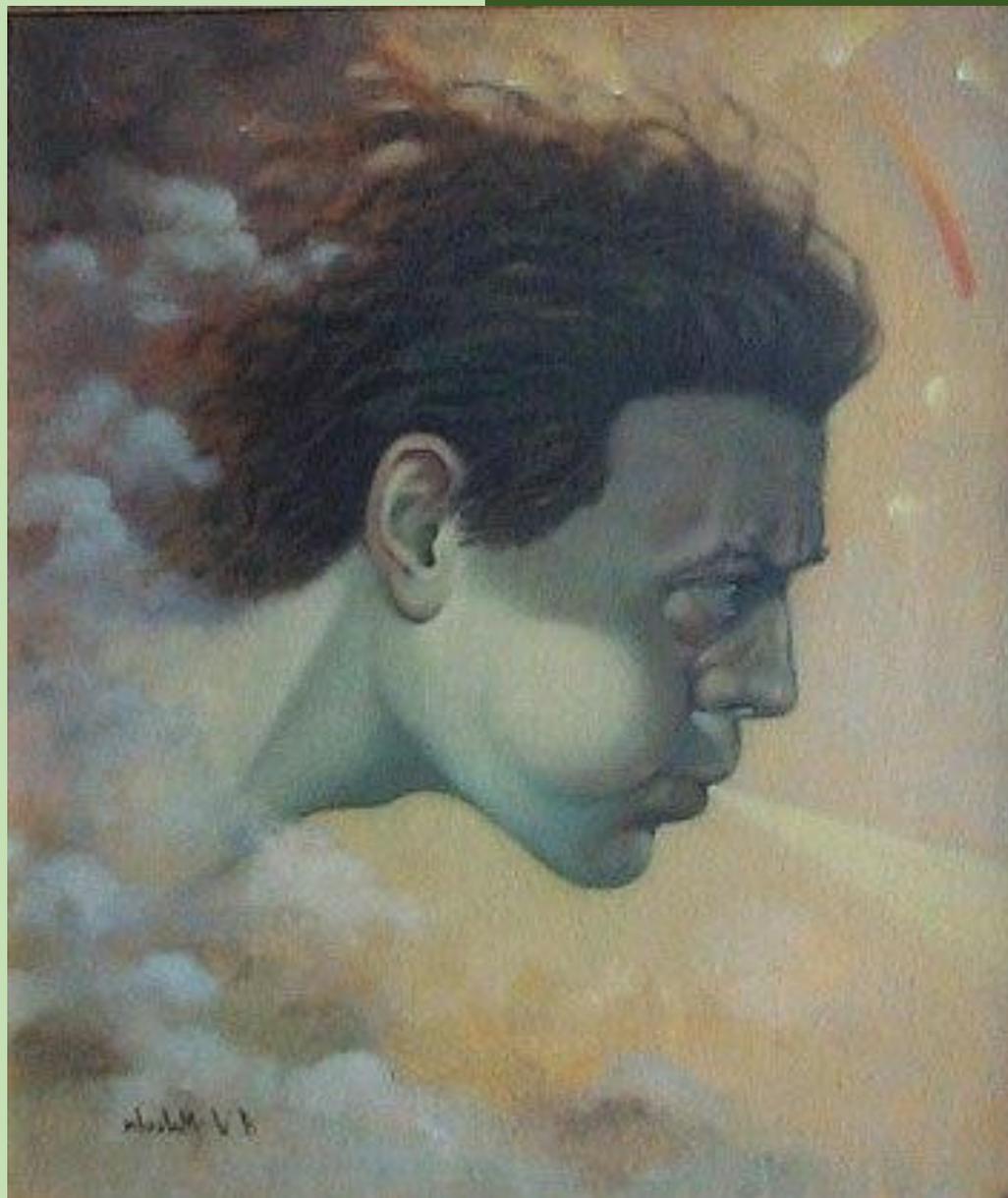


# EL COSTO DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA Y LA POTENCIA EÓLICA INSTALADA



Uruguay ha vivido estos últimos años un proceso de fuerte incorporación de energía eólica en su matriz eléctrica, que lo ha llevado a ocupar un destacado lugar en el mundo. Si bien a principios de 2008 se planteaba una incorporación de 300 MW de energía eólica, las proyecciones actuales son alcanzar los 1400 MW en 2017.

El objetivo del presente trabajo es analizar la incorporación de potencia eólica en el sistema eléctrico uruguayo desde la perspectiva del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) para el período 2016-2020 según distintas hipótesis de energía eólica instalada, que van desde 300 MW hasta 1500 MW.

Matheus Dutra  
Fernando Esponda  
José Inda  
Analía Méndez

*Trabajo final – Curso SimSEE*

*Agosto de 2016*

## Contenido

Introducción .....	3
1. Metodología y principales hipótesis .....	4
1.1. Características generales de la sala.....	4
1.2. Demanda .....	4
1.3. Energía Eólica .....	4
1.4. Energía Solar.....	4
1.5. Energía térmica .....	5
1.6. Energía Hidráulica .....	6
1.7. Comercio Internacional .....	6
1.8. Otros actores .....	6
1.9. Costo de falla .....	6
2. Resultados .....	7
3. Otras salas .....	11
3.1. Sin comercio internacional.....	11
3.2. Cambios en el Ciclo Combinado .....	12
3.3. Variaciones en el precio del petróleo .....	13
3.4. Variaciones en la demanda (Con Aratirí).....	15
3.5. Resumen de salas alternativas .....	16
3.6. Sensibilidad con cambios en la semilla .....	17
4. Conclusiones.....	19

**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 asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.*

## Introducción

---

El presente informe constituye el trabajo final del Curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE), edición 2016. El tema elegido ha sido la evaluación del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) en el período 2016-2020 ante diferentes escenarios de potencia eólica instalada.

Uruguay ha vivido estos últimos años un proceso de fuerte incorporación de energía eólica en su matriz eléctrica, que lo ha llevado a ocupar un destacado lugar en el mundo. Si bien a principios de 2008 se planteaba una incorporación de 300 MW de energía eólica<sup>1</sup>, las proyecciones actuales son alcanzar los 1400 MW en 2017.<sup>2</sup>

El objetivo del presente documento es analizar la incorporación de potencia eólica en el sistema eléctrico uruguayo desde la perspectiva del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) para el período 2016-2020 según distintas hipótesis de energía eólica instalada, que van desde 300 MW hasta 1500 MW.

El trabajo se estructura en cuatro secciones. La siguiente sección describe los principales supuestos utilizados en la sala base. A continuación se presentan los resultados de dicha sala, tanto en términos energéticos como en valores del CAD. Finalmente, en la tercera sección se analizan resultados de otras salas alternativas, creadas a partir de la modificación algunos supuestos claves de la sala base, como el comercio internacional, la puesta en funcionamiento del Ciclo Combinado, el valor del petróleo o la incorporación de un consumidor de gran porte como Aratirí. Finalmente, la cuarta sección realiza un resumen de las principales conclusiones.

---

<sup>1</sup> Ver Política Energética 2005-2030

(<http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%202030?version=1.0&t=1352835007562>).

<sup>2</sup> Según declaraciones del presidente de UTE, Gonzalo Casaravilla  
(<http://portal.ute.com.uy/novedad/energ%C3%AD-para-rato>).

## 1. Metodología y principales hipótesis

---

### 1.1. Características generales de la sala

---

Para este trabajo se utilizó como base la sala "Planificacion\_2016\_2046\_oddface\_p206nid4953\_GO\_Base". Como el período del estudio es 2016-2020, se procedió a realizar una optimización de largo plazo hasta el año 2046 como base, y optimizaciones de más corto plazo "enganchadas" a la de largo plazo para agilizar las simulaciones. Los plazos de optimización y simulación de las salas de corto plazo fueron:

- Optimización: 01/01/2015 – 01/01/2022
- Simulación: 01/01/2016 – 01/01/2021

Como unidad de paso de tiempo se utilizó horas, tomando un paso de 168 horas (paso semanal), con cuatro postes de duración de 5, 30, 91 y 42 horas. Resultan 365 pasos de optimización 260 pasos de simulación.

A continuación se describen las hipótesis consideradas, que en general coinciden con las de la sala "Planificacion\_2016\_2046\_oddface\_p206nid4953\_GO\_Base" que se tomó como base. Para las hipótesis que no coinciden con las de la sala base se hace la aclaración correspondiente en la descripción.

### 1.2. Demanda

---

Se considera una demanda creciente a una tasa de 2,5%, como se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1 - Supuestos de demanda

Año	Energía (GWh)
2015	10.495
2016	10.757
2017	11.026
2018	11.302
2019	11.585
2020	11.874
2021	12.171
2022	12.475

### 1.3. Energía Eólica

---

La potencia instalada de energía eólica es el principal objeto de análisis del presente estudio, y por lo tanto es una de las hipótesis que se modificaron respecto de la sala base. Se consideraron seis escenarios, correspondientes a seis niveles de potencia eólica instalada, constante en todo el período de estudio: 300 MW, 600 MW, 750 MW, 900 MW, 1050 MW, 1200 MW y 1500 MW. Se considera un pago por energía de 69 USD/MWh.

### 1.4. Energía Solar

---

Para el caso de la energía solar, se considera un pago por energía de 94 USD/MWh. La potencia instalada se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2 - Supuestos de energía solar

De	Hasta	Potencia (MW)
Inicio	01/01/2017	100
01/01/2017	Final	200

### 1.5. Energía térmica

Con respecto a la energía térmica, se consideran siete tipos de máquinas: Turbinas de alquiler (APR), Biomasa autodespachable (BIO), Ciclo Combinado de 540 MW (CC540), Central Térmica de Respaldo “La Tablada” (CTR), Motores (FO\_MOT), Central Punta del Tigre (PTI), Turbinas a Gas (TG60). En la Tabla 3 se encuentran las características particulares de cada tipo de máquina. Los costos están indexados (según el índice indicado en la tabla) y el valor indica el costo correspondiente a cuando el índice vale uno.

Tabla 3 - Supuestos de energía térmica

Unidad	De	Hasta	Unidades	Potencia por unidad (MW)	FD (p.u.)	TMR (h)	Costo variable incremental (USD/MWh)	Costo variable no combustible (USD/MWh)	Pago por potencia (USD/MWh)	Índice
APR	01/01/2016	01/03/2016	6	22,67	0,9	0	122,8	10	12	GNL o GO
	01/03/2016	Final	2							
BIO	Inicio	01/01/2014	5	12	0,85	360	1	0	0	Ninguno
	01/01/2014	01/05/2014	7							
	01/05/2014	01/05/2021	9							
	01/05/2021	Final	18							
CC540	01/05/2017	01/07/2017	1	180	0,85	360	104,31	10	12	GNL o GO
	01/07/2017	09/02/2019	2							
	09/02/2019	Final	3				80,2	8,3	18	
CTR	Inicio	01/01/2025	2	111	0,7	360	147,4	4,2	0	Brent
	01/01/2025	Final	0							
FO_MOT	Inicio	01/01/2025	8	10	0,8	360	80	12,2	0	Brent
	01/01/2025	Final	0							
PTI	Inicio	Final	6	48	0,85	360	115,9	8,7	0	GNL o GO
TG60	10/05/2037	09/05/2040	1	60	0,85	360	104	10	14	GNL o GO
	09/05/2040	09/05/2041	2							
	09/05/2041	08/05/2046	4							
	08/05/2046	08/05/2047	6							
	08/05/2047	Final	8							

## 1.6. Energía Hidráulica

Se consideran cuatro actores de energía hidráulica, como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4 - Supuestos de energía hidráulica

Unidad	Tipo	Potencia (MW)	FD (p.u.)
Baygorria	Generador hidráulico de pasada	108	0,99
Bonete	Hidroeléctrica con embalse	155,2	0,99
Palmar	Generador hidráulico de pasada	333	0,99
SG	Generador hidráulico de pasada	945	0,99

## 1.7. Comercio Internacional

La sala incluye dos actores de comercio internacional, uno para el intercambio con Brasil y otro para el intercambio con Argentina, como se detalla en la Tabla 5.

Tabla 5 - Supuestos de comercio internacional

Unidad	Tipo	De	Hasta	Potencia Exp (MW)	Potencia Imp (MW)	Delta exp (USD/MWh)	Delta imp (USD/MWh)	Tope extracciones (USD/MWh)	Tope inyecciones (USD/MWh)	Disponibilidad fortuita (p.u.)	TMR (h)
Brasil	Spot postizado	Inicio	01/01/2016	70	70	300	300	500	500	0,85	360
		01/01/2016	Final	570	570	60					
Argentina	Spot	Inicio	Final	300	0					1	

## 1.8. Otros actores

Dentro de la categoría “Internacional y Otros” se encuentra el actor “Sumidero”. Este actor tiene como cometido recibir la energía sobrante, y tiene cero como precio de la energía.

## 1.9. Costo de falla

Se suponen cuatro escalones de falla, de acuerdo al decreto 105/013, a saber:

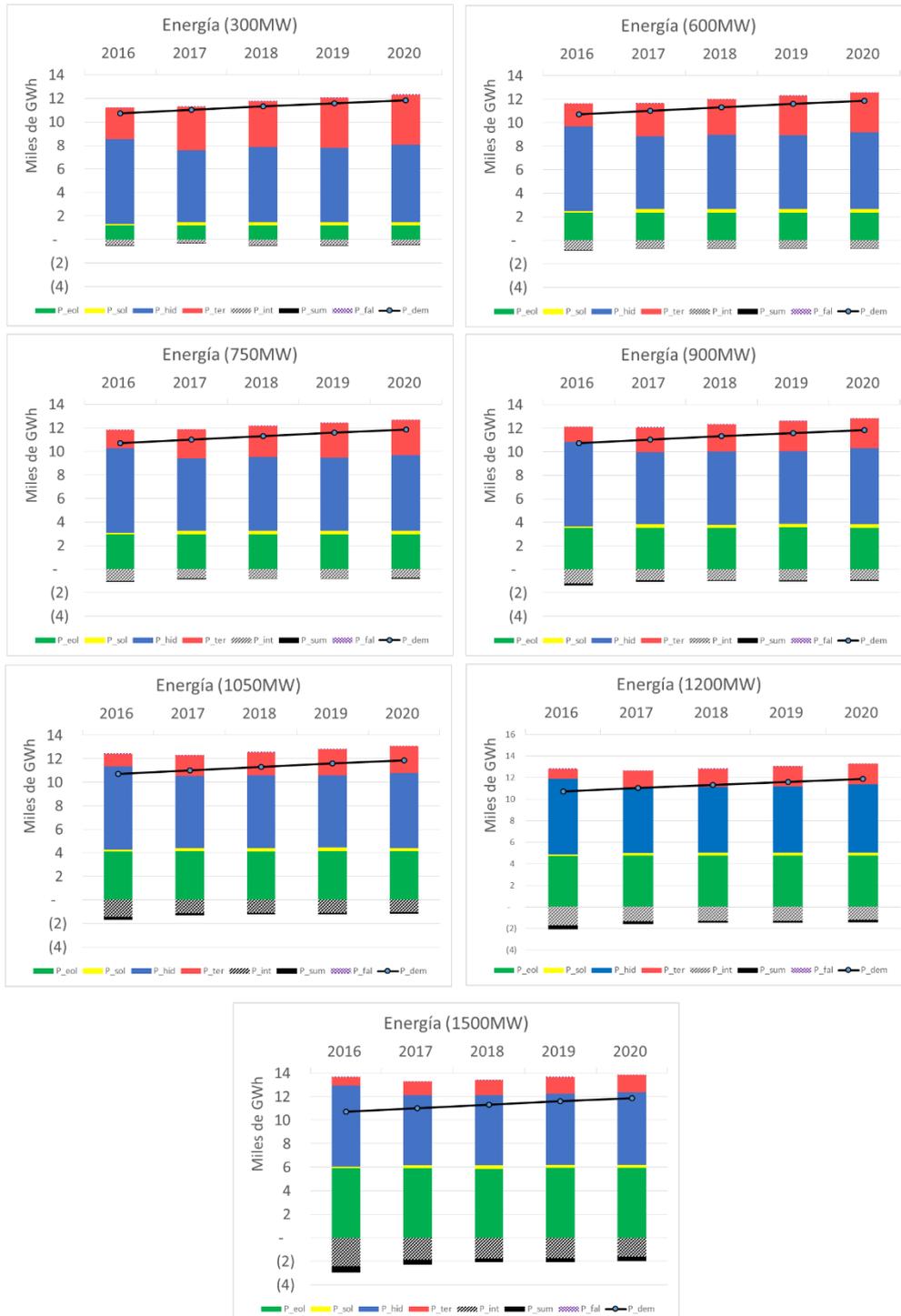
Tabla 6 - Costo de falla

Unidad	% de demanda	Valor (USD)
Falla 1	2,0%	CTR + 10%
Falla 2	5,0%	600
Falla 3	7,5%	2.400
Falla 4	85,5%	4.000

## 2. Resultados

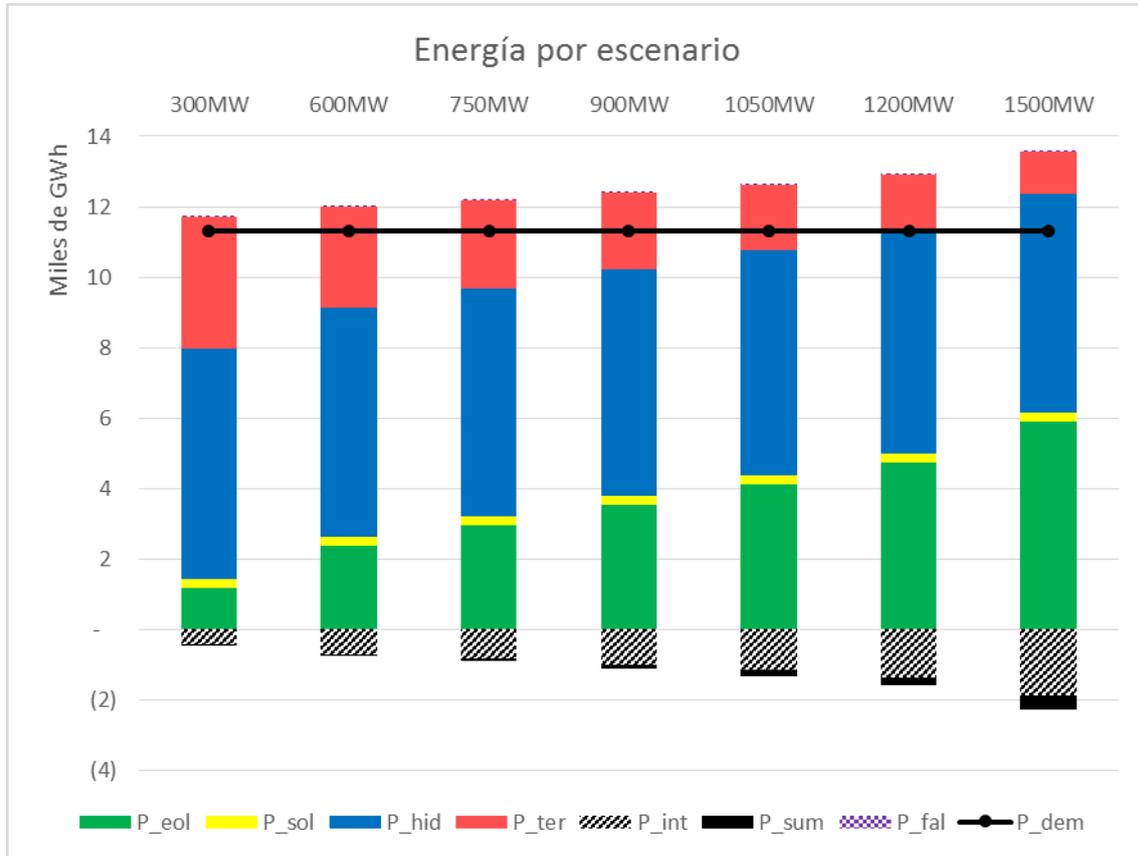
En primer lugar, se analizaron las fuentes de energía para cada uno de los años, en los siete escenarios de energía eólica planteados. El Gráfico 1 muestra siete gráficos, uno por cada escenario. Cada barra representa un año del estudio, la línea negra es la demanda de Uruguay de cada año, mientras que las barras muestran la composición de la energía producida, ya sea energía térmica ( $P_{ter}$ , rojo), hidráulica ( $P_{hid}$ , azul), eólica ( $P_{eol}$ , verde), solar ( $P_{sol}$ , amarillo), comercio internacional ( $P_{int}$ , cuadros blancos y negros), sumidero ( $P_{sum}$ , negro) o falla ( $P_{fal}$ , en cuadros violetas).

Gráfico 1 - Energía por año según potencia eólica instalada (MW)



De forma resumida, se presentan en el Gráfico 2 los valores promedios de los años 2016-2020 para cada uno de los escenarios.

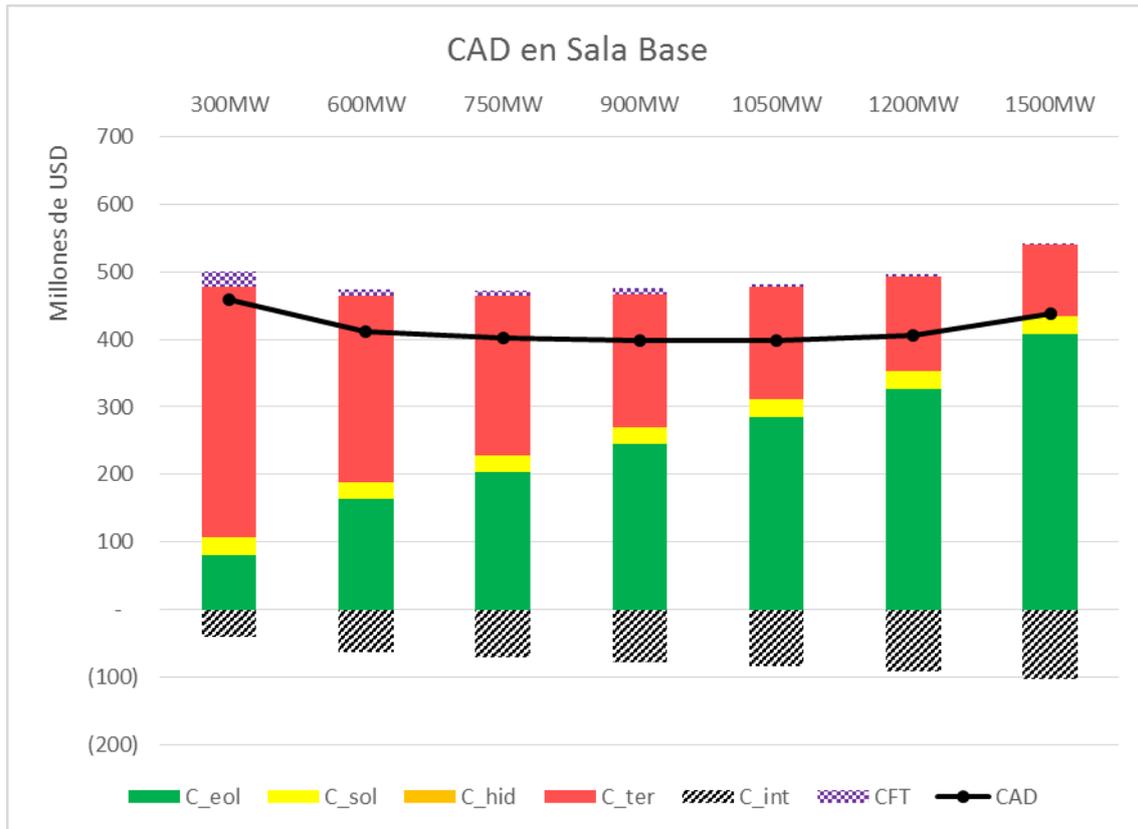
Gráfico 2 - Energía según potencia eólica instalada



El gráfico muestra, a grandes rasgos, que un aumento de energía eólica produce una disminución de energía térmica y un aumento de energía exportada y de energía volcada al sumidero.

Los costos asociados a cada escenario se presentan en el Gráfico 3.

Gráfico 3 - CAD según potencia eólica instalada (USD)

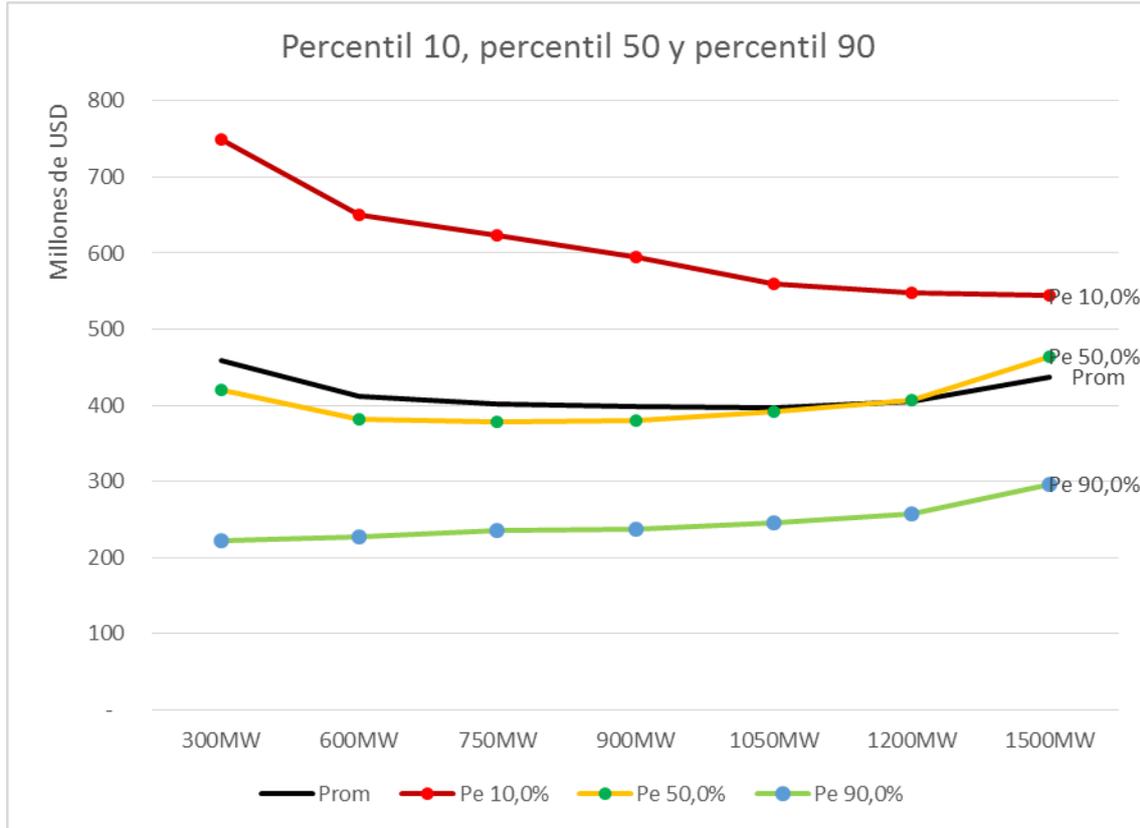


La línea negra representa el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) promedio anual para cada uno de los escenarios, mientras que los colores dan cuenta de los costos asociados a cada fuente de energía. Conforme aumenta la energía eólica se observa un aumento del costo asociado a dicha fuente, una disminución del costo de energía térmica, una disminución del costo de falla y un aumento de las exportaciones de energía. El CAD más bajo se ubica en el escenario de 1050 MW.

El Gráfico 4 muestra el CAD para diferentes percentiles de crónicas (P10, P50, P90 y el promedio). Se observa que en el percentil 10, el menor valor del CAD se asocia con una potencia eólica instalada de 1.200 MW, mientras que en el percentil 90 el menor valor del CAD aparece con 300 MW.

Asimismo, el gráfico nos permite visualizar la volatilidad del CAD ante diferentes escenarios: conforme aumenta la potencia eólica instalada, la diferencia del CAD entre el percentil 10 y el percentil 90 disminuye.

Gráfico 4 - CAD según escenario de potencia eólica instalada (USD). Percentiles 10, 50 y 90.



### 3. Otras salas

Una vez estudiada la sala base, se buscó realizar análisis análogos en salas alternativas, modificando algunas hipótesis claves, a saber:

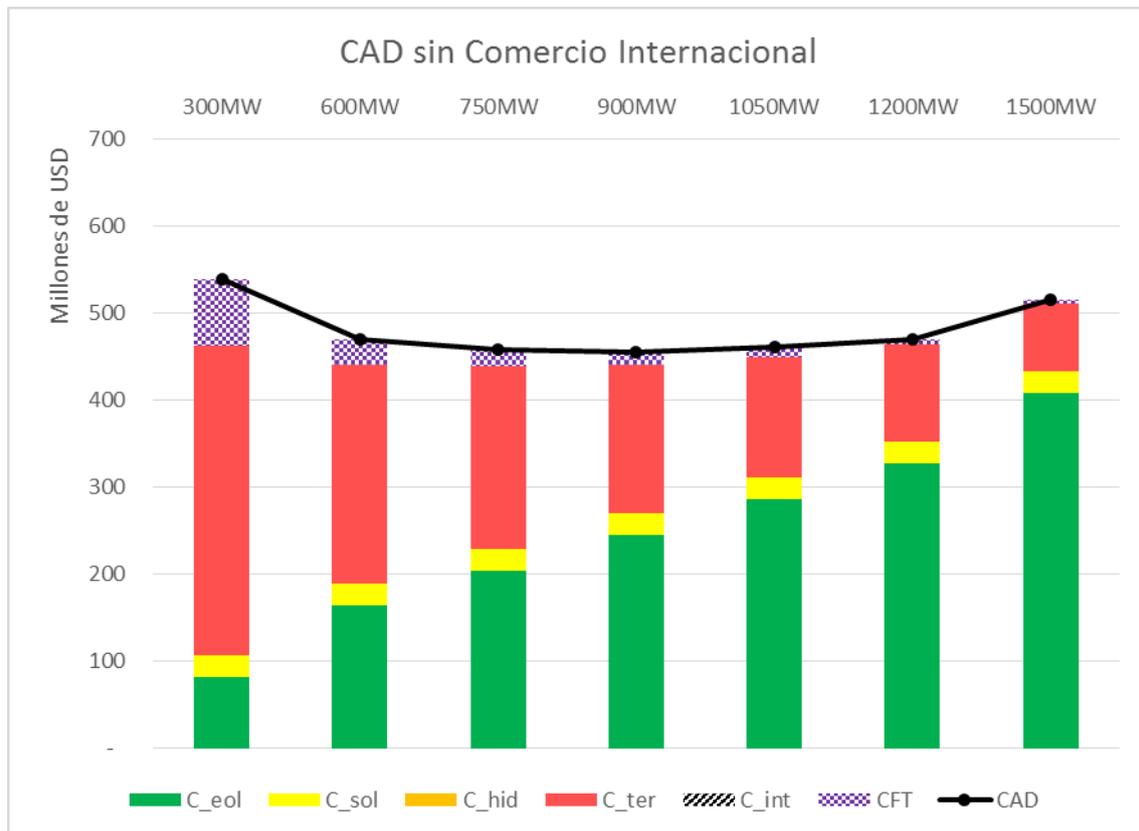
- El comercio internacional
- El ciclo combinado
- El precio del petróleo
- La demanda

El objetivo de la presente sección es analizar qué tanto cambian las conclusiones de la sala base ante cambios en las hipótesis seleccionadas.

#### 3.1. Sin comercio internacional

En primer lugar, y dados los importantes ingresos por exportación que se generan a medida que aumenta la potencia eólica instalada, se decidió realizar una sala sin posibilidades de intercambio internacional. Los resultados en términos de costos se presentan en el Gráfico 5.

Gráfico 5 - Sala sin comercio internacional: CAD según potencia eólica instalada (USD)



En primer lugar, se detecta un aumento de los costos con respecto a la sala base, de entre 50 y 90 millones de dólares. La restricción al comercio internacional genera un incremento sustancial del costo de falla, particularmente en las categorías de menor potencia eólica instalada.

Sin embargo, en lo que refiere a la relación entre el CAD y el nivel de potencia eólica, las conclusiones no varían sustancialmente, siendo 900 MW el valor asociado a menor CAD.

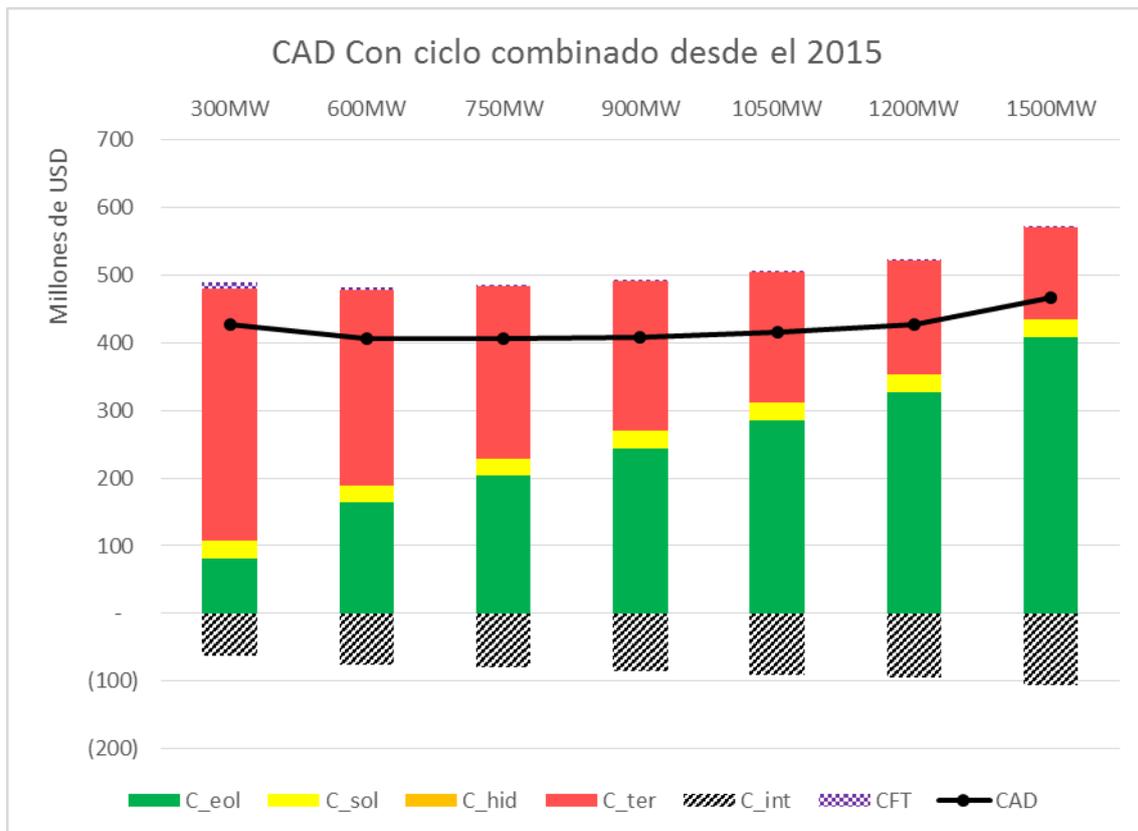
### 3.2. Cambios en el Ciclo Combinado

En la sala base se plantea una entrada paulatina del Ciclo Combinado, comenzando con la primera turbina en mayo de 2017, la segunda turbina en julio de 2017, y la tercera turbina en 2019. El respaldo térmico del Ciclo Combinado es de suma importancia para el sistema, por lo que se consideraron dos salas diferentes: en primer lugar, con el Ciclo Combinado plenamente a disposición desde el 2015; en segundo lugar, sin el Ciclo Combinado en ningún momento del período.

#### 3.2.1. Con Ciclo Combinado desde el año 2015

El CAD suponiendo que el Ciclo Combinado está plenamente a disposición desde el año 2015 se presenta en el Gráfico 6.

Gráfico 6 - Sala con Ciclo Combinado desde 2015: CAD según potencia eólica instalada (USD)

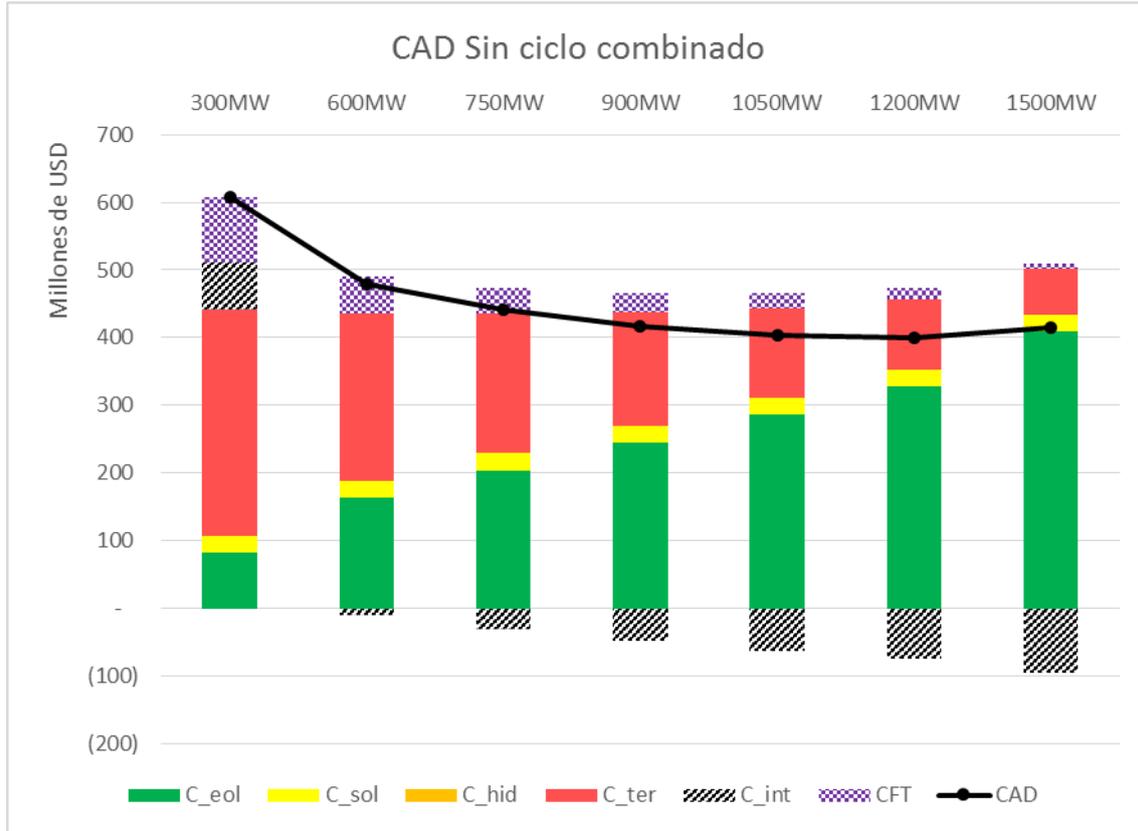


Con respecto a la sala base, la presencia del Ciclo Combinado se asocia a menores niveles del CAD para los escenarios de menor potencia eólica, aunque de mayores niveles en los de mayor potencia eólica (este fenómeno se analiza con mayor detalle en la sección 3.5). Asimismo, la variación del supuesto con respecto a la entrada del Ciclo Combinado modifica las conclusiones primarias, siendo el valor óptimo de 600 MW.

#### 3.2.2. Sin Ciclo Combinado en el período

En segundo lugar, se realizó una sala suponiendo que el Ciclo Combinado no se encuentra disponible en el período analizado. El Gráfico 7 muestra los resultados.

Gráfico 7 - Sala sin ciclo combinado: CAD según potencia eólica instalada (USD)



El gráfico muestra, en el escenario de menor potencia eólica instalada (300 MW), un importante aumento de los costos de falla y de importación. Los costos de falla se van atenuando conforme aumenta la potencia eólica instalada, aunque persisten en un nivel mayor que en la sala base. En esta sala, el menor nivel de CAD se encuentra asociado a una mayor potencia eólica instalada, del orden de 1200 MW.

### 3.3. Variaciones en el precio del petróleo

El precio del petróleo, que ha experimentado grandes variaciones en los últimos años, también es una variable de suma importancia para el modelo. Con respecto a esta variable se realizaron dos salas alternativas, una con la mitad del precio de la sala base, y otra con el precio de la sala base multiplicado por 1,5. La Tabla 7 presenta el precio del petróleo en las tres salas.

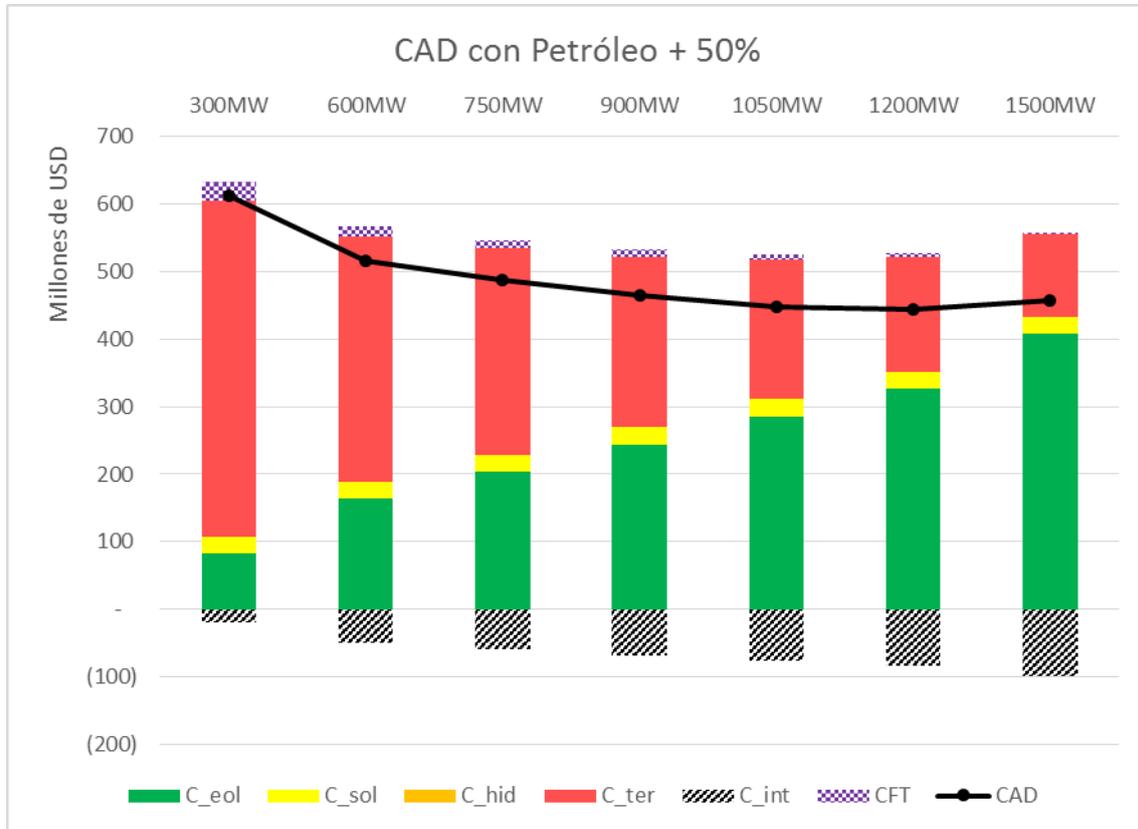
Tabla 7 - Precio del petróleo en sala base y salas alternativas (USD por barril de petróleo BRENT)

Año	Sala base	Sala mayor precio de petróleo	Sala menor precio de petróleo
2016	40	60	20
2017	48	71	24
2018	50	75	25
2019	55	83	28
2020	60	90	30

### 3.3.1. Mayor precio de petróleo

El Gráfico 8 presenta el CAD para un petróleo mayor al de la sala base.

Gráfico 8 - Sala con mayor precio de petróleo: CAD según potencia eólica instalada (USD)

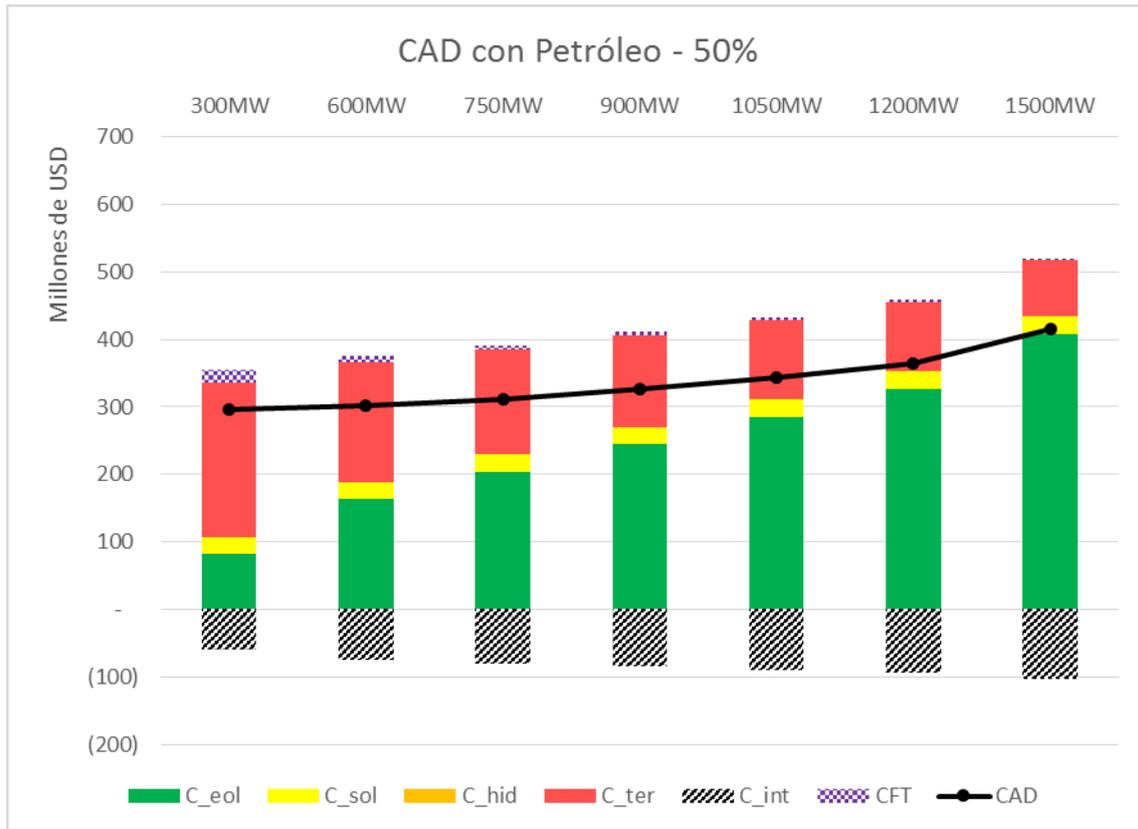


Como era de esperar, un mayor precio del petróleo encarece la generación térmica, lo que provoca un aumento de costos en aquellos escenarios de mayor generación de esa fuente, además de diferencias en las decisiones de despacho de cada fuente. Si se asume un precio del petróleo mayor, entonces el escenario de potencia eólica de menor CAD es 1200 MW.

### 3.3.2. Menor precio del petróleo

El Gráfico 9 presenta el CAD para un petróleo menor al de la sala base.

Gráfico 9 - Sala con menor precio de petróleo: CAD según potencia eólica instalada (USD)

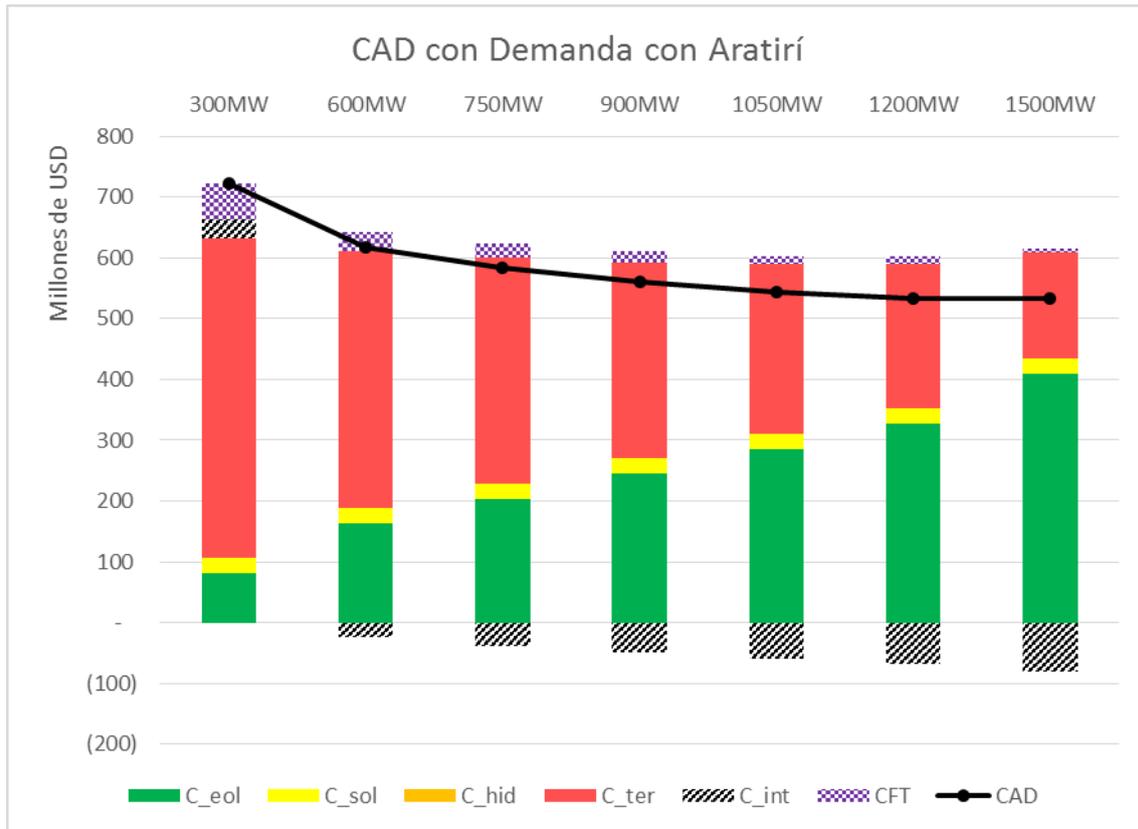


De manera inversa, un petróleo más bajo abarata el costo de las máquinas térmicas. Esto provoca que el CAD sea menor en el escenario de menor potencia eólica instalada, de 300 MW.

#### 3.4. Variaciones en la demanda (Con Aratirí)

Se realizó una sala alternativa alterando la demanda, suponiendo la incorporación de Aratirí, un proyecto industrial consistente en la explotación de yacimientos de hierro en la zona de Valentines, en los departamentos de Treinta y Tres, Durazno y Florida. La incorporación de Aratirí se modeló como una demanda fija y constante de 200 MW. El Gráfico 10 presenta el CAD asociado a cada uno de los escenarios de potencia eólica instalada.

Gráfico 10 - Sala con Demanda con Aratirí: CAD según potencia eólica instalada (USD)



La incorporación de la demanda de Aratirí hace aumentar el CAD en todos los escenarios, como era previsible. Ante la mayor demanda, el escenario de menor CAD pasa a ser el de mayor potencia eólica instalada: 1500 MW.

### 3.5. Resumen de salas alternativas

La Tabla 8 presenta un resumen del CAD para cada sala y escenario. Las celdas pintadas en verde son los escenarios de potencia eólica asociados a menor nivel del CAD.

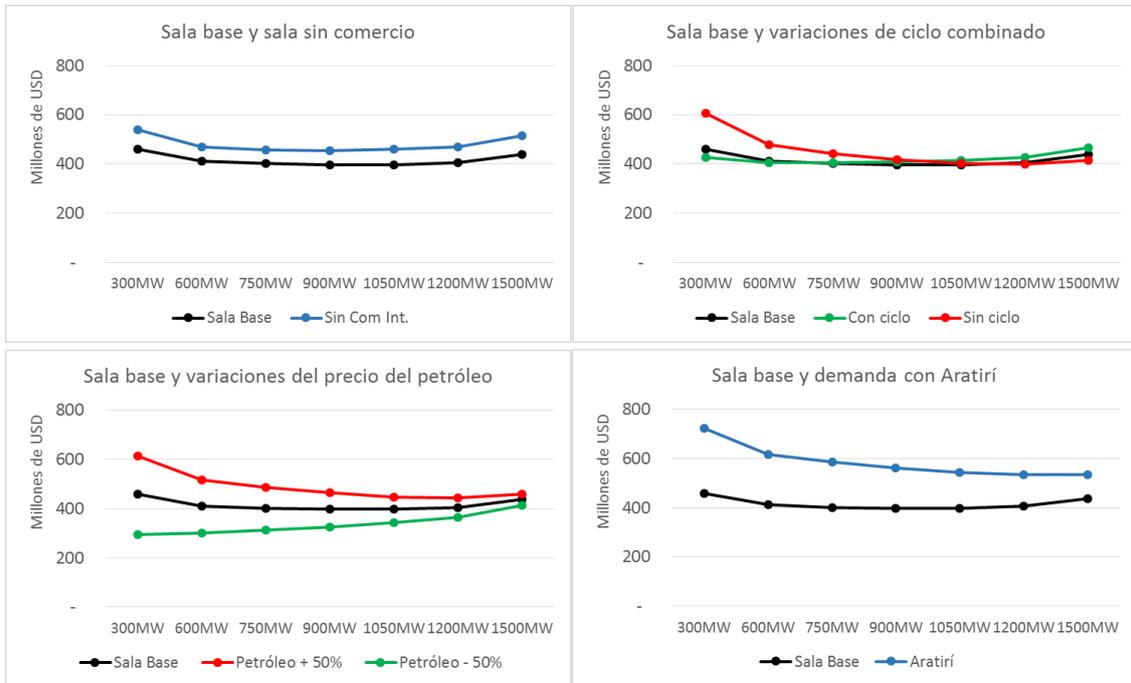
Tabla 8 - CAD por escenario y Sala (en millones de USD)

CAD	Salas						
	Sala Base	Sin Com Int.	Con ciclo	Sin ciclo	Petróleo + 50%	Petróleo - 50%	Aratirí
300MW	459	538	427	608	613	296	722
600MW	412	469	406	480	516	301	618
750MW	402	458	405	442	487	312	585
900MW	398	455	407	418	465	326	561
1050MW	397	460	415	403	448	343	543
1200MW	405	470	427	399	443	364	534
1500MW	438	515	466	415	458	415	533

Si bien en la sala base el menor valor del CAD se encuentra con una potencia eólica instalada de 1050 MW, esta conclusión varía dependiendo de las hipótesis consideradas, pudiendo encontrarse el valor óptimo entre 300 MW y 1500 MW.

El Gráfico 11 resume el CAD para las siete salas analizadas, en los siete escenarios considerados.

Gráfico 11 - CAD según salas y escenarios



Los gráficos permiten visualizar algunos elementos de forma transversal. Por ejemplo, en el caso de las variaciones en el precio del petróleo, cuanto más potencia eólica instalada existe, menor es la variación del CAD con respecto al precio de petróleo. Un fenómeno similar ocurre con la incorporación de Aratirí: los escenarios de mayor potencia eólica instalada presentan menores variaciones del CAD entre la situación con y sin Aratirí.

Con respecto al gráfico del ciclo combinado, también se pueden extraer del gráfico conclusiones interesantes. En primer lugar, con respecto a la volatilidad, la misma conclusión que en los otros casos: la diferencia del CAD entre salas es menor para los escenarios de mayor potencia eólica instalada. En segundo lugar, resulta interesante destacar que las curvas del CAD se cruzan en un punto: ante menores niveles de potencia eólica instalada, el CAD es mayor en la sala sin Ciclo Combinado que en la sala con Ciclo Combinado; sin embargo, en escenarios de mayor potencia eólica, el CAD resulta superior con en el escenario en donde el Ciclo Combinado está desde el inicio del período.

### 3.6. Sensibilidad con cambios en la semilla

Todas las simulaciones fueron realizadas utilizando la semilla aleatoria 31. Para chequear la robustez de las conclusiones obtenidas, se realizaron nuevamente las simulaciones con diferentes semillas de los procesos aleatorios. La Tabla 9 y la Tabla 10 muestran los resultados utilizando como semillas los valores 1992 y 6400.

Tabla 9 - CAD por escenario y Sala con semilla 1992 (en millones de USD)

CAD		Salas						
		Sala Base	Sin Com Int.	Con ciclo	Sin ciclo	Petróleo + 50%	Petróleo - 50%	Aratirí
Escenarios	300MW	452	535	428	627	605	291	716
	600MW	407	462	407	492	512	298	613
	750MW	397	450	406	453	480	309	577
	900MW	394	447	408	426	459	325	556
	1050MW	394	453	415	409	445	343	540
	1200MW	404	468	427	403	441	364	530
	1500MW	437	512	466	419	457	415	531

Tabla 10 - CAD por escenario y Sala con semilla 6400 (en millones de USD)

CAD		Salas						
		Sala Base	Sin Com Int.	Con ciclo	Sin ciclo	Petróleo + 50%	Petróleo - 50%	Aratirí
Escenarios	300MW	439	515	418	553	582	289	693
	600MW	438	451	401	444	494	298	596
	750MW	390	438	400	415	465	311	566
	900MW	390	439	404	400	449	327	548
	1050MW	396	446	413	390	438	345	534
	1200MW	402	461	427	388	433	366	525
	1500MW	439	509	468	414	456	419	529

Como se puede observar, las variaciones son pequeñas, permitiendo extraer las mismas conclusiones que las encontradas utilizando la semilla 31.

## 4. Conclusiones

---

La importante incorporación de potencia eólica ha implicado una verdadera revolución en la matriz eléctrica del país, ubicando a Uruguay en lugar de destaque a nivel mundial. La energía eólica ha aumentado su presencia en la generación eléctrica, partiendo de una posición marginal y llegando a representar un significativo porcentaje de la generación total. Si bien a principios de 2008 se planteaba una incorporación de 300 MW de energía eólica, las proyecciones actuales son alcanzar los 1400 MW en 2017.

La diferencia entre lo proyectado originalmente y lo efectivamente instalado ha provocado debates en la sociedad uruguaya. El presente trabajo se inscribe en estos debates, analizando a través de la plataforma SimSEE las variaciones en el Costo de Abastecimiento de la Demanda según diferentes escenarios de potencia eólica instalada.

Las simulaciones realizadas sobre la sala base muestran que el menor nivel del CAD para el período 2016-2020 se asocia a una potencia instalada de 1050 MW. Sin embargo, esta conclusión está fuertemente relacionada con las hipótesis que se tomen en cuenta. Por un lado, las salas sin comercio internacional, con el ciclo combinado durante todo el período o con menor precio del petróleo presentan sus menores valores de CAD en potencias eólicas instaladas de menor magnitud (900 MW, 750 MW o 300 MW). Por otro lado, las salas que suponen que el Ciclo Combinado no está disponible en el período, que el petróleo tiene un precio mayor o que aparece un consumidor de gran porte como Aratirí, presentan CAD mínimos asociados a mayor instalación de potencia eólica (1200 MW y 1500 MW).

El objetivo central del ejercicio realizado fue utilizar y aprender a usar la herramienta SimSEE. Por este motivo, el trabajo dista de ser un documento concluyente, debiendo tomarse como una aproximación exploratoria al tema. Posibles ampliaciones del mismo podrían pasar por el cambio de algunas hipótesis claves, la ampliación del período temporal analizado, la complementación con análisis de sensibilidad o incluso la incorporación de diferentes escenarios de potencia eólica (por ejemplo, que no sea constante en el período).