

Simulación distribuida de un esquema de multi-microrredes eléctricas

Loyarte, Ariel^a; Chezzi, Carlos^b; Tymoschuk, Ana Rosa^a

^a Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ing. Eléctrica y Sist. Energéticos

^b Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concordia, Grupo de Inv. en Modelado, Simulación y Control
aloyarte@frsf.utn.edu.ar

Resumen

Una microrred es una red eléctrica de baja potencia con generación distribuida y eventual participación de fuentes renovables. Abastece a pequeñas localidades, centros comerciales, parques industriales o unidades residenciales sin acceso a una red de servicio. En regiones más extensas, estas estructuras son aplicables a partir de un esquema de multi-microrredes, consistente en la interconexión de múltiples microrredes entre las cuales se establece un mercado energético. Sin embargo, la implementación de este sistema es compleja, dada la necesidad de políticas de mercado para regular y coordinar las transacciones de intercambio. Por esta razón, las simulaciones numéricas cobran relevancia, ya que permiten experimentar y evaluar alternativas en la lógica de operación del sistema en una etapa investigativa preliminar. El presente trabajo propone elaborar una herramienta informática para simular un esquema de multi-microrredes, registrar sus resultados y estimar comportamientos. Permite establecer las características de cada microrred, sus perfiles de demanda, pérdidas y eventos de falla. Los resultados e indicadores más relevantes pueden consultarse por medio de una interfaz web. Además, admite objetivos y algoritmos de gestión individuales por microrred, para lo cual se utiliza simulación distribuida, con la finalidad de balancear la carga computacional, eventualmente demandante, entre varios procesos. Se incluye un caso de prueba a modo de ejemplificación. El modelo del sistema fue desarrollado en un trabajo anterior con el formalismo DEVS (Discrete Event System Specification), el que demostró ser eficaz para resolver la ocurrencia simultánea de eventos.

Abstract

A microgrid is an electrical distribution network that includes small-scale distributed generation with eventual participation of renewable sources. It provides electricity to small towns, commercial centers, industrial parks or residential units without access to a utility grid. For bigger areas, these structures are applicable in the form of a multi-microgrid scheme, consisting of the interconnection of multiple microgrids between which an electricity market is established. However, the implementation of this system is complex, given the required market policies to regulate and coordinate the exchange transactions. For this reason, numerical simulations become relevant, since they allow experimenting and evaluating alternatives in the system operation logic in a preliminary research stage. This work proposes to develop a software tool to simulate a multi-microgrid, record its results and estimate behaviors. It allows setting the parameters of each microgrid, its demand profiles, losses and failure events. The most relevant results and indicators can be consulted through a web interface. In addition, it supports individual management objectives and algorithms for each microgrid, using distributed simulation in order to balance the computational load, which may be demanding, among several processes. A test case is included as an example. The system model was developed in a previous work and is based on the DEVS formalism (Discrete Event System Specification), which proved to be effective in resolving simultaneous event occurrences.

Palabras clave: Generación Distribuida, Microrredes, Mercado Eléctrico, Formalismo DEVS, Simulación Distribuida.

INTRODUCCIÓN

Fundamentos

La designación de “red eléctrica inteligente” (*smart grid*, en inglés) se utiliza para comprender las

tecnologías y metodologías circundantes a la evolución de las redes eléctricas, orientadas a su operación eficiente desde un punto de vista técnico y económico [1]. En los últimos años, los conceptos se aplicaron sobre redes compactas, identificadas como

“microrredes” [2]. Éstas operan en media o baja tensión, con generación distribuida y eventuales medios de almacenamiento. Una microrred (MR) presenta una área de cobertura reducida, abasteciendo a pequeñas localidades, polos industriales, centros comerciales o turísticos, etc. [3]-[5].

Algunos investigadores sostienen que una MR presenta una estructura flexible, ideal para el ensayo y puesta en práctica de las tecnologías más modernas de las redes eléctricas inteligentes [6]. En este contexto, y con la finalidad de ampliar el alcance de este tipo de redes, las investigaciones condujeron a la implementación de sistemas de multi-microrredes (SMMR) [7]. Consiste en la interconexión entre múltiples MRs, en ocasiones por intermedio de una estación transformadora de acoplamiento, configurando un escenario de mercado energético [8], [9]. La Figura 1 esquematiza el sistema, enfatizando en la presencia de vínculos eléctricos y de comunicación, necesarios para los intercambios. En la configuración de control centralizado, cada MR presenta un controlador global (CG) que administra sus recursos, mientras que un controlador global externo (CGE) se encarga de monitorear y garantizar el cumplimiento de las reglas del mercado. De acuerdo con [10], el sistema se opera en tres niveles: el *control primario* refiere a la regulación de tensión y potencia en los generadores; el *control secundario* es asignado a la gestión interna de los recursos de cada MR (función del CG); mientras que el *control terciario* es responsabilidad del CGE, destinado a las transacciones de intercambio energético.

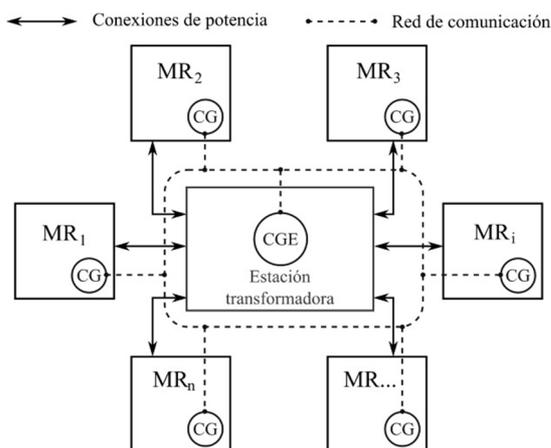


Figura 1: Representación esquemática de un SMMR.

La gestión eficiente de cada integrante del SMMR puede requerir de una planificación previa. Sin embargo, el análisis es complejo, dada la competencia que sugiere el mercado, atendiendo a que cada MR tiene su alcance limitado a la gestión de sus propios

recursos, sin influencia directa sobre las decisiones de las restantes. En [11]-[13] se simplifica el estudio tras establecer un objetivo global, de modo que todas las MRs cooperan para optimizar un indicador único de costo. Pero esta simplificación impide la operación no cooperativa que resulta de considerar que cada MR puede presentar un objetivo independiente y/o una estrategia diferente para lograrlo (un algoritmo de control secundario personalizado).

La complejidad del análisis hace imperioso el uso de técnicas de simulación, previas a la planificación. En razón de ello, cobran relevancia las herramientas de modelado de redes eléctricas. Y si bien existen múltiples programas de software con este propósito, en general no se orientan a un SMMR.

En otro enfoque, algunas herramientas de simulación abstractas pueden ser aplicables. Por caso, DEVS (*Discrete Event System Specification*, en su designación en inglés) es un framework de especificación de modelos para la simulación de sistemas de eventos discretos, que cuenta con un formalismo para la construcción rigurosa de estructuras complejas [14]. Los trabajos [15]-[17] demuestran una eficaz aplicación de DEVS para el modelado y simulación de redes eléctricas y MRs. La variante “DEVS paralelo” contempla la ocurrencia simultánea de eventos [18], lo que habilita la representación de un SMMR con demandas que se modifican simultáneamente en las MRs y concurrencia con las operaciones de intercambio.

Planteo del problema y objetivos

El problema que se propone resolver consiste en la utilización de herramientas de simulación para representar simultáneamente las capas de control secundario y terciario de un SMMR, en un modelo flexible que posibilite experimentar con diversas estrategias de gestión.

En razón de lo anterior, el objetivo de este trabajo es combinar un modelo DEVS que represente las interacciones de mercado en un SMMR, con bloques programables (modificables) que ejecuten la lógica de control secundario de cada MR. Se pretende que el software admita definir individualmente el objetivo de una MR y su algoritmo de gestión, incluyendo las decisiones de compra. Dado que los algoritmos de gestión suelen basarse en metodologías de optimización, en ocasiones altamente demandantes, se propone utilizar simulación distribuida para repartir la carga computacional entre diversos procesos [19].

Como objetivo secundario, se espera simplificar el análisis de resultados de una simulación. Para ello, se propone incorporar una base de datos que almacene la información surgida en la misma, y una interfaz web

para consultar dichos registros, filtrarlos y realizar estudios preliminares en base a gráficos.

Antecedentes

En [20] se propuso un esquema de formación de precios de mercado y el modelo DEVS de un SMMR, construido con la herramienta DEVJSJAVA y el simulador SimView [21]. En la propuesta, la *i*-ésima MR comercializa la unidad de energía (1 kWh) a un precio $f_{e,i}$ (en \$/kWh) reglamentado, y que para una potencia entregada P_i (en kW) es:

$$f_{e,i} (\$/kWh) = C_{G,max,i} + k_a \cdot \frac{G_{lim,i} - G_{exp,i}}{G_{lim,i}} \cdot C_{G,min,i} + k_b \cdot \frac{P_i}{G_{exp,i}} \cdot C_{G,min,i} \tag{1}$$

donde $C_{G,max,i}$ y $C_{G,min,i}$ (en \$/kWh, con $C_{G,max,i} \geq C_{G,min,i}$) son costos de referencia declarados por la MR exportadora, y que definen su participación en el mercado de ventas. La MR puede decidir libremente sobre estas cantidades, de acuerdo con lo que dicte su algoritmo de control secundario. El primer término en la Ec. (1) asegura que no se comercialice energía a un costo menor que $C_{G,max,i}$, mientras que $C_{G,min,i}$ se utiliza en los otros para uniformizar unidades.

Las potencias $G_{lim,i}$ y $G_{exp,i}$ (en kW) representan, respectivamente, a la capacidad límite de generación y a la disponible para ser exportada. De este modo, el segundo término en la Ec. (1) penaliza la reducción del margen de reserva de la MR vendedora; se incrementa cuando se compromete la potencia factible de ser comercializada. Por su parte, el tercer término indica que el costo de la unidad de energía es más elevado cuando mayor es su velocidad de demanda (mayor P_i). Los factores adimensionales k_a y k_b se establecen de forma reglamentaria, y posibilitan la intervención regulatoria del Estado u otra institución.

Si Cap_i es la capacidad nominal de generación (suma de las potencias nominales de los generadores en la MR) y $k_{lim,i}$ es la proporción de ésta que la MR admite utilizar, estableciendo un margen de reserva, $G_{lim,i}$ y $G_{exp,i}$ resultan:

$$G_{lim,i} = k_{lim,i} \cdot Cap_i \quad ; \quad 0 < k_{lim,i} \leq 1 \tag{2}$$

$$G_{exp,i} = k_{lim,i} \cdot Cap_i - G_{int,i} \tag{3}$$

con $G_{int,i}$ la generación interna, es decir, la potencia total despachada por sus generadores, en kW, al recibir una solicitud de compra. Es facultad del controlador secundario decidir sobre $k_{lim,i}$ y el aporte de sus fuentes, definiendo en consecuencia $G_{int,i}$.

El precio instantáneo de exportación $f_{exp,i}$ (en \$/h) ofrecido por la MR *i*, surge de multiplicar la Ec. (1) por la potencia P_i comercializada. Procesando algebraicamente dicho producto, se obtiene que el costo horario de exportación de potencia es:

$$f_{exp,i} (\$/h) = A_i \cdot P_i^2 + B_i \cdot P_i \tag{4}$$

donde los factores A_i y B_i contemplan a los parámetros y variables definidos en las Ecs. (1-3). En consecuencia, pueden modificarse indirectamente por el algoritmo de control secundario de la MR, en vistas de su accionar sobre $C_{G,max,i}$, $C_{G,min,i}$, $k_{lim,i}$ y $G_{int,i}$.

El modelo en [20] utiliza DEVS para reproducir las interacciones del mercado y obtener los instantes y potencias involucradas en las transacciones de compra/venta. Requiere especificar una curva de variación temporal de la demanda para cada MR. Sus limitantes tienen que ver con la implementación de estrategias simples de control secundario, no modificables. Por caso, el modelo asume parámetros $C_{G,max,i}$, $C_{G,min,i}$ y $k_{lim,i}$ constantes en el período simulado. Además, una MR accede al mercado de importaciones únicamente cuando $G_{lim,i}$ se ve superada por la demanda. En consecuencia, no puede importar energía por razones de conveniencia estratégica, sino exclusivamente ante condiciones de necesidad.

En la sección siguiente se expone una estrategia para que cada MR pueda alterar, en tiempo de simulación, $C_{G,max,i}$, $C_{G,min,i}$, $k_{lim,i}$, el despacho de generación que define a $G_{int,i}$, y decidir sobre las potencias que se adquieren desde las restantes MRs y el instante en que cesa la importación.

METODOLOGÍA

Estructura de componentes de software

El simulador DEVS avanza en el tiempo simulado cuando el modelo indica que el próximo evento discreto se manifiesta para un instante previsto como posterior al que se encuentra en curso. Por esta razón determina, en primera instancia, la secuencia de eventos a simular en un orden cronológico. Y en caso de eventos simultáneos, puede preverse en el modelo un orden específico para la ejecución de ciertos bloques y, pese a sucederse en forma secuencial, mantener constante el registro del tiempo simulado. Por caso, cada vez que se modifica el estado de carga de una MR, una señal hacia el modelo que da cuenta del evento, desencadenando la siguiente secuencia: i) ejecución del algoritmo de gestión con la nueva demanda; ii) determinación del despacho de generación y potencias a importar (si corresponde);

iii) si se decide importar, se resume la información en solicitudes de compra que se envían a las otras MRs; iv) actuación en función de la respuesta recibida (lo que puede desencadenar otra secuencia similar). Al final del proceso, la MR actualiza los parámetros que influyen sobre sus precios de venta, informándolo al sistema. Se observa que la secuencia es compleja y debe respetar un orden de acciones; sin embargo, el simulador no progresa en el tiempo simulado, de modo que la transacción de compra/venta, producto del cambio de demanda, se asume como instantánea.

El mecanismo descrito para la gestión de eventos simultáneos puede modificarse para incluir otros bloques intermedios en la secuencia, adecuándose el modelo para mantener la representación de una transacción instantánea. Para ello, se insertó un bloque de comunicación con un proceso auxiliar, en funciones de *servidor*, encargado de aplicar la estrategia de control secundario. De esta forma, ante cualquier evento que deba alterar la gestión interna de recursos en una MR, el modelo DEVS reúne la información relevante en cuanto a demanda y los datos generales del mercado (coeficientes A_i y B_i), y los envía al *servidor*, para que sean procesados. Este proceso auxiliar, que puede incluir un modelo detallado de la MR, utiliza la información recibida y ejecuta con ello el algoritmo de control secundario. Su respuesta incluye las decisiones de gestión que serán consideradas y se envían en un mensaje de retorno al modelo DEVS, el que continúa luego con la secuencia, pero manteniendo constante el tiempo simulado. Por esta razón, sin importar cuán complejo sea el algoritmo, a los efectos de la simulación, la transacción se manifiesta como instantánea.

Si para cada MR en el SMMR se define un servidor de control secundario, el sistema se torna flexible, por cuanto cada servidor puede aplicar una lógica diferente, personalizada, incluso regida de acuerdo con objetivos distintos. La operación del SMMR se vuelve en tal caso no cooperativa, dado que el accionar de cada participante es individual. Además, si la comunicación entre los modelos DEVS y los servidores se realiza con un protocolo estándar, se obtienen otros beneficios: a) la implementación del algoritmo de control secundario puede hacerse en cualquier lenguaje de programación o software de cálculo, capaz de comunicarse con el mismo protocolo; b) no es necesario que todos los servidores se ejecuten en el mismo hardware. Esto último facilita la distribución de la carga computacional entre diversos dispositivos, lo que permite ensayar con algoritmos que puedan ser altamente demandantes de cómputo, dado que en general se basan en técnicas de optimización.

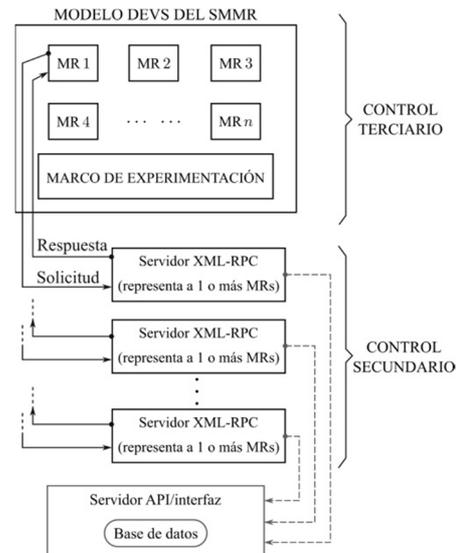


Figura 2: Arquitectura del software de simulación.

La Figura 2 resume la arquitectura del software. El bloque DEVS de una MR se comunica por medio del protocolo XML-RPC con un servidor (local o remoto) encargado de aplicar la lógica de control secundario. XML-RPC transfiere los datos en un formato XML, pero usa HTTP para el envío y recepción de mensajes [22]. También es posible utilizar un único servidor para atender las solicitudes de varias MRs.

Cada servidor XML-RPC reenvía sus decisiones a un servidor web tradicional, que ordena la información en una base de datos y provee una interfaz de consulta y trazado de gráficos de análisis.

El bloque “marco de experimentación” emite señales programadas a modo de excitación sobre el sistema. Se utiliza para definir el experimento a partir de las demandas y eventos de falla en las MRs.

Algoritmo de gestión interna de una MR

El protocolo XML-RPC permite la llamada remota de una función específica registrada en el servidor. El modelo DEVS de una MR recurre a éste enviando los siguientes argumentos requeridos por una función de optimización que aplica la lógica de gestión: instante de cálculo, demanda, pérdidas, condiciones de importación y exportación actual de la MR, coeficientes de costo de venta de cada red, y capacidad exportable y margen de reserva declarado por cada una. Tras el procesamiento de estos datos, se obtienen y comunican al modelo DEVS: $C_{G,max,i}$, $C_{G,min,i}$, $k_{lim,i}$, $G_{int,i}$ y las potencias a importar desde las otras redes. Adicionalmente, la potencia demandada también se devuelve como salida, lo que hace factible que el algoritmo decida, por ejemplo, desconectar carga. La función de optimización es programada con

cualquier criterio, siempre que obtenga las citadas salidas. En las simulaciones se utilizó el lenguaje Python para los servidores XML-RPC, optimizando costos operativos por medio del paquete CVXPY [23].

Servidor web de registro y monitoreo

El servidor web recibe información de la simulación desde los servidores XML-RPC (Figura 2) por medio de HTTP. Allí se incluye el costo operativo horario (en \$/h) de las MRs y el detalle de las potencias despachadas en los generadores y medios de almacenamiento. Esta información trasciende a los requerimientos del simulador DEVS, y sólo puede obtenerse de los algoritmos de gestión.

El servidor web fue desarrollado en Python con el framework FastAPI [24], utilizando SQLite para la base de datos. Tras cada paquete recibido, computa indicadores que son trasladados a la interfaz web: márgenes de reserva, demanda de energía y potencia media por franja horaria (bandas *pico*, *valle* y *resto*), proporción de pérdidas en relación a la demanda, consumos históricos mínimos, máximos y medios, etc.

La interfaz se construye en el formato de un panel de datos (dashboard), utilizando gráficos interactivos. Además, se emplea la tecnología WebSocket para que los gráficos y tablas se actualicen conforme progresa la simulación. Esto permite realizar un análisis paso a paso del sistema. Por ejemplo, SimView permite avanzar en la simulación de a un evento, y en tal caso la web se actualiza sin necesidad de recargar la vista.

RESULTADOS

Caso de estudio

Se propuso un sistema con 5 MRs, con las demandas diarias (período de simulación) de la Figura 3a. La carga se discretiza en intervalos de 1 hora, de modo que durante el día se registran 24 eventos de cambio de demanda por MR. Además, la MR 3 experimenta fallas que se traducen en reducciones de su capacidad (Cap_3), en 2 oportunidades (Figura 3b); mientras que la MR 5 padece una situación similar, pero logra recuperarse 2 horas después. Como parámetros globales de la Ec. (1), se utiliza $k_a=k_b=0,5$.

Para cada MR se estableció un conjunto de 3 generadores (sin almacenamiento), cada uno de los cuales exhibe un costo de operación modelado según:

$$C_{g,j} (\$/h) = a_j \cdot P_{g,j}^2 + b_j \cdot P_{g,j} + c_j \quad ; \quad j = \{1,2,3\} \quad (5)$$

donde $P_{g,j}$ (en kW) es la potencia despachada por el j -ésimo generador. En todas las MRs se usaron los coeficientes de la Tabla 1, aunque las capacidades $P_{max,j}$ difieren, según lo indicado en la Tabla 2.

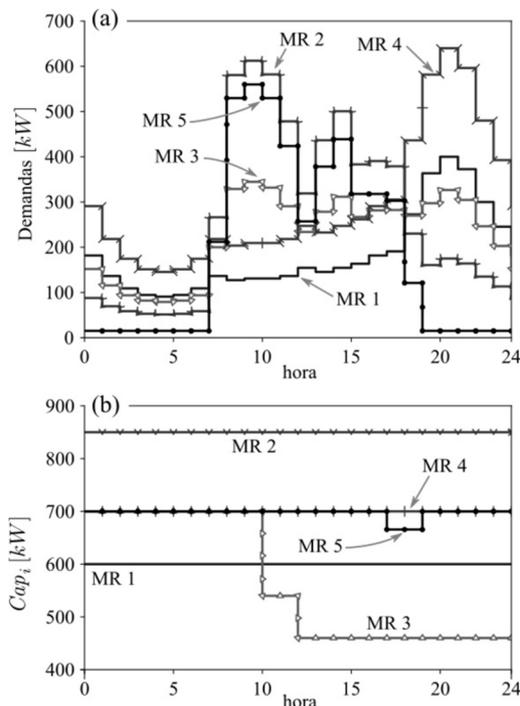


Figura 3: Demanda (a) y capacidades (b) para las pruebas.

Tabla 1: Coeficientes de costo para generadores.

Generador (j)	a_j	b_j	c_j
1	0,002	0,18	0,1
2	0,001	0,18	0,2
3	0,0015	0,17	0,25

Tabla 2: Capacidades por generador y MR (en kW).

MR	$P_{max,1}$	$P_{max,2}$	$P_{max,3}$
1	150	200	250
2	250	300	300
3	200	250	250
4	250	200	250
5	250	200	300

Los servidores XML-RPC se programaron para minimizar el costo total $C_{T,n}$ (en \$/h) afrontado a cada instante por la n -ésima MR, resolviendo con CVXPY el siguiente problema de optimización:

$$\min_{P_{g,j}; P_{imp,i}} C_{T,n} (\$/h) = \sum_{j=1}^3 C_{g,j}(P_{g,j}) + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq n}}^5 f_{exp,i}(P_{imp,i}) \quad (6)$$

suje to a:

$$0 \leq P_{g,j} \leq P_{max,j} \cdot \eta \cdot k_{lim,n} \quad ; \quad j = \{1,2,3\} \quad (7)$$

$$0 \leq P_{imp,i} \leq G_{exp,i} \quad ; \quad i = \{1,2,3,4,5\} \quad ; \quad i \neq n \quad (8)$$

$$\sum_{j=1}^3 P_{g,j} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq n}}^5 P_{imp,i} = P_{C,n} + P_{L,n} + P_{exp,n} \quad (9)$$

donde $P_{imp,i}$ es la potencia importada desde la MR i (con $i \neq n$), $P_{exp,n}$ es la exportación total (compromisos de exportación previos), $P_{C,n}$ es la demanda (Figura 3a) y $P_{L,n}$ es la pérdida, por simplicidad aproximada al 1,5% de $P_{C,n}$. La cantidad η representa la capacidad real de la MR como proporción de la disponible sin fallas (Cap_n / Cap_n sin fallas), que limita la capacidad $P_{max,j}$ de los generadores, de acuerdo con la Figura 3b.

Dado que $k_{lim,n}$ opera en la cota superior de la restricción de la Ec. (7), en ocasiones no tendrá influencia sobre el valor óptimo de $C_{T,n}$. En tal caso, se adopta $k_{lim,n}=0,85$. Esto implica mantener un 15% de la capacidad como reserva, a menos que económicamente sea conveniente reducirla.

Las cantidades $C_{G,max,n}$ y $C_{G,min,n}$ se adoptan como los costos marginales de generación [derivada de la Ec. (5)], máximo y mínimo, respectivamente, de acuerdo con el despacho $P_{g,j}$ resultante. Puede demostrarse que dichos valores coinciden cuando la resolución del problema no alcanza ninguna de las cotas de las Ecs. (7, 8). La generación informada por el servidor XML-RPC al modelo DEVS es:

$$G_{int,n} = \sum_{j=1}^3 P_{g,j} \quad ; \quad n = \{1, 2, 3, 4, 5\} \quad (10)$$

Resultados de la simulación

Para proceder con la simulación, el experimento se configura en un archivo de texto utilizando una sintaxis sencilla, donde se indica: demandas, pérdidas, eventos de falla, condiciones iniciales por MR, y la dirección IP y puerto de comunicación con los servidores XML-RPC. Finalmente, la simulación se ejecuta con SimView (Figura 4), en una interfaz que esquematiza el SMMR.

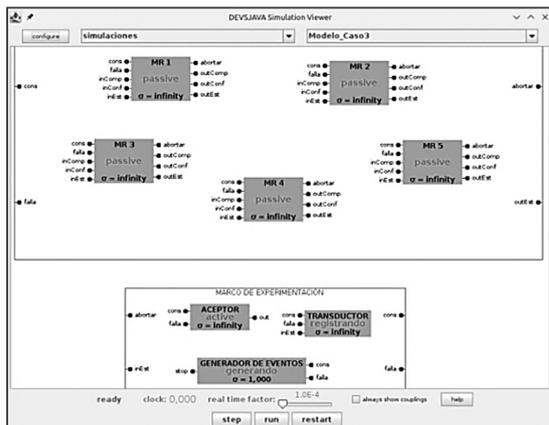


Figura 4: Pantalla del simulador DEVS (SimView).

A continuación, se accede a la web de registro, con la pantalla principal de la Figura 5. La interfaz deriva en 4 secciones accesibles desde los botones centrales,

o desde la barra superior: i) registros en forma de tablas (Figura 6); ii) gráficos de evolución temporal de las variables más importantes (Figuras 7 y 8); iii) gráficos y tablas con indicadores obtenidos por post-procesamiento (Figuras 9 y 10); y iv) opciones de configuración del servidor web.

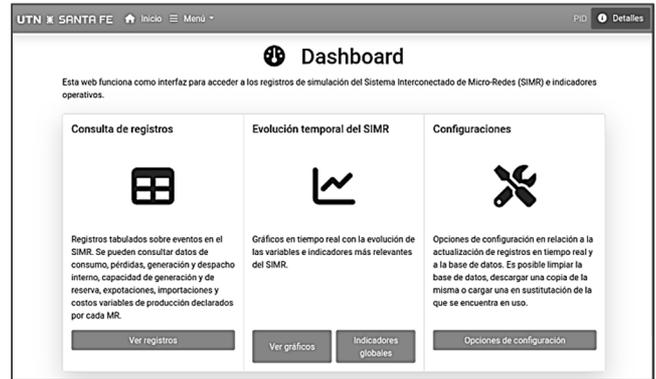


Figura 5: Interfaz web de consulta (pantalla principal).

#	t	id	Cmin (USD/h)	Despacho (kW)	Cap (kW)	Gint (kW)	Imp. (kW)	PC (kW)	PL (kW)	Exp. neta (kW)	CGmax (USD/kWh)	CGmin (USD/kWh)	Milm
1	1	1	33.88	[31.18, 62.36, 44.91]	1000.0	138.45	[0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00]	136.4	2.05	0.0	0.3047	0.3047	0.85
2	1	3	27.65	[26.31, 52.62, 38.41]	700.0	117.33	[0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00]	115.6	1.73	0.0	0.2852	0.2852	0.85
3	1	5	3.36	[2.77, 5.54, 7.03]	750.0	15.35	[0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00]	15.12	0.23	0.0	0.1911	0.1911	0.85
4	1	2	14.39	[6.39, 12.79, 11.86]	850.0	31.04	[0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 39.68]	69.68	1.05	0.0	0.2056	0.2056	0.85

Figura 6: Tablas generadas a partir de la base de datos.

Las Figuras 8 y 9 son ilustrativas de algunas de las variables representadas. Este apartado muestra la variación en el período simulado de: Cap , G_{int} , $P_C + P_L$, P_{exp} , P_{imp} (importaciones), P_g (despachos de generación), $C_{G,max}$, $C_{G,min}$, k_{lim} y el valor optimizado de C_T . Se trazan gráficos comparativos para todas las MRs en el sistema, o puede filtrarse para una MR en particular. La Figura 11 es un extracto de algunos gráficos para la MR 3, la más comprometida en razón de sus problemas de capacidad. Recurre permanentemente al mercado de importaciones. Sin embargo, su participación en el SMMR implica comprometerse al abastecimiento de acuerdos previos de venta, de modo que pese a los inconvenientes ocasionados por los eventos de falla (reducción de Cap_3), debe sostener la exportación acordada. Se destaca que la obtención de estos resultados es compleja, dada las posibles transacciones conjuntas y simultáneas en el mercado. No obstante, habiendo ejecutado todos los procesos en el mismo dispositivo (procesador de 4 núcleos a 1,30 GHz), los resultados se obtienen tras sólo 4 segundos de simulación.

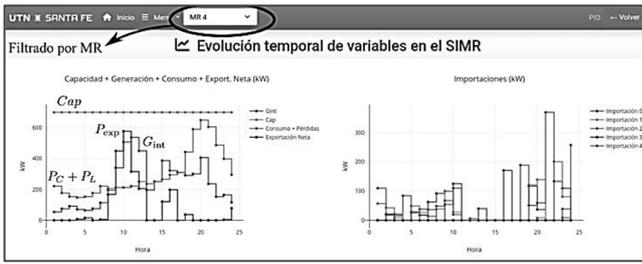


Figura 7: Cap , P_{exp} , G_{int} y $P_C + P_L$ (izq.), y $P_{imp,i}$ (der.).

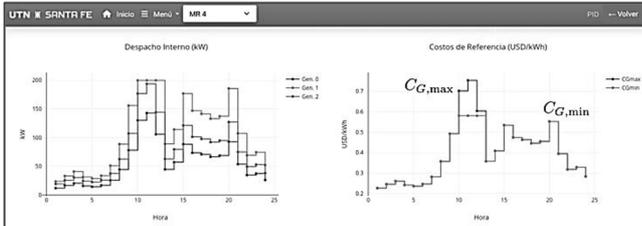


Figura 8: Despachos (izq.), y costos $C_{G,max}$ y $C_{G,min}$ (der.).

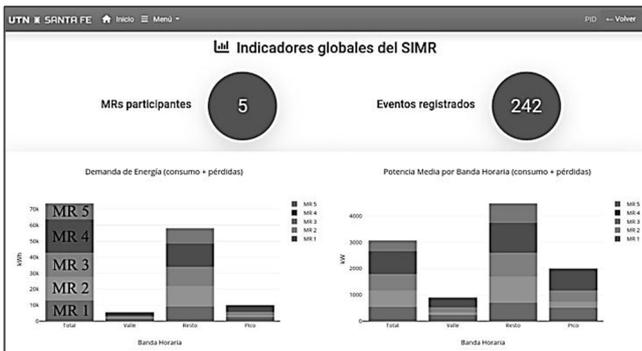


Figura 9: Consumos medios por banda horaria y MR.

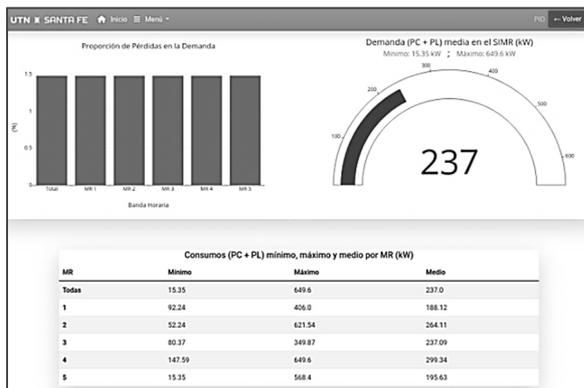


Figura 10: Registros históricos de pérdidas y consumos (mínimos, máximos y medios, del SMMR y por MR).

Para guardar los resultados, se recurre al apartado de configuraciones (Figura 11) y se exporta la base de datos (posteriormente puede importarse). También es factible exportar los registros en una planilla de cálculo. Alternativamente, los registros pueden solicitarse vía HTTP en el formato JSON.

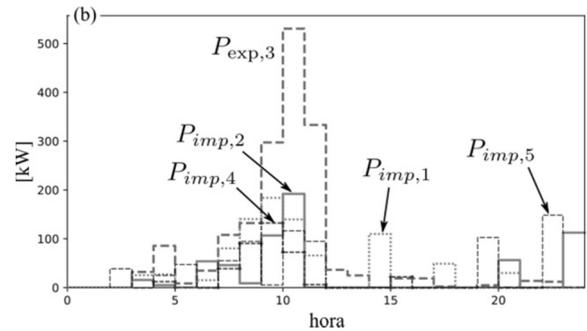
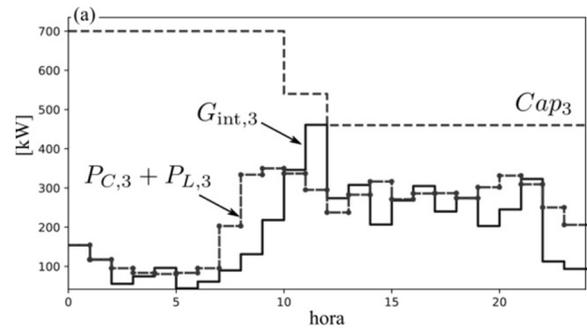


Figura 11: Evolución de la MR 3. (a) Generación interna, demanda y capacidad. (b) Exportación e importaciones.

CONCLUSIONES

El software desarrollado simplifica la construcción de escenarios de simulación para un SMMR y habilita el análisis sobre el funcionamiento del mercado de intercambio que resulta así constituido. En su aplicación más simple, focaliza en los parámetros y variables relevantes del estudio, al abstraerse de los detalles del modelo. Resuelve las interacciones entre componentes de manera eficiente, en virtud del fraccionamiento en procesos distribuidos, lo que asimismo permite explorar con algoritmos de gestión independientes para cada MR, sin limitantes en cuanto a la complejidad de los cálculos, objetivos del cálculo y metodología de resolución. Los resultados más importantes se presentan de manera ordenada y gráfica, reduciendo las tareas de procesamiento posteriores a la simulación.

A futuro, se prevé evaluar el uso de técnicas de aprendizaje automático (*machine learning*) en los algoritmos de gestión y métodos meta-heurísticos de optimización, utilizando esta plataforma para centralizar las pruebas. Además, se espera dar flexibilidad al modelo DEVS, de manera de admitir modificaciones en la lógica del mercado, con el propósito de soportar otras propuestas alternativas a las presentadas en las Ecs. (1-4).

En relación a la difusión del programa, resta definir una licencia y un medio de publicación, lo que espera concretarse en las etapas siguientes, finalizadas las primeras tareas de depurado, actualmente en curso.

REFERENCIAS

- [1] Dileep, G. (2022). A survey on smart grid technologies and applications. *Renewable Energy*, 146, 2589-2625.
- [2] Markvart, T. (2006). Microgrids: Power systems for the 21st century? *Refocus*, 7(4), 44-48.
- [3] Arriaga, M.; Cañizares, C.A.; Kazerani, M. (2013). Renewable energy alternatives for remote communities in Northern Ontario, Canada. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(3), 661-670.
- [4] Mizani, S.; Yazdani, A. (2009). Design and operation of a remote microgrid. *35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, 4299-4304.
- [5] López-González, A.; Domenech, B.; Gómez-Hernández D.; Ferrer-Martí, L. (2017). Renewable microgrid projects for autonomous small-scale electrification in Andean countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 1255-1265.
- [6] Lasseter, R.H. (2011). Smart distribution: Coupled microgrids. *Proceedings of the IEEE*, 99(6), 1074-1082.
- [7] Zou, H.; Mao, S.; Wang, Y.; Zhang, F.; Chen, X.; Cheng, L. (2019). A survey of energy management in interconnected multi-microgrids. *IEEE Access*, 7, 72158-72169.
- [8] Liu, Y.; Wang, Y.; Li, Y.; Gooi, H.B.; Xin, H. (2021). Multi-agent based optimal scheduling and trading for multi-microgrids integrated with urban transportation networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(3), 2197-2210.
- [9] Villanueva-Rosario, J.A.; Santos-García, F.; Aybar-Mejía, M.E.; Mendoza-Araya, P.; Molina-García, A. (2022). Coordinated ancillary services, market participation and communication of multi-microgrids: A review. *Applied Energy*, 308, 118332.
- [10] Olivares, D.E.; Mehrizi-Sani, A.; Etemadi, A.H.; Cañizares, C.A.; Iravani, R.; Kazerani, M.; Hajimiragha, A.H.; Gomis-Bellmunt, O.; Saadefard, M.; Palma-Behnke, R.; Jiménez-Estévez, G.A.; Hatziargyriou, N.D. (2014). Trends in Microgrid Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905-1919.
- [11] Nikmehr, N.; Ravadanegh, S.N. (2015). Optimal power dispatch of multi-microgrids at future smart distribution grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(4), 1648-1657.
- [12] Fathi M.; Bevrani, H. (2013). Statistical Cooperative Power Dispatching in Interconnected Microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(3), 586-593.
- [13] Babanezhad, H.; Ghafouri, A.; Sedighi, M. (2022). Multi-layer energy management software base VBA for multi microgrid operation planning and cost analysis. *Journal of Energy Management and Technology (JEMT)*, 6(4), 232-240.
- [14] Alshareef, A.; Sarjoughian, H.S. (2021). Hierarchical Activity-Based Models for Control Flows in Parallel Discrete Event System Specification Simulation Models. *IEEE Access*, 9, 80970-80985.
- [15] Jarrah, M. (2016). Modeling and simulation of renewable energy sources in smart grid using DEVS formalism. *Procedia Computer Science*, 83, 642-647.
- [16] Benigni, A.; Brown, M.; Leonard, R.A.; Dougal, R.A. (2015). QDEVS natural coupled simulation of a microgrid. *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 5014-5019.
- [17] Toba, A.-L.; Seck, M.; Amisshah, M.; Bouazzaoui, S. (2017). An approach for DEVS based modeling of electrical power systems. *Winter Simulation Conference*, 977-988.
- [18] Chow, A.C.H.; Zeigler, B.P. (1994). Parallel DEVS: A parallel, hierarchical, modular modeling formalism. *Winter Simulation Conference*, 716-722.
- [19] Alshareef, A.; Sarjoughian, H.S. (2021). Hierarchical Activity-Based Models for Control Flows in Parallel Discrete Event System Specification Simulation Models. *IEEE Access*, 9, 80970-80985.
- [20] Loyarte, A.S. (2020). Modelado, Optimización y Gestión de Micro-Redes Eléctricas. Operatorias en los Modos Isla e Interconectado (PhD thesis). Universidad Tecnológica Nacional, Santa Fe (Argentina), 134-139.
- [21] Kim, S.; Sarjoughian, H.S.; Elamvazhuthi, V. (2009). DEVS-Suite: A Simulator Supporting Visual Experimentation Design and Behavior Monitoring. *Spring Simulation Multiconference, Society for Computer Simulation International*, p. 161.
- [22] Cerami, E. (2002). Web Services Essentials. En *Part II: XML-RPC* (25-41). O'Reilly Media, Newton (Massachusetts), USA.
- [23] Diamond, S.; Boyd, S. (2016). CVXPY: A Python-Embedded Modeling Language for Convex Optimization. *Journal of Machine Learning Research*, 17, 1-5.
- [24] FastAPI Framework. Disponible en: <https://fastapi.tiangolo.com/>