



Metodología de dimensionamiento de un sistema de respaldo energético basado en tecnología fotovoltaica

Sizing methodology power backup system based on photovoltaic technology

Andrés Ardila Espinosa¹, Juan Sanabria Vargas², Johann Hernández Mora³

Fecha de recepción: Agosto 28 de 2015

Fecha de aceptación: Septiembre 25 de 2015

Como citar: Ardila, A., Sanabria, J., & Hernández, J. (2015). Metodología de dimensionamiento de un sistema de respaldo energético basado en tecnología fotovoltaica. Revista Tecnura, 19 (CITIE), 66-71. <http://dx.doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2015.ICE.a07>

Resumen

En este artículo se presenta una metodología general para diseñar un sistema de respaldo que tiene como fuente energética la tecnología fotovoltaica y en donde las interrupciones del servicio son consideradas un factor para el dimensionamiento del sistema. Se realiza un análisis de éstas interrupciones, en donde se obtienen valores representativos que serán usados para el dimensionamiento de los principales componentes del Sistema Fotovoltaico de Respaldo (SFR).

Palabras claves: Interrupciones del Servicio, Metodología de Dimensionamiento, Sistema de Respaldo de Energía, Sistema Fotovoltaico.

Abstract

This article presents a general methodology to design a backup system that uses the photovoltaic technology as an energy source and where electric service interruptions are considered as a factor for the system sizing. The interruptions in electric service are analyzed to obtain representative values, which are used for dimensioning the main components of Photovoltaic System Backup (PSB).

Keywords: Service Interruptions, Sizing Methodology, Power Backup System, Photovoltaic System.

¹ Estudiante Ingeniería Eléctrica, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá D.C., Colombia. Contacto: jaardilae@correo.udistrital.edu.co.

² Estudiante Ingeniería Eléctrica, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá D.C., Colombia. Contacto: jcsanabriav@correo.udistrital.edu.co.

³ Ingeniero Electricista, Magister en Ingeniería Eléctrica, Doctor en Ingeniería Eléctrica. Laboratorio de Investigación en Fuentes Alternativas de Energía, Docente de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá D.C., Colombia. Contacto: jahernandezm@udistrital.edu.co.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica, además de ser el motor para el progreso experimentado por la humanidad durante las últimas décadas, se convirtió en un elemento fundamental para el desarrollo de las actividades diarias generando de ella una alta dependencia (Rivier Abbad, 2000). En consecuencia, los usuarios han empezado a implementar sistemas de respaldo que permitan suplir la demanda energética en momentos de contingencia, como las interrupciones del servicio.

Ante los sistemas de respaldo que hoy en día se encuentran en el mercado (grupos electrógenos, UPS) (Bocanegra Acero, 2008), se quiere proponer una alternativa limpia que incentive el uso de las energías renovables y que permita el aprovechamiento de un recurso energético gratuito como lo es el solar. Actualmente no se cuenta con un desarrollo teórico que permita dimensionar sistemas de respaldo fotovoltaicos, aunque comercialmente se ofrecen soluciones de este tipo y se han implementado casos de estudio que son concebidos bajo el lineamiento de mejorar la continuidad, pero tienen diferentes configuraciones y criterios de diseño (Tello Reyes & Patiño Abella, 2010) (Corredor Ruiz, 2005) (Sudhirrao & Kulkarni, 2015) (García-Domingo, Torres Ramirez, de la Casa, Aguilera, & Terrados, 2014) (Nayar, Ashari, & Keerthipala, 2000) (Sopitpan, Changmoang, & Panyakeow, 2000) (Khouzman, 2009).

ANÁLISIS DE INTERRUPCIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SFR

Las interrupciones en el servicio eléctrico determinan los momentos y tiempos de funcionamiento en los cuales el sistema de respaldo debe trabajar. Estos eventos se definen como la pérdida completa de la tensión por un intervalo de tiempo y se caracterizan generalmente bajo dos parámetros que son la duración y la frecuencia (Ramírez Castaño & Cano Plata, 2006). Ya que las interrupciones tienen un comportamiento impredecible debido a las

múltiples causas que las originan (fenómenos atmosféricos, accidentes, daños en equipos, entre muchos otros), se hace necesario plantear un método que permita obtener información acerca del comportamiento de estos eventos. Por esta razón, se propone un procedimiento que a partir de históricos, que permite obtener datos estadísticamente confiables de duración y frecuencia mediante la aplicación del método de Montecarlo, los cuales serán valores representativos para el diseño del sistema, logrando así la caracterización del comportamiento de las interrupciones del servicio para el dimensionamiento del SFR.

Como primer paso, se debe contar con un historial de interrupciones del usuario analizado, compuesto por valores acumulados de duración y frecuencia, registrados mensualmente. Para cada variable se realiza un procedimiento para obtener una función de densidad de probabilidad que cuente con un grado alto de ajuste respecto a los datos reales. Luego, se procede a hallar las funciones de probabilidad acumuladas inversas respectivas para las variables que permitan encontrar los valores de duración y frecuencia a partir de números aleatorios generados que varían de 0 a 1, para la creación de escenarios tal como se desarrolla en el método de Montecarlo (Hernández Mora, 2012). El número de simulaciones de Montecarlo que se deben realizar se ajusta de acuerdo a la propiedad de convergencia del método de Montecarlo estándar. La raíz media cuadrática del error está definida por (Torres M., 2002) (Feil, Kucherenko, & Shah, 2009):

$$\varepsilon_{MC} = \frac{\delta(f)}{\sqrt{N}} \quad (1)$$

En donde σ es la desviación estándar de la distribución y N es el número de simulaciones realizadas. Este criterio se aplica para determinar el número de simulaciones requeridas, en donde se evalúa el número aleatorio generado en cada expresión de duración y frecuencia y se calcula el error. Se determina como parámetro de aceptación de resultados de las simulaciones, un valor de

error calculado menor o igual a 0,1 (10%), tomando el resultado obtenido como un dato estadísticamente confiable.

Para los valores obtenidos en las iteraciones, se realiza un promedio para cada variable y este par de valores promedios se toman como los valores representativos para realizar el diseño del Sistema Fotovoltaico de Respaldo.

DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE RESPALDO

Bajo el siguiente procedimiento de diseño se propone usar la tecnología fotovoltaica como un sistema de respaldo de energía respondiendo en momentos de contingencia, teniendo como principales componentes: módulos, regulador de carga, baterías e inversor, tal como se muestra en la *Figura 1*.

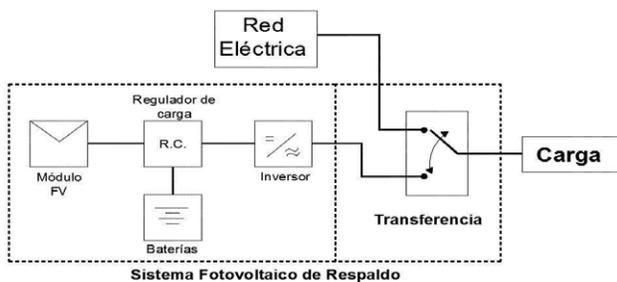


Figura 1. Esquema general sistema fotovoltaico de respaldo.

Fuente: autoría propia.

El diseño del SFR contempla periodos de análisis mensuales para los cuales el sistema tendrá un tiempo total de funcionamiento (TF) y otro de *stand-by* o no funcionamiento (TNF). El valor TF corresponde al valor de duración obtenido en el análisis de interrupciones.

$$TF = Duración \quad [\text{horas}] \quad (2)$$

$$TNF = 720 - TF \quad [\text{horas}] \quad (3)$$

Ahora bien, se debe saber durante el mes en qué momentos el sistema debe entrar a funcionar, pero debido a la imposibilidad de establecer de manera precisa los instantes durante los cuales se presentan los eventos de interrupción del suministro de energía, se decide para el análisis y diseño distribuirlos de manera uniforme (Ramírez Castaño & Cano Plata, 2006). Por lo tanto, se establecen tiempos de recarga de energía (TRE) y tiempos de entrega de energía (TEE) por parte del sistema.

$$TRE = \frac{TNF}{N} \quad [\text{horas}] \quad (4)$$

$$TEE = \frac{TF}{N} \quad [\text{horas}] \quad (5)$$

N representa el número total de eventos probables que se presentan en el mes y es igual al valor de frecuencia obtenido previamente en el análisis de interrupciones.

$$N = Frecuencia \quad (6)$$

Como siguiente paso, se establece la energía suministrada (E_s) por el SFR durante el tiempo de entrega de energía TEE, considerando la cantidad de cargas (m) categorizadas como prioritarias con una potencia total (P), la eficiencia del inversor (η_{inv}) que se va a usar en el sistema y por último, un factor de seguridad (f_s) que varía entre (0,1-0,2) y representa las pérdidas en la generación de energía tales como: efectos de la temperatura, polvo, conexiones defectuosas, entre otras.

$$P = \sum_{i=1}^m P_i \quad [W] \quad (7)$$

$$E_s = \left[P \times \frac{TEE}{\eta_{inv}} \right] \times (1 + f_s) \quad [Wh] \quad (8)$$

Luego de esto, se determina la cantidad de horas de sol estándar disponibles para la recarga del sistema (HSS-C), en un periodo de tiempo de recarga de energía (TRE) a partir de las horas de radiación solar global estándar (HSS) del lugar donde se lleva a cabo el diseño.

$$HSS - C = \left[\frac{TRE}{24} \right] \times HSS \quad [horas] \quad (9)$$

Generador Fotovoltaico: Como elemento de transformación de energía solar en energía eléctrica se tiene el generador fotovoltaico, el cual es dimensionado a partir de las características de los módulos que se encuentran a disposición y del recurso solar disponible. El tamaño del generador se determina a partir de la conexión de elementos en serie que depende de la tensión establecida del sistema DC ($V_{sistema}$), como también del arreglo de elementos en paralelo partiendo de un equivalente en corriente (CI) de la energía demandada, que permite conocer la corriente pico (I_{pg}) que debe suministrar el generador.

$$\# MODULOS_{SERIE} = \frac{V_{sistema}}{V_{nom-g}} \quad (10)$$

$$\# RAMAS_{PARALELO} = \frac{I_{pg}}{I_{m-g}} \quad (11)$$

Dónde: V_{nom-g} = Tensión nominal modulo, I_{m-g} = Corriente nominal del módulo.

$$I_{pg} = \frac{CI}{HSS - C} \quad [A] \quad (12)$$

$$CI = \frac{E_S}{V_{sistema}} \quad [Ah] \quad (13)$$

Regulador de carga: Para el correcto funcionamiento del banco de baterías es necesario el uso de este dispositivo, para el cual se deben cumplir las siguientes condiciones para ser seleccionado:

- $V_{SISTEMA}$ debe estar dentro del rango de tensión en el que trabaja el regulador seleccionado.
- Corriente entrada regulador > Corriente cortocircuito generador (I_{SC-MOD})
- Corriente de salida regulador \geq Corriente máxima de la carga (I_{CARGA})

Donde:

$$I_{CARGA} = \frac{P}{V_{sistema}} \quad [A] \quad (14)$$

$$I_{SC-MOD} = \# RAMAS_{PARALELO} \times I_{SC-MODULO} \quad (15)$$

Banco de baterías: Se encarga de almacenar la energía para entregarla cuando se requiera y su dimensionamiento inicia determinando la cantidad de baterías en serie a partir de las tensiones del sistema y de la batería seleccionada:

$$\# BATERIAS_{SERIE} = \frac{V_{sistema}}{V_{nominal\ bateria}} \quad [V] \quad (16)$$

La cantidad de ramas en paralelo se relaciona con la capacidad nominal de la batería y la capacidad nominal del sistema corregida (CC) por profundidad de descarga (PD):

$$\# RAMAS_{PARALELO} = \frac{CC}{Capacidad\ Nominal\ bateria} \quad (17)$$

$$CC = \frac{CNS}{PD} \quad [Ah] \quad (18)$$

La capacidad nominal del sistema (CNS) representa la capacidad en corriente sobredimensionada un número de ciclos de reserva:

$$CNS = CI \times (ciclos\ de\ reserva) \quad (19)$$

Los ciclos de reserva son un factor que permite dar mayor grado de confiabilidad al sistema y representan un tiempo de funcionamiento del SFR, mayor al establecido inicialmente. Para determinar la cantidad de ciclos es necesario establecer el porcentaje de meses cubiertos (%MC) por el valor de duración obtenido. Partiendo del histórico de datos de la variable, se debe conocer la cantidad de meses que presentan un valor inferior al valor de duración obtenido:

$$\%MC = \frac{\# meses\ con\ valor\ inferior}{cantidad\ total\ de\ meses\ del\ histórico} \quad (20)$$

Dependiendo del porcentaje evaluado, se define si se desea dar mayor grado de confiabilidad al SFR estableciendo un porcentaje de atención de demanda (%AD), que debe ser más alto al porcentaje de meses cubiertos (%MC) para lograr un mayor cubrimiento. Con este valor se determina el valor de atención de demanda (VAD):

$$V_{AD} = \frac{\%AD}{100} \quad (21)$$

Con el valor VAD se remite a la ecuación que representa la función de probabilidad acumulada inversa de la variable Duración y se halla el valor Duración de Ciclos de Reserva (DCR):

$$DCR = f \{V_{AD}\} \quad (22)$$

Por último se halla la cantidad de ciclos de reserva:

$$\text{Ciclos de Reserva} = \frac{DCR}{TF} \quad (23)$$

Encaso de no querer dar mayor grado de confiabilidad al sistema, se debe tomar el número de ciclos de reserva igual a 1.

Inversor: Para la selección del inversor del sistema se deben cumplir los siguientes requerimientos:

- La potencia de salida del inversor debe ser la misma que la requerida por la carga.
- La tensión DC del sistema se encuentre entre los rangos de funcionamiento del inversor.
- La tensión AC del inversor sea la requerida para el funcionamiento de las cargas alimentadas.
- Tipo de onda de salida (Cuadrada, Sinusoidal pura).
- Frecuencia de la onda de salida.

CONCLUSIONES

En este artículo se planteó una metodología que permite dimensionar los principales componentes de un sistema fotovoltaico para ser usado como sistema de respaldo. Además, se presenta un procedimiento de análisis para las interrupciones del servicio que permite caracterizar estos eventos, siendo un factor requerido para el dimensionamiento del sistema de respaldo logrando así, un ajuste a las condiciones de trabajo particulares de cada caso analizado.

FINANCIAMIENTO:

Universidad Distrital Francisco José de Caldas

REFERENCIAS

- Bocanegra Acero, H. R. (2008). *Desarrollo de una metodología de diseño eléctrico para un sistema de emergencia y reserva en edificios con tensiones de menos de 600V nominales*. Bogotá: Universidad de la Salle.
- Corredor Ruiz, A. (2005). *Factibilidad Técnico-Económica de implementar un sistema fotovoltaico para la estación de medición de rayos Ilyapa*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.
- Feil, B., Kucherenko, S., & Shah, N. (2009). Comparison of Monte Carlo and Quasi Monte Carlo Sampling Methods in High Dimensional Model Representation. *First international Conference on Advances in System Simulation*.
- García-Domingo, B., Torres Ramirez, M., de la Casa, J., Aguilera, J., & Terrados, F. J. (2014). Design of the back-up system in Patio 2.12 photovoltaic installation. *Energy and Buildings*, 130-139.
- Hernández Mora, J. A. (2012). *Metodología para el Análisis Técnico de la Masificación de Sistemas Fotovoltaicos como opción de Generación Distribuida en Redes de Baja Tensión*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.
- Khouzman, Y. (2009). Uninterruptible Photovoltaic Power Supply: A case of system failure. *Power & Energy Society General Meeting, 2009* (págs. 1-8). Calgary, AB: IEEE.
- Nayar, C., Ashari, M., & Keerthipala, W. (2000). A Grid-Interactive Photovoltaic Uninterruptible Power Supply System Using Battery Storage and a Back Up Diesel Generator. *IEEE Transactions on Energy Conversion Vol. 15 No. 3*, 348-353.
- Ramírez Castaño, S., & Cano Plata, E. A. (2006). *Calidad del Servicio de Energía Eléctrica*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- Rivier Abbad, J. (2000). Revisión Internacional de las Regulaciones de Calidad. En J. Rivier Abbad, *Calidad*

del servicio. Regulación y optimización de inversiones (págs. 52-56). Madrid: Universidad Pontificia Comillas.

- Sopitpan, S., Changmoang, P., & Panyakeow, S. (2000). PV Systems with/without Grid Back-up for Housing Applications. *Photovoltaic Specialists Conference, 2000*. (págs. 1687-1690). Anchorage, AK: IEEE.
- Sudhirrao, A., & Kulkarni, P. (2015). A case study of residential solar photovoltaic system with utility backup in Nagpur, India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1809-1822.
- Tello Reyes, J. S., & Patiño Abella, J. S. (2010). *Diseño e Implementación de un Sistema Fotovoltaico Híbrido y Desarrollo de su Regulador de carga aplicando instrumentación virtual*. Bogotá: Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
- Torres M., A. (2002). *Probabilidad, Variables Aleatorias, Confiabilidad y procesos Estocásticos*. Bogotá: Universidad de los Andes.

