

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

Planificación de la Generación en un Sistema Interconectado de Micro-Redes

Ariel S. Loyarte, Carlos I. Sanseverinatti, U. Manassero

UTN-FRSF, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Lavaisse 610, Ciudad de Santa Fe, prov. de Santa Fe, Argentina, Tel: +54-0342-4601579 (int. 2511), aloyarte@frsf.utn.edu.ar.

Resumen – Una micro-red se conforma a partir de una red eléctrica de baja potencia con generación distribuida de diversa índole, pudiendo eventualmente incluir sistemas de almacenamiento de energía. En general, este tipo de redes se caracteriza por presentar una demanda con alta variabilidad. Por esta razón, para el abastecimiento integral de los consumos, resulta imperioso el uso de complejos mecanismos de control de potencia y medios de generación de rápida respuesta. En este contexto, un sistema de múltiples micro-redes interconectadas puede proveer alternativas en cuanto a la planificación en el despacho de la generación. Algunos autores sostienen que la estructura de micro-redes interconectadas es adecuada para la implementación de redes eléctricas inteligentes de baja escala, incorporando al sistema un mercado de intercambio energético y posibilitando el abastecimiento en regiones más amplias. Es por eso que, en este trabajo, se estudia la factibilidad de un sistema interconectado de micro-redes para asignar a una de las participantes la función de compensación de la elevada variabilidad de la demanda, operando exclusivamente como red exportadora en el mercado de intercambio. Se proyecta que las restantes micro-redes planifiquen su generación en configuraciones simples, con mínimas variaciones diarias, reduciendo la complejidad de los sistemas de control. Se analizan indicadores económicos y energéticos para evaluar la conveniencia de la propuesta. El estudio se realiza mediante simulaciones numéricas ejecutadas a partir de un modelo matemático del sistema basado en el formalismo DEVS (Discrete EVent System Specification, en su designación original en inglés), generado en trabajos previos. El formalismo DEVS provee un conjunto de especificaciones diseñadas para modelar y posteriormente simular sistemas de eventos discretos, que logra resolver eficazmente la ocurrencia simultánea de eventos, aquí manifestada como variaciones de demanda, generación y transacciones de intercambio, que se registran superpuestas. Los resultados, de acuerdo con múltiples casos de prueba simulados, demuestran la validez de la propuesta, sus beneficios, y destacan las limitaciones y exigencias técnicas en cuanto a la capacidad requerida por la micro-red exportadora.

Palabras claves - Formalismo DEVS; Generación Distribuida; Micro-Redes.

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

INTRODUCCIÓN

Contextualización:

La designación de “red inteligente” se utiliza para comprender las tecnologías circundantes a la evolución de las redes eléctricas, orientadas a su operación eficiente técnica y económicamente (Dileep, 2022). En los últimos años, los conceptos se aplicaron sobre redes compactas, identificadas como “micro-redes” (Markvart, 2006), que operan en media o baja tensión y utilizan generación distribuida. Una micro-red (MR) tiene una área de cobertura reducida a pequeñas localidades, industrias, centros comerciales, etc. (López-González et al., 2017).

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 (Lasseter, 2011). En este contexto, y con la finalidad de ampliar su alcance, las investigaciones condujeron a la implementación de sistemas interconectados de MRs (Zou et al., 2019), configurando un escenario de mercado energético (Liu et al., 2021). 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 garantizar el cumplimiento de las reglas del mercado. De acuerdo con Olivares et al. (2014), el sistema 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. En este esquema, la operación del sistema interconectado de MRs (SIMR) se realiza teniendo en cuenta que, adicionalmente a las decisiones sobre el despacho interno de

generadores, cada CG tiene a disposición la posibilidad de compras en el mercado, informadas al CGE (Loyarte et al., 2016).

Algunas estrategias comunes en la gestión de un SIMR suelen ser: i) las MRs acuden a la importación sólo cuando sus capacidades de generación son insuficientes para abastecer la demanda; ii) la importación se utiliza como medio de generación alternativo, complementario a los generadores incluidos en la MR. No obstante, ambos criterios requieren de complejos sistemas de control secundario, dada la elevada variabilidad que caracteriza a las demandas en redes de baja escala. Para atenuar estos inconvenientes, en este trabajo se propone evaluar la conveniencia técnico-económica de la incorporación de una MR adicional, con funciones exclusivas de exportación, encargada de compensar las variaciones de la demanda en el SIMR, para estrategias de despacho planificadas y de reducida variabilidad en las otras integrantes del sistema. En este marco, las MRs planifican su despacho como variaciones escalonadas de las potencias erogadas por sus generadores, y en una cantidad reducida de escalones para un día de operación. La diferencia de demanda no abastecida por el despacho planificado es compensada con compras a la MR exportadora. De esta manera, la complejidad de los sistemas de control se traslada mayormente hacia esta última.

El estudio se realiza sobre un SIMR de prueba con 5 MRs, contrastando indicadores técnicos y económicos para varias propuestas en la planificación de despachos. Asimismo, se contrastan con dos escenarios: a) MRs autoabastecidas; y b) transacciones libres en el SIMR. Las simulaciones se ejecutan a partir del modelo presentado en un trabajo previo (Loyarte, 2020), basado en el formalismo DEVS (*Discrete Event System*

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

Specification) (Alshareef y Sarjoughian, 2021). Se trata de un framework de especificación de sistemas de eventos discretos, que cuenta con un formalismo para la construcción de modelos complejos, incluyendo la ocurrencia simultánea de eventos, por ej., demandas que varían simultáneamente en las MRs.

Antecedentes:

En Loyarte (2020, pp. 134-139) se propuso un esquema de formación de precios de mercado y el modelo DEVS de un SIMR. En la propuesta, la m -ésima MR comercializa la unidad de energía (1 kWh) a un precio $f_{e,m}$ (en \$/kWh) reglamentado, y que para una potencia entregada P_m (en kW) es:

$$f_{e,m} (\$/kWh) = C_{G,\max,m} + K_a \cdot \frac{Cap_m - G_{\exp,m}}{Cap_m} \cdot C_{G,\min,m} + K_b \cdot \frac{P_m}{G_{\exp,m}} \cdot C_{G,\min,m} \quad (1)$$

donde $C_{G,\max,m}$ y $C_{G,\min,m}$ (en \$/kWh, con $C_{G,\max,m} \geq C_{G,\min,m}$) son costos de referencia declarados por la MR vendedora, y que definen su participación (impacto) en el mercado. 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 $C_{G,\max,m}$, mientras que $C_{G,\min,m}$ se utiliza en los otros para uniformizar unidades.

Las potencias Cap_m y $G_{\exp,m}$ (en kW) representan, respectivamente, a la capacidad 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. Por su parte, el tercer término indica que el costo de la unidad de energía es más elevado cuanto mayor es la potencia involucrada. Los

factores adimensionales K_a y K_b se establecen de forma reglamentaria, y posibilitan la intervención regulatoria del Estado u otra institución. Siendo $G_{\text{int},m}$ la potencia generada internamente en la MR (total despachado), se obtiene que $G_{\exp,m}$ resulta:

$$G_{\exp,m} = Cap_m - G_{\text{int},m} \quad (2)$$

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

$$f_{\exp,m} (\$/h) = A_m \cdot P_m^2 + B_m \cdot P_m \quad (3)$$

donde los factores A_m y B_m contemplan a los parámetros y variables definidos en las Ecs. (1, 2). En consecuencia, pueden modificarse indirectamente por el algoritmo de control secundario de la MR, en vistas de su accionar sobre $C_{G,\max,m}$, $C_{G,\min,m}$ y $G_{\text{int},m}$.

DESARROLLO

Metodología:

La Fig. 1 resume los componentes centrales del modelo de simulación utilizado, modificado del propuesto por Loyarte (2020). Se incluyó, por cada MR, un bloque optimizador programable, que implementa la lógica de control secundario. Cuando una MR experimenta un cambio de demanda, el modelo DEVS envía la información relevante del SIMR al bloque optimizador, incluyendo los coeficientes A_m y B_m . Con esta información, el bloque determina la potencia a entregar por sus generadores y la que será importada, devolviendo sus resultados al modelo. El criterio se programa libremente.

Cuando la respuesta de un bloque optimizador sugiere importar energía, el modelo responde en base a un mecanismo de

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

solicitudes de compra, que permite gestionar transacciones simultáneas, provenientes de varias MRs. En tal caso, se implementa un orden de prioridades; son atendidas en primer lugar las solicitudes de mayor potencia.

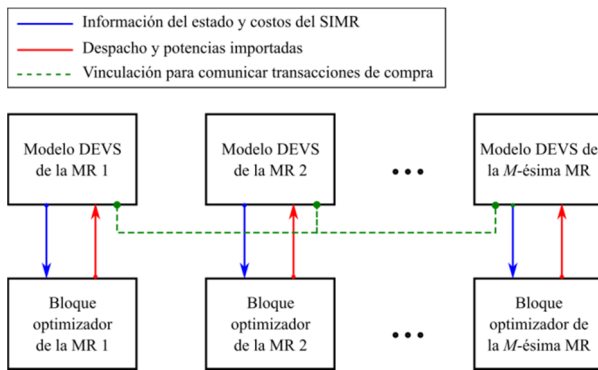


Fig. 1: Esquema simplificado de componentes del modelo DEVS del SIMR.

Los bloques programables se adecuaron para simular los siguientes casos de estudio:

a) *BASE 1*: Las MRs operan sin intercambios, abasteciendo sus demandas con generación interna y mínimo costo operativo.

b) *BASE 2*: Escenario de libre competencia. Las MRs deciden sobre las potencias a despachar por sus generadores y a importar desde el SIMR, con tal de minimizar el costo total de operación.

c) *Generación escalonada*: Las MRs operan en despacho económico, con $G_{int,m}$ planificada previamente. La curva diaria configurada para $G_{int,m}$ presenta una forma simple, conformada por unos pocos tramos constantes (variación escalonada). El remanente no cubierto de demanda se importa desde una MR adicional, que se incorpora para ofrecer el servicio de venta, constituyendo la única MR exportadora.

Las simulaciones se realizan adecuando los bloques programables de la Fig. 1 para resolver cada uno de los problemas de optimización que se presentan en las

secciones siguientes. Los casos c) se resuelven para diferentes cantidades de escalones en las curvas planificadas de $G_{int,m}$.

El modelo DEVS aproxima variables continuas con alternativas discretas. Por esta razón, el tiempo simulado t toma valores enteros en el intervalo $[0; 96]$, para una unidad de medida equivalente a 15 minutos, en un horizonte adoptado de estudio de 1 día.

Objetivos e hipótesis:

Se propone simular los casos a) a c) sobre un SIMR de prueba, conformado por 4 MRs con diferentes demandas. Para los casos c), se añade un quinta MR, en funciones de exportadora. El objetivo consiste en verificar o refutar las siguientes hipótesis:

- Hipótesis 1: En su contraste frente a la operación aislada de las MRs (BASE 1), un escenario de libre competencia (BASE 2) produce menores costos operativos para todas las participantes del SIMR.

- Hipótesis 2: La libre competencia de mercado (BASE 2) produce mayores beneficios en términos de costos de operación que la propuesta de los casos c). Sin embargo, esta última puede lograr costos similares, si la generación se planifica adecuadamente.

- Hipótesis 3: La propuesta de los casos c) produce beneficios económicos similares para todas las MRs participantes, cuando $G_{int,m}$ se planifica en todos los casos con la misma cantidad de escalones.

- Hipótesis 4: Dado que la propuesta de los casos c) distribuye la demanda total del SIMR en un sistema que incorpora una MR adicional (exportadora), es posible reducir el costo global de operación (de todo el sistema), frente al del caso BASE 2.

- Hipótesis 5: El procedimiento para configurar, simular y analizar los resultados

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

de los casos c), puede sistematizarse y utilizarse para el dimensionamiento de la MR exportadora (definición de su capacidad).

- **Hipótesis 6:** Si bien la propuesta de los casos c) puede reducir el costo operativo global del SIMR, algunas MRs resultan más beneficiadas que otras, y algunas presentan costos mayores que los del caso BASE 2.

Planificación escalonada de la generación:

Sea $P_d^{(m)}(t)$ la demanda de la m -ésima MR en el instante t (en kW) y $E_g^{(m)}$ la energía generada por la misma en el día (en kWh). La planificación de la generación consiste en determinar el despacho $G_{\text{int},m,j}$ para el j -ésimo escalón diario de un total N , establecido entre los instantes $t_{j-1}^{(m)}$ y $t_j^{(m)}$, también incógnitas, como se aprecia en el ejemplo de la Fig. 2.

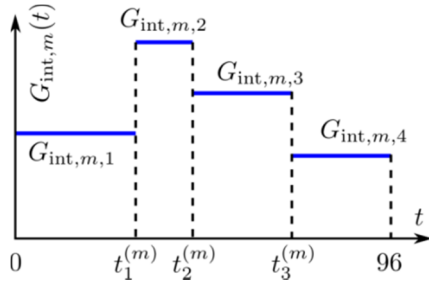


Fig. 2: Ejemplo de escalonamiento con $N = 4$.

El aprovechamiento de los recursos de la MR es óptimo cuando $E_g^{(m)}$ es máxima para la cantidad N ; resuelto con el siguiente problema de programación entera-mixta:

$$\max_{t_j^{(m)}, G_{\text{int},m,j}} E_g^{(m)} = 0,25 \cdot \sum_{j=1}^N G_{\text{int},m,j} \cdot (t_j^{(m)} - t_{j-1}^{(m)}) \quad (4)$$

$$j = \{1, 2, \dots, N\}$$

sujeto a:

$$0 \leq t_j^{(m)} \leq 96 \quad (5)$$

$$t_j^{(m)} > t_{j-1}^{(m)} \quad (6)$$

$$G_{\text{int},m,j} \leq p_d^{(m)} ; p_d^{(m)} \in [P_d^{(m)}(t_{j-1}^{(m)}); P_d^{(m)}(t_j^{(m)})] \quad (7)$$

asumiendo $t_0^{(m)} = 0$ y $t_N^{(m)} = 96$. La Ec. (7) indica que la generación no puede superar la demanda. Además, siendo $NG(m)$ la cantidad de generadores en la MR, y $P_{g,k}^{(m)}(t)$ la potencia entregada por el k -ésimo generador (en kW) en el instante t , deberá respetarse:

$$G_{\text{int},m}(t) = \sum_{k=1}^{NG(m)} P_{g,k}^{(m)}(t) \quad (8)$$

Despacho óptimo con MRs en isla (BASE 1):

Considérese el costo instantáneo de operación $C_{g,k}^{(m)}$ (en \$/h) del k -ésimo generador en la m -ésima MR, modelado como un polinomio de segundo grado, es decir:

$$C_{g,k}^{(m)} = a_k^{(m)} \cdot (P_{g,k}^{(m)})^2 + b_k^{(m)} \cdot P_{g,k}^{(m)} + c_k^{(m)} \quad (9)$$

con coeficientes $a_k^{(m)}$, $b_k^{(m)}$ y $c_k^{(m)}$. Luego, el costo instantáneo de generación, en condición de autoabastecimiento (MR aislada), resulta:

$$CG^{(m)}(t) = \sum_{k=1}^{NG(m)} C_{g,k}^{(m)}(P_{g,k}^{(m)}(t)) \quad (10)$$

el cual se minimiza resolviendo el siguiente problema de optimización para el instante t :

$$\min_{P_{g,k}^{(m)}(t)} CG^{(m)}(t) \quad (11)$$

$$k = \{1, 2, \dots, NG(m)\}$$

sujeto a:

$$P_{g,\text{min},k}^{(m)} \leq P_{g,k}^{(m)}(t) \leq P_{g,\text{max},k}^{(m)} \quad (12)$$

$$G_{\text{int},m}(t) = P_d^{(m)}(t) \quad (13)$$

donde $P_{g,\text{min},k}^{(m)}$ y $P_{g,\text{max},k}^{(m)}$ son, respectivamente, las potencias mínima y máxima de operación del generador k . La capacidad Cap_m de la MR se obtiene de sumar las cantidades $P_{g,\text{max},k}^{(m)}$ ($k=1, 2, \dots, NG(m)$), mientras que $G_{\text{int},m}$ se calcula según la Ec. (8).

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

Despacho óptimo en competencia (BASE 2):

Sean M micro-redes que operan en el SIMR en libre competencia con las reglas de las Ecs. (1-3), y $P_{imp,r}^{(m)}$ la potencia importada por la m -ésima MR desde la r -ésima (en kW). De acuerdo con la Ec. (3), el costo instantáneo de importación de la primera (en \$/h) es:

$$CI^{(m)}(t) = \sum_{\substack{r=1 \\ r \neq m}}^M A_r \cdot (P_{imp,r}^{(m)}(t))^2 + B_r \cdot P_{imp,r}^{(m)}(t) \quad (14)$$

La operación económica de la MR m se logra decidiendo por el despacho $P_{g,k}^{(m)}$ y las importaciones $P_{imp,r}^{(m)}$, resolviendo el siguiente problema de optimización:

$$\min_{P_{g,k}^{(m)}, P_{imp,r}^{(m)}} C_T^{(m)}(t) = CG^{(m)}(t) + CI^{(m)}(t) \quad (15)$$

$$k = \{1, 2, \dots, NG(m)\}; r = \{1, 2, \dots, m\} \wedge r \neq m$$

sujeto a:

$$P_{g,\min,k}^{(m)} \leq P_{g,k}^{(m)}(t) \leq P_{g,\max,k}^{(m)} \quad (16)$$

$$0 \leq P_{imp,r}^{(m)}(t) \leq G_{exp,r}^{(m)} \quad (17)$$

$$G_{int,m}^{(m)}(t) + \sum_{\substack{r=1 \\ r \neq m}}^M P_{imp,r}^{(m)}(t) = P_d^{(m)}(t) + P_{exp}^{(m)}(t) \quad (18)$$

donde $P_{exp}^{(m)}$ contabiliza los compromisos de exportación (en kW) que la MR m asumió como vendedora, previo al instante t , según:

$$P_{exp}^{(m)}(t) = \sum_{\substack{r=1 \\ r \neq m}}^M P_{imp,r}^{(r)}(t) \quad (19)$$

Los límites de exportación $G_{exp,r}$ se determinan con la Ec. (2). Ambas magnitudes $P_{exp}^{(m)}$ y $G_{exp,r}$ devienen de un análisis de las transacciones previas a t que se realizaron para cada MR, resolviendo el problema de las Ecs. (15-18), y atendiendo a que los parámetros A_r y B_r son variantes en el tiempo, motivo de su dependencia con $C_{G,\max,r}$, $C_{G,\min,r}$ y $G_{int,r}$. En consecuencia, su determinación es

compleja, en razón de requerir la resolución de una secuencia ordenada de problemas de optimización. No obstante, el proceso es automatizado por la simulación DEVS.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Configuración de las simulaciones:

Se modela un SIMR de 4 MRs con curvas de demanda diaria ($P_d^{(m)}(t)$) diferentes, extraídas de Loyarte (2020, pp. 160-163), resultantes de distintas combinaciones de perfiles de consumo residencial, industrial y comercial, discretizadas en 96 escalones de 15 minutos ($t=0$ hasta $t=96$). En las simulaciones, se identifican como las MRs 2 a 5, para las cuales se establecen capacidades (Cap_m) de 621, 350, 646 y 568 kW, respectivamente, iguales a los correspondientes picos de demanda. Estas cantidades permiten el autoabastecimiento, requerido por el escenario BASE 1.

La MR 1 se incorpora como exportadora (sin demanda propia) para ensayar los casos c). Su capacidad (Cap_1) se establece como la mínima necesaria para cubrir los requerimientos de las MRs 2 a 5, en función de los perfiles planificados de $G_{int,m}(t)$ (escalonamiento de la generación).

Todas las MRs se configuran con una cantidad $NG(m) = 3$ generadores, con curvas de costo cuadráticas [Ec. (9)], con los coeficientes indicados en la Tabla 1. Para todos se establece $P_{g,\min,k} = 0$ y $P_{g,\max,k} = Cap_m/3$ (un tercio de la capacidad total).

Tabla 1: Coeficientes de costos de generación.

Generador	a_k	b_k	c_k
1	0,0020	0,18	0,10
2	0,0010	0,18	0,20
3	0,0015	0,17	0,25

Por otra parte, se establecen coeficientes $K_a = K_b = 0,5$, lo que implica asignar la misma

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

ponderación al segundo y último término de la Ec. (1). Allí, los factores $C_{G,\min,m}$ y $C_{G,\max,m}$ se adoptan, respectivamente, como los costos marginales de generación mínimo y máximo [derivada de la Ec. (9)], en función del despacho $P_{g,k}^{(m)}$.

En los casos BASE 1 y BASE 2, la MR 1 no participa en el sistema. En el primero, los despachos $P_{g,k}^{(m)}$ se calculan resolviendo para cada intervalo de 15 minutos el problema de las Ecs. (11-13). En tal caso, las importaciones son nulas ($P_{imp,r}^{(m)} = 0$, condición de MRs aisladas). Por su parte, $P_{g,k}^{(m)}$ y $P_{imp,r}^{(m)}$ se calculan para el caso BASE 2, resolviendo el problema de las Ecs. (15-18). En ambos problemas se utiliza un algoritmo que resuelve con un método OSQP (*Operator Splitting Quadratic Programming*), por intermedio de la librería CVXPY (Diamond y Boyd, 2016), implementado en los bloques optimizadores del modelo de simulación, señalados en la Fig. 1.

Por otro lado, los casos *c*) se resuelven para $N = 1$ a 7 escalones planificados de generación ($G_{int,m}(t)$, con $m = \{2, 3, 4, 5\}$), y luego para cantidades mayores, desde 10 hasta 90, incorporando 10 escalones en cada nueva simulación. Para la cantidad extrema $N = 96$, el resultado coincide con el escenario BASE 1. En estos casos, la planificación de la generación se resuelve en primer lugar con el problema de las Ecs. (4-7), abordado individualmente para cada MR (desde la 2 hasta la 5), y para cada N evaluado. Allí se determinan las magnitudes $G_{int,m,j}$ y los instantes t_j de cambio de escalón. En vistas de la complejidad del problema, motivo de variables de decisión enteras y continuas combinadas, se optó por la resolución a partir de un algoritmo de optimización por enjambre de partículas (conocido por la sigla PSO), para el cual los autores cuentan con experiencia previa (Loyarte, 2020, Cap. 3 y

4). A continuación, los casos *c*) se resuelven considerando que el comportamiento de la MR 1 difiere con las otras, de la siguiente manera:

- *MRs 2 a 5*: Los correspondientes bloques optimizadores del modelo DEVS se configuran para resolver un problema de despacho económico de generación idéntico al de las Ecs. (11-13), pero sustituyendo a la potencia despachada $P_d^{(m)}(t)$ por la indicada en el escalonamiento $G_{int,m}(t)$ (determinado previamente con el método PSO).

- *MR 1 (exportadora)*: El bloque optimizador resuelve el problema de las Ecs. (15-18) con $m = 1$, para la condición de $P_{imp,r}^{(m)} = 0$ (sin importaciones desde las otras MRs), y $P_{imp,m}^{(r)} = P_d^{(r)} - G_{int,r}$. Es decir, las potencias exportadas corresponden a la demanda no cubierta por el escalonamiento en las MRs 2 a 5. En este caso, la determinación de Cap_1 no es trivial. Se procede asignando una capacidad inicial que supera con holgura las necesidades del sistema y se ejecuta una primera simulación. Luego, el valor máximo obtenido para $G_{int,1}$ se asigna a Cap_1 en una segunda simulación (definitiva).

Análisis de resultados:

Los resultados se procesan para computar indicadores de costos operativos netos diarios: generación e importación, descontando los ingresos por venta. El costo global del SIMR se obtiene sumando los costos operativos netos de todas las MRs participantes. Se observa que la variación temporal de $G_{int,m}$, $P_{g,k}^{(m)}$ y $P_{imp,r}^{(m)}$, como así también de los costos instantáneos, también son obtenidas por la simulación DEVS. No obstante, en este apartado se focaliza en indicadores globales (diarios) para concluir sobre las hipótesis planteadas.

La Fig. 3 corrobora la Hipótesis 1. Muestra el costo neto afrontado por cada MR

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

en el caso BASE 2, frente al correspondiente al caso BASE 1 (porcentaje). Se observa que la libre competencia en un mercado de compra-venta puede reducir los costos de todas las participantes. Adicionalmente, la competencia logra reducir los requerimientos de capacidad, como se indica en la Tabla 2, demostrando que aún atendiendo los compromisos de exportación que surgen de los intercambios, la generación máxima de cada MR es inferior a su demanda máxima.

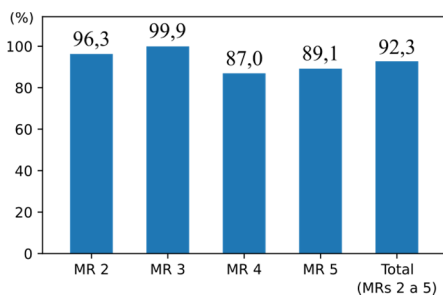


Fig. 3: Costo operativo neto de la BASE 2 en relación a la BASE 1, por MR y total.

Tabla 2: Generación y demanda máxima por MR para el caso BASE 2.

MR (m)	$P_d^{(m)}$ máx. (kW)	$G_{int,m}$ máx. (kW)	Dif. (%)
2	621	539,6	13,1%
3	350	347,2	0,8%
4	646	391,7	39,4%
5	568	509,9	10,2%

La Hipótesis 2 también se corrobora, de acuerdo con la Fig. 4. Allí se señala el costo operativo neto diario afrontado por cada MR, en función de los escalones en la planificación de despachos. A partir de $N=10$ (y antes de completar los 96), los costos individuales por MR se tornan ligeramente inferiores a los obtenidos en libre competencia, lo que resulta fundamental para que todas las MRs tengan incentivos para participar. Esto último, permite a su vez refutar la Hipótesis 6. Adicionalmente, la misma figura logra refutar la Hipótesis 3. Con pocos escalones (menos

de 7), se registran grandes diferencias en las variaciones de los costos frente a los del caso BASE 2 (las MRs 2 y 5 resultan más perjudicadas), aunque a partir de $N = 7$, por el contrario, se vuelven similares.

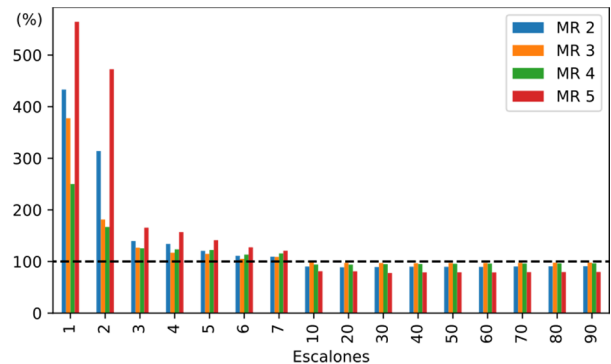


Fig. 4: Costos operativos netos diarios por MR en relación al caso BASE 2.

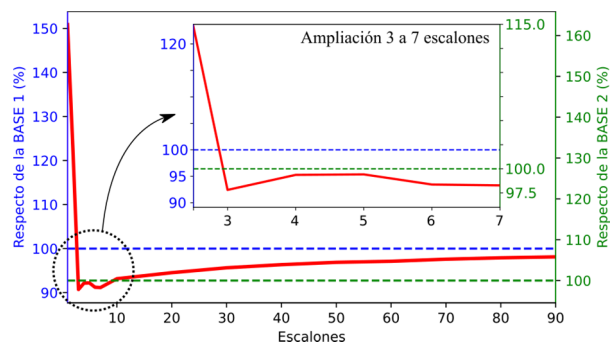


Fig. 5: Costo operativo neto del SIMR en relación a los escenarios BASE.

Es de destacar que la meta registrada para $N=10$ podría alcanzarse aún con menos escalones, si se distribuyen las ganancias de la MR 1; lo que requiere establecer un criterio en base a aportes y méritos. Por otra parte, la Fig. 4 indica que a partir de 10 escalones, los costos operativos individuales no se modifican sustancialmente. Una observación en detalle demuestra que para las MRs 2 a 5, los mínimos se obtienen, respectivamente, para 20, 40, 20 y 30 escalones. De acuerdo con estos resultados, podría concluirse que una reconfiguración horaria de los despachos (24 escalones) obtiene beneficios individuales satisfactorios, destinando entonces la MR 1 a

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

absorber las variaciones de la demanda registradas en intervalos de pocos minutos.

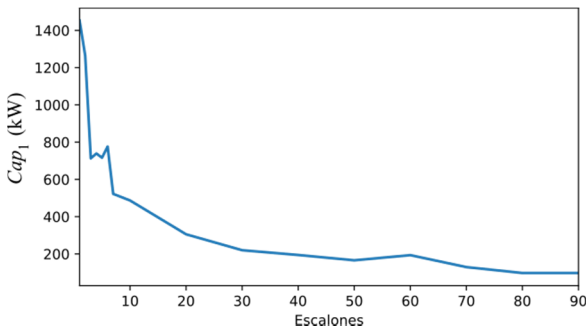


Fig. 6: Capacidad requerida de la MR 1.

La Hipótesis 4 es convalidada, de acuerdo con la Fig. 5, que muestra el costo operativo neto total del SIMR en relación a los escenarios BASE 1 (eje izquierdo) y BASE 2 (eje derecho), y en función de la cantidad de escalones. Desde un punto de vista global (no individual), los menores costos se obtienen para N entre 3 y 7 (inferiores frente a la BASE 2). El mínimo se obtiene para 3 escalones, pudiendo deberse a la identificación de las típicas zonas de “pico”, “valle” y “resto” en los perfiles de demanda, para los cuales el algoritmo de escalonamiento [Ecs. (4-7)] logra un ajuste acertado. Sin embargo, corresponde destacar que este análisis no considera los costos asociados a la inversión para la instalación de la MR exportadora. Por esta misma razón, la Hipótesis 5 sólo puede ser convalidada parcialmente. El proceso diagramado de simulaciones obtiene que Cap_1 varía con N según se indica en la Fig. 6. Por ejemplo, si se adopta $N=3$, la curva de la Fig. 6 sugiere (a falta de un análisis de la inversión) que el valor adecuado para Cap_1 es de 713 kW. Se destaca, asimismo, que la variación con N no es siempre decreciente. Esto responde a que la cantidad N modifica las potencias entregadas por MR de manera desigual (puesto que las demandas difieren), lo que puede originar que el pico de exportación de la MR 1 cambie en magnitud y en el instante de ocurrencia.

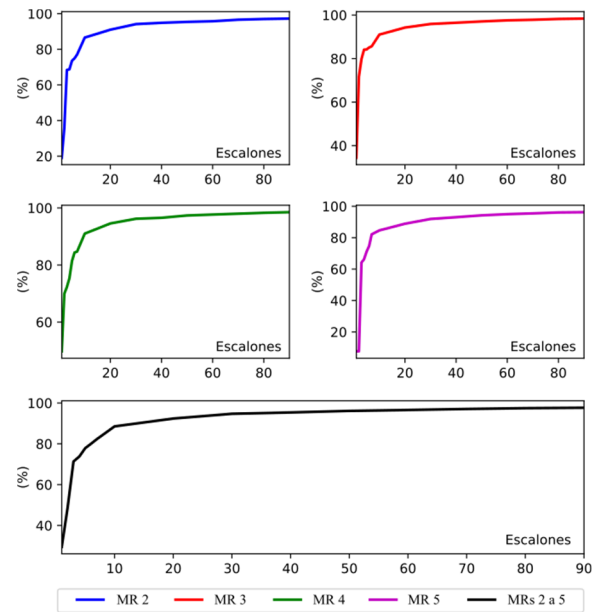


Fig. 7: $E_g^{(m)}$ en relación a la demanda.

La Fig. 7 señala que para $N=3$, las MRs 2 a 5 aportan una energía que representa entre 64,2% y 79,7% de su demanda (71,3% del total). Para que todas aporten una energía superior al 80%, se requieren al menos 6 escalones, y al menos 20 para superar el 90%.

CONCLUSIONES

El estudio permite concluir en que la estrategia de planificación escalonada de la generación es una alternativa válida de gestión para simplificar la actuación de los sistemas de control en MRs. La complejidad se concentra en una MR exportadora adicional. No obstante, una configuración adecuada permite reducir el costo operativo global del SIMR. Pese a ello, no es sencillo detectar condiciones en las cuales dicho beneficio global en el sistema, se traslade de igual forma a los beneficios individuales de las participantes. Por caso, las simulaciones ejecutadas en los escenarios de prueba, indican que el costo global del SIMR se reduce frente a un escenario de libre competencia, cuando el escalonamiento de despachos se realiza con 3 a 7 escalones;

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

mientras que para conveniencia particular de las MRs 2 a 5, se necesitan al menos 10.

Por otra parte, se destaca que el procedimiento instrumentado puede ser utilizado para el dimensionamiento de la MR exportadora, aunque para ello se requiere de un análisis más complejo, que incluya los costos de inversión, el detalle de los costos operativos y de mantenimiento en los sistemas de medición y control, y estimaciones de índices de período de recupero de la inversión, entre otros.

A futuro, se prevé evaluar la propuesta cuando la cantidad de escalones por MR pueda no ser la misma, y cuando el objetivo individual de algunas de ellas responda a un indicador técnico (calidad del servicio, por ejemplo), no económico. Asimismo, se considera pertinente evaluar la posible distribución de las ganancias de la MR 1, trabajando en base a conceptos de la teoría de juegos coalicionales. En este enfoque, la MR exportadora actuaría prestando un servicio compartido en el sistema, que podría incluso ofrecer alternativas de almacenamiento.

REFERENCIAS

Alshareef, A.; Sarjoughian, H.S. (2021). *Hierarchical Activity-Based Models for Control Flows in Parallel Discrete Event System Specification Simulation Models*. IEEE Access, 9, pp. 80970-80985.

Diamond, S.; Boyd, S. (2016). *CVXPY: A Python-Embedded Modeling Language for Convex Optimization*. Journal of Machine Learning Research, 17, pp. 1-5.

Dileep, G. (2022). *A survey on smart grid technologies and applications*. Renewable Energy, 146, pp. 2589-2625.

Lasseter, R.H. (2011). *Smart distribution: Coupled microgrids*.

Proceedings of the IEEE, 99(6), pp. 1074-1082.

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.

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, pp. 1255-1265.

Loyarte, A.S. (2020). *Modelado, Optimización y Gestión de Micro-Redes Eléctricas. Operatorias en los Modos Isla e Interconectado* (PhD thesis). Santa Fe, Argentina.

Loyarte, A.S. (2016). *Gestión Eficiente de Micro-Redes Eléctricas Interconectadas. I. Modelado Mediante el Formalismo DEVS*. Congreso de Energías Sustentables (CES), Bahía Blanca, Argentina.

Markvart, T. (2006). *Microgrids: Power systems for the 21st century?* Refocus, 7(4), pp. 44-48.

Olivares, D.E.; Mehrizi-Sani, A.; Etemadi, A.H.; Cañizares, C.A.; Iravani, R.; Kazerani, M.; Hajimiragha, A.H.; Gomis-Bellmunt, O.; Saadifard, M.; Palma-Behnke, R.; Jiménez-Estévez, G.A.; Hatziargyriou, N.D. (2014). *Trends in Microgrid Control*. IEEE Transactions on Smart Grid, 5(4), pp. 1905-1919.

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, pp. 72158-72169.