

Perspectivas del impacto económico ocasionado por el desarrollo de las energías renovables

Autor: Lino

Resumen

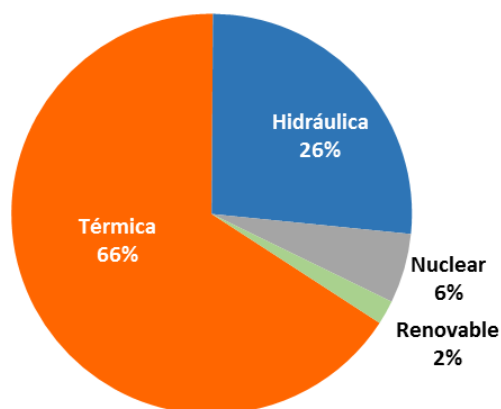
Este trabajo analiza el impacto económico que la inserción de la energía eléctrica generada a partir de fuentes de generación renovables no convencionales podría tener en el país y especialmente en regiones con condiciones geográficas y climáticas que beneficien su desarrollo. Se basa en particular en el efecto que se produce por el desplazamiento de generación menos eficiente por generación renovable, las inversiones necesarias, la posible participación de la industria nacional para el desarrollo de energías renovables y la creación de fuentes de trabajo, todo de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente de promoción de las energías renovables.

Palabras claves: energía, renovable, Argentina, generación, inversión

Introducción al Mercado Eléctrico Argentino

El mercado de electricidad en Argentina es el tercer mercado energético de Latinoamérica con una potencia instalada de alrededor de 31.400 MW y una demanda de electricidad en 2016 de aproximadamente 133 TWh. La matriz energética depende principalmente de la generación térmica y de grandes hidroeléctricas, siendo la generación de ambas tecnologías del orden del 92% de la generación total. La mayor parte de la generación térmica proviene del gas natural. Por otra parte, el país tiene un gran potencial hidroeléctrico, eólico y solar, pero las energías renovables aún no se han desarrollado ampliamente.

Generación en 2016 por fuente



Fuente: Elaboración propia

El crecimiento anual de la demanda argentina se sitúa en 3,17% como promedio de los últimos 10 años, y 2,69% para los últimos 5 años. Gran parte de esta creciente demanda fue abastecida con la reserva de potencia que contaba el sistema y con instalaciones de nuevas centrales térmicas. De acuerdo a datos del Banco Mundial, más del 99,8% de la población argentina cuenta con acceso a la electricidad.

En relación al sistema de transmisión, Argentina cuenta con unos 15.000 km de líneas de alta tensión 500 kV. La transmisión de extra alta tensión, encargada de vincular eléctricamente las distintas áreas del país, está a cargo de una sola empresa, Transener S.A., con el objeto de aprovechar las economías de escala.

En el plano regulatorio, con la Ley 24.065 de 1992 y las reformas impuestas a principios de los años 90 dividieron el sector eléctrico en generación, transmisión y distribución. La generación tiene lugar principalmente en un mercado competitivo y liberalizado, con gran parte de la

capacidad de generación en empresas privadas. En 1992 se creó CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico) como el operador del sistema, comprendiendo sus funciones la coordinación del despacho, la responsabilidad de establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del sistema interconectado.

En 2002 con la sanción de la Ley 25.561 de “Emergencia Económica” se dispuso la pesificación de las tarifas de los servicios públicos y dejó sin efecto las cláusulas de ajuste e indexación. En este contexto, todos los precios regulados del mercado eléctrico fueron pesificados. En 2003 se emitió la Resolución SE N° 240 que entre otras cosas, implementa para el cálculo del precio Spot un despacho con gas natural, más allá del combustible efectivamente utilizado, y establece un tope de precio en 120 \$/MWh (hoy menos de 8 US\$/MWh). Desde entonces, los precios de la energía no reflejan los costos reales del sistema. Adicionalmente, desde 2002, los precios estacionales trasladados a los consumidores regulados han sido inferiores a los costos marginales del sistema.

En 2013, con la sanción de la Resolución SE N° 95 se produjo un cambio en la remuneración a los generadores basado en la retribución de costos estándares por tecnología y escala y no en remuneraciones marginalistas.

Regulación de las Energías Renovables en Argentina

La Ley 25.019 emitida en 1998 declara de interés nacional la generación de energía eólica y solar. Los principales beneficios que esta legislación estableció fueron una prima fija sobre el precio spot de 1 centavo de dólar por kWh, que fue financiada por un recargo a la demanda, y beneficios como el diferimiento en el pago del IVA por 15 años, en adición a otros beneficios fiscales.

En diciembre de 2006 se promulgó la Ley 26.190 como régimen de promoción del uso de energía renovable para la generación de electricidad. Esta ley declara de interés nacional la generación eléctrica mediante el uso de fuentes renovables, con el objetivo de establecer una contribución del 8% de la demanda nacional de energía dentro de los diez años posteriores a la promulgación de dicha Ley, es decir para 2016. Esta legislación proporcionó un mecanismo para la presentación de proyectos que finalmente fueron aprobados por la ex Secretaría de Energía, y concedió varios beneficios fiscales (IVA y amortización anticipada, entre otros) por un período de 10 años. También actualizó la prima establecida por la ley 25.019, e hizo una

distinción entre los valores de las primas dependiendo del tipo de fuente renovable utilizada. Además, las diferentes provincias pueden tener sus propias leyes para el desarrollo e instalación de energías renovables en su territorio.

Debido a la falta de éxito para cumplir con la contribución de las energías renovables para atender la demanda de energía, en octubre de 2015 se emite la Ley 27.191 que modifica la Ley 26.190 principalmente en los siguientes aspectos:

- Establece un calendario para la implementación efectiva de metas de consumo renovable: 31 de diciembre de 2017, 8% de la demanda total de energía; En 31 de diciembre de 2019, 12%; En 31 de diciembre de 2021, 16%; En 31 de diciembre de 2023, 18%; y al 31 de diciembre de 2025, el 20% de la demanda total de energía. El año de fiscalización del cumplimiento de la cuota es el siguiente al de implementación. Por ejemplo la demanda de energía de 2018 debe ser abastecida en un 8% con renovables, y la de 2026 en un 20%.
- Establece como sanción a aquellos que no cumplan con los objetivos de demanda de energías renovables a pagar un precio igual al costo variable de producción de electricidad con combustible diesel importado. Se estima que este valor está por encima de 200 US\$/MWh.
- Estimula a los consumidores con demanda superior a 300kW a firmar contratos con generadores de renovables, estableciendo un precio promedio de 113 US\$/MWh que puede ser modificado por la Autoridad. Esta limitación de precios no se aplica a los contratos firmados con CMMESA.
- Crea el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables ("FODER"), un fideicomiso financiero y de gestión para otorgar préstamos y proveer capital para la implementación y financiamiento de proyectos de energías renovables.
- Modifica beneficios fiscales: tratamiento especial al IVA e Impuesto sobre la Renta, pérdidas por compensación por 10 años, los dividendos no están sujetos al Impuesto sobre la Renta si son reinvertidos en el país, aplicación de la depreciación acelerada.
- Incorpora como energías renovables las generadas por biocombustibles y amplía la clasificación de energía hidroeléctrica renovable de 30 MW a 50 MW.
- El envío de generación de energía renovable tendrá un tratamiento similar al de la hidroeléctrica.

En mayo de 2016, a través de las Resoluciones 71/2016 y 72/2016 del Ministerio de Energía y Minería dio inicio al Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación de energía eléctrica de fuentes renovables, bajo el "Programa RenovAr-Ronda 1". Este Programa buscaba

incorporar de 1.000 megavatios de potencia, divididos de la siguiente manera: 600 megavatios Eólicos, 300 megavatios Solares, 65 megavatios de Biomasa, 20 megavatios de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos y 15 megavatios de Biogás, con un plazo de ejecución máximo de 24 meses.

Se presentaron 123 ofertas por un total de 6.366 MW, de las cuales calificaron 105 (42 para energía eólica por 2.870 MW, 50 para energía solar por 2.305 MW, 8 por Biomasa y Biogás por 23 MW y 5 para Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos por 11 MW). El 30 de septiembre de 2016 se realizó la apertura de las ofertas económicas quedando la mayor parte de las ofertas ubicadas por debajo del Precio Máximo de Adjudicación estipulado por el Ministerio: para la energía eólica el precio mínimo fue de 49 USD/MWh y para la solar de 59 USD/MWh. Finalmente, mediante la Ronda 1 del Programa RenovAr se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW.

Posteriormente se realizó una nueva ronda del Programa (Ronda 1.5) en la que se adjudicaron 30 proyectos por un total de 1281,5 MW y un precio promedio de 54 US\$/MWh (765,4 MW eólico y 516,2 MW solar).

En resumen, durante el 2016, el Programa RenovAr (Ronda 1+ Ronda 1.5) adjudicó un total de 59 proyectos por 2.423,5 MW, con un precio ponderado de adjudicación de 57,44 US\$/MWh.

Cabe mencionar que previamente se había impulsado la realización de proyectos de generación renovable mediante los programas impulsados por la Resolución de la ex Secretaría de Energía N° 712/2009 y N° 108/2011. La gran mayoría de estos proyectos no se terminaron de concretar y algunos de los mismos están en análisis para tener un tratamiento similar a los de incluidos en el Programa RenovAr a fin de poder culminar los proyectos.

Impacto de las renovables en Argentina

En este trabajo, se pretende analizar el impacto que la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables puede tener en el país y con especial efecto en determinadas regiones. Para esto se ha decidido estudiar distintos impactos que la inversión en estas tecnologías puede ocasionar. Determinados impactos conllevan efectos a nivel federal, mientras otros serán en mayor medida a nivel regional, especialmente en aquellas regiones en donde la geografía o condiciones climáticas favorezcan la instalación de este tipo de fuentes de energía.

La instalación de generación de energías renovables tendrá un impacto social, económico, tecnológico y ambiental en todo el país. Dentro del análisis económico, que es el motivo de este trabajo, se han visualizado principalmente los siguientes impactos, a ser analizados con mayor profundidad:

- Reducción de costos en la generación de energía eléctrica.
- Inversiones en unidades de generación renovable.
- Participación de la industria nacional para el desarrollo de energías renovables.
- Desarrollo de fuentes de trabajo.

El estudio se realizó con un horizonte de tiempo para los próximos diez años (2017-2026), siendo el año 2026 coincidente con el primer año de fiscalización de la cuota máxima (20%) de demanda de energías renovables, establecida por la normativa actual.

Como se muestra en los siguientes mapas de Argentina, donde se ilustra la distribución de vientos o la radiación solar en período estival e invernal, algunas regiones se verán económicamente más beneficiadas que otras.

Grafico 1. Velocidad de vientos en Argentina

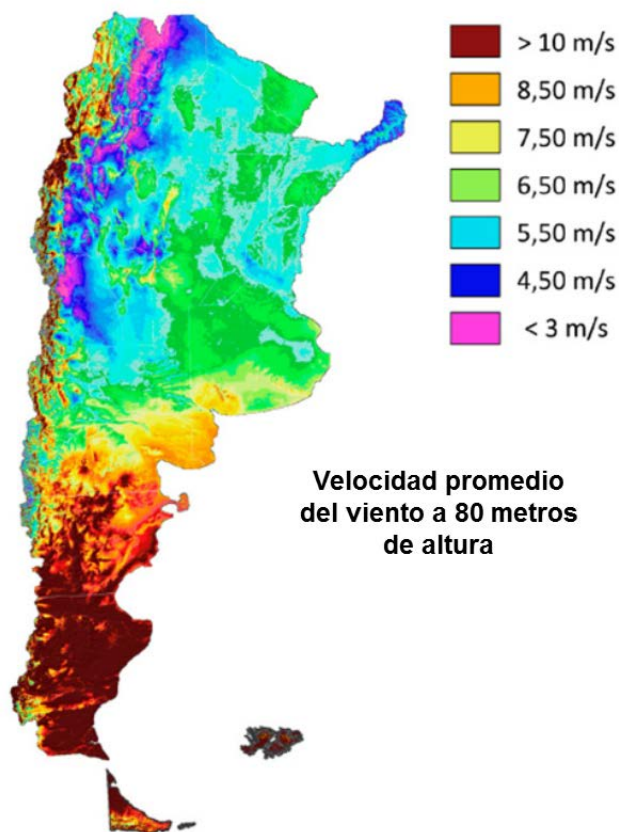
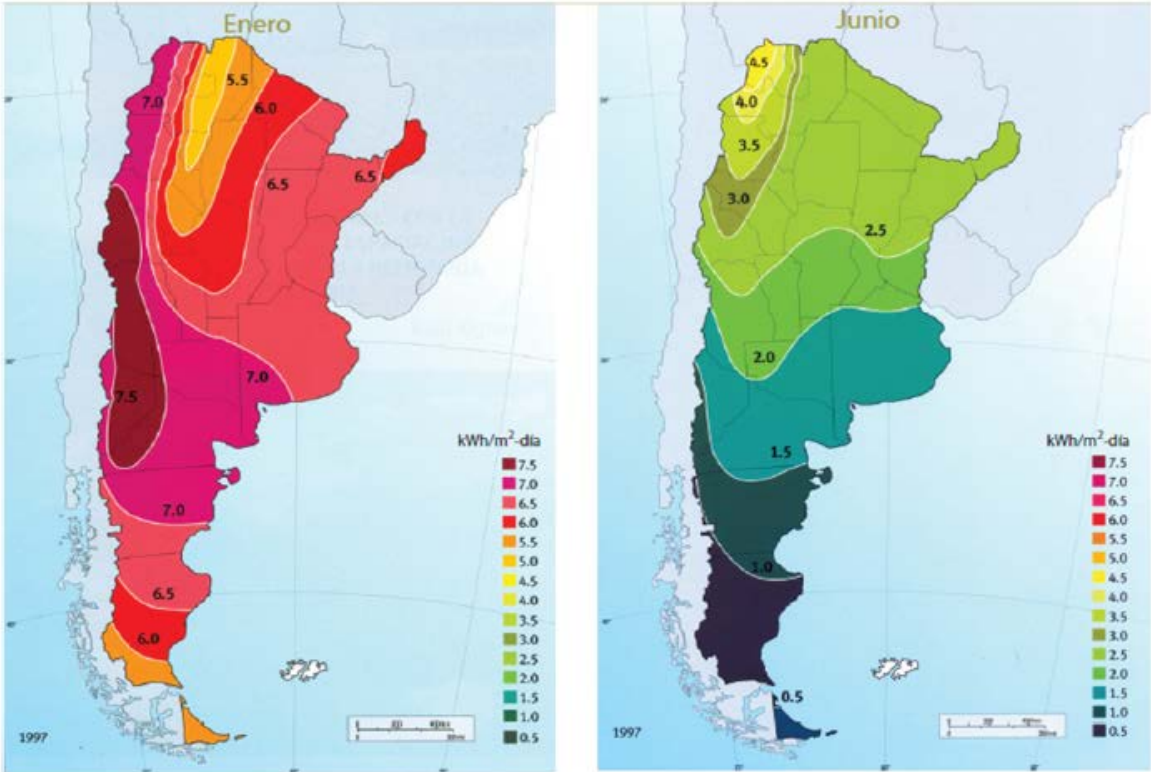
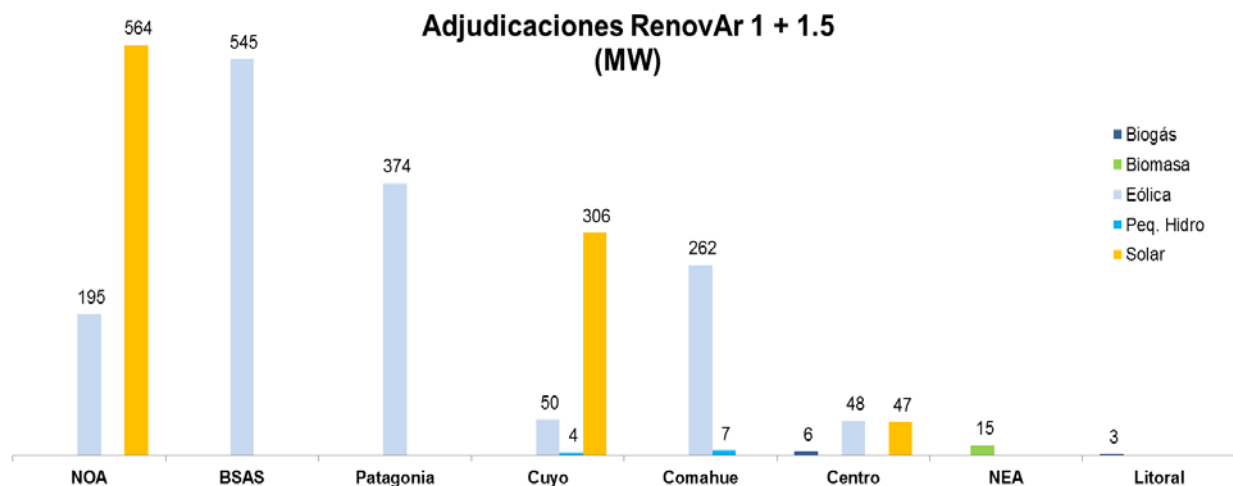


Grafico 2. Radiación solar en Argentina



Distribución espacial del valor promedio de la irradiación solar global diaria recibida en el mes de enero sobre un plano horizontal, expresada en kWh/m² (Grossi Gallegos y Righini, 2007).

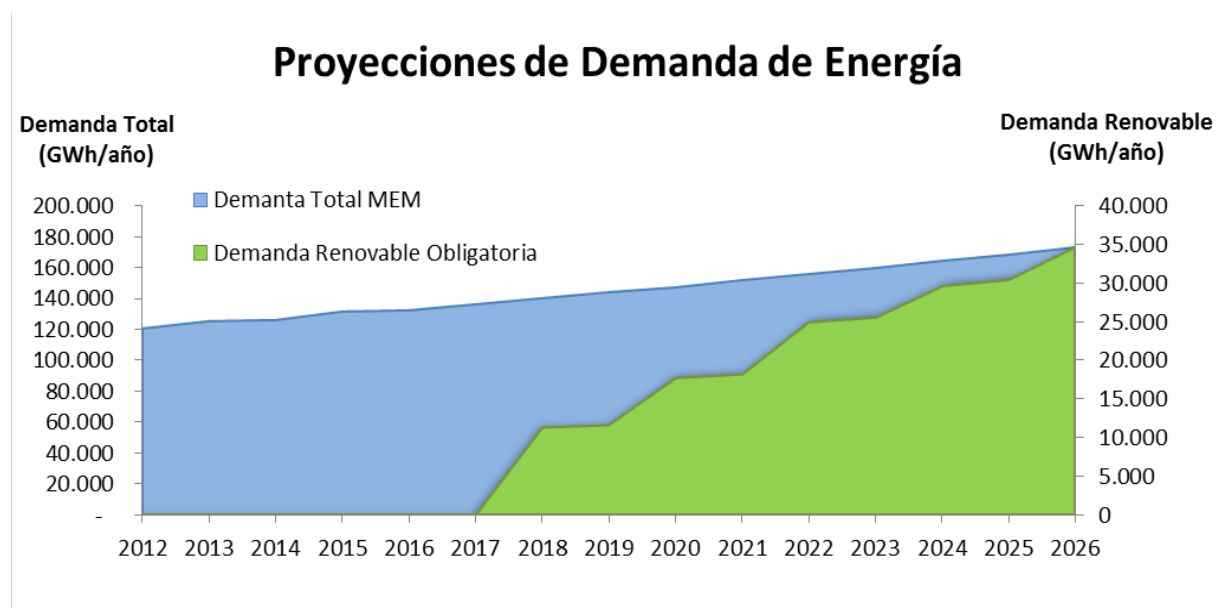
Como se desprende de los gráficos anteriores, las regiones del Comahue (La Pampa, Neuquén y Río Negro) y Patagonia (Chubut y Santa Cruz) son las más beneficiadas por el recurso eólico, y la región del Noroeste (Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero, Tucumán) por el recurso solar. La preponderancia de estas regiones a la hora de instalar centrales de generación de energías renovables se ha evidenciado en las licitaciones del Programa RenovAr, en las cuales por ejemplo la mayor parte de las adjudicaciones solares fueron a la región Noroeste y de energía generada con fuente eólica en gran medida en la Patagonia. Una mención no menor, es la gran cantidad de proyectos en la zona BsAs, dado que en el sur de la provincia existe una buena fuente de recurso eólico y sumado a esto, las restricciones de transporte son menores a las que se pueden producir en áreas aguas abajo como en la Patagonia y Comahue. En la siguiente gráfico se muestra los proyectos asignados por región y tecnología en el Programa RenovAr Ronda 1 y 1.5.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minas

Proyección de demanda y cubrimiento con energía renovable

Para poder dimensionar las necesidades de energías renovables futuras, se proyectó la demanda del sistema para el período 2017-2026, teniendo en cuenta la demanda histórica de acuerdo a los informes anuales de CMMESA y el crecimiento promedio de demanda de los últimos 5 años (como se comentó anteriormente, 2,69%). A los valores de demanda total de energía eléctrica proyectados, se les aplicó la cuota obligatoria de demanda de renovable establecidos en la normativa. De esta forma se llega a los siguientes resultados:



Una vez proyectada la demanda de generación renovable se procedió a calcular la potencia que se debe instalar para alcanzar dichos valores de generación de energía. Para ello se debe considerar un factor de carga, que es la cantidad de tiempo que la unidad de generación puede estar generando a la potencia instalada. Este factor depende de la tecnología y de las características del sitio donde se va a instalar (por ejemplo cantidad y velocidad del viento para eólica y horas de sol para solar). Para hacer el cálculo con valores reales de Argentina, se ha analizado la generación de los parques eólicos y solares en producción durante los años 2014 a 2016.

		Generación (MWh)	Potencia Instalada (MW)	Factor Carga
Eólica	2014	613.281	187	37,4%
	2015	592.951	187	36,2%
	2016	546.770	187	33,4%
	Promedio			35,7%
Solar	2014	15.749	8	22,5%
	2015	14.671	8	20,9%
	2016	14.263	8	20,4%
	Promedio			21,3%

Fuente: elaboración propia en base a informes mensuales de CAMMESA

Considerando una mayor participación de eólica en el desarrollo de renovables y que el resto de las tecnologías renovables tienen factores de carga más elevados, utilizar un factor de carga de 32% es consistente con la información analizada. Bajo este supuesto y utilizando la siguiente relación, obtenemos la potencia necesaria instalar.

$$\text{Potencia (MW)} = \frac{\text{Generación (MWh/año)}}{8760 \text{ hs/año} * \text{factor carga (\%)}}$$

Es relevante informar que actualmente la potencia instalada de energías renovables en Argentina es de aproximadamente 800 MW de acuerdo a informes de CAMMESA y del Ministerio de Energía y Minería. Por lo tanto la proyección de potencia a instalar en el territorio argentino para cumplir con la Ley 27.191 resulta en:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Potencia Necesaria (MW)	3.995	4.102	6.319	6.489	8.886	9.125	10.543	10.827	12.354
Potencia Instalada 2016 (MW)	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Potencia Acumulada a Instalar (MW)	3.195	3.302	5.519	5.689	8.086	8.325	9.743	10.027	11.554

Fuente: Elaboración propia

Estas proyecciones son consistentes con las de CAMMESA y el Ministerio de Energía y Minería que estiman una potencia a instalar de aproximadamente 10.000 MW para 2025.

Reducción de costos en la generación de energía eléctrica

La entrada de generación de energía a partir de fuentes renovables producirá que se desplace generación con centrales con alto costo asociado. El alto costo asociado se debe principalmente al combustible que estas unidades consumen para la generación, y a la eficiencia que las mismas poseen. En general se trata de máquinas antiguas, y/o pequeñas consumiendo hidrocarburos líquidos (fuel oil o gas oil), pero también gas natural. A fin de calcular el impacto económico que este efecto puede tener en el sistema eléctrico se analizó cuál fue el costo de la totalidad de las centrales térmicas del sistema y cuánto generaron, ya sea consumiendo gas natural, gas oil o fuel oil. Los datos para 2016 a la fecha no están disponibles por lo cual se procedió a utilizar la información publicada para el 2015.

Por otro lado, y teniendo en cuenta la demanda de energía renovable proyectada para cada año se procede a calcular las tecnologías y su combustible utilizado con alto costo que serían desplazadas, gracias a la generación renovable. Es decir se calcula la generación de energía eléctrica renovable proyectada por año, y se desplaza todo ese volumen anual de energía que se hubiese generado con máquinas térmicas ineficientes y de alto costo. Dado que el dato publicado en el Informe Anual de CAMMESA de 2015 es la generación por tecnología y combustible consumido, y el consumo específico medio relacionado, se utilizó dichos valores de generación para calcular la energía a desplazar por la entrada de renovables.

Tecnología y Combustible	GWh 2015	Consumo Específico (Kcal/Kwh)
Ciclo Combinado Gas Natural	46.000	1.755
Ciclo Combinado Gas Oil	6.450	1.785
Turbina de Gas Gas Natural	13.500	2.496
Turbina de Gas Gas Oil	3.515	2.626
Turbina de Vapor Gas Natural	3.617	2.655
Turbina de Vapor Fuel Oil	11.398	2.900

Fuente: Elaboración propia

El costo de generar de cada máquina térmica (Costo Variable de Producción “CVP”) básicamente se puede dividir en dos conceptos, costo del combustible quemado (considerando la eficiencia de la unidad) y los costos de operación y mantenimiento.

$$CVP_i^m = Comb_i^n \times CEsp^m + O\&M_i^m$$

Dónde:

CVP_i^m : Costo variable de producción de la máquina m en el año i

$Comb_i^n$: Costo de adquisición del combustible n en el año i

$CEsp^m$: consumo específico de la máquina m

$O\&M_i^m$: costo de operación y mantenimiento de la máquina m en el año i

Como se mencionó previamente, el cálculo del CVP en este trabajo se realizó por tecnología y no por máquina.

Para calcular el costo de adquisición del combustible en los diferentes años se lo correlacionó con el WTI, utilizando el diferencial entre el WTI proyectado por el Banco Mundial y el WTI real de diciembre 2016. Al diferencial resultante, se lo multiplicó por el costo del combustible (fuel oil, gas oil, o gas natural según la tecnología desplazada) publicado por CAMMESA para Diciembre 2016 y pasados a dólares americanos con la cotización del momento del Banco Central de la República Argentina (BCRA).

Tecnología y Combustible	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
Ciclo Combinado Gas Natural	45,5	49,4	51,7	54,1	56,5	59,2	62,1	64,9	68,1	71,3
Ciclo Combinado Gas oil	104,8	113,7	119,0	124,5	130,2	136,5	142,9	149,6	156,8	164,4
Turbina de Gas Gas Natural	64,7	70,2	73,5	76,9	80,4	84,3	88,2	92,4	96,8	101,5
Turbina de Gas Gas Oil	154,2	167,3	175,1	183,2	191,6	200,8	210,3	220,1	230,7	241,8
Turbina de Vapor Gas Natural	68,8	74,7	78,2	81,8	85,5	89,6	93,9	98,2	103,0	107,9
Turbina de Vapor Fuel Oil	108,3	117,6	123,1	128,8	134,6	141,1	147,8	154,7	162,1	169,9

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de los costos de Operación y Mantenimiento (“O&M”), los mismos fueron proyectados de 2016 en adelante con la inflación estimada por el BCRA en su Informe de Política Monetaria de enero 2017, tomando como referencia para 2016 los costos de O&M

utilizados por CAMMESA para los cálculos de la Programación Estacional. Los valores fueron pasados a dólares americanos utilizando la tasa de cambio proyectado para cada año.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Inflación ARG		17%	12%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Inflación US		2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Tipo de Cambio	15,83	18,07	19,74	20,23	20,72	21,22	21,74	22,27	22,82	23,37	23,94
WTI (Nominal USD)	52,17	55,2	59,9	62,7	65,6	68,6	71,9	75,3	78,8	82,6	

Tecnología y Combustible	O&M 2017	O&M 2018	O&M 2019	O&M 2020	O&M 2021	O&M 2022	O&M 2023	O&M 2024	O&M 2025	O&M 2026
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
Ciclo Combinado Gas Natural	2,98	3,05	3,13	3,21	3,29	3,37	3,45	3,54	3,63	3,72
Ciclo Combinado Gas oil	5,24	5,38	5,51	5,65	5,79	5,93	6,08	6,23	6,39	6,55
Turbina de Gas Gas Natural	2,98	3,05	3,13	3,21	3,29	3,37	3,45	3,54	3,63	3,72
Turbina de Gas Gas Oil	5,24	5,38	5,51	5,65	5,79	5,93	6,08	6,23	6,39	6,55
Turbina de Vapor Gas Natural	2,98	3,05	3,13	3,21	3,29	3,37	3,45	3,54	3,63	3,72
Turbina de Vapor Fuel Oil	5,24	5,38	5,51	5,65	5,79	5,93	6,08	6,23	6,39	6,55

Fuente: Elaboración propia

La sumatoria del Costo de Combustible y del costo de O&M nos da el CVP total de cada tecnología, resultando la siguiente tabla:

Tecnología y Combustible	CVP 2017	CVP 2018	CVP 2019	CVP 2020	CVP 2021	CVP 2022	CVP 2023	CVP 2024	CVP 2025	CVP 2026
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
Ciclo Combinado Gas Natural	48,47	52,41	54,80	57,26	59,82	62,62	65,50	68,48	71,69	75,07
Ciclo Combinado Gas oil	110,03	119,08	124,53	130,18	136,01	142,42	149,02	155,82	163,19	170,91
Turbina de Gas Gas Natural	67,67	73,25	76,61	80,09	83,68	87,63	91,70	95,89	100,43	105,19
Turbina de Gas Gas Oil	159,40	172,66	180,61	188,85	197,37	206,73	216,37	226,30	237,07	248,35
Turbina de Vapor Gas Natural	71,79	77,73	81,29	84,99	88,81	93,00	97,33	101,77	106,60	111,66
Turbina de Vapor Fuel Oil	113,6	122,9	128,6	134,4	140,4	147,0	153,9	160,9	168,5	176,5

Fuente: Elaboración propia

Una vez determinados los CVP de cada máquina, se procede a multiplicar en todos los años la correspondiente energía desplazada por el CVP de cada tecnología cuya energía ha sido desplazada por la entrada de renovable. El desplazamiento de generación se va realizando retirando primero la tecnología y combustible más cara, por dicho motivo se comenzó a desplazar en 2018 la generación de las Turbinas de Gas consumiendo Gas Oil. Se ha adoptado que la energía máxima a desplazar por tecnología y combustible consumido, es la informada como generación para el año 2015.

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Máxima Gx por Tecnología y Combustible (Gx 2015)
Demanda Renovable	GWh	11.221	11.523	17.751	18.229	24.960	25.633	29.614	30.412	34.702	
Generación TG GO	GWh	3.515	3.515	3.515	3.515	3.515	3.515	3.515	3.515	3.515	3.515
Generación TV FO	GWh	7.706	8.008	11.398	11.398	11.398	11.398	11.398	11.398	11.398	11.398
Generación CC GO	GWh			2.838	3.316	6.450	6.450	6.450	6.450	6.450	6.450
Generación TV GN	GWh					3.597	3.617	3.617	3.617	3.617	3.617
Generación TG GN	GWh						653	4.634	5.432	9.722	13.500
Generación CC GN	GWh										46.000
Generación Desplazada	GWh	11.221	11.523	17.751	18.229	24.960	25.633	29.614	30.412	34.702	84.480

Fuente: Elaboración propia

$$\text{Costo no incurrido sistema } i = \sum \text{energía desplazada } i^m \times \text{CVP}_i^m$$

Dónde:

Energía desplazada i^m : energía no generada por la tecnología m en el año i

CVP_i^m : Costo variable de producción de la tecnología m en el año i

De este modo se obtiene el Costo No Incurrido del sistema por generar con unidades de generación de alto costo. Dicho costo no incurrido ha dado como resultado la siguiente tabla:

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Costo No Incurrido TG GO	MUSD	607	635	664	694	727	761	795	833	873
Costo No Incurrido TV FO	MUSD	947	1.030	1.532	1.601	1.676	1.754	1.834	1.921	2.012
Costo No Incurrido CC GO	MUSD	-	-	369	451	919	961	1.005	1.053	1.102
Costo No Incurrido TV GN	MUSD	-	-	-	-	335	352	368	386	404
Costo No Incurrido TG GN	MUSD	-	-	-	-	-	60	444	546	1.023
Costo No Incurrido CC GN	MUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo No Incurrido TOTAL	MUSD	1.554	1.664	2.565	2.745	3.656	3.887	4.447	4.738	5.413

Fuente: Elaboración propia

El costo total no incurrido para el período analizado totaliza un monto aproximado de 30.670 millones de dólares. Si, se supone que no hay modificaciones en el WTI, el Costo no Incurrido arroja un valor total de 21.748 millones de dólares.

Con el objeto de lograr obtener el ahorro para el sistema aún resta descontar al Costo No Incurrido, el costo que se produce por la generación renovable. Se procedió a asignar valores de costo de generación de la energía renovable de acuerdo al programa dentro del cual se hayan desarrollado los distintos proyectos. Para el bloque de energía resultante de las adjudicaciones del Programa RenovAr Ronda 1.0 se le asignó un costo de 61,33 US\$/MWh que es el precio promedio adjudicado, y para la energía de la Ronda 1.5, un costo de 53,98 US\$/MWh equivalente al precio promedio adjudicado. Vale la pena aclarar que en ambas

Rondas, los precios se veían afectados anualmente por un factor de ajuste y un factor de incentivo que se indicaban en los Anexos B y C de los respectivos Contratos de Abastecimiento. Con estos ajustes, por ejemplo los precios promedio para el 2018 son de 71,7 US\$/MWh y 63,1 US\$/MWh correspondientemente. Para el resto de la energía demandada a lo largo del período en análisis se la dividió en dos etapas con precios distintos: una primera sería la demanda de energía renovable a abastecer hasta los valores del año 2021 y otra, los contratos que se firmen para abastecer desde el año 2022. Por la energía a generar por los primeros contratos se supuso que se conseguirán firmar a los mínimos precios adjudicados en la RenovAr, para eólico fue de 46 US\$/MWh y de 48 US\$/MWh para la solar. Para los contratos a abastecer por la energía incremental a partir de 2022 se supone que se consiguen acordar precios equivalentes a los precios mínimos que hoy en día se cuenta en la región (eólico 37,70 US\$/MWh en 2016 en Perú, y solar 29,1 US\$/MWh en 2016 en Chile, la solar en México alcanzó en 2016 los 33 US\$/MWh). Esto se ve sustentado en que en el transcurso de los años, el costo de instalación disminuye, la curva de aprendizaje reduce los costos de instalación y mantenimiento, y en el país se espera contar con mayor y mejor financiamiento.

Por lo tanto, considerando la generación de renovables proyectada y el costo de la misma podemos calcular el costo para el sistema, y posteriormente el ahorro neto para el sistema gracias a la sustitución de fuentes de energías.

Costo para el sistema por la venta de energía renovable

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda Renovable	<i>GWh/año</i>	11.221	11.523	17.751	18.229	24.960	25.633	29.614	30.412	34.702
Energía RenovAr 1	<i>GWh/año</i>	4.060	4.060	4.060	4.060	4.060	4.060	4.060	4.060	4.060
Energía RenovAr 1.5	<i>GWh/año</i>	4.311	4.311	4.311	4.311	4.311	4.311	4.311	4.311	4.311
Resto renovable (antes 2022)	<i>GWh/año</i>	2.850	3.152	9.380	9.858	9.858	9.858	9.858	9.858	9.858
Resto renovable (desde 2022)	<i>GWh/año</i>	-	-	-	-	6.731	7.404	11.385	12.183	16.473
Precio RenovAr 1	<i>USD/MWh</i>	71,7	73,0	74,2	75,5	73,4	74,7	75,9	73,7	75,0
Precio RenovAr 1.5	<i>USD/MWh</i>	63,1	64,2	65,3	66,4	64,6	65,7	66,8	64,9	66,0
Precio Resto eólico (antes 2022)	<i>USD/MWh</i>	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0
Precio Resto solar (antes 2022)	<i>USD/MWh</i>	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
Precio Resto eólico (desde 2022)	<i>USD/MWh</i>	-	-	-	-	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7

Precio Resto solar (desde 2022)	USD/MWh	-	-	-	-	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
Total Costo Renovable	MUSD	697	721	1.022	1.054	1.269	1.302	1.448	1.458	1.615

Fuente: Elaboración propia

Ahorro neto para el sistema por la sustitución de energía convencional por renovable

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Costo no Incurrido	MUSD	1.554	1.664	2.565	2.745	3.656	3.887	4.447	4.738	5.413
Costo Renovable	MUSD	697	721	1.022	1.054	1.269	1.302	1.448	1.458	1.615
Ahorro Neto	MUSD	857	944	1.543	1.691	2.387	2.586	2.999	3.280	3.799

Fuente: Elaboración propia

El **ahorro neto**, totalizado para el período en análisis con los supuestos considerados, alcanzaría los **20.086 millones de dólares**. Si se considera que no hay variaciones en el WTI el ahorro neto sería de 11.164 millones de dólares.

Inversión en unidades de generación renovable

Otro de los impactos directos sobre la economía que se producirán con la entrada de energías renovables, es el ocasionado por la inversión necesaria para el desarrollo de este sector. El principal causante de este efecto es claramente la inversión en la adquisición e instalación de las centrales de generación. Para calcular estos montos se ha utilizado la proyección de potencia a instalar obtenida previamente, descontando lo ya instalado. De la capacidad remanente necesaria a instalar, una parte (2.423,5 MW) ya son proyectos adjudicados y cuya potencia y fuente de energía es conocida, para la capacidad aún restante, se considerará una mix eólico (60%) y solar (40%). Para el valor de la inversión por fuente de generación, se utilizó para valores actuales, un promedio de los costos de referencia informados por el Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina, Informe de la Comisión Nacional de Energía de Chile (Agosto 2016) Costos por Tecnología de Generación, y el informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (2016) titulado The Power to Change: Solar and Wind cost reduction potential to 2025, este último informe también fue utilizado como referencia de

los costos de inversión solares y eólicos en 2025. De los promedios, se obtuvo la siguiente tabla:

Tecnología	Costo de Inversión (USD/MW)	
	2016	2025
Eólica	1650	1370
Solar	1450	790
Biomasa	2700	
Biogás	4100	
Pequeñas Hidroeléctricas	3000	

Fuente: Elaboración propia

Para el caso eólico y solar, se ha supuesto una disminución lineal anual en el costo de instalación. A los efectos de realizar el cálculo de inversiones necesarias en cada año, se ha supuesto que durante el año n-1, se realizan todas las inversiones necesarias para que en el año n se pueda cumplir con la cuota obligatoria de demanda de energía renovable. La siguiente tabla contiene los resultados arribados.

			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Costo Inversión	Eólica	USD/kW	1650	1619	1588	1557	1526	1494	1463	1432	1401	1370	1339
	Solar	USD/kW	1450	1377	1303	1230	1157	1083	1010	937	863	790	717
	Biomasa	USD/kW	2700	2700									
	Biogás	USD/kW	4100	4100									
	Pequeñas Hidro	USD/kW	3000	3000									
Potencia que se debe tener instalado	MW			3995	4102	6319	6489	8886	9125	10543	10827	12354	
Potencia ya instalada	MW	800	3995	3995	4102	6319	6489	8886	9125	10543	10827	12354	
Potencia a instalar en el año	MW		3195	108	2217	170	2396	239	1417	284	1527		
Potencia a Instalar	Eólica	MW		1936	65	1330	102	1438	144	850	170	916	
	Solar	MW		1224	43	887	68	959	96	567	114	611	
	Biomasa	MW		15									
	Biogás	MW		9									
	Pequeñas Hidro	MW		11									
Inversión Anual	Eólica	MUSD		3134	103	2071	156	2149	210	1218	239	1255	
	Solar	MUSD		1685	56	1091	79	1038	97	531	98	483	
	Biomasa	MUSD		41	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Biogás	MUSD		37	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Pequeñas Hidro	MUSD		33	0	0	0	0	0	0	0	0	
	TOTAL	MUSD		4930	159	3161	235	3187	307	1749	337	1738	

Fuente: Elaboración propia

Puede observarse que en determinados años la inversión estimada toma valores muy superiores a los anteriores o posteriores, pero se debe a que la cuota de renovables exigidas para el año siguiente sube un escalón. En total, para todo el período analizado, **la inversión**

estimada es de 15.802 millones de dólares. Este valor nos da una magnitud de la relevancia que el sector de energías renovables tendrá en los próximos años en el país.

Por otro lado, a fin de concretarse la instalación de toda la energía renovable mencionada, serán necesarias obras en la red de transmisión, con el objetivo de poder transportar la energía generada por los distintos parques renovables en las distintas regiones del país hacia los nodos de demanda. Tal como se ha comentado, el sistema de transmisión argentino se encuentra prácticamente saturado, por lo cual son necesarias gran cantidad de ampliaciones para soportar toda la nueva generación a instalarse. De acuerdo a análisis realizados por CAMMESA, para poder abastecer la generación, se requeriría una ampliación de la red de 500 kV (alta tensión) en unos 4.800 – 5.000 kilómetros, a esto se le debe sumar la necesidad de nuevas estaciones de transformación que se estiman entre 10 y 15, pero cuyo valor de inversión comparada con el de las líneas de transmisión es considerablemente inferior.

Para realizar las estimaciones del monto de inversión necesario en ampliación de red de alta tensión, se ha consultado distinta bibliografía internacional, valores aproximados de Capex para este estilo de infraestructura se ubican en los 0,5 a 0,8 MUSD/km, dependiendo en gran medida de la geografía por donde se trazaran las líneas, la densidad de la población, el tipo de línea (simple o doble terna). El costo de instalación requerido para las estaciones de transformación ronda los 10 a 15 millones USD por cada estación, dependiendo las condiciones y zonas a realizar la obra.

Obras	Precio	CAPEX	
4.800 - 5.000 km en 500kV	0,5 – 0,8 MUSD/km	3.000	MUSD
10 - 15 Estaciones Transformación	10 - 15 MUSD/ET	150	MUSD
TOTAL		3.150	MUSD

Se puede observar que las obras necesarias en transmisión también son de un monto considerable de inversión, de todos modos también cabe destacar que las mismas no sólo beneficiarán a la generación renovable, sino al sistema eléctrico en su conjunto.

Participación de la industria nacional para el desarrollo de energías renovables

El impulso para la generación renovable también puede traer aparejado un desarrollo de la industria nacional en la fabricación y producción de componentes para abastecer el sector. Los

proyectos presentados para las últimas licitaciones de energía renovable especificaban el porcentaje de componente nacional que cada uno contendría. De los análisis de los proyectos presentados en ambas rondas del programa RenovAr se obtuvo la siguiente tabla de componente nacional promedio:

Promedio RenovAr	Componente Nacional
Eólico	11,2%
Solar	17,4%
Biomasa	13,8%
Biogás	31,9%
Pequeñas Hidroeléctricas	79,7%
Promedio Ponderado	14,3%

Parte de las inversiones necesarias por lo tanto son con producción nacional. Para calcular el impacto del aporte de producción nacional en el plazo bajo análisis pueden plantearse distintos escenarios. Uno podría ser mantener los niveles de participación actuales, y en ese caso el crecimiento de la industria nacional de partes renovables se daría por la mayor cuota de cumplimiento de demanda renovable exigida en los distintos años, o también puede suponerse un incremento en la participación de la componente nacional. En este último caso, el crecimiento vendrá ocasionado entonces por la mayor cuota de demanda exigida y el crecimiento del componente nacional supuesto.

Para este análisis se utilizó el componente nacional especificado en el programa RenovAr para la potencia a instalar en el marco de dicho programa, y para las sucesivas inversiones, se modelará el componente nacional para las tecnologías eólica y solar, ya sea manteniéndolo constante al valor de hoy en día, o incrementándolo linealmente hasta obtener una componente similar a los máximos de componente nacional para proyectos de tamaño relevante, presentados en las licitaciones, alrededor de un 30% para eólica, y un 45% para solar fotovoltaica.

			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inversión Anual	Eólica	MUSD	3.134	103	2.071	156	2.149	210	1.218	239	1.255
	Solar	MUSD	1.685	56	1.091	79	1.038	97	531	98	483
	Biomasa	MUSD	41	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biogás	MUSD	37	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pequeñas Hidro	MUSD	33	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	MUSD	4.930	159	3.161	235	3.187	307	1.749	337	1.738
Componente Nacional Constante	Eólica	MUSD	350	11	231	17	240	23	136	27	140
	Solar	MUSD	293	10	190	14	181	17	92	17	84
	Biomasa	MUSD	6	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biogás	MUSD	12	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pequeñas Hidro	MUSD	26	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	MUSD	687	21	421	31	421	40	228	44	224
Componente Nacional Creciente	Eólica	MUSD	350	14	329	28	442	48	308	66	377
	Solar	MUSD	293	12	265	22	324	34	202	41	217
	Biomasa	MUSD	6	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biogás	MUSD	12	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pequeñas Hidro	MUSD	26	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	MUSD	687	26	594	50	766	82	510	107	594

Fuente: Elaboración propia

En el caso de considerar constante el porcentaje de componente nacional, el aporte de la industria nacional en el desarrollo de esta tecnología ronda **2.117 millones de dólares**, y si consideramos que año a año, la componente nacional se incrementa, el aporte de la industria nacional para el período analizado **alcanzaría 3.415 millones de dólares**.

Desarrollo de fuentes de trabajo

La aparición de las energías renovables tendrá un impacto positivo en el nivel de empleo. Se propone realizar una estimación de los puestos de empleo que se generarían y mantendrían en el tiempo con la aparición de estas nuevas fuentes de energía se ha utilizado una investigación realizada por Greenpeace Internacional y el Consejo Europeo de Energías Renovables (2012). Energy [R]Evolution. A Sustainable EU 27 Energy Outlook. En dicho estudio se divide al empleo en tres fases, Construcción e Instalación (“Cel”); Fabricación (“Fab”); y Operación y Mantenimiento (“O&M”).

Para el cálculo de la estimación de los puestos de trabajo a desarrollarse por la industria renovable se tomará los valores de Cel y O&M tabulados de cada tecnología y se aplicará la potencia instalar. Para el caso de la estimación de la mano de obra para Fabricación, se tomará el valor tabulado multiplicado por la potencia a instalar y por el componente nacional constante

de cada tecnología utilizada previamente en este trabajo. Los valores iniciales de empleo serán afectados por el ratio de declinación anual de empleo estimado por Rutovitz, J. y Harris. (Institute For Sustainable Futures. Jay Rutovitz, Steve Harris. (2012). Calculating Global Energy Sector Jobs: 2012 Methodology.)

$$\sum_{t=\text{cada tecnología}} (\text{Empleo en Cel}_{n-1} \times (1-fa_n)^* MW_{\text{instalados}}) + (\text{Empleo en FAB}_{n-1} \times \text{Componente Nacional}_t \times (1-fa_n)^* MW_{\text{instalados}}) + (\text{Empleo en O\&M}_{n-1} \times (1-fa_n)^* MW_{\text{Acumulados}})$$

Siendo;

Cel_{n-1}: valor de empleo en Cel del año n-1

FAB_{n-1}: valor de empleo en FAB del año n-1

O&M_{n-1}: valor de empleo en O&M del año n-1

fa_n: valor de curva de aprendizaje del año n

			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Curva aprendizaje	Eólica	%		3,60%	3,60%	3,60%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%
	Solar	%		5,30%	5,30%	5,30%	6,40%	6,40%	6,40%	6,40%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%	4,90%
	Biomasa	%		1,60%	1,60%	1,60%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%
	Biogás	%		1,60%	1,60%	1,60%	1,10%	1,10%	1,10%	1,10%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%
	Pequeñas Hidro	%		0%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Empleos en Cel	Eólica	empleo/MW	2,5	2,41	2,32	2,24	2,18	2,12	2,06	2,00	2,00	1,99	1,99	1,98	1,98	1,98	1,97
	Solar	empleo/MW	11,0	10,42	9,86	9,34	8,74	8,18	7,66	7,17	6,82	6,48	6,17	5,87	5,58	5,30	5,04
	Biomasa	empleo/MW	14,0	13,78	13,56	13,34	13,19	13,05	12,90	12,76	12,67	12,58	12,50	12,41	12,32	12,23	12,15
	Biogás	empleo/MW	14,0	13,78	13,56	13,34	13,19	13,05	12,90	12,76	12,67	12,58	12,50	12,41	12,32	12,23	12,15
	Pequeñas Hidro	empleo/MW	15,0	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Empleos en Fab	Eólica	empleo/MW	6,1	5,88	5,67	5,46	5,31	5,16	5,02	4,88	4,87	4,86	4,85	4,84	4,83	4,82	4,81
	Solar	empleo/MW	6,9	6,53	6,19	5,86	5,48	5,13	4,81	4,50	4,28	4,07	3,87	3,68	3,50	3,33	3,16
	Biomasa	empleo/MW	2,9	2,85	2,81	2,76	2,73	2,70	2,67	2,64	2,62	2,61	2,59	2,57	2,55	2,53	2,52
	Biogás	empleo/MW	2,9	2,85	2,81	2,76	2,73	2,70	2,67	2,64	2,62	2,61	2,59	2,57	2,55	2,53	2,52
	Pequeñas Hidro	empleo/MW	5,5	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50
Empleos en O&M	Eólica	empleo/MW	0,2	0,19	0,19	0,18	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	Solar	empleo/MW	0,3	0,28	0,27	0,25	0,24	0,22	0,21	0,20	0,19	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,14
	Biomasa	empleo/MW	1,5	1,48	1,45	1,43	1,41	1,40	1,38	1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,32	1,31	1,30
	Biogás	empleo/MW	1,5	1,48	1,45	1,43	1,41	1,40	1,38	1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,32	1,31	1,30
	Pequeñas Hidro	empleo/MW	2,4	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40

Fuente: Elaboración propia

			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Empleos en Cel	Eólica	Empleados	4.096,46	132,84	2.659,13	203,85	2.862,82	285,50	1.686,45	337,38	1.809,88	-
	Solar	Empleados	10.017,88	329,87	6.358,56	464,50	6.216,02	590,72	3.325,00	633,86	3.240,18	-
	Biomasa	Empleados	195,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biogás	Empleados	117,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pequeñas Hidro	Empleados	165,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Empleos en Fab	Eólica	Empleados	1.115,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Solar	Empleados	1.094,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomasa	Empleados	5,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biogás	Empleados	7,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pequeñas Hidro	Empleados	48,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Empleos en O&M	Eólica	Empleados	327,72	338,34	551,07	567,38	796,41	819,25	954,16	981,16	1.125,95	1.125,95
	Solar	Empleados	273,21	282,21	455,63	468,29	637,82	653,93	744,61	761,90	850,27	850,27
	Biomasa	Empleados	20,97	20,97	20,97	20,97	20,97	20,97	20,97	20,97	20,97	20,97
	Biogás	Empleados	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58
	Pequeñas Hidro	Empleados	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40
TOTAL		Empleados	17.525	1.143	10.084	1.764	10.573	2.409	6.770	2.774	7.086	2.036
												50.036

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo al análisis realizado, la instalación y operación de la cantidad de centrales de generación de energía renovable para cumplir con las cuotas estipuladas a 2026 produciría alrededor de **50.036 puestos de trabajo**. Este valor podría ser ampliamente superior si se consigue incrementar el porcentaje de Componente Nacional a contribuir en cada tecnología. Cabe mencionar que esta estimación no incluye la generación de empleo indirecto.

Conclusiones

Argentina tiene un gran potencial para las energías renovables gracias a su variada geografía y condiciones climáticas. El Gobierno está dispuesto a promover las energías renovables y la Ley 27.191 es un buen paso, la forma en que se aplique la Ley y se asegure con su cumplimiento (con los beneficios pero también las penalidades que establece), será vital para lograr los objetivos propuestos. Los avances que se han producido al momento sugieren que, más allá de alguna demora que pueda darse, se logrará cumplir con los objetivos estipulados.

A raíz de lo analizado, las energías renovables podrán tener un impacto muy importante en la economía argentina y en mayor medida en aquellas regiones donde se instalen. Para el período analizado 2017-2026, se distingue principalmente un ahorro para el sistema de 20.086 millones de dólares por reemplazo de generación térmica ineficiente con generación renovable, inversiones del orden de 15.802 millones de dólares para alcanzar la generación renovable necesaria, más 3.150 millones de dólares para fortalecer el sistema de transmisión, aportes de

la industria nacional por al menos 2.117 millones de dólares y la creación de 50.036 puestos de trabajo, sin considerar incrementos en el porcentaje de participación de componentes nacionales ni todas aquellas actividades indirectas que se desarrollarán.

Bibliografía

- Banco Central de la República Argentina (2017). Informe de Política Monetaria de enero 2017. Buenos Aires, Argentina.
- Black & Veatch (2014) Western Electricity Coordinating Council. Capital Costs For Transmission and Substations. Kansas, Estados Unidos de Norteamérica.
- Comisión Nacional de Energía de Chile (2016). Informe de Costos por Tecnología de Generación. Santiago de Chile, Chile.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2016). Informe Anual 2015. Buenos Aires, Argentina
- Congreso de la República Argentina. Ley N° 25.019, N° 26.190 y N° 27.19. Buenos Aires, Argentina
- Greenpeace Internacional y el Consejo Europeo de Energías Renovables (2012). Energy [R]Evolution. A Sustainable EU 27 Energy Outlook. Bruselas, Bélgica
- IRENA (2013), Renewable Energy and Jobs, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2016), The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025
- Jay Rutovitz y Steve Harris. (2012). Institute For Sustainable Futures, Universidad de Tecnología de Sydney. Calculating Global Energy Sector Jobs: 2012 Methodology. Sydney, Australia
- Juho Yli-Hannuksela (2011). The Transmission Line Cost Calculation. Vaasa, Finlandia
- Ministerio de Energía y Minería. Resolución N°240/2003 de la ex Secretaría de Energía, Resoluciones N° 71/2016 y N° 72/2016. Buenos Aires, Argentina
- Robert Bacon y Masami Kojima. World Bank (2011). Issues in estimating the employment generated by energy sector activities. Washington, Estados Unidos de Norteamérica.
- Subsecretaría de Energías Renovables (2016). Informe RenovAr 1.0 e Informe RenovAr 1.5. Buenos Aires, Argentina
- Oficina Internacional del Trabajo (2012). La inversión en energías renovables genera puestos de trabajo. La oferta de mano de obra calificada debe responder a esta necesidad. Ginebra, Suiza.

- Grossi Gallegos, H. y Righini, R. (2007): Atlas de energía solar de la República Argentina. Publicado por la Universidad Nacional de Luján y la Secretaría de Ciencia y Tecnología, Buenos Aires, Argentina