

Características de corrientes de falla en sistemas fotovoltaicos considerando los requisitos LVRT de Brasil

Characteristics of fault currents in photovoltaic systems considering the LVRT requirements of Brazil

Yandi Aníbal Gallego Landera^I, Lesyani León Viltre^{II,*}, Grettel Esther Quintana de Basterra^{II}, David Lara León^{II}

^I Universidad Federal de Pernambuco, Recife, Brasil

^{II} Universidad Central de Las Villas, Villa Clara, Cuba

* Autor para correspondencia: lesyani@uclv.edu.cu

Recibido: 23 de julio de 2022 Aprobado: 5 de octubre de 2022

Este documento posee una [licencia Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)



RESUMEN/ ABSTRACT

La corriente de falla de la generación con fuentes de energía renovables que utilicen inversores (FERUI) entre la red y la generación, es acotada debido a limitaciones de los componentes electrónicos, por lo que surge una disputa relacionada con la viabilidad del relé de sobrecorriente en aplicaciones de FERUI. Estas disputas surgen debido a la falta de disponibilidad de características de corriente de falla de FERUI. El problema se complica aún más con los numerosos controles de corriente de falla, donde pueden obtenerse varias características de corriente. Este documento tiene como objetivo establecer las diversas características de corriente de falla de FERUI, cumpliendo los requisitos del código de red de Brasil. A partir de estas características, se pueden resolver las disputas relacionadas con la viabilidad de los relés de sobrecorriente para aplicaciones en FERUI y se pueden identificar los tipos adecuados de control que permiten un rendimiento satisfactorio.

Palabras clave: Características de corriente de falla, Controles de corriente, Inyección de corriente, Soportabilidad a baja tensión.

The fault current of generation with renewable energy sources that use inverters (FERUI) between the grid and generation, is limited due to limitations of the electronic components, so a dispute arises related to the viability of the overcurrent relay in FERUI applications. These disputes arise due to the unavailability of FERUI fault current characteristics. The problem is further complicated by the numerous fault current controls, where various current characteristics can be obtained. This document aims to establish the various fault current characteristics of FERUI, meeting the requirements of the Brazilian grid code. From these characteristics, disputes related to the feasibility of overcurrent relays for FERUI applications can be resolved and the appropriate types of control that allow satisfactory performance can be identified.

Key Words: Fault Current Characteristics, Current controls, Current injection, Low Voltage Ride Through.

INTRODUCCION

El aumento de la investigación en el campo de las fuentes de energía renovables no solo ha reducido la dependencia de la energía fósil, sino que también ha ofrecido una alternativa económica y eficiente para hacer frente a las crecientes demandas de energía [1]. La producción de energía a partir de la conversión de energía solar fotovoltaica presentó un aumento con una tasa anual de 60% en los últimos cinco años [2]. Esa tasa de crecimiento fue posible debido a los costos reducidos de ese tipo de generación y al aumento de eficiencia de los módulos fotovoltaicos. Este tipo de sistemas fotovoltaicos conectados a la red están expuestos a fallas de red y expuestos a impactos negativos en los sistemas. La rápida desconexión de una planta de generación basada en fuentes de energía renovable puede afectar seriamente la estabilidad del sistema eléctrico.

Cómo citar este artículo:

Yandi Anibal Gallego Landera, *et al.* Características de corrientes de falla en sistemas fotovoltaicos considerando los requisitos LVRT de Brasil. Ingeniería Energética, 2022. 43(3), septiembre/diciembre. ISSN: 1815-5901.

Sitio de la revista: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index>

Por tanto, los códigos de red de diversos países exigen que las plantas de generación renovable permanezcan conectadas cuando ocurren disturbios que causen una caída de tensión para un valor por debajo de un determinado porcentaje del valor nominal de la misma (normalmente 15%). Algunos códigos de red estipulan, además, que la planta de generación renovable debe suministrar a la red corriente reactiva, para ayudar a la estabilidad de tensión del sistema. Esta habilidad es llamada de LVRT (*Low Voltage Ride Through*) [3]. En contraste con la conocida característica de corriente de falla de un generador síncrono [4], la característica de corriente de falla de la generación con fuentes de energía renovables que utilicen inversores (FERUI) entre la red y la generación, aún no se ha establecido firmemente. La corriente de falla de la FERUI primero se ve influenciada por una amplia gama de métodos de control que se pueden usar para inyectar la corriente de falla, y así, cumplir con los requisitos LVRT establecidos en los códigos de red de los diferentes países [5, 6].

Las corrientes de falla inyectadas bajo estos esquemas de control dependen de la tensión terminal de la FERUI, lo que complicará aún más el análisis de la corriente de falla bajo condiciones de tensión dinámico. En vista, de que las características de corriente que suministran los sistemas fotovoltaicos bajo condiciones de falla de la red no han sido muy estudiadas, en este trabajo, se lleva a cabo una revisión de los métodos de control del inversor fotovoltaico para establecer las características de corriente de falla de las FERUI. A partir de las características de corriente de falla identificadas en este documento, se pueden resolver las disputas relacionadas con la viabilidad del relé de sobrecorriente para aplicaciones en fuentes de energía renovables que utilicen inversores entre la red y la generación y se pueden identificar los tipos adecuados de control de inyección de corriente reactiva (ICR) que permiten un rendimiento satisfactorio de los relés de sobrecorriente.

DESARROLLO

Técnicas de inyección de corriente en condiciones de LVRT

En general, la mayoría de los códigos de red solo establecen en sus requisitos los requerimientos para la inyección de corriente reactiva, asegurando así el soporte de tensión, sin embargo, los requisitos y las limitaciones para la corriente activa no están definidas [7]. Esto proporciona flexibilidad para la implementación de diferentes métodos de control, siempre que se cumpla con los requisitos del código de red como se muestra en la figura 1. Los controles de ICR conducirán a diferentes características de la corriente entregada por el parque fotovoltaico durante la falla. Por lo tanto, es necesario estudiar las características de esta corriente de falla debidas a diferentes controles de ICR. Los controles de ICR a ser estudiados en este trabajo, son mostrados a continuación [7-12].

- Control de Potencia Activa Constante
- Control de Potencia Reactiva Constante
- Control de Corriente Activa Constante
- Control de Corriente Activa Variable
- Control de Corriente Máxima

Según el código de red de Brasil [13], las plantas que utilicen fuentes de energía renovables deberán ser capaces de dar soporte a la tensión de la red a través de la inyección de corriente reactiva, para tensiones de secuencia positiva inferiores al 85% del valor nominal de la misma en el punto de conexión común (PCC) y de absorción de corriente reactiva para tensiones de secuencia positiva por encima del 110% del valor nominal de la misma en el punto de conexión común, como se muestra en la figura 1. Debe tenerse en cuenta que, para caídas de tensión superiores al 50%, se requiere que el inversor de la fuente de energía renovable suministre su corriente nominal en corriente reactiva. Alternativamente, los requerimientos de ICR, establecidos por el código de red de Brasil, se puede representar mediante la ecuación (1):

$$\begin{cases} i_q^* = 2.86(0.85 - v)i_n; (0.5 \leq v \leq 0.85) \\ i_q^* = 1i_n; (v \leq 0.5) \\ i_q^* = 0; (v \geq 0.85) \end{cases} \quad (1)$$

donde i_q^* es la corriente reactiva de referencia en las coordenadas dq , v es la tensión del PCC e i_n es la corriente nominal del parque fotovoltaico.

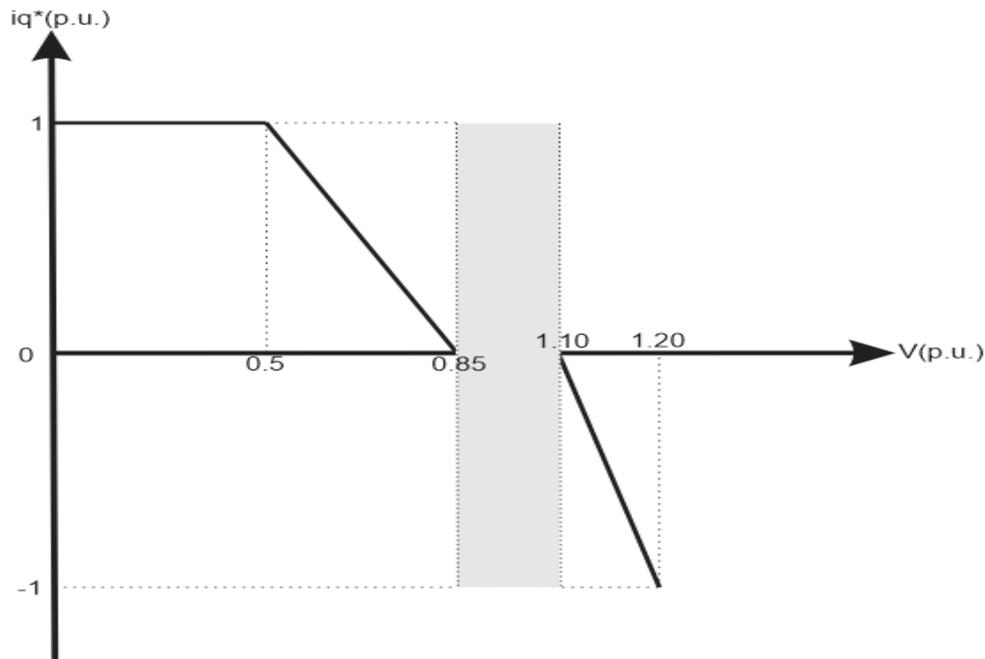


Fig. 1. Requerimientos LVRT del código de red de Brasil

- **Potencia Activa Constante (PAC)**

El objetivo del controlador de PAC es anular la oscilación y sostener la inyección de potencia activa de salida durante fallas en la red. Por lo tanto, al utilizar este método de control la potencia activa promedio se mantiene constante durante este corto período de tiempo en que está presente la falla. La corriente activa en el controlador de PAC se expresa mediante la ecuación (2):

$$i_d = \frac{k_p}{v} i_n \quad (2)$$

donde i_d se define como la corriente activa, k_p es la relación de potencia activa ($0 \leq k_p \leq 1$), v la tensión en p.u. del PCC durante la falta e i_n es la corriente nominal del inversor fotovoltaico. La corriente reactiva (i_q^*) depende del valor de tensión y se determina siguiendo la ecuación (1).

- **Potencia Reactiva Constante (PRC)**

A diferencia del control de PAC, PRC utiliza las referencias de corriente reactiva para mantener la potencia reactiva durante la falla de la red. Al usar este controlador, debe asegurarse que se cumpla con el requisito de corriente reactiva mínima establecido por el código de red de Brasil que se representa en la ecuación (1). La ecuación (3) muestra la expresión para el control de PRC:

$$i_q = \frac{k_q}{v} \quad (3)$$

donde k_q es la relación de potencia reactiva.

La figura 2, ilustra la correspondencia entre la corriente reactiva i_q y la relación de potencia reactiva k_q como se explica en las ecuaciones (1) y (3), respectivamente. La línea recta de color azul representa la ecuación (1), en condiciones ideales, mientras que las otras tres líneas representan la ecuación (3). Basado en la ecuación (3), todo i_q debe estar por encima de la línea recta de color azul, para cumplir la condición establecida en el código de red. Se han probado cinco valores de k_q (0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4) en la ecuación (3), pero solo los valores de k_q de 0.8, 0.7, 0.6 y 0.5 pasan, mientras que $k_q = 0.4$ infringe la condición de la ecuación (1). El k_q mínimo que satisface la ecuación (1), es 0.5, que se utilizará en las discusiones de las secciones posteriores.

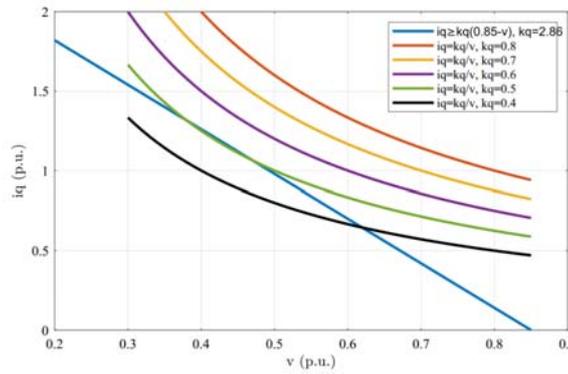


Fig. 2. Relación entre la corriente reactiva, i_q y la relación de potencia reactiva, k_q [10]

- **Control de Corriente Activa Constante (CAC)**

Este controlador de CAC tiene la capacidad de inyectar una corriente activa constante en condiciones desequilibradas. Alternativamente, para el control de corriente activa constante, la corriente reactiva (i_q) se determina primero en base a la ecuación (1), posteriormente, la corriente activa (i_d), se mantiene como un valor constante durante la falla y puede ser cualquier valor entre 0 y su corriente nominal, como se expresa en la ecuación (4):

$$i_d = \beta i_n; 0 \leq \beta \leq 1 \quad (4)$$

donde β se define como la relación de corriente activa.

- **Control de Corriente Activa Variable (CAV)**

El controlador CAV es basado en la ecuación (5), nótese que la corriente i_d es función de la corriente i_q , la cual es determinada inicialmente mediante la ecuación (1), y de la corriente máxima i_{max} , predeterminada para la protección contra sobrecorriente del inversor.

$$i_d = i_{max} - i_q \quad (5)$$

- **Control de Corriente Máxima (CCM)**

El control CCM se basa en la corriente reactiva i_q , determinada a partir de la ecuación (1), una vez obtenido este valor se calcula la corriente activa i_d a ser entregada por el inversor, como se formula en la ecuación (6). Este controlador tiene como objetivo proteger al inversor de daños por sobrecorriente. Aquí, el valor de la corriente máxima i_{max} depende de la arquitectura de diseño y del controlador del inversor, centrándose en los interruptores electrónicos de potencia.

$$i_d = \sqrt{i_{max}^2 - i_q^2} \quad (6)$$

RESULTADOS

Se desarrolló un modelo de simulación en MATLAB/Simulink como se ilustra en la figura 3. El modelo es una muestra de una red de transmisión que consta de una red infinita (RED) de 230 kV que actúa como fuente principal, un transformador equivalente de 120 MVA 230/25 kV, dos líneas de transmisión de 80 km (Líneas 1 y 2), en la línea 2 se aplica una falla trifásica al 50% de la distancia de la línea. Un generador fotovoltaico de 100 MVA también está conectado a estas dos líneas a través del transformador. El generador fotovoltaico fue modelado de tal manera que puede proporcionar inyección de corriente reactiva de acuerdo con los requisitos que se muestran en la figura 1.

Además, los diversos controles de ICR revisados anteriormente, que incluyen Potencia Activa Constante, Potencia Reactiva Constante, el Control de Corriente Activa Constante, Control de Corriente Activa Variable y Control de Corriente Máxima están programados en el modelo fotovoltaico. En todos los modelos de generador fotovoltaico, la corriente de falla máxima se ha limitado a 1.2 p.u. de su corriente nominal ($i_{max} = 1.2$ p.u.) de acuerdo con [14].

La simulación comienza con una falla trifásica a la mitad de la línea 2. Luego, la resistencia de falla es aumentada en pasos de $0,1 \Omega$ hasta que la tensión registrada en el PCC alcance el valor de 0.85 p.u. En el proceso, las corrientes de falla entregada por el generador fotovoltaico obtenida para cada simulación se registran y representan gráficamente para representar la característica de corriente de falla para cada método de ICR.

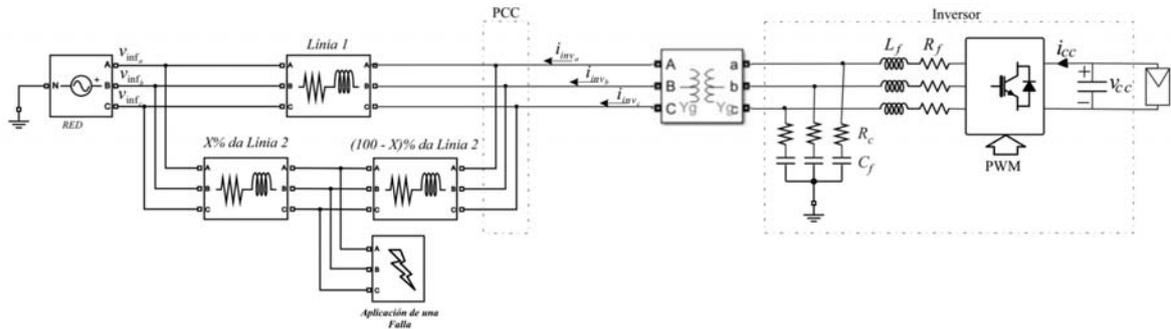


Fig. 3. Modelo para la simulación en MATLAB

Característica de corriente de falla del parque fotovoltaico con Potencia Activa Constante (PAC)

A continuación, las características de la corriente de falla del parque fotovoltaico I_{pv} simulada para ICR, que usa control de potencia activa constante, se muestran en la figura 4. Como puede observarse, las diferentes relaciones de potencia activa (k_p) se simulan consecutivamente de 0 a 1 en pasos de 0.1. Se puede observar que las corrientes de falla a tensiones por debajo de 0.85 p.u. están limitadas a 1.2 p.u., lo que se debe a la intervención del control de límite de corriente máxima ($i_{max}=1.2$ p.u.) en el inversor. Incluso cuando se varía la relación de potencia activa (k_p), la corriente de falla siempre se caracteriza por una corriente constante para tensiones por debajo de 0.5 p.u. y una corriente que decae casi linealmente entre las tensiones de 0.5 p.u. a 0.85 p.u..

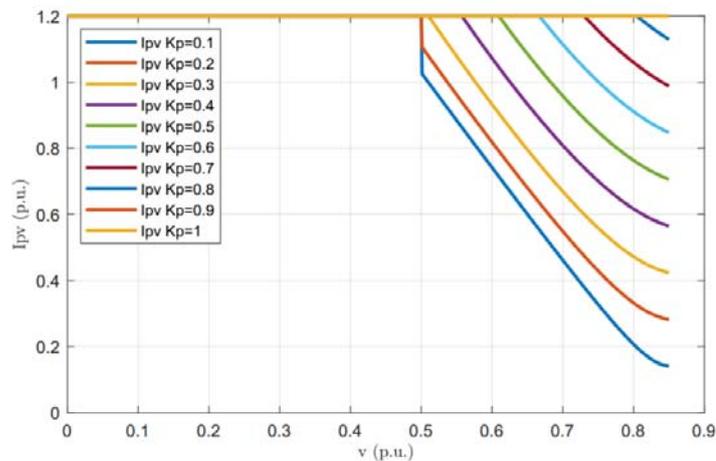


Fig. 4. Característica de la corriente del parque fotovoltaico I_{pv} usando PAC

La respuesta de la corriente activa y reactiva para este control, suponiendo $k_p = 0.5$, se muestra en la figura 5. La corriente reactiva (i_q) se calcula primero de acuerdo con la ecuación (1) y está representado por la línea roja. Posteriormente, la corriente activa (i_d) para $k_p = 0.5$ se puede obtener utilizando la ecuación (2), como se muestra en la línea de color negro. Entonces, la corriente de falla del parque fotovoltaico (I_{pv}) se puede obtener usando la ecuación (7), la cual está representada por la línea azul.

$$I_{pv} = \sqrt{i_d^2 + i_q^2} \quad (7)$$

Eventualmente, la corriente de falla estará limitada por la configuración del límite de corriente máxima, i_{max} de 1.2 p.u. en este caso.

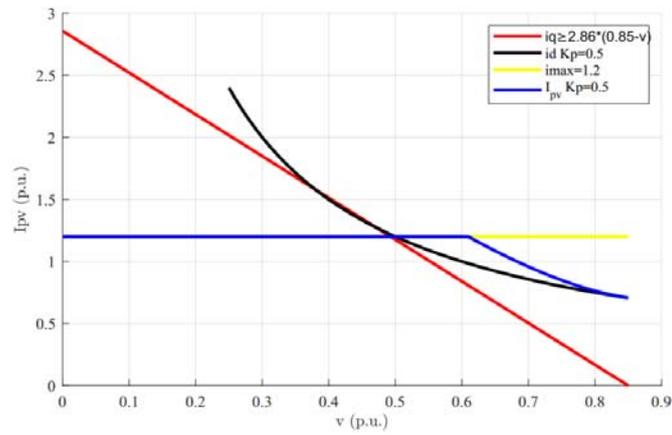


Fig. 5. Respuesta de la corriente activa y reactiva usando PAC

Característica de corriente de falla del parque fotovoltaico con Potencia Reactiva Constante (PRC)

Las características de la corriente de falla del parque simulada para ICR con control de potencia reactiva constante se muestran en la figura 6. En este método de control, la corriente activa (i_d) se supone primero en 0 y la relación de potencia reactiva (k_q) se simula consecutivamente de 0.5 a 1 con un tamaño de paso de 0.1. Es importante tener en cuenta que la selección de la relación de potencia reactiva (k_q) no puede ser inferior a 0.5, como se explicó anteriormente en la figura 2.

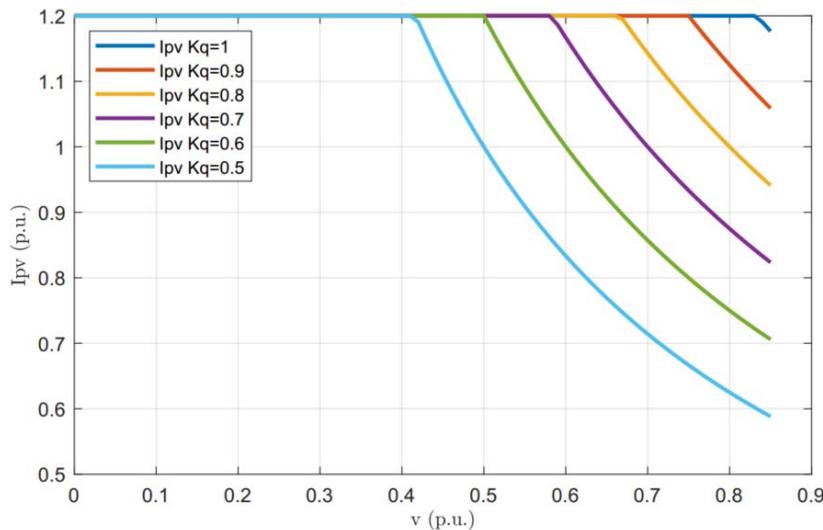


Fig. 6. Característica de la I_{pv} usando PRC

Las características de corriente de falla obtenidas en la figura 6 pueden explicarse matemáticamente. Suponiendo una relación de potencia reactiva $k_q = 0.5$, la respuesta de la corriente reactiva (i_q) siguiendo la ecuación (3), sería igual a la suma vectorial de las corrientes activa y reactiva de acuerdo a la ecuación (7), dado que $i_d = 0$, lo hizo que la corriente de falla del parque fotovoltaico fuera igual a la corriente reactiva, $I_{pv} = i_q$. Debido a la saturación por corriente máxima permisible en el inversor, la corriente de falla resultante se limitará a 1.2 veces la corriente nominal, como se muestra en la figura 6. Esta figura 6, además muestra que las características de la corriente de falla del parque fotovoltaico presentan una tendencia similar, incluso si la relación de potencia reactiva (k_q) varía de 0.5 a 1.

Característica de corriente de falla del parque fotovoltaico con Control de Corriente Activa Constante (CAC)

La figura 7, muestra los resultados de la simulación para las características de corriente del parque fotovoltaico I_{pv} utilizando ICR con control de corriente activa constante, donde la relación de corriente activa (β) varía de 0 a 1. Se puede observar que la corriente de falla se caracteriza por una corriente constante para tensiones por debajo de 0.5 p.u. y una corriente de decaimiento exponencial leve en la región de tensiones entre 0.5 p.u. hasta 0.85 p.u..

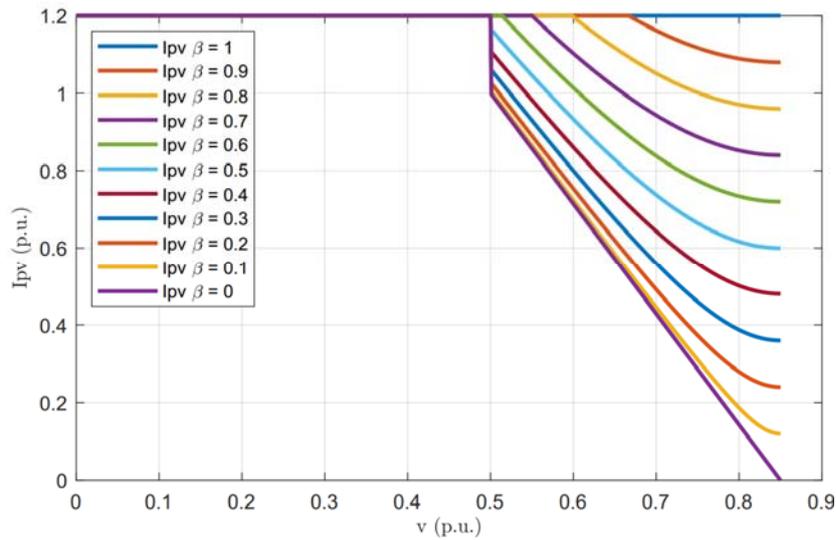


Fig. 7. Característica de la I_{pv} usando CAC

Los resultados obtenidos en la figura 7, pueden explicarse matemáticamente usando la figura 8. Suponiendo que $\beta = 0.5$, la ecuación (4), conducirá a una corriente activa constante (i_d) de 0.5 p.u. en todo el rango de tensiones, como se muestra en la línea negra. Mientras que las corrientes reactivas (i_q) se obtienen siguiendo la ecuación (1), que se muestra como la línea azul. Entonces, las corrientes de falla resultantes se pueden determinar usando la ecuación (7). Eventualmente, debido a las limitaciones de i_{max} , las corrientes de falla del parque fotovoltaico (I_{pv}) están limitadas a 1.2 p.u. como se muestra en la línea roja.

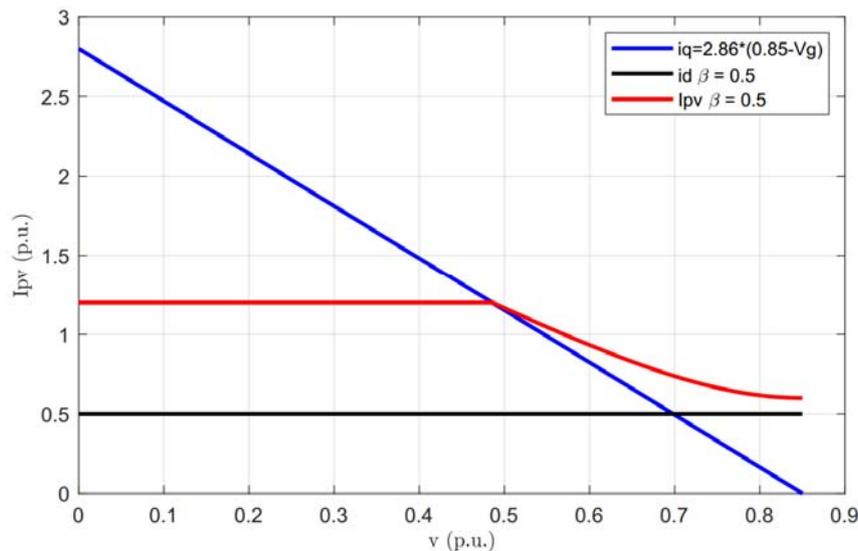


Fig. 8. Respuesta de la corriente activa y reactiva usando CAC

Característica de corriente de falla del parque fotovoltaico con Control de Corriente Activa Variable (CAV)

La corriente de falla simulada con respecto a la tensión del PCC, para el control de corriente activa variable, se ilustran en la figura 9. En esta simulación, además de variar la resistencia de falla, también se cambia el límite máximo de corriente (i_{max}) de 1 a 2 p.u. en pasos de 0.1 p.u., como se puede observar, un límite de corriente máxima más alto (i_{max}) permite una mayor contribución de corriente de falla promedio, además de eso, las características de la corriente de falla generalmente se pueden separar en dos regiones: una región de corriente de falla constante y una región de corriente de falla en "forma de U", sin embargo, debe tenerse en cuenta que el límite superior de la corriente de falla está limitado por el límite de corriente máximo predeterminado, en consecuencia, cualquier corriente de falla que exceda este límite será recortada por el control del inversor, lo que da como resultado una región de corriente de falla constante.

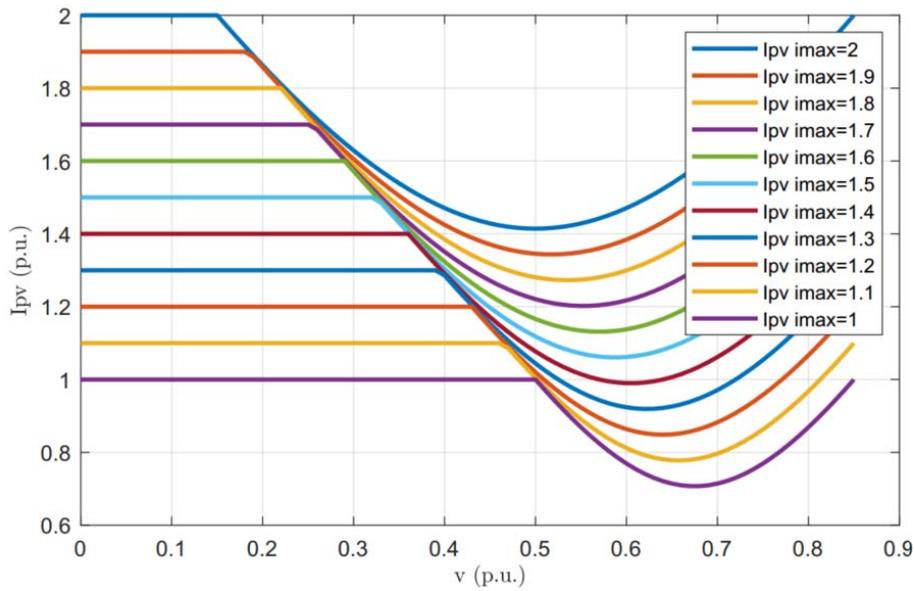


Fig. 9. Característica de la I_{pv} usando CAV

Las características de la corriente de falla del parque fotovoltaico obtenidas en la figura 9, son la respuesta resultante de las corrientes activa y reactiva, que se pueden explicar utilizando la figura 10. Primero, los requerimientos de corrientes reactivas (i_q) sobre las diferentes tensiones terminales, se determina usando la ecuación (1), como se muestra en la figura 2. A continuación, suponiendo que $i_{max} = 1.2$, la corriente activa (i_d) se determina siguiendo el control de corriente activa variable en la ecuación (5). Posteriormente, la corriente de falla del parque fotovoltaico (I_{pv}), saturada en $i_{max} = 1.2$, se calcula como la suma vectorial de las corrientes activa y reactiva, siguiendo la ecuación (7).

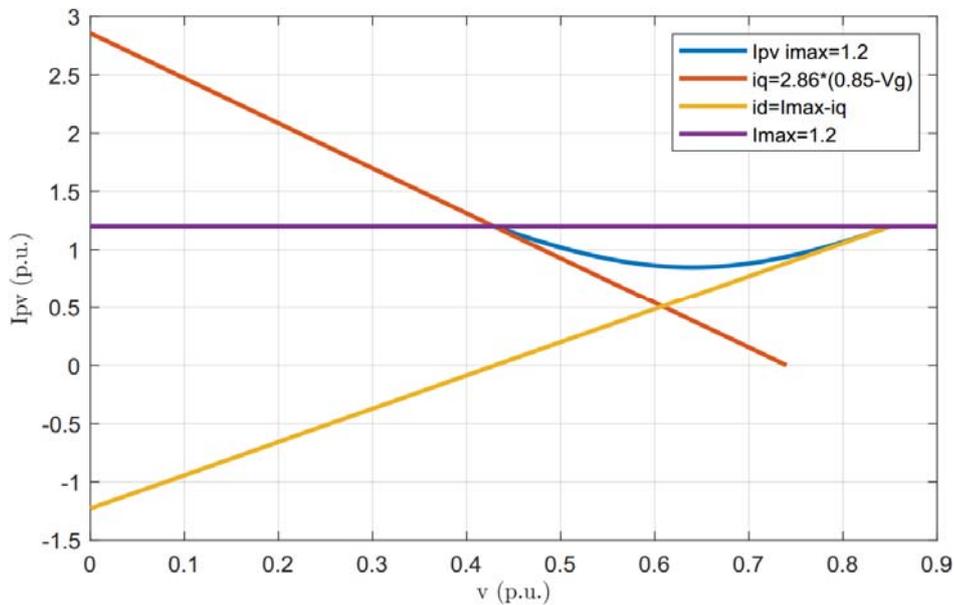


Fig. 10. Respuesta de corriente activa y reactiva

Característica de corriente de falla del parque fotovoltaico con Control de Corriente Máxima (CCM)

La figura 11, muestra las características de la corriente de falla simulada para ICR usando el control de corriente máxima. Para esta simulación, el límite de corriente máxima (i_{max}) se varía de nuevo consecutivamente de 1 a 2 con pasos de 0.1. Se puede observar que la corriente de falla se caracteriza por una región constante, con magnitud igual al límite de corriente máxima predeterminado (i_{max}). En términos de explicación matemática, la corriente reactiva (i_q) se determina primero usando la ecuación (1), seguido de la determinación de las corrientes activas (i_d) usando la ecuación (6).

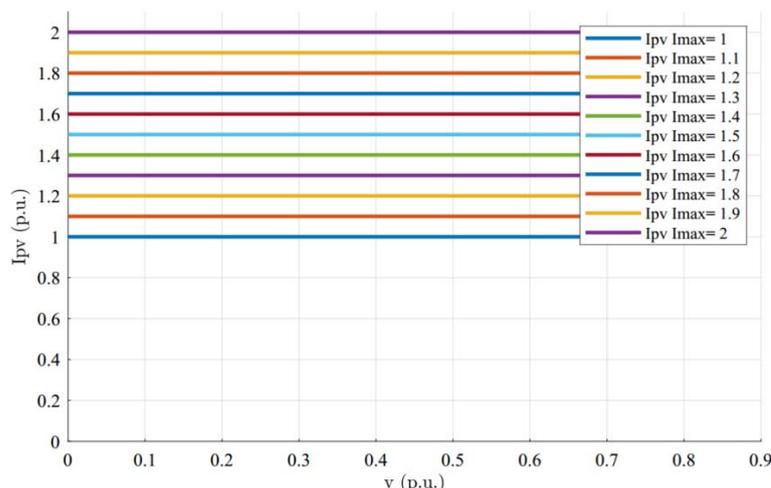


Fig. 11. Característica de la I_{pv} usando CCM

CONCLUSIONES

En este documento, se han establecido las diversas características de corriente de falla posibles para el generador fotovoltaico, usando el código de red de Brasil, especialmente para cumplir con el requisito de ICR. En total, se muestran cinco tipos diferentes de controles de ICR que son: control de potencia activa constante, control de potencia reactiva constante, control de corriente activa constante, control de corriente activa variable y control de corriente máxima. Cada uno de estos controles generó diferentes características de corriente de falla. Las diferencias de estas características de corriente de falla se deben principalmente a las respuestas de las corrientes activas y reactivas que se han utilizado para lograr diferentes objetivos, como mantener la potencia activa o reactiva. Con el establecimiento de estas tendencias de corriente de falla de los diversos controles de ICR, las disputas relacionadas con la viabilidad del relé de sobrecorriente para aplicaciones en fuentes de energía renovables, que usen inversores como interfaz entre la red y la generación, se pueden resolver y se puede incorporar el tipo correcto de configuración de control del inversor para permitir un rendimiento satisfactorio de los relés de sobrecorriente en los inversores en el futuro.

REFERENCIAS

- [1] Obeidat, F., "A comprehensive review of future photovoltaic systems," *Solar Energy*, 2018, vol. 163, pp. 545-551, ISSN: 0038-092X. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X18300719>
- [2] Teodorescu, R., Liserre, M., and Rodriguez, P., *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*: John Wiley & Sons, 2011. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: https://books.google.com.br/books?hl=es&lr=&id=5k4tmcVIaM0C&oi=fnd&pg=PP10&dq=Grid+converters+for+photovoltaic+and+wind+power+systems&ots=vdRYdycgtn&sig=GfTN_q7JriRgcr2XMTaMmWR0n70&redir_esc=y#v=onepage&q=Grid%20converters%20for%20photovoltaic%20and%20wind%20power%20systems&f=false
- [3] Landera, Y. A. G., Neves, F. A., Neto, R. C., Alonso, A. A. B., and Viltre, L. L., "Revisão e comparação dos recentes requisitos de integração de fontes renováveis de energia/Review and comparison of recent requirements for the integration of renewable energy sources/Revisión y comparación de los actuales requisitos de integración de fuentes renovables de energía," *Ingeniería Energética*, 2020 vol. 41, ISSN: 1815-5901. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://www.redalyc.org/journal/3291/329170753004/329170753004.pdf>
- [4] Abdel-Khalik, A. S., Elserougi, A. A., Massoud, A. M., and Ahmed, S., "Fault current contribution of medium voltage inverter and doubly-fed induction-machine-based flywheel energy storage system," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2012 vol. 4, pp. 58-67, ISSN: 1949-3029. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6209458>
- [5] Wang, Y., Jia, K., Li, C., Lin, Y., and Liu, B., "Calculation of penetration level for inverter Interfaced distributed generator considering Protection constraints in distribution network," in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2016, pp. 552-556, ISBN: 1509054189. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7779565>

- [6] Strezoski, L., Prica, M., and Loparo, K. A., "Generalized Δ -circuit concept for integration of distributed generators in online short-circuit calculations," IEEE Transactions on Power Systems, 2016 vol. 32, pp. 3237-3245, ISSN: 0885-8950. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7589061>
- [7] Weise, B., "Impact of K-factor and active current reduction during fault-ride-through of generating units connected via voltage-sourced converters on power system stability," IET Renewable Power Generation, 2015 vol. 9, pp. 25-36, ISSN: 1752-1416. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/iet-rpg.2014.0116>
- [8] Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., and Timbus, A. V., "Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems," IEEE Transactions on industrial electronics, 2006 vol. 53, pp. 1398-1409, ISSN: 0278-0046. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1705631>
- [9] Yang, Y., Wang, H., and Blaabjerg, F., "Reactive power injection strategies for single-phase photovoltaic systems considering grid requirements," IEEE Transactions on Industry Applications, 2014 vol. 50, pp. 4065-4076, ISSN: 0093-9994. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6874508>
- [10] Oon, K. H., Tan, C., Bakar, A., Che, H. S., Mokhlis, H., and Illias, H., "Establishment of fault current characteristics for solar photovoltaic generator considering low voltage ride through and reactive current injection requirement," Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018 vol. 92, pp. 478-488, ISSN: 1364-0321. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118303393>
- [11] Al-Shetwi, A. Q., Sujod, M. Z., Blaabjerg, F., and Yang, Y., "Fault ride-through control of grid-connected photovoltaic power plants: A review," Solar Energy, 2019 vol. 180, pp. 340-350, ISSN: 0038-092X. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X19300416>
- [12] Neumann, T. and Erlich, I., "Modelling and control of photovoltaic inverter systems with respect to German grid code requirements," in 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012, pp. 1-8, ISBN. 1467327298. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6345310>
- [13] Eletrico, O. N. d. S. Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, Procedimentos de Rede-Submódulo 2.10. Brasil 2021. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.10-RQ_2020.12.pdf
- [14] ABB, "PVS800-57B central inverters Hardware manual," 2017. [Consultado 28 de febrero de 2022]. Disponible en: https://www.fimer.com/sites/default/files/KMLF100x_en.pdf

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Yandi Gallego Landera: <https://orcid.org/0000-0002-9576-4796>

Conformación de la idea de la investigación, desarrollo del estudio, recopilación de datos, diseño del artículo, redacción del texto del artículo, revisión crítica del contenido y aprobación final.

Lesyani León Viltre: <https://orcid.org/0000-0003-1822-2480>

Conformación de la idea de la investigación, recopilación de datos, diseño del artículo, redacción del texto del artículo, revisión crítica del contenido y aprobación final.

Grettel Esther Quintana de Basterra: <https://orcid.org/0000-0003-0804-3956>

Redacción del borrador del artículo, revisión crítica de su contenido y la aprobación final.

David Lara León: <https://orcid.org/0000-0002-9344-0093>

Participación en la simulaciones. Redacción del borrador del artículo, revisión crítica de su contenido y la aprobación final.