

Impacto de la integración de las renovables en el costo de abastecimiento de la demanda

17 marzo 2021



Contenido

1. Introducción
2. Contexto
3. Expectativa al momento de la contratación
4. Escenario fáctico
5. Escenario contrafáctico
6. Expectativa actual
7. Evolución de la tarifa y facturación de UTE

1. Introducción

1. Introducción

- ▶ Uruguay ha incrementado, desde mediados de la década iniciada en el año 2000, la contratación de generación eléctrica basada en recursos renovables no convencionales, en particular biomasa, eólica y solar fotovoltaica.
- ▶ A partir del año 2010 la introducción de esas tecnologías tomó particular fuerza, promoviendo el desarrollo de numerosos parques de generación y diferentes emprendimientos que cambiaron radicalmente la matriz energética del sector eléctrico, sustituyendo el uso de hidrocarburos por las mencionadas tecnologías.
- ▶ La Asociación Uruguaya de Generadores Privados de Energía Eléctrica (AUGPEE) requirió a un estudio que valore, en términos económicos, el impacto de la integración de las renovables en el costo de abastecimiento de la demanda en Uruguay.

2. Contexto

2.1. Contexto - Definiciones de política

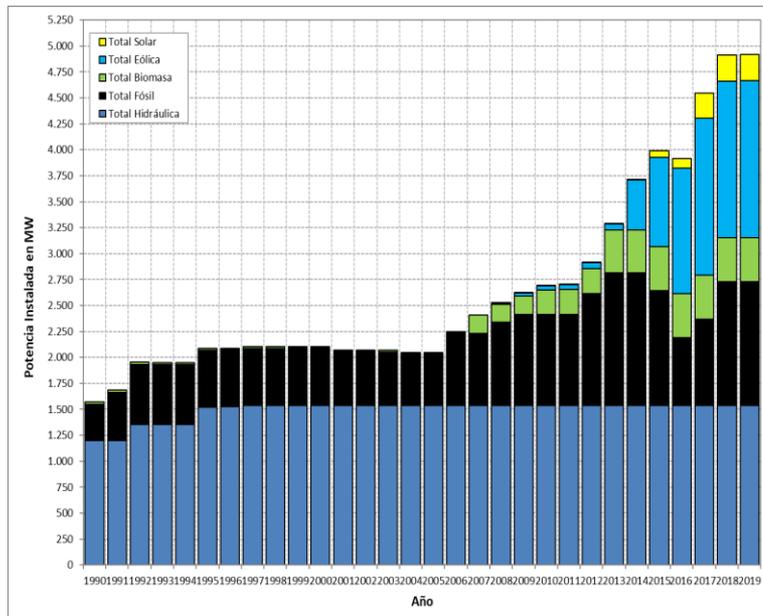
- ▶ Política Energética 2005-2030, entre los objetivos de corto plazo (a 2015):
 - 50% de la matriz de energía primaria total con fuentes autóctonas renovables (al menos 15% ERNC y al menos 30% residuos agroindustriales y urbanos);
 - Incorporación de 300 MW de generación eléctrica de origen eólico y 200 MW de biomasa mediante inversión privada.

- ▶ Se incorporó nueva generación con ERNC mediante:
 - Contratos adjudicados por negociación directa;
 - Licitaciones para contratación de privados (promovidas a través de decretos);
 - Proyectos de UTE, bajo diversas modalidades de implementación

2.2. Contexto - Potencia instalada y generación por fuente

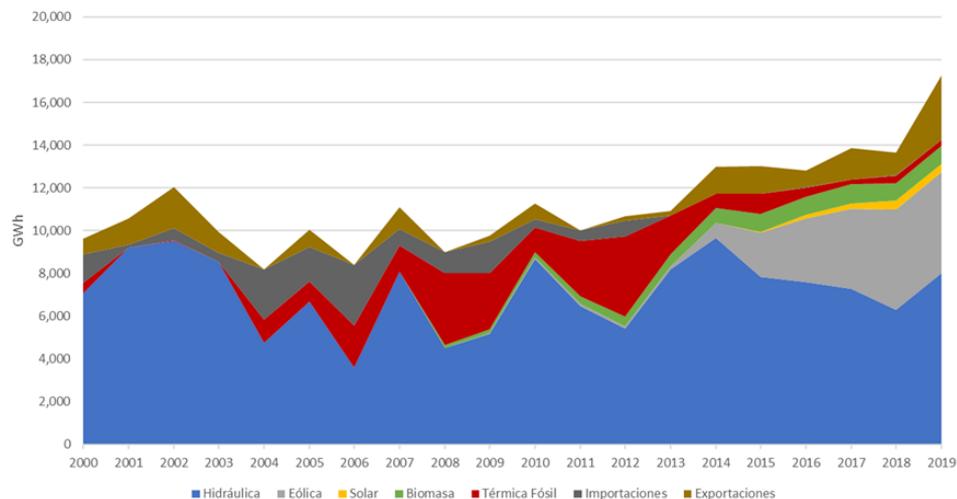
- Diversificación de la matriz de generación eléctrica:

Potencia instalada (MW)



Fuente: MIEM

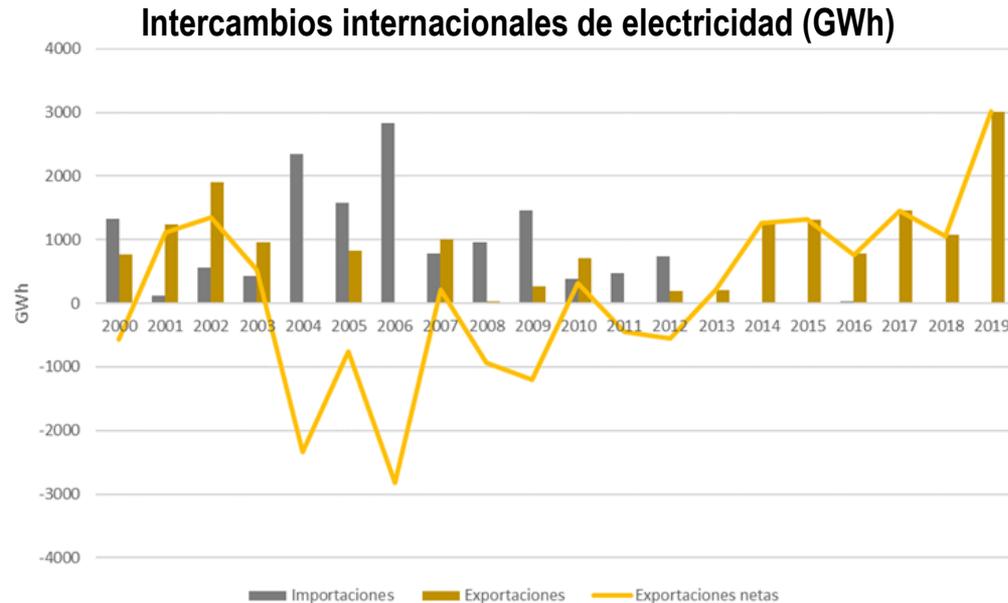
Generación (GWh)



Fuente: elaboración propia en base a datos del MIEM

2.3. Contexto - Intercambio internacional

- ▶ Uruguay exportador neto de electricidad:



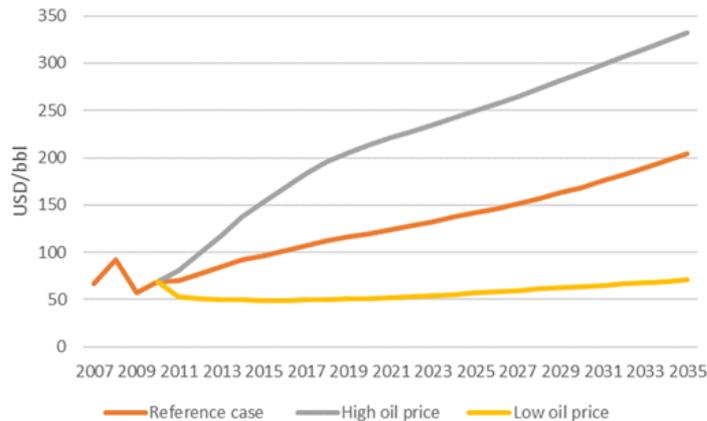
Fuente: elaboración propia en base a datos del MIEM

3. Expectativa al momento de la contratación (referencia 2010)

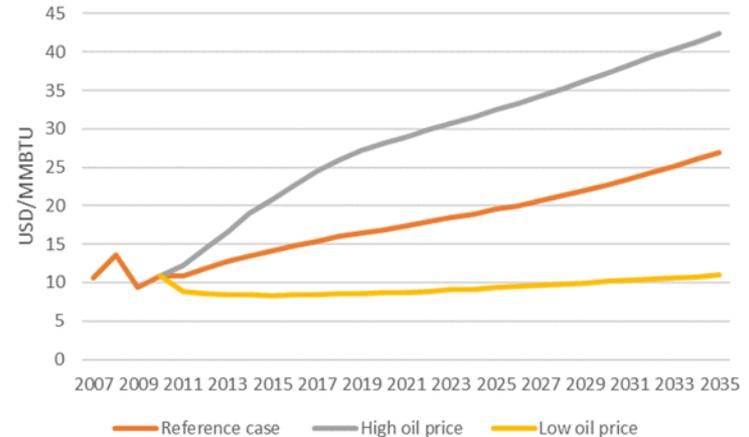
3.1. Expectativa al momento de la contratación - Petróleo y GN

- ▶ 2008 y 2009: déficit hídrico significativo + fuerte alza del precio del petróleo.

Precio del barril de petróleo estimado en 2010



Precio del gas natural en planta estimado en 2010



Fuente: elaboración propia en base a datos del AEO 2010 de la EIA (dólares nominales)

3.2. Expectativa al momento de la contratación – LCOE CC

- ▶ La probabilidad de costos crecientes de generación térmica era entonces elevada.
- ▶ El costo nivelado de un ciclo combinado a gas de forma retrospectiva para una TIR objetivo de 8% se estimó en 123 USD/MWh en el escenario de referencia y 81 USD/MWh en el escenario de precios bajos.
- ▶ La licitación de 150MW eólicos en 2010 (decreto N° 41/010) resultó en precios aproximados de 81 USD/MWh y la de 2011 por 150 MW adicionales resultó en precios aproximados de 68 USD/MWh (decreto N° 159/011); ampliándose la contratación a los oferentes que no fueron seleccionados siempre que se adhirieran al precio promedio ponderado de las adjudicaciones (decreto N° 424/011).

4. Escenario fáctico (expansión con renovables)

4. Escenario fáctico - Caracterización

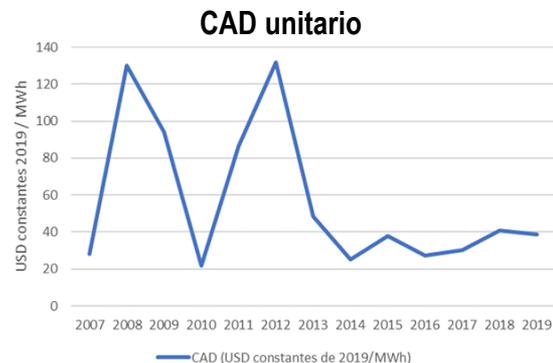
- ▶ Se estimó el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD), de forma anual para el periodo 2007 – 2019*
- ▶ A los efectos de este estudio, el CAD fue definido como la suma de los costos variables de producción de la energía y los costos fijos de capital y de operación y mantenimiento de las nuevas inversiones.
- ▶ Se valuó la energía producida por cada fuente de generación y los intercambios aplicando los siguientes criterios:
 - Hidroeléctrica: se considera costo variable cero;
 - Eólica, Solar y Biomasa: de acuerdo a la fórmula de precio de cada PPA;
 - Térmica: se estimó el CV de cada planta con el precio del GO y FO del PPI de URSEA;
 - Importaciones, exportaciones y RROO: información UTE / ADME

* Posteriormente se realizó una actualización incluyendo 2020

4. Escenario fáctico - Resultados

- ▶ Se compara a continuación dos períodos:
 - Estado inicial: quinquenio 2007 – 2011;
 - Estado final: quinquenio 2015 – 2019.

- ▶ Conclusiones:
 - **CAD 43% más bajo** en quinquenio final; esta tendencia se mantuvo en 2020
 - **Generación térmica cayó de 23% a 4%** de la demanda
 - **Uruguay se convierte en exportador neto;**



Comparación promedio 2007-2011 y 2015-2019

Generación por fuente (GWh)	Promedio 2007 – 2011	Promedio 2015 – 2019	Variación porcentual (%)
Hidráulica Salto Grande	4297	4570	6%
Hidráulica Rio Negro	2281	2836	24%
Eólico	44	3651	8161%
Solar	0	241	-
Biomasa	188	853	353%
Térmica fósil	2196	443	-80%
Total Generación local (GWh)	9006	12593	40%
Importaciones	815	9	-99%
Exportaciones	-406	-1530	277%
Demanda (GWh)	9416	11072	18%
CAD (USD millones)	560	366	-35%
CAD unitario (USD/MWh)	60	33	-45%
CAD (USD constantes 2019 millones)	673	381	-43%
CAD unitario (USD constantes 2019/MWh)	72	34	-52%

Fuente: elaboración propia

4. Escenario fáctico – Resultados (anexo)

Generación por fuente

Generación (GWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica Salto Grande	4870	3228	3569	5165	4652	2576	5043	5376	4866	4538	4867	3964	4617
Hidráulica Río Negro	3199	1272	1606	3501	1827	2845	3161	4273	2989	3063	2410	2326	3390
Eólico	0	0	42	68	111	111	137	728	2057	2986	3756	4718	4736
Solar	0	0	0	0	0	0	0	1	43	142	241	390	390
Biomasa*	23	137	180	272	328	459	533	681	829	862	902	817	852
Térmica Fósil	1214	3381	2628	1153	2606	3735	1850	661	927	431	221	359	274
Total Generación local	9306	8018	8024	10160	9524	9726	10724	11720	11711	12022	12397	12574	14259
Importaciones	789	961	1468	387	470	742	0	0	2	25	3	14	0
Exportaciones	-1005	-29	-265	-711	-19	-194	-209	-1267	-1320	-779	-1462	-1077	-3010
Demanda**	9090	8950	9227	9836	9976	10274	10516	10454	10392	11268	10939	11511	11249

CAD por fuente

CAD (USD millones)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica Salto Grande	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica Río Negro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico	0	0	3	5	10	10	13	73	149	203	246	321	329
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	4	14	24	37	38
Biomasa	1	18	15	17	46	66	63	67	77	78	81	76	80
Térmica Fósil	190	788	347	189	586	891	399	139	129	46	28	53	36
Restricciones Operativas									0	4	76	39	23
Total Generación local	191	806	364	212	642	967	474	279	360	345	455	524	505
Importaciones	66	150	359	43	96	218	1	0	0	0	0	2	0
Exportaciones	-50	-4	-1	-73	0	-4	-21	-42	-7	-64	-142	-68	-79
CAD (USD corrientes millones)	206	952	722	182	738	1181	454	238	353	282	315	458	426
CAD unitario (USD corrientes/MWh)	23	106	78	18	74	115	43	23	34	25	29	40	38
CAD (USD constantes 2019 millones)	257	1162	867	216	863	1353	511	263	384	299	327	468	426
CAD unitario (USD constantes 2019/MWh)	28	130	94	22	87	132	49	25	37	27	30	41	38

Fuente: elaboración propia

4. Escenario fáctico – Resultados (anexo)

Precio promedio por fuente

Precio (USD/MWh)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Generación Local													
Hidráulica Salto Grande*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica Río Negro*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico			64	80	87	94	93	100	73	68	65	68	69
Solar							98	95	94	101	99	94	97
Biomasa	54	135	84	63	141	143	118	99	93	90	89	93	93
Térmica Fósil	156	233	132	164	225	238	216	210	140	107	128	146	130
Comercio internacional													
Importaciones	83	156	244	110	203	294			7	15	1	116	0
Exportaciones	50	151	3	103	0	22	99	33	5	82	97	63	26

Nota: la información de esta tabla es calculada como el ratio de la información de las tablas anteriores; no fue la utilizada para la valorización.

Fuente: elaboración propia

5. Escenario contrafáctico (expansión con generación térmica)

5. Escenario contrafáctico - Supuestos

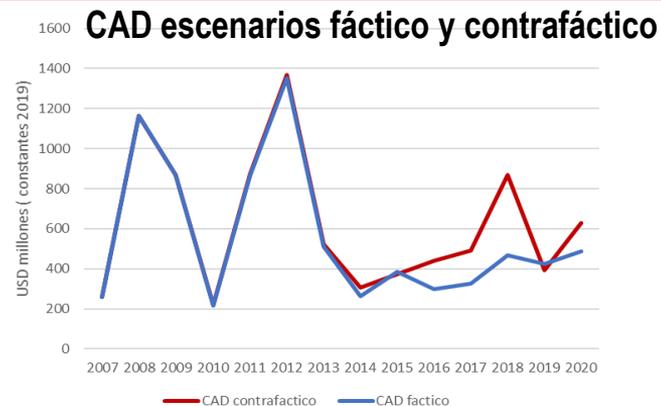
- ▶ Se realizó un análisis contrafáctico del CAD para el mismo período (2007-2019)*, con los siguientes supuestos:
 - No hay generación eólica ni generación solar (biomasa es mantenida dado que está asociada principalmente a otras inversiones de carácter industrial);
 - La generación faltante para suplir la demanda corresponde a generación térmica eficiente adicional o importaciones;
 - Hasta 2014 inclusive se mantiene el comercio internacional del escenario fáctico, luego las exportaciones e importaciones son determinadas por el modelo de acuerdo a la competitividad relativa de la generación uruguaya en los mercados vecinos (Brasil, Argentina)
 - Se recontrata el seguro climático.

* Posteriormente se realizó una actualización incluyendo 2020

5. Escenario contrafáctico - Resultados

- ▶ En el período final 2015 – 2019 el CAD hubiese sido en promedio **USD 132 millones por año más caro** (11.6 USD/MWh)
 - En 2020 hubiese sido **USD 140 millones más caro**

- ▶ El CAD es menos estable, más dependiente de las condiciones hidrológicas que se presentaron en cada año



Comparación promedio 2015-2019 escenarios fáctico y contrafáctico

Generación por fuente (GWh)	Fáctico Promedio 2015 – 2019	Contrafáctico Promedio 2015 – 2019	Variación porcentual (%)
Hidráulica Salto Grande	4570	4570	0%
Hidráulica Rio Negro	2836	2836	0%
Eólico	3651	0	-100%
Solar	241	0	-100%
Biomasa	853	853	0%
Térmica	443	2902	556%
Total Generación local (GWh)	12593	11160	-11%
Importaciones	9	2	-72%
Exportaciones	-1530	-91	-94%
Demanda (GWh)	11072	11072	0%
CAD (USD millones)	366	493	35%
CAD unitario (USD/MWh)	33	44	34%
CAD (USD constantes 2019 millones)	381	512	35%
CAD (USD constantes 2019/MWh)	34	46	34%

5. Escenario contrafáctico – Resultados (anexo)

CAD por fuente (contrafáctico)

CAD contrafáctico (USD millones)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica Salto Grande	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica Rio Negro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasa	1	18	15	17	46	66	63	67	77	78	81	76	80
Térmica Fósil	190	788	351	198	604	914	422	253	253	307	362	746	290
Seguro climático									14	27	27	27	27
Total Generación local	191	806	366	215	651	980	484	321	344	412	469	849	396
Importaciones	66	150	359	43	96	218	1	0	0	0	0	0	0
Exportaciones	-50	-4	-1	-73	0	-4	-21	-42	-2	0	0	0	-3
CAD contrafáctico (USD corrientes millones)	206	952	724	184	746	1194	464	278	342	412	469	849	393
CAD unitario contrafáctico (USD corrientes/MWh)	23	106	78	19	75	116	44	27	33	37	43	74	35
CAD contrafáctico (USD constantes 2019 millones)	257	1162	869	219	873	1368	522	308	372	438	490	868	393
CAD unitario contrafáctico (USD constantes 2019/MWh)	28	130	94	22	88	133	50	29	36	39	45	75	35

Fuente: elaboración propia

5. Comparación Expansión renovable (fáctico) vs Expansión térmica (contrafáctico)

- ▶ El CAD contrafáctico presenta una variabilidad significativa. Considerando el período 2015-2020 el CAD contrafáctico varía entre USD 372 y 868 millones (35 y 75 USD/MWh), mientras que el CAD fáctico varía entre USD 299 y 468 millones (27 y 41 USD/MWh).
 - En 2020 el CAD fáctico se estimó en USD 489 millones, mientras que el contrafáctico resulta de USD 629 millones
- ▶ Se estimó la diferencia entre el CAD acumulado total del período 2007-2019 de los escenarios contrafáctico y fáctico en USD 744 millones.
- ▶ La situación hídrica fue favorable en 2019; resultando un CAD del mismo orden en ambos escenarios. En 2020, con un año más seco, el escenario con renovables vuelve a determinar un CAD más bajo.

CAD fáctico vs. CAD contrafáctico

Año	CAD fáctico (USDm 2019)	CAD contrafáctico (USDm 2019)	Diferencia (contrafáctico – fáctico) (USDm 2019)	Generación hidroeléctrica (% de la demanda)
2007	257	257	0	89%
2008	1162	1162	0	50%
2009	867	869	2	56%
2010	216	219	3	88%
2011	863	873	10	65%
2012	1353	1368	15	53%
2013	511	522	11	78%
2014	263	308	45	92%
2015	384	372	-12	76%
2016	299	438	139	67%
2017	327	490	163	67%
2018	468	868	400	55%
2019	426	393	-32	71%
Total	7396	8140	744	

CAD fáctico vs. CAD contrafáctico (valores unitarios)

USD/MWh	CAD fáctico	CAD contrafáctico	Diferencia (contrafáctico – fáctico)
2007	28	28	0
2008	130	130	0
2009	94	94	0
2010	22	22	0
2011	87	88	-1
2012	132	133	-1
2013	49	50	-1
2014	25	29	-4
2015	37	36	1
2016	27	39	-12
2017	30	45	-15
2018	41	75	-35
2019	38	35	3

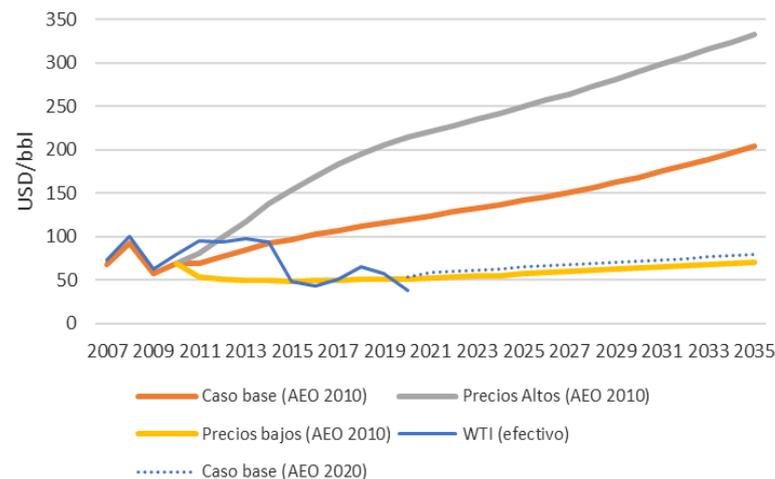
Fuente: elaboración propia

5. Escenario contrafáctico

Expectativa precios combustibles vs precios realizados

- ▶ **Las renovables dieron beneficios aun cuando desde 2015 a la fecha se registraron precios internacionales de petróleo bajos**
- hasta 2011 el precio efectivo fue superior al escenario de precios altos hecho en 2010;
- en 2012-2014 el precio de combustibles resultó entre el escenario de precios altos y el caso de referencia de 2010;
- a partir de 2015, el precio efectivo fluctuó en valores cercanos al escenario de precios bajos de 2010;

Proyección hecha en 2010 del precio del barril de petróleo vs. precio efectivo y proyección actual



Fuente: elaboración propia en base a EIA, AEO 2010 y AEO 2020, dólares nominales

5. Consideraciones sobre la generación de biomasa

- ▶ Se estimó cuál hubiese sido el costo de generar la energía producida por plantas a biomasa con generación térmica eficiente. Se estimó que el ahorro total generado por la fuente biomasa es de USD 75 millones.

Costo alternativo térmico eficiente de la generación biomasa

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Precio Henry Hub (USD/MMBTU)	7.0	8.9	3.9	4.4	4.0	2.8	3.7	4.4	2.6	2.5	3.0	3.2	2.6	
Costo del Ciclo Combinado (USD/MWh)*	136.2	149.6	114.6	117.7	115.0	106.1	113.0	117.8	105.2	104.4	107.7	109.0	104.7	
Energía despachada biomasa (GWh)	23	137	180	272	328	459	533	681	829	862	902	817	852	
CAD CC (USD millones)	3	20	21	32	38	49	60	80	87	90	97	89	89	
CAD biomasa (USD millones)	1	18	15	17	46	66	63	67	77	78	81	76	80	
Diferencia (USD millones)	2	2	6	15	-9	-17	-2	13	10	12	17	13	10	
Diferencia (USD constantes 2019)	2	3	7	18	-10	-20	-3	14	11	13	17	14	10	75

Supuestos costo generación térmica eficiente

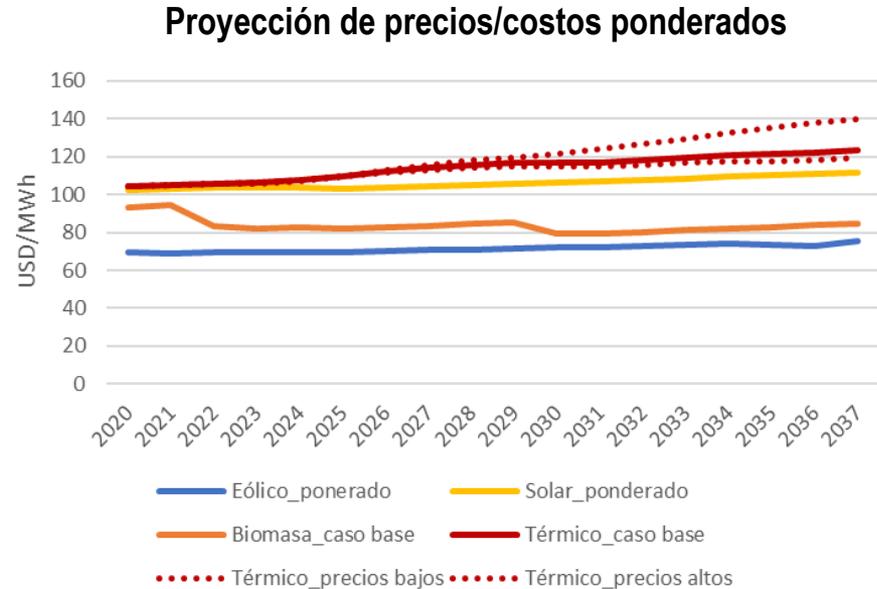
Supuestos	Unidad	Monto
Licuefacción, transporte, regasificación	USD/MMBTU	5.0
Heat rate	MMBTU/MWh	7.1
Costo Variable No Combustible	USD/MWh	4.9
Costo equivalente de la inversión ¹³	USD/MWh	45.9

Fuente: elaboración propia

6. Expectativa actual

6. Expectativa actual

- ▶ Hacia el horizonte (finalización de los PPA) el precio promedio de la energía eólica, biomasa y solar alcanzará 75, 85 y 112 USD/MWh respectivamente
- ▶ La opción alternativa (térmica a gas) alcanzaría valores entre 120 y 123 USD/MWh en los escenarios más optimistas.
- ▶ Implica un ahorro promedio esperado por año superior a **USD 200 millones**
 - Que puede fluctuar entre USD 0 y 400 millones/año según hidrología



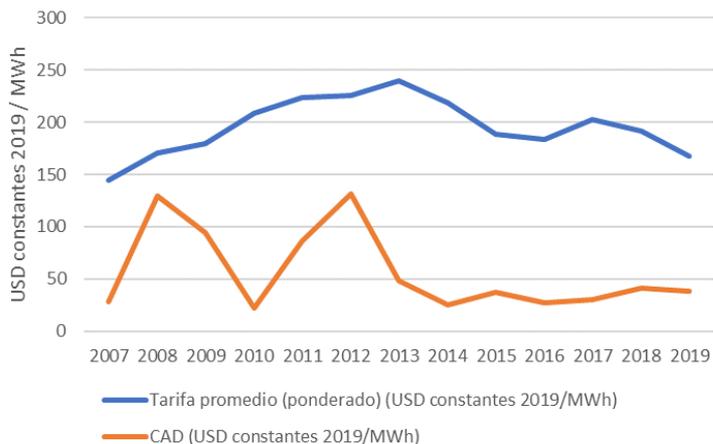
Fuente: elaboración propia

7. Evolución de la tarifa y facturación de UTE

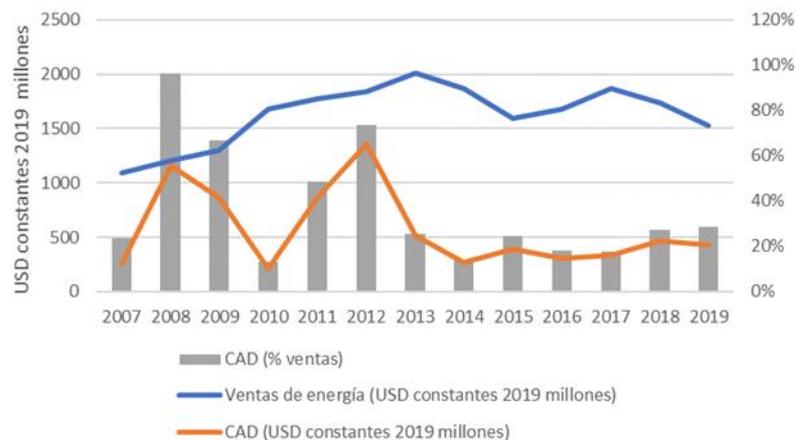
7. Evolución de la tarifa y facturación de UTE

- ▶ Se analizó la tarifa promedio (ponderado) y la facturación por venta de energía de UTE durante el período de interés. Se contrastan a continuación con la estimación del CAD.

CAD y tarifa promedio



CAD y facturación



Fuente: elaboración propia en base a datos de UTE en cifras y a los resultados de este estudio

Ing. Carlos Skerk
Asesor Regulatorio
cskerk@gmail.com



+54 911 4182 0225