

Implantación Real de una Microrred en un Sistema de Distribución 34,5 kV: Experiencia del Proyecto Colombari

Premio CIER de Innovación: Ing. José Vicente Camargo Hernández

Categoría DESCENTRALIZACIÓN

Autores

Felipe Crestani dos Santos, Dabit Gustavo Sonoda, Guilherme Louro Justino

FPTI Brasil

Zeno Luiz Iesen Nadal, Rafael de Oliveira Ribeiro, Rodrigo Braun dos Sanztos

COPEL Distribución

Rogério Meneghetti, Maycon G Vendrame
ITAIPU

entre ITAIPU, FPTI-BR, Copel y CIBiogás, y, dentro de sus características operacionales, puede ser considerada la primera microrred en sistemas de distribución del Brasil. Con inicio de operación en septiembre de 2021, la estructura propuesta permite que unidades consumidoras se mantengan energizadas, a través de unidades de generación distribuida durante desconexiones de emergencia de la red principal. En total, cuatro consumidores son mantenidos energizados en 7 km de red primaria (34,5 kV).

Palabras clave — Microrredes; Microgrids; Generación Distribuida; Sistemas de Distribución.

Resumen

Este trabajo presenta los aspectos de implantación de una microrred en un sistema de distribución instalada en la región oeste del Paraná. La microrred es un proyecto piloto ejecutado

1. Introducción

El empleo de redes inteligentes y microrredes es una tendencia mundial que está alterando de forma significativa el proceso de planeamiento y operación de los Sistemas de Distribución (SDs). Esos conceptos ganaron notoriedad debido principalmente a la consolidación de la Generación Distribuida (GD), con un aumento significativo de penetración en los SDs (1) y a los avances tecnológicos en el área de la Ciencia de

la Computación, integrando diversos equipamientos instalados a lo largo del sistema eléctrico, permitiendo así diversos automatismos que ayudan en el gerenciamiento del sistema en sí (2).

Sin embargo, aunque las justificativas y beneficios del concepto de microrredes ya están evidenciados en la literatura técnica, este es un tema que aún carece de investigación y desenvolvimiento técnico.

En Brasil, algunas iniciativas de la agencia reguladora y de las propias concesionarias de distribución de energía eléctrica indican un movimiento en el sentido de viabilizar la implementación de microrredes. A través de la Nota Técnica no 0076/2021, la *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) abrió la Tomada de Subsidios 011/2021 para el debate de nuevos modelos regulatorios con la inserción de los recursos energéticos distribuidos, incluyendo respuesta a la demanda, usinas virtuales y microrredes (3). Copel, concesionaria de distribución de energía en el estado de Paraná, realizó la *Chamada Pública COPEL DIS001/2020* con objetivo de contratar energía proveniente de productores independientes de energía (4).

Este IT presenta los resultados de un proyecto piloto ejecutado entre ITAIPU Binacional, FPTI, Copel y CIBiogás para la implementación de una microrred en SD rural. El objetivo del IT es el intercambio de las experiencias obtenidas por el trabajo.

1.1 Presentación General del Proyecto

El P&D titulado “Proyecto Piloto de Microrred en la Región Oeste del Paraná”, financiado por la ITAIPU Binacional, nació de la oportunidad de mejorar la calidad de la energía eléctrica en zonas rurales de la región de influencia de la usina.

El lugar elegido para la implementación del proyecto fue la Granja São Pedro Colombari. Localizada en la zona rural de la ciudad de *São Miguel do Iguaçu*, región oeste del Paraná.

Esta P&D asumió como objetivo la implantación real de una microrred piloto, destinada a mantener el suministro de energía eléctrica para un grupo de consumidores locales en casos de desconexiones de emergencia de la red principal. A través del proyecto se buscó medir e identificar potenciales formas de replicación de la solución para otros sistemas rurales brasileños.

2. Materiales y Métodos: Estructura de la Microrred

Esta sección presenta sucintamente el desarrollo del proyecto desde la etapa de estudio y definición del área de alcance de la microrred hasta su entrada en operación.

2.1 Limitación del área de Alcance

Los estudios iniciales para la delimitación de la isla eléctrica consistieron en la caracterización de los consumidores vecinos a la planta de generación. A partir del histórico de consumo de las UCs, características constructivas y operacionales de la red y del generador, fueron realizados estudios en régimen permanente y dinámico. Así, fue posible definir un área de alcance con un margen de seguridad operacional adecuado, resultando en la zona rectangular resaltada en la **Figura 1 (a)**. La estructura final consiste en el suministro de 4 UCs en aproximadamente 7 km de red primaria, siendo tres de estas unidades conectadas a través de un ramal monofásico de cable de acero de aproximadamente 2,2 km.

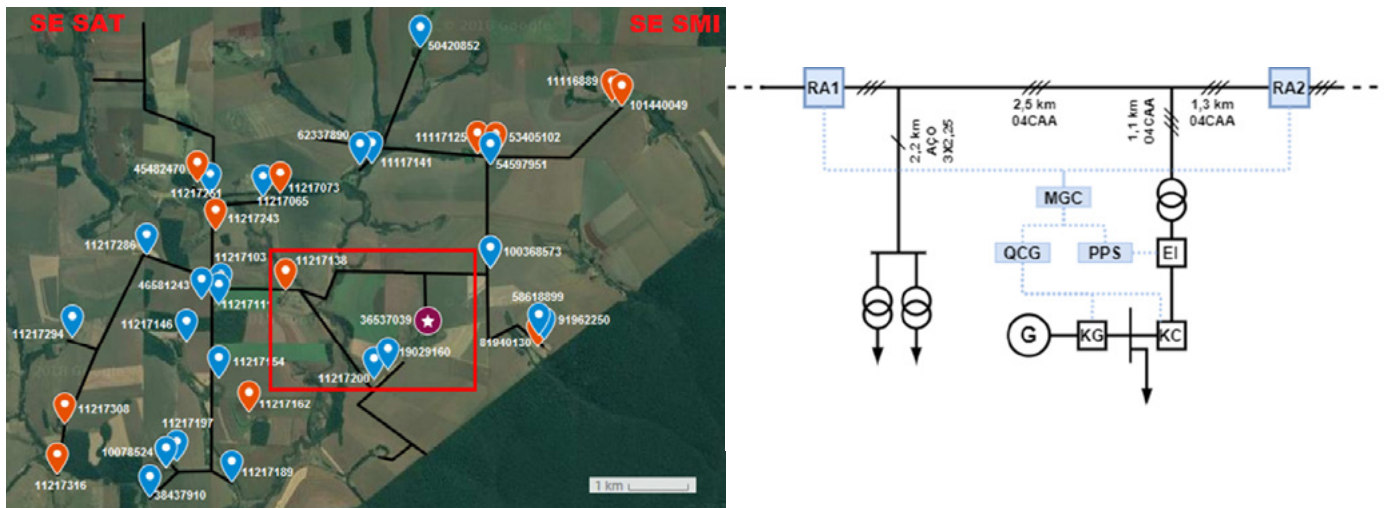


Figura 1. Caracterización de la microrred. (a) Delimitación del área de alcance, (b) Esquema Eléctrico.

2.2 Arquitectura de Control y Protección

La lógica de operación de la Microrred Colombari fue desarrollada con el equipo técnico de la Copel. Los principales elementos fueron los Reconectores Automáticos (RAs), equipos comúnmente encontrados en un sistema de distribución de la Copel.

Estos elementos son los responsables por la desconexión eléctrica de la microrred durante una desconexión de emergencia del SD Copel, formando un subsistema compuesto por UCs y GDs pertenecientes a la isla. En específico en la Microrred Colombari, dos RAs son utilizados para la delimitación del área de alcance de la microrred, como se indica en la **Figura 1 (b)**, además hay otros tres elementos de control: Panel de Protección y Seccionamiento (PPS), Tablero de Comando del Generador (QCG) y Controlador Central de la Microrred (MGC).

El MGC es el único elemento insertado en la estructura de la microrred propuesta que no es utilizado en sistemas de generación distribuida convencionales. Sin embargo, se destaca que, dependiendo de la com-

plejidad propuesta, la lógica de control de la microrred también podría ser integrada en el propio relé de protección del PPS. El MGC es responsable por el comando de cambio de los modos de operación PPS y QCG de acuerdo con las condiciones operativas del SD, las cuales son caracterizadas por el monitoreo de algunas variables de los RAs.

2.2.1 Parametrización de los RAs.

La proposición de la lógica de operación de la microrred fue basada en el criterio de permitir una fácil replicación de la estructura en otras localidades del SD Copel. Por lo tanto, fue realizada la menor cantidad de cambios posibles en los modos de operación ya empleados por la concesionaria.

La detección es realizada a través de la función de protección *Loop Scheme* estando cada RA parametrizado para efectuar el TRIP de la función de acuerdo con el monitoreo de la tensión trifásica del lado de la fuente del RA (aguas arriba). El *reset* de TRIP de la función es realizado normalmente a través del comando remoto desde el centro de operación de la concesionaria. Para la lógica de funcionamiento de la

microrred se utilizan un total de cuatro variables monitoreadas en los RA, a saber:

- TRIP_OCP: Variable que indica la actuación de TRIP por funciones de sobrecorriente en el RA;
- TRIP_LS: Variable que indica la actuación de TRIP por la función *Loop Scheme* de la RA;
- LIVE_BUS: Variable que indica la presencia de tensión en el lado fuente del RA.;
- STATUS_RA: variable que indica la posición (ABIERTA o CERRADA) de la RA.

La interfaz adoptada entre RAs y MGC es unidireccional, de RA a MGC, de esta forma, se mantienen los requisitos de ciberseguridad. En relación al medio físico, el proyecto adopto convertidores de contacto seco para fibra óptica para la transmisión de estos binarios.

2.2.2 Parametrización del PPS

Con relación a los requisitos técnicos del PPS, se debe incluir un nuevo grupo de ajustes para garantizar la debida protección eléctrica del sistema durante el modo de operación en isla. Este cambio de grupo de ajuste se realiza por una entrada binaria proveniente del MGC. Para el grupo de ajustes que consideran el funcionamiento en modo conectado, no son necesarios cambios debido a la implementación de la lógica de funcionamiento de la microrred. No obstante, para el funcionamiento en modo isla se destacan los siguientes aspectos:

- Inhabilitación de las protecciones anti-isla.
- Inversión de la lógica de check línea viva – barra muerta.

- Protección de Sobrecorriente.
- Protecciones contra desequilibrios de corriente.
- Protecciones de Frecuencia.

2.2.3 Parametrización del QCG

El cambio del modo de funcionamiento del QCG se refiere a la conmutación de las mallas de control de tensión y velocidad de los generadores síncronos, o mallas de control de tensión y corriente a los sistemas compuestos por inversores. Para el funcionamiento en isla, la tensión y frecuencia deben controlarse en función de la disposición específica entre los GD de la microrred.

Esquemas de control en modo *droop* pueden ser aplicados en función de la configuración de la microrred. Como la Microrred Colombari sólo tiene un generador síncrono, durante el modo de operación en isla el generador opera conforme una malla de control del tipo isócrono.

2.2.4 Implementación del MGC

Para minimizar el impacto del funcionamiento actual del sistema de la concesionaria local, la filosofía de control propuesta permita que la microrred funcione de forma aislada solo en caso de paradas de emergencia del SD. En este contexto, a través de los puntos de monitorización del RA, el sistema de control debe identificar el estado de funcionamiento de la SD y activar las lógicas de transición entre los modos de funcionamiento conectado y aislado.

En la microrred Colombari, la formación de islas se realiza de acuerdo con las siguientes condiciones:

Los dos RAs deben estar en condición ABIERTO; La abertura de los RAs deben ser de origen TRIP *Loop Scheme*; La función asociada al TRIP OCP del RA1 no debe estar activa.

Para la transición de modo aislado a conectado, el MGC monitorea la presencia de tensión aguas arriba del RA1 a través de la variable LIVE_BUS asociada al reconectador en cuestión. Adicionalmente, la lógica también interrumpe el funcionamiento en modo aislado en caso de posibles fallos de comunicación entre los reconectores y el MGC – en el caso de la microrred Colombari, debido a una posible ruptura de la fibra o un mal funcionamiento de los conversores de contacto seco para fibra óptica – y en caso de TRIPs asociados a la función de protección contra sobrecorriente en el IED de protección del PPS.

En el ámbito de la implementación, esta lógica se realiza a través de una máquina de estados compuesta por dos estados, “Modo Conectado” y “Modo Aislado”, en la que la transición entre los estados es guiada a través de los eventos descritos anteriormente.

3. Resultados: Implantación de la Microrred

3.1 Pruebas en laboratorio

Para el proyecto en cuestión, se adoptaron pruebas en una plataforma de simulación en tiempo real, del tipo lazo cerrado (*Hardware-in-the-Loop (HIL)*), que presenta como principal característica la alta fidelidad. Las pruebas se realizaron en las instalaciones del FPTI-BR, que cuenta con una completa infraestructura para el análisis de sistemas de protección y control mediante simulaciones en tiempo

real, a través de un simulador digital en tiempo real (RTDS).

El *setup* de las pruebas es presentado en la **Figura 2(a)**. La planta de generación y el sistema eléctrico fueron representados digitalmente en el RTDS, mientras que los demás equipos físicos de la estructura de control y protección fueron evaluados de forma integrada, siendo: Panel de Control y Tanque de los RAs (RA1 y RA2), relé de protección del PPS, MGC y Emulador del Centro de Operación de Distribución (COD). En la prueba se utilizaron un total de 12 canales de tensión monofásica, 9 canales de corriente monofásica y 31 canales binarios (entradas y salidas). Mediante las pruebas, se pretendía evaluar el desempeño en función de tres características principales:

- Estructura del sistema de comunicación e interfaz lógica: Evaluación de la correcta sensibilización de las binarias de los reconectores y envío de esta información al controlador de la microrred (MGC);
- Lógica de control: evaluación de los procesos de transición entre los modos de funcionamiento conectado a aislado y aislado a conectado;
- Sistema de protección: Evaluación del desempeño y parametrización del relé de protección, considerando la operación aislada (protecciones: 27, 59, 50, 51, 81 U/O y 32)

A lo largo del proyecto se desarrolló una réplica de la estructura de control y protección de la microrred Colombari (**Figura 2 (b)**) para permitir la reproducción de las condiciones de funcionamiento del sistema durante su fase de operación.

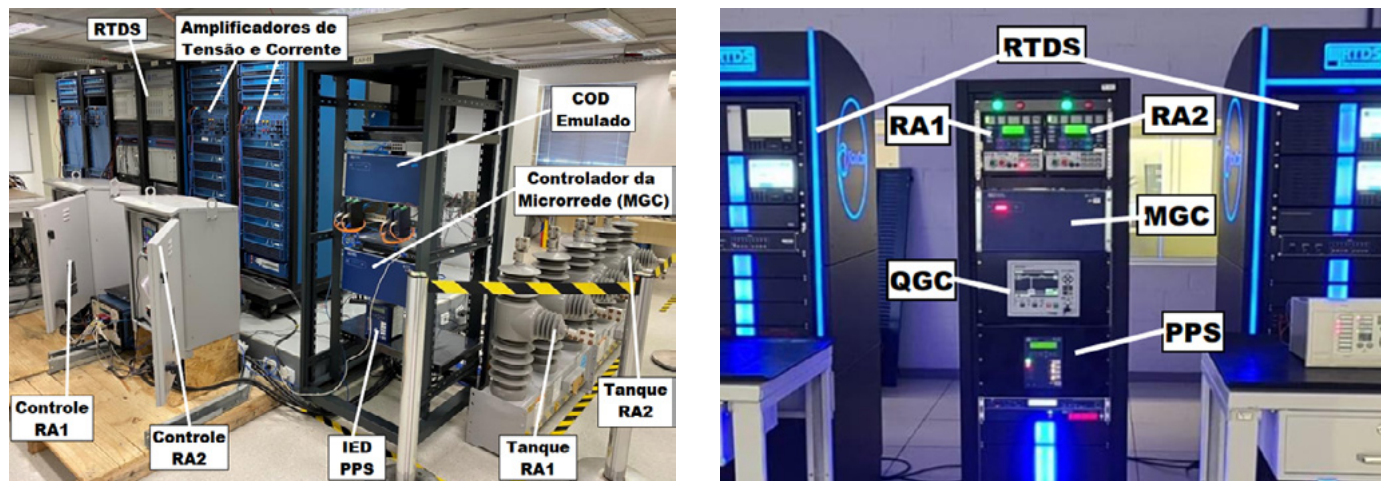


Figura 2. Entorno de simulación en tiempo real. a) Pruebas en malla cerrada, b) Panel de control y protección.

3.2 Pruebas en campo

En los días 10, 11 y 12 de agosto de 2021 se realizaron un total de 5 eventos de isla intencional, a través de los cuales fue posible evaluar el desempeño de la lógica de control en tres principales aspectos operacionales: transición del modo conectado al modo isla, funcionamiento en isla continuo y transición del modo isla al modo conectado.

El primer aspecto fue evaluado a través de la abertura de los interruptores fusibles aguas arriba del RA1. El tiempo en este proceso se compone básicamente del tiempo de TRIP de la función *Loop Scheme* de las RAs, tiempo de arranque remoto del sistema moto-generador (QCG) y temporización asociada a la lógica de *check* línea viva en la entrada de servicio (PPS). Los tiempos configurados en la microrred Colombari son 40 s para el TRIP *Loop Scheme* (RA1 y RA2), 10 s para la lógica del QCG, (o 90 s si se requiere arranque remoto) y 10 s para la comprobación de línea viva (PPS). Los tiempos observados en las pruebas se mantuvieron en el rango de 65 s a 145 s.

Para el aspecto de funcionamiento continuo de la microrred, los eventos de entrada y salida de cargas

fueron aplicados mediante la conmutación de carga en una de las UCs externas, así fue posible evaluar la estabilidad del generador. Se instaló un medidor de calidad de energía eléctrica en la entrada de servicio (BT) de la propiedad más distante de la microrred. Las mediciones realizadas durante el funcionamiento en isla mostraron niveles mínimos de tensión en el rango de 118 V. Los eventos de aplicación de cortocircuito para la sensibilización de las funciones de protección del PPS y QCG fueron realizados en laboratorio a través de simulaciones en tiempo real.

Por último, a través del cierre de los interruptores fusibles fue posible emular el comportamiento de retorno a la red de la estructura de la microrred, retornando al modo conectado. El objetivo de la prueba fue verificar el comportamiento de la lógica en el proceso de recomposición del SD. Las pruebas señalaron el comportamiento deseado de la lógica. En las pruebas se observaron tiempos inferiores a 120 segundos.

La **Tabla 1** presenta el resumen de las pruebas en términos de energía generada y consumida (UCs internas y externas) de la Microrred Colombari. Durante aproximadamente 6 horas de operación en modo isla, las cargas internas de la microrred consumieron 236 kWh.

Para contribuir con la consolidación de la lógica propuesta, en la secuencia se presenta una discusión más detallada sobre una de las pruebas realizadas. En la **Tabla 2** se presenta la secuencia de eventos de la prueba n° 3 captada por el MGC, mientras que en la **Figura 3** se presentan las magnitudes eléctricas en el tiempo.

Para contribuir con la consolidación de la lógica propuesta, en la secuencia se presenta una discusión más detallada sobre una de las pruebas realizadas. En la **Tabla 2** se presenta la secuencia de eventos de la prueba n° 3 captada por el MGC, mientras que en la **Figura 3** se presentan las magnitudes eléctricas en el tiempo.

Prueba	Inicio	Fin	Generación (kWh)
#1	10/08/2021 11:31:51	10/08/2021 12:04:13	9,69
#2	10/08/2021 15:03:39	10/08/2021 16:00:47	35,79
#3	11/08/2021 10:33:54	11/08/2021 11:46:07	44,43
#4	11/08/2021 14:16:59	11/08/2021 15:59:44	96,83
#5	12/08/2021 10:27:13	12/08/2021 11:56:22	49,54
	Total:	~6h de Operación	236,28

Tabla 1. Resumen de las pruebas de isla intencional.

TimeStamp	Mensaje	EV.	TimeStamp	Mensaje	EV.
10:33:10.167	RA2 - Live Bus Off	I	10:35:34.697	RA2 - Live Bus On	III
10:33:10.225	RA1 - Live Bus Off		11:45:37.031	RA1 - Live Bus On	
10:33:54.199	RA2 - Closed Off	II	11:46:07.202	MGC - Islanded Operation Off	IV
10:33:54.200	RA1 - Closed Off		11:46:07.841	RA2 - Live Bus Off	
10:33:54.292	RA2 - Trip Loop Scheme On		11:46:33.440	RA1 - Closed On	
10:33:54.296	RA1 - Trip Loop Scheme On		11:46:33.505	RA1 - Trip Loop Scheme Off	V
10:33:54.402	MGC - Islanded Operation On		11:47:33.978	RA2 - Live Bus On	

Tabla 2. Secuencia de eventos en el MGC para la prueba de Isla # 3.

La prueba se subdividió en cinco eventos, según las acciones de la lógica de control:

- Condiciones iniciales: En los tres minutos iniciales capturados en la **Figura 3**, el sistema se encuentra en su condición inicial, funcionando de forma conectada con el SD. Los binarios (**Figura 3(a)**) indican que ambos reconectores están en la posición cerrada, con tensión presente en el lado de la fuente y sin indicación de TRIP por *Loop Scheme*. El generador funciona a una potencia nominal de 75 kW (**Figura 3 (b)**). La tensión en el PPS y la CU externa se sitúan en torno a 1,0 p.u., **Figura 3 (c) y Figura 3 (d)** respectivamente;

- **EV I:** A las 10:33 h son abiertos los interruptores fusibles RA1 (**Tabla 2**). Fue observado que los RA indican que no hay tensión en el lado de la fuente, la potencia del generador y la tensión en PPS y UC pasan a cero. Debido a la metodología de ensayo, retirada fase a fase de los interruptores fusibles, se observó una sobretensión momentánea en el PPS. El PPS se abrió debido a la función de protección anti-isla 78 y el control del generador también abrió el elemento de interrupción mediante la función de protección de desequilibrio de corriente;

Resultados de la prueba de funcionamiento en isla #3

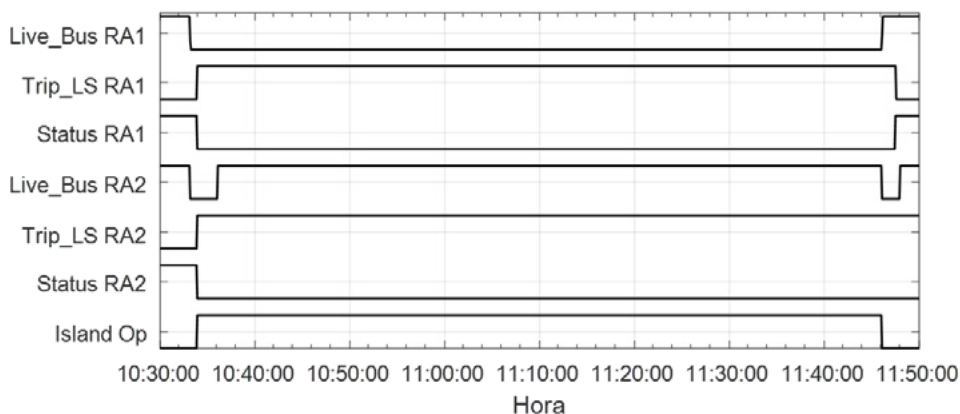


Figura 3 (a) - Binarios de los RAs.

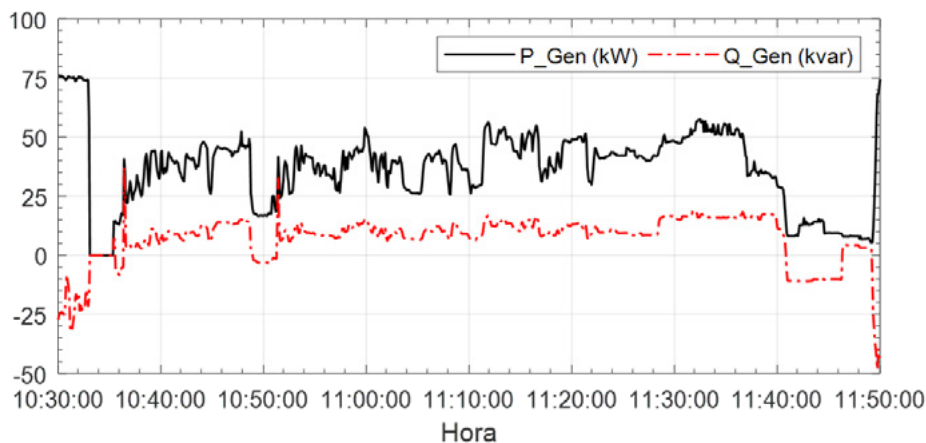


Figura 3 (b) - Potencia activa y reactiva del generador.

- **EV III:** 100 segundos después de enviar el comando de formación de microrred, RA2 señala la presencia de tensión en el lado de la fuente. Contando desde el momento de la desconexión de la red, la microrred permaneció sin energía durante 145 segundos. Una vez establecida la microrred, el funcionamiento en isla se mantuvo durante aproximadamente 1 hora y diez minutos. En la **Figura 3** se puede evaluar el comportamiento de las magnitudes eléctricas durante este periodo de funcionamiento. En cuanto a la carga de la UC, se puede observar que durante este ensayo la tensión de fase en un determinado periodo de tiempo se mantuvo en 0,94 p.u., debido a la entrada de una carga de mayor potencia en esta UC;
- **EV IV:** A las 11h45, el equipo de la compañía eléctrica local cerró los interruptores fusibles aguas arriba de la microrred. Como se observa en la secuencia de eventos, tras la maniobra se produjo la señalización de tensión desde el RA1, finalizando la operación en modo isla, caracterizada por el cambio de ajustes y retorno de la variable Live Bus de RA2 a la condición nula;
- **EVV:** El sistema vuelve a la condición inicial después de enviar el comando de cierre y restablecimiento del *Loop Scheme* asociados al RA1, 26 segundos después de desenergizar la microrred.

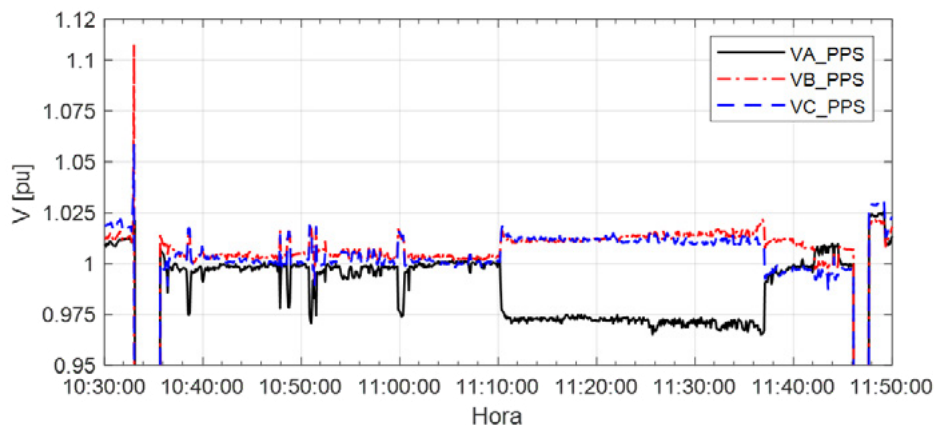


Figura 3 (c) - Tensión en la entrada de servicio de la planta de generación.

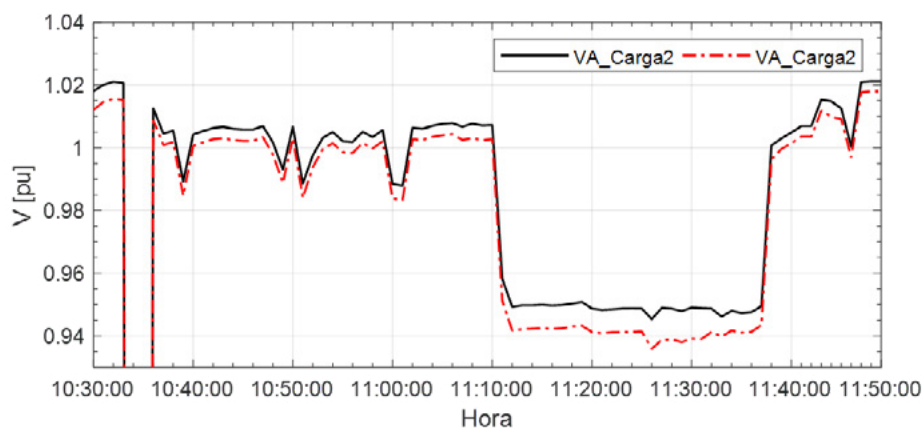


Figura 3 (d) - Tensión en la entrada de servicio de una propiedad externa.

4. Conclusiones

Este IT presentó los aspectos de implementación de una microrred real instalada en una SD rural de la región Oeste de Paraná, resultado de un acuerdo celebrado entre ITAIPU Binacional, Copel, FPTI-BR y CIBiogás. A lo largo de la ejecución del proyecto se plantearon cuestiones de viabilidad técnica y económica del acuerdo propuesto.

Las pruebas realizadas en la plataforma de simulación en tiempo real y en campo, a través de eventos de isla intencional, demostraron el rendimiento técnico y seguro de las lógicas de control y protección de la microrred.

La entrada en funcionamiento de la microrred se hizo oficial el 14 de septiembre de 2021, mediante la firma del Acuerdo Operativo entre las partes implicadas. Además de los aspectos técnicos y económicos, el acompañamiento de la operación de la microrred pretende subsidiar a las entidades en la formación de modelos de negocios adecuados a este concepto.

Finalmente, se destaca que la infraestructura del laboratorio FPTI-BR permitirá el proceso de mejora continua de la lógica de operación, así como la proposición de otras estructuras de microrredes, contribuyendo a la consolidación de este nuevo escenario para el sistema eléctrico brasileño.

5. Reconocimientos

Los autores desean agradecer a ITAIPU Binacional, Copel y FPTI-BR por su apoyo al desarrollo a esta investigación.

6. Referencias bibliográficas

- (1) Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Geração Distribuída. Disponible en <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Consultado: 03 set. 2021.
- (2) Hossain, ET. AL. Microgrid Testbeds Around the World: State of art. Energy Conversion and Management. Vol. 86, pp. 132-153, 2014.
- (3) Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Tomada 011/2021. Disponible en [“Tomadas de Subsídios - ANEEL”](#). Consultado: 03 set. 2021.
- (4) COPEL. Chamada Pública Copel DIS GD 001/2020. Disponible en [“https://www.copel.com/hpcweb/microrredes/”](https://www.copel.com/hpcweb/microrredes/). Consultado: 03 set. 2021.

En próximas ediciones de la revista CIER se incorporarán el resto de los proyectos ganadores.