

EVALUACIÓN DE EFECTOS DEBIDOS A LA INSERCIÓN DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Diana Alvins, Florencia Bagnulo, Isabel Briozzo

*Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.
Trabajo final curso SimSEE edición 2017
Montevideo - Uruguay.*

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

1 Objetivo.

El departamento de Montevideo cuenta con la mayor densidad poblacional del Uruguay, y, por consiguiente, un mayor consumo de energía con respecto a otras ciudades en el interior del país. A esta demanda energética requerida por la capital vienen asociados costos que dependen de los distintos tipos de generación, ya operativos en el país, y que, a su vez, alimentan a la red de transmisión nacional. Sin embargo, los costos asociados pueden verse claramente influenciados por las variaciones en la demanda energética que se presentan en el transcurso de cada día, así como también por el acumulado anual de acuerdo con la demanda requerida en cada una de las cuatro estaciones del año.

El objetivo de este trabajo es evaluar a través del SimRes3, el efecto que tiene la inserción de microgeneración fotovoltaica en tres zonas de la ciudad de Montevideo en la red de distribución eléctrica nacional. En particular se evaluará el comportamiento de los costos de congestión en los arcos, costos marginales en nodos y los costos totales acumulados en el sistema.

2 Hipótesis de trabajo.

Se partió de la sala estacional *REPES_ENE_ADME.ese*. Ésta tenía paso semanal y un sólo nodo. Se la cambió a paso horario para poder visualizar el efecto de la generación fotovoltaica, y, a su vez, se crearon nodos y arcos para tener una mejor representación de la red eléctrica. Se hace una separación en cuanto a red de transmisión y distribución, siendo la última el objeto del trabajo. A continuación, se enlistan los nodos y arcos creados.

Nodos de la Red de Transmisión:

- Salto
- Río Negro
- Melo
- Maldonado
- Montevideo

Nodos de la Red de Distribución:

- MVD_Rural
- MVD_Urbano
- MVD_Comercial

Los nodos se vinculan a través de dos arcos de iguales características y sentidos contrarios, se configuraron un total de 14 arcos.

Arcos de la Red de Transmisión:

- Salto ↔ Río Negro
- Río Negro ↔ Montevideo
- Melo ↔ Maldonado
- Maldonado ↔ Montevideo

Definidos por:

- Potencia Máxima: 2200 MW
- Rendimiento del arco: 0,96
- Peaje: 0
- Factor de Disponibilidad: 1

Arcos de la Red de Distribución:

- Montevideo ↔ MVD_Rural

Definido por:

- Potencia Máxima: 30 MW
- Rendimiento del arco: 0,96
- Peaje: 0
- Factor de Disponibilidad: 1

- Montevideo ↔ MVD_Urbano

Definido por:

- Potencia Máxima: 200 MW
- Rendimiento del arco: 0,96

- Peaje: 0
- Factor de Disponibilidad: 1
- Montevideo ↔ MVD_Comercial

Definido por:

- Potencia Máxima: 15 MW
- Rendimiento del arco: 0,96
- Peaje: 0
- Factor de Disponibilidad: 1

Las potencias máximas de los arcos de transmisión se asignaron considerando la potencia que debe fluir por ellos, de forma tal que dichos arcos, no presenten congestión. Por otro lado, las capacidades de los arcos de distribución fueron diseñados de forma tal que los mismos resulten capaces de transferir la máxima potencia demandada del año base. El rendimiento fue asignado siguiendo el cálculo presentado en el trabajo: “*Valorización de la congestión de la red para la incorporación de generación eólica.*” presentado en 2012. En el mismo se modelan las pérdidas resistivas de una línea de 225km y 100MW. Resultando el rendimiento de 0,96. El siguiente link, dirige al trabajo utilizado como fuente:

http://simsee.org/simsee/cursode2012/trabajosfinales/simsee2012_congestion_red_gen_distribuida.pdf.

Una representación de la red simulada se muestra en la figura 1.

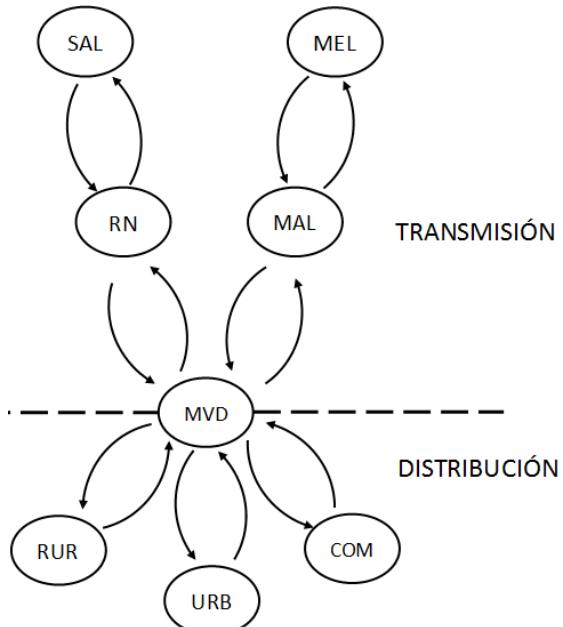


Figura 1: Red eléctrica simulada.

Con respecto a la distribución de la demanda en los distintos nodos, se partió de la demanda original y se asignó la mitad a Montevideo y la otra mitad al resto de los departamentos (repartidas equitativamente entre ellos). Por otro lado, se contó con curvas de demanda proporcionadas por UTE, para una zona comercial, una rural y otra

residencial urbana. Éstas, escaladas para que fueran acordes a los órdenes utilizados en el programa, fueron asignadas a los nodos de distribución. Por ende, al nodo Montevideo se le asignó el 50 % de la demanda original menos las demandas de los nodos de distribución.

La demanda de la sala original contaba con una proyección a seis años, no así las demandas provistas por UTE; por ello se hizo uso del actor *Demand a partir de un año base y vector de energías anuales*, donde se asignó un 3 % de crecimiento anual de la demanda.

En resumen, la distribución de la demanda en los nodos cumple con lo siguiente:

- Salto, Río Negro, Maldonado, Melo: cada uno un 12,5% de la demanda total.
- Montevideo Rural, Montevideo Urbano, Montevideo Comercial: Cumplen con la forma de la curva de carga brindada por UTE, escalada con un factor de 1000, para adecuar la misma a una zona más abarcativa de Montevideo.
- Montevideo: Este nodo tendrá asociada la demanda correspondiente a:
$$\text{dem MVD} = 0.5 * \text{demanda Total} - (\text{dem MVD}_{\text{Urbano}} + \text{dem MVD}_{\text{Comercial}} + \text{dem MVD}_{\text{Rural}})$$

3 Metodología.

Partiendo de las condiciones descriptas en la sección anterior se simularon varios escenarios para los cuales se observaron las siguientes variables resultantes del SimRes3:

- Costos marginales en nodos
- Costos de congestión en arcos de distribución
- Potencias en arcos de distribución
- Costo total acumulado del sistema
- Costos acumulados de las distintas fuentes de generación
- Energía generada por fuente de generación

Los escenarios simulados se caracterizan por el año, la época del año y el grado de inserción de la microgeneración fotovoltaica.

Años considerados:

El período de estudio fue de 2017 a 2022, eligiendo los extremos como casos de estudio puntuales.

Períodos del año:

Se eligió visualizar cuatro meses del año, junio-julio y diciembre-enero, por ser los de mínima y máxima radiación solar respectivamente.

Grado de inserción de la microgeneración fotovoltaica:

El SimSEE brinda la posibilidad de definir *capas* en las cuales existen algunos actores y otros no. Gracias a esta herramienta se pueden crear escenarios de simulación en donde algunas capas están activas, por tanto algunos actores están

activos, y otras no. Las tablas 1 y 2 muestran las capas y escenarios definidos en el trabajo.

Capa	Actores
0	Red eléctrica, generadores existentes, demandas.
1	Tres generadores fotovoltaicos de 3 MW en los nodos de distribución.
2	Tres generadores fotovoltaicos de 38 MW en MVD_Comercial, 430 MW en MVD_Urbano y 78 MW en MVD_Rural.
3	Tres generadores fotovoltaicos de 25 MW en MVD_Comercial, 425 MW en MVD_Urbano y 88 MW en MVD_Rural.

Tabla 1: Definición de capas.

Escenario	Capas activas
Caso base sin micro (0)	0
Con micro actual (1)	0, 1
Con micro acorde a demanda 2017 (2)	0, 2
Micro acorde a pot. Cont. (3)	0, 3

Tabla 2: Escenarios simulados.

Con respecto a las potencias asignadas en las diferentes capas, se buscó representar los siguientes casos:

- Un caso base sin microgeneración fotovoltaica.
- La actualidad, pues a fines de 2016 habían 9 MW instalados.
- Un caso en que la potencia de microgeneración sea acorde a la demanda. Para ello se calculó la energía demandada del año 2017 y se la dividió entre las horas del año por el factor de planta de la instalación.
- El caso en que instale la potencia contratada del cliente, límite actual.

4 Resultados del estudio.

Costos totales

La tabla 3 muestra, para los distintos escenarios, el costo total de generación acumulado en el año, tanto para 2017 como para 2022. Se observa que al incrementar la microgeneración de forma significativa (escenarios 2 y 3), el costo total aumenta en un 10,8 % en 2017 y en 8 % en 2022, efecto del pago a los microgeneradores un precio considerablemente alto.

Escenario	Costo 2017 (MUSD)	Costo 2022 (MUSD)
0	498,71	595,09
1	499,47	595,77
2	552,72	643,08
3	550,32	643,08

Tabla 3: Costo total acumulado en el año para los distintos escenarios.

Por otro lado, la tabla 4 expone los costos incurridos en los dos años de estudio, para los escenarios antedichos, y para tres tecnologías de generación: térmica, eólica (considerándose sólo los privados) y solar de gran porte. Es destacable que el costo total en energía térmica se redujo en un 42,7 % gracias al incremento de la microgeneración, hecho que resulta beneficioso desde el punto de vista ambiental y de aumentar la independencia de los combustibles. Sin embargo, esta reducción de costo en energía térmica no es suficiente para que se refleje en el costo total, como se vio anteriormente. Con respecto al costo de las energías eólica y solar, estos no varían pues la energía generada en promedio no varía (ver tabla 5) y, como se les paga por energía disponible, se use o no para abastecer la demanda, el costo no disminuye.

Escenario	2017			2022		
	Térmica	Eólica privados	Solar	Térmica	Eólica privados	Solar
0	58,11	287,22	27,39	90,57	324,97	34,27
1	57,44	287,22	27,39	89,76	324,97	34,27
2	33,31	287,23	27,39	55,22	324,97	34,27
3	32,39	287,23	27,39	55,17	324,97	34,27

Tabla 4: Costo acumulado en el año para tres tecnologías de generación (MUSD).

En concordancia con la tabla 4, las tablas 5 y 6 muestran la energía generada por tipo de fuente, observándose una clara disminución de la energía térmica con el aumento de microgeneración, y ninguna en el resto de las fuentes.

Esc.	2017					
	Térmica	Hidráulica	Eólica UTE	Eólica privados	Solar	
0	455,99	6473,14	513,41	4045,41	294,52	
1	450,90	6472,28	513,41	4045,41	294,00	
2	264,11	6436,48	513,41	4045,95	294,54	
3	255,33	6452,23	513,41	4045,46	294,53	

Tabla 5: Energía acumulada en el año 2017 para distintas tecnologías de generación (GWh).

	2022				
Esc.	Térmica	Hidráulica	Eólica UTE	Eólica privados	Solar
0	751,37	6978,18	530,79	4577,09	368,50
1	744,81	6980,28	530,79	4577,08	368,50
2	460,81	6906,64	530,79	4577,00	368,00
3	460,82	6906,45	530,79	4577,10	368,50

Tabla 6: Energía acumulada en el año 2022 para distintas tecnologías de generación (GWh).

Costos marginales y de congestión en 2017

A continuación, se muestran resultados del SimRes3 de costos marginales de nodos y costos de congestión de arcos de distribución, para casos particulares.

Escenario 0: Sin microgeneración

En este caso, no existe costo de congestión, puesto que los arcos están diseñados de acuerdo con la demanda. Se muestra como ejemplo el costo de congestión del arco *MVD-MVD_Urbano* en las figuras 2 y 4 (junio y diciembre respectivamente). Asimismo, al no congestionarse los arcos, los costos marginales de todos los nodos son iguales. A modo de ejemplo se muestra en las figura 1 y 3 el costo marginal del nodo *MVD_Comercial*. En junio el costo marginal máximo es de aproximadamente 70 USD/MW, mientras que en diciembre es de 45 USD/MW.

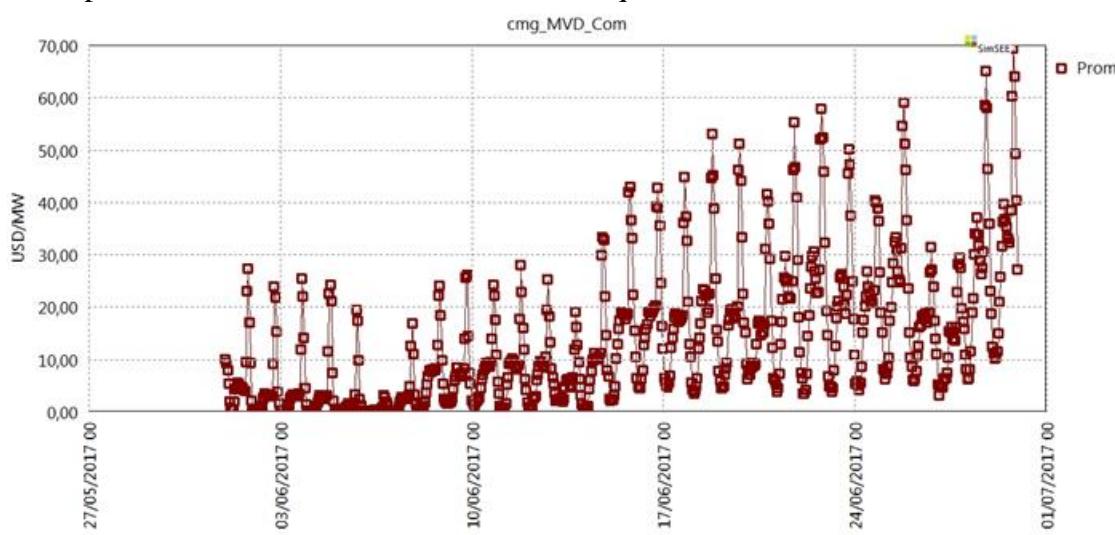


Figura 2: Costo marginal del nodo MVD_Comercial en el caso Sin Microgeneración en 6/2017.

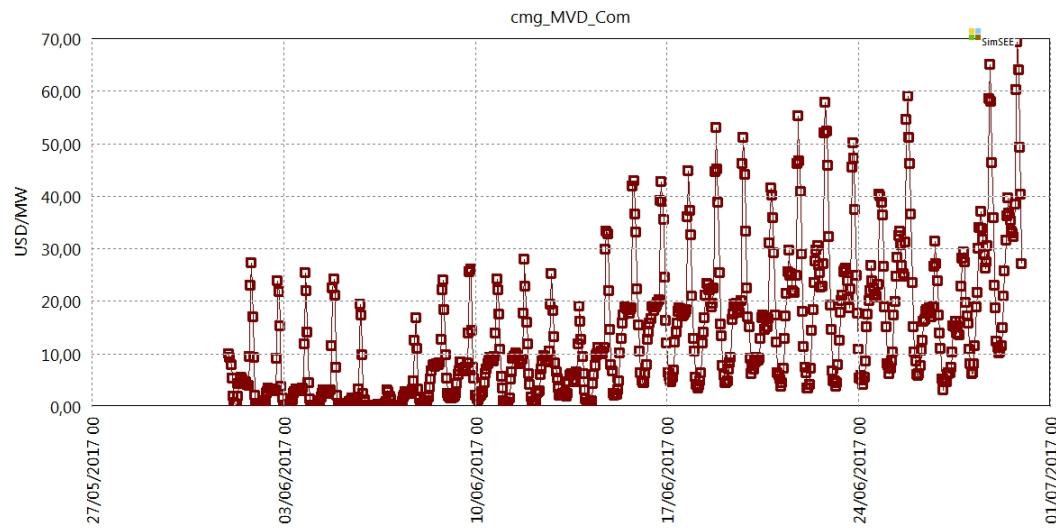


Figura 3: Costo de congestión del arco MVD-MVD_Urbano para el caso Sin Microgeneración 6/2017.

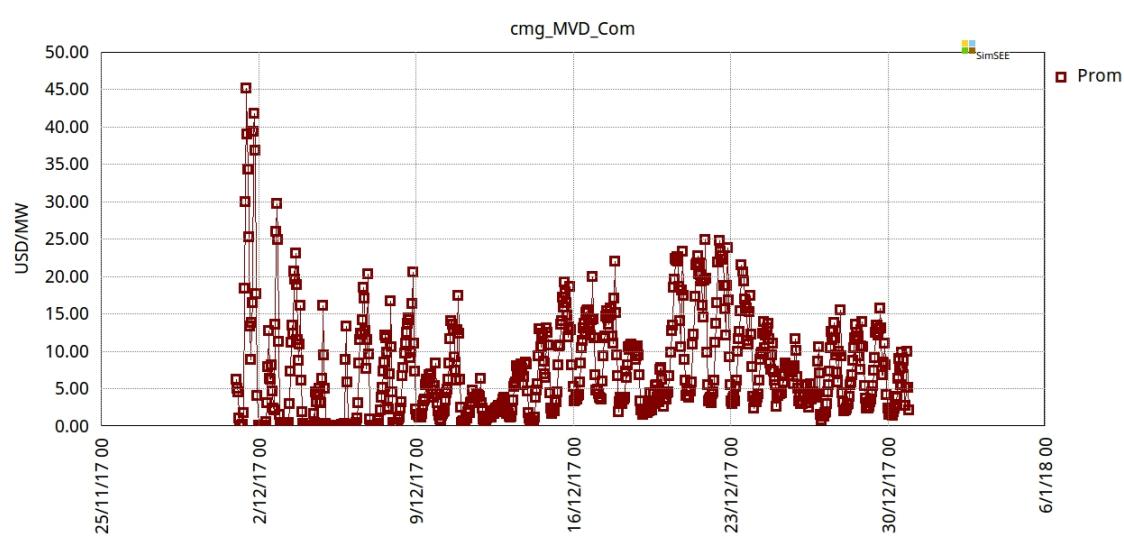


Figura 4: Costo marginal del nodo MVD_Comercial para el caso Sin Microgeneración 12/2017.

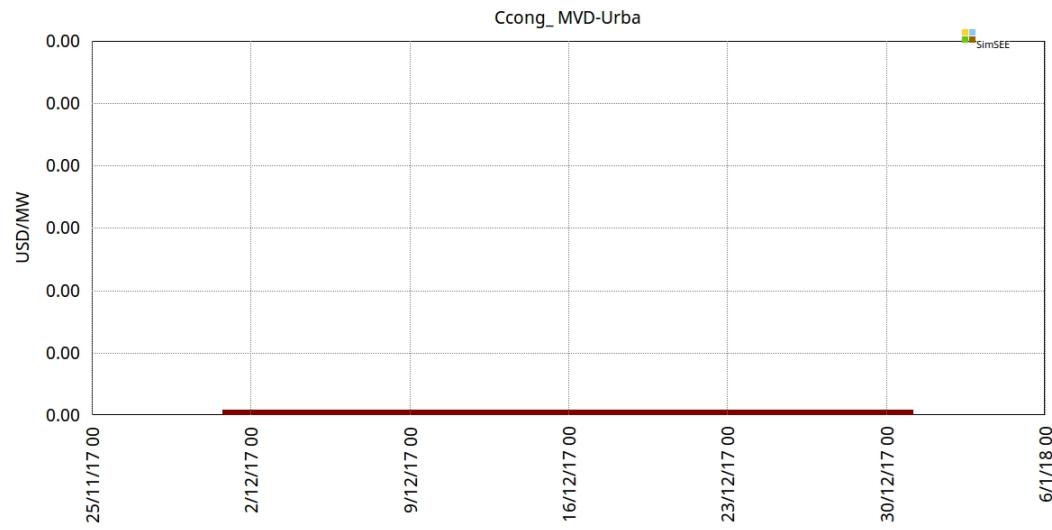


Figura 5: Costo de congestión del arco MVD-MVD_Urbano para el caso Sin Microgeneración 12/2017.

Escenario 1: 9 MW de microgeneración fotovoltaica

Este escenario no muestra mayores diferencias con el anterior.

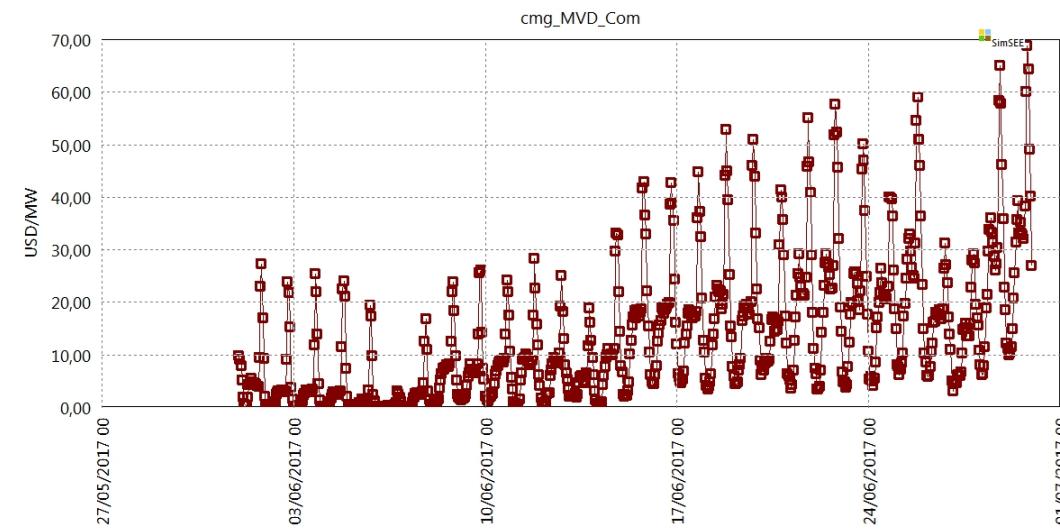


Figura 6: Costo marginal del nodo MVD_Comercial en el caso de 9 MW de Microgeneración en 6/2017.

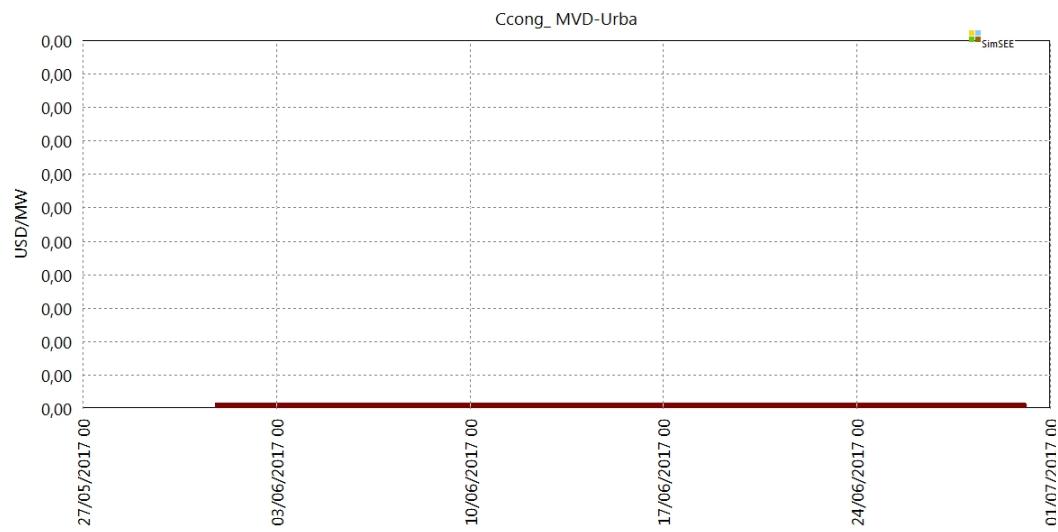


Figura 7: Costo de congestión del arco MVD-MVD_Urbano para el caso de 9 MW de Microgeneración 6/2017.

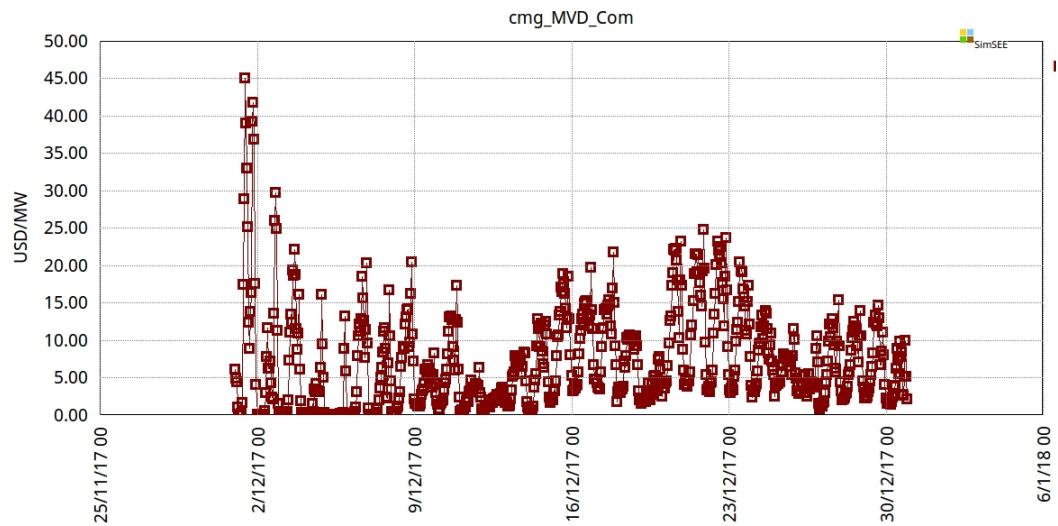


Figura 8: Costo marginal del nodo MVD_Comercial en el caso de 9 MW de Microgeneración en 12/2017.

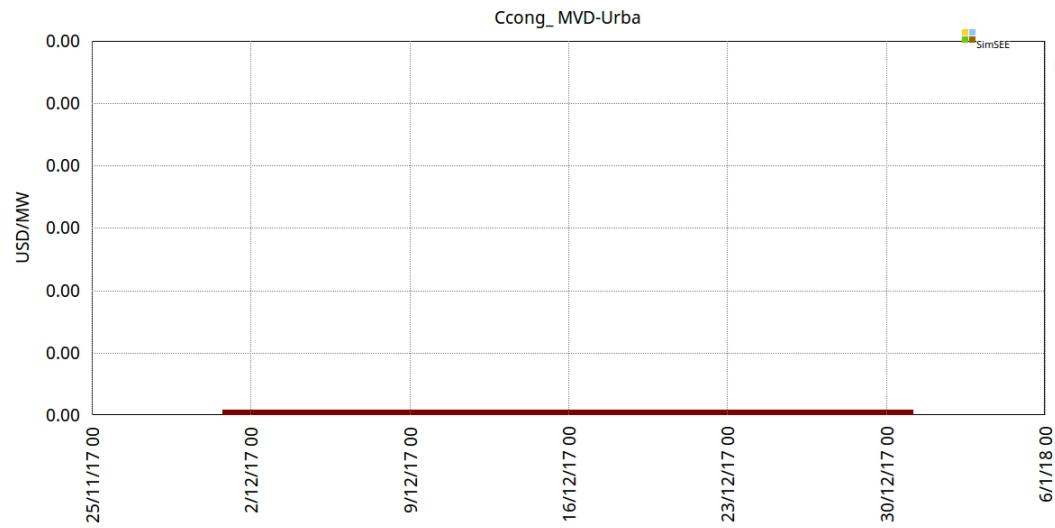


Figura 9: Costo de congestión del arco MVD-MVD_Urbano para el caso de 9 MW de Microgeneración 12/2017.

Escenario 2: Inserción de fotovoltaica de acuerdo con la demanda

Este caso, al igual que el escenario 3 tiene la particularidad de que, al tener un gran incremento de microgeneración, en ciertos momentos del mes ésta supera la demanda ampliamente, y satura los arcos. En las figuras 10 y 12 se observa que existe costo de congestión para el arco *MVD-MVD_Rural*, y esto ocurre para todos los arcos de distribución.

Por otro lado, con respecto al costo marginal, se esperaría que este disminuyera, puesto que se agrega un porcentaje significativo de generación con costo variable cero. No obstante, al saturar los arcos aumenta el costo marginal.

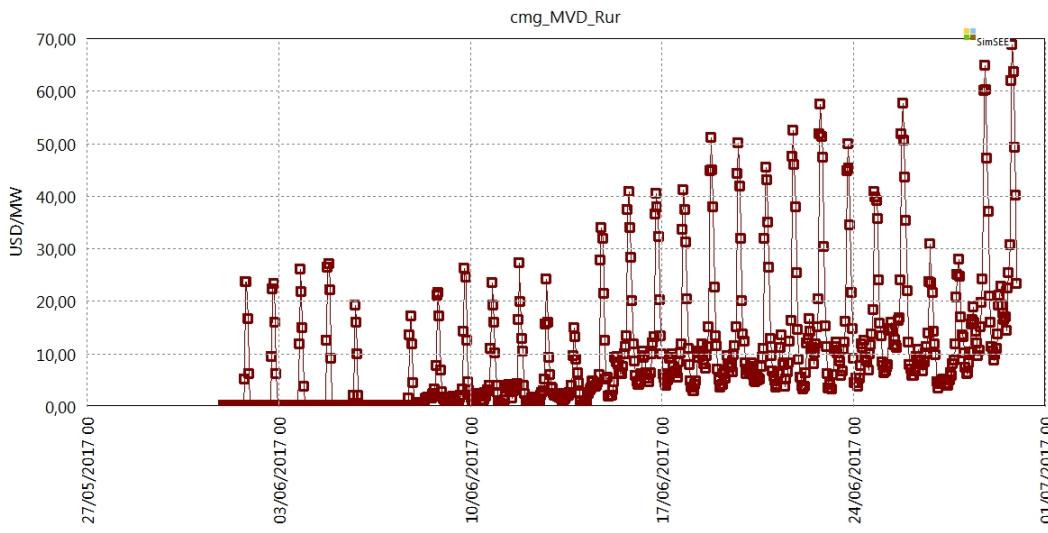


Figura 10: Costo marginal del nodo MVD_Rural en el caso de Microgeneración acorde a la demanda en 6/2017.

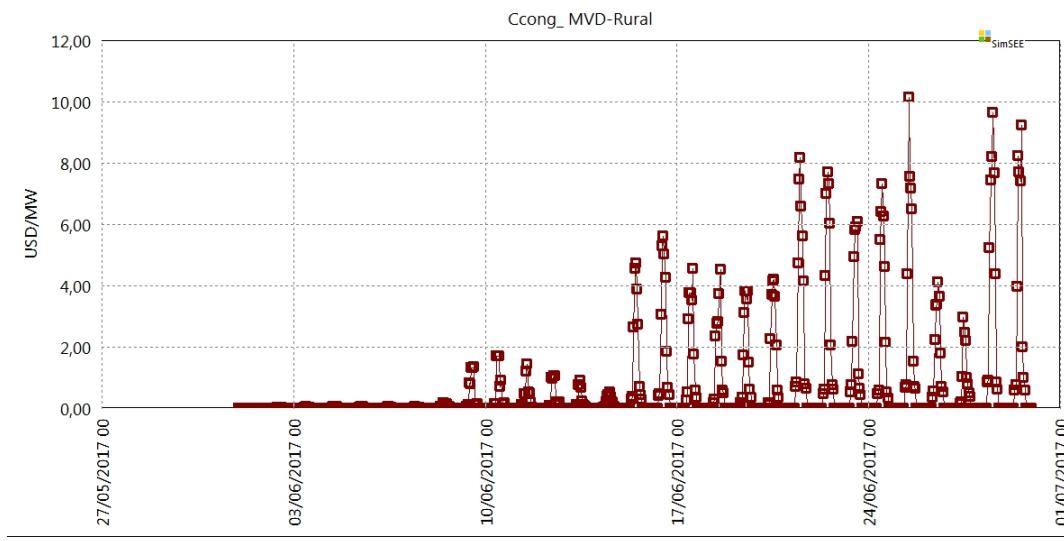


Figura 11: Costo de congestión del arco MVD- MVD_Rural en el caso de Microgeneración acorde a la demanda en 6/2017.

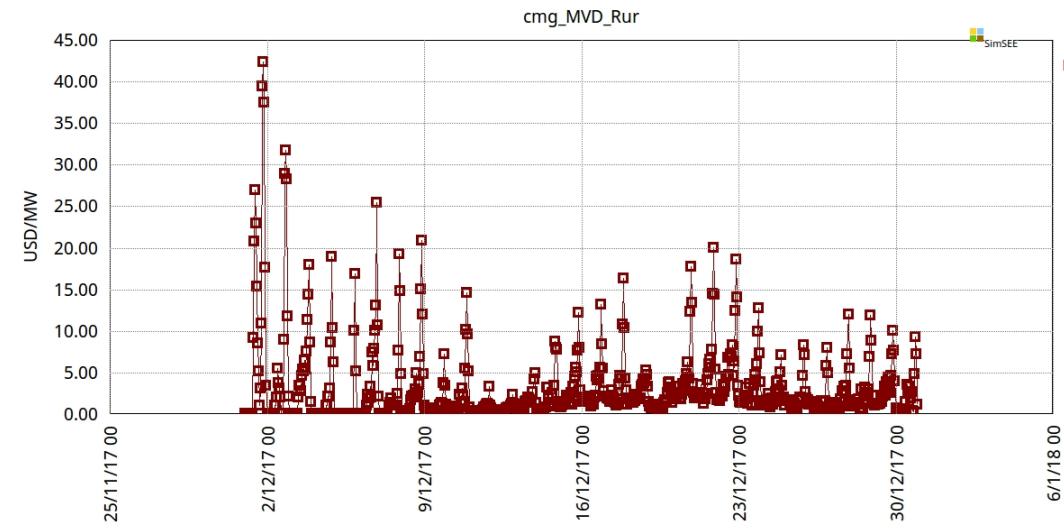


Figura 12: Costo marginal del nodo MVD_Rural en el caso de Microgeneración acorde a la demanda en 12/2017.

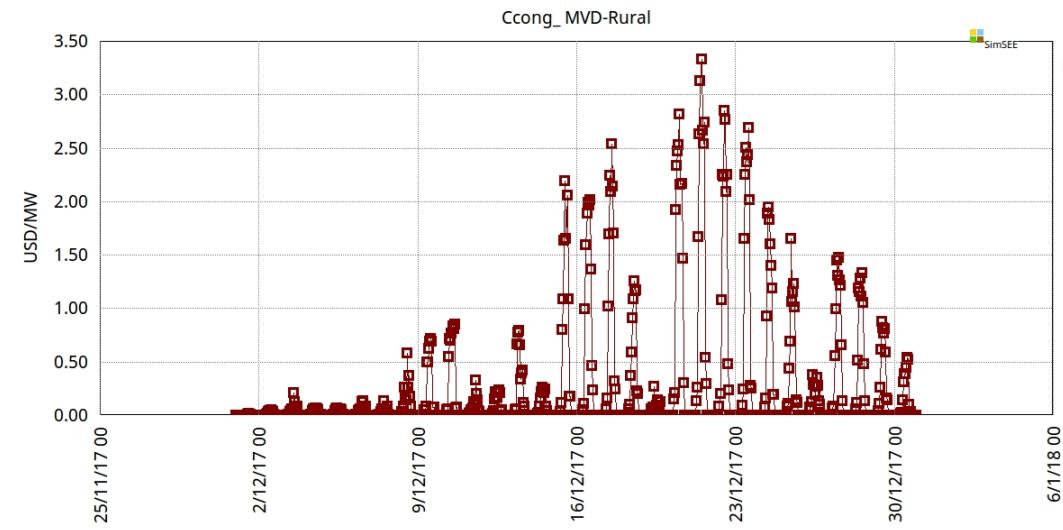


Figura 13: Costo de congestión del arco MVD- MVD_Rural en el caso de Microgeneración acorde a la demanda en 12/2017.

Costos marginales y de congestión en 2022

Escenario 0: Sin microgeneración

Al tratarse del año 2022, la demanda asociada a cada nodo, es mayor, ya que se impuso que la misma crezca un 3% anual.

Como la potencia de cada arco se dimensionó respecto al año base. En 2022 comienzan a verse costos de congestión en el arco de MVD a MVD_Com, para los puntos del mes en que la demanda resultó mayor y por tanto, puntos en los que el costo marginal se ve afectado notoriamente por una falla.

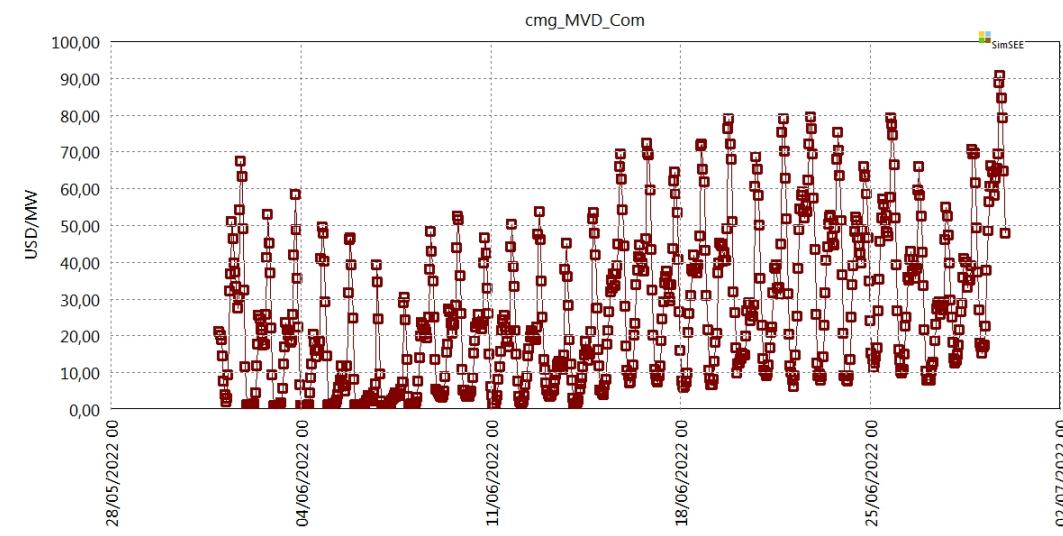


Figura 14: Costo marginal del nodo MVD_Comercial en el caso Sin Microgeneración en 6/2022.

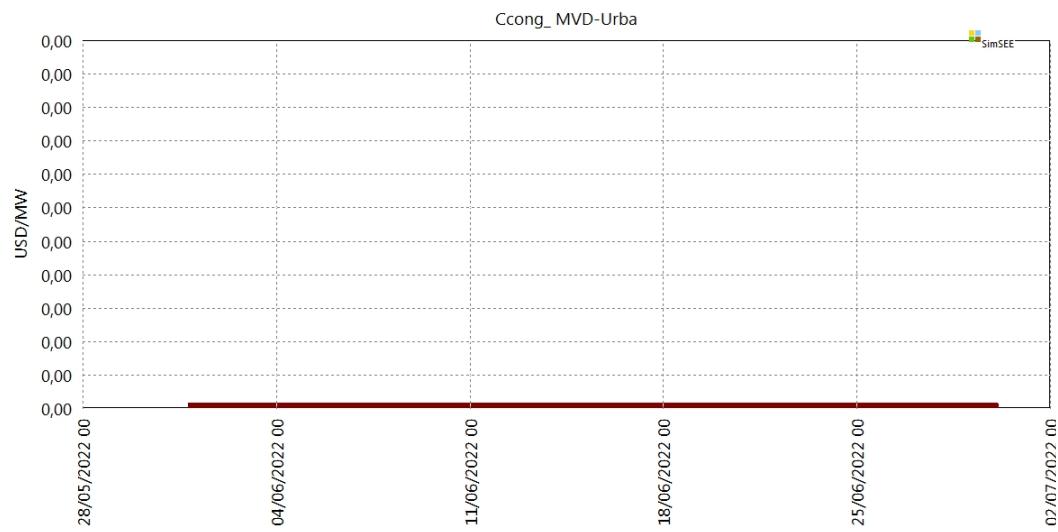


Figura 15: Costo de congestión del arco MVD-MVD_Urbano para el caso Sin Microgeneración 6/2022.

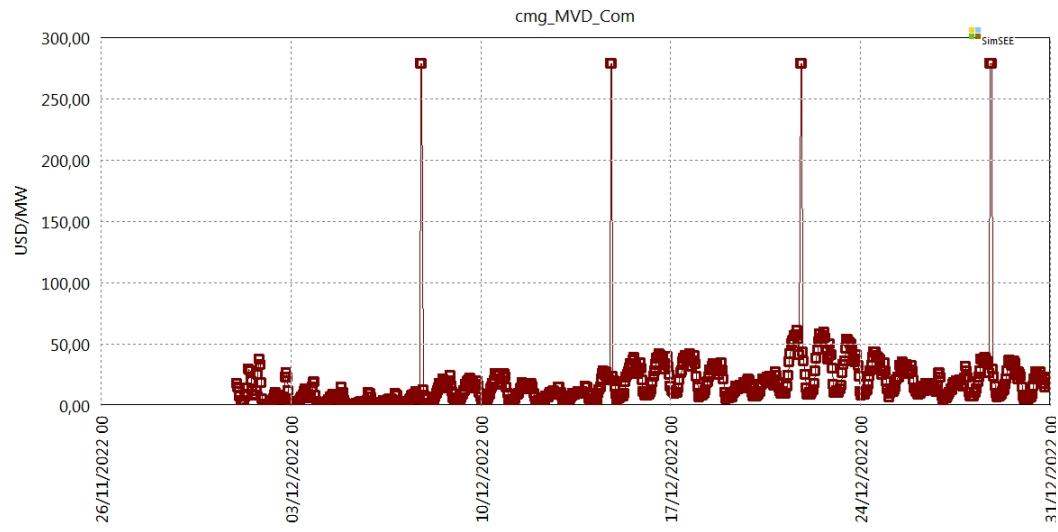


Figura 16: Costo marginal del nodo MVD_Comercial en el caso Sin Microgeneración en 12/2022.

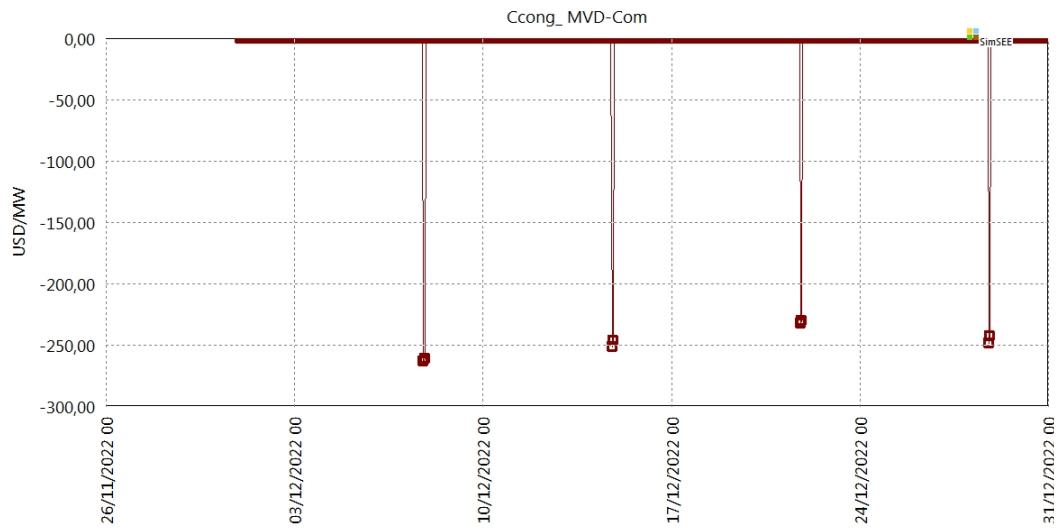


Figura 17: Costo de congestión del arco MVD-MVD_Comercial para el caso Sin Microgeneración 12/2022.

Escenario 1: 9 MW de microgeneración fotovoltaica

Con 9MW no se logra solucionar el problema de congestión de los arcos, y por tanto, no resulta relevante mostrar gráficas al respecto. Se hará una comparación más adelante donde se podrá notar lo antedicho

Escenario 2: Inserción de fotovoltaica de acuerdo con la demanda

Al incorporar microgeneración en el orden de la demanda, bajan los picos de costo de congestión, y el costo marginal se ve disminuido. Se muestran en las Figuras 18 y 19 los resultados antedichos para el nodo de MVD_Comercial.

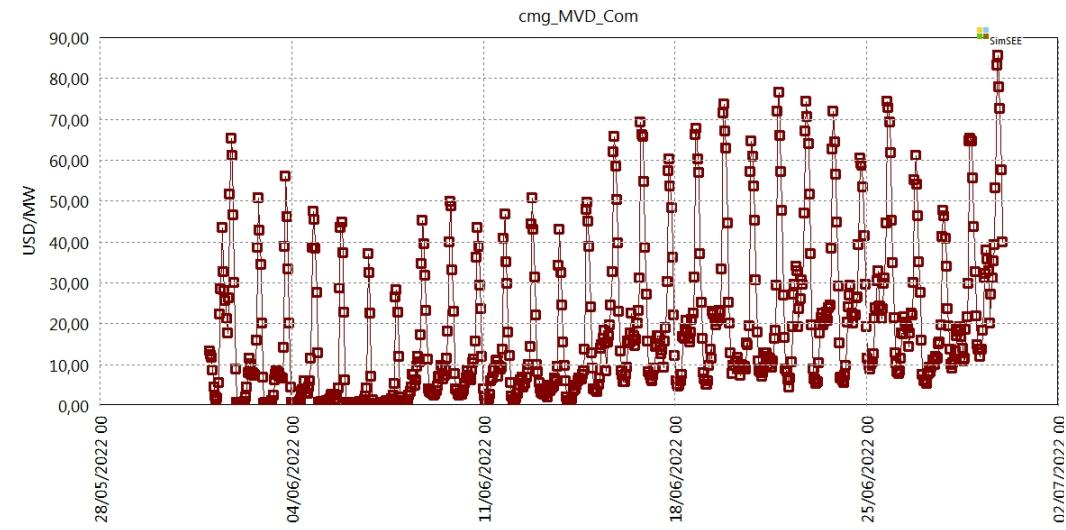


Figura 18: Costo marginal del nodo MVD_Comercial en el caso de Microgeneración acorde a la demanda en 6/2022.

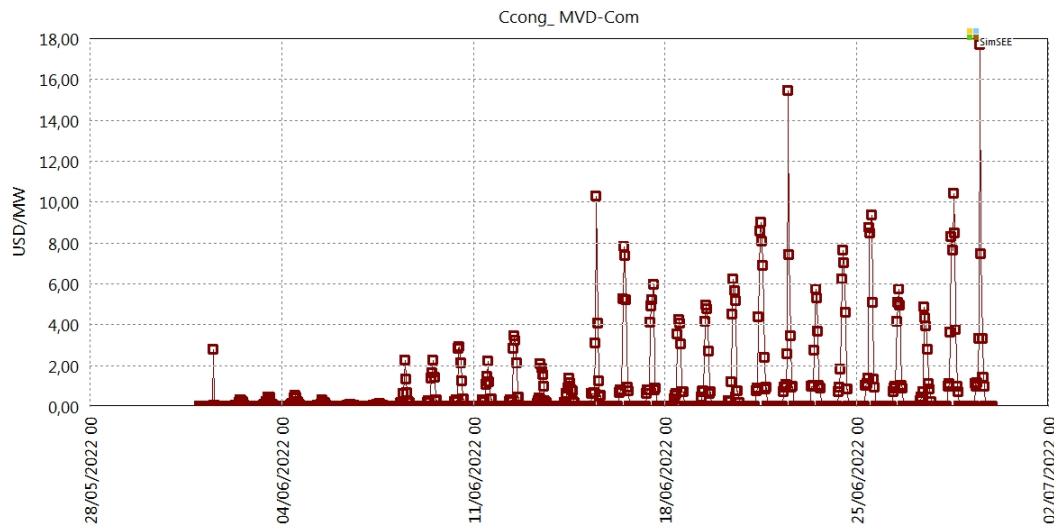


Figura 19: Costo de congestión del arco MVD- MVD_Comercial en el caso de Microgeneración acorde a la demanda en 6/2022.

Comparación entre escenarios:

Resultó interesante hacer una comparación entre los distintos escenarios de microgeneración para el año 2022 del costo marginal para MVD_Comercial. Para ello, se extrajeron datos del SIMSEE y se conjugaron los diferentes escenarios utilizando herramientas de Excel.

El estudio se realizó para el 1/12/2022 y el resultado se observa en la gráfica de la figura 19.

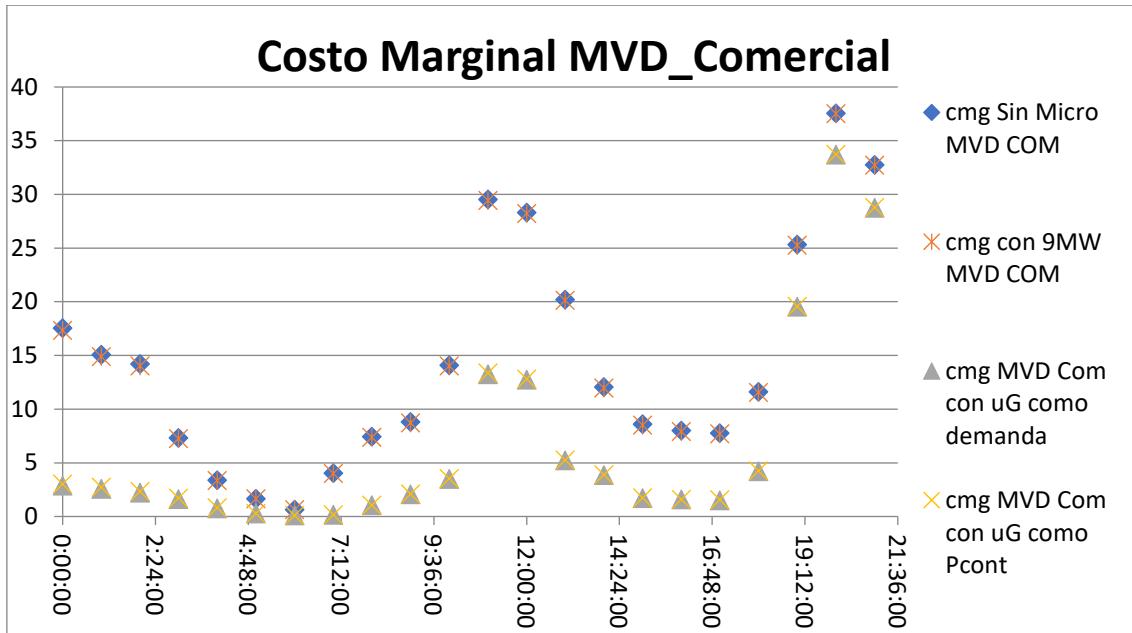


Figura 19: Comparación de costos marginales de MVD_Com 1/12/2022 con micro acorde a la demanda.

Se puede observar que para los cuatro escenarios de estudio se distinguen dos resultados distintos, uno correspondiente al escenario sin microgeneración junto con el escenario con microgeneración de 9MW, y el otro, para los escenarios de microgeneración acorde a la potencia demandada en 2017 y acorde a la potencia contratada por los clientes (datos de potencias contratadas brindados por UTE y multiplicados por un factor acorde).

En el caso de la microgeneración de 9MW no se observan diferencias apreciables en el cmg tal como se mencionó anteriormente.

Para el caso de microgeneración instalada mayor, se observa un decremento importante en el costo marginal. Esto se debe a que la fotovoltaica tiene un costo variable nulo, y, por tanto, al incrementar su uso para abastecer la demanda, el costo marginal baja. Este decremento es más notorio en las horas de sol; es decir; cuando la microgeneración se encuentra entregando energía. Pero también en la madrugada y en la noche se puede ver que el costo marginal también disminuye. La explicación de esto es la capacidad de ahorro que implica para las hidráulicas la incorporación de la microgeneración. Durante el día, el embalse se utiliza en menor medida, acumulándose y quedando por tanto más energía disponible para utilizar en las horas que no se cuenta con el recurso solar y así lograr costos marginales más bajos.

Evaluación del estado de los arcos de distribución.

Uno de los componentes del análisis del beneficio de la incorporación de la microgeneración, se basa en que la energía es demandada en el mismo lugar de la generación, y por tanto se espera que los arcos “alivianen” su carga.

Se hizo para ello una comparación del estado de carga de los arcos en un día de verano y un día de invierno en los años 2017 y 2022 con dos escenarios de microgeneración, uno con microgeneración del orden de la demanda, y otro con microgeneración referida a la potencia instalada hoy en día.

Se estudian en forma gráfica dos días de enero y julio y se evaluará el día del mes con mayor carga en el arco comparando su valor cuando hay microgeneración instalada.

- *Escenario 1: Potencia instalada de microgeneración del orden de la demanda en 2017.*

1. Montevideo Comercial.

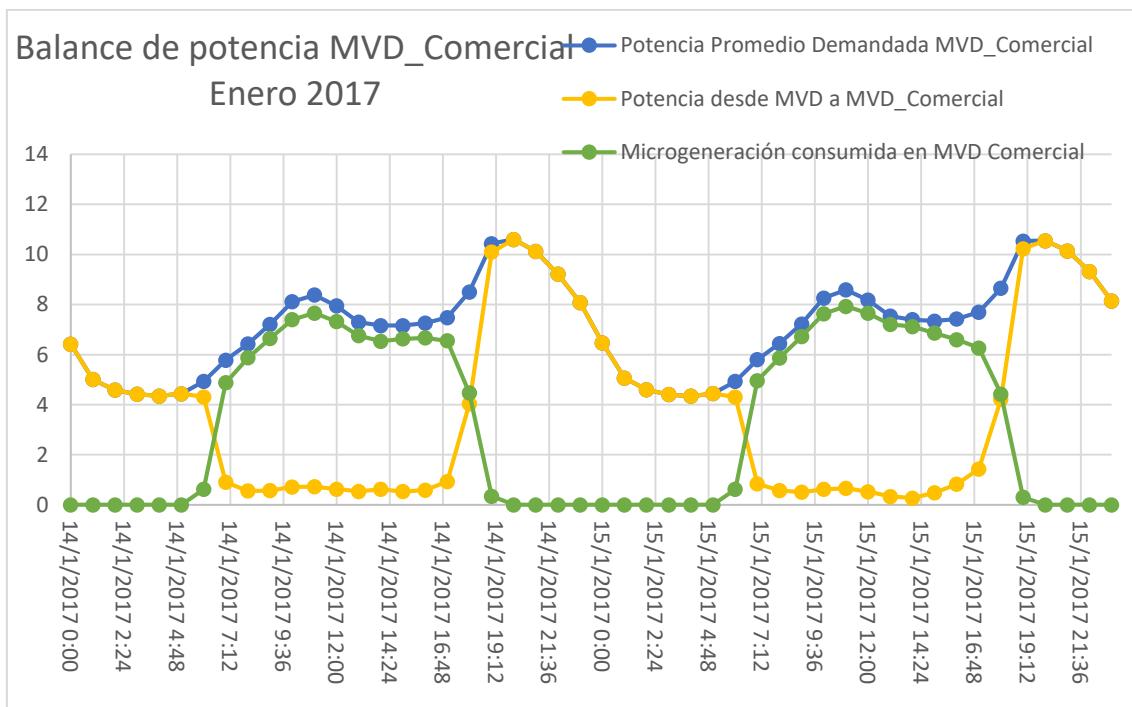


Figura 20: Balance de potencia MVD Comercial enero 2017 (microgeneración del orden de la demanda)

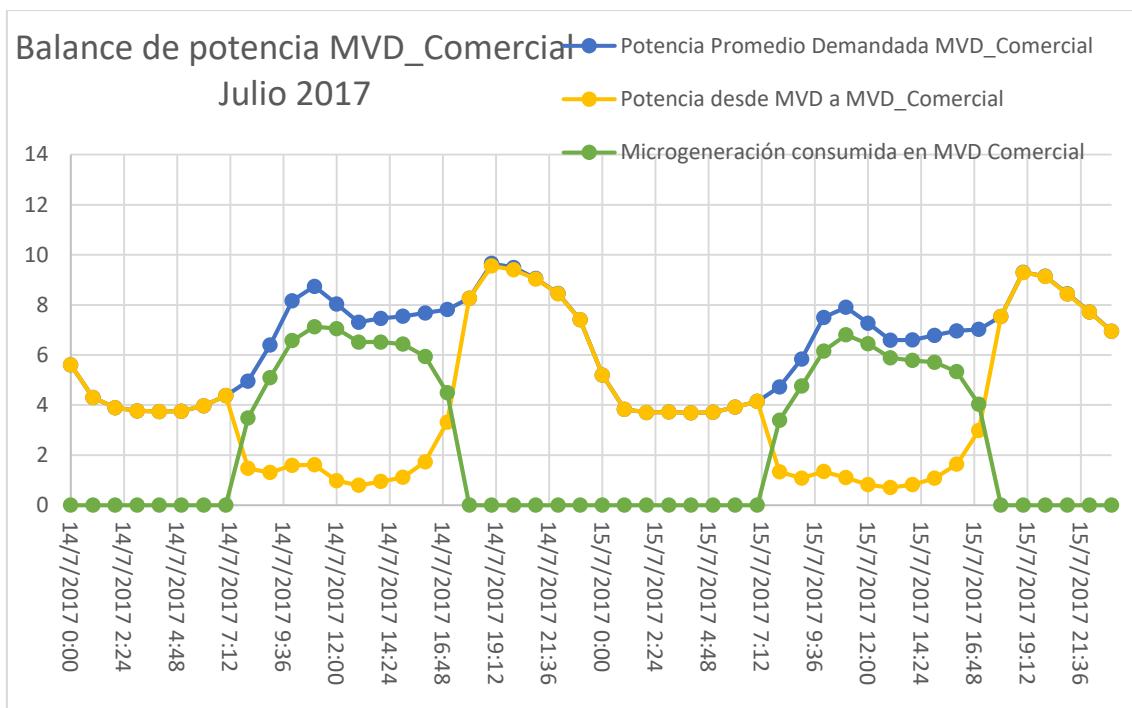


Figura 21: Balance de potencia MVD Comercial Julio 2017 (microgeneración del orden de la demanda)

Es observable que, en las horas de sol, cuando la microgeneración presenta mayor potencia entregada, el arco que abastece al nodo, disminuye notoriamente su potencia en tránsito.

En la siguiente table, se puede notar que, en el momento de mayor carga, en Julio, es posible alivianar el arco un 55%. No así en enero en que el alivio del arco no es notorio.

Estado del arco en el momento de mayor carga		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	75,8%	73,9%
Jul-17	65,3%	10,3%

Por otro lado, se puede ver que hay momentos en el mes en que el alivio del arco alcanza valores como 47,3% en enero y 33% en Julio.

Estado del arco en el momento de más "alivio"		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	47,6%	0,3%
Jul-17	34,6%	1,6%

2. Montevideo Rural.

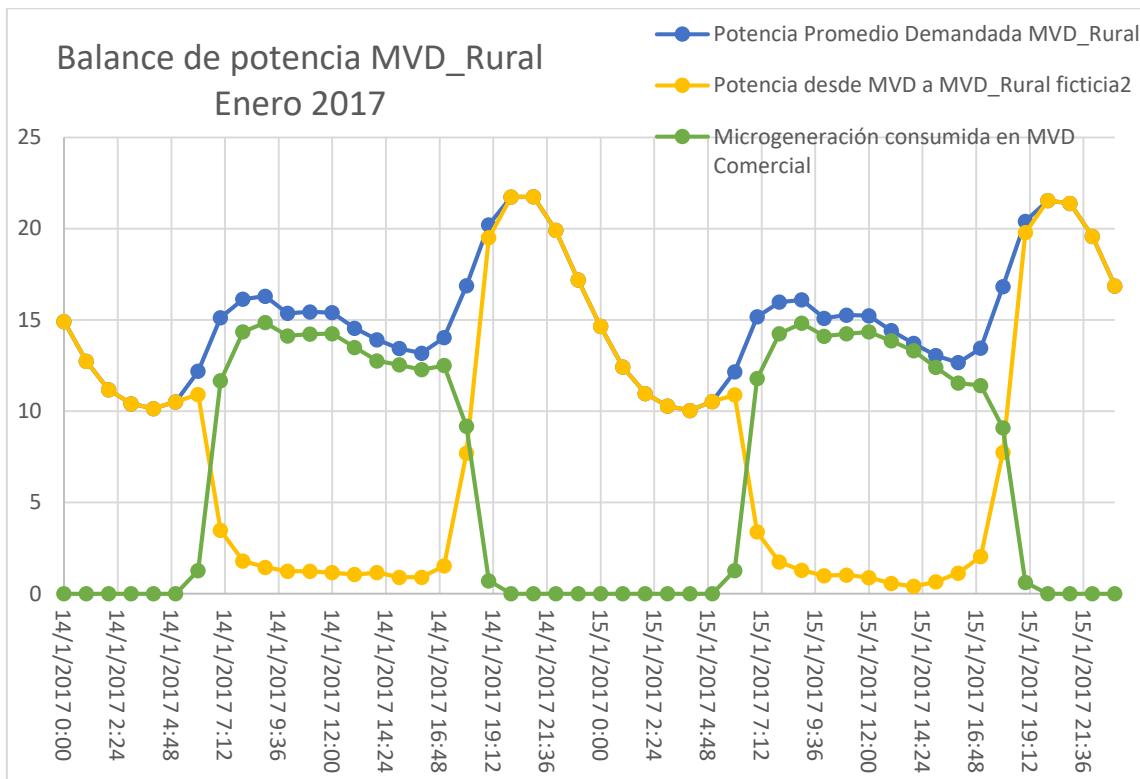


Figura 22: Balance de potencia MVD Rural Enero 2017 (microgeneración del orden de la demanda)

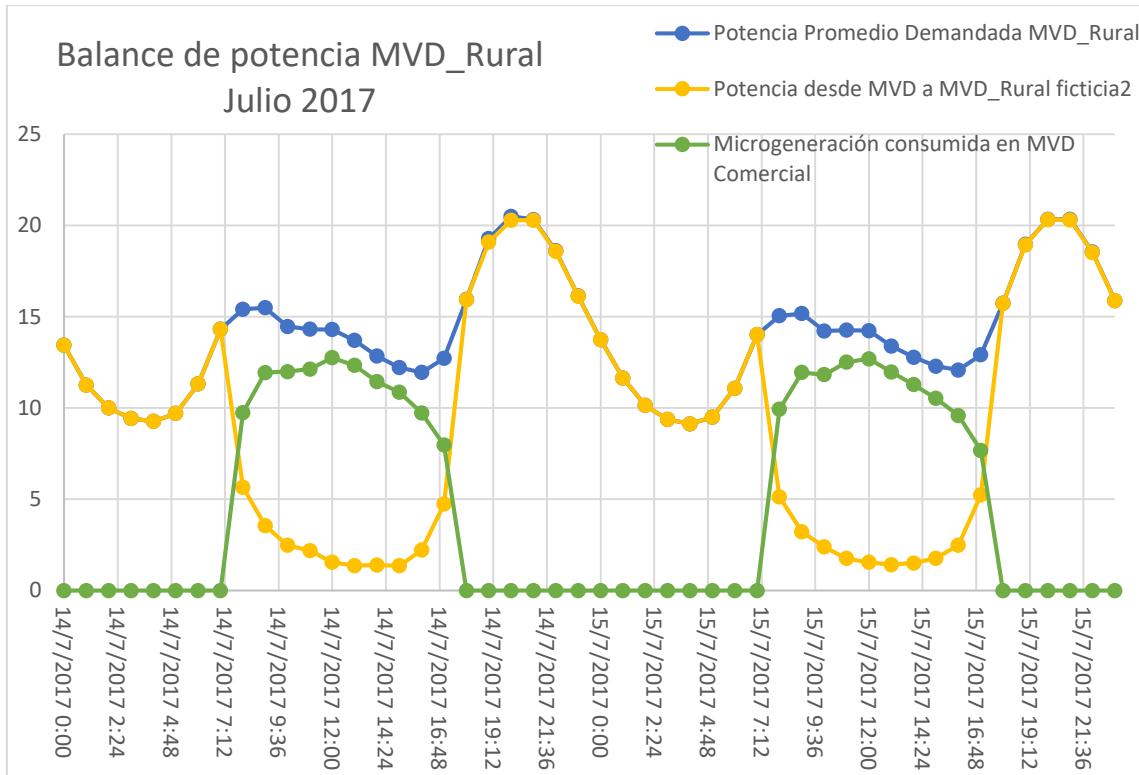


Figura 23: Balance de potencia MVD Rural Julio 2017 (microgeneración del orden de la demanda)

Estado del arco en el momento de más "alivio"		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	55,5%	2,7%
Jul-17	44,4%	2,6%

Estado del arco en el momento de mayor carga		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	70,9%	69,6%
Jul-17	46,0%	22,1%

Así como para el nodo de Montevideo Comercial, para Montevideo Rural, también es observable un alivio importante del arco en los momentos en que la microgeneración solar está generando. En enero el alivio llega a ser de 52.8%, mientras que, en Julio, el mayor alivio registrado resulta de 41.8%. También se repite el hecho de que, en Julio, el momento de más carga del arco coincide con un alivio grande por parte de la microgeneración, llegando a ser de 23,9%.

3. Montevideo Urbano.

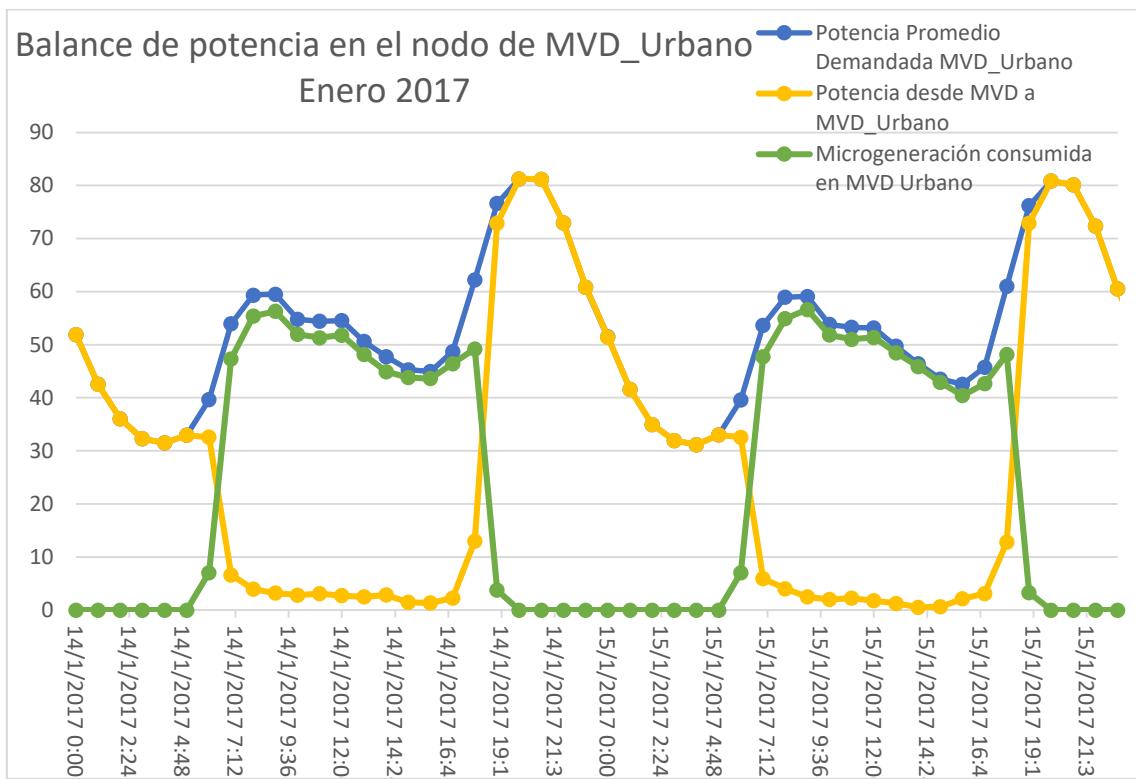


Figura 24: Balance de potencia MVD Urbano Enero 2017 (microgeneración del orden de la demanda)

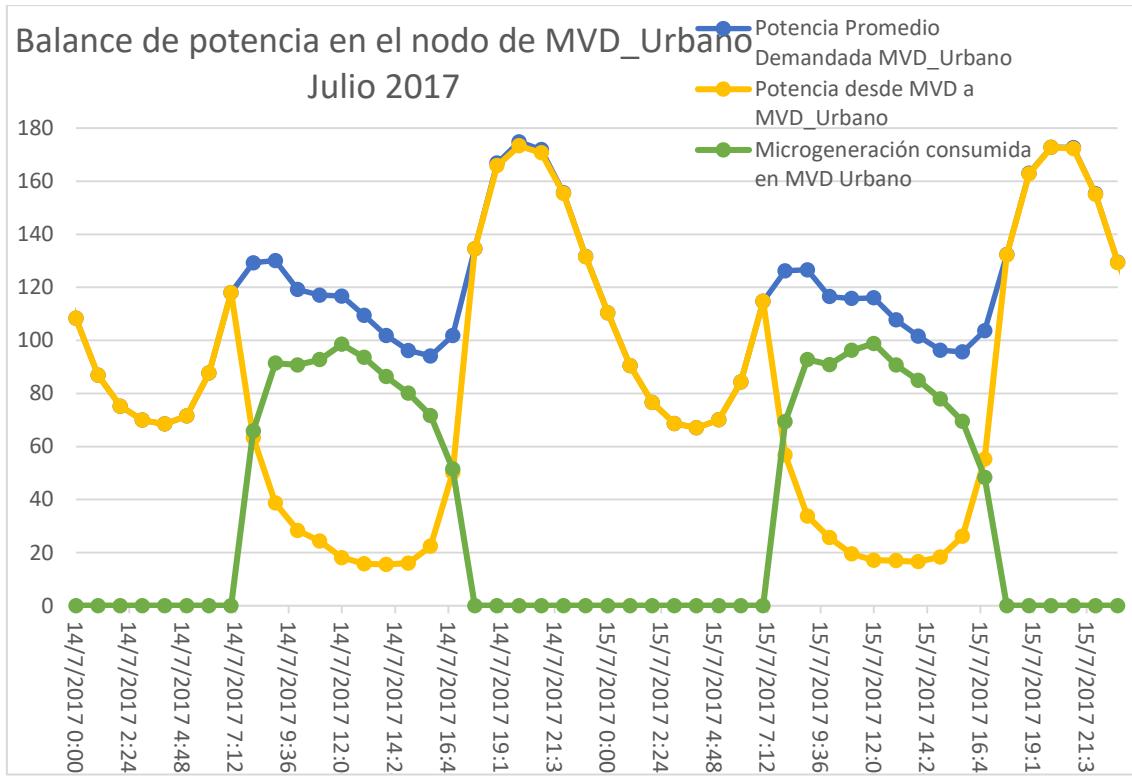


Figura 25: Balance de potencia MVD Urbano Julio 2017 (microgeneración del orden de la demanda)

Estado del arco en el momento de más "alivio"		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	28,5%	0,0%
Jul-17	58,6%	5,9%

Estado del arco en el momento de mayor carga		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	41,5%	40,1%
Jul-17	65,7%	34,7%

De forma idéntica que para los casos anteriores, aquí también se observa que la potencia generada al ajustarse a la demanda, logra bajar la carga del arco en un alto porcentaje, en enero, baja un 28,5% y en Julio un 52,7%.

- **Escenario 2:** Potencia instalada de microgeneración del orden de la demanda en 2022.

I. Montevideo Comercial.

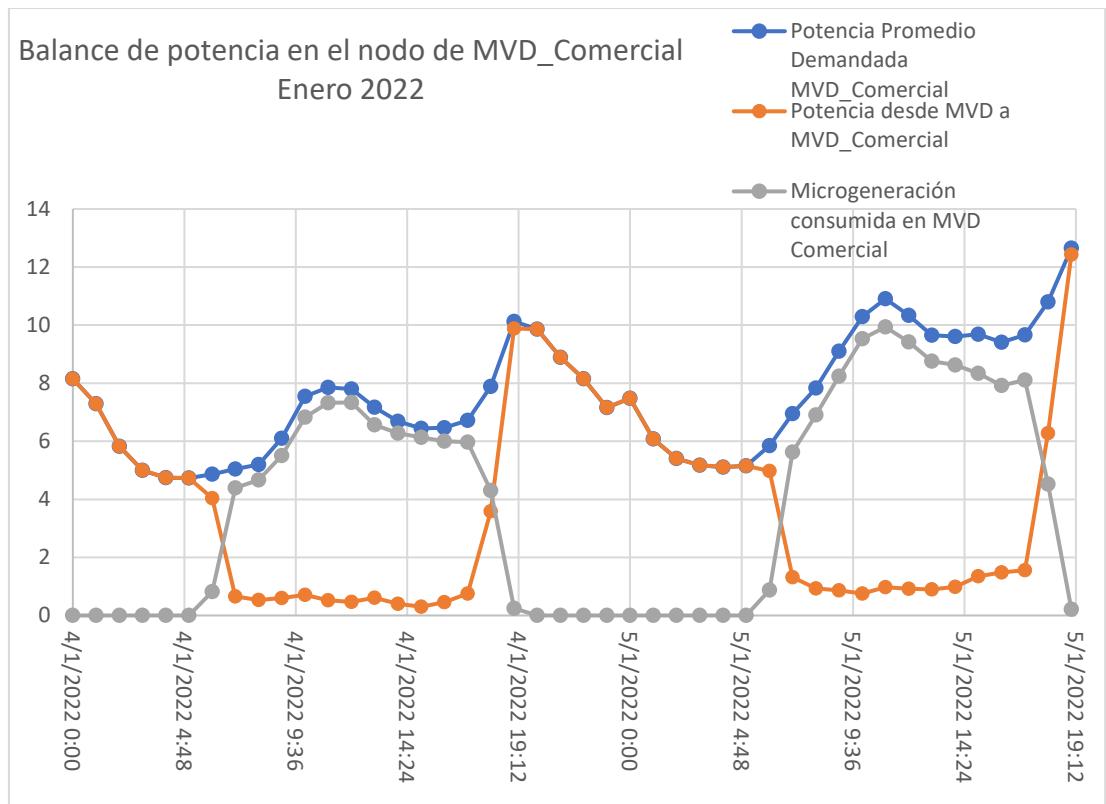


Figura 26: Balance de potencia MVD Comercial Enero 2022 (microgeneración del orden de la demanda)

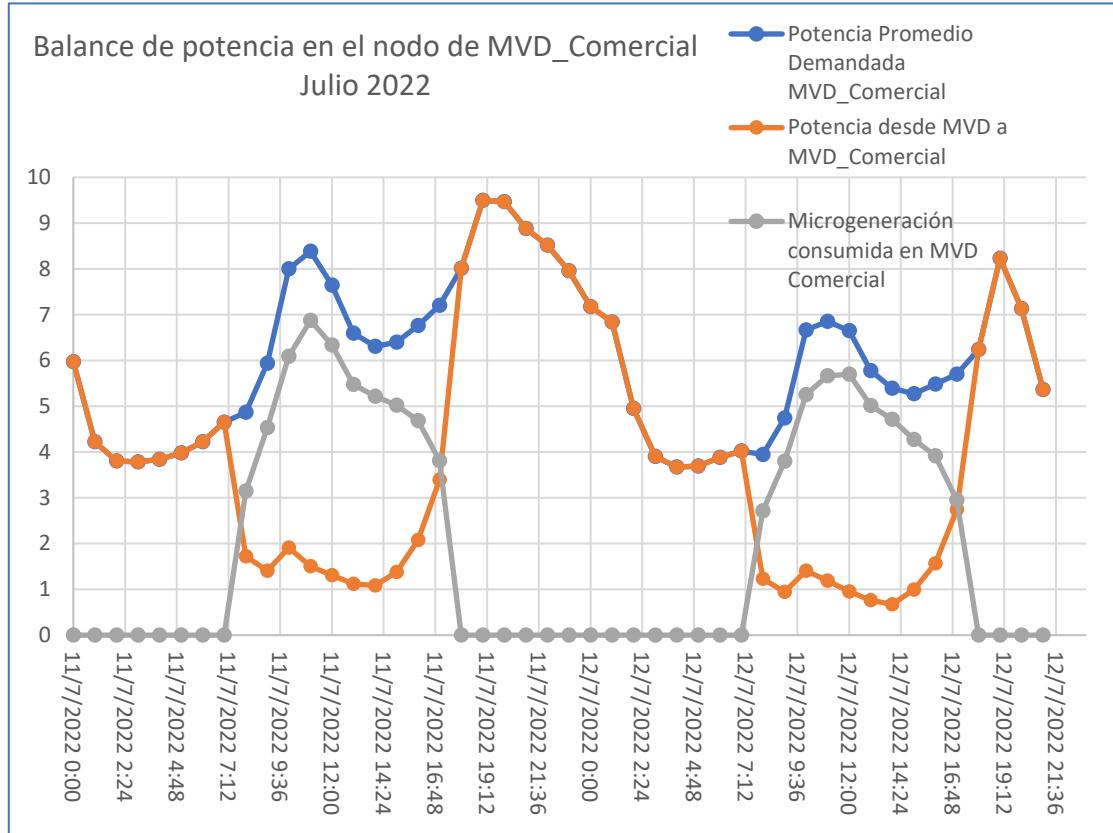


Figura 27: Balance de potencia MVD Comercial Julio 2022 (microgeneración del orden de la demanda)

Estado del arco en el momento de más "alivio"		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	55,1%	0,5%
Jul-17	40,1%	2,2%

Estado del arco en el momento de mayor carga		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	67,7%	41,2%
Jul-17	87,8%	86,6%

2. Montevideo Rural.

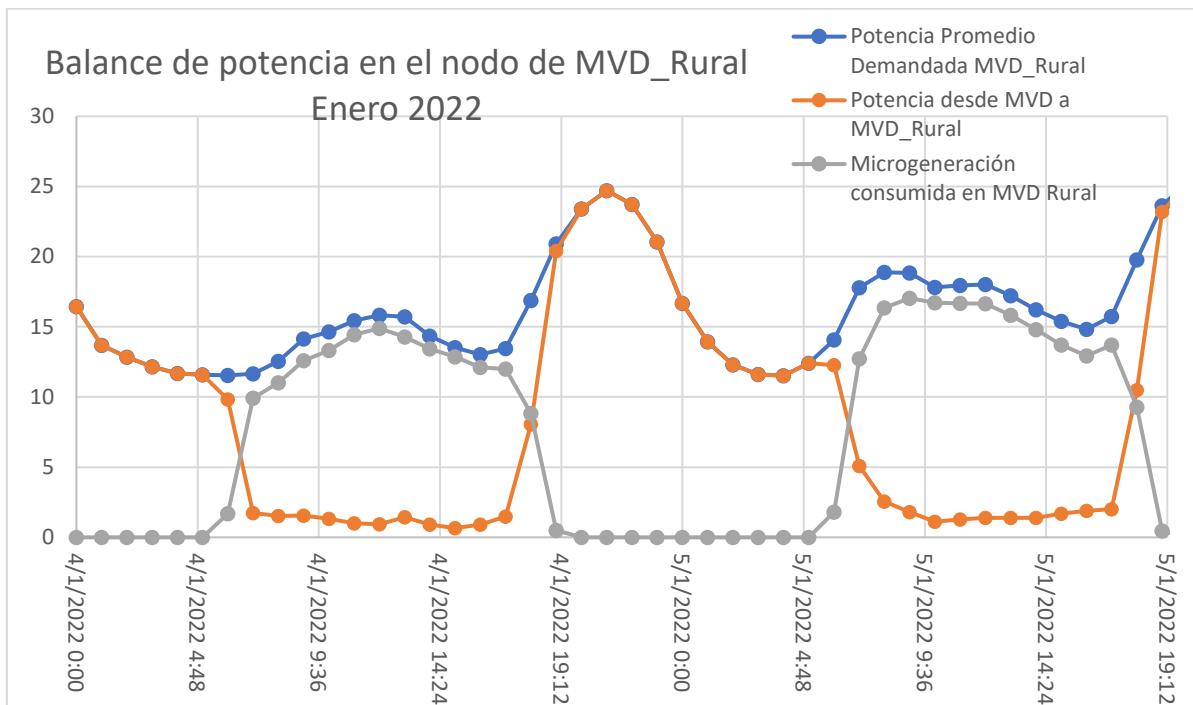


Figura 28: Balance de potencia MVD Rural Enero 2022 (microgeneración del orden de la demanda)

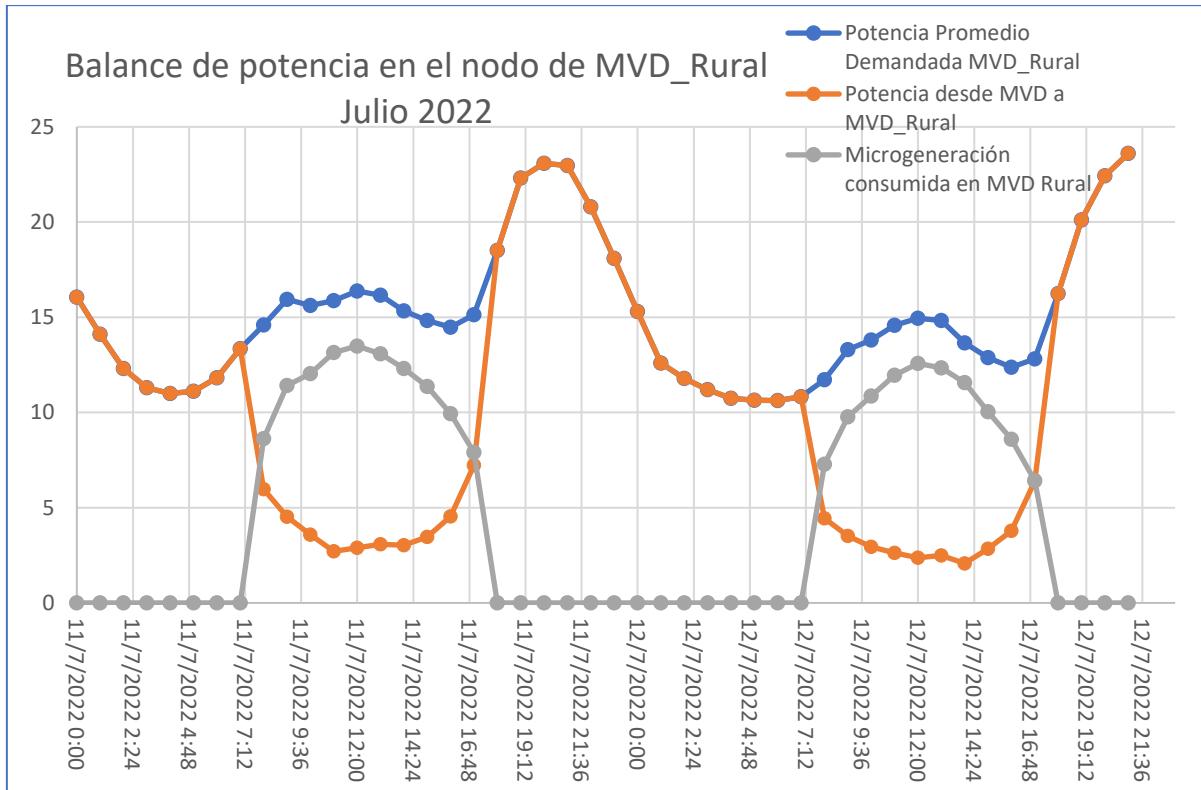


Figura 29: Balance de potencia MVD Rural Julio 2022 (microgeneración del orden de la demanda)

Estado del arco en el momento de más "alivio"		
	Craga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	60,3%	0,6%
Jul-17	51,5%	3,5%

Estado del arco en el momento de mayor carga		
	Craga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	53,2%	27,8%
Jul-17	81,0%	81,0%

3. Montevideo Urbano.

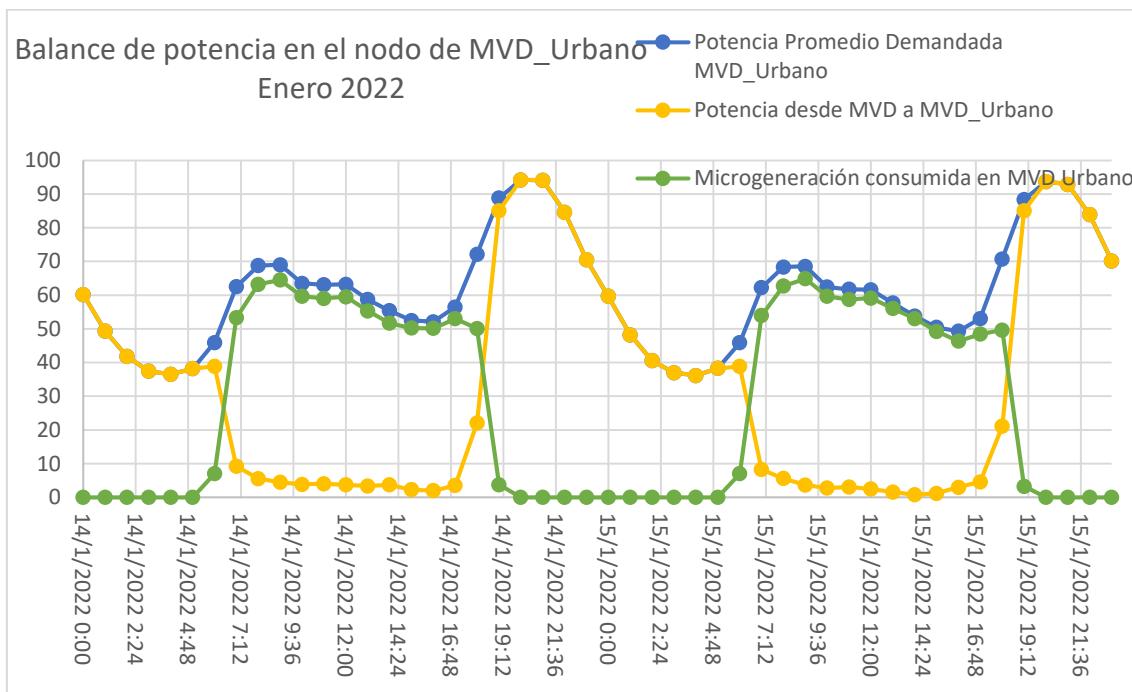


Figura 30: Balance de potencia MVD Urbano Enero 2022 (microgeneración del orden de la demanda)

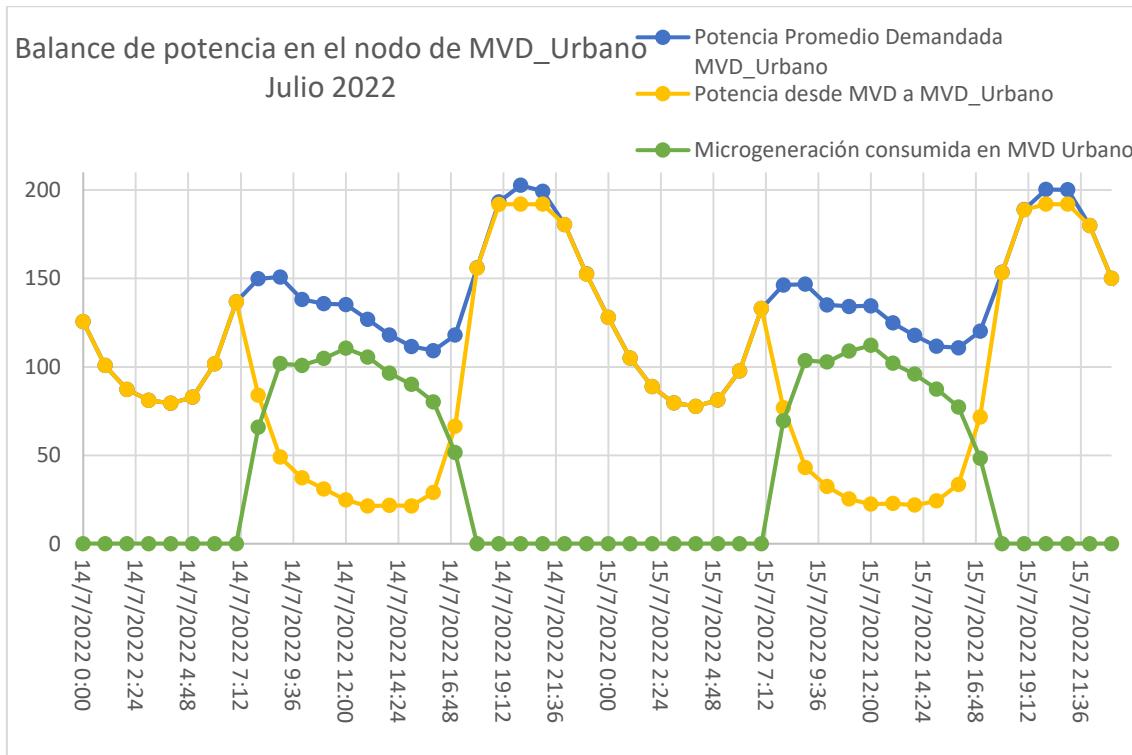


Figura 31: Balance de potencia MVD Urbano Julio 2022 (microgeneración del orden de la demanda)

Estado del arco en el momento de más "alivio"		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	33,0%	0,1%
Jul-17	61,5%	7,7%

Estado del arco en el momento de mayor carga		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Ene-17	48,1%	46,7%
Jul-17	78,0%	45,8%

- **Escenario 2: Potencia instalada de microgeneración existente hoy en día (9MW)**

Se realizó el estudio del caso en que la micorgeneración inyectada sea 9MW, ese valor se aproxima a la potencia instalada hoy en día en microgeneración fotovoltaica. Por un tema de simplificación, se eligió mostrar un caso representativo. A continuación, se observa el balance de potencias para el nodo de Montevideo Rural en el mes de Julio.

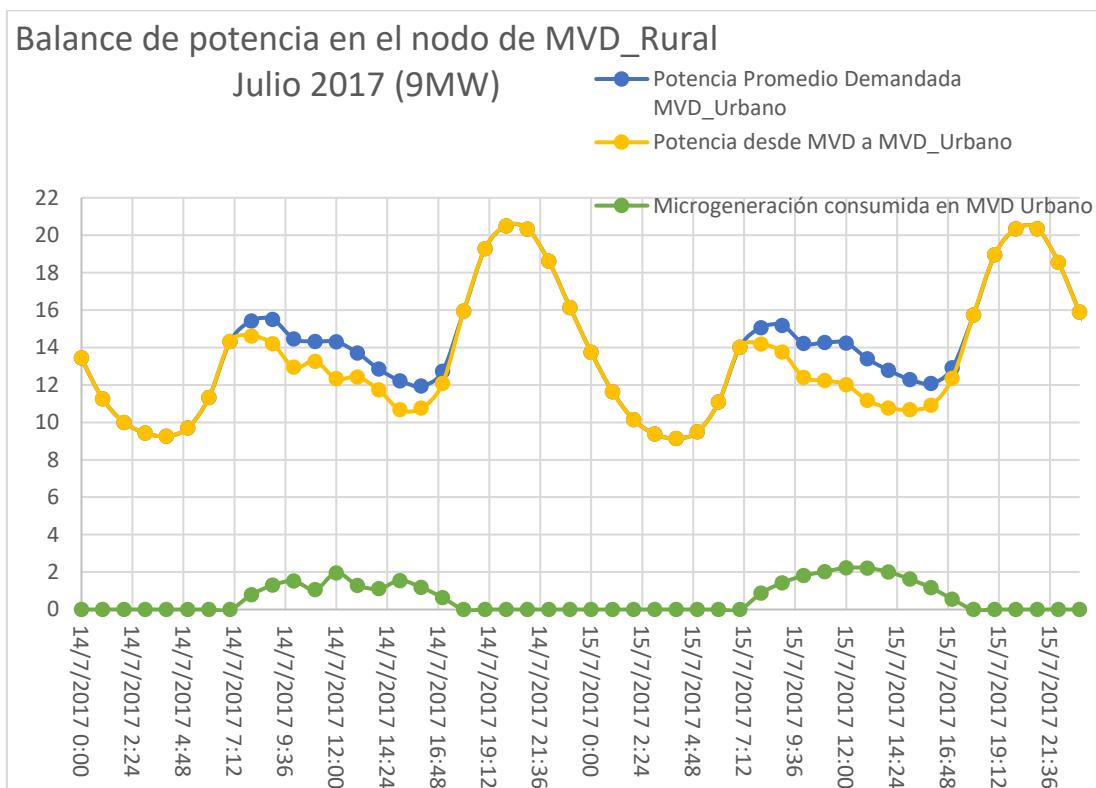


Figura 32: Balance de potencia MVD Comercial Julio 2017 (microgeneración de 9MW)

Estado del arco en el momento de más "alivio"		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Jul-17	44,8%	37,0%

Estado del arco en el momento de mayor carga		
	Carga del arco sin microgen.	Carga del arco con microgen.
Jul-17	52,7%	52,5%

Por ser Julio uno de los meses con menos generación fotovoltaica, se puede ver en la gráfica que la curva de carga del arco apenas disminuye en los picos de generación.

Además, se observa que el mayor alivio de arco posible en estas condiciones para el mes de Julio, resulta de 7,8%.

5 Posibles futuros trabajos.

El presente trabajo no arroja mucha claridad sobre el efecto de la microgeneración, esto puede deberse a errores en el modelado de la red, a escenarios no considerados o al desconocimiento de otros efectos. No obstante, el programa SimSEE prueba ser una herramienta útil para el análisis planteado, y será utilizado en el futuro por las autoras incluyendo las siguientes mejoras:

- Mejorar modelo de la red con respecto a potencias de arcos, arcos que existen, pero no se agregaron por simplicidad, y distribución de la demanda.
- Contrariamente al punto anterior, se podría simplificar la red de transmisión para visualizar mejor los efectos en la red de distribución.
- Se trabajó con promedios, es interesante visualizar las distintas probabilidades de los valores tomados por las magnitudes estudiadas. Asimismo, se desearía observar los efectos dependiendo de los recursos eólicos e hidráulicos.
- Estudiar escenarios intermedios. En este trabajo sólo se estudiaron casos extremos de poca o mucha microgeneración.
- Encontrar un escenario óptimo en el que se reduzcan costos marginales, no haya congestión, se alivien los arcos y se reduzca el costo térmico.
- Evaluar cómo se abastece la demanda y qué excedente de energía hay.
- Evaluar si la microgeneración fotovoltaica está siendo complementaria con otros recursos o está provocando que estos se desperdicien.
- Hallar la energía de microgeneración y ver qué tanto reemplaza a la térmica.
- Estudiar el rendimiento de la inversión en microgeneración.
- Incluir algún test de precisión haciendo varias corridas con diferentes semillas.
- Evaluación de costos en pérdidas.