto fotovoltaico. Cuando los fotones producidos debido a la irradiancia son absorbidos por las celdas, éstas transfieren la energía del fotón a un electrón de un átomo de dicha celda. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico. [18]

La mayoría de los módulos fotovoltaicos tienen entre 36 y 96 celdas conectadas en serie, y en algunos casos pueden tener conexiones en paralelo de grupos en serie. Además de estas configuraciones, el módulo tiene protecciones atmosféricas, aislamientos dieléctricos y una estructura metálica que ayude a su manipulación e instalación. [17]

Baterías

Son dispositivos que almacenan energía. Las baterías están compuestas de dos electrodos sumergidos en un electrolito, dónde se provocan las reacciones químicas en los procesos de carga y descarga.

Las baterías comúnmente utilizadas en los sistemas fotovoltaicos aislados son las de plomo-ácido, níquel-cadmio y/o de ion de litio. Las primeras tienen bajo costo, las segundas son más fiables y resistentes, son capaces de suministrar un valor de voltaje suficientemente estable, así como también disminuyen su mantenimiento. Y las últimas, tienen una mayor densidad de energía, una mayor eficiencia y un ciclo de vida más largo comparadas con los dos primeros tipos.

La temperatura ambiente afecta directamente con los procesos de carga y descarga de las baterías, a baja temperatura, la caída de tensión es mucho mayor que a una temperatura de 25°C, esto se debe a que se retarda la reacción química aumentando las pérdidas de voltaje por el aumento de la

resistencia interna de la batería (como se puede ver en la Tabla 1). Por otra parte, a temperaturas demasiado altas, la vida útil de la batería se reduce. [19]

Temperatura (°C)	Capacidad (%)
30	105
25	100
16	90
4	77
-7	63
-18	49
-29	35
-40	21
-51	9

Tabla 1. Capacidad de almacenamiento en función de la temperatura [19]

Reguladores

Son equipos encargados de controlar procesos de carga y descarga de las baterías con el objetivo principal de alargar su vida útil. El regulador debe mantener el nivel de carga dentro de los límites admisibles y desconectarse cuando el nivel de carga haya llegado al cien por ciento. Cuando está por llegar al valor máximo de la carga nominal (el cual depende del tipo de batería), el voltaje aumenta repentinamente y si no se interrumpe la corriente, se produce el fenómeno de la desgasificación o escape de gases (sobrecarga con electrolisis del electrolito), y cuando el valor de la carga nominal baja de un cierto nivel, el voltaje disminuye rápidamente y si no se interrumpe la corriente se produce la sulfatación afectando la capacidad de recarga. [19]

Existen reguladores lineales tipo serie, paralelo y MPPT. Los reguladores seguidores del punto de máxima potencia MPPT tienen un componente que acondiciona la tensión de salida del panel solar al valor necesario para que la batería cargue, siendo este tipo de regulador el más usado y recomendado para sistemas fotovoltaicos aislados. [19], [20]

Inversores

Los inversores son circuitos electrónicos de potencia hechos con transistores o tiristores que permite convertir la energía generada en corriente directa en energía en corriente alterna para ser utilizada en equipos eléctricos convencionales que funcionan con una tensión de entrada en corriente alterna y a una frecuencia comúnmente de 60 Hz. Según su utilización los inversores se pueden clasificar en inversores de conmutación forzada y de conmutación natural. Los inversores de conmutación forzada también llamados auto conmutados, son utilizados en sistemas fotovoltaicos aislados, su funcionamiento es forzado por el sistema de control, mientras que los inversores de conmutación natural o conmutados por la red, controlan el flujo de energía y determinan si va la energía va hacia la red o hacia la carga. [21]

Eficiencia en los sistemas fotovoltaicos

La eficiencia de estos sistemas no solo se centra en el tipo de tecnología bajo la cual está construido el panel fotovoltaico (monocristalino y/o policristalino u otro) o en el diseño e implementación de un sistema de rastreo solar para alcanzar el punto de máxima irradiancia. También influyen especificaciones técnicas de cada uno de los componentes que conforman lo conforman.

La eficiencia de estos sistemas de generación ha sido estudiada en regiones que utilizan los recursos renovables como fuentes de generación de energía, con el principal objetivo de disminuir las pérdidas eléctricas del sistema, mejorar el rendimiento de los equipos y maximizar la cantidad de energía generada. Para ello se analiza la corriente y voltaje en cada componente del sistema fotovoltaico.

Panel solar

La eficiencia de un panel solar no solo depende de factores externos como la temperatura, sino también del tipo de tecnología bajo la cual fue fabricado. La eficiencia aumenta directamente proporcional con el nivel de irradiancia solar y el tamaño de la celda o panel. Sin embargo, disminuye igualmente directamente proporcional con la temperatura de la celda [22]. La eficiencia de conversión dependerá del producto de fabricación y no es más que el cociente entre la potencia máxima entregada a la carga y la potencia generada por la celda [21]:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}}$$

Donde:

η es la eficiencia de conversión;
 P_{in} es la potencia de entrada al panel;
 P_{out} es la potencia de salida o la potencia entregada por el panel solar.

La eficiencia de una celda fotovoltaica se define como: la máxima potencia de salida eléctrica dividida entre la potencia de la irradiancia solar incidente multiplicada por el área de la celda [22], determinada por medio de la siguiente ecuación:

$$\eta = FF * \frac{I_{sc} * V_{oc}}{G_A * A}$$

Donde:

η es la eficiencia de conversión;
 I_{sc} es la corriente de corto circuito del panel;
 V_{oc} es la tensión de circuito abierto del panel solar;
 G_A es la irradiancia incidente;

A es el área del panel solar;
 FF es el factor de forma. Denominado también factor de llenado. Es el cociente entre la potencia máxima entregada por la celda y la potencia total incidente de la misma.

Sabiendo que una celda solar se modela como un semiconductor (modelo de Shockley), puede también comportarse de manera ideal, esto es sin pérdidas de energía. Un parámetro que se puede medir para tal fin es el factor de llenado FF . Este factor nos da una idea del rendimiento del panel, a través de la relación entre la potencia máxima de salida expresada en términos de la corriente pico I_m y la tensión pico V_m , frente a la corriente de cortocircuito I_{sc} y la tensión de circuito abierto V_{oc} :

$$FF = \frac{I_m * V_m}{I_{sc} * V_{oc}}$$

Así, el FF define que un valor cercano a 1 tendrá una mayor eficiencia en el panel, sin embargo, un panel en el que el $FF > 0,7$ es un panel que puede ser implementado en una instalación fotovoltaica.

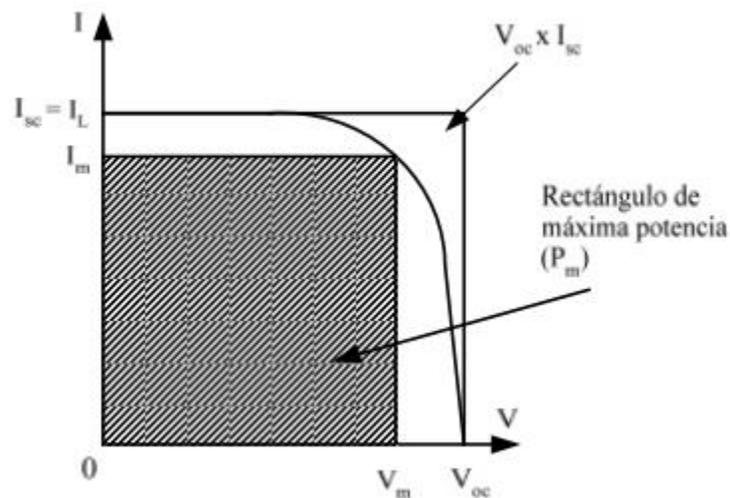


Figura 4. Factor de llenado de un panel solar

En la Tabla 2, se muestra los tipos de materiales de celdas solares y su eficiencia en la transformación de energía:

Tipos de celdas solares	Materiales de semiconductor		Eficiencia
Silicio	Cristalino	Solo Cristalino	27.6%
		Policristalino	23.3%
	Amorfo	Si, SiC, SiGe, SiH, SiO	14.0%
Compuesto	Solo Cristalino	GaAs, InP	27.8%
	Policristalino	CdS, CdTe, CuInS, CuInGaSe	30.8%
Nano y orgánico	TiO2/Dye		18.2%

Tabla 2. Eficiencia de los diferentes tipos de Celdas Solares [23]

Baterías

La eficiencia de la batería depende del estado de carga, la carga propiamente dicha y de la corriente de descarga. En la siguiente ecuación se aprecia el estado de carga con sus siglas en inglés (SOC) es la relación entre la capacidad actual de la batería y la capacidad nominal [24], [20]. Es decir, la relación de la carga extraída durante la descarga dividido por la cantidad de carga necesaria para restaurar el estado inicial:

$$SOC = \frac{q}{q_{max}}$$

Donde:

q_{max} es la capacidad nominal de la batería;

q es la capacidad de la batería en descarga;

SOC es el estado de carga de la batería.

El producto de la eficiencia de carga y de descarga, es la eficiencia total de la batería. Ambos valores varían con la temperatura del electrolito y el estado de carga de la batería, debido a la resistencia interna que genera estas pérdidas. [25]

El ciclo estacional está asociado a periodos de baja incidencia de radiación. Ambos ciclos, en conjunto con otros parámetros de operación como lo son la temperatura ambiente y la corriente, inciden sobre la vida útil y el rendimiento de la batería. También la temperatura del electrolito

influye en la capacidad de almacenamiento y la eficiencia del proceso de carga y descarga. En la Tabla 3, se puede observar como a baja temperatura la reacción química es retrasada, produciendo un aumento brusco de la resistencia interna de la batería y como consecuencia se genera una caída de tensión [26].

Temperatura (°C)	Capacidad (%)	Eficiencia
25	100	1
16	90	0.9
4	77	0.77
-7	63	0.63
-18	49	0.49

Tabla 3. Variación de la capacidad de generación con la temperatura de la celda [26]

Finalmente, la eficiencia de las baterías se puede resumir en la siguiente ecuación:

$$Eficiencia (\eta_c) = \frac{Capacidad (C)}{Corriente de carga (A) \text{ por la duracion hasta la tension final de carga (h)}} * 100$$

Donde:

Capacidad (C) se define como la corriente de descarga (A) por la duración hasta la tensión final de descarga (h).

Reguladores

La eficiencia en los reguladores está definida como la máxima potencia de salida dividida por la máxima potencia entregada por el panel solar. Por otra parte, existen dos tipos de reguladores de carga: los reguladores PWM y los reguladores MPPT. La diferencia principal entre ellos es la pérdida de rendimiento, es decir, un regulador PWM va a extraer menos energía de un campo fotovoltaico que un regulador MPPT, por lo cual, se necesitan más módulos fotovoltaicos para sacar la misma energía [27]. Por ende, los reguladores con rastreo del máximo punto de potencia MPPT, generalmente tendrán una eficiencia mayor que un regulador tipo PWM.

Inversores

La eficiencia en el inversor, al igual que en el regulador, está definida como la máxima potencia de salida dividida por la máxima potencia entregada por la etapa de acumulación o el propio panel solar. Así mismo, es un valor que indica cuánta energía en corriente continua (potencia de entrada) se convierte en corriente alterna (potencia de salida). Generalmente, se consideran dos tipos de pérdidas eléctricas en los inversores, las dependientes de la potencia de entrada, causadas por la conmutación de los IGBTs, las pérdidas en las líneas y las pérdidas de tipo independientes, las cuales son las producidas por el mismo inversor, el cual siempre consumirá potencia por su propio funcionamiento. Ambos tipos de pérdidas conforman la curva característica de la eficiencia de un inversor, donde se comprueba que la eficiencia del inversor es directamente proporcional a la potencia del sistema, es decir, a mayor potencia que se consuma en AC, mayor será la eficiencia del inversor. [28]

Metodología y resultados

Para lograr el objetivo principal de este trabajo de grado, se planteó una estrategia de solución que contempla los cambios necesarios y los resultados esperados. Esta estrategia se puede ver en la Figura 5:

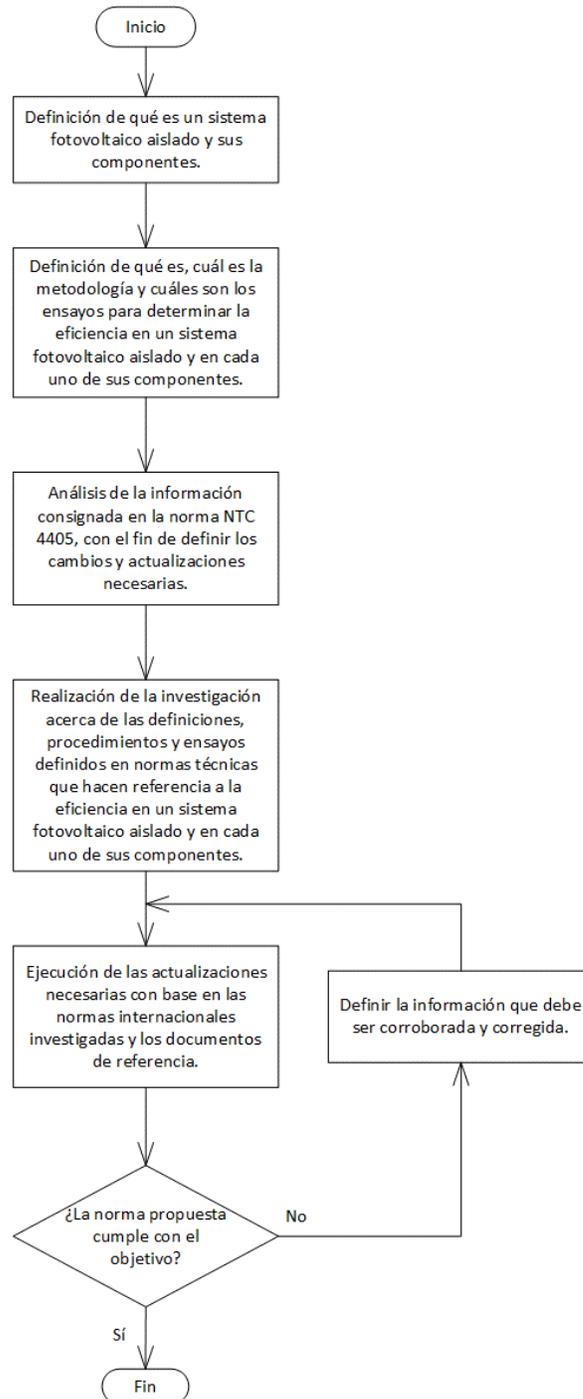


Figura 5. Diagrama de flujo estrategia de solución

Metodología presente en la norma NTC 4405

La norma está diseñada en 8 capítulos. Los cuatro primeros especifican el objetivo principal, las normas nacionales e internacionales complementarias, las definiciones necesarias para el entendimiento de la norma y la nomenclatura y unidades de las variables utilizadas en esta. Por ende, luego del análisis realizado y para el fin de este trabajo de grado, los cuatro primeros capítulos tuvieron únicamente cambios en la redacción. Por otra parte, los capítulos más destacados son los que tratan los ensayos para medir la eficiencia energética en los componentes de un sistema fotovoltaico aislado. Estos capítulos comprenden los numerales del 5 al 8, distribuidos de la siguiente manera:

- Capítulo 5: Evaluación de la eficiencia de sistemas solares fotovoltaicos. En este se hace una descripción del modelo para medir la eficiencia a través de un diagrama de bloques y una descripción de la instrumentación necesaria, y además los montajes de los ensayos y su respectiva presentación de datos del informe de ensayo.
- Capítulo 6: Evaluación de paneles o módulos fotovoltaicos. Trata del modelo y representación de un módulo solar desde la descripción de la celda fotovoltaica con las curvas representativas de I-V. De igual manera, las especificaciones de instrumentación a utilizar, el montaje de los ensayos, los cálculos y su respectiva presentación de datos del informe de ensayo.
- Capítulo 7: Ensayo para reguladores de carga utilizados en los sistemas solares fotovoltaicos. Se especifican los parámetros a medir, los procedimientos y criterios de aceptabilidad de los siete ensayos propuestos para determinar la eficiencia, los cuales serán debatidos en el siguiente capítulo de este trabajo de grado.
- Capítulo 8: Ensayo de acumuladores Plomo Ácido para instalaciones solares fotovoltaicas. No se hace una descripción de los parámetros a medir, la instrumentación necesaria o una guía de los ensayos para la medición de la eficiencia. Sin embargo, se hace referencia a la norma NTC 2959, la cual define una guía para caracterizar las baterías de plomo-ácido de almacenamiento para sistemas fotovoltaicos.

Los anteriores son los capítulos en los que se centra esta investigación y que dará como resultado una propuesta de actualización de la norma NTC 4405, basada en la necesidad de incluir componentes faltantes como lo son inversores/conversores y nuevas tecnologías empleadas en la fabricación de baterías, además de actualizar fórmulas y procedimientos que orienten al usuario final a una metodología clara para medir la eficiencia del sistema a través de sus diferentes componentes.

Dentro del capítulo 5 de la norma, se presenta el siguiente diagrama de bloques:

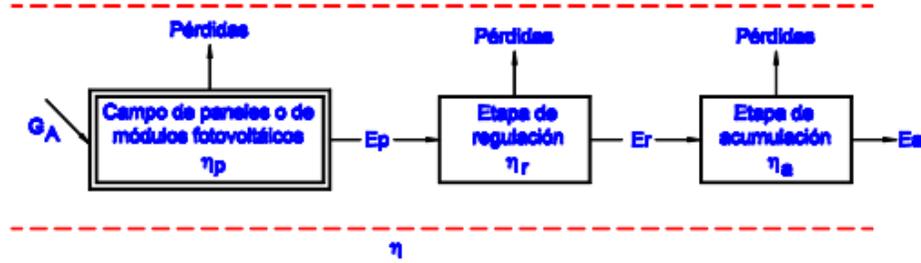


Figura 6. Representación esquemática de un sistema solar fotovoltaico con sus flujos de energía a través de las diferentes etapas del sistema

En este diagrama se representan las etapas de conversión de irradiancia solar a energía eléctrica por medio de los paneles solares, gracias al efecto fotovoltaico, la etapa de regulación llevada a cabo por el regulador de carga del sistema y la etapa de acumulación proporcionada por el banco de baterías utilizado. Se puede observar que la etapa de inversión o conversión no está presente y es necesaria incluirla, ya que haciendo una evaluación del diagrama existente, el sistema fotovoltaico está diseñado para suministrar energía en corriente continua, cuyos valores nominales tanto de tensión como de corriente estarán sujetos a la tensión de salida del banco de baterías y a la corriente requerida por la carga.

Un sistema como el descrito anteriormente no es fácilmente adaptable debido a la diferencia de tensión nominal de los diferentes equipos conectados como cargas, además de la necesidad de incluir salidas en corriente alterna. Es por esto que en el siguiente capítulo se incluye una sección sobre los convertidores e inversores, en la que se describe la metodología de medición de la eficiencia en estos equipos.

En el capítulo 7 se presentan los siguientes ensayos para los reguladores de carga:

- Intensidad máxima de carga
- Sobreintensidad
- Caídas de tensión
- Potencia consumida en ausencia de radiación
- Tensión máxima de carga
- Tensión de reconexión
- Potencia diurna consumida

Estos ensayos ofrecen características operativas del regulador, pero ninguno de estos está enfocado hacia el objetivo principal de la norma. Estas pruebas más que considerarlas una metodología clara para la medición de la eficiencia, son procedimientos para caracterizar el equipo en sus regímenes de trabajo definidos por el fabricante.

Por último, en el capítulo 8, a pesar de que en el objetivo de la norma se especifica la medición de la eficiencia en los acumuladores o en los bancos de baterías, no se detalla ningún ensayo o

metodología que cumpla con el objetivo. Sin embargo, se especifica que estos equipos deben cumplir con lo establecido en la norma NTC 2959.

Estrategia de solución de actualización de la norma NTC 4405

Para lograr una propuesta, se necesita comprobar que la información detallada en la norma está ajustada a los requerimientos de los sistemas actuales. Por tal razón, se analizó si los ensayos en la norma representan soluciones a las necesidades de los usuarios finales y si cumplen con los objetivos de esta.

Capítulo 5. Evaluación de la eficiencia de sistemas solares fotovoltaicos

Como se puede ver en la Figura 6, se presenta el diagrama de bloques del sistema fotovoltaico, este está compuesto por 3 etapas y se especifica la primera ecuación para la medición de la eficiencia, la cual está definida de la siguiente manera:

$$\eta = \eta_p * \eta_r * \eta_a * \eta_c$$

En la que se calcula la eficiencia total del sistema multiplicando las eficiencias individuales de cada etapa, gracias al diagrama de bloques en lazo abierto [29]. Esta fórmula representa la eficiencia de: paneles solares, la etapa de regulación, la etapa de acumulación y la potencia entregada a la carga, respectivamente.

Según la fórmula, se deberían tener 4 diagramas de bloques en la Figura 6, el bloque faltante que hace referencia a la potencia entregada a la carga debe ser modificado por la etapa de inversores o convertidores, el cual se definió en el capítulo anterior.

Las siguientes secciones presentadas en este capítulo sobre: la instrumentación necesaria para la medición, la metodología para la ejecución del ensayo y la presentación de los datos obtenidos a través de un informe, esta información cuya validez está soportada por las normas internacionales de referencia. Sin embargo, no son objeto de esta investigación y por ende se puede tratar en trabajos futuros.

Capítulo 6. Evaluación de paneles o módulos fotovoltaicos

En este capítulo inicialmente se describe el funcionamiento de la celda solar. El diagrama de bloques de la Figura 7 muestra el funcionamiento básico de esta, así mismo, se describe a través de la curva I-V fotovoltaica oscura la estructura de una celda y su representación como semiconductor basado en el modelo de Shockley [30].

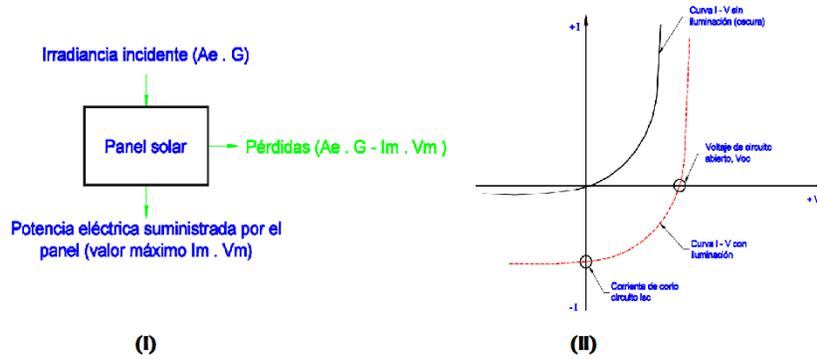


Figura 7. (I) Balance de energía de un módulo o panel solar (II) curva I-V fotovoltaica oscura

La información descrita es válida para conocer cómo se comporta la celda solar fotovoltaica, el por qué se genera energía en ésta cuando sobre ella incide irradiancia, pero para fines prácticos de esta norma, es necesario saber cómo medir la eficiencia del panel y los procesos de reacción de los semiconductores que permiten generar energía eléctrica no son relevantes.

De lo anterior se puede concluir que toda la información técnica y la explicación teórica del comportamiento de los semiconductores presentes en el proceso del efecto fotoeléctrico puede ser suprimida de la norma, ya que no contribuye a los ensayos de medición de la eficiencia en el módulo solar.

En la misma sección en que se describe el modelo de la celda, se llega a la segunda ecuación de medición de la eficiencia, se presenta primero una gráfica I-V que corresponde a los valores de corriente máxima de salida (I_m) contra tensión máxima de salida (V_m) y una comparación del valor de tensión de circuito abierto (V_{oc}) contra diferentes valores de corriente de cortocircuito (I_{cc}), con el fin de representar la potencia máxima de salida (P_m), en la cual la temperatura incide sobre el comportamiento de la juntura P-N, [31] esto es:



Figura 8. Curva normal I-V como una función de la intensidad de la radiación $G_1 < G_2 < G_3$ (Unidad: kW/m²)

Además de la gráfica, nos muestran la ecuación que representa la medición de la eficiencia en el panel, así:

$$\eta = \frac{\text{Potencia útil}}{\text{Irradiancia solar incidente}}$$

$$\eta = \frac{I_m * V_m}{G_A}$$

Es importante notar que la ecuación anterior carece de un término que represente el colector de la irradiancia incidente, este término corresponde al área efectiva del panel solar, la cual corresponde al área total de las celdas solares que componen dicho panel.

La eficiencia del panel expresada en términos del FF (Factor de llenado) como está representada en la norma es:

$$\eta = FF * \frac{I_{sc} * V_{oc}}{G_A}$$

Ahora bien, hasta este punto se ha analizado la incidencia sobre el panel a través de la radiación directa, es decir, la radiación que llega normal al módulo, pero en las mediciones de los diferentes ensayos que se describen en los capítulos posteriores, es necesario medir la incidencia a un ángulo medido desde el cenit. Por lo tanto, la ecuación anterior se reescribe de la siguiente manera:

$$\eta = FF * \frac{I_{sc} * V_{oc}}{G_A * \cos(\theta)}$$

Capítulo 7. Ensayo para reguladores de carga utilizados en los sistemas solares fotovoltaicos

En este capítulo, la norma presenta una consideración inicial “los reguladores de carga actúan sobre acumuladores de plomo-ácido”. En concordancia con el objetivo de este trabajo, los reguladores deben responder con las tecnologías actuales como lo son los acumuladores de Ion de Litio, siendo así que una parte fundamental a actualizar es la disposición de estos equipos según las normas consultadas.

Este capítulo expone siete ensayos específicos para los reguladores de carga, los cuales están definidos de la siguiente manera:

- Medida de la intensidad máxima de carga
- Medida de la sobreintensidad
- Medida de la caída de tensión a plena carga
- Medida de potencia consumida en ausencia de radiación
- Medida de la tensión máxima de carga
- Medida de la tensión de reconexión
- Medida de potencia diurna consumida

La norma clarifica que los anteriores ensayos deben ser realizados bajo las siguientes condiciones ambientales y parámetros de funcionamiento: temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$, resistencia de carga asignada, una duración del ensayo de 4h, periodo de muestreo de 10 minutos, una capacidad de descarga de la batería igual a C100, entre otros.

Durante toda la explicación de los ensayos para los reguladores, junto con la metodología para realizar las medidas, no se menciona la eficiencia en ellos, la cual está definida por la comparación entre la señal de salida y la señal de entrada del regulador. Por lo tanto, este capítulo de la norma está orientada específicamente a pruebas FAT (Factory Acceptance Test).

En este punto se puede concluir que, los ensayos dispuestos en la norma NTC 4405 no contribuyen a la medición de la eficiencia de los reguladores de carga y tampoco la metodología explicada se enfoca en el consumidor final, debido a que estos datos deben venir en la hoja de especificaciones de cada fabricante.

Capítulo 8. Ensayo de acumuladores plomo. ácidos para instalaciones solares fotovoltaicas

Para la etapa de baterías, en esta norma no especifican condiciones ambientales, procedimientos, diagramas de conexión o algún tipo de información relevante para medir la eficiencia de estos componentes. Especifican que las baterías o acumuladores empleados para los sistemas fotovoltaicos aislados deben cumplir con lo establecido en la norma NTC 2959. Dicha norma fue reafirmada en el año 2012 por el comité técnico No. 24 del ICONTEC [6]. No obstante, esta es una adopción idéntica (IDT) por traducción de la norma CAN/CSA F382-M89 “Characterization of Storage Batteries for Photovoltaic Systems”, la cual fue reafirmada en el año 2019 por el CSA (Canadian Standards Association).

Por otra parte, debido a que, en las normas anteriormente mencionadas, no se hace ninguna referencia a las baterías de Ion de litio, se recopiló la información necesaria para incluir esta nueva tecnología en el documento final. La totalidad de la información fue extraída de las normas técnicas IEC 61427-1: 2013, Secondary cells and batteries for renewable energy storage - General requirements and methods of test - Part 1: Photovoltaic off-grid application, y de la norma IEC 62620: 2014, Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes – Secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications. [32]

Capítulo 3

Definición de cambios y actualización

En este capítulo se explicará qué cambios deben realizarse a la norma, con base en los diferentes documentos consultados y las normas más actualizadas a la fecha, dando claridad a la metodología y ensayos a realizar para cumplir con el objetivo principal del trabajo de grado que es encaminar de la manera más efectiva al usuario final hacia la medición de la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos aislados y sus componentes. De esta manera se puede prescindir de trivialidades como que gracias al efecto fotovoltaico es posible generar energía en los paneles solares y por ende es necesario dar una explicación de los procesos físicos que se dan en las juntas, debido a que el objetivo principal de la norma es definir una metodología clara para la medición de la eficiencia en dichos sistemas.

Por lo anterior, se dará explicación a lo esencial, como es la metodología de evaluación de la eficiencia de los diferentes componentes del sistema y las actualizaciones que se deben realizar a la norma.

Capítulo 5. Modelo del sistema fotovoltaico

Según la Ecuación general de eficiencia, se deben medir cuatro componentes del sistema. Pero en el diagrama de bloques de la Figura 6 solo se tienen tres de ellos. Es así que el primer cambio es adoptar el diagrama de bloques correspondiente para el modelo del sistema fotovoltaico aislado, el cual se propone de la siguiente manera:

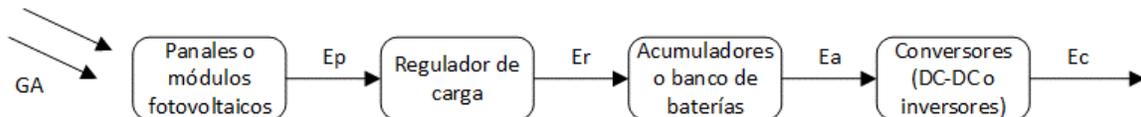


Figura 9. Diagrama de bloques de un sistema solar fotovoltaico con sus flujos de energía a través de las diferentes etapas del sistema

Con este nuevo diagrama de bloques, se reescriben las ecuaciones necesarias para el cálculo de la eficiencia:

$$\eta = \eta_p * \eta_r * \eta_a * \eta_c$$

Donde:

$$\eta_p = \frac{E_p}{G_A} = \frac{\text{Energía útil que entrega el campo de paneles o módulos}}{\text{Energía solar incidente en el campo de paneles o módulos}}$$

$$\eta_r = \frac{E_r}{E_p} = \frac{\text{Energía útil que entrega la etapa de regulación}}{\text{Energía útil que entrega el campo de paneles o módulos}}$$

$$\eta_a = \frac{E_a}{E_r} = \frac{\text{Energía útil entregada por el acumulador}}{\text{Energía útil que entrega la etapa de regulación}}$$

$$\eta_c = \frac{E_c}{E_a} = \frac{\text{Energía útil entregada a la carga}}{\text{Energía útil entregada por el acumulador}}$$

Respecto a la medición de la irradiancia, la norma sugiere calcular la energía solar incidente por medio de la siguiente ecuación:

$$G_A = A \int G dt$$

Donde:

- A área efectiva del panel,
- G irradiancia incidente,
- G_A energía solar incidente.

La cual se suprime de la norma en el siguiente capítulo por practicidad de la medición y el cálculo de la eficiencia en los paneles solares.

Además, en la sección sobre los instrumentos necesarios para la medición de la radiación solar se decide agregar un simulador solar para la ejecución de los ensayos en laboratorio, de acuerdo con la norma IEC 60904-9: 2020.

Finalmente, en el montaje de los ensayos, al igual que en el capítulo anterior, se agrega la etapa de conversores y se especifica en dónde ubicar los instrumentos de medida:

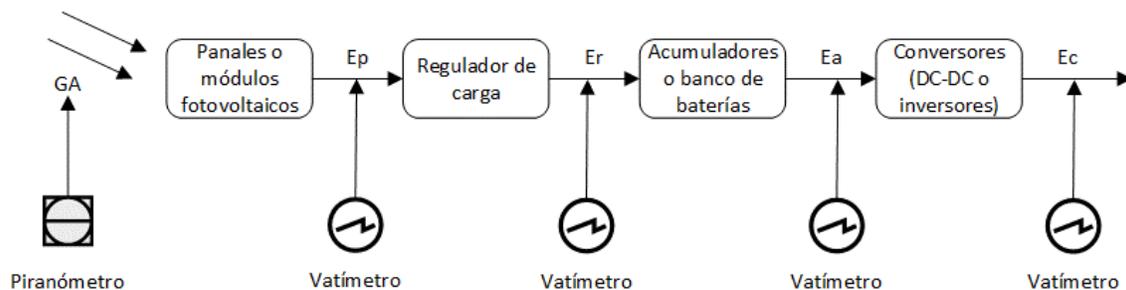


Figura 10. Diagrama de bloques del montaje para el ensayo del sistema solar fotovoltaico

Para practicidad del lector se decide eliminar la estructura propuesta para el informe de los ensayos.

Capítulo 6. Evaluación de la eficiencia en paneles o módulos solares

En esta sección lo más importante a actualizar son las ecuaciones de medición de la eficiencia, ya que, la fórmula dispone de la medida en términos de energía solar incidente y no en términos de irradiancia. De la misma manera, no está incluido el área en el denominador, siendo así que las unidades no satisfacen la ecuación principal debido a que la eficiencia es un valor adimensional.

Las siguientes tablas muestran el cambio realizado:

Modelo NTC 4405	Unidades del modelo
$\eta = \frac{I_{sc} * V_{oc}}{G_A}$	$\eta = \frac{A * V}{\frac{W * h}{m^2}} = \frac{W}{\frac{W * h}{m^2}} = \frac{m^2}{h}$

Tabla 4. Modelo de la ecuación de eficiencia en la norma NTC 4405

Modelo actualizado	Unidades del modelo
$\eta = \frac{I_{sc} * V_{oc}}{G * A}$	$\eta = \frac{A * V}{\frac{W}{m^2} * m^2} = \frac{W}{\frac{W}{m^2} * m^2} = p.u$

Tabla 5. Modelo de la ecuación de eficiencia en la propuesta

Como se observa en las tablas anteriores, el cambio más importante fue adicionar el término área efectiva, el cual, es necesario para conocer el porcentaje de irradiancia que se está utilizando y la potencia generada por cada panel debe ser comparada con la cantidad de irradiancia aprovechada.

Finalmente, la norma expone una gráfica representativa del modelo del panel I-V como se puede ver en Figura 8, la cual se decide cambiar por un modelo donde se muestra la potencia máxima generada en función de la medida de los parámetros de salida del módulo solar fotovoltaico.

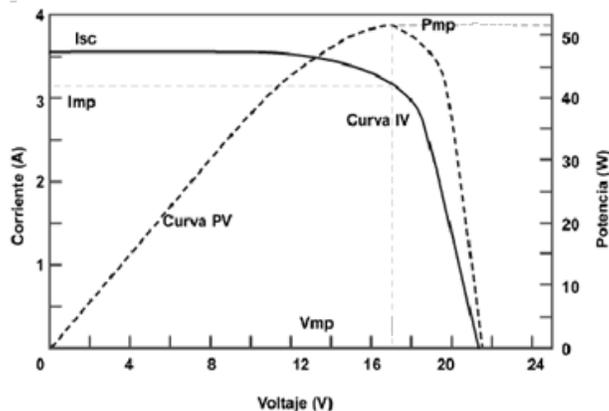


Figura 11. Curva I-V característica de un módulo solar fotovoltaico

Procedimiento para la medición de la eficiencia

Respecto a la metodología del ensayo, la norma no ofrece el paso a paso para la medición de las variables que permiten conocer la eficiencia del panel o módulo solar, presenta algunas características de los instrumentos y del medio en el que se realiza el ensayo, ya sea en laboratorio o a campo abierto, pero no existe un procedimiento del cual el usuario final pueda disponer para la correcta medición. Es un procedimiento elemental, ya que se están midiendo dos variables directas, tensión y corriente. En este caso, y dado que se está midiendo la tensión pico V_m y la corriente pico I_m de salida, es importante conectar una resistencia variable que permita obtener la gráfica de I-V y determinar la potencia máxima de salida P_m . El siguiente diagrama proporciona una idea de lo que se quiere medir.

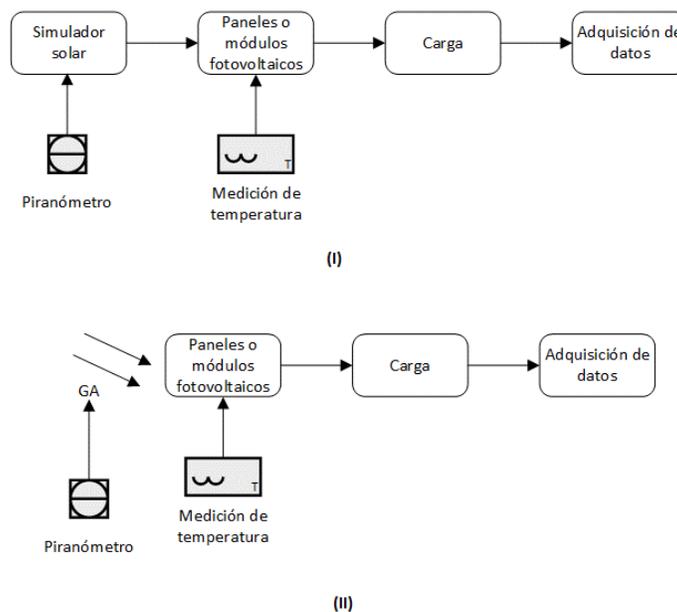


Figura 12. Diagrama de bloques para el montaje de los ensayos en (I) laboratorio y (II) a campo abierto

Para practicidad del lector, se modifican los diagramas anteriores para generar una mayor comprensión. Así mismo, el procedimiento para la medición en laboratorio y a campo abierto se describe de la siguiente manera:

Ensayo de laboratorio

- El simulador solar debe cumplir con lo establecido en la norma IEC 60904-9: 2020, para la clasificación estipulada en la norma NTC 4405.
- El simulador debe ajustarse a las condiciones de medición estándar STC (Standard Test Conditions) consignadas en la norma IEC 60904-14: 2020.
- Se recomienda que las diferentes conexiones del sistema estén a distancias lo más cortas posibles con el fin de evitar caídas de tensión en los conductores de acuerdo con la norma NTC 2050: 2018.
- Medir el área efectiva del panel que servirá para la generación de energía, esto no incluye marco del panel ni sujeciones.
- En bornes de la carga en paralelo, medir la tensión de salida V_m con el voltímetro en el ajuste adecuado de calibración para obtener valores de medida con un porcentaje de error menor del 5%.
- Abrir el circuito entre el panel solar y la carga conectada, medir la corriente de salida I_m , con el amperímetro en el ajuste adecuado de calibración para obtener valores de medida con un porcentaje de error menor del 5%.
- Se debe ubicar el panel o módulo solar de modo tal que el ángulo de la irradiancia incidente a la normal del panel sea cero grados (0°), irradiancia directa, de acuerdo con la norma IEC 60904-3: 2019.
- Tomar los datos referentes a la tensión de circuito abierto V_{oc} y la corriente de cortocircuito I_{sc} entregada por el fabricante en su hoja de datos, para determinar la eficiencia.
- Reemplazar los valores medidos de I_m y V_m y los valores del fabricante I_{sc} y V_{oc} , determinar el FF y la eficiencia del sistema.
- Repetir los pasos 8 y 9 para un ángulo de incidencia de la irradiancia, en este caso indirecta, para ángulos de 30° y 60° , de acuerdo con la norma IEC 60904-3: 2019.
- Consignar los datos en el informe de acuerdo con los ensayos de periodo corto y periodo largo establecidos en la norma.

Ensayo a campo abierto

En este ensayo, a diferencia del ensayo en laboratorio, cambia la fuente de irradiancia de un simulador solar a la energía aprovechable del sol. Se deben hacer las mediciones asegurando que las condiciones ambientales no se encuentren por debajo de los niveles NOCT (Nominal Operating Cell Temperature), es por esto que, en el ensayo a campo abierto se deben garantizar las condiciones ambientales adecuadas, de acuerdo con la norma IEC 60904-3: 2019. Finalmente, el procedimiento propuesto para este ensayo es el mismo de la sección anterior, teniendo en cuenta las modificaciones mencionadas.

Capítulo 7. Evaluación para reguladores de carga utilizados en los sistemas solares fotovoltaicos

La medición de la eficiencia para los reguladores de carga se realiza conforme lo estipulado en la norma IEC 62509. En esta norma los reguladores de carga son llamados “controladores de carga de baterías (BCC)”. Se hace un estudio de los equipos conectados, se ajusta el simulador fotovoltaico como fuente de entrada DC y un simulador o banco de baterías. Los ajustes requeridos en cada caso están descritos de acuerdo con la metodología de evaluación ya que, en la norma anteriormente mencionada se indica que este ensayo debe realizarse en un rango de salida entre el 10% y el 100% de la corriente de carga nominal del regulador.

La eficiencia de este equipo está medida con dos objetivos, la eficiencia de autoconsumo y la eficiencia en operación, que establecen complementariamente el rendimiento del BCC, dados los ajustes requeridos y la medición adecuada.

Requerimientos de eficiencia energética

Sin entrada o carga fotovoltaica, el autoconsumo de un BCC fotovoltaico será como se detalla en la siguiente tabla, cuando el voltaje de la batería sea equivalente a 2,1 V/Celda $\pm 2\%$ y la temperatura ambiente sea de 25 °C ± 2 °C.

Corriente de carga nominal	Máximo autoconsumo
< 5 A	5 mA
5 A < I < 50 A	0,1% de la corriente de carga nominal
> 50 A	50 mA

Tabla 6. Requisitos para autoconsumo

Nota: Los límites dados en la Tabla están destinados a la función del controlador de carga en “modo noche”. Cuando existan otros equipos periféricos como dispositivos de gestión de carga, pantallas, registradores de datos y otros que compartan la fuente de alimentación del BCC, estos deberán desactivarse o desconectarse del BCC si es posible.

Diagrama de conexión

Teniendo en cuenta los diagramas contenidos en la norma original, se propone el siguiente diagrama, debido a que, los diagramas originales no contribuyen en la medición de la eficiencia.

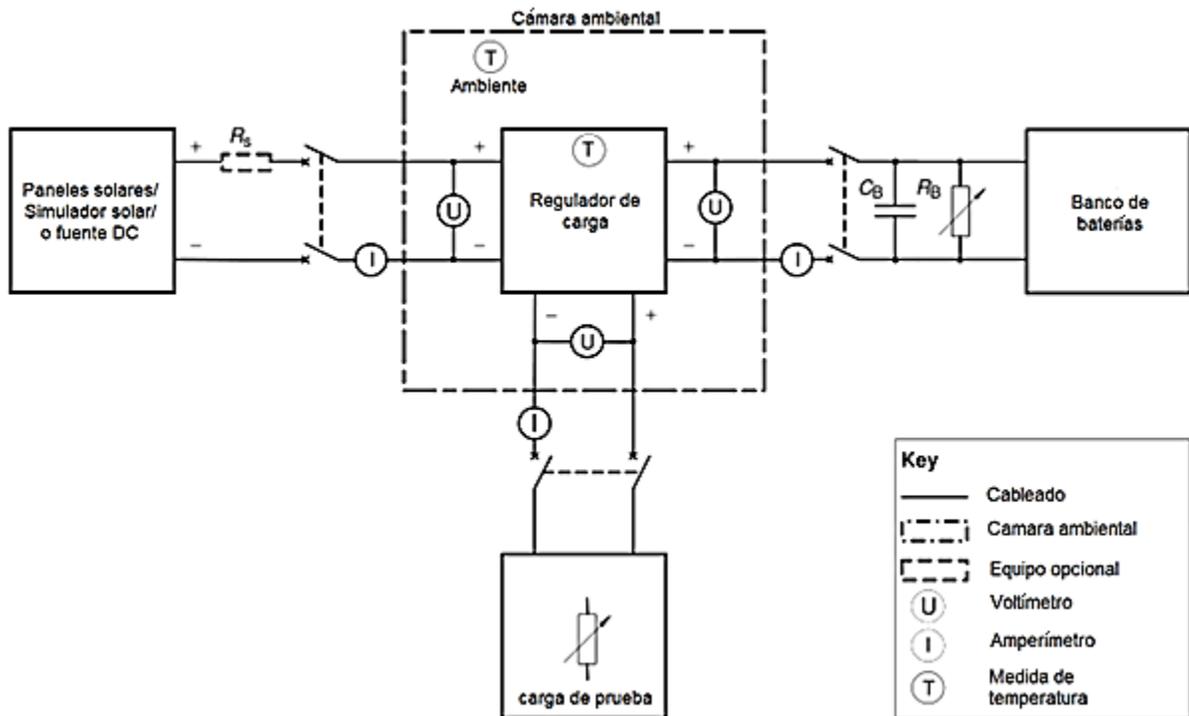


Figura 13. Configuración general para medir la eficiencia en los reguladores de carga

Configuración y pre-acondicionamiento para las pruebas

Los equipos utilizados deben estar ajustados apropiadamente para la medida. Estos ajustes van desde las conexiones hasta las configuraciones de parámetros propios de los mismos. Los dos simuladores utilizados para la prueba, simulador solar y simulador de banco de baterías, deben estar configurados debidamente. La norma ofrece la siguiente configuración:

- Simulador fotovoltaico como fuente de tensión

La fuente de alimentación de preferencia para ser utilizada en este ensayo debe ser un simulador de un generador fotovoltaico. Sin embargo, se puede utilizar una fuente de alimentación controlada por voltaje y corriente, en combinación con una resistencia en serie (R_s).

Si se utiliza un simulador de un generador fotovoltaico, deberá tener los siguientes valores nominales:

- $V_{OC} \geq 2 * V_{BAT-NOM}$
- $I_{SC} \geq 1,25 * I_{BCC-IN}$

Si se utiliza una fuente de alimentación controlada por voltaje y corriente con una resistencia en serie, debe tener las siguientes capacidades nominales:

- $V \geq 2 * V_{BAT-NOM}$
- $I \geq 1,25 * I_{BCC-IN}$

Donde:

$V_{BAT-NOM}$ Voltaje nominal de la batería

I_{BCC-IN} Corriente nominal de entrada PV del regulador

- Simulador de baterías o banco de baterías

La fuente de alimentación utilizada para la simulación de la batería debe estar controlada por voltaje y corriente y tener las siguientes características mínimas:

- $V \geq 1,4 * V_{BAT-NOM}$
- $I \geq 1,25 * I_{BCC-OUT}$

Donde:

$I_{BCC-OUT}$ Corriente nominal de carga de la batería del regulador

Configuraciones del ciclo de carga

- Simulador fotovoltaico como fuente de tensión

Un simulador de generador fotovoltaico es la opción preferida. Si no se dispone de un simulador de generador fotovoltaico de tensión y/o corriente nominal requeridas, se debe utilizar una fuente de alimentación con una resistencia en serie (R_s).

Si se utiliza una fuente de alimentación con resistencia en serie, la configuración de la fuente de alimentación PV debe ser la siguiente:

$$V_{PV-PSU} = 1,25 * V_{BAT-MAX}$$

$$I_{PV-PSU} = 10\% \text{ de la corriente nominal de entrada PV}$$

Dónde:

$V_{BAT-MAX}$ Voltaje de carga máximo durante la prueba de punto de ajuste (por ejemplo, voltaje de ecualización máximo a 25 °C).

I_{PV-PSU} Configuración actual de la fuente de alimentación PV

V_{PV-PSU} Configuración de voltaje de la fuente de alimentación de entrada PV

La caída de tensión en R_s deberá estar entre el 10% y el 15% del ajuste de voltaje de la unidad de fuente de alimentación fotovoltaica (PSU), por lo tanto:

$$\frac{0,1 * V_{PV-PSU}}{I_{PV-PSU}} \leq R_s \leq \frac{0,15 * V_{PV-PSU}}{I_{PV-PSU}}$$

Por lo tanto, la disipación de potencia mínima requerida de R_s está dada por:

$$P_{R_s} = I_{PV-PSU}^2 * R_s$$

Donde:

R_s es la resistencia conectada entre la fuente de alimentación y el regulador de carga

- Simulador de baterías o banco de baterías

El voltaje en los terminales de las baterías del regulador debe permanecer constante durante la duración de las pruebas. Se puede usar un simulador de baterías para mantener un voltaje constante. El uso de una fuente de alimentación controlada por voltaje y corriente (PSU) es adecuado para esta prueba siempre que se consideren los siguientes puntos:

La fuente de alimentación conectada a los terminales de la batería del controlador en este caso debe proporcionar una referencia de voltaje de la batería ($V_{BAT-PSU}$). Esta fuente de alimentación deberá operar en modo de regulación de voltaje y suministrar corriente a R_B todo el tiempo durante la prueba.

La configuración de esta fuente de alimentación debe ser:

$$V_{BAT-PSU} = V_{BAT-TEST}$$

$$I_{BAT-PSU} = 1,3 * I_{CHG-MAX}$$

Donde:

$V_{BAT-TEST}$ es el voltaje de la batería de prueba medido en los bornes en el regulador (2,2 V/Celda para este ensayo);

$V_{BAT-PSU}$ es el ajuste de tensión en la fuente de alimentación;

$I_{CHG-MAX}$ es la corriente máxima de carga esperada;

Nota: $V_{BAT-PSU}$ deberá ajustarse ligeramente en cada nivel de corriente de carga para compensar la caída de tensión cambiante en el cableado.

El valor de capacitancia de la batería deberá ser de $0,1 \text{ F} \pm 20\%$ (C_B).

R_B es una resistencia de valor fijo que disipa la corriente de carga más la corriente de la fuente de alimentación usada como batería. Sus características deberán ser las siguientes:

$$R_B = \frac{V_{BAT-TEST}}{1,15 * I_{CHG-MAX}} \pm 10\%$$

$$P_{R_B} \geq 1,3 * V_{BAT-TEST} * I_{CHG-MAX}$$

Donde:

R_B es la resistencia requerida para la prueba;

P_{R_B} es la mínima capacidad requerida de disipación de potencia de R_B .

Procedimiento para la medición de la eficiencia.

- a) Se debe conectar la configuración especificada en la Figura 13.

Nota 1: para este paso no se requiere conectar algún tipo de carga.

- b) Se debe asegurar que las condiciones especificadas en el numeral 7.1 se cumplen a 25°C.
- c) Se debe ajustar el nivel de tensión de la batería en 2,2 V/Celda ajustando la fuente de alimentación usada como batería, manteniendo el valor de R_B constante.

Nota 2: se debe asegurar que la fuente de alimentación usada como batería operara a tensión constante durante todo el ensayo.

- d) Se debe ajustar el valor de la corriente de entrada del simulador fotovoltaico al 10% de la corriente de carga nominal $\pm 2\%$ y se debe reajustar $V_{BAT-PSU}$ para generar un voltaje de las baterías de 2,2 V/Celda en los bornes del regulador.
- e) Se debe garantizar que el regulador esté funcionando en modo de carga principal o carga masiva y que los terminales de carga o la salida de control auxiliar (si está presente) estén en modo activo o ENCENDIDO.
- f) Se debe realizar la medición de tensión, corriente y potencia de entrada y salida al 10% de la corriente de carga nominal.
- g) Se deben repetir los pasos d) al f) para valores de corriente de carga del 20% al 100% con incrementos de 10%.
- h) Se debe retirar el simulador fotovoltaico.
- i) Se debe conectar una carga resistiva ajustada al 100% de la corriente nominal en los bornes de conexión de la carga del regulador.

- j) Se debe medir la caída de tensión y la eficiencia del regulador; la eficiencia en el estado de carga está dada por la siguiente ecuación:

$$\eta_R = \left(\frac{P_O}{P_I} \right) * 100$$

Donde:

η_R es la eficiencia de carga (%);

P_O es la potencia nominal de salida del regulador hacia la carga (kW);

P_I es la potencia de entrada del regulador (kW).

Capítulo 8. Ensayo de acumuladores plomo. Ácidos para instalaciones solares fotovoltaicas

El primer cambio que se debe realizar es el nombre del capítulo, ya que en la norma NTC 4405 se tiene nombrado como “CAPITULO 8 ENSAYO DE ACUMULADORES PLOMO. ÁCIDOS PARA INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS”, se cambia por “EVALUACION DE LOS ACUMULADORES O BANCO DE BATERÍAS”.

Con el objetivo principal de definir un procedimiento específico para medir la eficiencia de las baterías involucradas en los sistemas fotovoltaicos, la norma NTC 2959 especifica lo siguiente:

- Método de presentación de los datos.
 - Presentación de los datos por el diseñador del sistema.
 - Presentación de los datos por el fabricante de baterías.
- Ensayos.
 - Ensayos de capacidad y de eficiencia en amperios-hora.
 - Ensayos cíclicos.

Es fundamental actualizar el capítulo de los ensayos de las baterías. Es por esto que, el contenido en la sección de ensayos de capacidad y de eficiencia en amperios-hora tanto en la norma NTC 2959 como en la CAN/CSA F382-M89, es el que expresa la información necesaria para realizar la actualización en la norma NTC 4405 sobre la medición de la eficiencia de las baterías empleadas en los sistemas fotovoltaicos aislados, la cual queda definida de la siguiente manera:

- Ensayos de capacidad y de eficiencia en amperios-hora.
 - Acondicionamiento previo.
 - Condiciones para los ensayos.
 - Procedimiento para el ensayo.
 - Informe acerca de los requisitos y el ensayo.

En los puntos mencionados anteriormente, se plantea un acondicionamiento previo a las pruebas a realizar para determinar la eficiencia, los cuales están definidos en la norma NTC 2959 de la siguiente manera:

“Antes de realizar el ensayo de eficiencia, la batería se deberá descargar y cargar diez veces a $25\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$ al régimen de C/10, usando las tensiones finales establecidas en las Tablas 3 y 4, o hasta que las capacidades medidas en dos descargas sucesivas difieran en menos de 2.5%.”. [33]

De la misma manera, se plantea un acondicionamiento según sea el tipo de batería utilizada, la cual incluye nuevas tecnologías presentes en el mercado como lo son las baterías de Ion de Litio, que están definidas en varias normas técnicas de referencia listadas en la norma IEC 61427-1: 2013, de la siguiente manera:

“Las baterías bajo prueba deben ser acondicionadas bajo las siguientes normas técnicas o, en llegado caso de no poseer dichas normas, deben ser acondicionadas según las instrucciones del fabricante:

- IEC 60896-11 para baterías de Plomo-acido ventiladas.
- IEC 60896-21 para baterías de Plomo-acido con válvula de regulación.
- IEC 61056-1 para baterías de Plomo-acido portátiles.
- IEC 60622 para baterías selladas de níquel-cadmio.
- IEC 60623 para baterías ventiladas de níquel-cadmio.
- IEC 62259 para baterías individuales recargables prismáticas de níquel-cadmio con recombinación parcial de gases.
- IEC 61951-1 para baterías portátiles de níquel-cadmio.
- IEC 61960 para baterías portátiles de Ion de Litio.
- IEC 62620 para baterías de Ion de Litio para uso en aplicaciones industriales”. [34]

Para practicidad de la actualización de la norma NTC 4405, no se incluye específicamente cada uno de los pasos a seguir contenidos en las normas anteriormente mencionadas, debido a que contiene información que no es relevante para la medición de la eficiencia, lo cual es el objetivo principal de este trabajo de grado. Únicamente se hace la clarificación que, de ser necesario, se pueden consultar.

Por otra parte, se plantean en la actualización una serie de condiciones óptimas tanto ambientales como procedimentales para realizar la medición de la eficiencia, las cuales se definen de la siguiente manera, de acuerdo con la norma NTC 2959:

- Temperatura: El ensayo se deberá efectuar a una temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ y a una temperatura ambiente de $-20^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$. Si el diseñador de sistemas especifica temperaturas de ensayo adicionales, éstas deberán ser $40^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$, $0^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ y $-40^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$.
- Niveles de tensión: A menos que se especifique de otra manera, las tensiones finales de carga y de descarga serán como se establece en las Tablas 2 y 3 (en donde sean aplicables).

También, se estipulan los acondicionamientos necesarios a realizar en las baterías según el tipo de electrolitos y los regímenes de carga y descarga, plomo-ácido y níquel-cadmio, los cuales se

encuentran en la norma NTC 2959. Para las baterías de Ion de Litio, la información fue extraída de la norma IEC 62619-2022, la cual se consigna en la actualización de la siguiente manera:

- Electrolitos:

- a) Plomo ácido: Si el electrolito es accesible, se deben efectuar mediciones específicas de la gravedad al comienzo y al final de cada ciclo de carga o de descarga. El electrolito se debe mantener lleno hasta el nivel máximo especificado por el fabricante, pero únicamente durante las condiciones de carga.
- b) Nickel-Cadmio: Si el electrolito es accesible, se debe registrar su gravedad específica en cada temperatura del ensayo. El electrolito debe estar al nivel máximo especificado por el fabricante. [33]
- c) Ion de litio (LFP, NCM, NCA): Antes de la carga, la celda o el sistema de baterías se debe descargar a una temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$, a una corriente constante de $0,2 I_t$ A, hasta el voltaje final especificado. A menos que se indique lo contrario en este documento, las celdas o los sistemas de baterías deben cargarse a una temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$, utilizando el método especificado por el fabricante.

NOTA 1: Las corrientes de carga y descarga para las pruebas se basan en el valor de la capacidad nominal (C_n Ah). Estas corrientes se expresan como un múltiplo de I_t A, donde $I_t \text{ A} = C_n \text{ Ah}/1 \text{ h}$ (ver IEC 61434).

NOTA 2: Si el sistema de batería no puede descargarse a una corriente constante de $0,2 I_t$ A puede descargarse a la corriente especificada por el fabricante. [35]

- Regímenes de carga y descarga:

- a) Régimen de descarga: Para cada temperatura especificada, las descargas se deberán efectuar a los regímenes de $C/10$, $C/100$ y $C/500$ 25°C .
- b) Régimen de carga: Todas las cargas se deberán efectuar al régimen de $C/20$ a una temperatura de 25°C , independientemente de las temperaturas reales del ensayo o de los regímenes de descarga. [33]

Igualmente, se define un procedimiento para medir y calcular la eficiencia de las baterías, de acuerdo con los regímenes de carga y descarga y las condiciones ambientales, según las normas antes mencionadas, especificando las fórmulas necesarias para determinar la eficiencia de cada uno de los tipos de baterías:

“Para cada combinación de temperatura y régimen de descarga, se debe informar la capacidad medida y la eficiencia en amperios-hora. Las tensiones finales de descarga y de carga se deben informar en caso de que difieran de los indicados en las Tablas 2 y 3 (en donde sean aplicables). Si se han medido las gravedades específicas, éstas se deben anotar. Si cualesquiera de estos datos se presentan en forma gráfica, se deben anotar los puntos determinados realmente en una curva dada.” [33]

La capacidad (C) se debe calcular usando esta relación:

- Capacidad (C) = Corriente de descarga (A) por la duración hasta la tensión final de descarga (h); La eficiencia (%) se debe calcular usando esta relación:

$$\text{Eficiencia } (\eta_c) = \frac{\text{Capacidad (C)}}{\text{Corriente de carga (A) por la duración hasta la tensión final de carga (h)}} * 100$$

$$\eta_c = \frac{I_D * t_p}{I_C * t_c} * 100$$

Los niveles de tensión mencionados anteriormente están definidos dentro de la norma NTC 2959 únicamente para baterías de plomo-ácido y níquel-cadmio. Durante la presente investigación, se encontró que los niveles de tensión especificados en las normas para las baterías de níquel-cadmio, son los mismos niveles de tensión para las baterías de Ion de Litio según la norma IEC 61427-1: 2013. Por tal razón, las tablas se definen de la siguiente manera:

Régimen de descarga a 25°C	Plomo-ácido (V)	Níquel-cadmio / Ion de litio (V)
C/10	1.75	1.1
C/100	1.9	1.2
C/500	1.9	1.2

Tabla 7. Tensiones finales de descarga (V)

(Régimen de carga C/20) Temperatura, °C	Plomo-ácido (V)	Níquel-cadmio / Ion de litio (V)
40	2.12	1.41
30	2.25	1.43
20	2.2	1.47
10	2.27	1.5
0	2.34	1.54
-10	2.45	1.57
-20	2.5	1.6
-30	2.55	1.63
-40	2.57	1.65

Tabla 8. Tensiones finales de carga (V)

No obstante, los valores arrojados en dichas tablas son netamente representativos y debido a la falta de normatividad técnica con respecto a algunos tipos de baterías, se hace la siguiente aclaración dentro de la norma actualizada:

“NOTA: Los valores de las tensiones indicados en las Tablas 3 y 4 son apenas representativos. Ciertos tipos específicos de baterías, como lo son las baterías de Ion de litio, pueden tener características de tensión que difieren de éstas. En este caso se debe solicitar recomendaciones al fabricante.”

Por último, llegado el caso que no se tenga un conocimiento certero acerca del valor de eficiencia especificado por el fabricante, se agregó una tabla con valores genéricos de eficiencia. Esta información fue extraída de la norma IEC 61427-1: 2013, la cual quedó plasmada en la propuesta de la siguiente manera: “Llegado caso de que no se tenga la información por parte del fabricante acerca de las eficiencias de los diferentes tipos de baterías, se pueden asumir las eficiencias de la siguiente tabla:

Estado de carga (SOC) %	Eficiencia Plomo-acido %	Eficiencia Níquel-cadmio %	Eficiencia Ion de litio %
90	>85	>80	>>95
75	>90	>90	>>95
<50	>95	>95	>>95

Tabla 9. Eficiencia en Ah en diferentes estados de carga a la temperatura de referencia y a una profundidad de descarga no menor que el 20% del valor nominal” [34]

Metodología para la medición de la eficiencia

De acuerdo con la fórmula anteriormente mencionada para la medición de la eficiencia, es necesario medir los regímenes de carga y descarga, tomando en cuenta las tensiones finales en ambos procesos según lo expresado en las normas IEC 2959 e IEC 62620 para los diferentes tipos de electrolitos.

El esquema de conexión mostrado a continuación, muestran los equipos bajo estudio y de medida utilizados en este ensayo, sobre él se establece el procedimiento para la medida de la eficiencia.

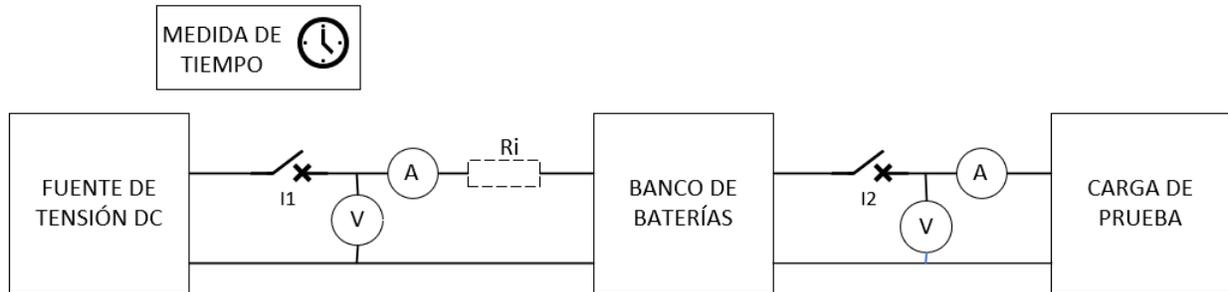


Figura 14. Configuración del circuito en serie para la medición de la eficiencia en el banco de baterías

- Medida de la capacidad de carga

Se debe asegurar que la batería esté descargada o en los niveles de tensión mínimos.

La conexión del circuito para la medida de la capacidad de carga puede establecerse con el regulador de carga de la figura 13, o utilizando un arreglo en serie de la figura 14, de cualquier modo, se debe asegurar que la conexión permita la realización del ensayo.

- 1) Establecer la resistencia de carga (R_i) que permita tener un régimen de carga de $C/20$ a 25°C , conforme a la NTC 2959.
- 2) Conectar la fuente de tensión DC al regulador de carga como fuente de alimentación, figura 13, o seleccionar la fuente de tensión DC para el circuito en serie, figura 14, cuando no se utiliza el regulador de carga.
- 3) Conectar el banco de baterías al regulador de carga o seleccionar el banco de baterías para la conexión en serie. Se debe asegurar que la conexión esté en circuito abierto antes de realizar la medición.
- 4) Conectar la resistencia de carga al regulador de carga o conectar la resistencia de carga en el circuito serie.
- 5) Conectar los instrumentos de medida, voltímetro y amperímetro, en los bornes del banco de baterías como lo muestra la figura. Asegurar que el instrumento de medida de tiempo esté en condiciones necesarias (óptimas) para la medición.
- 6) Cerrar el circuito y consignar los datos obtenidos del ensayo, corriente y tiempo de carga.

- Medida de la capacidad de descarga

Se debe asegurar que la batería esté cargada o en los niveles establecidos anteriormente.

La conexión del circuito para la medida de la capacidad de carga puede establecerse con el regulador de carga de la figura 13, o utilizando un arreglo en serie de la figura 14, de cualquier modo, se debe asegurar que la conexión permita la realización del ensayo.

- 1) Establecer la resistencia de descarga que permita tener un régimen de descarga de $C/10$, $C/100$ y $C/500$ a 25°C , conforme a la NTC 2959.
- 2) Conectar los instrumentos de medida, voltímetro y amperímetro, en los bornes del banco de baterías, asegurar que el instrumento de medida de tiempo esté en condiciones

necesarias para la medición. Se debe asegurar que la conexión esté en circuito abierto antes de realizar la medición.

- 3) Cerrar el circuito y consignar los datos obtenidos del ensayo, corriente y tiempo de descarga para los tres regímenes de descarga establecidos en el numeral 1).

Una vez obtenidos todos los datos de la medida de la capacidad de carga y descarga, reemplazar los valores sobre la fórmula para calcular la eficiencia.

Capítulo 9. Ensayo de medición de la eficiencia en los inversores y/o convertidores

Esta sección describe el flujo de trabajo para el método de evaluación de la eficiencia en los sistemas fotovoltaicos. Este método consta de dos partes. La parte uno (ver ilustración) aborda las mediciones de eficiencia de acuerdo con los procedimientos propuestos en las normas IEC 61683 e IEC 62891. La parte dos aborda los cálculos de eficiencia de conversión de energía posteriores proporcionados por este documento utilizando datos de prueba y perfiles de carga solar.

Ambos pasos tienen la opción de evaluar el impacto de la eficiencia de conversión de energía dinámica. Para proyectos donde no hay fluctuaciones significativas de irradiancia dinámica o proyectos exclusivamente en ZNI (Zonas no interconectadas) o sistemas aislados, se pueden usar perfiles solares estándar sin incluir la medición o el cálculo de la eficiencia energética dinámica. [36]

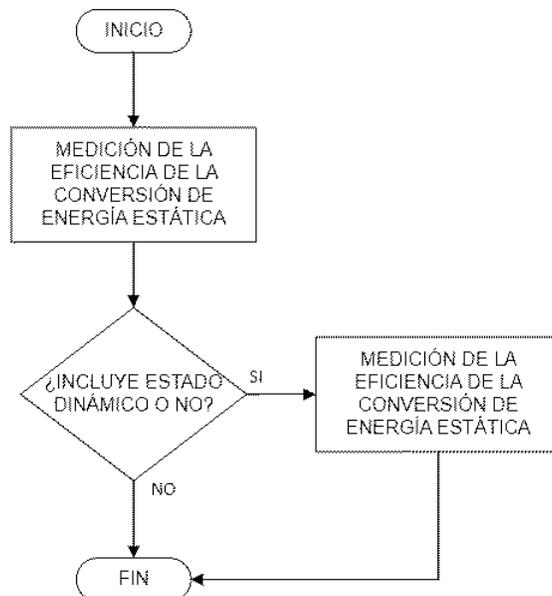


Figura 15. Diagrama de flujo medición de la eficiencia en sistemas fotovoltaicos

La Figura 15 muestra el flujo de la evaluación de la eficiencia en los inversores o convertidores usados en sistemas fotovoltaicos. Primero, la eficiencia de conversión de energía estática debe medirse con los voltajes nominales de entrada y salida basados en la descripción de la norma IEC 61683 en su anexo B. Luego, si es necesario, se debe medir la eficiencia de conversión de energía dinámica para condiciones meteorológicas u otras; la necesidad debe ser determinada por acuerdo

entre usuarios y proveedores. El método de eficiencia de conversión de energía dinámica debe basarse en la norma IEC 62891 en su anexo C.

Acondicionamiento previo

La eficiencia se medirá según las condiciones que se describen en los siguientes numerales y en la **Error! Reference source not found.** Algunas condiciones específicas pueden excluirse de mutuo acuerdo entre el fabricante y el consumidor cuando dichas condiciones estén fuera del rango operativo permitido. Los resultados se presentarán en tablas y gráficas.

NOTA: Por ejemplo, los inversores en los sistemas aislados generalmente están diseñados para manejar sobrecargas a corto plazo significativamente por encima de la potencia nominal. La prueba al 120 % de la capacidad nominal se incluye para dar una indicación del rendimiento del inversor en estas condiciones. Algunos inversores o convertidores no están diseñados para proporcionar más de su salida nominal y pueden dañarse si funcionan al 120 % de la capacidad nominal. En este caso, en la documentación final se deberá indicar que dicha prueba fue excluida debido a una limitación en el inversor.

Para realizar los ensayos sobre los convertidores/inversores, la fuente de alimentación puede ser con tensión de entrada fija o variable, lo cual depende del equipo usado como acondicionador de potencia. a norma IEC 61683 define las siguientes premisas:

“Para los acondicionadores de potencia que funcionen con voltaje de entrada fijo, la fuente de potencia d.c. debe ser una batería de almacenamiento o una fuente de energía de voltaje constante para mantener fijo el voltaje de entrada. Para los acondicionadores de potencia que emplean seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT) y acondicionadores de potencia de tipo shunt (derivación), se debe utilizar un conjunto fotovoltaico o un simulador de conjunto fotovoltaico”.
[37]

Todas las mediciones deben realizarse a una temperatura ambiente de $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$. Se pueden permitir otras temperaturas ambientales por acuerdo mutuo. Sin embargo, la temperatura utilizada debe indicarse claramente en toda la documentación.

El voltaje y la frecuencia de salida deben mantenerse en los valores nominales establecidos por el fabricante.

Voltaje de entrada: _____ (\pm _____ V)

Carga Total, % de la potencia nominal (VA)	5	10	25	50	75	100	120
Carga resistiva	()	()	()	()	()	()	()
Carga reactiva							
PF = 0.25 o valor mínimo	-	-	()	()	-	()	-
PF = 0.50 (> mínimo)	-	-	()	()	-	()	-
PF = 0.75 (> mínimo)	-	-	()	()	-	()	-
Carga No-Lineal							
NL = 25% de la potencia nominal (VA)	-	-	()	()	-	()	-
NL = 50% de la potencia nominal (VA)	-	-	-	()	-	()	-
Carga compleja	-	-	-	()	-	()	-
NOTA: El símbolo () especifica que debe realizar una medición							

Tabla 10. Eficiencia de los inversores o convertidores

Las mediciones realizadas en cada una de las siguientes pruebas se repetirán a tres voltajes de entrada del inversor o convertidor:

- La tensión de entrada nominal mínima del equipo definida por el fabricante.
- La tensión nominal del inversor o el promedio de su rango nominal de entrada.
- El 90 % de la tensión máxima de entrada del inversor.

En el caso de que se vaya a conectar un inversor con una batería en sus terminales de entrada, solo se puede aplicar el voltaje de entrada nominal.

Configuración de la carga conectada

- Corrientes de rizado y distorsiones: El voltaje de entrada y la corriente de rizado deben ser registrados para cada medición. Además, la tensión de salida y la distorsión de la corriente (si es corriente alterna) o la corriente de rizado (si es corriente directa) deben ser registradas igualmente. Asegúrese de que estas medidas permanezcan dentro de los valores especificados por el fabricante. Tenga en cuenta que el rizado y la distorsión pueden no especificarse a niveles bajos de carga, pero se deben registrar las lecturas.
- Cargas reactivas: Para inversores en sistemas aislados, mida la eficiencia con una carga que proporcione un factor de potencia igual al nivel mínimo especificado por el fabricante (o 0,25, el que sea mayor) y a niveles de carga del 25%, 50% y 100% de los VA nominales. Repita el proceso para factores de potencia de 0,5 y 0,75 (no vaya por debajo del PF mínimo especificado por el fabricante) y niveles de potencia de 25%, 50% y 100% de VA nominal.
- Cargas resistivas + cargas no-lineales: Para inversores conectados en sistemas aislados, mida la eficiencia con una carga no lineal fija (distorsión armónica total (THD) = (80 ± 5) %) igual al (25 ± 5) % de los VA nominales del inversor más la carga resistiva suficiente en paralelo para lograr una carga total del 25%, 50% y 100% de VA nominal. Repita las mediciones con una carga no lineal fija equivalente al (50 ± 5) % de los VA nominales del

inversor más una carga resistiva suficiente en paralelo para lograr una carga total del 50% y el 100% de los VA nominales. El tipo de carga no lineal debe indicarse claramente en toda la documentación.

- Cargas complejas: Cuando se especifica una condición no lineal más una carga reactiva suficiente para inversores en sistemas aislados, mida la eficiencia con una carga no lineal fija (THD = $(80 \pm 5) \%$) igual al $(50 \pm 5) \%$ de la carga del inversor más una carga reactiva suficiente (PF = 0,5) en paralelo para lograr una carga total de 50% y 100% de VA nominal. El tipo de carga compleja se indicará claramente en toda la documentación.

Cálculo de la eficiencia

- Eficiencia nominal de salida

La eficiencia nominal de salida se calculará a partir de los datos medidos de la siguiente manera:

$$\eta_R = \left(\frac{P_O}{P_I} \right) * 100$$

Donde:

η_R es la eficiencia nominal de salida (%);

P_O es la potencia nominal de salida del equipo (kW);

P_I es la potencia de entrada del equipo a potencia nominal de salida (kW).

NOTA: Cualquier potencia de entrada auxiliar (kW), como para el sistema de control del inversor (o controlador de compuerta) debe incluirse en la potencia de entrada P_I en la ecuación.

- Eficiencia parcial de salida

La eficiencia parcial de salida se calculará a partir de los datos medidos de la siguiente manera:

$$\eta_{par} = \left(\frac{P_{OP}}{P_{IP}} \right) * 100$$

Donde:

η_{par} es la eficiencia parcial de salida (%);

P_{OP} es la potencia parcial de salida del equipo (kW);

P_{IP} es la potencia de entrada del equipo a potencia parcial de salida (kW).

NOTA: Cualquier potencia de entrada auxiliar (kW), como para el sistema de control del inversor (o controlador de compuerta) debe incluirse en la potencia de entrada P_{IP} en la ecuación.

- Rangos de tolerancia

Cuando se haya garantizado un valor de eficiencia, la tolerancia de este valor deberá estar dentro del valor en condiciones nominales indicado en la Tabla 3.

Item	Tolerancia	Anotaciones
Eficiencia del regulador de carga	$-0.2(1-\eta)*\eta$ (%)	η : Eficiencia garantizada
NOTA: Ver el numeral 4.3 de la norma IEC 60146-1-1. La tolerancia corresponde a +0.2 por unidad de las pérdidas con una tolerancia mínima en la eficiencia de -0.002 por unidad.		

Tabla 11. Tolerancia de la eficiencia

Conexiones y evaluación de la eficiencia

- Diagrama de conexión

La Figura 16 muestra el circuito de prueba recomendado para los inversores o convertidores de carga con salidas en corriente alterna o directa. El circuito de prueba propuesto no es obligatorio, pero junto con las descripciones de las pruebas, pretende establecer una base para el acuerdo mutuo entre el usuario y el fabricante.

El tipo de fuente de energía debe indicarse en todas las pruebas y debe cumplir con los requisitos del numeral 9.1 descrito en la propuesta anexa.

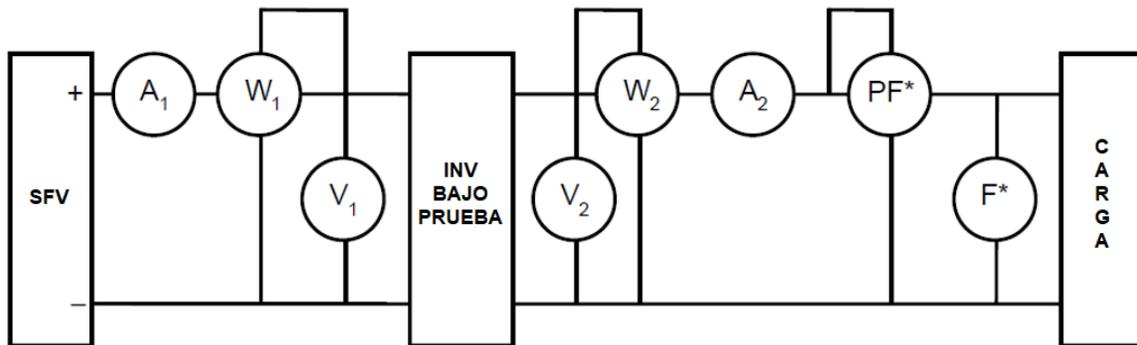


Figura 16. Conexión para un sistema aislado

INV	Inversor	CRG	Carga
SFV	Fuente de tensión-corriente variable (DC)	F	Medidor de frecuencia
A1	Amperímetro DC	V1	Voltímetro DC
A2	Amperímetro AC o DC	V2	Voltímetro AC o DC
W1	Vatímetro DC	PF	Medidor de Factor de Potencia
W2	Vatímetro AC o DC		

NOTA 1: La corriente o tensión de rizado de entrada variarán según la impedancia interna de la fuente de alimentación y debe definirse de común acuerdo entre el usuario y el fabricante. Por ejemplo, la impedancia podría seleccionarse como la relación corriente-voltaje $\Delta V/\Delta I$ en el punto de funcionamiento de la curva I-V del sistema fotovoltaico. Cuando el equipo es de tipo MPPT, se recomienda un sistema fotovoltaico como fuente de alimentación.

NOTA 2: El medidor de frecuencia F^* y el medidor de factor de potencia PF^* se ignoran en el caso de tener salida en DC.

Metodología para la medición de la eficiencia

- a) La eficiencia se calcula con la ecuación (1) o (2) utilizando los valores medidos P_i , P_o o P_{ip} , P_{op} . La potencia de entrada P_i , P_{ip} se puede medir con el vatímetro W_1 o se puede determinar multiplicando las lecturas del voltímetro V_1 y el amperímetro A_1 . La potencia de salida P_o , P_{op} se mide con el vatímetro W_2 .
- b) El Voltaje de entrada, que se mide con el voltímetro V_1 , se variará en el rango definido donde la corriente de salida, medida con el amperímetro A_2 , varía desde un valor bajo hasta el valor nominal.
- c) Se utilizará un instrumento indicador de promedio para el voltímetro y el amperímetro de DC, se debe usar un instrumento indicador RMS real para el voltímetro y el amperímetro de AC. El vatímetro W_1 debe ser de corriente continua. El vatímetro W_2 deberá ser para corriente continua o alterna según la salida del equipo.
- d) El factor de potencia (FP en porcentaje) puede medirse con un medidor de factor de potencia o calcularse a partir de las lecturas de V_2 , A_2 , W_2 y de la siguiente manera:

$$PF = \left(\frac{W_2}{V_2 * A_2} \right) * 100$$

- e) Cada medidor puede ser de tipo analógico o digital. La precisión de la medición debe ser superior al $\pm 0,5$ % del valor final de escala para cada potencia medida. También se recomiendan instrumentos de tipo digital para W_1 y W_2 .
- f) Un MPPT ajusta dinámicamente el voltaje de entrada para maximizar la potencia de salida. En principio, el equipo de monitoreo debe muestrear todos los parámetros eléctricos, como voltaje y corriente de entrada, potencia y corriente de salida, dentro del período de actualización del MPPT. Suponga que el MPPT y la fuente de entrada (sistema fotovoltaico o un simulador de un sistema fotovoltaico) interactúan de modo que el voltaje de entrada varía menos del 5 %. En ese caso, es aceptable promediar las lecturas. El período promedio será de 30 segundos o más.

Conclusiones y trabajos futuros

Conclusiones

La información presentada en este trabajo de grado cumple con el objetivo principal de la norma NTC 4405, la cual logró establecer una metodología para la medición de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos aislados y en sus diferentes componentes.

La actualización de la norma logró incluir metodologías para la medición de la eficiencia en sus componentes y la evaluación de nuevas tecnologías como son las baterías de Ion de litio, las cuales cuentan con una gran demanda en el sector gracias a los aportes en cuanto a su vida útil, los costos de mantenimiento, la eficiencia y demás factores que contribuyen a la selección de estos equipos como parte esencial del sistema de generación.

Esta investigación, llevada en conjunto con empresas del sector eléctrico, corrobora que la normativa para la implementación de un sistema de generación está determinada por el cumplimiento del RETIE y la norma NTC 2050. Sin embargo, aspectos fundamentales como lo es la medición de la eficiencia, debe ser considerada como un factor de alta importancia, debido no solo al aporte realizado a la calidad de energía del sistema, sino también a los beneficios económicos.

Las normas y leyes permiten la consolidación de un sector eléctrico fuerte y confiable, gracias a las constantes actualizaciones de estos documentos y la importancia que ha adquirido la aplicación de sistemas renovables de energía, es necesario contar con una organización encargada de este proceso, que garantice el correcto desarrollo y una renovación acorde con las innovaciones tecnológicas del día a día.

Algunas normas y regulaciones concretadas para el sector eléctrico han estado en constante actualización, no solo de requisitos o procedimientos, sino también en la clasificación de los tipos de usuarios, por ejemplo, la resolución CREG 030 de 2018 para los sistemas de generación distribuida o auto generadores. Dicho esto, el presente trabajo de grado colabora en la consolidación y el crecimiento del sector eléctrico y sus ramificaciones.

Trabajos Futuros

Revisar, definir y actualizar las especificaciones técnicas de los simuladores solares empleados en los ensayos propuestos en la norma, teniendo en cuenta la normativa vigente a la fecha.

Definir la clase de precisión de los instrumentos de medida en los diferentes ensayos propuestos, debido a que en la normativa consultada dichos instrumentos los definen con una precisión del 1% al 3%. En concordancia con el objetivo principal de este trabajo de grado, dicho rango se puede ampliar ya que la mayoría de las mediciones se realizan en zonas no interconectadas.

Al igual que la norma NTC 4405, algunas de las normas colombianas presentan una desactualización en cuanto a nuevas tecnologías existentes. De igual forma, teniendo en cuenta que el comité No. 24 está inactivo desde el año 2013, es posible plantear una actualización de algunas de las normas colombianas, como por ejemplo la norma NTC 2959, la cual abarca los sistemas de almacenamiento de energía utilizados en los sistemas fotovoltaicos. Por otra parte, existe la posibilidad de crear nuevas normas que brinden una claridad en diferentes divisiones del sector eléctrico, por ejemplo, sistemas de generación de energía renovable, dentro de los cuales están los sistemas solares fotovoltaicos con inyección a red o los sistemas de generación eólica, entre otros.

Bibliografía

- [1] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), NTC 1736, Bogota, Colombia, 2005.
- [2] R. Humberto y P. Rafael, Diseño de un Sistema Fotovoltaico integrado a la red para el área de estacionamiento de la Universidad Tecnológica de Salamanca, Chihuahua, Mexico, 2014.
- [3] G. A. C. Manuel, C. I. Massipe, R. R. Raciél, R. G. María y V. P. Antonio, «Factibilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red,» *Ingeniería Energética, Cuba, 2013*, vol. XXXV, 2013.
- [4] C. d. l. Republica, Ley 1715, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético, Bogota, Colombia, 2014.
- [5] B. T. Rafael, «Estudio de viabilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico autónomo en las instalaciones de la UCSP,» Arequipa, Peru, 2017.
- [6] I. C. d. N. T. (ICONTEC), «Comités técnicos,» Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC), [En línea]. Available: <https://econecta.icontec.org/cmtvw.aspx?ID=93D6CD862C493330>. [Último acceso: 20 Febrero 2022].
- [7] C. E. i. (IEC), «IEC TC 82,» Comisión Electrotécnica internacional (IEC), [En línea]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:7:200755239075506::::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:1276,25. [Último acceso: 20 Febrero 2022].
- [8] C. E. d. N. E. (CENELEC), «CLC/TC 82,» Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC), [En línea]. Available: <https://standards.iteh.ai/catalog/tc/clc/f3bd9c4b-f9b7-4e95-b1ce-ab790f249844/clc-tc-82>. [Último acceso: 20 Febrero 2022].
- [9] IPCC, «Climate Change 2014: Synthesis Report,» Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva, Switzerland, 2014.
- [10] A. Akella, R. Saini y M. P. Sharma, «Social, economical and environmental impacts of renewable energy systems,» *Renew. Energy* 34, pp. 390-396, 2009.
- [11] M. Á. S. Maza, «Energía solar fotovoltaica,» de *Limusa*, Mexico, 2011, p. 316.

- [12] HelioEsfera, «Instalacion Fotovoltaica Aislada,» HelioEsfera, [En línea]. Available: <https://www.helioesfera.com/instalacion-fotovoltaica-aislada/>. [Último acceso: 20 Febrero 2022].
- [13] E. S. SURYA, «Sistema Solar ON GRID (Inyección a la Red),» Energía Solar SURYA, [En línea]. Available: <https://www.energiasolarsurya.com/sistemas-de-energia-solar/sistema-solar-on-grid-inyeccion-a-la-red/>. [Último acceso: 20 Febrero 2022].
- [14] C. d. l. República, Ley 855 de 2003, por la cual se definen las zonas no interconectadas, Bogota, Colombia, 2003.
- [15] D. Rodríguez-Urrego y L. Rodríguez-Urrego, «Photovoltaic energy in Colombia: Current status, inventory, policies and future prospects,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 160-170, 2018.
- [16] S. M. Bitar y S. F. Chamas, *Industrial de Colombia*, 2018.
- [17] S. Seguí y F. J. Gimeno, «Introducción a la energía solar fotovoltaica, módulo 1, unidad 3,» Universitat Politècnica de València, Valencia, 2009.
- [18] L. Jutglar, «Energía Solar,» *Energías Alternativas y Medioambiente*, p. 272, 2004.
- [19] A. A. B. Rùjula, «Energías Renovables,» *Sistemas Fotovoltaicos*, vol. 1, p. 336, 2009.
- [20] G. H. Enríquez, «Tecnologías de Generación Eléctrica,» *Mexico: Limusa*, vol. 1, p. 368, 2011.
- [21] C.-L. Lin, Y.-C. Hwang y H.-C. Lin, «Study of the efficiency improvement in power generation from Photovoltaic,» *Proc. 2013 IEEE 17th Int. Conf. Comput. Support. Coop. Work Des.*, pp. 509-514, 2013.
- [22] Y. Matsumoto, «Celdas Solares de Silicio: Fundamento y Tendencia,» Div. Ciencias e Ing. Univ., Quintana Roo, pp. 44, 2011.
- [23] N. T. Energy, «Best Research-Cell Efficiency Chart,» NREL Transforming Energy, 30 June 2022. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies-rev220630.pdf>. [Último acceso: 20 Julio 2022].
- [24] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering Processes and Systems*, vol. 1, p. 760, 2009.
- [25] J. A. E. Salazar y E. F. V. Jácome, «Diseño de un sistema de energía Fotovoltaica de emergencia para La iluminación en laboratorios,» Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito, Quito, 2011.

- [26] H. D. N. a. F. D. Cardona, «Análisis, modelado, simulación y validación de un sistema de Generación de energía solar autónomo,» Universidad Autónoma de Occidente, Cali, Colombia, 2007.
- [27] M. A. Abella, «Máster en Energías Renovables y Mercado Energético Energía Solar Fotovoltaica,» Escuela de Organización Industrial Sistemas Fotovoltaicos, pp. 1-59, 2016.
- [28] L. D. Gómez, «Modelado para la simulación, el diseño y la Validación de inversores fotovoltaicos Conectados a la red eléctrica,» Escuela técnica superior de ingeniería industrial, Zaragoza, 2011.
- [29] B. C. Kuo, de *Sistemas de Control Automatico*, Mexico, Prentice Hall, 1996, p. 934.
- [30] R. H. Salcedo, «Modelado y Caracterizacion de paneles fotovoltaicos,» Centro de Investigaciones de Materiales Avanzados, Chihuahua, 2013.
- [31] N. R. Flores y M. A. Dominguez, «Medición de la eficiencia energética de los paneles solares de silicio,» Centro de Investigaciones en Materiales Avanzados, Chihuahua, 2014.
- [32] Canadian Standards Association (CSA), CSA F382:M89 (R2019), Toronto: Canadian Standards Association (CSA), 2019.
- [33] I. C. d. N. T. y. C. (ICONTEC), NTC 2959, Bogota, Colombia: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 2009.
- [34] C. E. i. (IEC), IEC 61427-1, Geneva, Switzerland: (IEC), Comisión Electrotécnica internacional, 2013.
- [35] C. E. I. (IEC), IEC 62619, Geneva, Switzerland: (IEC), Comision Electrotecnica Internacional, 2022.
- [36] C. E. I. (IEC), IEC 63159, Genova, Switzerland: (IEC), Comision Electrotecnica Internacional, 2021.
- [37] C. E. I. (IEC), IEC 61683, Genova, Switzerland: (IEC), Comision Electrotecnica Internacional, 1999.

TABLA DE CONTENIDO

1	OBJETO	5
2	NORMAS QUE DEBEN CONSULTARSE	5
3	DEFINICIONES	6
4	NOMENCLATURA	10
5	EVALUACIÓN DE EFICIENCIA DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS	11
5.1	MODELO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	11
5.2	INSTRUMENTACION	11
5.2.1	Instrumentos para medición de la radiación solar	11
5.2.2	Instrumentos eléctricos	12
5.2.3	Otros instrumentos	13
5.3	DIAGRAMA DE BLOQUES PARA MONTAJE DEL ENSAYO	13
5.3.1	Montaje de los ensayos	13
5.4	EJECUCION DEL ENSAYO	13
5.4.1	Periodo corto	13
5.4.2	Periodo largo	14
5.5	EJECUCION DE LOS CALCULOS	14
5.6	INFORME DEL ENSAYO	14
5.6.1	Informe del ensayo de periodo corto	14
5.6.2	Informe del ensayo de periodo largo	14
6	EVALUACION DE PANELES O DE MODULOS FOTOVOLTAICOS	15
6.1	MODELO DEL PANEL O MÓDULO SOLAR	15
6.2	CONDICIONES GENERALES PARA EL MONTAJE DEL ENSAYO	16
6.2.1	Condiciones para el montaje en laboratorio	16
6.2.2	Condiciones para el montaje en campo abierto	16
6.3	MONTAJE DE LOS ENSAYOS	17
6.3.1	Ensayo en Laboratorio	17
6.3.2	En campo abierto	18
6.4	PROCEDIMIENTO PARA MEDIR LA EFICIENCIA	18
6.4.1	Ensayo en laboratorio	19
6.4.2	Ensayo a campo abierto	19

7	EVALUACION DE LOS REGULADORES DE CARGA	20
7.1	CONDICIONES GENERALES PARA EL MONTAJE DEL ENSAYO	20
7.1.1	Simulador fotovoltaico como fuente de tensión de entrada	21
7.1.2	Simulador de batería o banco de baterías	21
7.2	PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN DE EFICIENCIA	23
8	EVALUACION DE LAS BATERÍAS	24
8.1	ENSAYOS DE CAPACIDAD Y DE EFICIENCIA EN AMPERIOS-HORA	24
8.1.1	Acondicionamiento previo	24
8.1.2	Condiciones para los ensayos	24
8.1.3	Requisitos para el ensayo	25
8.1.4	Procedimiento para medir la eficiencia	26
9	EVALUACION DEL INVERSOR	30
9.1	CONDICIONES PARA MEDIR LA EFICIENCIA	31
9.2	CÁLCULOS DE EFICIENCIA	33
9.2.1	Eficiencia nominal de salida	33
9.2.2	Eficiencia parcial de salida	33
9.2.3	Eficiencia en términos de energía	33
9.2.4	Rangos de tolerancia	34
9.3	CIRCUITOS Y CONEXIONES PARA MEDIR LA EFICIENCIA	34
9.3.1	Diagramas de conexión	34
9.3.2	Procedimiento para la medición de la eficiencia	35

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Diagrama de bloques de un sistema solar fotovoltaico con sus flujos de energía a través de las diferentes etapas del sistema	11
Ilustración 2. Diagrama de bloques del montaje para el ensayo del sistema solar fotovoltaico global.....	13
Ilustración 3. Curva I-V característica de un módulo solar fotovoltaico.....	15
Ilustración 4. Diagrama de bloques del montaje para ensayo de paneles en laboratorio	17
Ilustración 5. Diagrama de bloques del montaje para ensayo de paneles en campo abierto.....	18
Ilustración 6. Configuración general para medir la eficiencia en los reguladores de carga	20
Ilustración 7. Configuración del circuito en serie para la medición de la eficiencia en el banco de baterías	28
Ilustración 8. Diagrama de flujo medición de la eficiencia en sistemas fotovoltaicos	30
Ilustración 9. Conexión para un sistema aislado.....	35

Índice de tablas

Tabla 1. Nomenclatura con símbolos y unidades de medida	10
Tabla 2. Tensiones finales de descarga (V)	27
Tabla 3. Tensiones finales de carga (V)	27
Tabla 4. Eficiencia en Ah en diferentes estados de carga a la temperatura de referencia y a una profundidad de descarga no menor que el 20% del valor nominal.	27
Tabla 5. Eficiencia de los inversores o convertidores	31
Tabla 6. Tolerancia de la eficiencia.....	34

EFICIENCIA ENERGÉTICA. EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS Y SUS COMPONENTES

1 OBJETO

Esta norma presenta una metodología para la evaluación de la eficiencia de los sistemas solares fotovoltaicos, reguladores, acumuladores e inversores.

La presente norma cubre de los sistemas fotovoltaicos:

- a) Etapa de paneles o de módulos.
- b) Etapa de regulación.
- c) Etapa de acumulación.
- d) Etapa de conversión (Conversores y/o inversores).

Esta norma no cubre la clasificación de simuladores solares para los ensayos propuestos en la misma. Para verificar tipos y clasificación de simuladores solares se debe hacer referencia a la norma IEC 60904-9.

2 NORMAS QUE DEBEN CONSULTARSE

Las siguientes normas contienen disposiciones que, mediante la referencia dentro de este texto, constituyen disposiciones de esta norma. Las normas están sujetas a actualización; los participantes, mediante acuerdos basados en esta norma, deben investigar la posibilidad de aplicar la última versión de las normas mencionadas a continuación:

- NTC 2775: 2005, Energía fotovoltaica. Terminología y definiciones.
- NTC 2883: 2006, Energía fotovoltaica. Módulos fotovoltaicos.
- NTC 2959: 2012, Energía fotovoltaica. Guía para caracterizar las baterías de almacenamiento para sistemas fotovoltaicos.
- IEC 63156: 2021, Power conversion equipment performance – Energy evaluation method
- IEC 62891: 2020, Maximum power point tracking efficiency of grid connected photovoltaic inverters
- IEC 62509: 2010, Battery charge controllers for photovoltaic systems – Performance and functioning
- IEC 62109-2: 2011, Safety of power converters for use in photovoltaic power system – Part 2: Particular requirements for inverters.
- IEC 62620: 2014, Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes – Secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications.

- IEC 61427-1: 2013, Secondary cells and batteries for renewable energy storage - General requirements and methods of test - Part 1: Photovoltaic off-grid application.

3 DEFINICIONES

Además de las especificadas en las NTC 2775 y NTC 2959, son aplicables las siguientes:

- Acumulador de plomo ácido: acumulador en el cual los electrodos están hechos básicamente de plomo y el electrolito es una disolución de ácido sulfúrico.
- Acumulador de níquel-Cadmio: acumulador en el cual los electrodos están hechos de níquel y el electrolito es una disolución de cadmio.
- Acumulador de Ion de Litio: acumulador con dos o tres celdas de energía diseñado para el almacenamiento de energía eléctrica que emplea como electrolito una sal de litio que consigue los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.
- Área efectiva del panel o del módulo: suma de las áreas efectivas de cada una de las celdas que conforman el módulo.
- Área total: área frontal del módulo.
- Capacidad del acumulador: carga eléctrica, generalmente expresada en amperios hora (Ah), que un acumulador en estado de carga plena puede suministrar, bajo determinadas condiciones.
- Carga: suma de las resistencias utilizadas en el sistema fotovoltaico.
- Carga de un acumulador: proceso mediante el cual un acumulador transforma o almacena, en forma de energía química, la energía eléctrica recibida de un circuito exterior.
- Celda fotovoltaica: elemento que transforma energía solar en energía eléctrica.
- Coeficiente de temperatura de un módulo solar: factor por el cual la tensión, la corriente o la potencia de una celda solar se modifica debido a cambios en la temperatura de este.
- Descarga de un acumulador: proceso durante el cual un acumulador suministra corriente a un circuito exterior, mediante la transformación de la energía química almacenada en energía eléctrica.

- Eficiencia de la etapa de acumulación (h_a): cociente entre la energía útil que esta etapa entrega a la carga y la energía que recibe de la etapa de regulación.
- Eficiencia de la etapa de regulación (h_r): cociente entre la energía útil que entrega la etapa de regulación al acumulador y la energía que recibe del campo de módulos fotovoltaicos.
- Eficiencia del panel o del módulo fotovoltaico (h_p): cociente entre la energía eléctrica a la salida del módulo fotovoltaico y la energía solar incidente.
- Eficiencia parcial de salida: cociente entre la energía eléctrica a la salida del inversor/conversor y la energía entregada por la descarga de las baterías en los porcentajes de calibración de las mismas.
- Eficiencia total del sistema fotovoltaico (h): cociente entre la energía útil que proporciona el sistema fotovoltaico y la radiación solar incidente.
- Energía consumida (E_c): energía entregada por el acumulador al usuario.
- Energía potencial del panel o del módulo (E_{pt}): energía eléctrica máxima que se puede extraer del panel o módulo en determinadas condiciones de irradiación.
- Energía útil de la etapa de regulación (E_r): energía entregada por la etapa de regulación.
- Energía del acumulador (E_b): energía entregada por el acumulador a la carga.
- Energía perdida en el sistema fotovoltaico (E_j): energía perdida en la etapa de regulación más la energía perdida en la etapa de acumulación.
- Energía útil suministrada por el panel o módulo (E_p): energía eléctrica medida a la salida del panel o módulo.
- Estado de carga plena del acumulador: estado en el cual toda la materia activa ha sido restituida a su estado inicial.
- Etapa de acumulación: parte del sistema fotovoltaico que realiza la función de acumulación de carga (operacionalmente, es el banco de acumuladores).
- Etapa de regulación: parte del sistema fotovoltaico que realiza la función de regulación de carga (operacionalmente, es el regulador de carga).
- Factor de llenado: corriente entre la potencia que puede suministrar el panel y el producto de la corriente; en cortocircuito, por la tensión en circuito abierto.

- Intensidad máxima de carga del regulador: máxima intensidad de corriente procedente de una fuente que el regulador es capaz de admitir.
- Inversor: dispositivo que cambia o transforma una tensión de entrada de corriente continua a una tensión simétrica de salida (senoidal, cuadrada o triangular) de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador.
- Irradiancia solar incidente a una superficie (G): relación del flujo radiante incidente sobre la superficie, en relación con el área de dicha superficie, expresada en W/m².
- Media de voltaje del acumulador: media aritmética entre los voltajes medidos en los bornes de cada elemento del acumulador.
- Módulo: arreglo de celdas fotovoltaicas.
- Panel: arreglo de módulos.
- Piranómetro: instrumento que permite medir radiación global (directa + difusa).
- Potencia consumida por el regulador: potencia que necesita el regulador para su funcionamiento.
- Potencia máxima de salida de la etapa de paneles o de módulos: máxima potencia en el panel o el módulo, que se mide en la curva característica I - V (I = corriente; V = tensión).
- Régimen de carga: La corriente aplicada a una celda o a una batería para restaurar su capacidad disponible. Este régimen suele ser estándar con respecto a la capacidad nominal de la celda o de la batería. Por ejemplo, el régimen de carga de 10 h para una celda o una batería de 500 A - h se expresa como:

$$\frac{\text{Capacidad nominal}}{\text{Tiempo de carga}} = \frac{500 \text{ A} - \text{h}}{100 \text{ h}} = 50 \text{ A} = \text{Regimen de C/10}$$

Para la misma celda o batería, un régimen de carga de 5 h se designaría como régimen C/5 y daría como resultado una corriente de carga de 100 A. La eficiencia amperio-hora de baterías secundarias es menor del 100 %. Por lo tanto, el tiempo requerido para recargar completamente una celda a partir de una descarga profunda del 100 % es a menudo más largo que el indicado por el así llamado "régimen-hora".

- Régimen de descarga: La corriente extraída de una celda o de una batería. Este régimen se puede expresar en amperios, pero, más comúnmente, se estandariza para la capacidad nominal (C), y se expresa como C/X. Por ejemplo, una extracción de 20 A de una celda con una capacidad nominal de 100 A - h se menciona como el régimen de descarga de C/5 (100 A - h/20 A). Análogamente, las corrientes de descarga de 5 A, 10 A, y 33,3 A se designarían como los regímenes de C/20, C/10 y C/3, respectivamente.
- Regulador de carga: dispositivo que controla la corriente eléctrica que entra al acumulador, la cual proviene del módulo o panel solar, para asegurar el correcto estado de tensión y carga del acumulador.
- Sistema fotovoltaico: fuente eléctrica en la cual celdas solares transforman la energía solar en electricidad. Sus componentes pueden incluir, entre otros, un conjunto de celdas solares, módulos o paneles fotovoltaicos, regulador de carga, banco de acumulación y elementos de montaje.
- Sobreintensidad admisible del regulador: valor de la intensidad de corriente superior a la intensidad máxima de carga que el regulador puede soportar durante un cierto tiempo, sin quedar fuera de funcionamiento.
- Temperatura ambiente: temperatura del medio ambiente en los alrededores del acumulador del sistema fotovoltaico.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): tensión que suministra el panel o módulo para una resistencia infinita, colocada entre las terminales del panel.
- Tensión máxima de carga: tensión en los bornes del acumulador a una cierta temperatura a partir de la cual la corriente eléctrica proveniente del módulo se limita por el regulador.
- Tensión de flotación: tensión en los bornes del acumulador a una determinada temperatura, por debajo de la tensión de gasificación.
- Tensión de gasificación: tensión en los bornes del acumulador a una determinada temperatura, a la cual ocurre desprendimiento de gases.
- Tensión de reconexión: tensión en los bornes del acumulador a una cierta temperatura, a partir de la cual la corriente eléctrica proveniente del regulador se restablece a su estado normal.
- Tensión nominal de acumuladores: valor de la tensión en los bornes del acumulador, declarada por el fabricante.

4 NOMENCLATURA

Descripción	Símbolo	Unidad
Eficiencia del campo de módulos solares	η_p	
Eficiencia de la etapa de regulación	η_r	
Eficiencia de la etapa de almacenamiento	η_a	
Eficiencia total del sistema	η	
Eficiencia de periodo corto	η_{pc}	
Eficiencia de periodo largo	η_{pl}	
Energía solar incidente	G_A	Wh/m ²
Energía potencial del campo de paneles o de módulos	E_{pt}	kWh
Energía útil que entrega el campo de paneles o módulos	E_p	kWh
Energía útil que el acumulador entrega a la carga	E_c	kWh
Energía útil que entrega la etapa de regulación	E_r	kWh
Energía útil que se entrega para el consumo	E_a	kWh
Área del campo de paneles o módulos	A	m ²
Tiempo o duración de las mediciones	T	h
Tiempo no disponible a la carga	t_{nd}	h
Irradiancia solar	G	W/m ²
Potencia máxima de salida	P_m	W
Área efectiva del panel	A_e	m ²
Área total del panel	A_t	m ²
Corriente	I	A
Tensión	V	V
Corriente a máxima potencia del panel	I_m	A
Tensión a máxima potencia del panel	V_m	V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	A
Tensión de circuito abierto	V_{dc}	V
Temperatura ambiente	T_a	°C
Factor de llenado del panel	FF	
Tensión máxima de carga experimental	V_{mte}	V
Tensión máxima de carga asignada	V_{mta}	V
Tensión de reconexión experimental	V_{cte}	V
Tensión de reconexión asignada	V_{cta}	V
Tensión de flotación experimental	V_{fte}	V
Tensión de flotación asignada	V_{fta}	V
Tensión nominal del acumulador	V_n	V
Intensidad máxima de carga asignada	I_{ma}	A
Sobreintensidad admisible en el regulador	I_{sa}	A
Tiempo de duración de la sobreintensidad	T_{sa}	S
Potencia consumida experimentalmente	P_{ce}	KW
Potencia consumida asignada	P_{ca}	KW

Tabla 1. Nomenclatura con símbolos y unidades de medida

5 EVALUACIÓN DE EFICIENCIA DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

5.1 MODELO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El siguiente modelo debe aplicarse a todos los ensayos de sistemas solares fotovoltaicos:

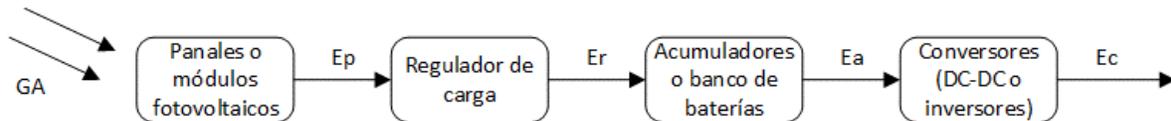


Ilustración 1. Diagrama de bloques de un sistema solar fotovoltaico con sus flujos de energía a través de las diferentes etapas del sistema

La eficiencia total del sistema se debe calcular de la siguiente manera:

$$\eta = \eta_p * \eta_R * \eta_a * \eta_c \quad (1)$$

$$G_A = A * \int G dt \quad (2)$$

Donde:

$$\eta_p = \frac{E_p}{G_A} = \frac{\text{Energía útil que entrega el campo de paneles o módulos}}{\text{Energía solar incidente en el campo de paneles o módulos}}$$

$$\eta_R = \frac{E_r}{E_p} = \frac{\text{Energía útil que entrega la etapa de regulación}}{\text{Energía útil que entrega el campo de paneles o módulos}}$$

$$\eta_a = \frac{E_a}{E_r} = \frac{\text{Energía útil entregada para el consumo}}{\text{Energía útil que entrega la etapa de regulación}}$$

$$\eta_c = \frac{E_c}{E_a} = \frac{\text{Energía útil que el acumulador entrega a la carga}}{\text{Energía útil entregada para consumo}}$$

5.2 INSTRUMENTACION

5.2.1 Instrumentos para medición de la radiación solar

- Se debe emplear un piranómetro con las siguientes características:
 - Variación de la respuesta con la temperatura ambiente: $\pm 1 \%$
 - Variación de la sensibilidad del sensor a la radiación solar: $\pm 2 \%$
 - Linealidad de respuesta: $\pm 1 \%$
 - Constante de tiempo: $< 5 \text{ s}$

- Variación de la respuesta con ángulo de incidencia: $\pm 1 \%$

También se puede emplear un radiómetro con celda solar (silicio cristalino) como instrumento de referencia. Debe estar calibrado a AM 1,5 y certificado por un laboratorio competente.

- Integrador: Medidor calibrado y ajustado a la señal del piranómetro utilizado. Su precisión debe ser mejor que el 1 % En su defecto, se puede utilizar un registrador en el rango de 20 mV (para sensores de 1 mV/W/m²) con velocidad de registro de por lo menos a 2 cm/h.

En su defecto un data-logger con lectura cada 10 s, promediando cada 60 lecturas y almacenando la información respectiva.

- Simulador solar: En caso de usarse, el simulador de sol debe tener un diseño tal que la irradiación incidente sobre la superficie del panel solar no difiera entre los puntos de este en más del 5 % La composición espectral debe ser tal que el máximo de su espectro de emisión no sobrepase los 0,8 μm . Esto implica que preferiblemente se usen lámparas halógenas. La temperatura en el panel debe mantenerse por debajo de 50 °C.

5.2.2 Instrumentos eléctricos

- Medida de tensión: Para la realización de esta medida, se utilizan voltímetros digitales, de mínimo cuatro dígitos, con un fondo de escala que depende del ensayo por realizar.
- Medida de la intensidad de corriente: Para la realización de esta medida, se deben utilizar amperímetros de la clase 0,5.
- Generador de rampa:
 - Medición automática de 64 puntos de la curva IV en 1 ms
 - Voltaje de circuito abierto: máx. 100 V
 - Corriente de cortocircuito: máx. 50 A
 - Barrido manual o automático
 - Función de auto test para verificación interna de funciones
- Medida de potencia: para esta medida se integran dos vatímetros cuyo rango sea suficiente para la potencia que suministre el campo de módulos fotovoltaicos, cuando incida sobre él una potencia de 1500 W/m². Estos vatímetros deben tener una precisión mejor que el 2 %.

5.2.3 Otros instrumentos

- Medida de la temperatura. Para la realización de esta medida, se deben utilizar termómetros, con una escala comprendida entre $0\text{ }^{\circ}\text{C} < t < 30\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Medida de la densidad específica del ácido del acumulador. Para la realización de esta medida, se deben utilizar densímetros calibrados con una precisión de $0,005\text{ g/cm}^3$.
- Medida de tiempo. Los aparatos para medir el tiempo deben estar graduados en horas, minutos y segundos. La precisión debe ser de $\pm 1\text{ s/h}$.

5.3 DIAGRAMA DE BLOQUES PARA MONTAJE DEL ENSAYO

5.3.1 Montaje de los ensayos

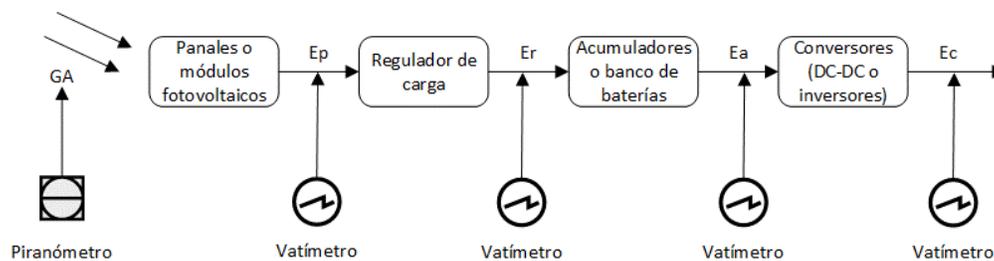


Ilustración 2. Diagrama de bloques del montaje para el ensayo del sistema solar fotovoltaico global

5.4 EJECUCION DEL ENSAYO

Los ensayos se deben considerar tanto en periodos cortos como en periodos largos:

5.4.1 Periodo corto

- Condiciones ambientales:
 - Temperatura $25\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$.
 - Radiación solar preferiblemente estable, por encima de 500 W/m^2 , normal al plano del campo de módulos.
 - La inclinación del campo de módulos debe ajustarse de acuerdo con la latitud, la fecha y el sitio donde se realiza el ensayo.

- Determinación de la eficiencia del sistema. Para la determinación de la eficiencia de sistema, empleando el método de periodo corto, se debe considerar la eficiencia establecida en la ecuación 2.

Este ensayo tiene una duración de 3 h. Durante su transcurso se deben contabilizar los períodos en que los niveles de radiación sean superiores a 500 W/m². Se debe registrar la energía solar incidente en el campo de módulos o paneles y la energía útil entregada para el consumo.

5.4.2 Periodo largo

- Condiciones ambientales. La inclinación del campo de módulos debe ajustarse de acuerdo con la latitud y la fecha en el sitio donde se realiza el ensayo.
- Determinación de la eficiencia del sistema empleado. El método de periodo largo debe considerar y calcular la eficiencia η_c , considerando la ecuación 2.

La carga de energía eléctrica diaria debe mantenerse dentro de los límites especificados por el fabricante o suministrador del sistema. Se recomienda que la carga se asimile lo mejor que se pueda a una carga real, en términos de potencia y duración de los periodos de demanda.

Este ensayo tiene una duración de 30 días; durante su transcurso se deben contabilizar únicamente los periodos en que los niveles de radiación sean superiores a 500 W/m²; se debe registrar la energía solar incidente en el campo de módulos y la energía útil consumida.

5.5 EJECUCION DE LOS CALCULOS

La eficiencia del sistema se obtiene reemplazando en la ecuación (1) los valores medidos. Para la eficiencia del acumulador debe emplearse el valor promedio.

5.6 INFORME DEL ENSAYO

5.6.1 Informe del ensayo de periodo corto

- Sistema (agregar plano esquema del circuito);
- Eficiencia del sistema calculados según numeral 5.4.1.

5.6.2 Informe del ensayo de periodo largo

El informe sobre el acumulador se da en la misma forma que en el ensayo de periodo corto. Se adiciona al informe para periodo corto.

6 EVALUACION DE PANELES O DE MODULOS FOTOVOLTAICOS

6.1 MODELO DEL PANEL O MÓDULO SOLAR

La potencia que se extrae de la celda viene dada por el producto entre corriente y tensión, $I \cdot V$, y se representa en la siguiente ilustración, se observa que, tanto en cortocircuito y circuito abierto la potencia generada es nula. Existe un punto de operación ($I_{p_{cel}}$, $V_{p_{cel}}$) en la cual la potencia disipada es máxima, denominado punto de máxima potencia. La potencia máxima o pico, P_{cel} , es la potencia máxima que puede generar una celda fotovoltaica bajo unas condiciones estándar de radiación incidente, y se obtiene como el producto de la tensión pico y la corriente pico:

$$P_{pico} = V_{pico} * I_{pico}$$

Para la figura mostrada a continuación, las coordenadas correspondientes al punto de máxima potencia son V_m e I_m (V_{cel} , I_{cel}). El área del rectángulo es $V_m * I_m$ y esta es la máxima potencia que el panel solar es capaz de entregar en el nivel de irradiancia para el cual la curva $I \cdot V$ se ha ejecutado.

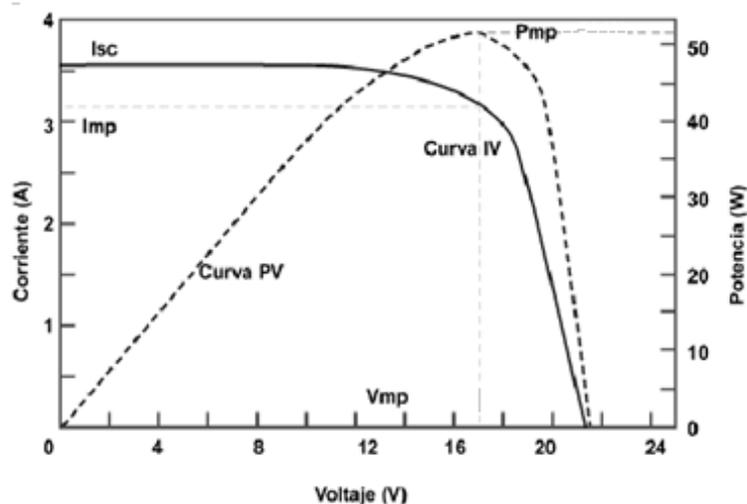


Ilustración 3. Curva I-V característica de un módulo solar fotovoltaico

Los parámetros del panel o módulo solar son:

- I_{sc} : Corrientes de cortocircuito
- V_{oc} : Tensión de circuito abierto
- I_m : Corriente en el punto de máxima potencia
- V_m : Tensión en el punto de máxima potencia

Estos parámetros dependen del área activa de panel, de la resistividad del material y de la temperatura.

6.2 CONDICIONES GENERALES PARA EL MONTAJE DEL ENSAYO

La metodología aquí presentada permite evaluar paneles o módulos solares fotovoltaicos desde el punto de vista del rendimiento bajo diferentes condiciones de radiación (natural o simulada) y para cargas resistivas definidas.

No se involucra ningún tipo de ensayo relacionado con celdas solares individuales, así como tampoco el desempeño de sistemas integrales con almacenamiento.

6.2.1 Condiciones para el montaje en laboratorio

La medición en laboratorio ofrece medidas con poca incertidumbre debido a la estabilidad de las condiciones ambientales que se tienen. Estas condiciones están determinadas como condiciones SCT.

En caso de utilizar el simulador solar, debe tener un diseño tal que la irradiancia incidente sobre la superficie del panel solar no difiera entre los puntos de este en más de 5%.

El simulador solar y el sistema fotovoltaico deben adecuarse a las siguientes condiciones:

- Nivel de irradiancia: 1000 W/m^2
- Ángulo de medición de irradiancia: 0° , 30° y 60°
- Temperatura del panel solar $25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$
- Tipo de señal: Simulador solar o generador de señal de rampa.

Las especificaciones de la señal rampa son:

- Medición automática de 64 puntos de la curva I-V en 1 ms.
- Voc máximo 100 V.
- Isc máxima 50 A.
- Barrido manual o automático.
- Función de *autotest* para verificación interna de funciones.

Esta es una razón para emplear el generador de rampa, ya que con éste los cambios de temperatura en el panel, ocasionados por el simulador solar, son mínimos. La fuente de voltaje debe tener una estabilidad de $\pm 50\text{mV}$.

6.2.2 Condiciones para el montaje en campo abierto

El ensayo a campo a abierto puede acarrear con medidas en que las condiciones de medida no son las adecuadas, debido a la probabilidad de baja irradiancia, sombra sobre el panel o cualquier otro tipo de factores adversos que contribuyen a la baja generación

de energía, es importante que las condiciones ambientales y del sistema cumplan con lo siguiente:

- Nivel de irradiancia mínima: 800 W/m^2 .
- Ángulos de medición de irradiancia: 0° , 30° y 60° .
- Temperatura del panel solar: $25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$.
- La temperatura ambiente no debe superior lo establecido por el fabricante.

La temperatura ambiente, fuera del rango establecido por el fabricante, influye de manera negativa en la potencia máxima de salida, debido a que eleva la corriente, pero disminuye en gran medida la tensión.

6.3 MONTAJE DE LOS ENSAYOS

6.3.1 Ensayo en Laboratorio

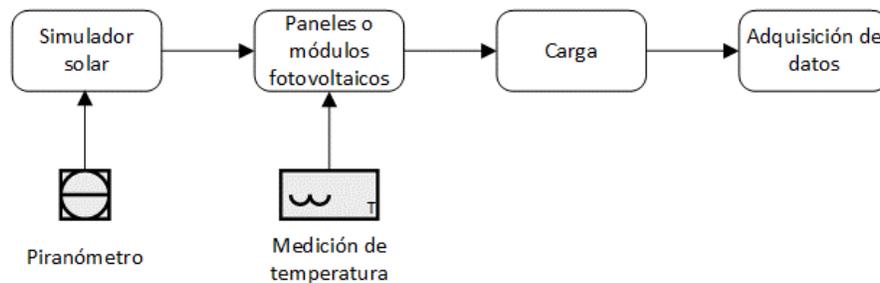


Ilustración 4. Diagrama de bloques del montaje para ensayo de paneles en laboratorio

El simulador permite obtener características para diferentes valores de la irradiancia incidente. En condiciones atmosféricas muy estables se pueden prescindir del simulador solar. Esta circunstancia se considera lo más deseable puesto que mide las características del espectro real

Las condiciones meteorológicas del territorio colombiano son frecuentemente adversas para los ensayos de campo de colectores o paneles solares, lo que hace necesario el uso de simulador solar en estas situaciones.

La carga resistiva variable puede ser una resistencia variable de potencia adecuada (alta corriente) o en su defecto, un generador de rampa.

El método de resistencia variable presenta algunas limitaciones. En el rango de baja resistencia (alta corriente), resulta difícil detectar cambios de voltaje en la práctica. Además, este ensayo es demasiado lento, lo que permite incertidumbre y variaciones no deseadas en otros parámetros. Por lo anterior, se recomienda el uso del generador de rampa con el cual se puede determinar la característica en forma casi instantánea ($t < \mu\text{s}$).

6.3.2 En campo abierto

Además de las condiciones dadas en la sección 6.3.2, es importante que las conexiones en los diferentes terminales estén debidamente conectadas, los conductores utilizados estén dimensionados para la corriente que transportan y garantizar el correcto funcionamiento de los mismos evitando pérdidas por efecto Joule, la longitud de los conductores en las diferentes etapas del sistema deben cumplir con los máximos permitidos para evitar caídas de tensión razonables y que minimicen la eficiencia del sistema. (hay una norma que se podría citar acá, pero tengo que buscarla).

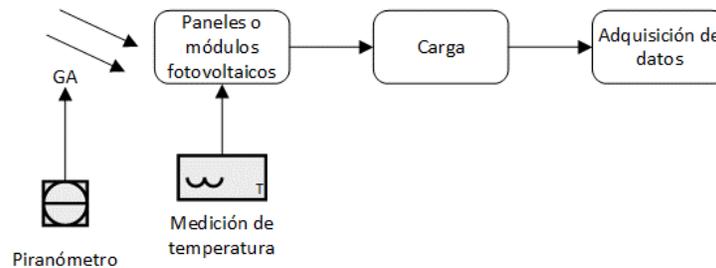


Ilustración 5. Diagrama de bloques del montaje para ensayo de paneles en campo abierto

6.4 PROCEDIMIENTO PARA MEDIR LA EFICIENCIA

La eficiencia del panel solar está dada por la siguiente ecuación:

$$\eta = FF * \frac{I_{SC} * V_{OC}}{G_A * A}$$

Donde G_A mide la irradiancia normal al panel. Si la irradiancia ocurre a otro ángulo, la ecuación se transforma en:

$$\eta = FF * \frac{I_{SC} * V_{OC}}{G_A * A * \text{Cos}(\theta)}$$

Donde $\text{Cos}(\theta)$ es el ángulo formado entre la normal del panel y la irradiancia incidente.

Es conveniente expresar la eficiencia en términos del factor de llenado FF. El factor de llenado se define como la relación entre la potencia máxima que puede suministrar el panel y el producto de la corriente en cortocircuito, por el voltaje en circuito abierto:

$$F_F = \frac{I_m * V_m}{I_{SC} * V_{OC}}$$

6.4.1 Ensayo en laboratorio

- a) Ajustar las condiciones del simulador solar de acuerdo con lo especificado en la sección 6.2.1.
- b) Medir con el voltímetro la tensión máxima de salida del panel, teniendo en cuenta la resistencia conectada al sistema para obtener la máxima potencia de salida.
- c) Medir con el amperímetro la corriente máxima de salida, teniendo en cuenta la resistencia conectada al sistema para obtener la máxima potencia de salida.
- d) De acuerdo con el fabricante, tomar los valores de corriente de cortocircuito y voltaje de circuito abierto del panel solar para realizar el cálculo de eficiencia.
- e) Medir el área total del panel que está expuesta a la irradiancia y que influye en los cálculos. Esta área está considerada específicamente para el módulo solar sin marcos o cualquier otra área que no influya directamente en la conversión de energía.
- f) Reemplazar los valores medidos y entregados por el fabricante en la ecuación de la eficiencia (acá hay que poner el número de la ecuación). Recordar que la irradiancia está dada de acuerdo con lo establecido en la sección 6.2.1.

6.4.2 Ensayo a campo abierto

Para garantizar que las medidas estén dadas bajo las condiciones necesarias, es importante que el ensayo se lleve a cabo al aire libre en días despejados ni sombras sobre el panel solar.

- a) Ajustar las condiciones del sistema de acuerdo con lo especificado en la sección 6.2.2.
- b) Medir con el voltímetro la tensión máxima de salida del panel, teniendo en cuenta la resistencia conectada al sistema para obtener la máxima potencia de salida.
- c) Medir con el amperímetro la corriente máxima de salida, teniendo en cuenta la resistencia conectada al sistema para obtener la máxima potencia de salida.
- d) De acuerdo con el fabricante, tomar los valores de corriente de cortocircuito y voltaje de circuito abierto del panel solar para realizar el cálculo de eficiencia.
- e) Medir el área total del panel que está expuesta a la irradiancia y que influye en los cálculos. Esta área está considerada específicamente para el módulo solar sin marcos o cualquier otra área que no influya directamente en la conversión de energía.
- f) Reemplazar los valores medidos y entregados por el fabricante en la ecuación de la eficiencia (acá hay que poner el número de la ecuación).

7 EVALUACION DE LOS REGULADORES DE CARGA

El objetivo es determinar las curvas de eficiencia del controlador de carga de la batería en el rango del 10% al 100% de la corriente de carga nominal, esta prueba debe ejecutarse a una tensión en el banco de baterías equivalente a $2,2 \text{ V/celda} \pm 2 \%$ y a temperatura ambiente de $25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$.

7.1 CONDICIONES GENERALES PARA EL MONTAJE DEL ENSAYO

La configuración general del ensayo deberá ser la especificada en la ilustración 6. El regulador de carga se deberá instalar de acuerdo con las instrucciones proporcionadas con la unidad. Cuando se pretenda instalar el regulador de carga de una manera o configuración particular (p. ej., montaje en pared), la instalación deberá imitar dichas condiciones.

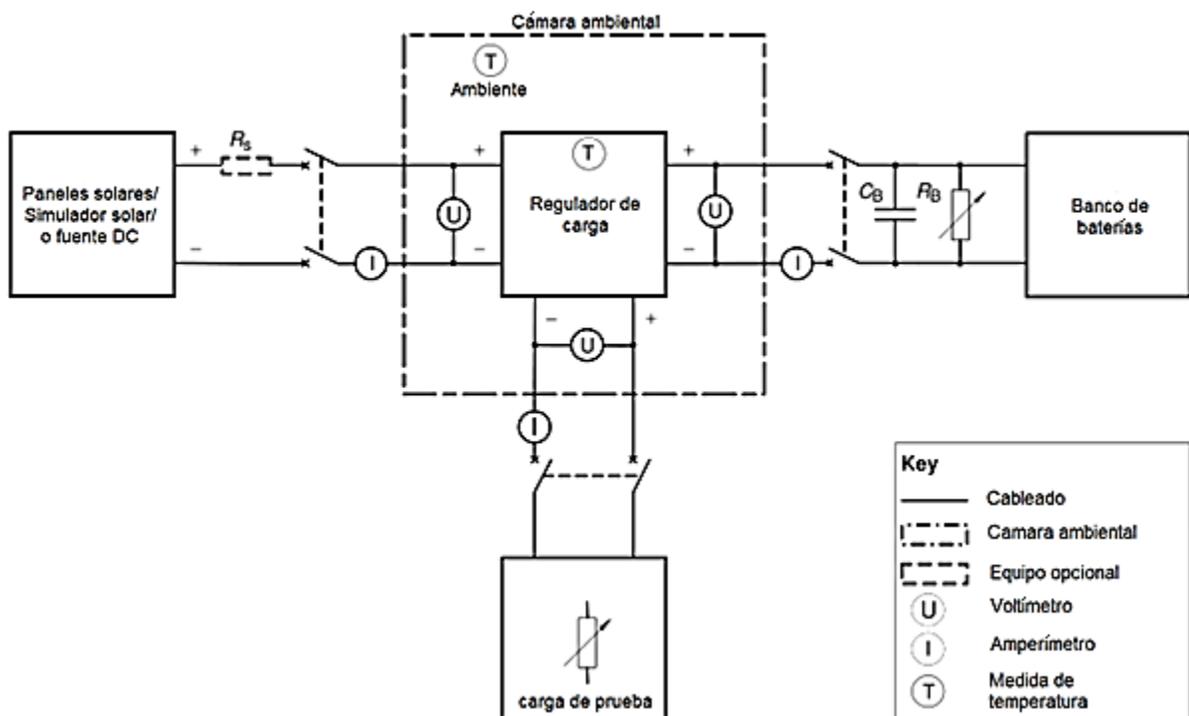


Ilustración 6. Configuración general para medir la eficiencia en los reguladores de carga

El regulador de carga se deberá instalar en una cámara de temperatura controlada para todas las pruebas. La prueba no deberá comenzar hasta que las temperaturas de la cámara y el regulador de carga hayan alcanzado la estabilidad térmica.

7.1.1 Simulador fotovoltaico como fuente de tensión de entrada

La fuente de alimentación de preferencia para ser utilizada en este ensayo debe ser un simulador de un generador fotovoltaico; sin embargo, se puede utilizar una fuente de alimentación controlada por voltaje y corriente en combinación con una resistencia en serie (R_s en los diagramas de prueba).

Si se utiliza un simulador de un generador fotovoltaico, deberá tener los siguientes valores nominales:

- $V_{OC} \geq 2 * V_{BAT-NOM}$
- $I_{SC} \geq 1,25 * I_{BCC-IN}$

Si no es posible usar un simulador con los valores nominales especificados, se puede utilizar una fuente de alimentación controlada por voltaje y corriente con una resistencia en serie, esta fuente deberá tener los siguientes ajustes:

- $V_{PV-PSU} = 1,25 * V_{BAT-MAX}$
- $I_{PV-PSU} = 10\%$ de la corriente de entrada nominal

Donde:

$V_{BAT-MAX}$ es el voltaje de carga máximo esperado durante las pruebas de punto de ajuste (p. ej., voltaje de ecualización máximo a 25°C);

I_{PV-PSU} es el ajuste de la corriente de entrada de la fuente;

V_{PV-PSU} es el ajuste de la tensión de entrada de la fuente.

La caída de tensión en R_s deberá estar entre el 10% y el 15% del ajuste de voltaje de la unidad de fuente de alimentación fotovoltaica (PSU), por lo tanto:

$$\frac{0,1 * V_{PV-PSU}}{I_{PV-PSU}} \leq R_s \leq \frac{0,15 * V_{PV-PSU}}{I_{PV-PSU}}$$

Por lo tanto, la disipación de potencia mínima requerida de R_s está dada por:

$$P_{R_s} = I_{PV-PSU}^2 * R_s$$

Donde:

R_s es la resistencia conectada entre la fuente de alimentación y el regulador de carga.

7.1.2 Simulador de batería o banco de baterías

El voltaje en los bornes de la batería del regulador de carga permanecerá constante durante la duración de las pruebas. Se puede usar un simulador de batería si puede

mantener un voltaje constante. El uso de una fuente de alimentación (PSU) controlada por voltaje y corriente puede ser usado para este ensayo siempre que se consideren los siguientes puntos:

- La fuente de alimentación conectada a los bornes de la batería del regulador en este caso debe proporcionar una referencia de voltaje de la batería. Esta fuente de alimentación deberá operar en modo de regulación de voltaje y suministrar corriente a R_B en todo momento durante la prueba (ver la ilustración 6).
- Los ajustes de esta fuente de alimentación deben ser:

$$V_{BAT-PSU} = V_{BAT-TEST}$$

$$I_{BAT-PSU} = 1,3 * I_{CHG-MAX}$$

Donde:

$V_{BAT-TEST}$ es el voltaje de la batería de prueba medido en los bornes en el regulador (2,2 V/Celda para este ensayo);

$V_{BAT-PSU}$ es el ajuste de tensión en la fuente de alimentación;

$I_{CHG-MAX}$ es la corriente máxima de carga esperada;

Nota: $V_{BAT-PSU}$ deberá ajustarse ligeramente en cada nivel de corriente de carga para compensar la caída de tensión cambiante en el cableado.

- El valor de capacitancia de la batería deberá ser de $0,1 \text{ F} \pm 20\%$ (C_B , ver la ilustración 6).
- R_B es una resistencia de valor fijo que disipa la corriente de carga más la corriente de la fuente de alimentación usada como batería. Sus características deberán ser las siguientes:

$$R_B = \frac{V_{BAT-TEST}}{1,15 * I_{CHG-MAX}} \pm 10\%$$

$$P_{R_B} \geq 1,3 * V_{BAT-TEST} * I_{CHG-MAX}$$

Donde:

R_B es la resistencia requerida para la prueba;

P_{R_B} es la mínima capacidad requerida de disipación de potencia de R_B .

7.2 PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN DE EFICIENCIA

- a) Se debe conectar la configuración especificada en la ilustración 6.

Nota 1: para este paso no se requiere conectar algún tipo de carga.

- b) Se debe asegurar que las condiciones especificadas en el numeral 7.1 se cumplen a 25°C.

- c) Se debe ajustar el nivel de tensión de la batería en 2,2 V/Celda ajustando la fuente de alimentación usada como batería, manteniendo el valor de R_B constante.

Nota 2: se debe asegurar que la fuente de alimentación usada como batería operara a tensión constante durante todo el ensayo.

- d) Se debe ajustar el valor de la corriente de entrada del simulador fotovoltaico al 10% de la corriente de carga nominal $\pm 2\%$ y se debe reajustar $V_{BAT-PSU}$ para generar un voltaje de las baterías de 2,2 V/Celda en los bornes del regulador.

- e) Se debe garantizar que el regulador esté funcionando en modo de carga principal o carga masiva y que los terminales de carga o la salida de control auxiliar (si está presente) estén en modo activo o ENCENDIDO.

- f) Se debe realizar la medición de tensión, corriente y potencia de entrada y salida al 10% de la corriente de carga nominal.

- g) Se deben repetir los pasos d) al f) para valores de corriente de carga del 20% al 100% con incrementos de 10%.

- h) Se debe retirar el simulador fotovoltaico.

- i) Se debe conectar una carga resistiva ajustada al 100% de la corriente nominal en los bornes de conexión de la carga del regulador.

- j) Se debe medir la caída de tensión y la eficiencia del regulador; la eficiencia en el estado de carga está dada por la siguiente ecuación:

$$\eta_R = \left(\frac{P_O}{P_I} \right) * 100$$

Donde:

η_R es la eficiencia de carga (%);

P_O es la potencia nominal de salida del regulador hacia la carga (kW);

P_I es la potencia de entrada del regulador (kW).

8 EVALUACION DE LAS BATERÍAS

Esta norma no cubre la clasificación y características principales de las baterías comúnmente utilizadas en sistemas fotovoltaicos aislados, para verificar tipos y clasificación de baterías para este tipo de sistemas, se debe hacer referencia a la norma IEC 61427-1: 2013.

8.1 ENSAYOS DE CAPACIDAD Y DE EFICIENCIA EN AMPERIOS-HORA

8.1.1 Acondicionamiento previo

Las baterías bajo prueba deben ser acondicionadas bajo las siguientes normas técnicas o, en llegado caso de no poseer dichas normas, deben ser acondicionadas según las instrucciones del fabricante:

- IEC 60896-11 para baterías de plomo-acido ventiladas.
- IEC 60896-21 para baterías de plomo-acido con válvula de regulación.
- IEC 61056-1 para baterías de plomo-acido portátiles.
- IEC 60622 para baterías selladas de níquel-cadmio.
- IEC 60623 para baterías ventiladas de níquel-cadmio.
- IEC 62259 para baterías individuales recargables prismáticas de níquel-cadmio con recombinación parcial de gases.
- IEC 61951-1 para baterías portátiles de níquel-cadmio.
- IEC 61960 para baterías portátiles de Ion de Litio.
- IEC 62619 para baterías de Ion de Litio para uso en aplicaciones industriales.
- IEC 62620 para baterías de Ion de Litio para uso en aplicaciones industriales.

Antes de realizar el ensayo de eficiencia, la batería se deberá descargar y cargar diez veces a $25\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$ al régimen de C/10, usando las tensiones finales establecidas en las Tablas 3 y 4, o hasta que las capacidades medidas en dos descargas sucesivas difieran en menos de 2.5%.

8.1.2 Condiciones para los ensayos

- Temperatura: El ensayo se deberá efectuar a una temperatura ambiente de $25\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$ y a una temperatura ambiente de $-20\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$. Si el diseñador de sistemas especifica temperaturas de ensayo adicionales, éstas deberán ser $40\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$, $0\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$ y $-40\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$.
- Niveles de tensión: A menos que se especifique de otra manera, las tensiones finales de carga y de descarga serán como se establece en las Tablas 2 y 3 (en donde sean aplicables).

- Electrolitos:

- a) Plomo ácido: Si el electrolito es accesible, se deben efectuar mediciones específicas de la gravedad al comienzo y al final de cada ciclo de carga o de descarga. El electrolito se debe mantener lleno hasta el nivel máximo especificado por el fabricante, pero únicamente durante las condiciones de carga.
- b) Níquel-Cadmio: Si el electrolito es accesible, se debe registrar su gravedad específica en cada temperatura del ensayo. El electrolito debe estar al nivel máximo especificado por el fabricante.
- c) Ion de litio (LFP, NCM, NCA): Antes de la carga, la celda o el sistema de batería se debe descargar a una temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$, a una corriente constante de $0,2 I_t$ A, hasta el voltaje final especificado. A menos que se indique lo contrario en este documento, las celdas o los sistemas de baterías deben cargarse a una temperatura ambiente de $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$, utilizando el método especificado por el fabricante.

NOTA 1: Las corrientes de carga y descarga para las pruebas se basan en el valor de la capacidad nominal (C_n Ah). Estas corrientes se expresan como un múltiplo de I_t A, donde I_t A = C_n Ah/1 h (ver IEC 61434).

NOTA 2: Si el sistema de batería no puede descargarse a una corriente constante de $0,2 I_t$ A puede descargarse a la corriente especificada por el fabricante.

- Regímenes de carga y descarga:

- a) Régimen de descarga: Para cada temperatura especificada, las descargas se deberán efectuar a los regímenes de C/10, C/100 y C/500 25°C .
- b) Régimen de carga: Todas las cargas se deberán efectuar al régimen de C/20 a una temperatura de 25°C , independientemente de las temperaturas reales del ensayo o de los regímenes de descarga.

8.1.3 Requisitos para el ensayo

- Temperatura inicial: Es necesario ajustar la temperatura de la batería, dejando que ésta permanezca a la temperatura del ensayo durante 48 h, antes de comenzar o si el electrolito es accesible, verificando la temperatura de éste hasta alcanzar la temperatura del ensayo. Si se puede determinar la temperatura del electrolito, es necesario medirla en, al menos, una celda de cada diez que tenga la batería. Ninguna de las celdas medidas será adyacente.
- Carga inicial: Inicialmente, la batería se debe cargar a la temperatura del ensayo, manteniéndola a su tensión final de carga durante 48 h. Durante el proceso de

carga, la corriente no deberá exceder el régimen de C/20, 25°C. Si el electrolito es accesible, se debe medir la gravedad específica de éste.

- Descarga: La batería se debe descargar a la temperatura del ensayo, al régimen de C/10, 25 °C, hasta alcanzar la tensión de corte. Para estas condiciones de ensayo, se debe determinar la capacidad de la batería. Si el electrolito es accesible, se debe medir la gravedad específica de éste.
- Carga: La batería se debe cargar a la temperatura del ensayo, al régimen de C/20, 25 °C, hasta que se alcance la tensión final de carga. Para las condiciones de ensayo, se debe determinar la eficiencia en amperios-hora. Si el electrolito es accesible, se debe medir la gravedad específica de éste.

NOTA 1: Para los regímenes de descarga C/100 y C/500, se deben repetir los procedimientos indicados en los numerales 8.1.1 y 8.1.2.

NOTA 2: Para cada temperatura de ensayo, se deben repetir los procedimientos indicados en los numerales 8.1.1 y 8.1.2.

8.1.4 Procedimiento para medir la eficiencia

Para cada combinación de temperatura y régimen de descarga, se debe informar la capacidad medida y la eficiencia en amperios-hora. Las tensiones finales de descarga y de carga se deben informar en caso de que difieran de los indicados en las Tablas 2 y 3 (en donde sean aplicables). Si se han medido las gravedades específicas, éstas se deben anotar. Si cualesquiera de estos datos se presentan en forma gráfica, se deben anotar los puntos determinados realmente en una curva dada.

La capacidad (C) se debe calcular usando esta relación:

- Capacidad (C) = Corriente de descarga (A) por la duración hasta la tensión final de descarga (h);
- La eficiencia (%) se debe calcular usando esta relación:

$$\text{Eficiencia } (\eta_c) = \frac{\text{Capacidad (C)}}{\text{Corriente de carga (A) por la duración hasta la tensión final de carga (h)}} * 100$$

$$\eta_c = \frac{I_D * t_p}{I_C * t_c} * 100$$

NOTA: Debido a que la tensión de descarga es menor que la tensión de carga, la eficiencia real en energía será menor que la eficiencia en amperios-hora (coulomb), que se determinó antes.

Regimen de descarga a 25°C	Plomo-acido (V)	Nickel-cadmio / Ion de Litio (V)
C/10	1.75	1.1
C/100	1.9	1.2
C/500	1.9	1.2

Tabla 2. Tensiones finales de descarga (V)

(Regimen de carga C/20) Temperatura, °C	Plomo-acido (V)	Nickel-cadmio / Ion de Litio (V)
40	2.12	1.41
30	2.25	1.43
20	2.2	1.47
10	2.27	1.5
0	2.34	1.54
-10	2.45	1.57
-20	2.5	1.6
-30	2.55	1.63
-40	2.57	1.65

Tabla 3. Tensiones finales de carga (V)

NOTA: Los valores de las tensiones indicados en las Tablas 3 y 4 son apenas representativos. Ciertos tipos específicos de baterías como lo son las baterías de ion de litio pueden tener características de tensión que difieren de éstas. En este caso se le debe solicitar recomendaciones al fabricante.

En llegado caso de que no se tenga la información por parte del fabricante acerca de las eficiencias de los diferentes tipos de baterías, se pueden asumir las eficiencias de la siguiente tabla:

Estado de carga (SOC) %	Eficiencia Plomo-acido %	Eficiencia Nickel-cadmio %	Eficiencia Ion de Litio %
90	> 85	> 80	>> 95
75	> 90	> 90	>> 95
< 50	> 95	> 95	>> 95

Tabla 4. Eficiencia en Ah en diferentes estados de carga a la temperatura de referencia y a una profundidad de descarga no menor que el 20% del valor nominal.

El esquema de conexión mostrado a continuación, muestran los equipos bajo estudio y de medida utilizados en este ensayo, sobre él se establece el procedimiento para la medida de la eficiencia.

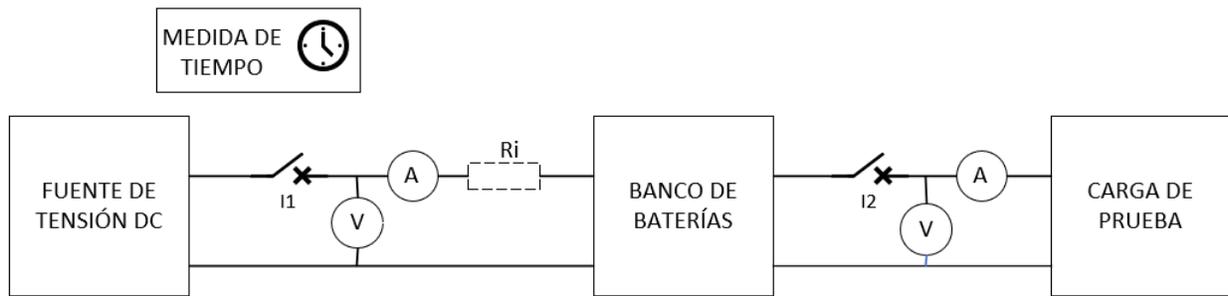


Ilustración 7. Configuración del circuito en serie para la medición de la eficiencia en el banco de baterías

- Medida de la capacidad de carga

Se debe asegurar que la batería esté descargada o en los niveles de tensión mínimos.

La conexión del circuito para la medida de la capacidad de carga puede establecerse con el regulador de carga de la Ilustración 6, o utilizando un arreglo en serie de la Ilustración 7:

- Establecer la resistencia de carga (R_i) que permita tener un régimen de carga de $C/20$ a 25°C .
- Conectar la fuente de tensión DC al regulador de carga como fuente de alimentación, Ilustración 6, o seleccionar la fuente de tensión DC para el circuito en serie, Ilustración 7, cuando no se utiliza el regulador de carga.
- Conectar el banco de baterías al regulador de carga o seleccionar el banco de baterías para la conexión en serie. Se debe asegurar que la conexión esté en circuito abierto antes de realizar la medición.
- Conectar la resistencia de carga al regulador de carga o conectar la resistencia de carga en el circuito serie.
- Conectar los instrumentos de medida, voltímetro y amperímetro, en los bornes del banco de baterías como lo muestra la figura. Asegurar que el instrumento de medida de tiempo esté en condiciones necesarias (óptimas) para la medición.
- Cerrar el circuito y consignar los datos obtenidos del ensayo, corriente y tiempo de carga.

- Medida de la capacidad de descarga

Se debe asegurar que la batería esté cargada o en los niveles establecidos anteriormente.

La conexión del circuito para la medida de la capacidad de descarga puede establecerse con el regulador de carga de la Ilustración 6, o utilizando un arreglo en serie de la Ilustración 7:

- a) Establecer la resistencia de descarga que permita tener un régimen de descarga de $C/10$, $C/100$ y $C/500$ a 25°C .
- b) Conectar los instrumentos de medida, voltímetro y amperímetro, en los bornes del banco de baterías, asegurar que el instrumento de medida de tiempo esté en condiciones necesarias para la medición. Se debe asegurar que la conexión esté en circuito abierto antes de realizar la medición.
- c) Cerrar el circuito y consignar los datos obtenidos del ensayo, corriente y tiempo de descarga para los tres regímenes de descarga establecidos en el numeral a.

Una vez obtenidos todos los datos de la medida de la capacidad de carga y descarga, reemplazar los valores sobre la fórmula para calcular la eficiencia.

9 EVALUACION DEL INVERSOR

Este apartado describe el flujo de trabajo para el método de evaluación de la eficiencia en los sistemas fotovoltaicos. Este método consta de dos partes. La parte uno (ver ilustración 7) aborda las mediciones de eficiencia de acuerdo con los procedimientos propuestos en las normas IEC 61683 e IEC 62891. La parte dos aborda los cálculos de eficiencia de conversión de energía posteriores proporcionados por este documento utilizando datos de prueba y perfiles de carga solar.

Ambos pasos tienen la opción de evaluar el impacto de la eficiencia de conversión de energía dinámica. Para proyectos donde no hay fluctuaciones significativas de irradiancia dinámica o proyectos exclusivamente en ZNI (Zonas no interconectadas) o sistemas aislados, se pueden usar perfiles solares estándar sin incluir la medición o el cálculo de la eficiencia energética dinámica.

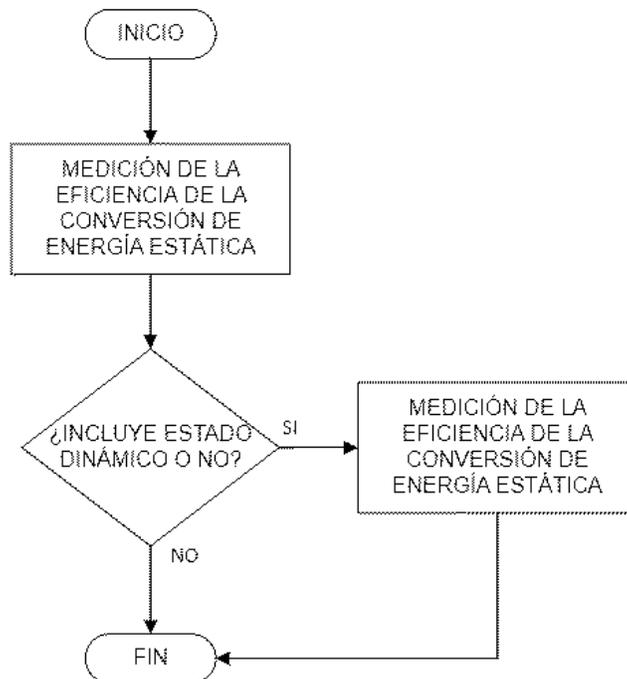


Ilustración 8. Diagrama de flujo medición de la eficiencia en sistemas fotovoltaicos

La ilustración 7 muestra el flujo de la evaluación de la eficiencia en los inversores o convertidores usados en sistemas fotovoltaicos. Primero, la eficiencia de conversión de energía estática debe medirse con los voltajes nominales de entrada y salida basados en la descripción de la norma IEC 61683 en su anexo B.

Luego, si es necesario, se debe medir la eficiencia de conversión de energía dinámica para condiciones meteorológicas u otras; la necesidad debe ser determinada por acuerdo entre usuarios y proveedores. El método de eficiencia de conversión de energía dinámica debe basarse en la norma IEC 62891 en su anexo C.

9.1 CONDICIONES PARA MEDIR LA EFICIENCIA

La eficiencia se medirá según las condiciones que se describen en los siguientes numerales y en la tabla 5. Algunas condiciones específicas pueden excluirse de mutuo acuerdo entre el fabricante y el consumidor cuando dichas condiciones estén fuera del rango operativo permitido. Los resultados se presentarán en tablas y gráficas.

NOTA: Por ejemplo, los inversores en los sistemas aislados generalmente están diseñados para manejar sobrecargas a corto plazo significativamente por encima de la potencia nominal. La prueba al 120 % de la capacidad nominal se incluye para dar una indicación del rendimiento del inversor en estas condiciones. Algunos inversores o convertidores no están diseñados para proporcionar más de su salida nominal y pueden dañarse si funcionan al 120 % de la capacidad nominal. En este caso, en la documentación final se deberá indicar que dicha prueba fue excluida debido a una limitación en el inversor.

- Fuente de tensión de corriente directa (DC): Para los inversores que funcionan con el voltaje de entrada fijo, la fuente de tensión en este caso debe ser una batería de almacenamiento o una fuente tensión constante para mantener el voltaje de entrada.

Se debe utilizar un sistema fotovoltaico o un simulador de sistema fotovoltaico para los inversores que emplean el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y los inversores tipo shunt (derivación).

- Temperatura: Todas las mediciones deben realizarse a una temperatura ambiente de $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$. Se pueden permitir otras temperaturas ambientales por acuerdo mutuo. Sin embargo, la temperatura utilizada debe indicarse claramente en toda la documentación.
- Voltaje y frecuencia de salida del sistema: El voltaje y la frecuencia de salida deben mantenerse en los valores nominales establecidos por el fabricante.

Voltaje de entrada: _____ (\pm _____ V)

Carga Total, % de la potencia nominal (VA)	5	10	25	50	75	100	120
Carga resistiva	()	()	()	()	()	()	()
Carga reactiva							
PF = 0.25 o valor mínimo	-	-	()	()	-	()	-
PF = 0.50 (> mínimo)	-	-	()	()	-	()	-
PF = 0.75 (> mínimo)	-	-	()	()	-	()	-
Carga No-Lineal							
NL = 25% de la potencia nominal (VA)	-	-	()	()	-	()	-
NL = 50% de la potencia nominal (VA)	-	-	-	()	-	()	-
Carga compleja	-	-	-	()	-	()	-

NOTA: El símbolo () especifica que debe realizar una medición

Tabla 5. Eficiencia de los inversores o convertidores

- Voltaje de entrada: Las mediciones realizadas en cada una de las siguientes pruebas se repetirán a tres voltajes de entrada del inversor o convertidor:
 - a) La tensión de entrada nominal mínima del equipo definida por el fabricante.
 - b) La tensión nominal del inversor o el promedio de su rango nominal de entrada.
 - c) El 90 % de la tensión máxima de entrada del inversor.

En el caso de que se vaya a conectar un inversor con una batería en sus terminales de entrada, solo se puede aplicar el voltaje de entrada nominal.

- Corrientes de rizado y distorsiones: El voltaje de entrada y la corriente de rizado deben ser registrados para cada medición. Además, la tensión de salida y la distorsión de la corriente (si es corriente alterna) o la corriente de rizado (si es corriente directa) deben ser registradas igualmente. Asegúrese de que estas medidas permanezcan dentro de los valores especificados por el fabricante. Tenga en cuenta que el rizado y la distorsión pueden no especificarse a niveles bajos de carga, pero se deben registrar las lecturas.
- Cargas reactivas: Para inversores en sistemas aislados, mida la eficiencia con una carga que proporcione un factor de potencia igual al nivel mínimo especificado por el fabricante (o 0,25, el que sea mayor) y a niveles de carga del 25%, 50% y 100% de los VA nominales. Repita el proceso para factores de potencia de 0,5 y 0,75 (no vaya por debajo del PF mínimo especificado por el fabricante) y niveles de potencia de 25%, 50% y 100% de VA nominal.
- Cargas resistivas + cargas no-lineales: Para inversores conectados en sistemas aislados, mida la eficiencia con una carga no lineal fija (distorsión armónica total (THD) = (80 ± 5) %) igual al (25 ± 5) % de los VA nominales del inversor más la carga resistiva suficiente en paralelo para lograr una carga total del 25%, 50% y 100% de VA nominal. Repita las mediciones con una carga no lineal fija equivalente al (50 ± 5) % de los VA nominales del inversor más una carga resistiva suficiente en paralelo para lograr una carga total del 50% y el 100% de los VA nominales. El tipo de carga no lineal debe indicarse claramente en toda la documentación.
- Cargas complejas: Cuando se especifica una condición no lineal más una carga reactiva suficiente para inversores en sistemas aislados, mida la eficiencia con una carga no lineal fija (THD = (80 ± 5) %) igual al (50 ± 5) % de la carga del inversor más una carga reactiva suficiente (PF = 0,5) en paralelo para lograr una carga total de 50% y 100% de VA nominal. El tipo de carga compleja se indicará claramente en toda la documentación.

9.2 CÁLCULOS DE EFICIENCIA

9.2.1 Eficiencia nominal de salida

La eficiencia nominal de salida se calculará a partir de los datos medidos de la siguiente manera:

$$\eta_R = \left(\frac{P_O}{P_I} \right) * 100$$

Donde:

η_R es la eficiencia nominal de salida (%);

P_O es la potencia nominal de salida del equipo (kW);

P_I es la potencia de entrada del equipo a potencia nominal de salida (kW).

NOTA: Cualquier potencia de entrada auxiliar (kW), como para el sistema de control del inversor (o controlador de compuerta) debe incluirse en la potencia de entrada P_i en la ecuación (1).

9.2.2 Eficiencia parcial de salida

La eficiencia parcial de salida se calculará a partir de los datos medidos de la siguiente manera:

$$\eta_{par} = \left(\frac{P_{OP}}{P_{IP}} \right) * 100$$

Donde:

η_{par} es la eficiencia parcial de salida (%);

P_{OP} es la potencia parcial de salida del equipo (kW);

P_{IP} es la potencia de entrada del equipo a potencia parcial de salida (kW).

NOTA: Cualquier potencia de entrada auxiliar (kW), como para el sistema de control del inversor (o controlador de compuerta) debe incluirse en la potencia de entrada P_{ip} en la ecuación (2).

9.2.3 Eficiencia en términos de energía

La eficiencia en términos de energía se calculará a partir de los datos medidos de la siguiente manera:

$$\eta_E = \left(\frac{W_O}{W_I} \right) * 100$$

Donde:

η_E es la eficiencia en términos de energía (%);

W_O es la energía de salida del equipo durante un periodo específico de tiempo (kWh);

W_I es la energía de entrada del equipo durante un periodo específico de tiempo (kWh).

NOTA 1: El período de funcionamiento y el perfil de carga se determinarán de mutuo acuerdo entre el usuario y el fabricante.

NOTA 2: Algunas de las entradas auxiliares de energía (kWh), como la del sistema de control del inversor (o controlador de compuerta), debe incluirse en la energía de entrada W_i en la ecuación (3).

9.2.4 Rangos de tolerancia

Cuando se haya garantizado un valor de eficiencia, la tolerancia de este valor deberá estar dentro del valor en condiciones nominales indicado en la Tabla 3.

Item	Tolerancia	Anotaciones
Eficiencia del regulador de carga	$-0.2(1-\eta)*\eta$ (%)	η : Eficiencia garantizada
NOTA: Ver el numeral 4.3 de la norma IEC 60146-1-1. La tolerancia corresponde a +0.2 por unidad de las pérdidas con una tolerancia mínima en la eficiencia de -0.002 por unidad.		

Tabla 6. Tolerancia de la eficiencia.

9.3 CIRCUITOS Y CONEXIONES PARA MEDIR LA EFICIENCIA

9.3.1 Diagramas de conexión

La siguiente ilustración muestra el circuito de prueba recomendado para los inversores o convertidores de carga con salidas en corriente alterna o directa.

La ilustración 8 se aplicarán a los inversores o convertidores conectados en sistemas aislados. El circuito de prueba propuesto no es obligatorio, pero junto con las descripciones de las pruebas, pretenden establecer una base para el acuerdo mutuo entre el usuario y el fabricante.

El tipo de fuente de energía debe indicarse en todas las pruebas y debe cumplir con los requisitos del numeral 9.1.

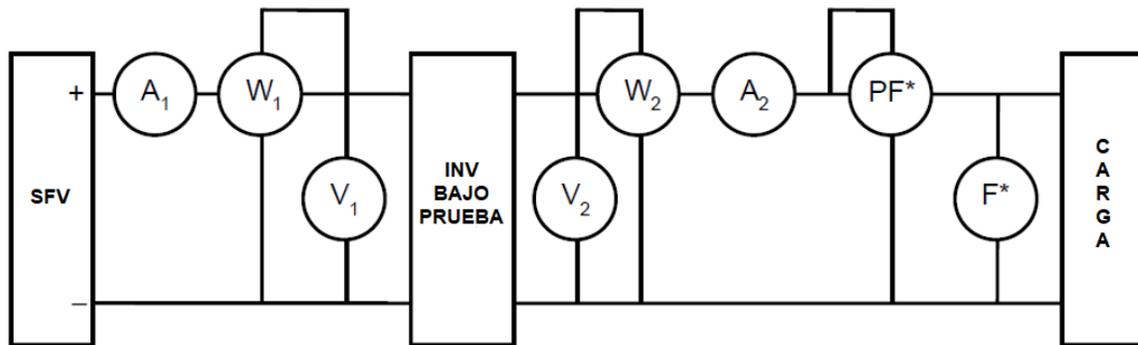


Ilustración 9. Conexión para un sistema aislado

INV	Inversor	CRG	Carga
SFV	Fuente de tensión-corriente variable (DC)	F	Medidor de frecuencia
A1	Amperímetro DC	V1	Voltímetro DC
A2	Amperímetro AC o DC	V2	Voltímetro AC o DC
W1	Vatímetro DC	PF	Medidor de Factor de Potencia
W2	Vatímetro AC o DC		

NOTA 1: La corriente o tensión de rizado de entrada variarán según la impedancia interna de la fuente de alimentación y debe definirse de común acuerdo entre el usuario y el fabricante. Por ejemplo, la impedancia podría seleccionarse como la relación corriente-voltaje $\Delta V/\Delta I$ en el punto de funcionamiento de la curva I-V del sistema fotovoltaico. Cuando el equipo es de tipo MPPT, se recomienda un sistema fotovoltaico como fuente de alimentación.

NOTA 2: El medidor de frecuencia F* y el medidor de factor de potencia PF* se ignoran en el caso de tener salida en DC.

9.3.2 Procedimiento para la medición de la eficiencia

- a) La eficiencia se calcula con la ecuación (1) o (2) utilizando los valores medidos P_i , P_o o P_{ip} , P_{op} . La potencia de entrada P_i , P_{ip} se puede medir con el vatímetro W1 o se puede determinar multiplicando las lecturas del voltímetro V1 y el amperímetro A1. La potencia de salida P_o , P_{op} se mide con el vatímetro W2.
- b) El Voltaje de entrada, que se mide con el voltímetro V1, se variará en el rango definido donde la corriente de salida, medida con el amperímetro A2, varía desde un valor bajo hasta el valor nominal.
- c) Se utilizará un instrumento indicador de promedio para el voltímetro y el amperímetro de DC, se debe usar un instrumento indicador RMS real para el voltímetro y el amperímetro de AC. El vatímetro W1 debe ser de corriente continua. El vatímetro W2 deberá ser para corriente continua o alterna según la salida del equipo.

- d) El factor de potencia (FP en porcentaje) puede medirse con un medidor de factor de potencia o calcularse a partir de las lecturas de V_2 , A_2 , W_2 y de la siguiente manera:

$$PF = \left(\frac{W_2}{V_2 * A_2} \right) * 100$$

- e) Cada medidor puede ser de tipo analógico o digital. La precisión de la medición debe ser superior al $\pm 0,5$ % del valor final de escala para cada potencia medida. También se recomiendan instrumentos de tipo digital para W_1 y W_2 .
- f) Un MPPT ajusta dinámicamente el voltaje de entrada para maximizar la potencia de salida. En principio, el equipo de monitoreo debe muestrear todos los parámetros eléctricos, como voltaje y corriente de entrada, potencia y corriente de salida, dentro del período de actualización del MPPT. Suponga que el MPPT y la fuente de entrada (sistema fotovoltaico o un simulador de un sistema fotovoltaico) interactúan de modo que el voltaje de entrada varía menos del 5 %. En ese caso, es aceptable promediar las lecturas. El período promedio será de 30 segundos o más.