

Diseño e implementación de una microrred en EMTP-ATP para el análisis de transitorios electromagnéticos

José Mario Uribe Jaime¹ Zabdiel Edrei Ramírez Caudillo² Alessandro Giovani Martínez Oñate³ Oscar Omar Girón Zavala⁴ Carlos Daniel Sauceda Prieto⁵ Jaime Paul Castañeda Ramirez⁶ Luis Ramon Merchan Villalba⁷ jm.uribejaime@ugto.mx¹ ze.ramirezcaudillo@ugto.mx²

ag.martinezonate@ugto.mx³ oo.gironzavala@ugto.mx⁴ cd.saucedaprieto@ugto.mx⁵ jp.castaneda.ramirez@ugto.mx⁶ lr.merchan@ugto.mx⁷

Resumen

Este proyecto plantea el diseño e implementación de una microrred en el software EMTP-ATP para el desarrollo simulaciones que permitan evaluar la respuesta transitoria ante diversas condiciones de operación. La propuesta plantea la implementación de una microrred de bajo voltaje que contempla un sistema de generación fotovoltaica, planta de generación diésel, sistema de almacenamiento de energía basado en baterías, junto con un sistema de cargas. La microrred tiene la capacidad de operar de modo aislado e interconectado, además de considerar el uso de un controlador secundario para la transición segura entre modo aislado e interconectado. Con el modelo implementado se desarrollan simulaciones para evaluar la respuesta transitoria ante condiciones como conexión-desconexión de carga, variación de la potencia por parte del sistema fotovoltaico y sistema de baterías, operación desbalanceada del sistema en estado aislado, operación de cargas no lineales y reconexión a la red eléctrica.

Palabras clave: generación distribuida; microrredes, transitorios electromagnéticos.

Introducción

Las personas y las empresas de todo el mundo utilizaron más energía en 2023 que en años anteriores. El aumento de la demanda es el mayor de la historia y ha contribuido a impulsar el sistema energético a su periodo más turbulento desde la crisis del petróleo de los años 70. La invasión rusa en Ucrania se ha sumado a la agitación, alimentando las subidas de precios y amenazando con la escasez de energía en algunos países, según lo menciona *BP Statistical Review of World Energy* (Mundial, 2022). BP afirma que las emisiones procedentes de la energía también han repuntado hasta los niveles anteriores a la pandemia (Mundial, 2022). Tradicionalmente, la electricidad es producida en grandes centrales de generación y las energías no renovables son las que mayormente se han utilizado para este fin. Este sistema, que se ha estado utilizando hasta la fecha, genera pérdidas, ya sea por aspectos técnicos o no técnicos. Además de que la calidad del servicio puede ser baja por el tiempo que pueden tardar en reponer una falla, existe un alto gasto de energías no renovables que contribuye a la generación de gases de efecto invernadero.

Frente a estas problemáticas, con la llegada del nuevo milenio apareció en el mundo el concepto de Redes Eléctricas Inteligentes (REI) o *smart grids* que hace referencia a un sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico tradicional: generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad, añadiendo un sistema de comunicaciones. Entre los principales beneficios de las REI están incrementar la participación de las energías renovables, con lo cual se lograría una reducción de los gases de efecto invernadero, lograr precios competitivos en materia de electricidad, mejorar la calidad y confiabilidad del servicio, auto reparación de las fallas del sistema eléctrico, automatización de mantenimiento y reparación de este (Santillán, 2017).

Por otra parte, el uso de la energía renovable aumentó casi un 17% en 2021, y durante los dos últimos años ha representado más de la mitad del aumento de la generación mundial de energía. Las fuentes de energías renovables, que se encuentran en abundancia en nuestro entorno, ya sean aportadas por el sol, el viento, el agua, los residuos o el mismo calor de la Tierra, son renovadas por la propia naturaleza y emiten pocos (o ninguno) contaminantes o gases de efecto invernadero en el aire.



Los combustibles fósiles dan cuenta todavía de más del 80 % de la producción de energía en todo el mundo, aunque las fuentes de energía más limpias cada vez ganan más fuerza. Cerca del 29 % de la electricidad proviene actualmente de fuentes de energía renovables (Nations, s.f.). Con el involucramiento de las redes inteligentes y la extrema necesidad de modificar nuestro sistema de generación de energía, nace el concepto de *microrred*. Una microrred es un sistema de energía autónomo que puede generar, distribuir y controlar electricidad localmente. A diferencia de las redes eléctricas centralizadas tradicionales, las microrredes son de menor escala y pueden funcionar de forma independiente o junto con la red principal. Las microrredes funcionan utilizando una combinación diversa de fuentes de generación de energía y tecnologías de almacenamiento para satisfacer la demanda local de energía. Pueden funcionar de forma autónoma, desconectados de la red principal o sincronizarse con la red para intercambiar energía según sea necesario. Los controladores de microrredes gestionan el flujo y la distribución de energía, optimizando el funcionamiento del sistema para lograr fiabilidad, rentabilidad y sostenibilidad (WTS Energy, s.f.).

Este trabajo presenta el modelado e implementación de una microrred en el software EMTP-ATP (European EMTP Users Group - EEUG, s.f.), el cual permite la simulación de transitorios electromagnéticos de sistemas eléctricos de potencia para poder estudiar y analizar el comportamiento de los sistemas ante diversas condiciones operativas como maniobras eléctricas, fallas, descargas atmosféricas entre otras. La microrred considera sistemas de generación renovable y no renovable, almacenamiento de energía, cargas y la conexión a una red eléctrica de bajo voltaje. El desarrollo del documento contempla el modelado e implementación de los componentes de la microrred en EMTP-ATP junto con el modelo del sistema completo, para posteriormente abordar el desarrollo de simulaciones que permitan validar la operación adecuada de la microrred.

Esquema General de la Microrred

La microrred propuesta dentro de este trabajo está compuesta por un sistema de generación de energía basado en diésel y uno fotovoltaico, además de poseer un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías y un conjunto de cargas lineales junto con una no lineal. La microrred se encuentra conectada a una red eléctrica de bajo voltaje a través de un interruptor. El esquema general de la microrred se presenta en la Figura 1. El detalle de los componentes que la conforman se presenta a continuación.



Figura 1. Esquema general de la microrred.

Sistema de almacenamiento de energía basado en baterías

El sistema de almacenamiento de energía que se basa en un modelo matemático detallado de un banco de baterías implementado en el software EMTP-ATP. El esquema general del sistema se presenta en la Figura 2, donde se tiene una batería, un convertidor DC-DC, un bus de DC, un convertidor DC-AC y una etapa de filtrado que conecta hacía una red eléctrica. A continuación, se detallan los elementos que lo conforman.



Figura 2. Esquema general del sistema de almacenamiento de energía

Modelado de baterías

En el modelo, la batería se representa como una combinación de una fuente de voltaje controlada (v_{int}) y una resistencia interna en serie (R_s) (Francisco J. Peñaloza, 2022). Este modelo permite capturar tanto el comportamiento del voltaje de circuito abierto (que depende del estado de carga de la batería) como las pérdidas resistivas internas que afectan la



eficiencia general de la batería. La representación del modelo de la batería se tiene en la Figura 3. Este modelo es útil para simular y predecir el comportamiento dinámico de la batería en diversas condiciones de carga y descarga. El modelo utilizado para representar la batería en estudios de transitorios electromagnéticos se tiene a continuación.



El voltaje interno de la batería se modela según la siguiente ecuación:

$$v_{int}(Q) = v_{bat} + R_s \cdot i_{bat} = Vocf\left(1 - \frac{A \cdot Q}{1 + B \cdot Q}C \cdot QK\right)$$

Donde, V_{batt} es el voltaje de la batería, R_s Es la resistencia interna de la batería, I_{batt} Es la corriente que fluye fuera de la batería, V_{ocf} es el voltaje de circuito abierto con carga completa, Q Es la descarga en PU, donde Q = 1.0 - SOC y SOC es el estado de carga, A, B, C, K son constantes características.

El estado de carga de la batería SOC se describe mediante:

$$SOC(t) = 1 - Q(t)$$
$$Q(t) = Q(0) + \frac{1}{NomQ} \int_0^t I_{bat} dt$$

Donde NomQ es la carga nominal calculada como:

$$NomQ = \frac{NomE}{3600 \cdot NomV}$$

Siendo NomE la energía nominal en Wh y NomV es el voltaje nominal.

Para determinar las constantes *Rs, A, B, C, K*, se utilizan pruebas de la batería a una temperatura ambiente estándar (20° C), obtenidas mediante ajuste numérico a partir de los resultados de las pruebas de descarga a varias corrientes constantes o la eficiencia de ida y vuelta a una corriente de referencia constante.

La resistencia interna Rs se calcula como:

$$R_s = \frac{(1 - RT \cdot Eff) \cdot NomV^2}{1 + RT \ Eff \cdot RT \ CurPU \cdot NomE}$$

Las constantes A, B, C, K se determinan a partir de dos puntos de la región principal de operación.

El parámetro A se determina a partir de los puntos en la región principal de operación de la batería. Estos puntos se denotan como (Q1, V1) y (Q2, V2), donde Q representa la descarga en por unidad (PU) y V el voltaje medido.

$$A = (1.0 - V_1)(B + \frac{1.0}{Q_1})$$

El parámetro B es calculado utilizando los puntos de la curva de descarga y es crítico para describir la no linealidad del voltaje en función del estado de carga.

$$B = \frac{Q_2 - Q_1 + V_2 \cdot Q_1 - V_1 \cdot Q_2}{(V_1 - V_2) \cdot Q_1 \cdot Q_2}$$

El parámetro K es fundamental para capturar la no linealidad de la curva de descarga de la batería, especialmente en la región de descarga profunda. Este parámetro se determina a partir de dos puntos específicos en la curva de descarga completa de la batería, denotados como (Q3, V3) y (Q4, V4) son las descargas en por unidad (PU) en dos puntos de la región de descarga completa, V3 y V4 son los voltajes correspondientes.

$$K = \frac{In(1.0 - V_4 - A \cdot Q_4/(1 + B \cdot Q_4)) - In(1 - V_3 - A \cdot Q_3/(1 + B \cdot Q_3))}{In(Q_4) - In(Q_3)}$$

El parámetro C se determina a partir de dos puntos de la región de descarga completa de la batería. Estos puntos se denotan como (Q3, V3) y (Q4, V4), donde Q representa la descarga en por unidad (PU) y V el voltaje medido.

$$C = exp(ln(1 - V_3 - A \cdot Q_3/(1.0 + B \cdot Q_3)) - K \cdot ln(Q_3))$$



Control del sistema de almacenamiento

El control del sistema de almacenamiento considera dos etapas, la inyección de potencia desde el bus de directa hacía la red eléctrica a través del convertidor DC-AC trifásico y el sistema de control de voltaje del bus de directa mediante el convertidor DC-DC elevador bidireccional.

El control del convertidor DC-AC contempla el modelado en el marco de referencia DQ0 haciendo uso de la transformación de PARK, por lo cual se hace necesario obtener la fase de referencia. La obtención de la fase de la red eléctrica en alterna se realiza mediante el sistema PLL (*Phase Locked Loop*) descrito en la Figura 4 (Karimi-Ghartema, 2014).



Figura 4. Sistema PLL para el control del sistema de almacenamiento de energía.

Teniendo la fase del sistema, se procede a la realización del lazo de control en el marco DQ0 tal como se describe en la Figura 5, donde se controla la corriente inyectada al bus de AC cumpliendo el objetivo de entregar una potencia activa y reactiva, según la definición de estas cantidades en base a la teoría de la potencia instantánea (Akagi, Watanabe, & Aredes, 2017). La acción de control corresponde a el voltaje que debe estar presente en los terminales del inversor.



Figura 5. Lazo de control del convertidor DC-AC del sistema de almacenamiento de energía.

Finalmente, el convertidor DC-DC es quien se encarga de mantener el voltaje en el bus de directa mediante la inyección o extracción de corriente según del convertidor DC-AC entrega o extrae potencia de la red eléctrica. El lazo de control que rige el comportamiento del convertidor DC-DC se presenta en la Figura 6, donde en función de la medición de voltaje en el capacitor se define la corriente que debería entregar el convertidor para ajustar así el ciclo de trabajo.



Figura 6. Lazo de control del convertidor DC-DC del sistema de almacenamiento de energía.

De este modo se tienen los esquemas de control a ser implementados en el software EMTP-ATP tal como se describe a continuación.

Implementación en EMTP-ATP del sistema de almacenamiento

La implementación del sistema de almacenamiento de energía se presenta en la Figura 7. El bloque llamado DC/DC representa el convertidor junto con el lazo de control del voltaje en el bus de DC, cuyo esquema se presenta en la Figura 8. La Figura 9 muestra la implementación del convertidor trifásico con el sistema de control. Los convertidores se implementan mediante el modelo promediado con el objetivo de mejorar el uso de recursos computacionales acelerando los tiempos de simulación.



Figura 7. Sistema de almacenamiento de energía en EMTP-ATP.





Figura 8. Implementación en EMTP-ATP del convertidor DC-DC junto al sistema de control.



Figura 9. Implementación en EMTP-ATP del a) control del inversor trifásico y b) inversor trifásico.

Sistema de generación fotovoltaica

El sistema de generación solar fotovoltaico contempla un arreglo de paneles solares fotovoltaicos, un bus de DC, un convertidor DC-AC y una etapa de filtrado para conectar a la red eléctrica. El esquema general del sistema se presenta en la Figura 10. Los elementos que conforman el sistema se presentan a continuación.



Figura 10. Esquema general sistema de generación fotovoltaica.

Modelado del arreglo solar fotovoltaico

El arreglo de paneles solares fotovoltaicos se modela mediante una fuente de corriente controlada. El modelo que se utiliza se adaptó del ejemplo 25 (*PV interface with controls*) de los ejemplos que vienen por defecto con el software ATP-DRAW (Høidalen, 2012).

Figura 11. Modelo del arreglo solar fotovoltaico.

La ecuación principal para calcular la corriente en función del voltaje es:

$$I_{pv} = I_{SCG} - I_{SCO} K_1(exp(K_2 V_{PV} E_M) - 1.0)$$

Donde, I_{pv} es la corriente del panel en amperes, K_1 es la constante de ajuste para la corriente de cortocircuito, K_2 es la constante del modelo, V_{PV} es el voltaje en terminales del panel en voltios y E_M es el factor de idealidad.

La corriente de cortocircuito ajustada por irradiancia se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$I_{SCG} = I_{SCO} \times I_{RAD} 1000$$

Donde I_{SCG} es la corriente de cortocircuito ajustada por irradiancia en amperes, I_{SCO} es la corriente de cortocircuito ajustada a la temperatura en amperes y I_{RAD} es el Nivel de irradiancia en Watts por metro cuadrado.

Control del sistema de energía solar fotovoltaico



El control del sistema solar fotovoltaico comprende un inversor que controla el nivel de voltaje del bus de DC mediante la inyección controlada de potencia activa hacía la red eléctrica. De este modo el sistema tiene la capacidad de establecer en el bus de DC un nivel de voltaje que permita extraer la máxima potencia del arreglo solar fotovoltaico. El esquema de control se ejecuta en el marco de referencia DQ0 en forma similar que para el sistema de almacenamiento de energía, utilizando también un elemento PLL para obtener la fase para la transformación DQ0. El esquema de control establece las corrientes que permitan un flujo de potencia activa y reactiva, siendo la potencia activa asignada por otro lazo de control que establece el voltaje de máxima potencia para el arreglo solar fotovoltaico. El esquema de control se presenta en la Figura 12.



Figura 12. Esquema de control sistema de energía solar fotovoltaica.

Implementación en EMTP-ATP del sistema de generación fotovoltaica

La implementación del sistema solar fotovoltaico se presenta en la Figura 13. El bloque llamado DC/AC corresponde al inversor, y es similar al del sistema de almacenamiento de energía. La implementación del arreglo solar fotovoltaico se presenta en la Figura 14, donde se tienen las fuentes de corrientes gobernadas por un bloque MODELS. La implementación del algoritmo de control se tiene en la Figura 15, donde una de las entradas es la referencia de voltaje que viene del algoritmo MPPT, y la salida de control es el voltaje requerido en los terminales del inversor. El algoritmo MPPT se encuentra dentro del bloque de MODELS llamado *mpptypy* cuyos algoritmos se describen en el apéndice A.



Figura 15. Esquema de control del sistema solar fotovoltaico.

Sistema de generación diésel



El sistema de generación diésel, es una unidad de generación que convierte la energía química del combustible diésel en energía eléctrica. Funciona mediante la combustión interna del diésel, que mueve los pistones dentro de los cilindros, estos pistones están conectados a un cigüeñal que convierte el movimiento lineal en movimiento rotativo, el movimiento rotativo es aprovechado para hacer girar un alternador el cual es el encargado de convertir la energía mecánica del motor diésel en energía eléctrica. Cuando el rotor gira, induce un campo magnético en el estator, generando corriente alterna (CA). La máquina eléctrica es controlada por un sistema que le brinda el torque necesario y corriente de excitación para que pueda generar las señales eléctricas correspondientes a su operación.

Modelado de la máquina síncrona

El modelado de una máquina síncrona en EMTP-ATP implica representar matemáticamente sus componentes y comportamiento dinámico. En EMTP-ATP el modelo Sm59 representamos el diseño habitual de una máquina síncrona con corriente alterna trifásica, este modelo se implementa a partir del modelo matemático de transformación de Park, descuidando la saturación para obtener relaciones lineales y aplicar superposición (Canadian/American (Can/Am) EMTP User Group). Dado que las cantidades del rotor permanecen sin carga, la transformación de variables produce el siguiente

sistema de ecuaciones de voltaje. (suponiendo $R_a = R_b = R_c$).

Las ecuaciones representan el balance de voltajes en una máquina eléctrica igualado a tres términos distintos productos de resistencia y corriente, derivada del flujo, flujo y velocidad son las siguientes:

$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \\ -v_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} =$	$-\begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_a & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_f & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_g & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_{tra} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_b \\ i_f \\ i_{kd} \\ i_g \\ i_f \\ i_k \\ i_k \\ i_k \\ i_k \end{bmatrix} - \frac{d}{dt}$	λ_{d} λ_{q} λ_{o} λ_{f} λ_{kd} λ_{g}	÷	$\begin{bmatrix} -\omega\lambda_d \\ \omega\lambda_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$
L 0]	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ R_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ i_{kq} \end{bmatrix}$	λ_{ka}		

Donde v_d : Voltaje directo en el eje d, v_q : Voltaje en cuadratura en el eje q, v_0 : Voltaje en el eje cero, $-v_d$: Voltaje negativo en el eje d (notación para mostrar simetría en las ecuaciones), R_a : Resistencia del estator en los ejes d, q y o, R_f : Resistencia del devanado de campo, R_{kd} : Resistencia del devanado amortiguador en el eje d, i_q : Corriente directa en el eje d, i_q : Corriente en cuadratura en el eje q, i_o : Corriente en el eje cero, i_f : Corriente del devanado amortiguador en el eje q, i_d : Corriente directa en el eje d, i_q : Corriente en el eje d, i_q : Corriente de lege q, i_d : Corriente de lege q, i_d : Corriente directa en el eje d, i_q : Corriente en el eje d, i_q : Corriente de lege q, i_d : Corriente de lege q, i_d : Corriente de lege q, i_d : Corriente en el eje d, i_q : Corriente de lege q, i_d : Corriente de lege q, i_d : Corriente en el eje d, i_q : Corriente de lege q, i_d : Corriente en el eje d, i_q : Flujo magnético en el eje d, λ_q : Flujo magnético en el eje d, λ_q : Flujo magnético en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q : Flujo magnético del devanado amortiguador en el eje d, λ_q :

La matriz y el modelo en dq0 están diseñados para simplificar el análisis de la máquina eléctrica al centrarse en las corrientes y flujos magnéticos inducidos, evitando la complejidad de incluir voltajes externos en componentes cuya dinámica se puede capturar internamente en el sistema.

Los enlaces de flujo DQ0 están relacionados con las corrientes DQ0 mediante las siguientes relaciones:

$$\begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_f \\ \lambda_{kd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & L_{a,f} & L_{a,kd} \\ L_{a,f} & L_f & L_{f,kd} \\ L_{a,kd} & L_{f,kd} & L_{kd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \\ i_{kd} \end{bmatrix}$$
$$\begin{bmatrix} \lambda_q \\ \lambda_g \\ \lambda_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_q & L_{a,q} & L_{a,kq} \\ L_{a,g} & L_g & L_{g,kq} \\ L_{a,kq} & L_{g,kd} & L_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_g \\ i_{kq} \end{bmatrix}$$
$$\lambda_0 = L_0 i_0$$

Parámetros de la forma estándar para definir el modelo de la maquina síncrona.

El marco de referencia dq0 facilita el modelado y control de estas máquinas al descomponer las variables en componentes que son más fáciles de manejar matemáticamente. La representación gráfica de la transformación de Park para la máquina síncrona se presenta en la Figura 16.





Figura 16. Interpretación física para la transformación de Park.

La componente mecánica de la máquina síncrona se modela mediante la siguiente expresión

$$J\frac{d^2\theta}{dt^2} + D\frac{d\theta}{dt} = T_{tur} - T_{gen}$$

Donde, J es el momento de inercia $\left[km\frac{m}{s^2}\right]$, θ es la posición angular de la máquina [rad], D es el coeficiente de fricción en $\left[nm\frac{s}{rad}\right]$, T_{tur} es el torque mecánico en newton [nm] y T_{gen} es el torque electromagnético [nm].

Control del sistema de generación diésel

El sistema de control de un generador diésel está diseñado para regular tanto la frecuencia como el voltaje del sistema, lo cual es fundamental para mantener la estabilidad operativa del generador. Para esta labor el sistema de generación cuenta con un lazo de control de voltaje-potencia reactiva y uno de frecuencia-potencia activa. Los lazos de control se encargan de entregar una señal de corriente de excitación y torque mecánico para lograr los objetivos establecidos en función a las señales de error indicadas. Los lazos de control del sistema de generación diésel se presentan en la Figura 17 y se describen a continuación.

Control de Frecuencia y Potencia Activa. Cuando el sistema opera de forma aislada tiene la función de controlar la frecuencia y magnitud de voltaje de la microrred, por lo cual se utiliza la señal de error generada entre la frecuencia actual (ω) y la frecuencia de referencia (ω_{ref}) como entrada al controlador. Cuando el sistema opera de forma interconectada su función en entregar una cantidad de potencia activa a una red existente, por lo cual se utiliza una señal de error generada entre la potencia de referencia P_{ref} y la potencia activa medida (P) para él controlador. Adicionalmente se agrega un elemento de sincronización que en función a la diferencia sea de valor cero. La suma de las señales de error alimenta al controlador para entregar a la máquina síncrona un valor de torque mecánico (T_m) que haga que las señales de error sean cero.

Control de Voltaje y Potencia Reactiva. Cuando el sistema opera de forma aislada el sistema controla la magnitud de voltaje en la microrred, para lo cual se utiliza como señal de error la generada entre una referencia de voltaje (Vmgref) y el de la microrred (Vmg) para el controlador. Cuando el sistema opera de forma interconectada tiene la labor de inyectar potencia reactiva por lo cual se genera una señal de error entre la potencia reactiva de referencia (Q_{ref}) y la medida (Q). Además, el sistema considera dentro del proceso de sincronización asegurar un nivel de voltaje en la microrred adecuado para la reconexión, debido a esto se utiliza una señal de error generada de la diferencia entre el voltaje de la red eléctrica y el voltaje de la microrred (ΔV) como entrada adicional al controlador.



Figura 17. Esquema de control sistema de generación diésel.



Implementación en EMTP-ATP del sistema de generación diésel

La implementación del sistema de generación diésel se presenta en la Figura 18, donde se tiene un bloque de maquina síncrona, uno para el regulador automático de voltaje y otro para el gobernador, además otros bloques de medición de potencia activa y reactiva.



Figura 18. Implementación sistema de generación diesel.

La implementación de los lazos de control se tiene en la Figura 19, donde se pueden observar los elementos descritos de la Figura 17.



Figura 19. Implementación algoritmos de control sistema de generación diésel.

EL sistema de generación diésel tiene la capacidad de sincronizarse con la red eléctrica, incorporando dentro de la microrred un esquema de control secundario propio de las microrredes. La operación de esta capacidad de control requiere de mediciones que permitan obtener una diferencia de ángulos y voltajes entre la microrred y la red eléctrica, lo cual se describe en la Figura 20, donde mediante la medición de las componentes de secuencia positiva de las redes eléctricas se obtienen las diferencias de estas medidas que representan las señales Dang ($\Delta\delta$) y DMag (ΔV).



Figura 20. Mediciones para la sincronización de la microrred.

Cargas

Para el modelado de las cargas se tienen tres elementos de cargas lineales y uno de carga no lineal. En la Figura 20a se puede visualizar el sistema completo de cargas, donde se tiene una carga fija (L1), una carga conmutada en sus tres fases (L2) y otra que opera independientemente en sus fases para generar la condición de desbalance (L3). En la Figura 20b se aprecia la carga no lineal correspondiente a un rectificador no controlado trifásico que alimenta una carga pasiva.





Figura 21. Implementación de sistema de cargas a) sistema completo y b) carga no lineal (NLLoad).

Resultados

La implementación de la microrred completa se presenta en la Figura 22, donde se puede observar el sistema de generación fotovoltaica, generación diésel, de cargas, de baterías y la conexión a la red eléctrica mediante un interruptor. Los principales parámetros del banco del arreglo solar fotovoltaico, banco de baterías, máquina síncrona y sistema de cargas se presenta en las Tablas 1, 2, 3 y 4.



Figura 22. Implementación de la microrred completa.

Tabla 1. Parámetros arreglo solar fotovoltaico

_	ISCN	VOCN	IMPN	VMPN	NSER	NPAR
-	8.2 A	36.8 V	7.68 A	29.3 V	30	10

Tabla 2. Parámetros banco de baterías

NomE	No	omV	Vocf	Voce	SOC0 pu	RTE	Efficiency pu		RTripCurr pu		FREQ
10 kWh Tabl	50 a 3. Parám	00 V etros máquin	575 V va síncrona	375 V	0.95		0.965		0.5		60 Hz
	Voltaje nominal	Frecuencia nominal	Potencia nominal	Número de polos 2*PP	Ra pu	Xd pu	Xq pu	Xl pu	Xd' pu	Xq' pu	_
	0.48 kV	60 Hz	0.625 MVA	2	0.0087	2.9397	1.4993	0.1	0.1657	0.5	_

Xd" pu	Xq" pu	Tdo'	Tqo'	Tdo"	Tqo"	X0 pu	RN pu	XN pu	XCAN pu



0 11 (1	0 1 5 7 1	1 7725	1 1	0.0142	0.0055	0.0000	0	0.1264	0
0.1101	0.15/1	1.//35	1.1	0.0142	0.0955	0.0068	0	0.1304	0

Tabla 4. Parámetros sistema de cargas

R	L	
1.5 Ω	0.1 H	
1.0	0.8	
0.9 Ω	0.4 H	
	R 1.5 Ω 1.0 0.9 Ω	R L 1.5 Ω 0.1 H 1.0 0.8 0.9 Ω 0.4 H

Se desarrollo una simulación para visualizar la operación detallada de la microrred, la cual corresponde a una secuencia de situaciones descritas a continuación.

- a) La carga L1 inicia conectada.
- b) La carga L2 se conecta en el segundo 3.
- c) Disminución del 20% de la irradiancia en el segundo 5 y retorno a la normalidad en el segundo 7.
- d) En el segundo 8 el bando de baterías consume 100 kW, y deja de consumir esa potencia en el segundo 11.
- e) La carga L3 entra en las fases a y b en el segundo 12 y la fase c en el segundo 15.
- f) El banco de baterías inyecta una potencia de 50 kW en el segundo 13, y deja de inyectar en el segundo 15.
- g) La carga no lineal entra en el segundo 17 y sale en el segundo 23.
- h) EL proceso de sincronización inicia en el segundo 21.
- i) La reconexión del interruptor principal de da en el segundo 35.
- j) El banco de baterías consume una potencia de 150 kW entre los segundos 42 y 46.
- k) La máquina de generación diésel inyecta 62.5 kVAR entre los segundos 43 y 45, además de entregar 125 kW desde el segundo 40.

En la Figura 23 se puede apreciar la frecuencia de la microrred y la red eléctrica, donde la frecuencia de la red eléctrica permanece constante e invariable, y la frecuencia de la microrred tiene variaciones debido a los desbalances de potencia activa dentro de la microrred. Aunque ante la presencia de las variaciones la microrred regula adecuadamente la frecuencia para mantenerla en el valor de referencia. Se puede observar que en el segundo 35 las 2 señales son exactamente iguales, lo cual se debe a que en este segundo la microrred se reconecta con la red eléctrica, así ante variaciones de potencia dentro de la microrred no afectan la frecuencia de esta.



En las Figuras 24 y 25 se aprecia la potencia activa y reactiva en la microrred. Se tiene que las variaciones de potencia activa en la microrred corresponden con las variaciones de frecuencia observadas en la Figura 23, esto se debe especialmente a que el sistema de generación diésel es quien debe soportar el balance de potencia para garantizar la operación de la microrred. Para la potencia reactiva se observa que las variaciones se deben al consumo de las cargas, pues el banco de baterías y el sistema fotovoltaico no aporta potencia reactiva. Adicionalmente en el segundo 35 se puede observar que la aportación de potencia activa y reactiva por parte del generador se hace cero debido a que en ese momento opera como inyección de potencia, siendo hasta los segundos 40 y 43 que se aporta potencia activa y reactiva.





Figura 25. Potencia reactiva en la microrred.

La Figura 26 presenta las señales de voltaje rms para las fases de la microrred. Se puede observar que la condición de desbalance de carga ocasiona un desbalance de los voltajes, además ante la entrada de la carga no lineal se tiene una distorsión en el voltaje.



En la Figura 27 se presenta de forma detalla las formas de onda del voltaje en las condiciones de desbalance y distorsión de la microrred. En la Figura 27a se puede apreciar una variación en la amplitud de las señales, mientras que en la Figura 27b se presenta la distorsión provocada por la conexión de la carga no lineal. En las Figura 28 se presenta el espectro armónico de las anteriores señales teniendo una distorsión armónica de 0.05867% y 3.7543% respectivamente, identificando que el voltaje se encuentra con distorsión armónica por la conexión de la carga no lineal. Complementariamente se presenta la señal de corriente entregada por el generador diésel ante las condiciones de desbalance y distorsión en la Figura 29. La Figura 29a muestra la corriente ante el desbalance, donde se puede notar un gran desbalance en la corriente que fluye por la máquina síncrona. En la Figura 30 presenta el espectro armónico de las anteriores señales una variación de la forma senoidal ideal. La Figura 30 presenta el espectro armónico de las anteriores señales que fluyen por la máquina síncrona.







Figura 29. Corriente entregada por el generador diésel en condición de a) desbalance y b) distorsión.



Figura 30. Espectro armónico para la señal de la figura a) 29a y b)29b

Finalmente se muestran las señales Magdif ($\Delta\delta$) y Angdif (ΔV) usadas para el control secundario de la microrred en la Figura 31, donde se puede observar la presencia de variaciones para éstas, siendo ajustadas a un valor de cero desde el momento que inicia la sincronización, y son exactamente cero ya cuando la microrred se encuentra en estado interconectado.



Conclusiones



La propuesta del uso de microrredes como fuentes de generación distribuida son una realidad, y seguirán madurando al pasar el tiempo. Este proyecto da su aportación hacia esa madurez tecnológica, hacia un futuro con una nueva forma en la cual el usuario satisface sus necesidades energéticas. El proyecto presentó el modelado e implementación en el software EMTP-ATP de diversos sistemas eléctricos como generación fotovoltaica, generación diésel, almacenamiento de energía basado en baterías y cargas, además de su integración para operar como una microrred. El estudio demostró la capacidad de la microrred para operar tanto en modo aislado como interconectado, utilizando un controlador secundario para asegurar una operación segura entre ambos modos de operación. Se llevaron a cabo simulaciones que evaluaron la respuesta transitoria ante eventos reales, tales como la conexión y desconexión de la carga, variación de potencia del sistema fotovoltaico y del banco de baterías, operación desbalanceada, presencial de cargas no lineales y reconexión a la red eléctrica, resultando en la validación del modelo implementado.

Apéndice A

Código de MODELS del algoritmo MPPT.

```
MODEL MpptVpv -- Simple MPPT algorithm + Inverter control for PV
```

CONST SQR3 {VAL: 1.732050808}, Twop {VAL: 6.28318531} **DATA** Ton {**dflt**: 0.020} -- time for inverter start-up, in sec Tmppt {dflt: 0.005} -- cycle period for MPPT, in sec DeltaV {dflt: 1.0} -- Initial equivalent load resistance, in ohm VmpptIni {dflt: 1.0} -- Vmppt initial INPUT DCP, DCN, IDC **OUTPUT** Vmppt VAR Vmppt, PPVR, PPVF, Tmpp, TCIC, VmpNe, VmpOl, Flag, POLD, Tmpp, Vdc, IDC1 HISTORY PPVF {dflt: 0.0}, TCIC {dflt: 0.0}, VmpNe {dflt: VmpptIni}, VmpOl {dflt: 0.0} POLD {dflt: 0.0}--, IACI {dflt: 0.0} INIT Tmpp := **0.01** Flag := **0.0** ENDINIT EXEC IDC1 := IDCVdc := (DCP - DCN)PPVR := Vdc * IDC **CLAPLACE**(PPVF/PPVR) := (1|s0)/(1|s0+Tmpp|s1)If T> Ton Then TCIC := TCIC + Timestep If TCIC>=Tmppt Then If POLD>=PPVF Then If VmpNe>=VmpOl Then Flag:= DeltaV else Flag:=-DeltaV Endif else If VmpNe>=VmpOl Then Flag:=-DeltaV else Flag:= DeltaV Endif Endif POLD := PPVF VmpOl := VmpNe VmpNe := VmpNe-Flag TCIC := **0.0** EndIf EndIf Vmppt := VmpNe ENDEXEC ENDMODEL



Bibliografía/Referencias

Akagi, H., Watanabe, E. H., & Aredes, M. (2017). *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. Wiley-IEEE Press. Obtenido de https://ieeexplore.ieee.org/book/7853743

Canadian/American (Can/Am) EMTP User Group. (s.f.). Alternative Transient Program Rule Book.

- European EMTP Users Group EEUG. (s.f.). ATP-EMTP. Recuperado el 10 de 07 de 2024, de https://atpemtp.org/index.php
- Francisco J. Peñaloza. (08 de 2022). A Li-Ion Battery simple representation and example of its performance in a Battery Energy Storage System. Recuperado el 10 de 07 de 2024, de https://www.atpdraw.net/showpost.php?id=120&kind=0
- Høidalen, H. K. (2012). ATPDraw Graphical preprocessor to ATP Electromagnetic transients program. Recuperado el 10 de 07 de 2024, de https://www.atpdraw.net/information.php
- Karimi-Ghartema, M. (2014). Synchronous Reference Frame PLL. En Enhanced Phase-Locked Loop Structures for Power and Energy Applications (págs. 133-145). doi:10.1002/9781118795187.ch6
- Mundial, F. E. (2022). Este es el estado de la energía mundial en gráficos. Obtenido de https://es.weforum.org/agenda/2022/08/este-es-el-estado-de-la-energia-mundial-en-graficos/
- Nations, U. (s.f.). Energías renovables: energías para un futuro más seguro. Obtenido de https://www.un.org/es/climatechange/raising-ambition/renewable-energy
- Santillán, M. L. (25 de 11 de 2017). ¿Qué son las redes eléctricas inteligentes? Obtenido de https://ciencia.unam.mx/leer/680/-que-son-las-redes-electricas-inteligentes-
- WTS Energy. (s.f.). *Microrredes: cómo funcionan, sus beneficios, aplicaciones y más.* Obtenido de https://www.wtsenergy.com/es/glosario/microrredes/