

TESIS

“Impacto de las energías renovables y del automóvil eléctrico en la demanda de petróleo y gas”

Fecha: Mayo 2021

Alumno: Mariano Couto

Tutor: Leonardo Monsalvo

RESUMEN

Ante el avance exponencial de las energías renovables de los últimos años y la acelerada expansión del automóvil eléctrico, la industria petrolera ha comenzado a cuestionarse, cada vez con mayor intensidad, el impacto que tendrán estas nuevas tecnologías en la sustentabilidad de sus negocios en el largo plazo.

En el presente trabajo, se analiza cuáles han sido los *drivers* que empujaron la demanda de hidrocarburos durante las últimas décadas y el incipiente impacto que las energías renovables y la movilidad eléctrica están teniendo en la industria energética.

A su vez, se analizan las proyecciones del mercado respecto a la evolución de la industria energética para las próximas décadas, en las que se espera que las nuevas tecnologías tomen mayor protagonismo, en un contexto en que la sociedad mundial tomaría cada vez mayores medidas para reducir las emisiones de dióxido de carbono y contener la suba de la temperatura del planeta. Asimismo, se analiza la evolución de estas proyecciones durante los últimos años, donde se toma dimensión que las nuevas tecnologías están expandiéndose más rápido de lo previsto.

En este contexto se concluye, entre otras cosas, que ante un futuro en el que el consumo de petróleo y gas se debilita, las compañías petroleras y las empresas que forman parte de su cadena de valor deberán encontrar nuevas formas de incrementar el valor para sus *stakeholders*, por ejemplo, vía diversificación o consolidación de la industria.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	9
Planteamiento del problema	9
Marco conceptual.....	9
Tipo de investigación	10
CAPÍTULO I: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO Y DE LOS HIDROCARBUROS	12
1.1 Evolución del consumo energético	13
1.3 Consumo energético por fuente.....	15
1.4 Consumo de Petróleo	16
1.5 Consumo de Gas	20
CAPÍTULO II: EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	23
2.1 Inversiones.....	25
2.2 Renovables por sector	26
2.3 Generación eléctrica	27
2.3.1 Evolución histórica	27
2.3.2 Capacidad instalada de generación.....	30
2.3.3 Inversiones en generación.....	31
2.3.4 Costos de generación	31
2.4 Transporte.....	33
2.4.1 Biocombustibles.....	34
2.4.2 Transporte eléctrico	35
2.4.3 Transporte por carretera	35
2.4.4 Transporte en tren	36
2.4.5 Transporte marítimo y aéreo.....	36
2.4.6 Emisiones	37
2.5 Energía térmica para calentamiento o refrigeración	37
CAPÍTULO III: TECNOLOGÍAS EXPONENCIALES	41
3.1 Solar Fotovoltaica	41
3.1.1 Evolución y mercado actual	41
3.1.2 Costos.....	44

3.1.3 Principales mercados	46
3.1.4 Fotovoltaica flotante.....	50
3.2 Automóvil Eléctrico	51
3.2.1 Evolución y mercado actual	52
3.2.2 Automóvil eléctrico por región.....	54
3.2.3 <i>Players</i> de la industria	55
3.2.4 Automóvil <i>eléctrico</i> por tipo.....	55
3.2.5 Infraestructura de carga.....	56
3.2.6 Costos.....	57
3.2.7 Regulaciones	59
CAPITULO IV: PERSPECTIVAS DE LARGO PLAZO	60
4.1 Resumen de las actuales visiones de largo plazo	61
4.1.1 Escenarios Base.....	62
4.1.2 Escenarios Alternativos	63
4.2 Análisis de la evolución de las proyecciones de largo plazo.....	65
4.2.1 Petróleo	65
4.2.2 Gas	67
4.2.3 Renovables.....	70
4.3 Detalle de las proyecciones actuales de largo plazo	73
4.3.1 Escenarios BP	73
4.3.2 Consumo energético total.....	76
4.3.3 Consumo por sector	77
4.3.4 Sector de Transporte	78
4.3.5 Consumo energético por fuente.....	82
4.3.6 Petróleo y otros combustibles líquidos	85
4.3.7 Automóvil Eléctrico	88
4.3.8 Gas	97
4.3.9 Energías Renovables	99
CAPÍTULO V: PRINCIPALES PUNTOS DEL ANÁLISIS	108
CONCLUSIONES.....	111
BIBLIOGRAFÍA	114

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Consumo primario de energía por fuente	12
Figura 2 – Emisiones de CO ₂	12
Figura 3 – Intensidad Energética	13
Figura 4 – Consumo energía OECD, Non-OECD.....	14
Figura 5 – Consumo energético por sector	14
Figura 6 – Consumo energético por fuente y sector	15
Figura 7 – <i>Mix</i> Consumo primario por fuente.	16
Figura 8 – Consumo de Petróleo. OECD y Non-OECD.....	16
Figura 9 – Consumo de petróleo por sector	17
Figura 10 – Consumo energético por sector – Detalle OECD y Non OECD	17
Figura 12 – Consumo de petróleo para Transporte. Apertura OECD y Non-OECD.....	18
Figura 11 – Consumo de petróleo para Transporte per cápita	18
Figura 13 – Consumo de petróleo para Generación Eléctrica.	19
Figura 14 – Evolución consumo de gas natural.....	20
Figura 15 – Evolución consumo de gas natural por sector.	20
Figura 16 – Consumo de gas natural por sector. Detalle OECD y Non-OECD.....	21
Figura 17 – Consumo de gas residencial per cápita.....	21
Figura 18 – Consumo de gas para Generación Eléctrica.	22
Figura 19 – Consumo energético por fuente: 2019 vs. 2000.	23
Figura 20 – Evolución Energías Renovables.....	24
Figura 21 – Energía Eólica por región.....	24
Figura 22 – Energía Solar por región	24
Figura 23 – Evolución Inversiones en Energías Renovables.....	25
Figura 24 – Energías Renovables por Sector.....	26
Figura 25 – Generación de electricidad por fuente.....	27
Figura 26 – Evolución Generación de electricidad por fuente y % de participación	28
Figura 27 – Países con mayor <i>share</i> de Renovables	29
Figura 28 – Capacidad instalada de generación Renovable vs. No Renovable.....	30
Figura 29 – Capacidad de Generación Renovable por fuente	30
Figura 30 – Inversiones en Generación Eléctrica por fuente.	31
Figura 31 – Costo de Generación de Renovables por fuente.....	32
Figura 32 – Consumo Energético para Transporte por tipo	33

Figura 33 – Evolución Producción de Biocombustibles.	34
Figura 34 – Evolución del <i>stock</i> de Autos Eléctricos.	35
Figura 35 – Capacidad de Generación de Energía Solar	41
Figura 36 – Capacidad de Generación de Energía Solar por país.....	43
Figura 37 – Evolución de costos de Energía Solar.....	44
Figura 38 – Costos de Energía Solar por país	44
Figura 39 – Detalle costos Energía Solar por rubro.....	45
Figura 40 – Precios Módulos Fotovoltaicos por mercado.....	46
Figura 41 – Factor de Capacidad Energía Solar	46
Figura 42 – Capacidad de Generación solar – Principales mercados.	47
Figura 43 – Capacidad de Generación Solar Fotovoltaica Flotante.....	50
Figura 44 – <i>Stock</i> Automóviles Eléctricos por región	52
Figura 45 – Ventas y <i>market share</i> de <i>EV</i>	52
Figura 46 – Ventas <i>EV</i> – Principales países	54
Figura 47 – Ventas <i>EV</i> por fabricante	55
Figura 48 – Ventas <i>EV</i> por tipo	55
Figura 49 – Infraestructura de carga de <i>EV</i>	56
Figura 50 – Infraestructura de carga pública.....	56
Figura 51 – Tipos de Cargadores.....	57
Figura 52 – Costo Vehículo <i>ICE</i> vs. <i>EV</i>	58
Figura 53 – Evolución precio de baterías.	58
Figura 54 – Proyecciones de crecimiento de Consumo Energético por fuente.....	61
Figura 55 – Evolución proyecciones de Petróleo del IEA	65
Figura 56 – Evolución proyecciones de Petróleo de BP	67
Figura 57 – Evolución proyecciones de Gas del IEA.....	68
Figura 58 – Evolución proyecciones del % de participación de Gas del IEA	69
Figura 59 – Evolución proyecciones de Gas de BP.....	69
Figura 60 – Evolución proyecciones de Renovables del IEA.....	70
Figura 61 – Evolución proyecciones de % de participación de Renovables del IEA	71
Figura 62 – Evolución proyecciones Renovables de BP	72
Figura 63 – Proyección emisiones de CO ₂ por escenario según BP	73
Figura 64 – Escenarios Impacto de <i>Carbon Prices</i>	74
Figura 65 – Proyección Temperatura Global.....	74
Figura 66 – Proyección del Impacto de emisiones de CO ₂ en temperatura del planeta.....	75

Figura 67 – Proyección de Reducción de Emisiones por efecto.....	76
Figura 68 – Escenarios de Demanda primaria mundial de energía de BP al 2050.	77
Figura 69 – Escenarios de Consumo de Energía por sector al 2050.....	77
Figura 70 – Escenarios de Proyección Demanda de Energía para Transporte al 2050.....	79
Figura 71 – Efectos sobre la demanda de combustibles líquidos para transporte.	80
Figura 72 – Proyección de Demanda de Energía para transporte por tipo al 2050.....	81
Figura 73 – Proyección de participación de Renovables al 2050 por escenario	82
Figura 74 – Proyección % de abastecimiento de energía por fuente al 2050 por escenario	83
Figura 75 – <i>Share</i> por fuente desde 1900. Escenario <i>Rapid Transition</i> de BP al 2050.....	84
Figura 76 – Proyección <i>share</i> de energía eléctrica al 2050 por escenario.....	85
Figura 77 – Consumo Petróleo al 2040 – BP, IEA, OPEC.....	85
Figura 78 – Proyección de Consumo de Combustibles Líquidos.....	86
Figura 79 – Proyección de Combustibles Líquidos por sector	87
Figura 80 – Demanda de petróleo para uso No Energético.....	87
Figura 81 – Proyección parque <i>EV</i> al 2030 según IEA.....	88
Figura 82 – Proyección del Parque de <i>EV</i> por tipo.....	88
Figura 83 – Proyección de ventas y <i>market share EV</i>	89
Figura 84 – Proyección de ventas y <i>market share ICE</i>	90
Figura 85 – Proyección del Ventas de <i>EV</i> por región	90
Figura 86 – Proyección <i>market share</i> de <i>EV</i> por país	91
Figura 87 – Proyección del costo de adquisición de <i>EV</i> por tipo	92
Figura 88 – Proyección de reducción de costos de <i>EV</i> según McKinsey – Parte 1..	93
Figura 89 – Proyección de reducción de costos de <i>EV</i> según McKinsey – Parte 2.	94
Figura 90 – Proyección <i>market share</i> de <i>EV</i> por país	94
Figura 91 – Proyección Cargadores <i>EV</i> privados.....	95
Figura 92 – Proyección Cargadores <i>EV</i> públicos.	96
Figura 93 – <i>Share EV</i> en consumo de electricidad por país	96
Figura 94 – Consumo de Gas al 2040 – BP, IEA, OPEC	97
Figura 95 – Escenario Consumo de Gas al 2050 según BP.....	97
Figura 96 – Variación Consumo de Gas al 2050 por sector según escenarios de BP	98
Figura 97 – Consumo de Renovables al 2040 – BP vs. IEA.....	100
Figura 98 – Proyección de Generación de Renovables por fuente al 2050.	100
Figura 99 – Escenarios de Renovables al 2050 según BP.....	101
Figura 100 – Escenarios Participación de Renovables en Generación Eléctrica según BP.....	101

Figura 101 – Escenarios de Generación Eléctrica por fuente.....	102
Figura 102 – Proyección costos Energía Solar y Eólica	103
Figura 103 – Proyección capacidad de generación de Renovables por escenario.....	103
Figura 104 – Escenarios de Generación Eléctrica por fuente.....	104
Figura 105 – Proyección de Capacidad de Generación Solar al 2050 según IRENA.	105
Figura 106 – Proyección de inversiones en Renovables al 2050.	105
Figura 107 – Proyección de inversiones en Renovables al 2050.	106
Figura 108 – Costos de Energía solar al 2050 según IRENA.....	107

INTRODUCCIÓN

Planteamiento del problema

Las industrias energética y automotriz están atravesando un período de grandes transformaciones que podrían tener impacto en el crecimiento de la demanda de petróleo y gas natural (en adelante, “gas”) durante las próximas décadas, afectando a las compañías que forman parte de la cadena de valor de la industria del O&G (petróleo y gas, del inglés *Oil and Gas*).

Los principales vectores que impactan en esta transformación son:

- Una mayor conciencia ambiental (gobiernos y sociedad);
- El crecimiento y la mayor competitividad de las energías renovables;
- La penetración de la movilidad eléctrica.

Estos vectores interactúan entre sí, y son interdependientes. Por ejemplo, la mayor conciencia ambiental de distintos sectores sociales, impacta en las decisiones de los Gobiernos sobre distintas regulaciones e incentivos para las energías renovables y la movilidad eléctrica. Estos incentivos, fomentan avances tecnológicos y economías de escala que reducen costos, mejorando la competitividad respecto las alternativas tradicionales.

El Objetivo del presente trabajo será investigar las distintas dinámicas que ralentizan el consumo de hidrocarburos y comprender el impacto que tendrán la penetración de las energías renovables y la movilidad eléctrica en la demanda de O&G de las próximas décadas.

Marco conceptual

El sector energético está en la fase inicial de un proceso de transformación que podría modificar el paradigma de la industria. El cambio climático y las preocupaciones de los gobiernos por la sustentabilidad del planeta, han alentado a los políticos a concentrar los esfuerzos en desarrollar políticas e incentivos para reducir emisiones de dióxido de carbono. Estos incentivos, favorecen el avance tecnológico de las energías renovables, que se tornan competitivas frente a las tradicionales fuentes de energía basadas en hidrocarburos.

En paralelo, y acompañando estas tendencias, evoluciona la industria automotriz, atravesada por la incipiente expansión de la movilidad eléctrica, los nuevos negocios digitales y las plataformas colaborativas. Siendo el sector de transporte la principal fuente de consumo de petróleo, cualquier transformación en esta industria tendrá un impacto directo en la futura evolución de la demanda de petróleo. El auto eléctrico mejora sus prestaciones técnicas y comienza a acercarse en *performance* y costos a los vehículos propulsados por combustibles fósiles.

En este contexto, la industria O&G, pasó de un largo período en que la preocupación era la escasez de los hidrocarburos para abastecer la creciente demanda (teorías de “*Peak Oil Supply*”ⁱ), a una nueva corriente de pensamiento que considera que el consumo de petróleo (y quizás también el del gas) alcanzaría un pico en algún momento durante los próximos 20 años (“*Peak Demand*”^{ii,iii}). La mayoría de los analistas hoy entienden el futuro de la industria en este sentido, aunque existen distintas visiones respecto a la velocidad y magnitud de esta transición.

En el presente trabajo se analizará, a nivel mundial, entre otros aspectos:

- ✓ Evolución del consumo energético histórico y proyecciones de largo plazo;
- ✓ Evolución del consumo de O&G histórico y proyecciones de largo plazo;
- ✓ Evolución de Energías Renovables histórica y proyecciones de largo plazo;
- ✓ Emisiones de dióxido de carbono: evolución histórica y proyecciones de largo plazo;
- ✓ Capacidad instalada, inversiones y costos de Energías Renovables: evolución histórica y proyecciones de largo plazo;
- ✓ Energía solar fotovoltaica: evolución histórica, costos de generación, inversiones;
- ✓ Vehículo eléctrico: evolución histórica y proyecciones de largo plazo. Infraestructura de carga, costos vs. vehículo tradicional, evolución de costos de baterías.

Tipo de investigación

La investigación será principalmente descriptiva. Se relevarán la información histórica y las proyecciones realizadas por distintas entidades públicas y privadas (agencias, bancos, organizaciones). Se dará un marco sobre las distintas visiones y escenarios en

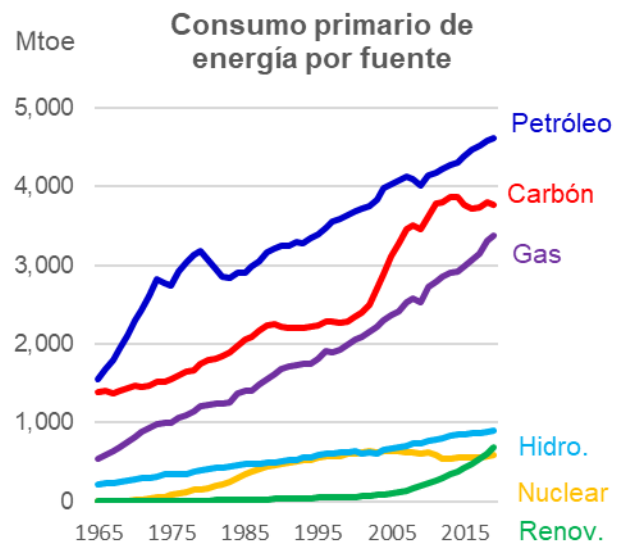
cuanto a las magnitud y velocidad en que estas nuevas tendencias impactarán en la industria O&G.

No será parte del alcance un análisis técnico detallado de cada una de las tecnologías analizadas (energías renovables, automóvil eléctrico). El alcance estará limitado a entender su grado de madurez y posibles escenarios de crecimiento, desde el punto de vista de disponibilidad y costos. No se realizarán proyecciones estadísticas ni regresiones en búsqueda de predecir la evolución de dichas variables.

CAPÍTULO I: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO Y DE LOS HIDROCARBUROS

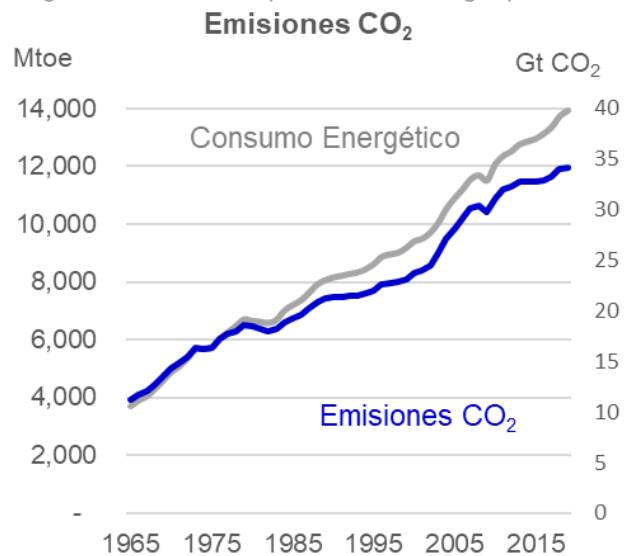
El crecimiento del consumo energético, y de petróleo en particular, se ralentiza en los países desarrollados que buscan disminuir el impacto ambiental de las emisiones del sector mediante regulaciones que reduzcan el consumo de hidrocarburos y fomenten en uso de fuentes más limpias. Las energías renovables, ganan presencia a nivel global y limitan las oportunidades de crecimiento de los hidrocarburos.

La industria energética ha sido fundamental para el desarrollo industrial y para el crecimiento económico mundial en la era moderna. En ese contexto, los combustibles fósiles, primero el carbón, facilitando la primera revolución industrial, y luego el petróleo, a partir del surgimiento del motor de combustión interna y el desarrollo del automóvil, han resultado insumos claves y activos geopolíticos estratégicos para el desarrollo económico global durante el siglo XX. También ha sido relevante el desarrollo de la energía eléctrica. Si bien en sus orígenes la generación de electricidad ha sido altamente dependiente de los combustibles fósiles, a medida que su uso fue creciendo y expandiendo geográficamente, ha dado lugar a nuevas tecnologías de generación, entre las que se encuentran la hidroeléctrica, la nuclear y los últimos años el despegue de las energías renovables (Figura 1).



Fuente: BP Statistical Report 2020.

Figura 1 – Consumo primario de energía por fuente



Fuente: BP Statistical Report 2020

Figura 2 – Emisiones de CO₂

El crecimiento del consumo de combustibles fósiles ha traído aparejado el aumento de las emisiones de carbono (Figura 2), causando niveles de polución crecientes con consecuencias negativas para el medio ambiente. Esto ha llevado a los gobiernos a establecer acuerdos internacionales, como el protocolo de Kyoto^{iv}, para encontrar compromisos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, enfocando su atención en cómo hacer más eficiente el consumo de los recursos energéticos, y al apoyo al desarrollo de fuentes de generación más limpias.

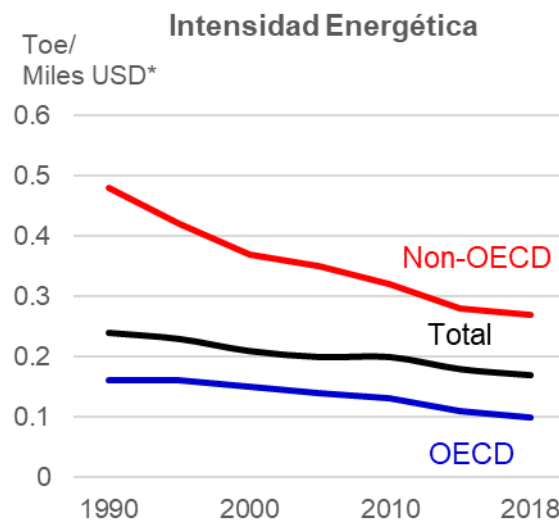
1.1 Evolución del consumo energético

La demanda energética mundial, en todas sus formas, ha crecido sostenidamente en las últimas décadas, alcanzando los 14,000 Mtoe¹ en '19 (CAGR² 2.5% desde '65). Su evolución estuvo directamente relacionada con la expansión económica global y el crecimiento poblacional, ambos vectores traccionados los últimos años por los países emergentes, en particular China.

A medida que los países se han ido desarrollando, su consumo energético se fue tornando más eficiente, disminuyendo la cantidad de energía necesaria para crecer. El indicador que mide esta evolución se denomina “intensidad energética” y mide la energía demandada por la economía de un determinado país o región por unidad de PBI (Figura 3).

Los países desarrollados parecen haber alcanzado un *plateau* a mediados de los

2000: la mayor demanda energética asociada a un PBI creciente es compensada por las eficiencias logradas gracias a incentivos gubernamentales, avances tecnológicos y



*Consumo Energético / PBI (Miles USD 2015)
Fuente: IEA - Data and Statistics

Figura 3 – Intensidad Energética

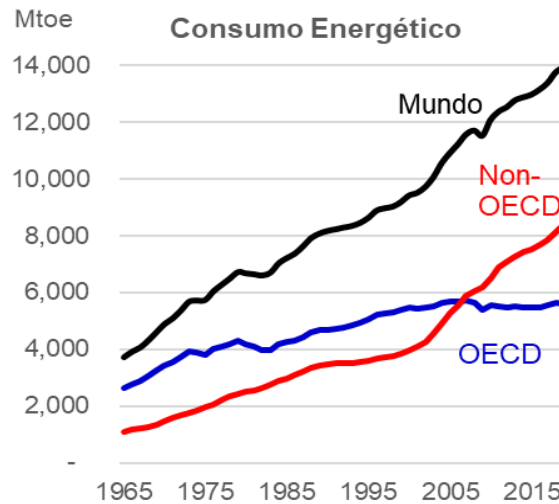
¹ Mtoe = Millones de toneladas de petróleo equivalente. Es una unidad de medida habitual para medir el consumo energético.

² CAGR: tasa de crecimiento anual, del inglés, Compound Annual Growth Rate.

matrices productivas que mutan desde las industrias primarias hacia los sectores de servicios.

Sin embargo, la demanda aún crece en las economías en rápido crecimiento y donde se incrementa constantemente el acceso a la energía de su población (Figura 4). Aun cuando acompañan la tendencia de intensidad energética decreciente, los países en desarrollo son quienes continúan traccionando la demanda mundial debido a:

- i) elevadas tasas de crecimiento;
- ii) incremento del consumo energético per cápita (explicado por las mejoras en el nivel de vida) y,
- iii) las aún bajas eficiencias alcanzadas (asociadas a matrices productivas energéticamente más intensivas).



Fuente: BP Statistical Report 2020

Figura 4 - Consumo energía OECD, non-OECD

1.2 Consumo energético por sector

La energía se consume principalmente con tres fines: Industria, transporte y consumo residencial, que en conjunto representan aproximadamente el 80% de la demanda total (Figura 5).

Históricamente, el sector con mayor demanda de energía a nivel mundial ha sido el industrial, el cual la consume fundamentalmente en forma de electricidad y calor. Sin embargo, en los últimos 20 años el sector del transporte lo

Consumo Energético Final por Sector [Mtoe]

	1990	2000	2010	2018	CAGR
Industrial	1,803	1,871	2,638	2,839	1.6%
Transporte	1,575	1,963	2,430	2,890	2.2%
Residencial	1,530	1,804	1,987	2,109	1.2%
Servicios/Comercio	450	555	717	809	2.1%
Otros	908	839	1,065	1,290	1.3%
Total	6,267	7,032	8,838	9,937	1.7%
Industrial	29%	27%	30%	29%	
Transporte	25%	28%	27%	29%	
Residencial	24%	26%	22%	21%	
Servicios/Comercio	7%	8%	8%	8%	
Otros	14%	12%	12%	13%	
Total	100%	100%	100%	100%	

Fuente: IEA - Data and statistics

Figura 5 – Consumo energético por sector

ha equiparado, a partir de la mayor dinámica que ha tomado el comercio internacional con la globalización y el acceso de la población en los países en vías de desarrollo al transporte público y el automotor particular. De esta forma, el sector de transporte, es el que más ha crecido durante los últimos treinta años con un CAGR de 2.2%. El sector de

servicios, que viene creciendo sostenidamente en países desarrollados, es el menos intensivo en términos energéticos y, por lo tanto, su mayor peso en la estructura económica mundial conlleva un menor consumo de energía total.

1.3 Consumo energético por fuente

Consumo energético por fuente y sector (año 2015)

	Petróleo	Gas	Carbón	Renovables*	Electricidad	Otros
Industria	11%	20%	31%	0%	26%	12%
Transporte	92%	4%	0%	0%	1%	3%
Residencial	10%	20%	4%	1%	21%	44%
Servicios	12%	24%	5%	1%	50%	8%
Otros	64%	15%	9%	0%	10%	2%
Consumo Final Total	40%	15%	11%	0%	18%	15%
Generación Eléctrica	5%	23%	47%	13%	-	13%

*Aquí se incluye dentro de renovables a las energías eólica, solar, geotermal, hidroeléctrica, biomasa y a los biocombustibles.

Fuente: IEA - Data and statistics.

Figura 6 – Consumo energético por fuente y sector

Los distintos sectores consumidores de energía poseen un *mix* distinto y característico de fuentes de abastecimiento (Figura 6). El consumo de petróleo está fuertemente ligado a la demanda de transporte, dado que abastece el 92% de su consumo. De esta forma, el gran crecimiento del sector en las últimas décadas ha sostenido la demanda de petróleo. El consumo del gas, por su parte, está más diversificado: se utiliza en la industria, de forma directa en los hogares y para la generación de energía eléctrica. El carbón, tiene principalmente dos usos: la industria y la generación de energía eléctrica, con mucho mayor peso en los países en desarrollo, dado que en los países desarrollados ha sido en gran parte reemplazado por fuentes menos contaminantes. Las energías renovables, se utilizan principalmente para la generación de energía eléctrica.

En los últimos 10 años, los países en desarrollo se han convertido en los mayores consumidores de energía a nivel mundial. El mayor peso relativo de sus matrices productivas (distintas a las de los países desarrollados), alteran inevitablemente el escenario. En este contexto, el rápido desarrollo que han adquirido sus sectores industriales y de transporte asociado al comercio (ambos *energy intensive*) han

traccionado su demanda de energía, en especial la proveniente de fuentes fósiles como el carbón (sobre todo en el sector industrial y de generación eléctrica) y el petróleo (en el transporte).

Un 55% del consumo final de energía se abastece en forma de petróleo y gas, siendo el petróleo la principal fuente de abastecimiento de energía del planeta (Figura 7).

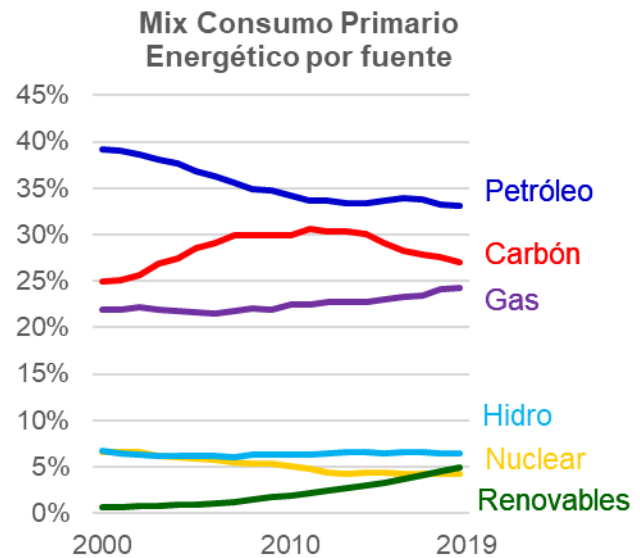
Sin embargo, en los últimos años, el peso del petróleo en el *mix* total de consumo

primario de energía ha venido disminuyendo como consecuencia de mayores regulaciones para el transporte en los países desarrollados y un menor peso en la generación de energía eléctrica, al ser reemplazado por fuentes menos contaminantes. El carbón tuvo un fuerte impulso en los años en que China crecía a dos dígitos, pero luego perdió terreno frente a energías más limpias. Las energías renovables han sido la fuente que más ha crecido en las últimas dos décadas, alcanzando un 4% del total.

1.4 Consumo de Petróleo

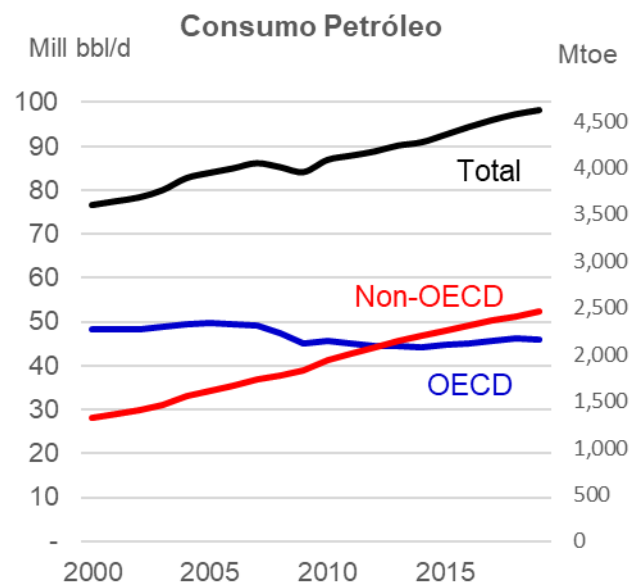
El consumo de petróleo ha crecido sostenidamente a nivel global a un ritmo de 1.5% anual en las últimas dos décadas (Figura 8).

El crecimiento provino en su totalidad por parte de los países en desarrollo, con un gran impacto de China, que fue



Fuente: BP Statistical Report 2020

Figura 7 – Mix Consumo primario por fuente.

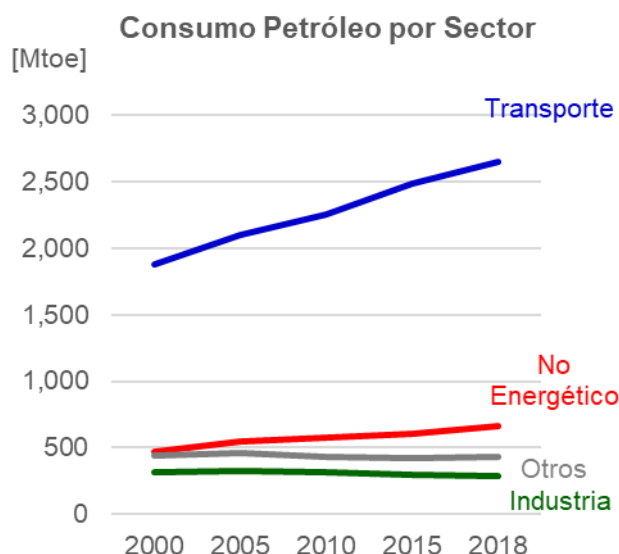


Fuente: BP Statistical Report 2020

Figura 8 – Consumo de Petróleo. OECD y Non-OECD

responsable del 40% de los 22 mill. bbl/d³ (1,000 Mtoe) de incremento de la demanda global desde 2000. En los países desarrollados, por su parte, el consumo que en décadas pasadas había crecido consistentemente, alcanzó un pico en los años previos a la crisis *Subprime* del 2009 y, tras un leve descenso, se amesetó en torno a los 45-46 mill. bbl/d (2,100 Mtoe).

El crecimiento del consumo de petróleo estuvo impulsado por la demanda de combustible para transporte que creció a un ritmo de 1.9% anual (Figura 9). También acompañó la demanda de petróleo para otros sectores no relacionados con la energía, principalmente para la industria petroquímica, plásticos, asfaltos y lubricantes. El uso industrial del petróleo no creció durante la década, por dos motivos: *i*) mayor peso en la industria mundial de China, con una matriz energética con gran peso del carbón y, *ii*) una tendencia global de reemplazo del petróleo y el carbón por el gas natural, menos contaminante, en los procesos industriales.



Fuente: IEA Data & Statistics.

Figura 9 – Consumo de petróleo por sector

Consumo Final de Petróleo por Sector [Mtoe]

Sector	2000				2018				CAGR '00'-18		
	Total*	Mix	OECD	Non-OECD	Total	Mix	OECD	Non-OECD	Total	OECD	Non-OECD
Transporte	1,876	60%	1,115	486	2,650	66%	1,176	1,053	1.9%	0.3%	4.4%
Industria	316	10%	149	167	290	7%	93	197	-0.5%	-2.6%	0.9%
No energético	472	15%	320	152	662	16%	318	344	1.9%	0.0%	4.6%
Otros	443	14%	260	183	436	11%	169	267	-0.1%	-2.4%	2.1%
Total	3,106	100%	1,843	988	4,039	100%	1,756	1,861	1.5%	-0.3%	3.6%

Fuente: IEA - Data and statistics

*Por diferencias estadísticas de IEA, la suma de OECD y Non-OECD es menor al Total mundial

Figura 10 – Consumo energético por sector – Detalle OECD y Non OECD

³ Mill. bbl/d : Millones de barriles de petróleo diarios; medida del consumo de petróleo.

Analizando la evolución del consumo de productos de petróleo (Figura 10), se observa que el crecimiento de 900 Mtoe a nivel mundial corresponde en su totalidad a los países en desarrollo, mientras que en los países OECD se dio incluso un leve retroceso. Por otro lado, el crecimiento del consumo para transporte en países Non-OECD explica dos terceras partes (600 Mtoe) del incremento del total.

El consumo de petróleo para transporte puede dividirse en dos vectores que explican las distintas tendencias entre los países OECD y Non-OECD: el consumo per cápita y el crecimiento poblacional.

Desde el año 2000, el consumo ha crecido un 41%, por un crecimiento de la población mundial de un 24%, y un incremento del 14% del consumo per cápita (Figura 11). Sin embargo, existen diferencias notables entre países OECD y Non-OECD (Figura 12). El crecimiento poblacional de los países en desarrollo ha duplicado al de los países desarrollados (27% vs. 13%). A su vez, el consumo per cápita viene creciendo en los países Non-OECD (+71%), en línea con la mejora en las condiciones de vida y el incremento del comercio; por el contrario, en los países OECD el consumo per cápita ha descendido un 7% por mayores regulaciones ambientales y el impacto del mayor precio del crudo que trepó de menos de 30 us\$/bbl en 2000, a 90 us\$/bbl

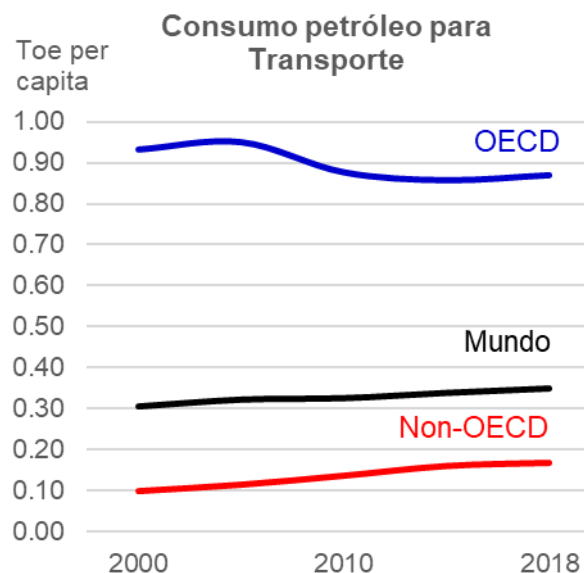
Consumo de Petróleo para Transporte per cápita

	2000	2018	%
Consumo [Mtoe]*	1,876	2,650	41%
OECD	1,115	1,176	5%
Non OECD	486	1,053	116%
Población [Mill]	6,114	7,592	24%
OECD	1,197	1,353	13%
Non OECD	4,917	6,239	27%
Consumo Per Cápita	0.31	0.35	14%
OECD	0.93	0.87	-7%
Non OECD	0.10	0.17	71%

Fuente: IEA - Data and statistics y Banco Mundial.

*Por diferencias estadísticas de IEA, la suma de OECD y Non-OECD es menor al Total mundial

Figura 11 – Consumo de petróleo para Transporte per cápita



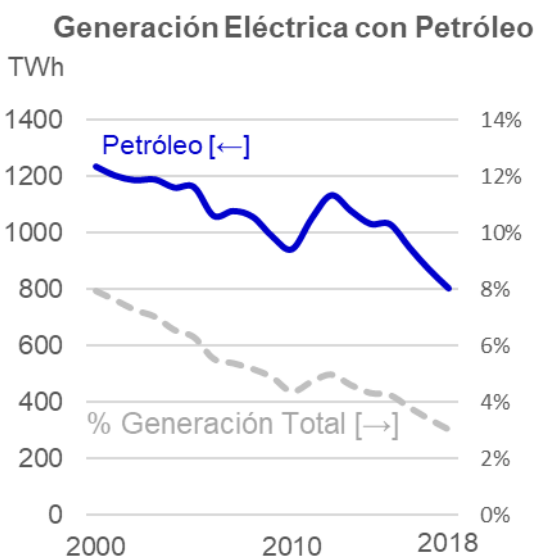
Fuentes: IEA, Banco Mundial

Figura 12 – Consumo de petróleo para Transporte. Apertura OECD y Non-OECD.

entre 2010 y 2014 (desde 2015, exceptuando la crisis del COVID-19, rondando los 60 us\$/bbl).

Las condiciones estructurales de cada país influyen en la relación entre precios de petróleo, crecimiento económico y consumo de petróleo. Los países desarrollados suelen tener un mayor índice de automóviles per cápita, por lo que su consumo de petróleo ya está más maduro y su tasa de crecimiento es lenta. Por otro lado, muchos países desarrollados tienen mayores impuestos a los combustibles, y regulaciones para mejorar la eficiencia de consumo de combustibles para los fabricantes de automóviles, así como políticas para incentivar el consumo de biocombustibles. La consecuencia es que se ralentiza el consumo de petróleo incluso en períodos de expansión económica. A su vez, suelen tener menos subsidios sobre el precio al consumidor final, por lo que cambios en el precio internacional del crudo se reflejan rápidamente sobre los usuarios. De todas formas, lleva un tiempo para que la población ajuste sus rutinas de transporte y para que el *stock* de automóviles sea reemplazado y se torna más energéticamente eficiente en respuesta a los altos precios^v.

Por otro lado, el consumo de petróleo como insumo para la generación de energía eléctrica (Figura 13⁴) descendió un 35% desde inicios del milenio y su participación en la generación total se redujo un 5%. Las centrales térmicas a base de combustibles líquidos, como el *fuel oil* y el *gas oil*, fueron reemplazadas en términos generales por centrales a base de gas natural y por energías renovables, menos contaminantes.



Fuente: BP Statistical Report 2019

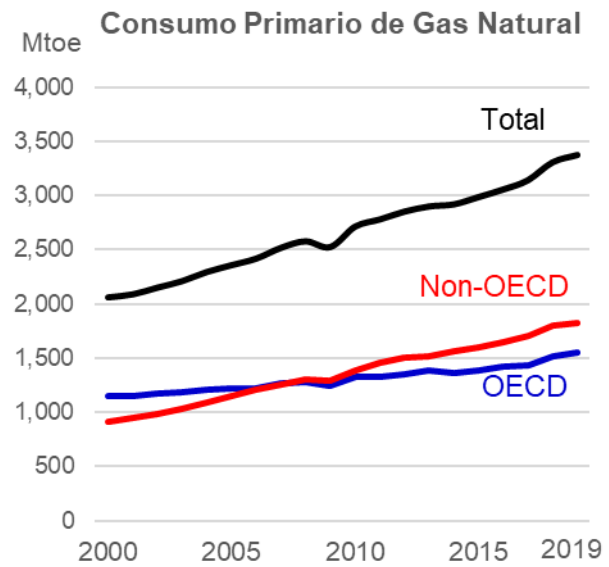
Figura 13 – Consumo de petróleo para Generación Eléctrica.

⁴ TWh = Tera Watt hora (Figura 13). Medida de generación de energía eléctrica.

1.5 Consumo de Gas

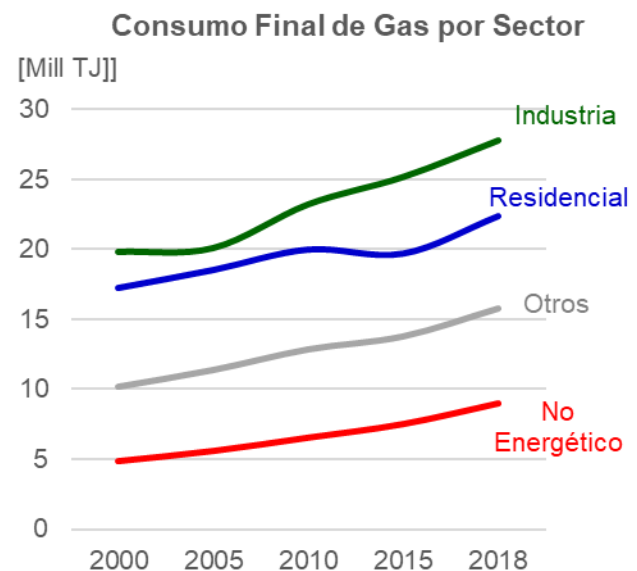
El consumo de gas ha crecido aún más aceleradamente que el petróleo, a una tasa de 2.6% anual desde 2000 (Figura 14). Si bien la tasa de crecimiento de los países desarrollados fue menos de la mitad de la de los Non-OECD (3.7 vs. 1.6%), su consumo de gas creció a un buen ritmo, a diferencia del petróleo, que en dicho período retrocedió.

A nivel global, el consumo de gas creció en todos los sectores manteniendo el nivel de diversificación (Figura 15). En general, el crecimiento provino de tres vectores: *i)* los altos precios del petróleo, que hicieron que muchos países migraran al gas desarrollando la infraestructura de gasoductos necesaria para su traslado económico entre distintos países y dentro de los mismos, *ii)* mejoras en la calidad de vida de la población de los países en desarrollo, en particular China, *iii)* búsqueda por atenuar el impacto ambiental de las emisiones asociadas al consumo de energía, a través del reemplazo de las fuentes más contaminantes (carbón, petróleo).⁵



Fuente: BP Statistical Report 2020

Figura 14 – Evolución consumo de gas natural.



Fuente: IEA Data & Statistics.

Figura 15 – Evolución consumo de gas natural por sector.

⁵ TJ = Tera Joules (de las Figura 15 y 16). Medida del consumo energético.

Consumo Final de Gas por Sector [MTJ]

Sector	2000				2018				CAGR '00'-18		
	Total	Mix	OECD	Non-OECD	Total	Mix	OECD	Non-OECD	Total	OECD	Non-OECD
Industria	20	38%	13	6	28	37%	13	15	1.9%	-0.1%	4.7%
Residencial	17	33%	12	5	22	30%	12	10	1.5%	0.2%	3.7%
Non-Energético	5	9%	2	3	9	12%	2	7	3.5%	0.7%	4.7%
Otros	10	20%	7	3	16	21%	9	7	2.4%	1.2%	4.9%
Total	52	100%	35	17	75	100%	37	38	2.0%	0.4%	4.4%

Fuente: IEA - Data and statistics

Figura 16 – Consumo de gas natural por sector. Detalle OECD y Non-OECD

Al analizar el consumo final de productos de gas natural por sector (Figura 16), se observa que el crecimiento de los OECD ha sido más moderado (gran parte del crecimiento de su consumo primario se destina a generación eléctrica) alcanzando apenas 0.4%. Los países Non-OECD por su parte, crecieron a un 4.4%, con alzas en todos los sectores.

En los Non-OECD, el consumo industrial crece de la mano de la concentración de la actividad manufacturera en los países en desarrollo, en particular China e India. El consumo residencial, creció en línea con el fuerte crecimiento de la población y un mayor consumo per cápita asociado a las mejores condiciones de vida (Figura 17).

Consumo de Gas Residencial per cápita

	2000	2018	%
Consumo [Miles TJ]*	17,191	22,401	30%
OECD	12,017	12,455	4%
Non OECD	5,174	9,945	92%
Población [Mill]	6,114	7,592	24%
OECD	1,197	1,353	13%
Non OECD	4,917	6,239	27%
Consumo Per Cápita	2.8	3.0	5%
OECD	10.0	9.2	-8%
Non OECD	1.1	1.6	52%

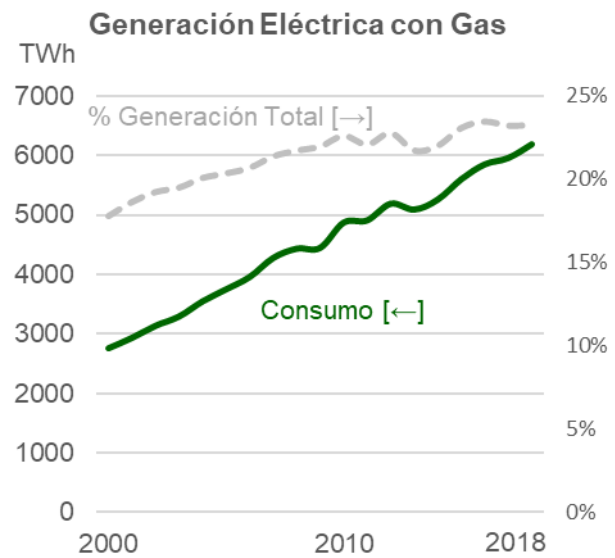
Fuente: IEA - Data and statistics y Banco Mundial.

Figura 17 – Consumo de gas residencial per cápita.

Por el contrario, en los países OECD, el consumo per cápita se reduce, por mayores eficiencias energéticas alcanzadas y por matrices que tienden hacia el consumo de energía eléctrica (parte generada también por gas natural), en reemplazo del consumo directo del gas domiciliario.

Respecto al uso del gas natural para la generación de energía eléctrica (Figura 18), el mismo se más que duplicó en lo que va del milenio (6.2 TWh en 2018 vs. 2.8 en 2000). El incremento provino en partes iguales de países OECD y Non-OECD. A nivel global, el peso del gas en la generación eléctrica se incrementó 5 puntos porcentuales,

reemplazando al petróleo y al carbón. Sin embargo, en los OECD, el peso del gas se incrementó 13 puntos porcentuales, alcanzando en 2018 un 28% de la generación convirtiéndose en la principal fuente de generación, superando a partir de 2017 al carbón. En los países Non-OECD, por el contrario, el peso del gas retrocedió 2 puntos porcentuales, por el fuerte incremento del carbón que acompañó el crecimiento industrial chino, y por el rápido crecimiento de las renovables en los últimos diez años.



Fuente: BP Statistical Report 2019

Figura 18 – Consumo de gas para Generación Eléctrica.

CAPÍTULO II: EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables han pasado de ser una promesa para convertirse en una realidad. La última década han concentrado la mayor parte de los recursos del sector energético, alcanzando tasas de crecimiento que superan ampliamente al resto de las energías convencionales. Sus costos han descendido y hoy logran competir directamente con los hidrocarburos.

A principios del milenio, el aporte de las energías renovables en la matriz energética era prácticamente inexistente: de un total de 9,400 Mtoe de consumo energético global, solo 60 Mtoe provenían de fuentes renovables (principalmente geotérmica y biomasa) representando apenas un 0.7% del consumo energético global (Figura 19).

Evolución consumo energético mundial por fuente [Mtoe]

Fuente	2000		2010		2019		Δ '19 vs '00		CAGR
Petróleo	3,688	39%	4,135	34%	4,610	33%	25%	-6%	1.2%
Gas	2,064	22%	2,718	22%	3,378	24%	64%	2%	2.6%
Carbón	2,357	25%	3,611	30%	3,770	27%	60%	2%	2.5%
Nuclear	616	7%	621	5%	595	4%	-3%	-2%	-0.2%
Hidroeléctrica	633	7%	770	6%	899	6%	42%	0%	1.9%
Renovables	63	0.7%	232	1.9%	692	5.0%	998%	4.3%	13%
Solar	0	0.0%	8	0.1%	154	1.1%	57520%	1.1%	40%
Eólica	8	0.1%	78	0.6%	304	2.2%	3956%	2.1%	22%
Otras	44	0.5%	85	0.7%	139	1.0%	212%	0.5%	6%
Total	9,422	100%	12,086	100%	13,946	100%	48%	0%	2.1%

Fuente: BP Statistical Report 2020

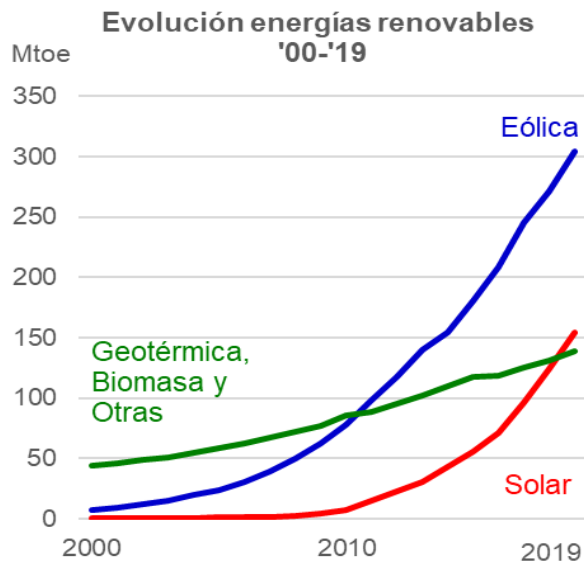
Figura 19 – Consumo energético por fuente. 2019 vs. 2000.

Dos décadas después, las energías renovables ya se han multiplicado por diez, alcanzando los 700 Mtoe, un 5% del consumo mundial. En ese período, el consumo de petróleo, principal fuente de energía, se incrementó solo un 25%, mientras que otras fuentes importantes como el gas o el carbón crecieron alrededor del 60%.

Muchos factores influyeron en el crecimiento de las energías renovables. Por un lado, los altos precios de los combustibles fósiles, en particular el petróleo: el Brent trepó de 30 a más de 100 us\$/bbl entre 2000 y 2008 y se mantuvo en esos niveles hasta fines de 2014. Esto fomentó que muchos países busquen desarrollar otras fuentes de energía para reducir su dependencia económica y geopolítica de los países productores de

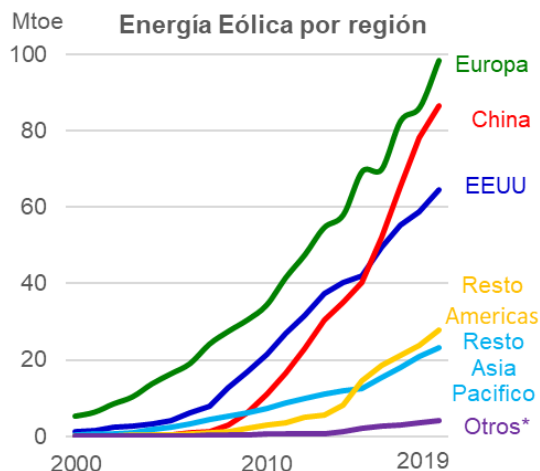
petróleo, diversificando a la vez sus matrices energéticas. A su vez, comenzó a crecer lentamente y con epicentro en Europa, la conciencia del impacto medioambiental del uso de hidrocarburos, lo que llevó a muchos gobiernos a implementar medidas de fomento a otras fuentes de energía. El incidente de Fukushima (2011)^{vi,vii}, desalentó el despliegue de recursos a la energía nuclear, concentrándolos en las nuevas fuentes modernas: eólica y solar.

La energía eólica fue la primera en despegar en el decenio '00-'10, promovida principalmente por Europa (Figuras 20 y 21). La década siguiente se caracterizó por un fuerte crecimiento de la energía solar, con un gran impulso de China. Con el desarrollo de nuevas tecnologías, el apoyo de subsidios estatales y economías de escala, los costos de las energías renovables han descendido, alcanzando, en muchos países, niveles que compiten con las fuentes de energía tradicionales (Figuras 20 y 22).



Fuente: BP Statistical Report 2020

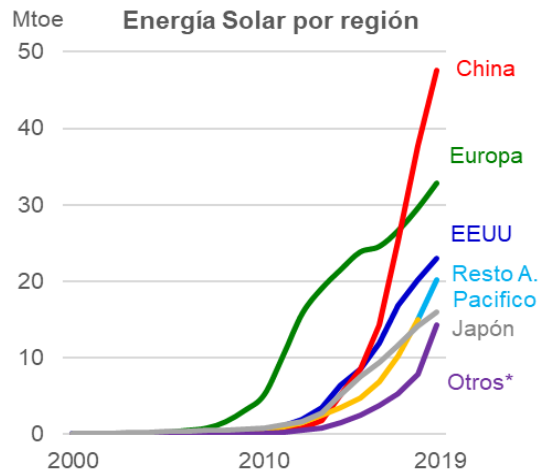
Figura 20 – Evolución Energías Renovables



* CIS, Medio Oriente y Africa.

Fuente: BP Statistical Report 2020

Figura 21 – Energía Eólica por región



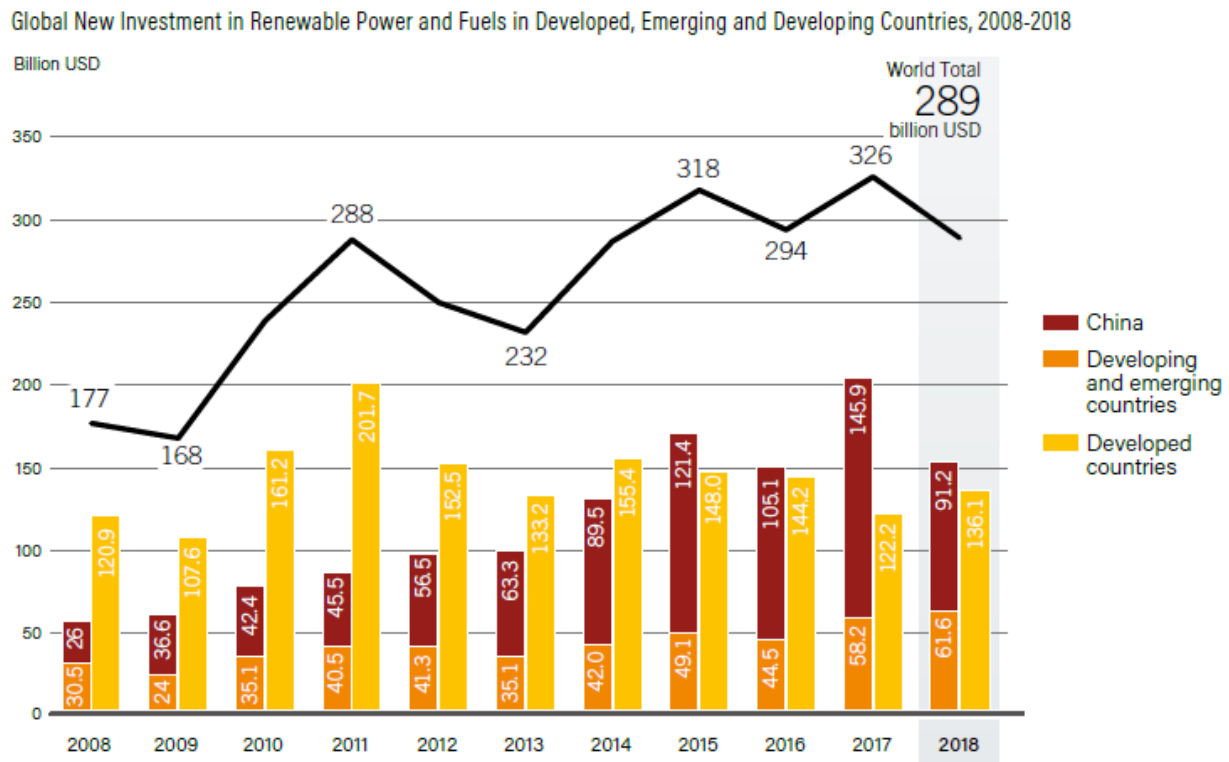
* CIS, Medio Oriente, Africa y resto de América.

Fuente: BP Statistical Report 2020.

Figura 22 – Energía Solar por región

2.1 Inversiones

Las inversiones en energías renovables han trepado considerablemente en la última década. De un promedio de 173 Bill. us\$⁶ en 2008-2009, han alcanzado 300 Bill. us\$ entre 2015 y 2018. En gran parte, esta tendencia se explica por la fuerte política de China que explica las dos terceras partes de este incremento (Figura 23).



Fuente: REN21 – Renewables 2019 Global Status Report.

Figura 23 – Evolución Inversiones en Energías Renovables

En 2018, en particular, la inversión total en energías renovables se contrajo un 11%, en gran parte debido a una fuerte e inesperada reducción de la inversión China. De todas formas, considerando que el crecimiento de la capacidad instalada de generación se mantuvo estable, la baja de las inversiones refleja en gran medida la reducción de los costos: más capacidad puede ser instalada por menos dinero.

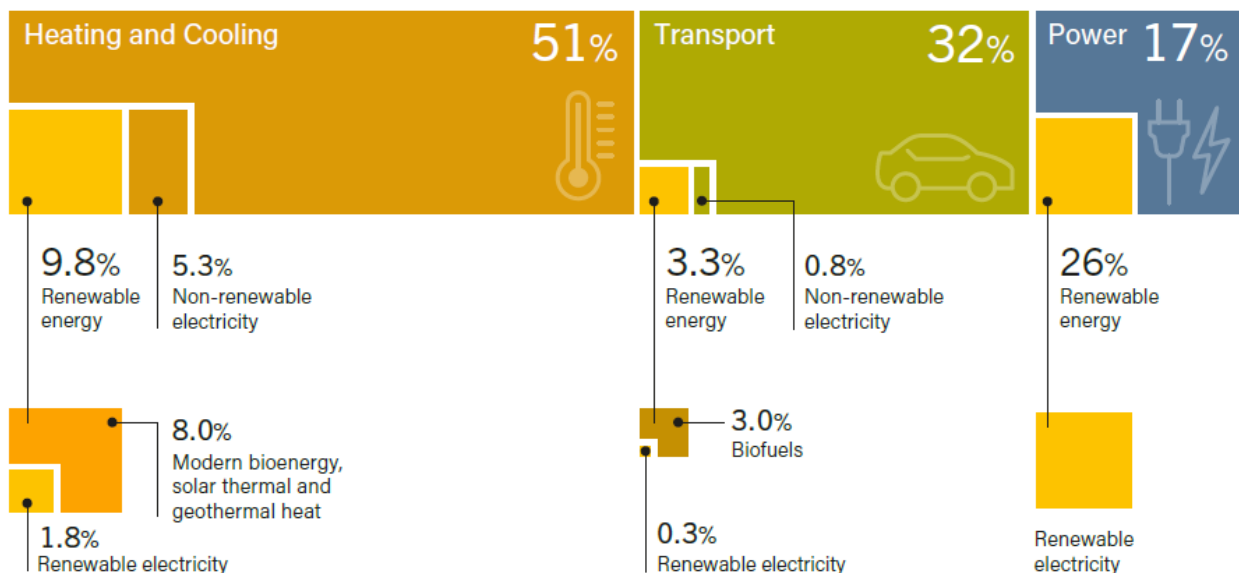
⁶ 1 Bill us\$, del inglés 1 *billion american dollars* (en castellano mil millones de dólares americanos), equivale a 1.000.000.000.000 us\$.

De los 289 Bill us\$ invertidos en 2018, un 50% fue destinado a energía solar fotovoltaica, Sin embargo, la inversión en energía solar cayó un 22% respecto a 2017, en gran parte debido a la baja de los costos unitarios generados por cambios de políticas de incentivos en el mercado chino. La inversión en energía eólica trepó un 2%, alcanzando el mayor nivel histórico, producto del financiamiento a grandes proyectos *onshore* (China, USA, Sudáfrica, India y Suecia); así como proyectos *offshore* en Europa.

Los países emergentes por cuarto año consecutivo invirtieron más que los desarrollados. China representó un 32% de las inversiones (45% en 2017) seguido de Europa (21%) y EEUU (17%). 19 países invirtieron más de 2 Bill. us\$ en renovables, incluyendo por primera vez a Ucrania y Vietnam.

2.2 Renovables por sector

Para comprender la evolución y la penetración actual de las energías renovables, se tendrán en cuenta las tres grandes formas en que la energía es globalmente consumida: *i)* para calentamiento y refrigeración (tanto para hogares como para procesos productivos), *ii)* transporte (de personas y mercaderías) y, *iii)* generación de energía eléctrica.



Fuente: REN21 – Renewables 2019 Global Status Report. Este gráfico incluye a la energía hidroeléctrica dentro de las energías renovables

Figura 24 – Energías Renovables por Sector

Donde mayor penetración han alcanzado las energías renovables es en el sector de generación eléctrica (Figura 24). Es aquí donde las energías renovables se tornan cada vez más competitivas acercándose año tras año en costos a las tradicionales fuentes de generación a base de hidrocarburos (Ver apartado 3.3.4 - Costos de energías generación). Sin embargo, la generación eléctrica representa tan solo el 17% del consumo energético total mundial. En los sectores de refrigeración y calentamiento y transporte, que representan respectivamente el 51% y 31% del consumo energético global, su avance es aún limitado debido la falta de incentivos gubernamentales y a menores desarrollos tecnológicos. Es por eso que la principal posibilidad de expansión de las energías renovables en estos sectores provendrá en tanto avance su electrificación (por ejemplo, mediante la expansión del vehículo eléctrico).

2.3 Generación eléctrica

2.3.1 Evolución histórica

La generación de energía eléctrica ha crecido a un 2.9% anual en lo que va del milenio (Figura 25 y 26), por encima del crecimiento del consumo energético mundial (2.1%). En términos generales, se ha dado un fuerte cambio de *mix* desde las fuentes más contaminantes (petróleo, carbón) hacia fuentes más limpias (gas y renovables). La generación de fuentes renovables, que representaba un 1% en el año 2000, representa hoy un 10% del total, con un crecimiento anual de 14%.

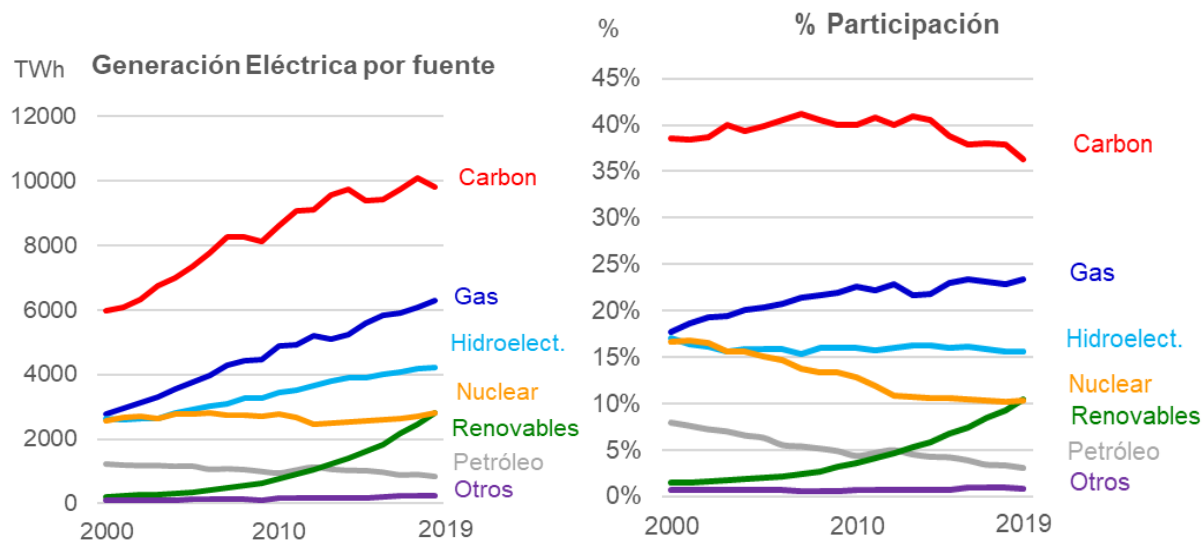
Evolución Generación de Electricidad por fuente [TWh]

Fuente	2000		2010		2019		CAGR		
							00-'10	10-'19	00-'19
Petróleo	1,244	8%	944	4%	825	3%	-2.7%	-1.5%	-2.1%
Gas	2,759	18%	4,871	23%	6,298	23%	5.8%	2.9%	4.4%
Carbón	5,989	39%	8,634	40%	9,824	36%	3.7%	1.4%	2.6%
Nuclear	2,581	17%	2,769	13%	2,796	10%	0.7%	0.1%	0.4%
Hidroeléctrica	2,652	17%	3,436	16%	4,222	16%	2.6%	2.3%	2.5%
Renovables	219	1%	760	4%	2,806	10%	13%	16%	14%
Solar	1	0.0%	34	0.2%	724	2.7%	41%	41%	41%
Eólica	31	0.2%	347	1.6%	1,430	5.3%	27%	17%	22%
Otras Renovables	186	1.2%	380	1.8%	652	2.4%	7%	6%	7%
Otras No Renovables*	111	1%	153	1%	234	1%	3.3%	4.8%	4.0%
Total	15,555	100%	21,567	100%	27,005	100%	3.3%	2.5%	2.9%

*Incluye Hidroeléctrica bombeada, otras fuentes fósiles y diferencias estadísticas.

Fuente: BP Statistical Report 2020

Figura 25 – Generación de electricidad por fuente



Fuente: BP Statistical Report 2020

Fuente: BP Statistical Report 2020

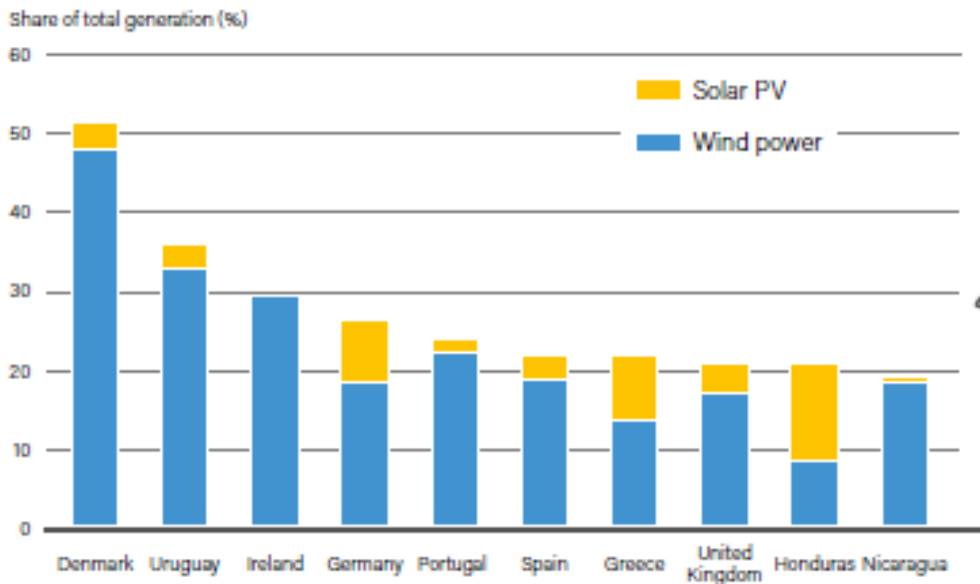
Figura 26 – Evolución Generación de electricidad por fuente y % de participación

A partir del año 2010, las tendencias se han profundizado, en gran parte debido a: *i)* esfuerzo de China por reducir las emisiones producidas por las plantas de carbón y petróleo, *ii)* el interés de Europa y China por independizar sus matrices energéticas de la importación de hidrocarburos, *iii)* los importantes subsidios a la energía solar y eólica, y *iv)* el estancamiento de la energía nuclear tras el tsunami de Japón.

En la actualidad, la generación proveniente de energía solar y eólica ha alcanzado una alta penetración en muchos países: en 2018, en al menos 9 países representó más de 20% de su electricidad (Figura 27). 45 países ya habían alcanzado 1 GW de generación con renovables e hidroeléctrica combinadas, mientras que 17 de ellos superan los 10 GW. Más de 200 ciudades en el mundo tienen objetivos de alcanzar el 100% de la generación de energía eléctrica de fuentes renovables.

En países en desarrollo y economías emergentes, así como en zonas aisladas como islas o áreas rurales, comunidades y compañías están migrando a renovables. En 2018, se incrementaron un 77% las ventas de sistemas solares para hogares. Pequeñas redes suministradas por renovables se expandieron rápidamente en Asia y África.

FIGURE 10. Share of Electricity Generation from Variable Renewable Energy, Top 10 Countries, 2018

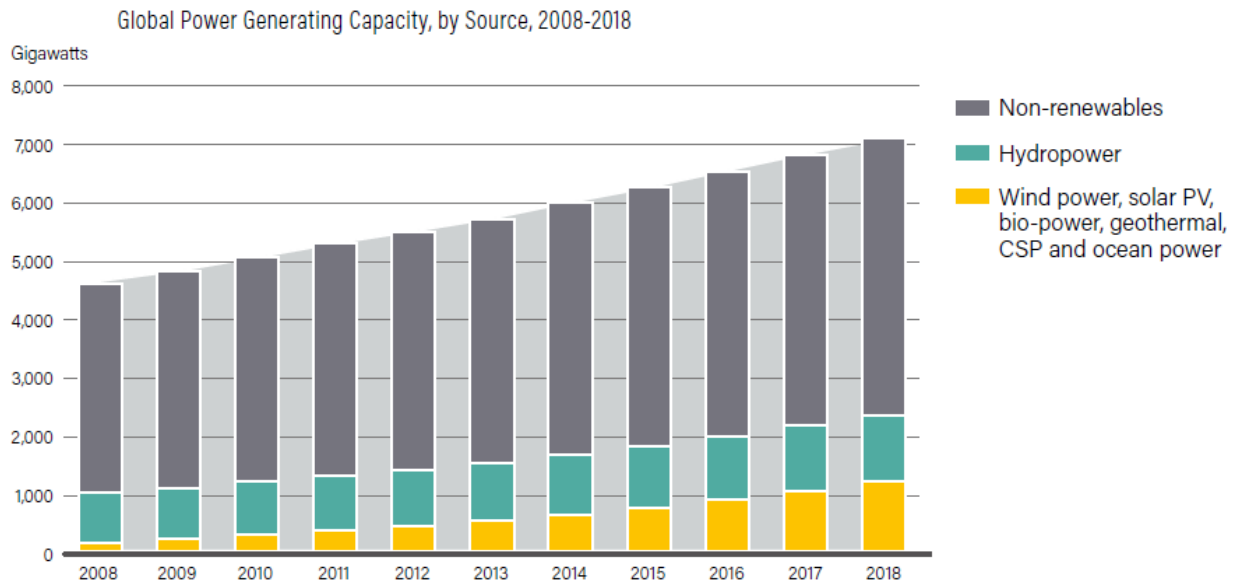


Fuente: REN21 – Renewables 2019 Global Status Report.

Figura 27 – Países con mayor share de Renovables

Las corporaciones también están migrando hacia renovables. Las industrias de mayor uso intensivo de energía están instalando parques o contratando el abastecimiento de energías renovables para sus actividades. La industria minera instaló 1.7 GW de solar y eólica en 2018. También hay numerosos más como por ejemplo en aluminio, cemento, petróleo y acero.

2.3.2 Capacidad instalada de generación



Fuente: REN21 – Renewables 2019 Global Status Report.

Figura 28 – Capacidad instalada de generación Renovable vs. No Renovable.

En términos generales, la capacidad de generación de energía eléctrica ha crecido un 50% durante los últimos 10 años, superando actualmente los 7.000 GW (Figura 28). Por cuarto año consecutivo, la nueva capacidad de generación renovable e hidroeléctrica sumadas ha superado a la de combustibles fósiles y nuclear combinadas. Esto ha sido gracias a políticas de incentivos estables y objetivos establecidos por los gobiernos que dan señales positivas a la industria.

También han sido determinantes los avances tecnológicos y los costos de generación decrecientes. La electricidad generada por nuevas plantas eólicas y fotovoltaicas ya es en muchos países más económica que plantas a base de combustibles fósiles. En algunos sitios incluso es más barato construir nuevas plantas de renovables que continuar operando plantas convencionales existentes^{ix}.

Capacidad de Generación [GW]

	2017	2018	18 vs. '17	
Hidroeléctrica	1,116	1,132	16	1%
Renovables	1,081	1,246	165	15%
Eólica	540	591	51	9%
Offshore	19	23	5	24%
Solar Fotovoltaica	405	505	100	25%
Solar Termal	4.9	5.5	1	12%
Biomasa	121	130	9	7%
Geotérmica	12.8	13.3	1	4%
Mareomotriz	0.5	0.5	-	0%

Fuente: REN21 - Renewables 2019 Global Status Report.

Figura 29 – Capacidad de Generación Renovable por fuente

En 2018, las energías renovables han alcanzado los 1,250 GW (17% del total mundial), superando por primera vez la capacidad instalada de energía hidroeléctrica (Figura 29). Casi la mitad de la capacidad proviene de energía eólica; sin embargo, los últimos 3 años se caracterizaron por un fuerte incremento de energía solar. De los 165 GW que se han incorporado de capacidad de generación de energías renovables en 2018, el 60%, provino de solar fotovoltaica.

2.3.3 Inversiones en generación

En 2018, 273 Bill. us\$ fueron invertidos en capacidad de generación renovable, representando el 65% de las inversiones totales en generación (Figura 30). La cantidad de instituciones que está desinvirtiendo en combustibles fósiles se incrementó constantemente desde 2011, aunque no necesariamente estos fondos se redireccionan a compañías relacionadas con energías renovables ^{x, xi}.

Inversiones en Generación Eléctrica - 2018

	[Bill. USD]	%
Renovables*	272	65%
Combustibles fósiles	95	23%
Carbón	50	12%
Gas	45	11%
Nuclear	33	8%
Hidroeléctrica*	16	4%
Total	416	100%

*Hidroeléctrica menor a 50 MW están incluidas dentro de las Renovables.

Fuente: REN21 - Renewables 2019 Global Status Report.

Figura 30 – Inversiones en Generación Eléctrica por fuente.

2.3.4 Costos de generación

El fuerte crecimiento que se ha dado en la energía fotovoltaica y eólica fue el resultado de años de reducción en su LCOE (*levelised cost of electricity*⁷ o en castellano, costo nivelado de electricidad). Si bien el LCOE promedio es una medida imperfecta dado que el costo de las distintas tecnologías varía mucho entre países y regiones, su valor refleja las tendencias de la industria (Figura 31). En este indicador, se excluyen los subsidios y beneficios financieros que recibe las energías renovables, para que el valor represente el costo puro de generación de la tecnología y de esta forma poder comparar fielmente su competitividad con las tecnologías de generación convencionales.

⁷ El LCOE es una medida que se utiliza en la industria eléctrica para comparar los costos de generación entre distintas tecnologías. Representa el valor presente de los costos asociados a generar una unidad de energía, durante toda la vida útil del proyecto. En términos matemáticos, es el cociente entre el valor presente de todas las inversiones y costos, sobre la cantidad de energía generada año a año; ambos términos descontados a la tasa de interés.

En menos de una década, las principales energías renovables han alcanzado reducciones de costos de entre el 20 y el 70% (excepto la geotérmica) de sus niveles de 2010, destacándose la fuerte mejora de costos de la energía solar.

En 2018, los costos de todas las fuentes de generación renovable comercialmente disponibles continuaron en descenso. La baja respecto a los valores de 2017 se debe a mejoras tecnológicas y a reducciones en los costos de operación, pero también a una mayor intensidad competitiva.

Si bien en algunos países las energías renovables aún representan la última alternativa de costos, en otras regiones, hay tecnologías que ya pueden competir a igual nivel con las tradicionales fuentes de generación. Los costos de las energías eólica y biomasa, ya se ubican en valores cercanos al rango inferior de la generación con combustibles fósiles (49-174 us\$/MWh), y levemente por encima del promedio de la generación hidroeléctrica (49 us\$/MWh). Incluso la energía geotérmica y la solar fotovoltaica logran competir en algunas regiones (China, India, EEUU). Estos valores de costos son puramente tecnológicos y no incluyen el impacto de subsidios o cualquier otro beneficio financiero. Por lo tanto, en la práctica los consumidores suelen percibir costos mucho menores en los sitios donde hay fuertes políticas de apoyo a las energías renovables.

Sin embargo, en las más grandes industrias del sector renovable, la competencia y la presión de precios han comprimido los márgenes a lo largo de toda la cadena de suministros, generando *M&As*⁸ y bancarrotas de productores y proveedores^{xii,xiii}. Para hacer frente a este escenario las compañías están trabajando en reducir costos de operación, fabricación y montaje de proyectos, aunque en algunos casos esta situación está generando problemas de calidad, sobre todo en la industria fotovoltaica.

Costo de Generación de Electricidad¹

[us\$/MWh]	2010	2015	2017	2018
Eólica Onshore	84	67	63	55
Eólica Offshore	159	169	127	126
Biomasa	74	73	71	61
Geotérmica	48	59	73	72
Solar Fotovoltaica	370	133	97	85
Solar Termal	271	188	172	108

¹ LCOE: excluye subsidios y beneficios financieros.

Tasa de descuento implícitas: OECD 7.5%;

Non-OECD 10%. Fuente: © IRENA - Renewable

Power Generation Costs Report 2018.

Figura 31 – Costo de Generación de Renovables

por fuente.

⁸ M&A: Fusiones y adquisiciones de compañías, del inglés, *Merging and Aquisitions*,

A su vez los fabricantes están trabajando en mejorar las tecnologías. En 2018, investigadores de paneles solares desarrollaron nuevas y más eficientes tecnologías de células y módulos solares. En la industria eólica se están desarrollando turbinas más grandes y materiales para torres y aspas. A su vez, ambas industrias están tomando ventaja de la digitalización y nuevas tecnologías para monitorear sus procesos y ayudar a gestionar la integración con las matrices eléctricas locales.

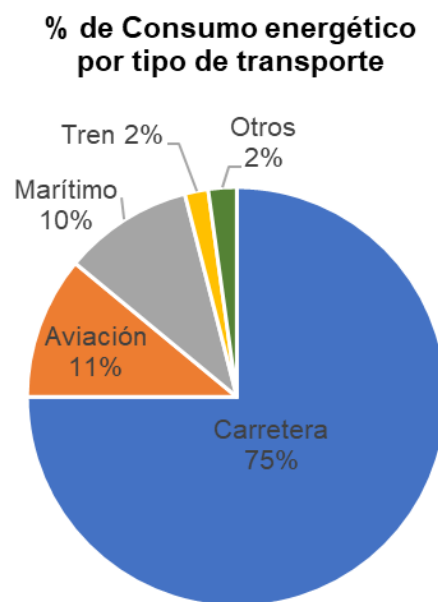
Por otro lado, como otra forma de mejorar su competitividad, las compañías buscan nuevas fuentes de ingresos, expandiéndose hacia la oferta de nuevos servicios (operaciones, mantenimiento) o incluso saliendo de sus negocios *core*, por ejemplo, compañías de la industria fotovoltaica expandiéndose verticalmente hacia el almacenaje o fabricantes de turbinas eólicas expandiéndose hacia la carga de vehículos eléctricos.

2.4 Transporte

El transporte representa un tercio del consumo final de energía, de los cuales el 75% corresponde a transporte terrestre por carretera (Figura 32). La penetración de las energías renovables continúa siendo baja en el sector: alcanzó un 3.3% en 2018, principalmente por el uso de biocombustibles (3%), y una porción muy baja proveniente de energía eléctrica renovable (0.3%). El 96% del consumo proviene de combustibles a base de petróleo y gas.

Las principales vías de penetración de las energías renovables en el transporte son:

i) biocombustibles, mezclados con combustibles fósiles; *ii)* los vehículos de gas natural y la infraestructura para que funcionen con biometano y, *iii)* la electrificación, incluyendo el uso de vehículos eléctricos a batería (*BEV*), vehículos



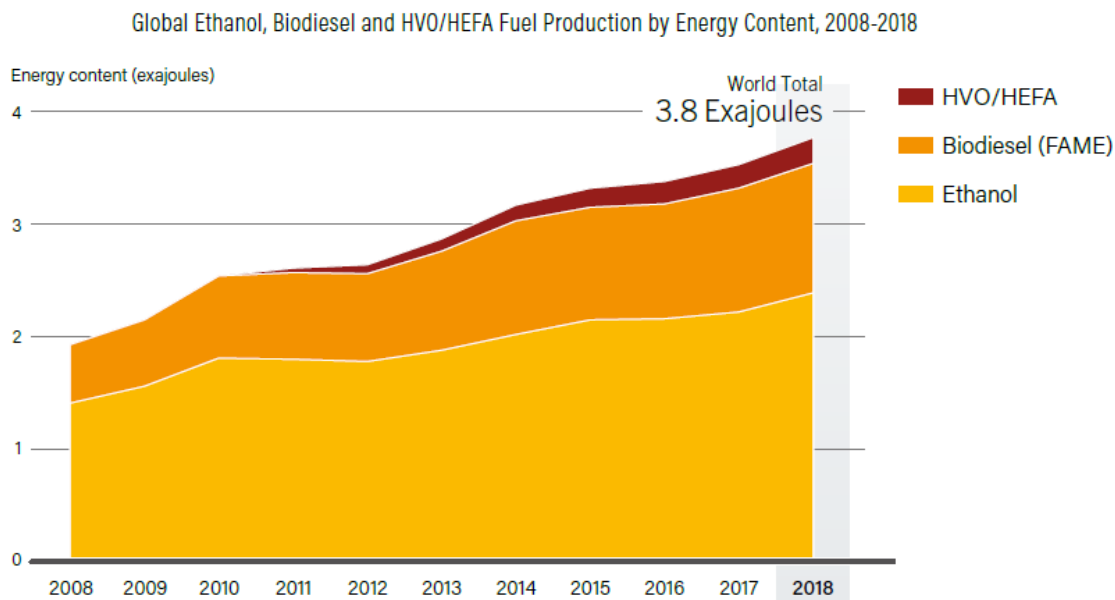
Fuente: REN 21 - Renewables 2019 Global Status Report.

Figura 32 – Consumo Energético para Transporte por tipo

híbridos *plug-in* (PHEV), o el uso de combustibles de hidrógeno, sintéticos o electrocombustibles.

2.4.1 Biocombustibles

La producción de biocombustibles se ha duplicado en los últimos 10 años (Figura 33), alcanzando 153 Bill. de litros en 2018 (3.8 Exajoules). Sin embargo, el crecimiento en el uso de biocombustibles para el transporte continúa contenido debido no solo a la incertidumbre regulatoria en relación a sus materias primas, y discusiones en torno a la sustentabilidad de los biocombustibles como fuente energética, sino también a lentos avances tecnológicos que permitan producir combustibles para otros mercados, como la aviación.



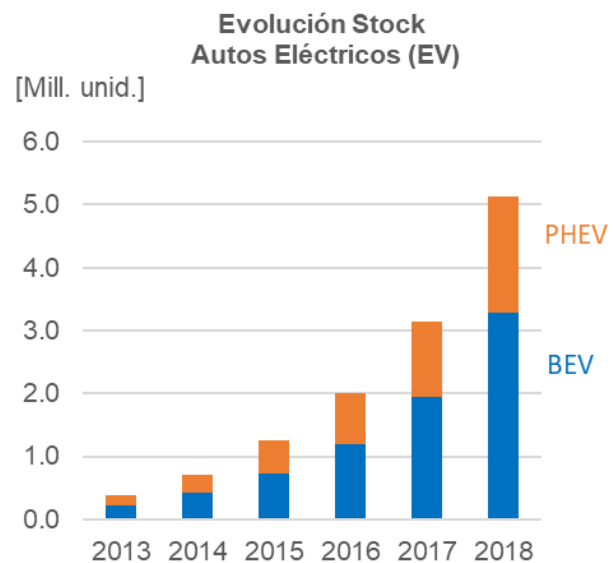
Fuente: REN21 – Renewables 2019 Global Status Report.

Figura 33 – Evolución Producción de Biocombustibles.

El consumo de biocombustibles para transporte creció un 18% entre 2013 y 2017, aunque partiendo de una base muy baja. En 2018, la producción global de etanol creció un 7%, mientras que la de biodiesel aumentó 5%. El mercado de biocombustibles está fuertemente atado a los marcos regulatorios de los distintos países (por ejemplo, muchos países determinan un porcentaje mínimo a ser incorporado en la mezcla de combustibles).

2.4.2 Transporte eléctrico

En la actualidad, el uso de electricidad en el transporte es bajo: apenas un 1.1% del consumo total (0.8% de generación no-renovables; 0.3% de renovable). Hasta hace poco tiempo, el uso de electricidad en el transporte estaba prácticamente limitado a trenes, tranvías y en menor medida, autobuses. Sin embargo, el sector está cada vez más abierto a la electrificación, y presenta oportunidades de mayor integración con las energías renovables. A partir de 2018, el sector se abrió completamente a la electrificación: autos eléctricos, híbridos, *scooters*, monopatines y bicicletas eléctricas comenzaron a volverse más habituales en muchos centros urbanos. El despliegue de autos eléctricos a nivel mundial se incrementó un 63% en 2018 (vs. 2017), impulsado por los esfuerzos para reducir la contaminación del aire, mientras cada vez más ciudades adoptan flotas de autobuses eléctricos (Figura 34). En 2018, también fueron lanzados nuevos prototipos de camiones^{xiv} y barcos eléctricos. Incluso para el transporte aéreo fueron desarrollados prototipos de drones y pequeños aviones eléctricos.



Fuente: IEA – Global EV Outlook 2019 – Database.

Figura 34 – Evolución del stock de Autos Eléctricos.

2.4.3 Transporte por carretera

El transporte por carretera representa el 75% del uso de energía del sector, de los cuales dos tercios corresponden a vehículos de pasajeros y un tercio a vehículos de carga. En 2016, los biocombustibles representaron el 91% del uso de renovables para transporte terrestre. Uno de los grandes desarrollos en el sector durante 2018 ha sido el despliegue del auto eléctrico que alcanzó 5.1 mill. de unidades. (Más detalle en capítulo 4.2).

Si bien se identifican pocos casos de regulaciones que vinculen el transporte eléctrico directamente con el consumo de energías renovables, muchos países tienen objetivos independientes para ambos, lo que debería favorecer el mayor uso de renovables en el

sector. A fines de 2018, 19 países y varios gobiernos estatales y municipales anunciaron su intención de prohibir en un futuro el uso de vehículos con combustibles fósiles¹⁰.

El transporte público es una herramienta importante para reducir el uso de energía en el sector y permitir una mayor penetración de las renovables, a partir de la decisión de varios gobiernos locales de decarbonizar flotas, siempre y cuando la matriz eléctrica incorpore al menos en alguna proporción generación mediante renovables. En la medida que los precios bajan, cada vez más ciudades avanzan con flotas de buses eléctricos, aunque su uso no siempre está asociado a renovables.

Los vehículos de carga pesada constituyen la mayor fuente de crecimiento de demanda de petróleo mundial. A pesar de que solo representan un 25% del transporte de carga total, representan el 75% del consumo energético y de las emisiones de CO₂ del transporte de cargas. A medida que los vehículos de carga terrestre presentan mayor tamaño, más difícil es encontrar alternativas económicas al diésel. Mientras que ya existen camiones y buses híbridos económicamente viables, los equipos completamente eléctricos aún son costosos. Sin embargo, los fabricantes se están adaptando para lograr equipos que puedan operar en ciudades como Madrid, donde está prohibido el uso de camiones con motores de combustión interna.

2.4.4 Transporte en tren

Representa el 1.8% del uso de energía en transporte y es por lejos el sector más electrificado: el 75% del transporte de tren de pasajeros y 50% del de cargas son eléctricos. Un 9% de la electricidad para trenes provino de fuentes renovables en 2015 y otro 0.4% de su consumo energético provino de biocombustibles.

2.4.5 Transporte marítimo y aéreo

El transporte marítimo y aéreo dependen casi 100% de los combustibles fósiles. El transporte marítimo consume 10% de la energía del sector y es responsable del 2% de las emisiones de CO₂ globales totales: es la sexta mayor fuente de emisiones causadas

¹⁰ Los países incluyen Cabo Verde, Taipei, Costa Rica, Dinamarca, Eslovenia, Francia, Islandia, Irlanda, Israel, Japón, México, Nepal, Noruega, Países Bajos, Portugal, España, Reino Unido, Sri Lanka y Suecia. Algunos gobiernos estatales/municipales: incluyen Bruselas (Bélgica), British Columbia (Canadá), Roma (Italia), Madrid (España), Escocia(UK) y California (EEUU).

por el hombre a nivel global (800 mill. tn/año). En 2018, se adoptaron estándares de eficiencia energética para reducir las emisiones un 50% hacia 2050 (respecto al 2008).

La aviación, por su parte, representa el 11% del consumo de transporte y 2.5% de las emisiones del sector energético. Algunas compañías^{xv} anunciaron *targets* para su propia flota y están desarrollando aviones que funcionen 100% a base de biocombustibles. Sin embargo, aún persisten algunas limitaciones técnicas. Por otro lado, aunque el interés en la electrificación del sector aeronáutico está creciendo, al momento sólo se desarrollaron aviones pequeños de 1-12 pasajeros. Noruega anunció el objetivo de tener sus vuelos domésticos de corta distancia con flota eléctrica para 2040^{xvi}.

2.4.6 Emisiones

A pesar de la mejora en la eficiencia energética del sector, la demanda de energía para transporte se incrementó un 45% entre 2000 y 2017, debido al incremento del tamaño y la cantidad de vehículos; sumado a una mayor demanda para transporte aéreo y de cargas. Esto resultó en un aumento de las emisiones de CO₂ dado que el 96% del consumo para transporte es abastecido por hidrocarburos. En 2016, el sector representó un 23% de las emisiones asociadas al consumo energético. El 80% de los países reconocieron la importancia del transporte en mitigar las emisiones de CO₂, al incluir el transporte en su *NDC*¹¹ bajo en acuerdo de París. Por lo tanto, la electrificación del transporte puede ayudar a reducir dramáticamente las emisiones, en particular en países con alta participación de energías renovables en el sector eléctrico.

2.5 Energía térmica para calentamiento o refrigeración

La demanda global de energía térmica para el uso final de calentamiento o refrigeración representa el 50% del consumo total energético. La mayoría del consumo se da en forma de calor, aunque la refrigeración viene creciendo rápidamente los últimos años (4% anual vs. 1.8% para calentamiento), de la mano de la mejora de las condiciones de vida en países en desarrollo. El consumo del sector proviene fundamentalmente de combustibles fósiles y representa el 40% de las emisiones de CO₂ del sector energético.

¹¹ *NDC*, del inglés *Nationally Determined Contribution*, son las “promesas” que realizan los países respecto a acciones que van a llevar a cabo para contener el calentamiento global.

Las energías renovables abastecieron el 10% de la demanda del sector en 2016: 8% en forma directa a través de biomasa, solar térmica y geotérmica y aproximadamente 2% a través de electricidad proveniente de fuentes renovables. Sin embargo, su avance continúa siendo lento: creció un 5% entre 2013 y 2017, lo mismo que la demanda global de energía.

La demanda de energía térmica puede estudiarse en dos grandes sectores: el residencial y la industria; ambos consumen cantidades equivalentes de energía, aunque difieren en la participación de las energías renovables.

Para el consumo residencial, las renovables representan alrededor de un 9% del consumo final de calentamiento, la mayoría provisto por biomasa. Su uso es para temperaturas que rondan los 40-70 °C e incluye usos como la calefacción de ambientes y agua. La demanda puede abastecerse a través de fuentes renovables directas, como la solar térmica o el calor geotérmico; o a través de una red de distribución. Por otra parte, la energía eléctrica de fuentes renovables puede utilizarse para calentamiento o refrigeración.

En cuanto al sector industrial, las renovables abastecen un 11% de la demanda para calor. Las renovables presentan problemas técnicos para abastecer calor a muy altas temperaturas; sin embargo, la mitad de la demanda es menor a 200 °C, lo que abre posibilidades de mayor integración de las renovables al sector, mientras mejoran las tecnologías. Al igual que en el uso residencial, la biomasa representa la mayor fuente renovable de abastecimiento de energía térmica para la industria, representando un 7% de la demanda de calor. En algunas industrias las tecnologías han avanzado mucho; en particular se destacan la industria del papel (aquí abastecen el 30%) y la agricultura.

A pesar de que el sector representa un 50% de la demanda de energía total, las políticas de los gobiernos para incrementar el uso de renovables en el sector continúan siendo escasas: solo un 20% de los países tienen objetivos concretos para el sector. La competitividad de las renovables en el sector depende fuertemente de los precios locales de los combustibles y de la electricidad y de la calidad del servicio eléctrico del prestador.

Las energías renovables presentan diversas dificultades para crecer en el sector de energía térmica. Por lo general, el abastecimiento de calor está fuertemente focalizado, y es producido directamente en el punto de consumo. Por lo tanto, las compañías operan más bien localmente, sin existir una industria global, de modo que no existe información confiable consolidada a nivel global. También existen desafíos técnicos, dado que la energía térmica puede ser utilizada en un rango amplio de temperaturas y, en el caso específico del vapor de agua, presión, que complican sincronizar oferta y demanda. La demanda de calor suele estar dispersa en un número grande de sitios individuales y la infraestructura para transportar la energía térmica por lo general es costosa para construir, especialmente para cubrir largas distancias. A pesar de estos desafíos, los gobiernos son cada vez más conscientes de la necesidad de incrementar la participación de las renovables en el sector, aunque pocos pasos se han dado aún.

Considerando el crecimiento de las energías renovables para la generación de energía eléctrica, la electrificación del consumo de energía térmica surge como una alternativa importante para aumentar la eficiencia energética, reducir costos e incrementar el peso de las renovables en el sector.

Las bombas de calor son una de las alternativas para abastecer con energía eléctrica renovable la demanda térmica. La demanda global de bombas de calor para uso residencial continúa creciendo de la mano de China, Europa, Japón y EEUU. También está aumentando su uso en el sector industrial, a medida que la tecnología avanza y surgen nuevas aplicaciones.

Las redes municipales de calefacción son diseñadas en base a una combinación de fuentes de calor, incluyendo plantas de cogeneración, con calor residual y energías renovables. Aunque las redes municipales abastecen solo un 6-7% de la demanda de calor residencial, existen oportunidades para incrementar la participación de renovables en su abastecimiento. Actualmente, abastecen solo el 10% de la energía de las redes municipales, principalmente con biomasa. Si bien las redes no se han expandido mucho en los últimos años, las energías renovables han aumentado su participación en las

mismas. Algunos países alcanzaron altos niveles de penetración de abastecimiento de energías renovables en sus redes municipales: en 8 países ya superan el 40%¹².

¹² Noruega, Suecia, Lituania, Francia, Dinamarca, Suiza, Austria y Finlandia.

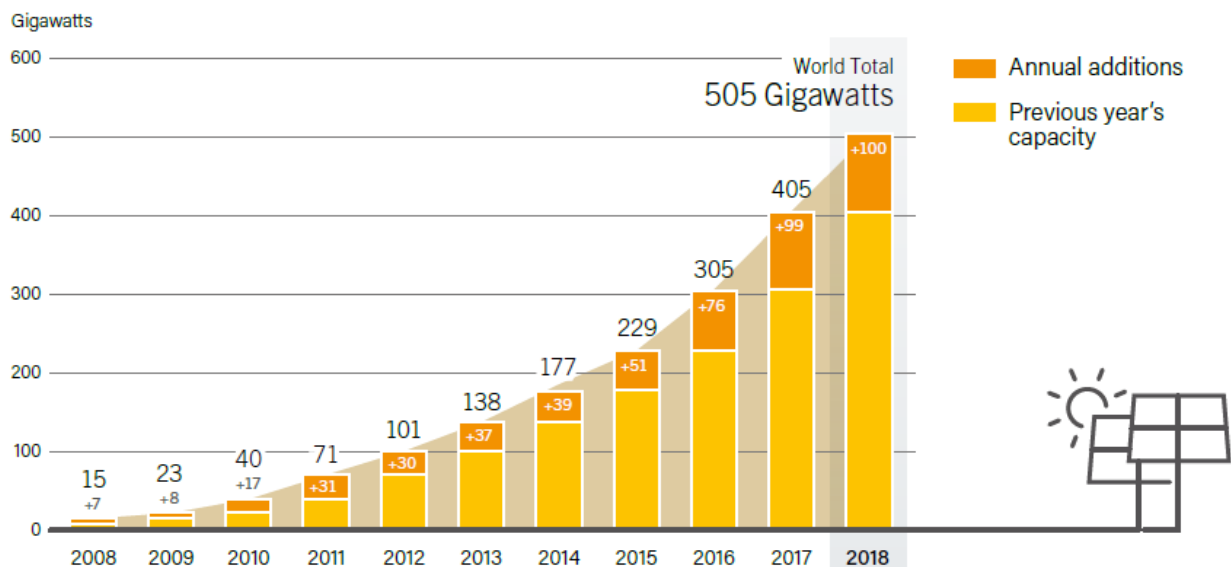
CAPÍTULO III: TECNOLOGÍAS EXPONENCIALES

En los últimos cinco años, dos tecnologías en particular se han expandido exponencialmente, comenzando a impactar en la industria energética global: la energía solar fotovoltaica y el automóvil eléctrico, ambos con fuerte impulso de China. Si bien su penetración e impacto en la demanda energética aún son relativamente bajos, de sostenerse una alta tasa de crecimiento durante los próximos años, tienen el potencial de transformar la industria energética global.

3.1 Solar Fotovoltaica

3.1.1 Evolución y mercado actual

Hace una década, la capacidad instalada de generación de energía eléctrica solar fotovoltaica era apenas 15 GW (Figura 35). En 2018, superó los 500 GW, incrementándose un 25% respecto al 2017. Se ha convertido en la tecnología energética de mayor crecimiento. Su demanda se está expandiendo globalmente a medida que se torna en la opción más competitiva de generación eléctrica en un número creciente países para usos domésticos y comerciales.



Fuente: REN21 – Renewables 2019 Global Status Report.

Figura 35 – Capacidad de Generación de Energía Solar

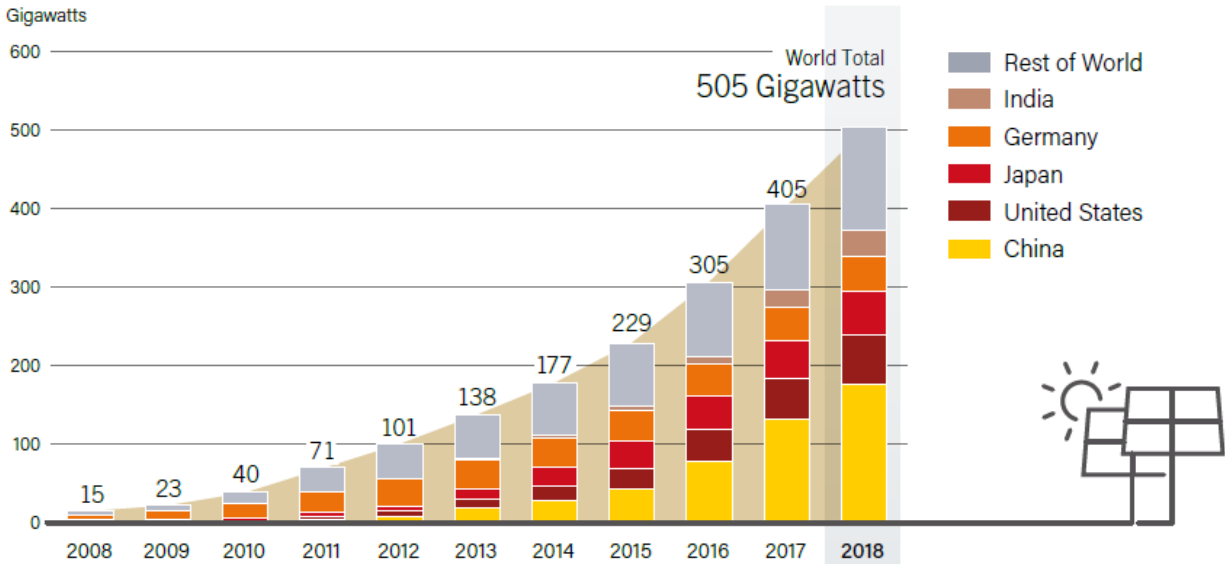
Si bien en la mayoría de los países la energía solar aún necesita de algún esquema de incentivos, el interés en sistemas puramente competitivos está incrementándose rápidamente. El desarrollo de instalaciones para el consumo propio continúa siendo uno de los *drivers* más importantes de demanda, aunque también está expandiéndose considerablemente el abastecimiento corporativo, en particular en EEUU y Europa. Industrias mineras y de manufactura avanzan en la instalación de plantas de energía eléctrica fotovoltaica para alimentar sus operaciones.

Durante 2018, la industria fotovoltaica atravesó un año crítico. China, que domina la producción y a la vez representa el mayor mercado mundial, inició un cambio de estrategia, para pasar del esquema previo donde se buscaba un rápido crecimiento dependiente de subsidios, a un esquema competitivo enfocado en buscar alta calidad y reducción de costos a través de mejoras tecnológicas. En la práctica, esto se manifestó a través de la decisión del Gobierno Chino, en mayo de 2018, de realizar una serie de cambios regulatorios (más detalles en apartado 4.1.3.1) para reducir los subsidios a la industria y así contraer la demanda doméstica^{xvii,xviii}.

Esto tuvo un gran impacto global, dado que los módulos chinos inundaron el mercado internacional, generando disputas comerciales que afectaron a productores en diversos países, en particular los nuevos proyectos en India y el crecimiento del mercado en USA. Estos dos países, que representan dos de los tres mercados más importantes, respondieron colocando tarifas a las importaciones chinas.

La sobreoferta deprimió los precios, pero a la vez permitió abrir nuevos mercados. Se alcanzaron licitaciones a precios mínimos históricos debido a la intensa competencia. Los fabricantes vieron sus márgenes acotados y hubo quienes debieron vender sin cubrir sus costos, lo que provocó una mayor consolidación en la industria^{xix}.

De todas maneras, la capacidad de producción global continuó creciendo. En 2018, la nueva capacidad instalada fue similar a la de 2017: una mayor demanda en los mercados emergentes y Europa, debido a las fuertes reducciones de precios, compensaron la contracción en China, debido a los cambios regulatorios impuestos a mitad de año (Figura 36).



Fuente: REN21 – Renewables 2019 Global Status Report.

Figura 36 – Capacidad de Generación de Energía Solar por país

Las mayores presiones competitivas trajeron inversiones en nuevas y más eficientes instalaciones de producción y mayores avances en la tecnología fotovoltaica, en particular en China. A fines de 2018, 32 países alcanzaron al menos 1 GW de generación fotovoltaica. Las compañías chinas, a pesar de la reducción de subsidios, continuaron incrementando capacidad durante 2018 y anunciaron planes de inversión para reducir costos mediante nuevas tecnologías.

Fuera de China nueva capacidad se instaló (o estaba siendo instalada) por compañías chinas en muchos países incluyendo India, Marruecos, Nigeria, Arabia Saudita, Sudáfrica, Sri Lanka y EEUU. Los productores no chinos, ante la dificultad para competir, comenzaron a diferenciarse en productos para mercados de nicho, tecnologías específicas y otros desarrollos.

China dominó la producción en 2018 por décimo año consecutivo. 7 de los 10 mayores productores son chinos: jinkoSolar, JA SolAr, Triana Solar, Longi Solar, Canadien Solar (China/cañada), Hanwha Q-Celss (Corea), Rosenda energy, GCL-SI, Talesun y First Solar (USA). Estos 10 productores abastecen el 60% de la producción.

Aún hay desafíos por resolver para que la energía solar se convierta en una fuente importante de abastecimiento de electricidad a nivel global, incluyendo la inestabilidad regulatoria en muchos países, desafíos de financiamiento, y la necesidad de integrarla

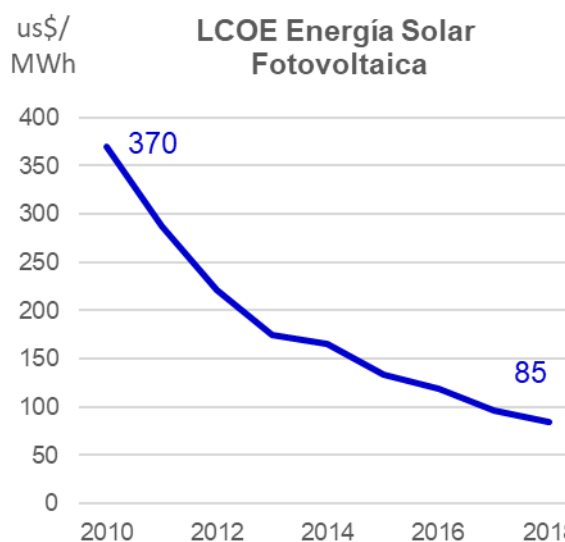
en los mercados y sistemas eléctricos de manera sustentable. De todas formas, la energía solar ya está jugando un rol clave en muchos países. En 2018, en el mundo ya había capacidad instalada para producir 640 TWh.

De la mano de los nuevos grandes proyectos, está creciendo la preocupación por el potencial impacto ambiental, por la disposición final de los módulos fotovoltaicos al finalizar su vida útil y por el uso de terrenos cultivables. Por este último motivo, está aumentando el interés por los sistemas flotantes (ver apartado 4.1.4). Los sistemas híbridos solar-hidroeléctrico, en etapas incipientes, proveen beneficios mutuos y ya han sido probados a escala.

3.1.2 Costos

De todas las energías renovables, la energía solar es la que ha experimentado la más rápida reducción de costos (Figura 37). En 2018, el promedio ponderado global del LCOE de los grandes proyectos de generación solar fotovoltaica alcanzó 85 us\$/MWh, un nivel cuatro veces menor que el de principios de década, e incluso un 13% menos que en 2017. Si bien el 90% de los proyectos se ubicaron entre 58 y 219 us\$/MWh, algunos de ellos alcanzaron un LCOE de entre 40 y 50 us\$/MWh.

Observando los principales mercados, todos han alcanzado bajas sustanciales en los costos de generación (Figura 38). Destacan los proyectos en China e India con valores que ya promedian los 60-70 us\$/MWh.



Fuente: © IRENA - Renewable Power Generation Costs Report 2018.

Figura 37 – Evolución de costos de Energía Solar

Costo de Generación* Fotovoltaica por país

[us\$/MWh]	2010	2015	2017	2018
China	296	108	83	66
EEUU	197	143	99	81
Japón	603	178	154	153
Alemania	327	128	111	112
India	299	114	79	62
Mundo	370	133	97	85

* LCOE: excluye subsidios y beneficios financieros.

Tasa de descuento implícitas: OECD 7.5%;

Non-OECD 10%. Fuente: © IRENA - Renewable Power Generation Costs Report 2018.

Figura 38 – Costos de Energía Solar por país

A fines de 2018, en algunos países el LCOE de las plantas en operación ya estaba a niveles cercanos o por debajo del precio *retail* de la electricidad y en ciertos casos aún por debajo de los precios mayoristas. Algunas licitaciones alcanzaron precios cercanos a 20 us\$/MWh. En Brasil, India y Egipto, se lograron licitaciones debajo de 30 us\$/MWh. Arabia Saudita anunció una licitación a 23 us\$/MWh y Dubai un *PPA*¹³ a 24 us\$/MWh. Alemania por primera vez obtuvo licitaciones por debajo de la energía eólica, con ofertas de 45 us\$/MWh. EEUU alcanzó el récord de 24 us\$/MWh; y solar más almacenamiento de 36 us\$/MWh. Hay quienes consideran que tarifas de 20 us\$/MWh ya es un *new normal* de la industria en condiciones ideales, aunque el LCOE promedio continúa siendo más elevado. En líneas generales, las licitaciones generaron un cambio en muchos países hacia una estrategia orientada al mercado y a nuevos modelos de negocio.

El componente más importante del costo de instalación de un proyecto de escala de generación solar está dado por el precio de los módulos fotovoltaicos (Figura 39).

Apertura Costo de Instalación Energía Solar Fotovoltaica - Principales Mercados (2018)

[us\$/KW]	India	China	Alemania	EEUU	Japón
Módulos	309	288	471	403	527
Invertidores	55	47	68	81	329
Hardware	166	123	252	362	306
Instalación	76	160	138	384	703
Margen	33	98	125	189	99
Otros*	125	128	18	99	132
Total	765	845	1,071	1,517	2,096

*Incluye, entre otros, costos de financiamiento, diseño, permisos, comercialización.

Fuente: © IRENA - Renewable Power Generation Costs Report 2018.

Figura 39 – Detalle costos Energía Solar por rubro.

Estos representan actualmente entre el 20 y el 40% del costo total. Es en este rubro, donde se han venido alcanzando las mayores reducciones de costos permitiendo que la energía solar se vuelva cada vez más competitiva. En apenas 5 años, los precios se han

¹³ *PPA*: del inglés, *Power Purchase Agreement*. Es un contrato entre una agencia gubernamental y una compañía privada, por el cual la compañía se compromete a producir electricidad por un período largo de tiempo, por lo general entre 15 y 25 años,

reducido entre un 30-60% en los principales mercados (Figura 40). En particular, solo en el año 2018, los módulos de silicio cristalino cayeron un 29%, debido a la intensa competencia, mayores eficiencias y mejoras productivas que redujeron los costos de fabricación y la necesidad de materias primas. Esto implica una baja del 12% en el costo de instalación de 1 MW de energía solar.

También los costos se han reducido por el incremento del factor de capacidad de los proyectos, que pasaron de promediar 14% en 2010, a 18% en 2018 (Figura 41). Esto se debe principalmente a tres motivos: *i)* una tendencia a mayores proyectos en zonas con mejores niveles de radiación solar; *ii)* mayor uso de sistemas de seguimiento y, *iii)* mejoras en la *performance* de los sistemas que permiten reducir las pérdidas de energía, por ejemplo, mediante la mejora en la eficiencia de los inversores.

3.1.3 Principales mercados

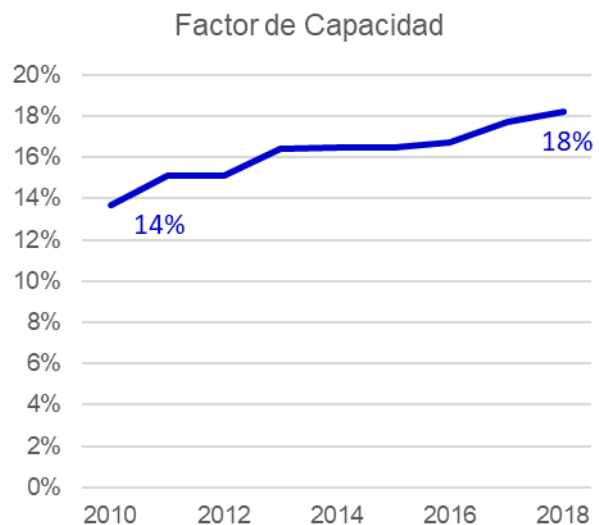
Lo países con mayor capacidad instalada son China, EEUU, Japón Alemania e India. En 2018, en particular, 5 países representaron el 75% de la nueva capacidad: China, India, EEUU, Japón y Australia (Figura 42).

Evolución de precios promedio de módulos fotovoltaicos en los principales mercados

[USD/W]	2013	2018	18 vs. '13
China	737	288	-61%
India	715	309	-57%
EEUU	813	403	-50%
Alemania	715	470	-34%
Japón	932	526	-44%

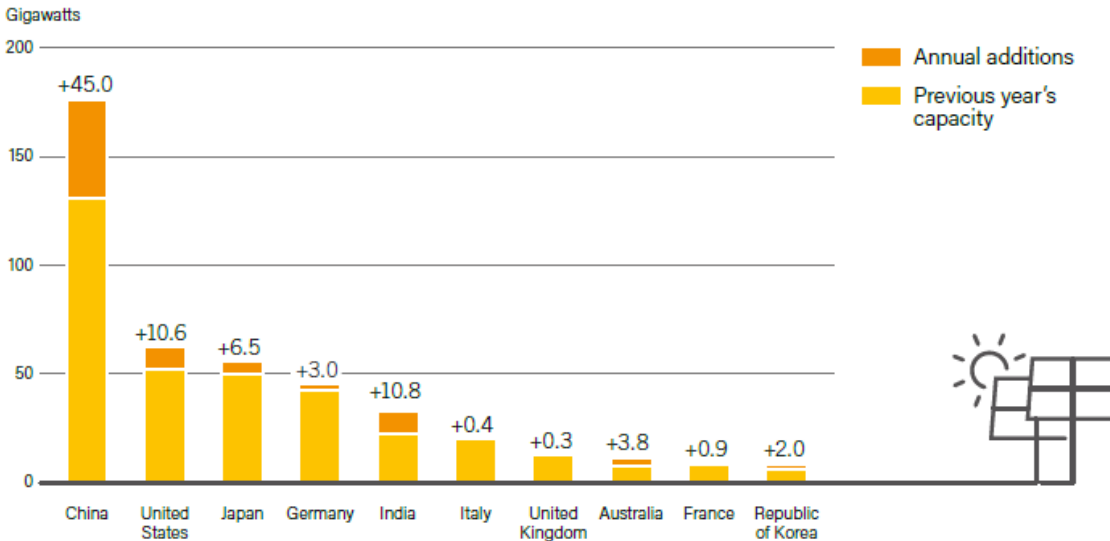
Fuente: © IRENA - Renewable Power Generation Costs Report 2018.

Figura 40 – Precios Módulos Fotovoltaicos por mercado.



Fuente: © IRENA - Renewable Power Generation Costs Report 2018.

Figura 41 – Factor de Capacidad Energí Solar



Fuente: REN21 – Renewables 2019 Global Status Report.

Figura 42 – Capacidad de Generación solar – Principales mercados.

3.1.3.1 China

En 2018, el mercado chino se contrajo por primera vez desde 2014. Si bien cayó un 15% respecto a 2017, su mercado fue mucho mayor al esperado, considerando la reducción de subsidios establecida por el Gobierno en mayo de 2018. Estos cambios de políticas implicaron:

- reducción del pago del *FIT* (*feed in tariff*¹⁵) para generación de energía solar;
- tope a los proyectos distribuidos¹⁶ de 10 MW para 2018;
- freno a la aprobación de los grandes proyectos subsidiados, aboliendo el objetivo de 13.9 GW para 2018, y determinando que deben ir a licitación y competir por precio;
- traslado de la aprobación de los proyectos a los gobiernos locales.

¹⁵ Las *FIT* son un mecanismo diseñado para acelerar la inversión en energías renovables al ofrecer a los productores de energías renovables contratos largo plazo. El objetivo es ofrecer compensaciones basadas en los costos de producción, para así lograr certidumbre de precios y márgenes a largo plazo que ayuden a financiar las inversiones.

¹⁶ Los proyectos distribuidos son aquellos de pequeñas instalaciones de pequeña capacidad de generación que se ubican cercanos al punto de consumo conectadas a los sistemas de distribución eléctricos.

Estos cambios estuvieron motivados por el alto *backlog* de pagos¹⁷ de las *FIT*, un creciente déficit en el fondo nacional chino para energías renovables, y la preocupación del gobierno por el crecimiento descontrolado de la industria.

De todas formas, en 2018 China alcanzó el segundo año con mayor demanda histórica: 45 GW de nueva capacidad, cuatro veces superior a EEUU, el siguiente mercado por tamaño. A fin de año, la capacidad de generación acumulada alcanzó 176 GW, muy por arriba del objetivo delimitado por el gobierno en 2016 que consistía en alcanzar los 105 GW hacia 2020.

En 2018, el 53% de las nuevas instalaciones fueron en grandes plantas de generación (71% acumulado). Los proyectos descentralizados crecieron en capacidad y participación respecto a 2017. El *curtailment*¹⁸ de la energía fotovoltaica en China se redujo de 6 a 3% en 2018. Esto, sumado a la mayor capacidad, colaboraron para el incremento de 50% en el *output* que alcanzó 177.5 TWh. Como resultado el *share* de la energía solar fotovoltaica en la generación eléctrica del país creció a 2.6% (vs. 1.9% en 2017).

La producción de celdas, por otro lado, se incrementó un 21% en 2018, alcanzando 87 GW, mientras que la de módulos creció 14 % hasta 88 GW.

3.1.3.2 EEUU

EEUU. agregó 10.6 GW en 2018, alcanzando 62.4 GW. California lideró con 3.4 GW y se convirtió en el primer estado en obligar instalaciones solares en la mayoría de los nuevos hogares a partir 2020.

Como respuesta a la baja de precios internacionales, EEUU. impuso tarifas a prácticamente todos los orígenes. Los precios domésticos subieron tornando la producción doméstica rentable, lo que trajo nueva capacidad.

Sin embargo, la demanda se contrajo levemente (-2% vs. 2017). El mercado residencial creció 7%, liderado por nuevos estados, mientras que el no residencial cayó un 8%. Las

¹⁷ Pagos pendientes/retrasados.

¹⁸ El *curtailment* es pérdida de energía. Es una reducción de la producción por debajo de lo que podría haberse producido debido a restricciones de transmisión, o intencional con el fin de equilibrar la oferta y la demanda de energía.

grandes plantas de generación solar cayeron un 3% principalmente debido a las tarifas *antidumping* impuestas a las celdas solares y módulos importados, situación que llevó a cancelaciones y retrasos de proyectos. Sin embargo, las tarifas fueron en parte compensadas por la caída de precios, en un mercado global sobre-ofertado tras las medidas chinas.

En 2018, algunos proyectos ya incluían la generación de energía solar más el almacenamiento. En algunas regiones, gracias a los créditos fiscales, estos proyectos se tornaron más económicos que nuevas plantas a gas. El interés en estos sistemas también está creciendo en el mercado residencial.

3.1.3.3 Japón

El mercado japonés se contrajo en 2018 por tercer año consecutivo (-13%) a 6.5 GW, alcanzando una capacidad total de 56 GW. El mercado continuó afectado por los altos precios de generación solar (se ubican entre los más altos del mundo), los altos costos laborales y la escasez de terrenos. De todas formas, los proyectos continuaron expandiéndose generando conflictos por el impacto visual y al entorno natural. En 2018, el 6.5% de la generación eléctrica provino de energía solar (vs. 5.7 en 2017).

3.1.3.4 Alemania

Alemania representa el mercado más grande dentro de la UE. En 2018, creció un 7% respecto a 2017, agregando 3 GW, llevando la capacidad total a 45.3 GW. Más del 50% de las nuevas instalaciones incluyeron almacenamiento. La producción de electricidad solar aumento un 17% respecto a 2017, alcanzando un 7.7 % de la generación total.

3.1.3.5 India

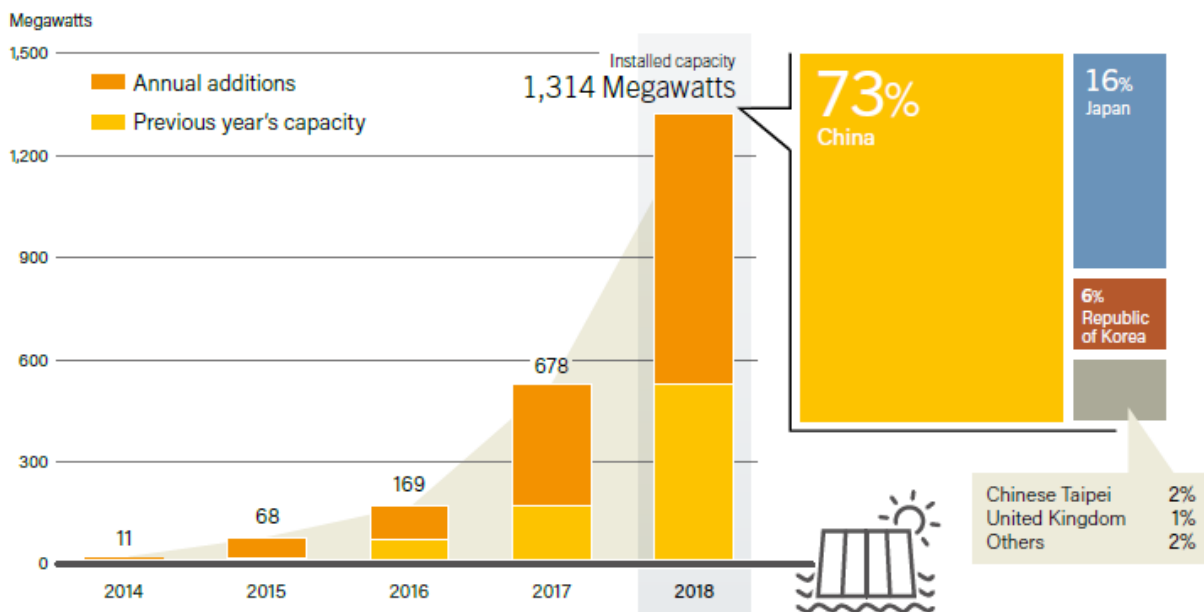
India representó en 2018 el segundo mercado mundial al agregar 10.8 GW, para alcanzar una capacidad total de 32.9 GW. India también impuso medidas de salvaguardia de 25% China y Malasia (85% de las importaciones), como respuesta a la baja de precios internacionales. Los desarrolladores indios respondieron frenando proyectos o importando de otros países (Singapur, Tailandia, Vietnam). Sin embargo, esto también implicó un crecimiento en la capacidad de producción doméstica.

Las nuevas instalaciones de energía solar cayeron por primera vez desde 2014, debido a problemas de transmisión, las tarifas de salvaguardia a China y Malasia, fallas en el esquema de licitaciones e incertidumbre en el impuesto a bienes y servicios. Todo esto afectó a las instalaciones de gran escala.

Las inversiones en el sector cayeron 27%, por menores instalaciones y menores costos. De todas formas, la energía solar fotovoltaica fue por segundo año consecutivo la mayor fuente de nueva capacidad de generación y por primera vez superó el 50% de la nueva capacidad de generación eléctrica instalada en el país. El objetivo del estado nacional es alcanzar 100 GW en 2022.

3.1.4 Fotovoltaica flotante

El número de proyectos de generación solar fotovoltaica flotante está creciendo exponencialmente debido al interés de países con escasez de tierras disponibles para el desarrollo de energía solar y gracias a los grandes proyectos en China (Figura 43). En 2018, la capacidad se duplicó. Los primeros proyectos comenzaron en 2007-2008, y hoy ya alcanzaron la marca de 1,314 MW de capacidad instalada. Si bien existen sistemas en 29 países, China representa el 75% de la capacidad instalada.



Fuente: REN21 – Renewables 2019 Global Status Report.

Figura 43 – Capacidad de Generación Solar Fotovoltaica Flotante.

Los beneficios incluyen además del no uso tierras, un mejor rendimiento, la eliminación de la necesidad de preparar el terreno, un mayor *output* (efecto refrigerante del agua y menos polvillo en los paneles), y el uso de la infraestructura de transmisión existente en terminales hidroeléctricas, dado que se abren oportunidades para combinar la generación solar con centrales hidroeléctricas.

El LCOE de los sistemas flotantes no difiere mucho de los tradicionales. Si bien la inversión es mayor, el rendimiento esperado es un 5% superior (10-15% en climas cálidos). Incluso, los costos de capital deberían reducirse por economías de escala cuando el mercado se expanda.

3.2 Automóvil Eléctrico

El despliegue del vehículo eléctrico (*EV* del inglés “*Electric Vehicle*”) está asociado a su capacidad para aportar beneficios desde el punto de vista ambiental, social y de salud pública. Entre sus beneficios se encuentra:

- Eficiencia energética: el *EV* es entre tres y cinco veces más eficiente en cuanto a consumo energético, que los vehículos con motores de combustión interna;
- Seguridad energética: reduce la independencia de muchos países a sus importaciones de petróleo, mientras que la electricidad puede producirse localmente desde distintas fuentes alternativas;
- Menor contaminación del aire: al no tener emisiones de escape, reduce la contaminación, lo cual es particularmente importante en zonas urbanas;
- Menos emisiones de gases de efecto invernadero (*GHG*; en inglés *greenhouse emissions*): si la movilidad eléctrica es acompañada por generación desde fuentes que no provengan de combustibles fósiles, puede generar importantes reducciones en las emisiones de *GHG*.
- Reducción del ruido: los *EV* son más silenciosos que los vehículos tradicionales, mejorando la calidad de vida mediante una menor contaminación sonora.

3.2.1 Evolución y mercado actual

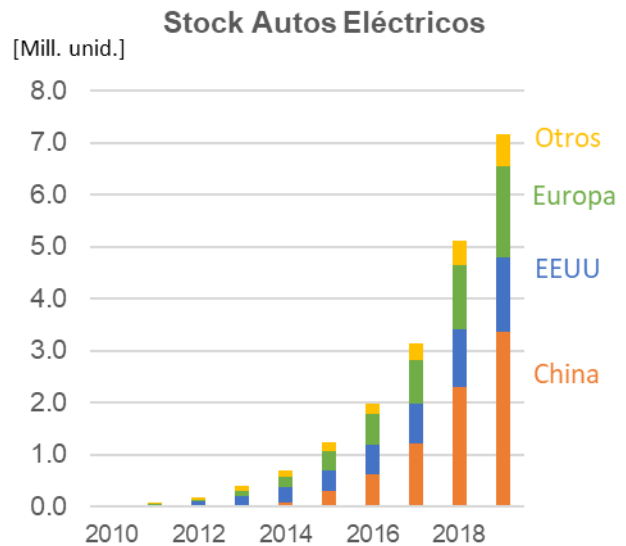
Desde principios de la última década, el automóvil eléctrico pasó de ser prácticamente inexistente, con un parque menor a 20,000 unidades en todo el mundo, a superar los 7 mill. en 2019 (Figura 44).

En 2010, tan solo 5 países contaban con flotas mayores a 1,000 unidades: China, Japón; Noruega; Gran Bretaña y EEUU. A mediados de esta década, China comenzó a dar un fuerte impulso a su desarrollo, consolidándose como el país líder a partir

de 2016 y representando actualmente cerca del 50% de la flota total en circulación. Mientras que en muchos países la transición hacia la movilidad eléctrica está aún en etapas iniciales, en algunos de los mercados más grandes, el automóvil eléctrico ya se está expandiendo rápidamente. Hoy en día, ya nueve países superan flotas de 100,000 unidades.

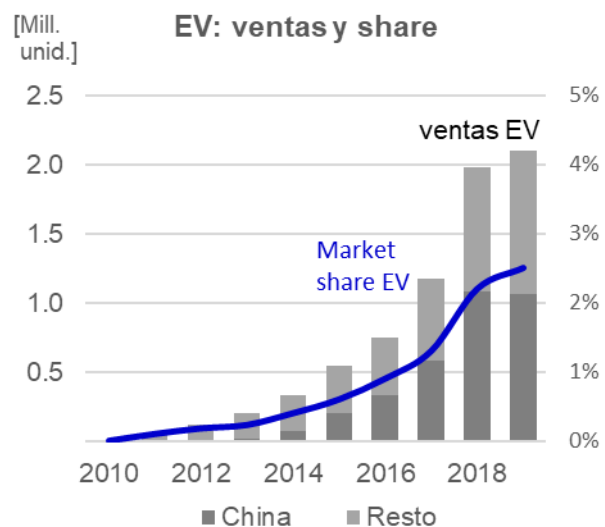
Los costos de las baterías y de los vehículos eléctricos se están reduciendo y en muchos sitios ya se está construyendo la infraestructura necesaria para su desarrollo. También se está ampliando la cantidad de modelos, a medida que las distintas compañías automotrices tradicionales anuncian sus propios desarrollos de automóviles eléctricos.

Las ventas de autos eléctricos se han incrementado a una tasa anual de 60% entre 2013 y 2018, reduciendo su



Fuente: IEA - Global EV Outlook 2020

Figura 44 – Stock Automóviles Eléctricos por región



Fuentes: IEA - Global EV Outlook 2020.
www.ev-volumes.com

Figura 45 – Ventas y market share de EV

crecimiento a un moderado 6% en 2019 (Figura 45). El *market share* de los autos eléctricos, sobre el total de nuevos automóviles registrados ya se ubica cercano al 3% a nivel global (2019). Al menos 20 países ya han alcanzado *shares* superiores al 1%. A pesar del fuerte crecimiento de las ventas, el número total de autos eléctricos aún se ubica por debajo del 1% del total de automóviles en circulación.

Los *targets* ambiciosos anunciados por numerosos países han sido fundamentales para estimular el despliegue del *EV*. En 2019, se ha dado un cambio importante desde políticas que previamente se basaban en subsidios directos a la industria, hacia medidas más estructurales como objetivos específicos de vehículos sin emisiones y estándares de eficiencia en el consumo de combustibles. Estas medidas establecen mensajes claros de largo plazo para la industria automotriz y los consumidores, y permiten una transición económicamente sustentable. Sin embargo, para acelerar el despliegue, aún son necesarias políticas públicas que reduzcan la brecha de costos, fomenten el desarrollo de la infraestructura necesaria y aseguren la adecuada integración entre la demanda de carga de los *EV* y los sistemas eléctricos existentes.

En paralelo, las preferencias de los consumidores están modificándose. A nivel global, el porcentaje de consumidores que consideraría que su próxima compra de automóvil sea un *EV* está en aumento. En EEUU, entre un 10-30%; en Europa, 40-60%; mientras que en China alcanza un 70% en gran parte debido a los fuertes incentivos gubernamentales. Esta tendencia es aún más pronunciada en los menores de 50 años que habitan en zonas urbanas^{xx}.

3.2.2 Automóvil eléctrico por región

El 90% del mercado del automóvil eléctrico está conformado por 10 países (Figura 46). China, representa el 50% del mercado. Si bien las unidades vendidas descendieron levemente en 2019, la penetración sobre las ventas totales de automóviles continúa creciendo y se acerca al 5%. EEUU, seis países de Europa, Canadá y Japón explican el siguiente 40%. Noruega, destaca por ser el país con mayor penetración del EV: su participación en las ventas ya superó el 50% en 2019. También se destacan Países Bajos y Suecia, ambos con niveles superiores al 10%, e Islandia, con 22%, pero en términos absolutos con un parque más limitado.

Globalmente, 3 motivos explican el menor crecimiento de las ventas de autos eléctricos en 2019:

- i) Contracción del mercado automotriz: las ventas totales de automóviles se contrajeron globalmente, en particular en los países que han liderado crecimiento económico los últimos años (China e India);
- ii) Reducción de subsidios en mercados claves: en China en 2019 se redujeron un 50% los subsidios, mientras que en EEUU finalizó el programa de créditos fiscales para las principales empresas automotrices (General Motors, Tesla);
- iii) Expectativas por parte de los consumidores de mejoras en futuros modelos: las compañías anunciaron el lanzamiento de más de 200 nuevos modelos durante los próximos cinco años, por lo que muchos consumidores estarían aguardando para adquirir el último y mejor modelo.

Top Ten - Ventas Autos Eléctricos

	Ventas			Market Share		
	2015	2018	2019	2015	2018	2019
China	207	1,081	1,060	1.0%	4.6%	4.9%
EEUU	114	361	327	0.7%	2.3%	2.1%
Alemania	23	68	109	0.7%	2.0%	3.0%
Noruega	34	73	80	21%	49%	56%
Reino Unido	29	50	75	1.1%	1.9%	2.8%
Países Bajos	44	28	68	10%	6%	15%
Francia	23	47	61	1.2%	2.2%	2.8%
Canadá	7	44	51	0.4%	2.6%	3.0%
Suecia	9	29	41	2.4%	7.0%	11%
Japón	25	50	39	0.6%	1.1%	0.9%
Mundo	547	1,980	2,102	0.6%	2.2%	2.6%

Fuentes: IEA - Global EV Outlook 2020.

www.ev-volumes.com.

Figura 46 – Ventas EV – Principales países

3.2.3 Players de la industria

Las compañías líderes en la venta de automóviles eléctricos (Figura 47) han sido tanto nuevas y emblemáticas compañías (Tesla), como históricos productores del sector automotriz (Nissan, BMW, entre otros). A su vez, entre las principales 10 compañías a nivel global, se encuentran 5 compañías chinas. En agosto de 2018, 47 plantas

Top 10 - Ventas por compañía [miles de unid.]

	Origen	2015	2016	2017	2018	2019
Tesla	EEUU	50	74	94	238	361
BYD	China	62	100	115	216	219
BAIC	China	17	42	97	161	158
SAIC	China	11	17	53	108	126
BMW	Alemania	31	51	80	102	115
VW	Alemania	58	58	62	65	93
Hyundai	Corea	8	17	37	67	91
Nissan	Japón	44	48	46	92	73
Geely	China	10	32	40	70	65
JAC	China	10	15	26	47	58

Fuente: <https://www.zsw-bw.de/en/media-center/data-service.html#c6700>

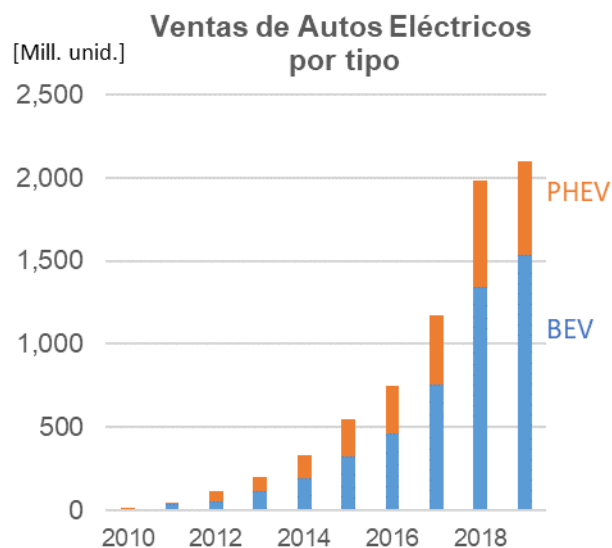
Figura 47 – Ventas EV por fabricante

estaban produciendo o planificando producir EVs en China, comparadas con 39 plantas en el resto del mundo. Automotrices históricas, como VW, Daimler, Nissan y Volvo han anunciado planes agresivos para electrificar sus vehículos en la próxima década.

3.2.4 Automóvil eléctrico por tipo

Principalmente, existen dos tipos de vehículos eléctricos (Figura 48):

- Vehículos eléctricos a Batería (BEV): son aquellos completamente eléctricos, que poseen baterías recargables a través de fuentes externas y no tienen motor de combustión interna.
- Vehículos Eléctricos Híbridos *Plug-in* (PHEV): además de poseer batería eléctrica, tienen motor de combustión interna y un tanque de combustible. De este modo, en ausencia de una red ampliamente desarrollada de estaciones de carga rápida, representan una ventaja para el usuario final respecto a los BEVs.



Fuente: IEA - Global EV Outlook 2020

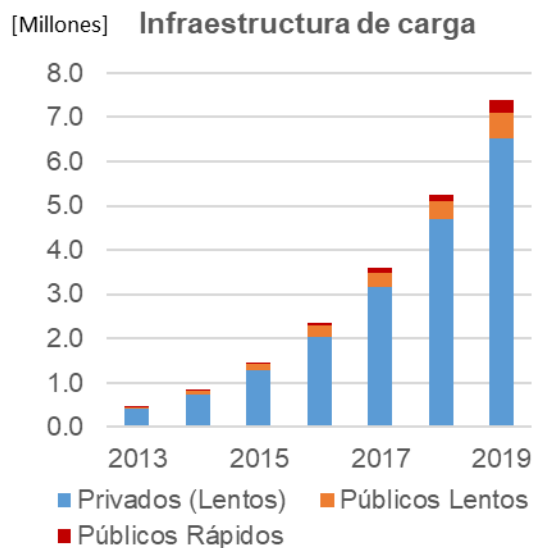
Figura 48 – Ventas EV por tipo

La participación de los *BEVs* en las ventas de automóviles eléctricos se viene incrementando consistentemente en los últimos años: pasó de un 50% en 2012 a un 75% en 2019, principalmente debido al fuerte crecimiento de China, donde predominan los *BEVs*. De todas formas, en 2019 la mayor parte de los países se dio una baja en la participación de los *PHEV* dentro de los vehículos eléctricos. En EEUU, el *share* de *PHEV* se redujo en 2019 (26% vs. 24% en 2018). En Europa, si bien continúa siendo un mercado donde predominan los *PHEV* (76% en Finlandia; 61% en Suecia y 49% en UK), también se observó la misma tendencia. A nivel global, las ventas de *BEV* crecieron un 14% en 2019, mientras que las de *PHEV* cayeron un 10%.

3.2.5 Infraestructura de carga

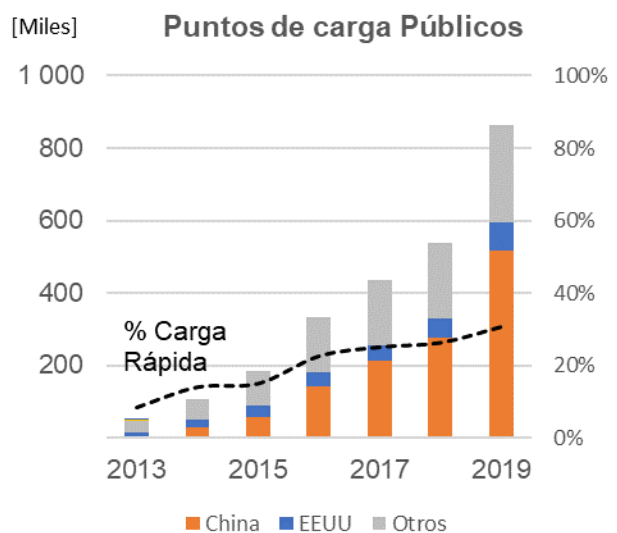
La infraestructura de carga se expande rápidamente (Figura 49). Durante 2019, creció un 40% (vs. 2018) alcanzando los 7.4 mill. de cargadores a nivel mundial. El 90% corresponde a cargadores privados, que son aquellos de baja velocidad de carga utilizados en hogares, condominios (donde los comparten distintas viviendas), o lugares de trabajo. La comodidad y la conveniencia por costos, son *drivers* importantes para fomentar la expansión de la red privada, así como las políticas de incentivos: tasas subsidiadas, incentivos a la adquisición de cargadores, etc.

En paralelo, un punto importante para fomentar y acompañar el despliegue del automóvil eléctrico en sus etapas iniciales, ha sido y continúa siendo en los mercados



Fuente: IEA - Global EV Outlook 2020

Figura 49 – Infraestructura de carga de EV.



Fuente: IEA - Global EV Outlook 2020

Figura 50 – Infraestructura de carga pública.

incipientes, la infraestructura de carga pública (Figura 50). Los puntos públicos han venido creciendo constantemente los últimos años, destacándose la fuerte inversión en China. En 2019, el número de cargadores públicos aumentó más que el incremento de la flota de autos eléctricos. Actualmente, ya se superaron los 800,000 puntos de carga públicos a nivel global, de los cuales el 60% se ubica en China, país donde en 2019, los puntos casi se duplicaron en un solo año. Además, también viene aumentando la velocidad de los puntos de carga públicos: en 2019, más del 30% corresponden a puntos de carga rápidos, lo que mejora drásticamente la experiencia del cliente.

Desde la perspectiva de la velocidad de carga, existen 3 tipos de cargadores (Figura 51): Nivel 1, Nivel 2 y Nivel 3 o *DC fast chargers* (carga rápida). Los de Nivel 1, representan la mayor cantidad de los cargadores totales dado que se

Tipos de Cargador	Tiempo de Carga	Km Aprox.
Nivel 1	8 hs	120-130
Nivel 2	4 hs	120-130
<i>DC Fast Chargers</i>	0.5 hs	140-150

Figura 51 – Tipos de Cargadores.

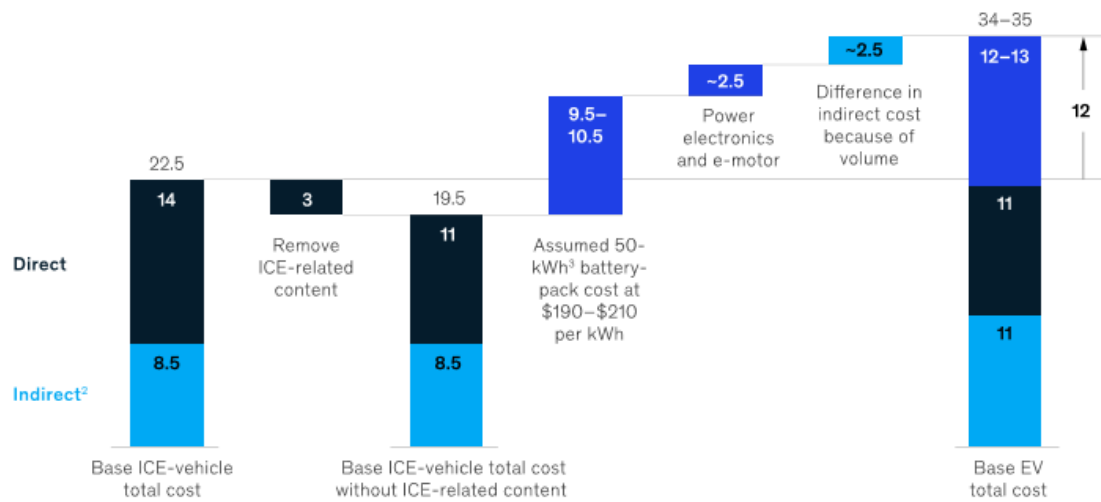
utilizan para cargar en los hogares con la corriente de red, y requieren 8 horas de carga. Los cargadores de nivel 2, requieren una estación especializada y son los que típicamente se encuentran en las estaciones públicas, con un tiempo de carga de 4 horas. Los *DC fast chargers* son la opción más rápida del mercado, y permiten una carga completa en apenas 30 minutos.

3.2.6 Costos

Por el momento, los automóviles eléctricos tienen un costo de adquisición mayor al de los autos tradicionales con motores de combustión interna. Sin embargo, la principal ventaja económica radica en menores costos de operación, dado que requieren menores gastos de mantenimiento y, por lo general, menores precios de alimentación, dependiendo de los precios relativos de combustibles y electricidad.

McKinsey estima (Figura 52) que en 2019, existía una brecha de 50% entre el costo de un auto eléctrico y un automóvil comparable de combustión interna (34,000 vs. 22,000 us\$)^{xxi}. Con estos niveles de costos, las compañías generalmente no alcanzan a cubrir este diferencial de costo mediante el *pricing*, lo que justifica que aún existan pocos modelos *premium*, que incluso no son económicamente rentables.

Cost walk of ICE¹ to electric-vehicle (EV) C-Car in 2019,
estimated average per vehicle, \$ thousand



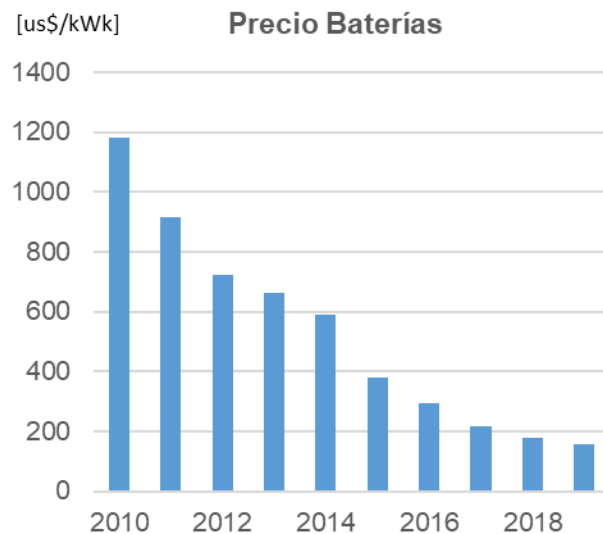
¹Internal combustion engine.
²Includes average incentive cost of \$2,000.
³Kilowatt-hour; includes battery-management system.
 Source: Industry experts; UBS; McKinsey analysis

**McKinsey
& Company**

Figura 52 – Costo Vehículo ICE vs. EV.

En los próximos años (2024-2025), a medida que los precios de las baterías continúen descendiendo, se alcanzaría, según McKinsey, el *breakeven point* entre ambos (Ver apartado 5.3.7). Mientras tanto, las automotrices continúan avanzando en el desarrollo de EV, en parte porque tienen pocas alternativas frente a cada vez más estrictas regulaciones respecto a las emisiones y a la eficiencia en consumo de combustibles.

La batería es el componente más relevante costos de un EV y sus precios han descendido enormemente los últimos años (Figura 53), acompañando la creciente demanda de artículos electrónicos. En 2019, el precio promedio alcanzó 156 us\$/kWh, mientras que en



Fuente: BloombergNEF
 Figura 53 – Evolución precio de baterías.

2010 su valor se ubicaba por sobre los 1100 us\$/kWh. Esta baja a permitido que se achique la brecha de costos entre el *EV* y el automóvil a combustión interna.

La capacidad promedio de las baterías también se viene incrementando: en 2019 alcanzó 44 kWh (vs. 37 en 2018). La suba se explica por dos motivos: los *BEVs* alcanzan cada vez rangos mayores (50-70 kWh) y son cada vez más demandados *versus* los *PHEVs* que, por sus características y prestaciones, poseen baterías más pequeñas.

3.2.7 Regulaciones

Los gobiernos introdujeron políticas agresivas para apoyar el nacimiento de la industria del *EV*. El foco inicial estuvo puesto en la adopción temprana, y consistió fundamentalmente en remover las barreras de entrada debido, principalmente, al alto costo de adquisición respecto a los vehículos convencionales y a la infraestructura de carga. Para ello se establecieron incentivos a la compra de *EVs*, se instalaron cargadores públicos y se desarrollaron distintos programas de incorporación de transporte público eléctrico en distintas ciudades. También beneficios impositivos a favor de los vehículos con menores emisiones.

En los años recientes, muchas políticas han comenzado a cambiar, orientándose más a señales regulatorias de largo plazo. Estas incluyen:

- *Zero Emission Vehicle Mandate (ZEV)* en California y otros estados de EEUU,
- *New Energy Vehicle Mandate* en China.

Estas medidas tienen objetivos concretos para los años 2030 o 2040. A estas se suman en Europa las regulaciones de eficiencia de combustibles y de emisiones de CO₂ que también fomentan la electrificación de los vehículos. En 2019, estas regulaciones cubrían el 60% del mercado automotor global. Adicionalmente, 17 países anunciaron objetivos de 100% de *EV* para 2050. Muchas ciudades en el mundo apuntan a prohibir los vehículos a base de hidrocarburos.

CAPITULO IV: PERSPECTIVAS DE LARGO PLAZO

A largo plazo, la expansión de las energías renovables y del automóvil eléctrico, en un contexto de mayor conciencia social sobre el cuidado de medio ambiente y mayores restricciones al uso de hidrocarburos, limitarían el crecimiento de la demanda de petróleo y gas. Los analistas del mercado energético son cada vez son más pesimistas respecto al futuro de la industria O&G, vislumbrando cada año una transición más rápida hacia un mundo “decarbonizado”. El reciente impacto del Covid-19 en la demanda de petróleo, precipita una visión más conservadora, en particular para el petróleo, con algunos analistas que consideran que el pico histórico de su consumo podría haber sido alcanzado en 2019.

Gran parte de la comunidad económica, agencias de energía y participantes de la industria energética coinciden en que el mercado energético está transitando la fase inicial de una profunda transformación. La incipiente transición se daría desde un sistema actual en el que predominan los combustibles fósiles generadores de altos niveles de emisiones de CO₂, hacia una matriz energética futura con gran peso de fuentes de energía más limpias que permitan un crecimiento económico mundial más armonioso con el medio ambiente. La mayor incertidumbre radica en la velocidad a la que continuaría evolucionando esta transición durante los próximos años.

Existen tres vectores comunes a cualquier proyección sobre el futuro energético:

- ✓ Las energías renovables jugarían un rol cada vez más importante en las necesidades energéticas de la población mundial;
- ✓ Los consumidores continuarían redefiniendo su forma de movilidad, adoptando cada vez en mayor medida las nuevas tecnologías atravesadas por el transporte eléctrico, la movilidad compartida y los vehículos autónomos.
- ✓ Los hidrocarburos, si bien seguirían siendo necesarios durante décadas, se verían amenazados, en la medida en que la sociedad adquiriera mayor conciencia sobre el cuidado del medio ambiente y busque reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

4.1 Resumen de las actuales visiones de largo plazo

La siguiente tabla resume las proyecciones de largo plazo, publicadas en 2020, de las 3 fuentes más consultadas de la industria: IEA, BP y OPEC¹⁹, organizaciones que, desde hace años, actualizan año tras año sus visiones de largo plazo del mercado energético.

Tasa de crecimiento de Consumo de Energía por fuente 2019 - 2040 - Proyecciones

	2000-2019 ³	BP			IEA		OPEC	
		Base	Alternativa 1	Alternativa 2	Base	Alternativa 1	Base	Alternativa 1
		Business as Usual	Transición Rápida	Net Zero	Políticas Anunciadas	Desarrollo Sustentable	Escenario Base	Incertidumbre por Cambio Climático A ⁴
Carbón	2.5%	-0.6%	-5.3%	-7.0%	-0.6%	-5.0%	-0.3%	-5.8%
Petróleo	1.2%	-0.3%	-1.9%	-3.3%	0.3%	-1.9%	0.4%	-1.0%
Gas	2.6%	1.2%	0.5%	-1.4%	1.2%	-0.6%	1.3%	-0.6%
Nuclear	-0.2%	0.7%	2.0%	2.6%	1.0%	2.1%	1.8%	
Hidroeléctrica	1.9%	1.3%	1.6%	1.9%	1.5%	2.1%	1.6%	8.7%
Renovables	13.4%	6.7%	9.7%	11.7%	3.2%	4.3%	3.1%	
Bioenergía ¹	10.1%	2.9%	6.1%	7.7%	1.4%	1.0%	1.3%	n.d
Otras Renovables ²	17.1%	8.1%	11.1%	13.2%	7.4%	10.2%	7.4%	n.d
Total	2.1%	0.8%	0.4%	0.4%	0.8%	-0.5%	0.9%	-0.2%
Petróleo + Gas	1.7%	0.4%	-0.7%	-2.4%	0.7%	-1.3%	0.8%	-0.8%
Emisiones CO₂		-0.2%	-3.4%	-5.8%	0.0%	-3.8%	0.3%	0.0%
En Gt (al 2040)		32.6	12.4	9.7	33.3	14.7	36.9	18.5

¹ IEA y OPEC incluyen dentro de la Bioenergía al uso tradicional de biomasa, que se utiliza principalmente para cocinar y genera altos niveles de contaminación. BP solo considera la Bioenergía moderna dentro de las fuentes Renovables.

² Incluyen Energía solar, eólica, geotermal y mareomotriz. ³ Según BP (BP Statistical Review 2020). ⁴ CAGR 2019-2045.

Fuentes: IEA World Energy Outlook 2020, BP Energy Outlook 2020, OPEC World Oil Outlook 2045 (2020).

Figura 54 – Proyecciones de crecimiento de Consumo Energético por fuente.

Cada uno de los tres organismos parte de proyectar un escenario base y escenarios alternativos, cada uno asociado, principalmente, a una determinada capacidad de la comunidad internacional para lograr contener las emisiones de dióxido de carbono producidas por el consumo energético.

Los escenarios base, asumen que las regulaciones, las tecnologías, y los comportamientos sociales, continúan evolucionando de la misma forma y a similar velocidad que lo observado durante los últimos años. Se asume que se mantienen todas

¹⁹ IEA, es la Agencia Internacional de Energía con sede en París; OPEC, es la organización de países productores de Petróleo; BP es una compañía petrolera británica.

las regulaciones vigentes y se concretan las políticas y objetivos medioambientales ya anunciados por los gobiernos para los próximos años (nacionales, estatales, municipales), logrando topear las emisiones de CO₂ en niveles similares a los de 2019 (34 Gt). En este escenario, no se concretan esfuerzos adicionales para lograr reducir las emisiones, que se mantienen estables, en estos niveles, hacia el año 2040.

En paralelo, cada organismo realiza una o más proyecciones alternativas, en las cuales asumen que los gobiernos imponen mayores regulaciones que favorecen una mayor eficiencia energética y dan más soporte a las energías más limpias. De esta manera, se lograría redirigir las inversiones necesarias hacia las nuevas tecnologías para lograr un consumo energético global sustentable, mejorando la calidad del aire, alcanzando así los objetivos del Acuerdo de París. Se alcanzaría una importante reducción de las emisiones de CO₂, a menos del 50% de los niveles de 2019, conteniendo así el aumento de la temperatura del planeta por debajo de los 2°C por sobre los niveles pre-industriales hacia el año 2100.

4.1.1 Escenarios Base

En los escenarios base, los tres organismos coinciden en que de cumplirse los *targets* anunciados por los distintos actores de la comunidad, las emisiones no continuarían creciendo y se mantendrían estabilizadas en valores similares a los niveles de 2019, principalmente debido a mayores eficiencias y al reemplazo de combustibles fósiles por energías renovables. El crecimiento del consumo energético mundial se desaceleraría a menos de la mitad del ritmo de los últimos 20 años: la tasa de 2.1% observada entre 2000 y 2019, se reduciría a 0.8-0.9% hasta el 2040.

Si bien las tres proyecciones están alineadas respecto al ritmo de crecimiento del consumo energético, presentan distintas visiones sobre cómo se repartiría el mismo entre las distintas fuentes, en particular con respecto al petróleo: mientras que para IEA y OPEC, el crecimiento del consumo de petróleo se reduciría a 0.3-0.4% (vs. el histórico 1.2%), BP es aún más pesimista al considerar que el petróleo ya estaría iniciando en la actualidad una tendencia decreciente, lo que implica que, según su visión, estaríamos transitando el pico histórico de consumo de petróleo.

Para el resto de los combustibles tradicionales, las tendencias proyectadas por los tres organismos en sus escenarios base son similares, con algunas diferencias entre los valores absolutos de las tasas de crecimiento de cada uno.

Para el gas, los tres organismos coinciden en sus escenarios base en tasas de crecimientos en torno al 1.2-1.3%. Su consumo sería más resiliente que el del petróleo debido a su rol en los países emergentes para reducir la dependencia del carbón. A su vez, en combinación con la implementación de captura y almacenamiento de carbón (en inglés *CCUs, carbon capture use and storage*²⁰), podrían convertirse en una fuente prácticamente libre de emisiones de carbono.

El carbón, la fuente energética más contaminante, sería el principal afectado por la transición energética: la visión compartida es que su consumo descendería en adelante a un ritmo que va entre -0.3 y -0.6%. El caso del carbón, es representativo porque en los últimos años ya se observó una clara tendencia de desaceleración. Al descomponer en dos tramos la tasa de crecimiento de 2.5% observada entre 2000 y 2019, es posible notar que la primera década del milenio su consumo creció por encima del 4%, impulsada por el fuerte crecimiento económico chino, mientras que a partir de 2010 tan solo trepó un 0.6% anual, con China desacelerándose y buscando dar impulso a fuentes energéticas más limpias (gas y renovables).

La visión compartida es que las energías renovables modernas, serán la fuente de mayor crecimiento, con tasas promedio en los escenarios base en torno a 7-8% para los próximos 20 años, impulsadas principalmente por la energía solar y eólica.

4.1.2 Escenarios Alternativos

En sus proyecciones alternativas, los tres organismos realizan estimaciones de transiciones más rápidas. En esta concepción del futuro, IEA y OPEC vislumbran que el consumo energético global alcanzaría su punto máximo en los próximos años para luego comenzar a descender promediando tasas de crecimiento negativas en los próximos 20

²⁰ La tecnología de *CCUs* es un conjunto de procesos tecnológicos cuyo fin es reducir las emisiones de carbono en la atmósfera, capturando el CO₂ generado a grandes escalas en fuentes fijas para almacenarlo en el subsuelo de manera segura y permanente.

años (-0.5% IEA; -0.2% OPEC). BP, es más prudente y mantiene el consumo global en aumento, aunque a una tasa moderada (0.4% anual).

Los tres organismos coinciden en que para alcanzar un desarrollo sustentable el consumo de petróleo deberá descender los próximos años: para IEA y BP a una tasa cercana a -2%; OPEC es más conservador y considera que descendería a un -1% anual.

La principal diferencia de visiones radica en la tendencia esperada para el gas natural: mientras que para IEA y OPEC, alcanzar los *targets* medioambientales traerán aparejado una caída del consumo de gas (-0.6%), BP considera que continuaría creciendo a una tasa de 0.5%. De todas maneras, BP presenta una segunda alternativa (*Net Zero*), en el que la comunidad mundial alcanza una mayor conciencia y la presión social obliga a los gobiernos a tomar medidas aún más agresivas para reducir las emisiones. Se trata de un escenario donde hacia el año 2050 se logra que las emisiones netas de la industria energética se reduzcan en su totalidad, para lo cual sería necesaria una fuerte reducción del consumo de petróleo (-3.3% anual) y gas (-1.4%).

El consumo de combustibles fósiles sería desplazado por fuentes menos contaminantes, en mayor medida que en los escenarios base, principalmente reemplazado por las energías renovables modernas, que crecerían a tasas de entre 10% y 13%.

Las visiones actuales respecto al futuro del mercado energético, presentan grandes desafíos para las compañías petroleras y a toda su cadena de valor respecto a cómo posicionarse frente a un futuro donde sus productos *core* pierden impulso y donde el grado de incertidumbre es alto y dependiente de factores sociales y políticos no controlables por la propia industria. El consumo de O&G que trepó a una tasa conjunta de 1.7% desde el año 2000, se desaceleraría a un rango de 0.4-0.8% en los escenarios base, pero podría llegar a caer a tasas que van desde -0.7 a -2.4% si se alcanzaran los consensos políticos para lograr priorizar el cuidado del medio ambiente.

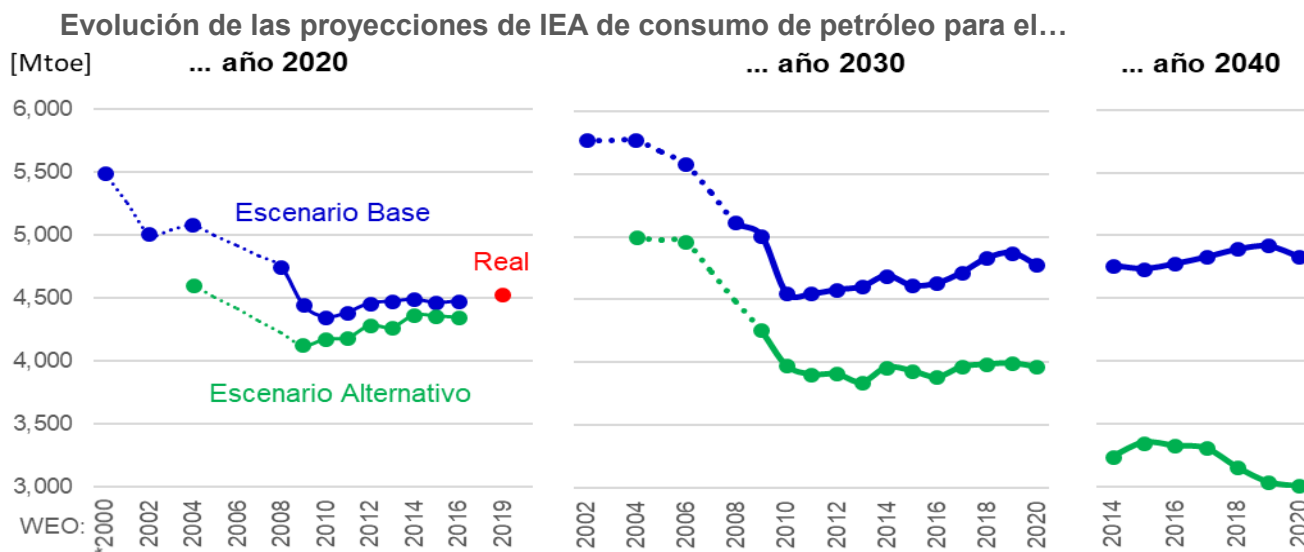
Estos escenarios más verdes, sin embargo, requerirán de un enorme despliegue de recursos para desarrollar la infraestructura necesaria para habilitar una transición acelerada.

4.2 Análisis de la evolución de las proyecciones de largo plazo

Las proyecciones de la industria, reflejan que el mercado energético está en transición hacia un mundo “decarbonizado”, donde mejoras en eficiencias y una mayor conciencia medio ambiental mundial se traducen en un fortalecimiento de las energías más limpias que reemplazan a las más contaminantes. La incertidumbre, representada por la variedad de escenarios, está puesta en la velocidad y la magnitud en que esa transición evolucionará los próximos años. Este punto es clave para los integrantes de la industria e inversores, para poder capitalizar de la mejor manera posible el cambio de paradigma.

Para comprender la velocidad de esta transición es interesante analizar la evolución histórica de las proyecciones de largo plazo de estos mismos organismos. Se destacan dos conclusiones: *i)* el análisis retrospectivo histórico de las proyecciones para el año 2019 (pre covid-19) muestra que las agencias sobreestimaron el consumo de O&G, y subestimaron a las energías renovables; *ii)* al pasar los años, las proyecciones para los años 2030 y 2040, muestran una visión cada vez más pesimista para el consumo de O&G, contrapuesta con energías renovables que se vislumbran cada vez más pujantes.

4.2.1 Petróleo



Fuente: Informes anuales World Energy Outlook del IEA (WEO)

*Corresponde al año de publicación del WEO (IEA). Línea punteada para los años donde IEA no realizó proyección.

Figura 55 – Evolución proyecciones de Petróleo del IEA

Si uno observa retrospectivamente las proyecciones que viene realizando el IEA desde el 2000 (Figura 55), se observa que la Agencia comenzó el milenio proyectando en su

escenario base un consumo de petróleo de 5,500 Mtoe para el año 2020. En 2019 (previo al 2020, impactado por el COVID-19), resultó finalmente un nivel 20% inferior, ubicándose en 4,500 Mtoe. IEA fue reduciendo su proyección hasta el *World Energy Outlook* (en adelante, *WEO*) del 2010, y a partir de allí mantuvo su proyección base relativamente estable en torno a los valores que finalmente se dieron. Por otro lado, en 2004 IEA comenzó a publicar en sus informes proyecciones de escenarios alternativos: incluso el escenario más verde proyectado dicho año para el largo plazo (4,600 Mtoe) resultó siendo optimista frente al consumo de petróleo real.

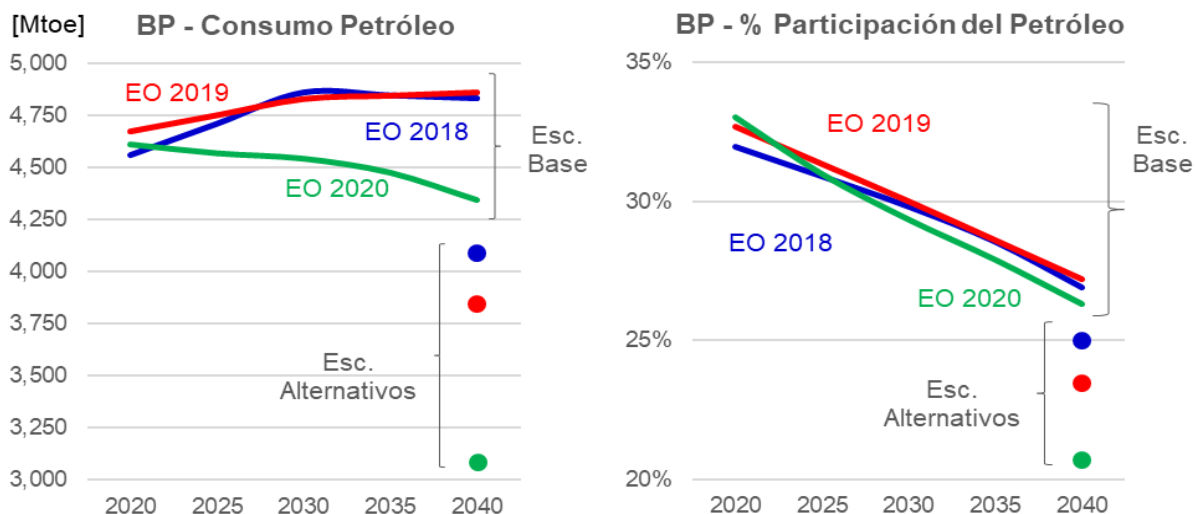
Respecto a las proyecciones para el año 2030, inició el milenio con un escenario base de 5,800 Mtoe y un escenario alternativo de 5,000 Mtoe. Ambos escenarios se vieron reducidos 1,000 Mtoe con el correr de los años. Para el 2040, IEA ha ido reduciendo consistentemente la proyección de consumo de petróleo de su escenario más verde, que actualmente se ubica en 3,000 Mtoe, un 10% por debajo de la proyección del *WEO* 2015.

En todas sus proyecciones base, la Agencia mantuvo una tasa de crecimiento positiva del consumo petróleo para el largo plazo, aunque cada vez con menor magnitud. La tasa que actualmente prevé para el período 2030-2040, es de apenas 0.1% en el escenario base; mientras que en el escenario alternativo la proyecta cayendo a -2.7% anual.

En el caso de BP (Figura 56), en su último *Energy Outlook* (en adelante, *EO*) de 2020 presentó un cambio de visión rotundo respecto al futuro de su negocio *core*, considerando que se trata de una compañía principalmente petrolera. La compañía venía proyectando en sus escenarios base tasas de crecimiento bajas, aunque positivas (0.2-0.3%) para el petróleo en sus *EOs* previos. Sin embargo, en este último *forecast* proyectó, por primera vez, que el petróleo habría alcanzado su pico en 2019 y que ya no se recuperaría a los niveles previos al COVID-19; descendiendo a una tasa de -0.3% hasta el 2040.

A su vez, en su escenario alternativo proyectó una mayor velocidad de reducción de consumo de petróleo. Respecto al *EO* de 2019, redujo la visión para 2040 en un 20%,

proyectando ahora un consumo de 3.1 Mtoe, lo que implica una tasa de descenso de -2% anual (vs. -1% de descenso en las versiones previas).



Fuente: Reportes anuales BP Energy Outlook (EO)

Figura 56 – Evolución proyecciones de Petróleo de BP

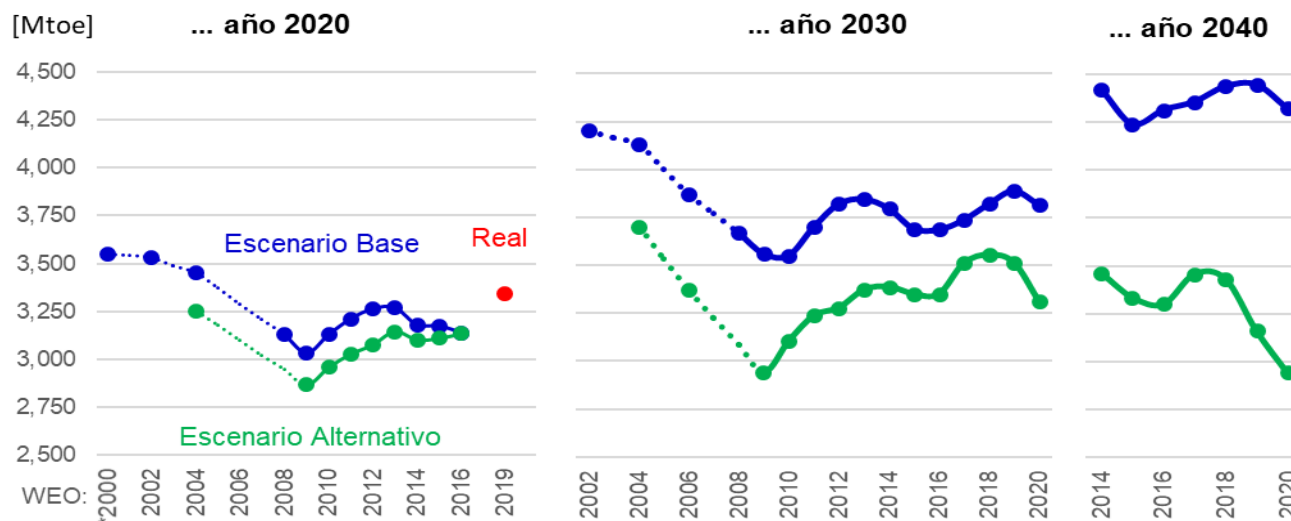
Esta visión de BP, más pesimista respecto al futuro, no solo se basa en una proyección de consumo energético más conservadora para el largo plazo, por mayores eficiencias y una mayor conciencia ambiental, sino también en una visión más negativa de la participación del petróleo en la matriz energética. En el EO del 2020 redujo la participación del petróleo para 2040 en un 1% para el escenario base (26%) y en 2% para el alternativo (21%), mientras que el mix real durante 2019 rondó el 33%.

4.2.2 Gas

La proyección del gas (Figura 57), es la una de las que más sufrieron variaciones a lo largo de los años, con revisiones constantes del IEA en sus proyecciones, al alza y a la baja. Esto se debe a dos características del gas como fuente de energía. La primera, es el uso diversificado del gas en los distintos sectores consumidores de energía (generación de energía eléctrica, residencial, industrial, servicios, transporte) respecto a otras fuentes que están más directamente asociadas a un sector en particular, como el caso del petróleo al transporte (Ver Figura 6 - Consumo energético por fuente y sector). La segunda característica es el impacto ambiental relativo de la utilización del gas respecto a otras fuentes energéticas, dado que es menos contaminante que el carbón y el petróleo, pero más contaminante que la hidroeléctrica y las energías renovables. De

esta forma, la proyección de su consumo queda atada a más variables, como son las proyecciones de los distintos sectores en que se consume la energía (que responden a distintos factores económicos, regulatorios y tecnológicos), y a las expectativas respecto al grado en que los gobiernos fomentarán el uso del gas frente a otros hidrocarburos, o si incluso realizarán una transición más rápida y directa hacia renovables.

Evolución de las proyecciones de IEA de consumo de gas para el...



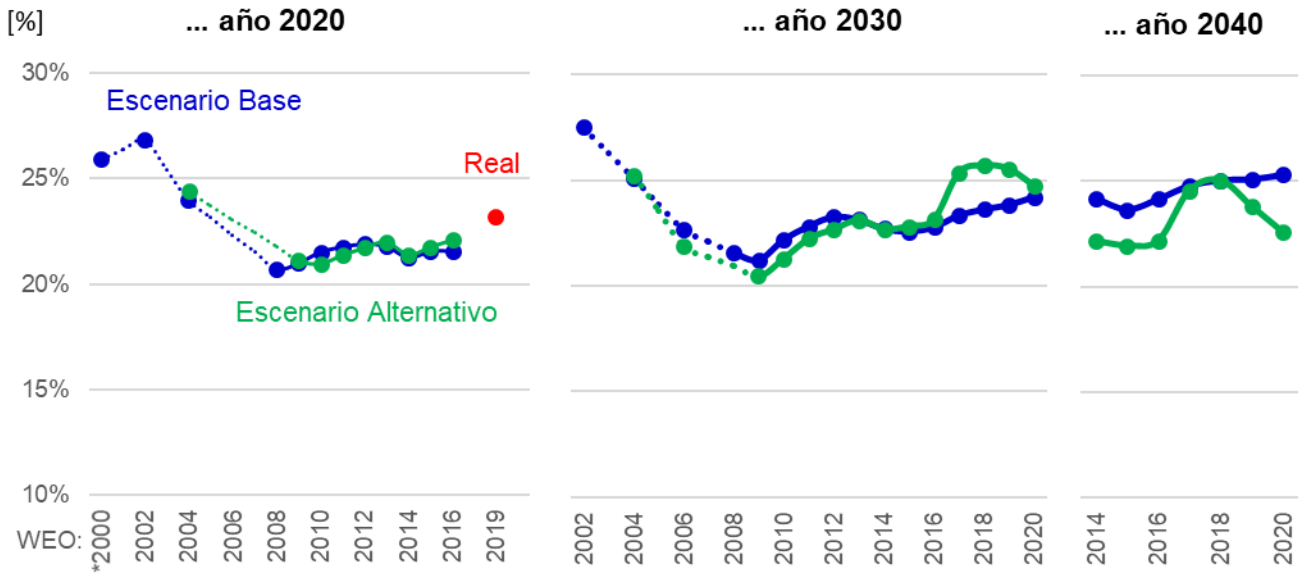
Fuente: Informes anuales World Energy Outlook del IEA (WEO)

*Corresponde al año de publicación del WEO (IEA). Línea punteada para los años donde IEA no realizó proyección.
Figura 57 – Evolución proyecciones de Gas del IEA

De todas maneras, observando la evolución de las proyecciones del IEA se pueden destacar algunos puntos. Por un lado, el consumo real del 2019 se ubicó un 6% por debajo del proyectado en el WEO de 2000. Si bien el desvío no es tan alto como en el caso del petróleo, la tendencia de la sobreestimación de los hidrocarburos en el largo plazo también se comprueba para el gas, al menos hasta el 2004. Luego, a partir del WEO del 2008, la proyección del consumo de gas resultaría subestimada respecto a los valores finalmente alcanzados en 2019.

Por otro lado, en los últimos WEO se observa una clara tendencia a la baja en la proyección del consumo del gas para el año 2040 en los escenarios alternativos. Respecto al WEO de 2017 la provisión se redujo un 15%, equivalente a -500 Mtoe de consumo esperado. Esto se debe, no solo a una menor proyección de consumo

% de participación del gas sobre el consumo energético total para el...

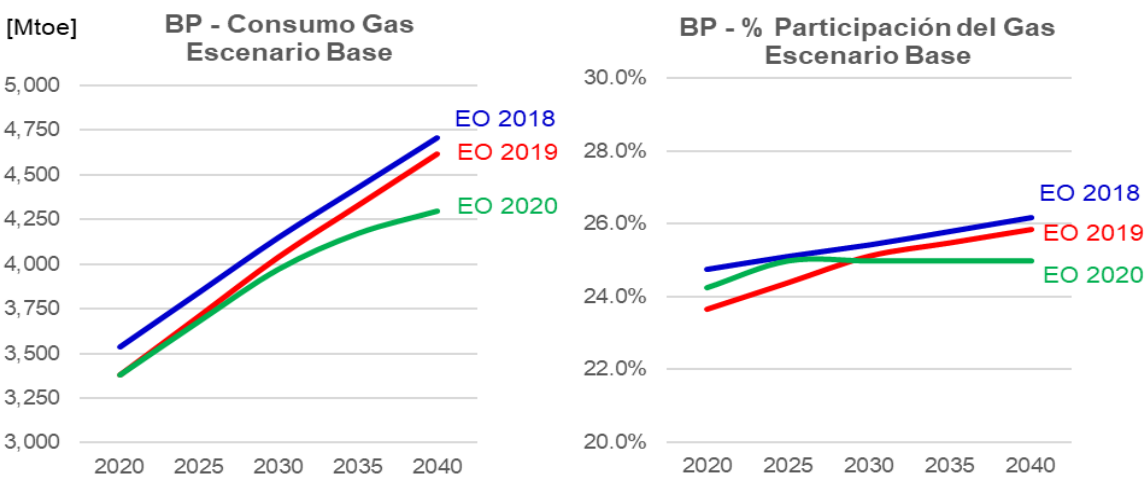


Fuente: Informes anuales World Energy Outlook del IEA (WEO)

*Corresponde al año de publicación del WEO (IEA). Línea punteada para los años donde IEA no realizó proyección.

Figura 58 – Evolución proyecciones del % de participación de Gas del IEA

energético total, sino a un menor *mix* esperado para el gas, cuya participación esperada para 2040 se redujo de un 25% en el WEO 2017 a 23% en WEO 2020 (Figura 58). En cada proyección del IEA, el gas cede más terreno en favor de las energías renovables.



Fuente: Reportes anuales BP Energy Outlook (EO)

Figura 59 – Evolución proyecciones de Gas de BP

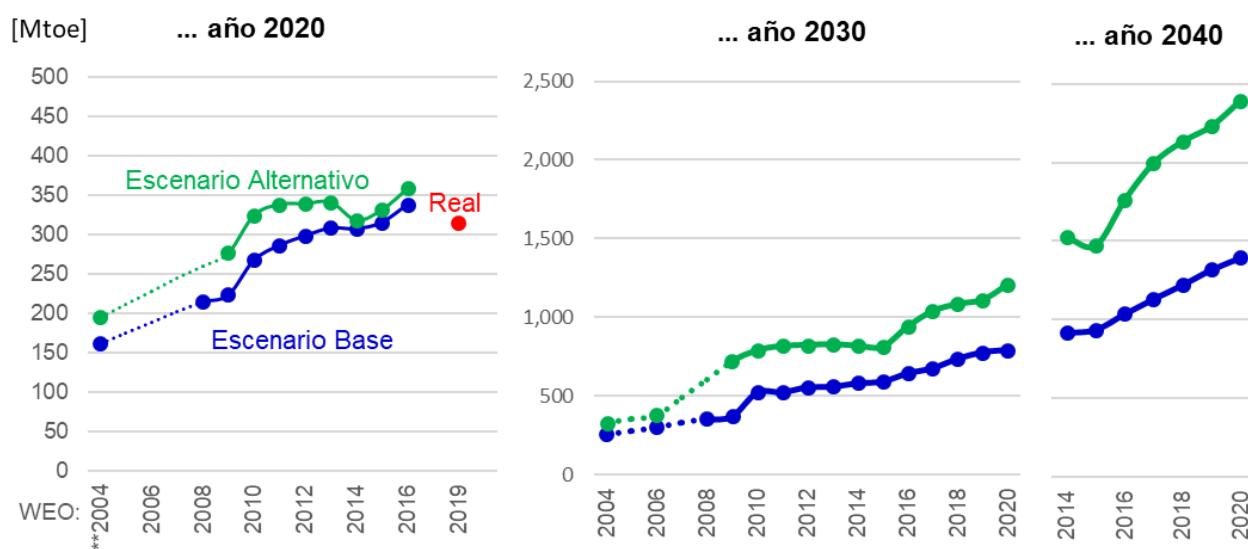
Por su parte, BP redujo las expectativas para el gas en el último EO de 2020, en particular a partir del año 2030 (Figura 59). La proyección para 2040 es un 10% más baja (-400

Mtoe) que la que proyectaba hace dos años, principalmente por una menor expectativa para la participación del gas en el abastecimiento energético: ahora proyecta que se estabiliza en 25% desde 2025, mientras que en el EO 2018 estimaba que continuaba creciendo hasta alcanzar 26% en 2040.

4.2.3 Renovables

Para las energías renovables, se observa que sistemáticamente el mercado vino subestimando el crecimiento y la penetración de las renovables en el largo plazo.

Evolución de las proyecciones de IEA de consumo de energías renovables* para el...



Fuente: Informes anuales World Energy Outlook del IEA (WEO)

*Solar, Eólica, Geotérmica. Excluye Bioenergy, debido a que IEA incluye en esta categoría la Biomasa tradicional.

**Corresponde al año de publicación del WEO (IEA). Línea punteada para los años donde IEA no realizó

Figura 60 – Evolución proyecciones de Renovables del IEA

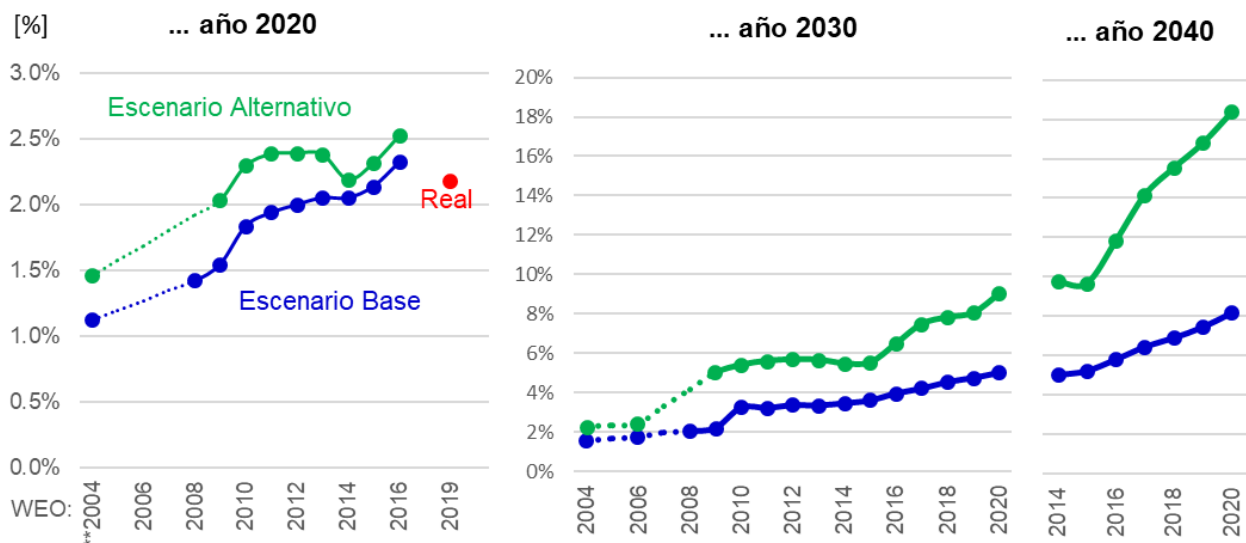
La primera proyección de energías renovables que realizó IEA con visión hacia el 2020 en el WEO del año 2004 estimaba en su escenario base la mitad del consumo que efectivamente se alcanzó en 2019 (~160 vs. 310 Mtoe). El escenario alternativo, que siempre plantea una visión más verde y favorable para las energías renovables recién en el WEO 2010 proyectó niveles similares a los actuales; mientras que el escenario base, recién se aproximó en el WEO de 2013 (Figura 60).

Desde el WEO de 2004, la visión al 2030 de energías renovables se triplicó para el escenario base y casi se cuadruplicó para el escenario alternativo. Esta diferencia en el

escenario alternativo entre el WEO 2004 y el WEO 2020, equivale a ~900 Mtoe; lo que equivale en términos absolutos a un 20% del consumo actual del petróleo o un 25% del consumo de gas.

Hacia el 2040, transcurridos varios años desde la primera proyección en el WEO 2014, la visión del IEA cambió radicalmente: el escenario base fue incrementado en 500 Mtoe; mientras que el alternativo en casi 900 Mtoe. La visión de las energías renovables se adelantó 10 años: los niveles que en el escenario base del WEO 2014 se preveían para 2040; actualmente se prevén para el 2030.

% de participación de las energías renovables* sobre el consumo energético total para el...



Fuente: Informes anuales World Energy Outlook del IEA (WEO)

*Solar, Eólica, Geotérmica. Excluye Bioenergy, debido a que IEA incluye en esta categoría la Biomasa tradicional.

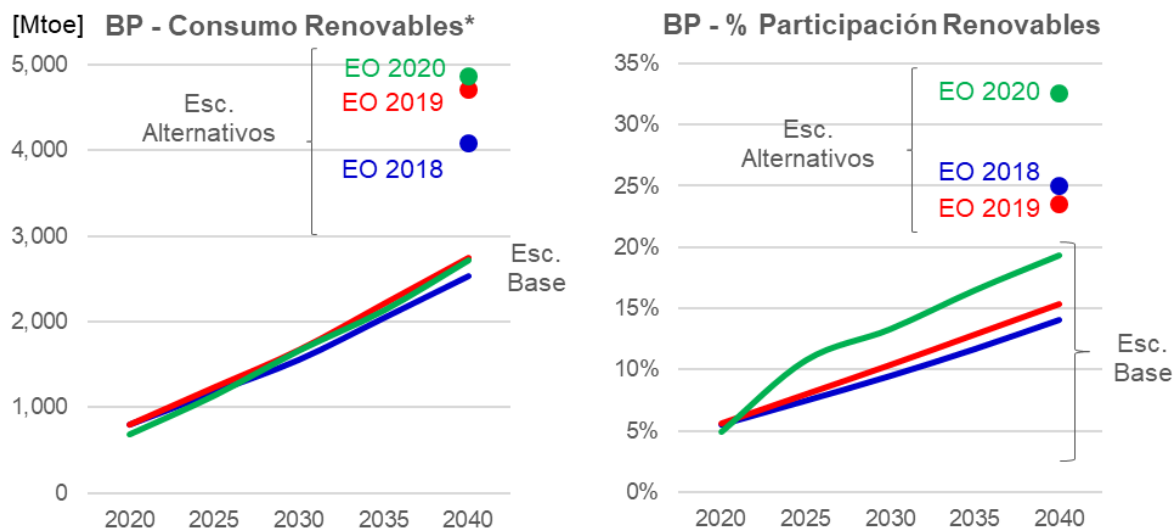
**Corresponde al año de publicación del WEO (IEA). Línea punteada para los años donde IEA no realizó

Figura 61 – Evolución proyecciones de % de participación de Renovables del IEA

La diferencia de visiones radica principalmente en la penetración de las energías renovables en el mix de abastecimiento del consumo energético total (Figura 61). Del nivel de 2019, que representó un 2.2% de la demanda, IEA actualmente proyecta que las renovables representarían en 2040 entre un 8% (escenario base) y un 18% (escenario alternativo). La Agencia no solo ha ido incrementando la visión de la participación de las renovables año tras año, sino que también incrementó la brecha entre sus escenarios para el año 2040: en el WEO de 2014 era de 5%, mientras que en

el WEO 2020 alcanza un 10%. Esto refleja no solo la exponencialidad de las energías renovables, sino también el grado de incertidumbre, principalmente respecto al rol de los gobiernos para acelerar o no la transición de las matrices energéticas.

Por su parte, BP en dos años desde el EO 2018, aumentó en 200 Mtoe su proyección base de renovables para 2040, y en 800 Mtoe su visión alternativa (Figura 62).



Fuente: Reportes anuales BP Energy Outlook (EO)

*BP incluye en Renovables: Solar, Eólica, Geotermal y Bioenergía (Biocombustibles y biomasa moderna)

Figura 62 – Evolución proyecciones Renovables de BP

Si bien el cambio en la proyección base no parece de una magnitud importante, cobra relevancia cuando se observa el *mix* de abastecimiento de las renovables sobre el total del consumo energético. En dos años, BP incrementó en un 5% la participación esperada para las renovables en el largo plazo, lo que implica que el organismo proyecta un menor consumo energético total hacia 2040 (-1,400 Mtoe entre EO 2018 y EO 2020) pero, aun así, en ese contexto a la baja, incrementa su visión para las energías renovables en términos absolutos. Si se observan las curvas de la figura 62 (gráfico de la derecha), se observa que gran parte de este cambio de visión ya se da para el año 2025, donde BP incrementó el *mix* esperado de las renovables en 3 puntos porcentuales respecto al EO 2018.

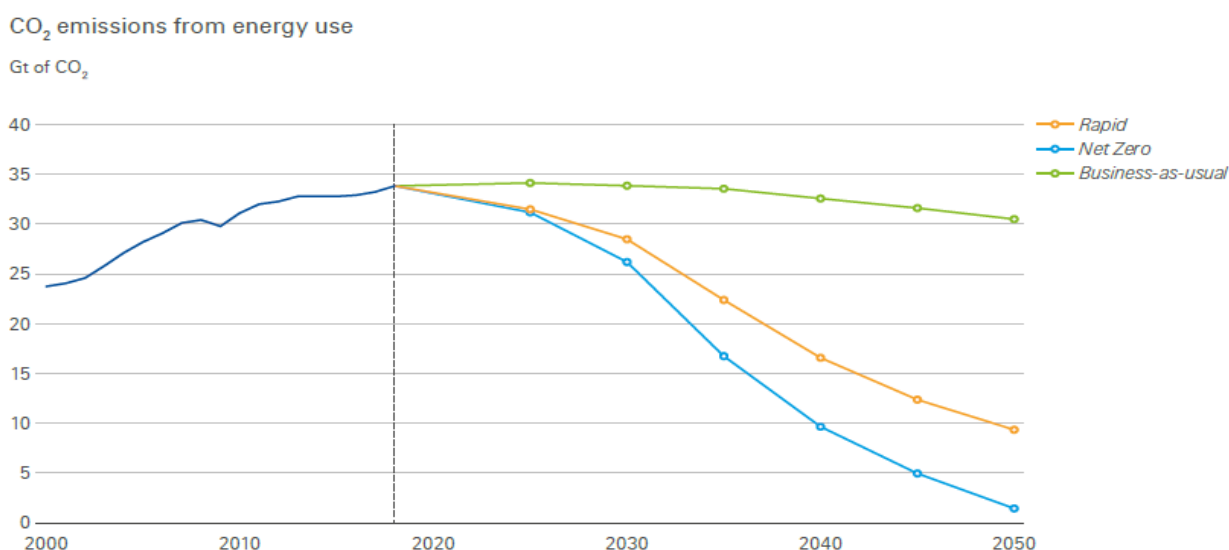
En el escenario alternativo, el incremento fue aún más rotundo: BP proyecta una participación del 33% de las renovables, 8% más de lo que esperaba en el EO 2018.

4.3 Detalle de las proyecciones actuales de largo plazo

Habiendo realizado a principios de este capítulo una descripción general de las principales proyecciones disponibles de distintos organismos sobre la evolución futura del mercado energético, el análisis de este trabajo continuará tomando como referencia principal a las proyecciones de BP, pivotando entre sus escenarios base y alternativos que presentan, en buena medida, un gran espectro de los caminos que puede transitar el mercado energético en las próximas décadas. Para aquellas variables importantes que BP no proyecte, se analizará otra fuente. A su vez, para alguna variable clave, con alto impacto en la evolución esperada de las energías renovables, el auto eléctrico y/o el consumo de petróleo y gas, se contrastará BP con la proyección de otros organismos.

4.3.1 Escenarios BP

Como ha sido mencionado, los distintos escenarios planteados por BP surgen de imaginarse distintas evoluciones posibles de las emisiones de dióxido de carbono bajo distintas premisas en cuanto a las políticas y regulaciones de los gobiernos, los comportamientos sociales y la evolución de las tecnologías, lo que trae aparejado distintas evoluciones del mercado energético, no solo en cuánto al consumo energético total y las eficiencias alcanzadas, sino también y principalmente, respecto al grado de participación de cada fuente en el abastecimiento de esa demanda de energía de la sociedad (Figura 63).

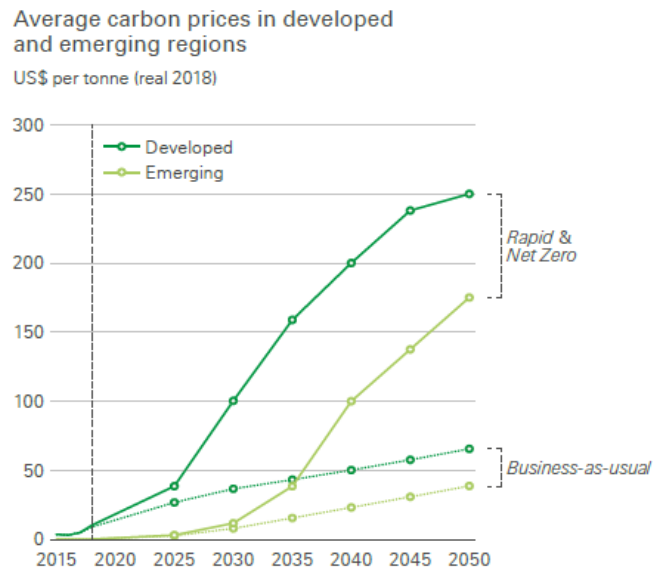


Fuente BP Energy Outlook 2020.

Figura 63 – Proyección emisiones de CO₂ por escenario según BP

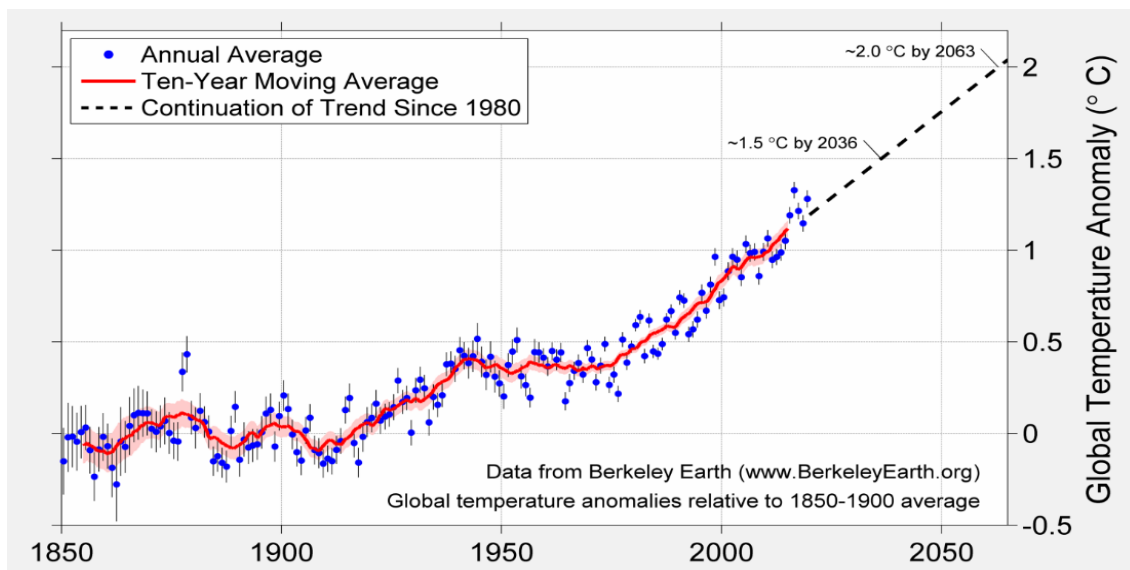
En el escenario base, llamado por BP *“Business as Usual”*, las emisiones se mantendrían en niveles similares a los actuales gracias a la implementación de las políticas que ya han sido anunciadas por los gobiernos en los últimos años. No incorpora mayores regulaciones ni esfuerzos adicionales realizados para alcanzar las metas acordadas en el acuerdo de París.

En el primer escenario alternativo, llamado *“Rapid Transition”*, los gobiernos establecen las medidas necesarias para reducir las emisiones y así lograr limitar el aumento de la temperatura del planeta por debajo de los 2 °C por sobre los niveles pre-industriales para el año 2100. Esto asume la implementación de distintas regulaciones, pero principalmente la aplicación de tarifas crecientes a la liberación de carbono a las compañías (Figura 64).



Fuente BP Energy Outlook 2020.

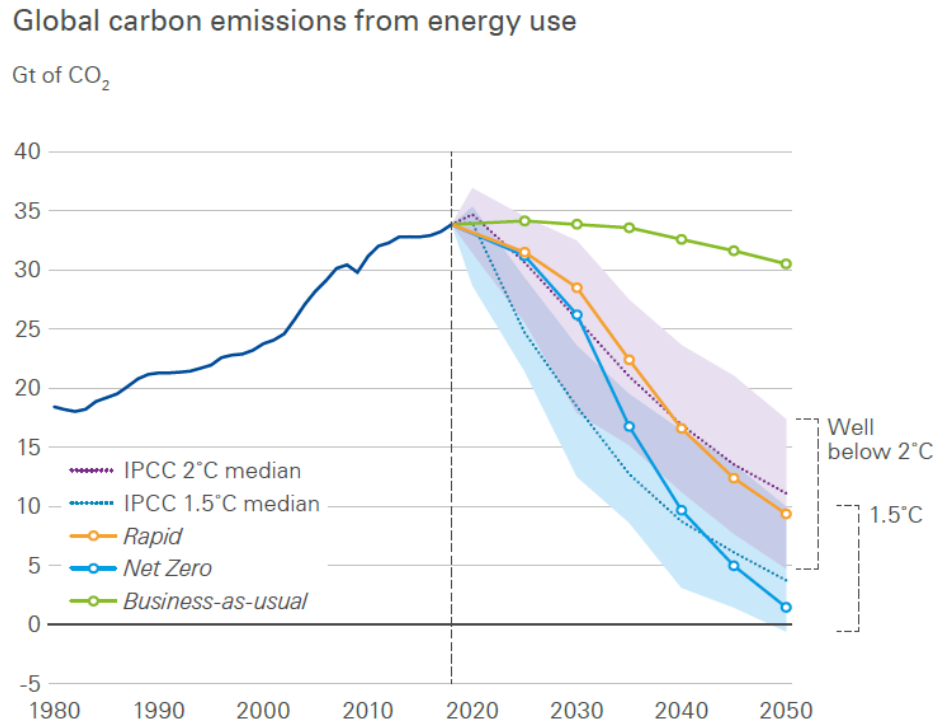
Figura 64 – Escenarios Impacto de Carbon Prices.



Fuente: BerkeleyEarth.org.

Figura 65 – Proyección Temperatura Global

El segundo escenario alternativo, llamado “*Net Zero*”, va más allá, asumiendo que se logra no solo un cambio regulatorio por parte de los gobiernos, sino un cambio de comportamiento en la sociedad que empuja aún más para alcanzar reducir las emisiones netas de carbono en su totalidad para el año 2050, lo que permitiría contener aún más la temperatura del planeta, limitandola a 1.5 °C por sobre los niveles pre-industriales para el año 2100 (Figuras 65 y 66).

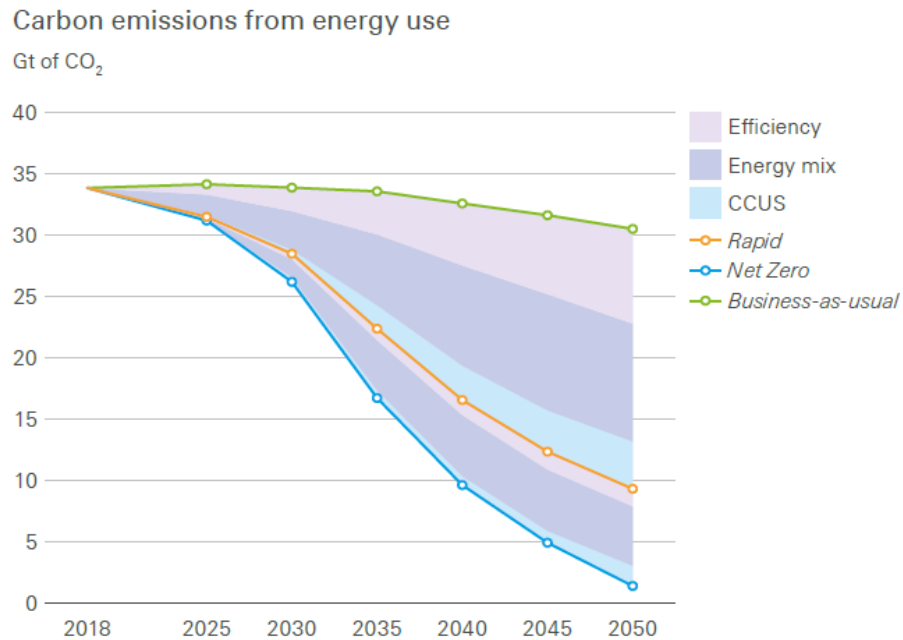


Fuente BP Energy Outlook 2020.

Figura 66 – Proyección del Impacto de emisiones de CO₂ en temperatura del planeta

Como se observa en el siguiente gráfico (Figura 67), la reducción de de 20 Gt de emisiones entre el escenario base y el escenario alternativo 1 (*Rapid Transition*), se alcanzaría principalmente mediante 3 vías:

- 10 GT (50%) cambio en el *mix* de energía
- 7 GT (35%) mayores eficiencias energéticas
- 3 GT (15%) por la implementación de *CCUs*



Fuente BP Energy Outlook 2020.
Figura 67 –Proyección de Reducción de Emisiones por efecto

Adicionalmente, los otros 10 GT para lograr ubicarse en el escenario alternativo 2 (*Net Zero*), se alcanzarían principalmente por un cambio en el *mix* energético (5 de los 8 Gt restantes). Es decir que el cambio de *mix* de fuentes de abastecimiento energético sería la principal vía que tendría la comunidad para lograr un desarrollo sustentable con el medio ambiente, representando aproximadamente un 50% de la potencial reducción de emisiones hacia el 2050.

4.3.2 Consumo energético total

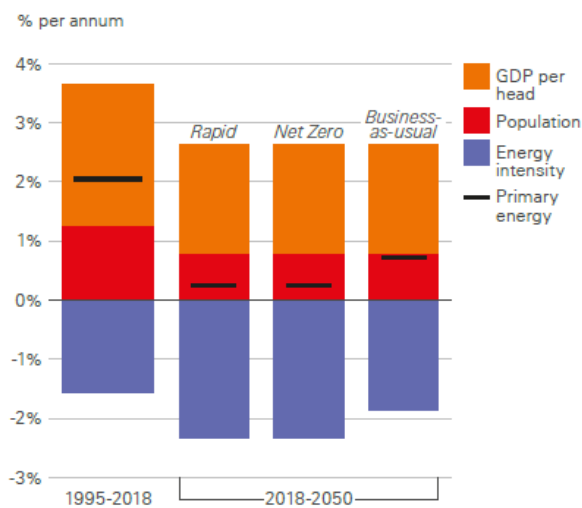
Cada uno de estos escenarios planteados, trae aparejado un escenario para el consumo energético total, que se da como combinación de las eficiencias energéticas y el cambio de *mix* de abastecimiento y su impacto en la demanda primaria de energía (Figura 68).

En el escenario base, el consumo energético continuaría creciendo hasta alcanzar los 725 EJ²¹ (17.3 Gtoe) en 2050 (tasa de 0.7%), empujado por el crecimiento económico mundial debido al aumento de la población del planeta y mejoras en el PBI per cápita global. Los tres escenarios asumen un PBI creciendo al 2.6% anual entre 2019 y 2050.

²¹ EJ = ExaJoule = 1x10¹⁸ Joules, medida de consumo energético. Equivale también a 23.88 Mtoe.

Sin embargo, cada escenario tiene implícita una distinta intensidad energética de ese crecimiento: el escenario base de -1.9%, mientras que los alternativos de -2.3%.

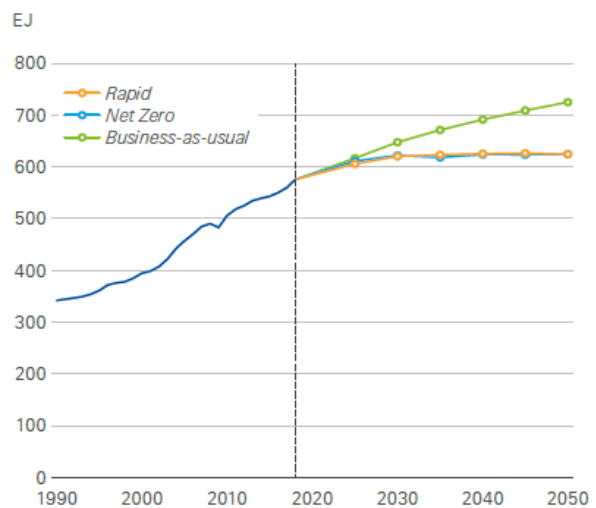
Contribution to primary energy demand growth



Fuente BP Energy Outlook 2020.

Figura 68 – Escenarios de Demanda primaria mundial de energía de BP al 2050.

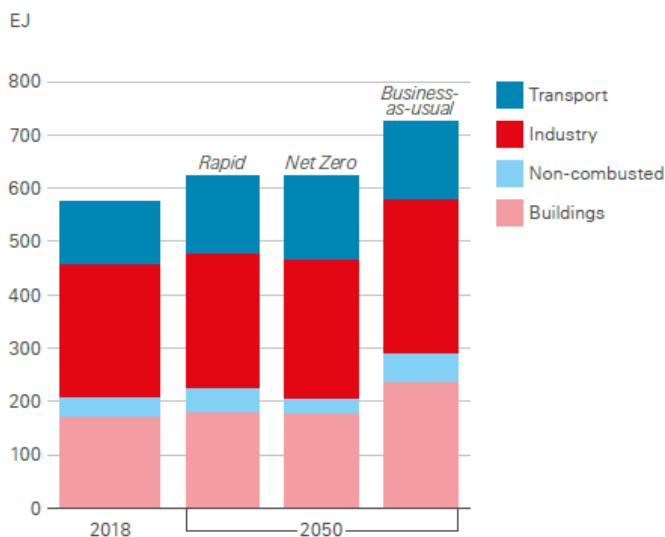
Global primary energy demand



En los escenarios alternativos, a partir de 2030 las mejoras en la intensidad energética alcanzan a compensar el crecimiento del PBI mundial, resultando en que el consumo energético se amesaría en torno a 625 EJ (14.9 Gtoe).

4.3.3 Consumo por sector

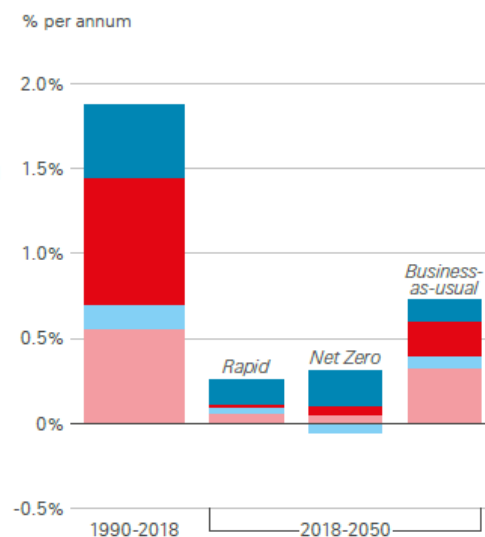
Primary energy consumption by end-use sector



Fuente BP Energy Outlook 2020.

Figura 69 – Escenarios de Consumo de Energía por sector al 2050.

Annual demand growth and sector contributions



Al observar el consumo proyectado por sector (Figura 69), se observa que el consumo de los tres sectores más importantes (Industria, Transporte y *Buildings*) crece en todos los escenarios, aunque en una menor magnitud que lo observado en los pasados últimos 20 años. En el escenario base, la baja más importante se da en industria y transporte, con un menor impacto en *Buildings*. En los escenarios alternativos, el crecimiento de los sectores *Buildings* e Industrial se tornan prácticamente nulos.

En el caso del transporte paradójicamente el crecimiento de la demanda de energía primaria es mayor en los escenarios alternativos que para el escenario base. Esto se debe a que, a pesar de que se alcanzan mayores eficiencias en el sector, la mayor penetración esperada para la movilidad eléctrica y el uso de hidrógeno, ambos abastecidos por un alto *mix* de energías renovables, incrementan la demanda primaria de energía, aunque con menores emisiones de carbono. Esto se debe a que el proceso de conversión usado para producir este tipo fuentes de energía incrementa la demanda de energía primaria.

4.3.4 Sector de Transporte

El foco estará puesto en el sector de transporte, debido a la importancia que tiene en la demanda de petróleo. Al analizar la demanda de transporte (pensada como la demanda de movilidad de individuos o bienes; no como la demanda de la energía para posibilitarlo), la misma se incrementaría ampliamente durante las próximas décadas: según las proyecciones de BP la demanda del transporte de carreteras y aéreo se duplicaría en los tres escenarios durante los próximos 30 años. Sin embargo, la mejora de eficiencias en los vehículos, especialmente en automóviles, camiones y aviones, amortiguaría el crecimiento de la energía necesaria para abastecer la demanda creciente de transporte (Figura 70). A su vez, como ha sido mencionado previamente, el cambio de *mix* de abastecimiento (más electrificación y uso de hidrógeno), implican un aumento en la demanda de energía primaria.

Considerando todos estos efectos, BP proyecta que la demanda primaria de transporte crecería hacia el año 2050 un 25% según el escenario *Business as Usual*, mismo valor que alcanzaría en el escenario de Transición Rápida (mas eficiencias, compensan más

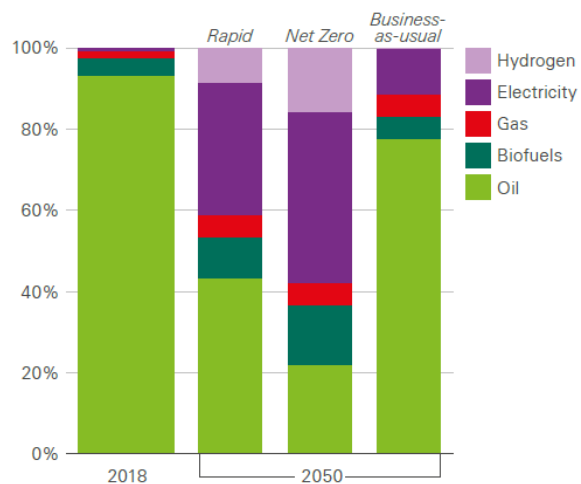
mix de renovables e hidrógeno), mientras que en el escenario *Net Zero*, crecería un 35% (aún mayor penetración del *EV* e hidrógeno).

El crecimiento de la demanda de energía para transporte provendría principalmente de los países en desarrollo a medida que mejoran los niveles de ingreso de las poblaciones de Asia, Africa y Latinoamérica, empujando la demanda de transporte de individuos y bienes. Mientras tanto, la demanda de los países desarrollados se mantendría prácticamente estable.

Primary energy demand in transport



Share of final energy consumption in transport by energy carrier



Fuente BP Energy Outlook 2020.

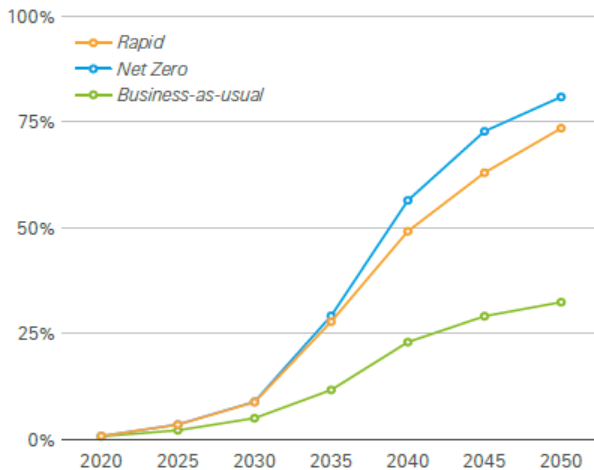
Figura 70 – Escenarios de Proyección Demanda de Energía para Transporte al 2050.

Existen dos tendencias principalmente que afectarían el consumo energético de transporte: *i*) la electrificación del sector y, *ii*) las mejoras de eficiencias de los vehículos. Si uno observa el impacto que tendrían estos vectores en la demanda de combustibles líquidos proyectados para el transporte, se observa que ambos sumados serían más importantes que el incremento de demanda generado por los mayores kilómetros de ruta recorridos proyectados, lo que implica que en todos los escenarios la demanda de combustibles líquidos desciende hacia 2050 (Figura 71).

De estos vectores, la eficiencia tiene mayor impacto (el doble que la electrificación), al implicar una baja de 20-25 mill. bbl/d (900-1200 Mtoe) del consumo de combustibles

líquidos, mientras que el cambio de *mix* de combustible implicaría una reducción adicional de entre 7-15 mill bbl/d (300-700 Mtoe).

Share of car and truck vehicle kilometres electrified*

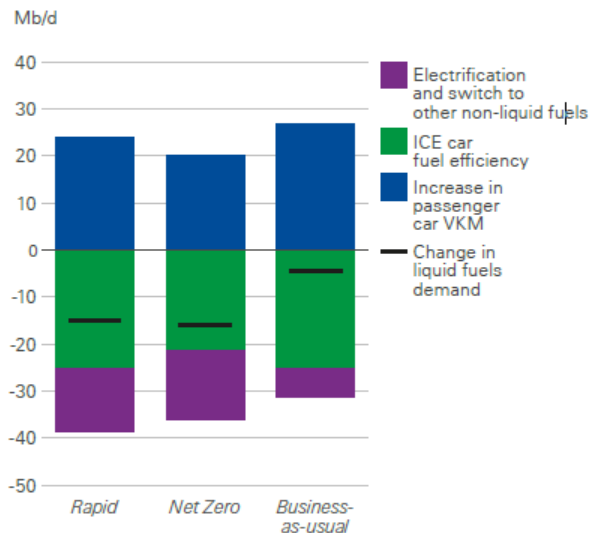


*includes buses

Fuente BP Energy Outlook 2020.

Figura 71 – Efectos sobre la demanda de combustibles líquidos para transporte.

Factors impacting passenger car liquid fuels demand over the outlook



i) Eficiencia: La mejora de eficiencias, está asociada principalmente a los automóviles, y resultaría determinada por regulaciones más estrictas para los estándares de emisiones y por la aplicación de tarifas crecientes a las emisiones de carbono a las compañías petroleras que deben trasladarlas a los precios de surtidores. El escenario de Transición Rápida asume una mejora de eficiencia en un típico motor de combustión interna de un 45% hacia el 2035

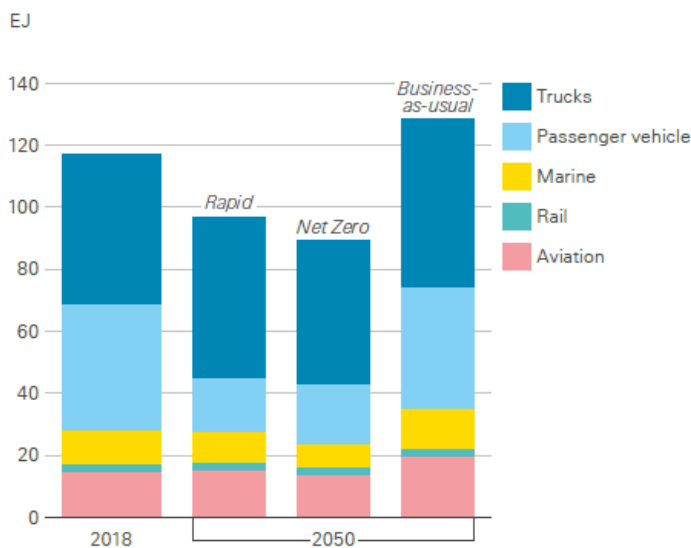
ii) Electrificación: El sector ha estado históricamente abastecido por una fuente casi única: el petróleo, que abastece actualmente más del 90% del consumo final de energía para transporte. Es justamente este uno de los puntos en el que más difieren los escenarios de BP. Según el escenario *Business As Usual*, la participación del petróleo descendería levemente ubicándose en 80% en el años 2050. Sin embargo, en el escenario de Transición Rápida, su participación descendería al 40%, mientras que el *Net Zero*, a apenas 20% del consumo energético del sector de transporte. El petróleo deja terreno principalmente al uso de electricidad, seguido de mayor participación del hidrógeno, los

biocombustibles y el gas. La participación de la electricidad en el transporte alcanzaría 30% en el escenario de Transición Rápida y 40% en el *Net Zero* (hoy cercana a 1%).

En los escenarios más verdes, en 2035 los *EV* representarían un 30% de los kilómetros recorridos en ruta por vehículos de cuatro ruedas, y 70-80% en el 2050 (menos de 1% en 2018). En el *Business as Usual* el 30% recién se alcanzaría en 2050. A su vez, el escenario de transición rápida asume que, para 2050, el 80-85% del parque mundial sería eléctrico, mientras que para el *Business as Usual* solo alcanzaría un 35%.

Por último, los medios de transporte más difíciles de electrificar, la aviación y el transporte marítimo se irían decarbonizando por un mayor uso de biocombustibles e hidrógeno (Figura 72).

Total final energy demand in transport by mode



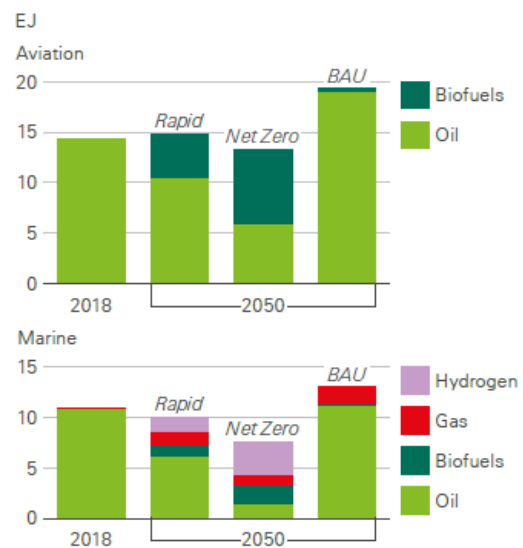
Fuente BP Energy Outlook 2020.

Figura 72 – Proyección de Demanda de Energía para transporte por tipo al 2050

Los biocombustibles cumplirían un rol clave en el transporte aéreo, dado que ni las baterías, ni el hidrógeno son capaces de aportar la densidad energética necesaria. El *share* de biocombustibles se incrementaría del 1% en el 2018 a 30% en el 2050, según el escenario de Transición Rápida y 60% según el *Net Zero*. En el escenario *Business as Usual*, la penetración es prácticamente nula.

El transporte marítimo sería capaz de alcanzar una mayor diversificación entre hidrógeno, *LNG* (gas natural licuado) y biocombustibles. En los escenarios de Transición rápida y *Net Zero* los combustibles no fósiles representarían un 40 y un 85% respectivamente

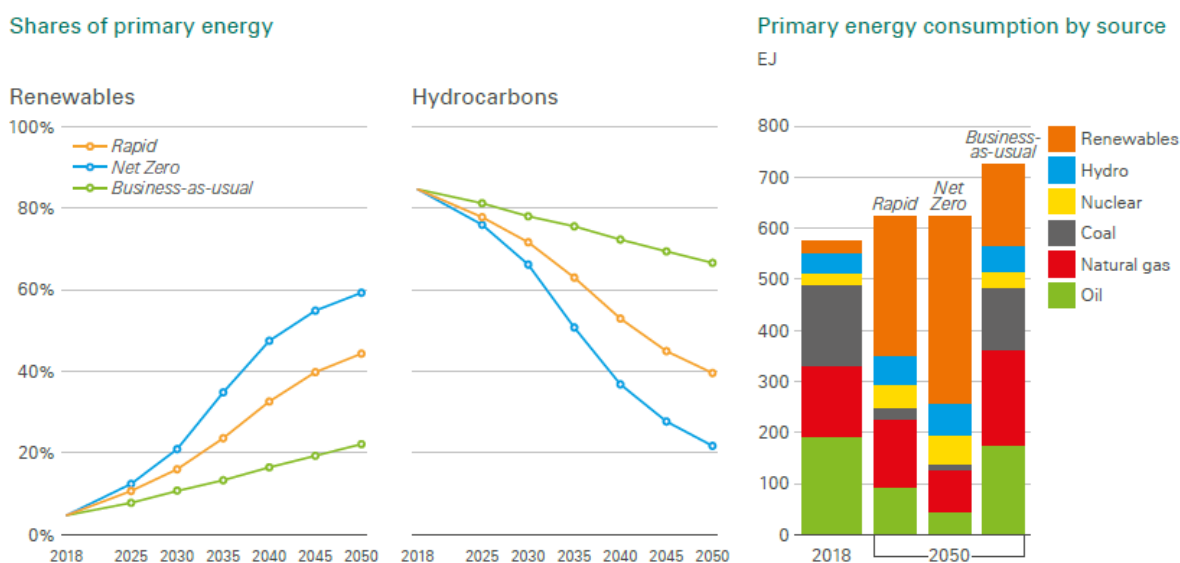
Aviation and marine demand by source



hacia el año 2050 (más de la mitad proveniente del hidrógeno). En el escenario *Business as Usual*, solo el LNG ganaría *share* alcanzando un 15%, mientras que los combustibles no fósiles no superarían el 1%.

4.3.5 Consumo energético por fuente

Como ha sido mencionado, el principal motivo del amesentamiento y reducción de emisiones de carbón provendría de un cambio en la forma en que se produce la energía que consume la población mundial. El principal *switch*, provendría de una reducción del consumo de hidrocarburos, principal responsable de las emisiones de CO₂, en favor de las energías renovables (Figura 73).



Fuente BP Energy Outlook 2020.

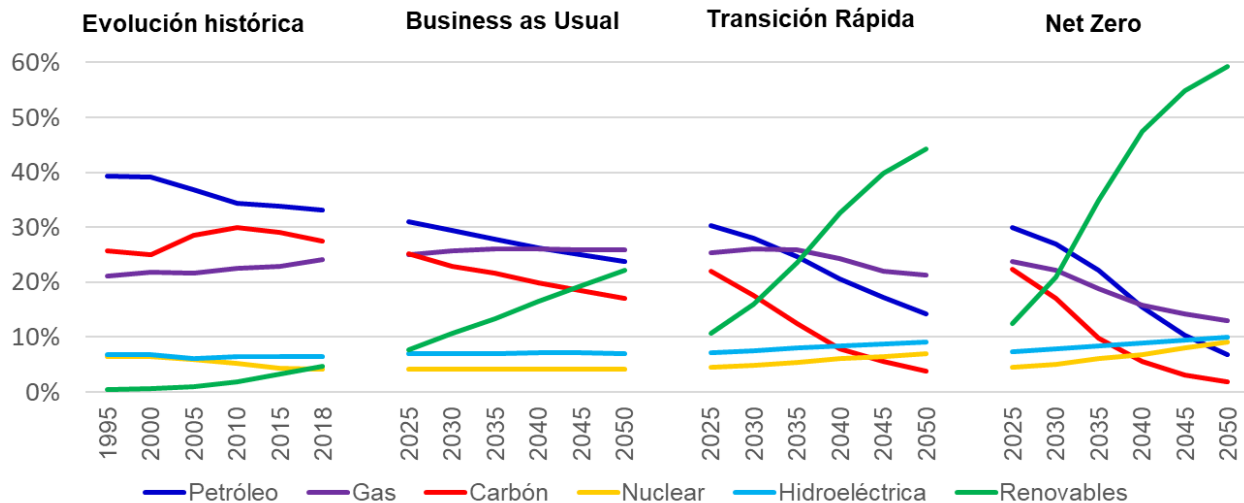
Figura 73 – Proyección de participación de Renovables al 2050 por escenario

En el escenario *Business as Usual*, la participación de los hidrocarburos en el *mix* de abastecimiento energético descendería del actual 85% a un 67% en el año 2050, tendencia que se hace aún mas pronunciada en los escenarios de Transición Rápida (40%) y *Net Zero* (22%). Como contrapartida, crece principalmente la participación de las energías renovables del 5% actual a un rango de entre 20% y 60%, según el escenario.

El escenario *Business as Usual*, de por sí, ya representa un gran cambio respecto a la historia de la industria energética: el 90% del incremento en la demanda primaria de energía sería abastecido por energías renovables. En los escenarios alternativos, las

curvas de crecimiento se vuelven cada vez más exponenciales, transformando de manera rotunda toda la cadena de valor de la industria.

BP - Proyecciones a 2050



Fuente BP Energy Outlook 2020 - Dataset.

Figura 74 – Proyección del % de abastecimiento de energía por fuente al 2050 por escenario

Dentro de los hidrocarburos, el más afectado sería el carbón, que caería de 27% a 17% en el escenario base y a un marginal 4-2% en los escenarios alternativos (Figura 74).

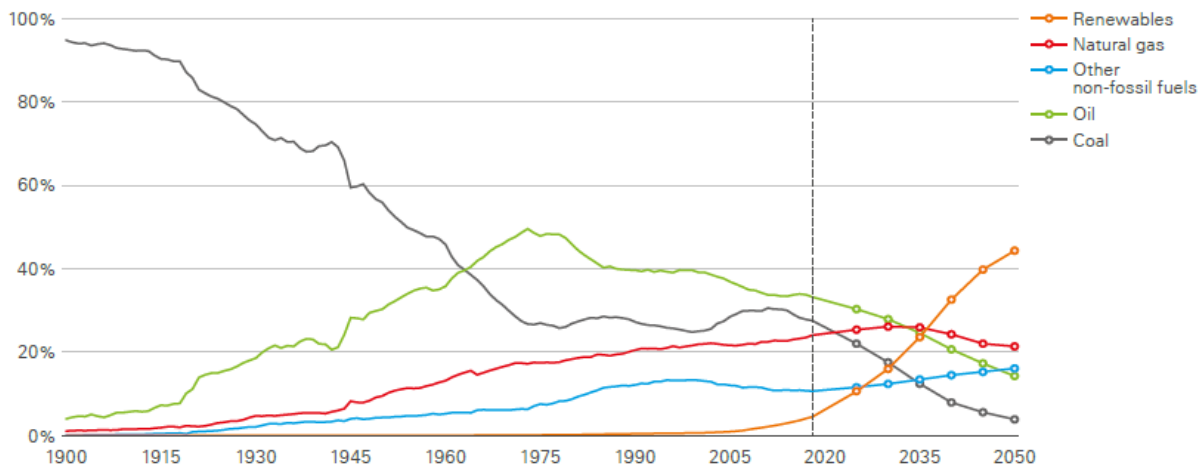
El petróleo en ninguno de los escenarios se recuperaría a los niveles de 2019. Su participación descendería del 33% al 24% en el escenario base; mientras que en los escenarios alternativos podría descender a un rango de 14 a 7%. Estos escenarios implicarían una fuerte caída de la demanda de petróleo de entre 50 y 80% respecto a los niveles de 2018-19.

Dentro de los hidrocarburos, el gas sería el combustible con mayor resiliencia con una participación incluso creciente en el escenario *Business as Usual* (+2pp vs. el 24% actual). En los escenarios alternativos su participación caería a un rango de 21 a 13%.

La evolución futura representa un cambio de paradigma respecto a la historia: el consumo energético se tornaría mucho más diversificado. Desde el inicio de la revolución industrial, el consumo energético estuvo dominado por una única fuente de energía. Hasta mediados del siglo pasado, la fuente predominante fue el carbón, el cual paulatinamente fue dejando terreno al petróleo, a partir del desarrollo del motor de combustión interna. A

medida que avance la transición energética, el abastecimiento de la demanda de energía se volverá mucho más diverso (Figura 75).

Shares of primary energy in *Rapid*



Fuente BP Energy Outlook 2020.

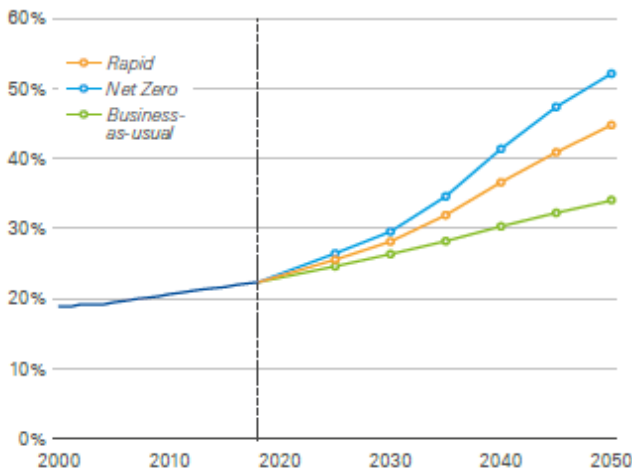
Figura 75 – Share por fuente desde 1900. Escenario Rapid Transition de BP al 2050.

En el escenario de transición rápida, las renovables (en sus distintas formas), el gas, el petróleo y el carbón aportarían participaciones significativas de la demanda de energía. La disponibilidad de fuentes implica que el consumo estará cada vez más determinado por la elección del consumidor, en lugar de depender de la disponibilidad de la oferta. Esto implica mayor competencia entre las distintas fuentes de energía *por market share*, en un contexto de amesetamiento de la demanda energética, lo que incrementa el poder de negociación de los consumidores en desmedro de los productores (transferencia de valor) con potencial impacto en los precios de los tradicionales *commodities* energéticos.

Otra tendencia es la importancia cada vez mayor de la energía eléctrica en el consumo final de energía (Figura 76). De la participación actual, en torno al 20% del consumo final de energía, se alcanzaría un 35% según el escenario *Business as Usual*, y alrededor de 45-50% en los escenarios alternativos. La mayor parte de crecimiento de la demanda de electricidad provendría de los países en desarrollo, en particular en Asia y África, debido a que la mejora en la calidad de vida traería aparejado un mayor consumo de electricidad o, en algunos casos, incluso el acceso a la misma. En los escenarios más verdes, el sector que más incrementaría su consumo de electricidad sería el transporte, en la

medida que avanza la electrificación de la movilidad. En el escenario *Business as Usual*, la electrificación del transporte sería menor, pero la demanda de electricidad sería mayor en el sector de *Buildings* e Industrial, debido a que en estos sectores se alcanzarían menores eficiencias.

Share of electricity in total final consumption



Change in electricity demand by sector, 2018-2050

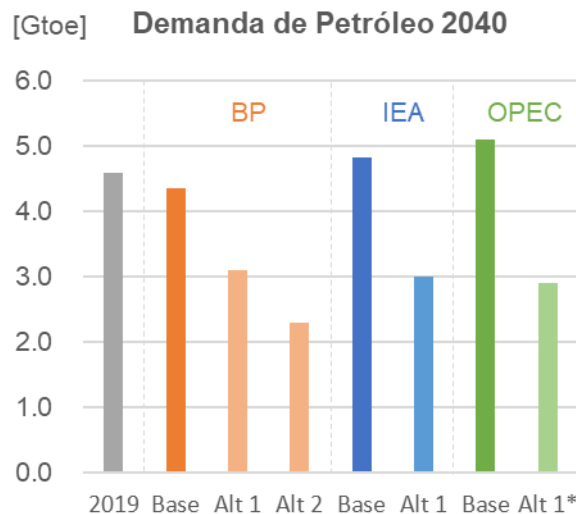


Fuente BP Energy Outlook 2020.

Figura 76 – Proyección share de energía eléctrica al 2050 por escenario.

4.3.6 Petróleo y otros combustibles líquidos

Como fue mencionado, la mayoría de las fuentes relevadas parten de un escenario base donde el consumo de petróleo se mantiene en niveles de 2019 (~4.6 Gtoe) hacia el 2040 o crece levemente (Figura 77). El escenario Base de BP (*Business as Usual*) es algo más pesimista para el petróleo al considerar que ya no recuperaría los niveles de 2019. IEA, proyecta una suba moderada, alcanzando 4.8 Gtoe en 2040, mientras que OPEC es algo más optimista, y proyecta que



*OPEC Alternativo 1 corresponde a 2045 (2040 no disponible).

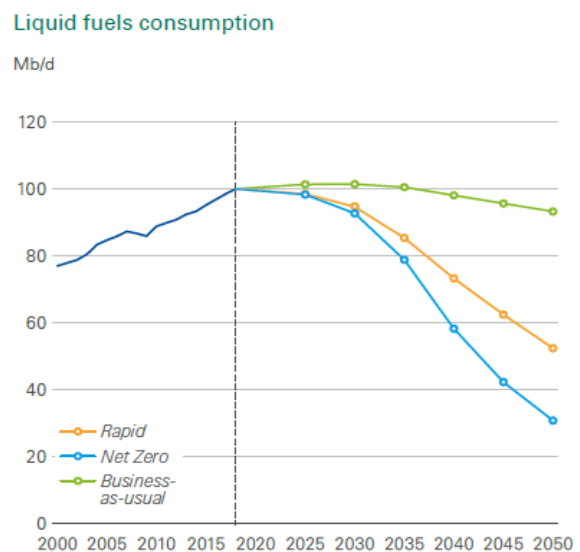
Figura 77 – Consumo Petróleo al 2040 –BP, IEA, OPEC.

superaría apenas los 5 Gtoe. Más allá de estas leves diferencias, conceptualmente es un mercado donde la demanda de petróleo no trepa como en el pasado debido a mayores eficiencias y a la penetración del vehículo eléctrico.

Los escenarios alternativos, son prácticamente coincidentes al considerar que la demanda de petróleo retrocedería un 30-40% respecto de los niveles actuales. El segundo escenario alternativo de BP (*Net Zero*) es aún más agresivo, proyectando una baja del 50% en la demanda de petróleo.

De esta forma, se tomarán nuevamente como referencia las proyecciones de BP (Figura 78), puesto que son representativas de los distintos escenarios proyectados por el mercado para la demanda de petróleo.

Las proyecciones del consumo de combustibles líquidos (petróleo y biocombustibles) en el corto plazo, se ven afectadas por el brote de Covid-19, que limitan el crecimiento del consumo de petróleo para los próximos años al reducir la movilidad de las personas en las grandes ciudades, el transporte aéreo, y la menor movilidad de bienes debido a la crisis en la economía mundial. A su vez, según los especialistas, el Covid-19 habría adelantado cambios de comportamientos que se esperaban más paulatinos para los



Fuente BP Energy Outlook 2020.

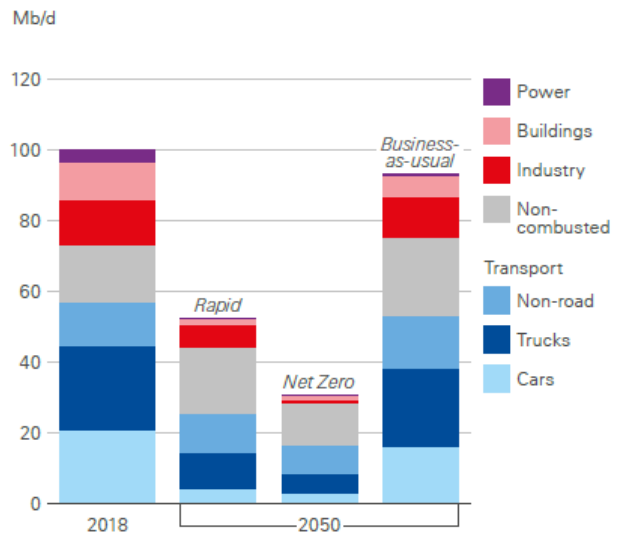
Figura 78 – Proyección de Consumo de Combustibles Líquidos.

próximos años, como por ejemplo una mayor proporción de trabajo remoto. De esta forma, según BP el consumo de petróleo ya no se recuperaría a los niveles de 2019 y en el largo plazo comenzaría a descender. La magnitud del retroceso, dependerá, como fue anticipado al analizar el sector de transporte, de la magnitud en que mejoren las eficiencias de los automóviles y avance la penetración del automóvil eléctrico. En el escenario *Business as Usual*, el consumo de combustibles líquidos se proyecta más resiliente apoyado en el sector de transporte, debido a una menor electrificación del

sector (30% en 2050) y menores eficiencias, principalmente dado que los gobiernos, en este escenario, no aplican tarifas agresivas a la liberación de carbono. El consumo apenas caería respecto a los niveles actuales, alcanzando 95 mill. bbl/d en 2050 (4,500 Mtoe).

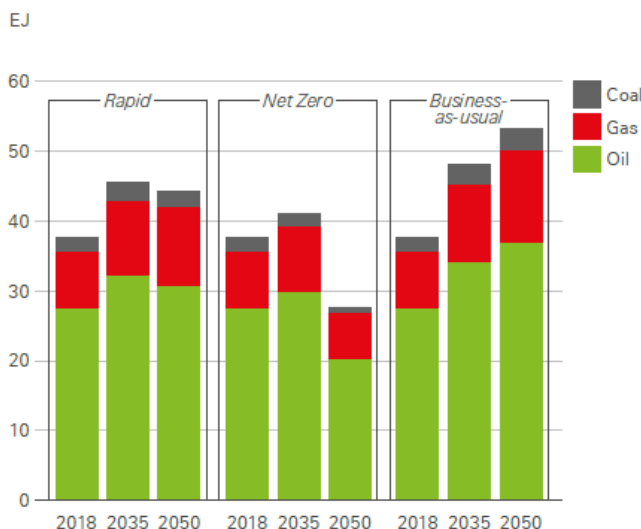
En el escenario de Transición rápida la demanda al 2050 se reducía un 50%, ubicándose en 50 mill bbl/d (2,300 Mtoe), mientras que en el escenario *Net Zero* se perdería un 70% del consumo actual, alcanzando los 30 mill. bbl/d (1,400 Mtoe).

En todos los escenarios el uso de petróleo como materia prima para la industria petroquímica, da un cierto sostén a la demanda de combustibles líquidos (Figura 80).

Liquid fuels demand by sector


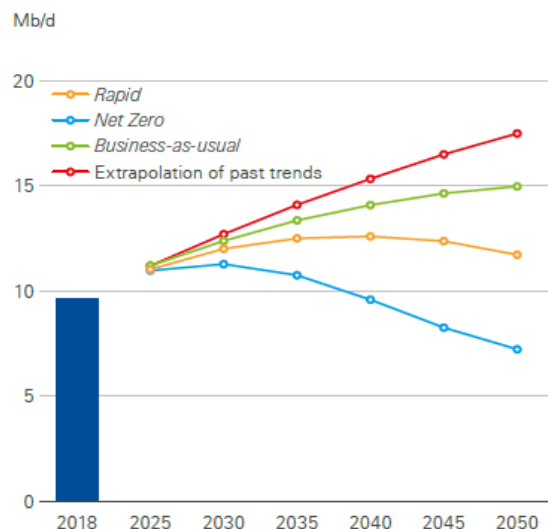
Fuente BP Energy Outlook 2020.

Figura 79 – Proyección de Combustibles Líquidos por sector

Non-combusted demand by fuel


Fuente BP Energy Outlook 2020.

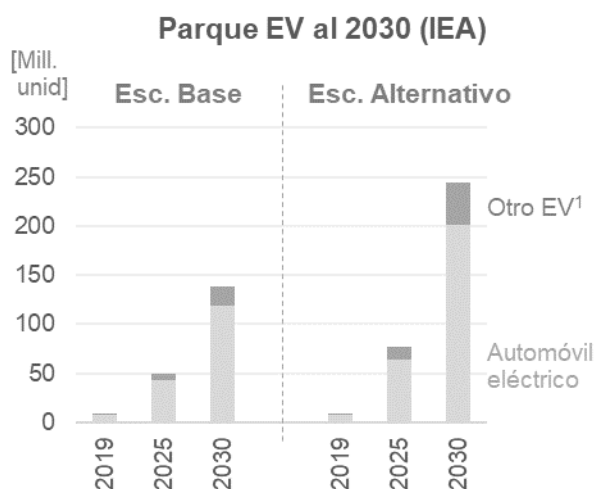
Figura 80 – Demanda de petróleo para uso No Energético

Oil feedstock for plastics and fibres


4.3.7 Automóvil Eléctrico

Como fue mencionado, la penetración del auto eléctrico es uno de los principales responsables que limitarían y reducirían el consumo de petróleo durante los próximos años. Según BP, la participación de los vehículos eléctricos en los kilómetros recorridos se incrementaría de menos de 1% actual, a un rango de 30-80% para 2050, según el escenario (Ver Figura 71). Sin embargo, BP no da mayores precisiones en cuanto a la expansión del EV en números absolutos.

Analizando las proyecciones del IEA, es posible tomar dimensión de la gran transformación que implica la expansión de la movilidad eléctrica. La Agencia, en su *Global EV Outlook 2020*, proyecta que el parque de vehículos eléctricos, que en 2019 se ubicó apenas sobre los 9 millones de unidades, alcanzaría en el escenario base los 140 millones en 2030, equivalente a un 7% del parque automotor total, mientras que en el escenario alternativo treparía a 250 millones (Figura 81).



¹ Buses, camiones y otros vehículos comerciales livianos.

*Fuente: IEA Global EV Outlook 2020.

Figura 81 – Proyección parque EV al 2030 según IEA

Parque de Vehículos Eléctricos al 2030 [Mill. Unidades]

	2019			2030 - Esc. Base			2030 - Esc. Alternativo		
	BEV	PHEV	Total	BEV	PHEV	Total	BEV	PHEV	Total
PLDV ¹	4.8	2.4	7.2	75	44	119	139	62	201
LCV ²	0.4	0.0	0.4	14	2	16	27	10	36
Buses	0.4	0.1	0.5	3	0	3	4	0	5
Camiones	0.0	0.0	0.0	0	0	1	1	2	3
Total	5.6	2.5	8.1	92	46	139	171	74	245

¹ PLDV = Vehículos de pasajeros livianos. ² LCV = Vehículos livianos comerciales

Fuente: IEA Global EV Outlook 2020.

Figura 82 – Proyección del Parque de EV por tipo

Al analizar la composición del parque de vehículos eléctricos para 2030 (Figura 82), se observa que los vehículos eléctricos a batería continuarían predominando (~65-70%) por sobre los vehículos híbridos. La proporción de vehículos comerciales livianos, camiones

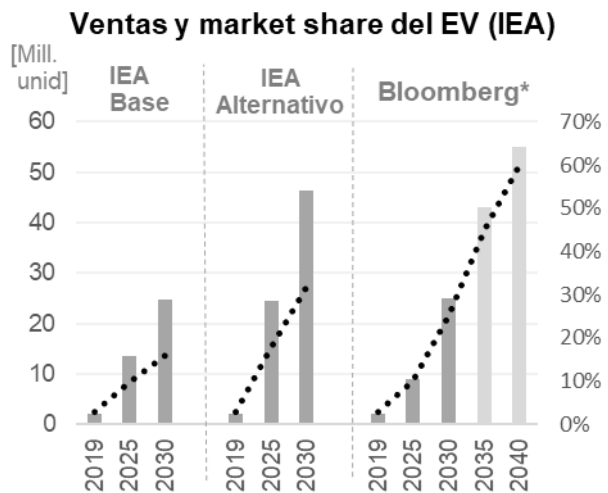
y buses sobre el total del parque de *EV*, se incrementaría del 11% actual a un 14% en el escenarios base y un 18 % en el alterativo, principalmente por un mayor crecimiento de los vehículos comerciales livianos. Los buses eléctricos, que actualmente están dando un gran impulso a la movilidad eléctrica en las grandes ciudades, crecerían a un menor ritmo que la media del parque en los próximos años.

Al observar el crecimiento esperado de las ventas de *EV*, y su *share* sobre las ventas de automóviles a nivel global, se nota claramente el *switch* desde el automóvil de combustión interna (*ICE*) hacia la movilidad eléctrica (Figura 83).

En el escenario base de IEA, las ventas de automóviles eléctricos crecerían a un CAGR de 25%, alcanzando los 25 mill. de unidades anuales a nivel global en 2030 (hoy en 2.1 mill.). El *share* del *EV* en las ventas totales de vehículos treparía del 3% actual, a un 16%.

En el escenario alternativo de IEA, las tendencias se acentúan, con ventas de *EV* anuales que duplican las del escenario base, alcanzando 46 mill. de equipos anuales en 2030, con un *share* del 32%. El escenario alternativo del IEA asume que se alcanza el objetivo de la campaña EV30@30, liderada por 11 países²² con el objetivo de alcanzar el *target* global del 30% de *EV* sobre nuevas ventas para el año 2030.

Bloomberg, por su parte, proyecta^{xxii} para 2030 ventas anuales de vehículos eléctricos para pasajeros por 25 mill., con un *share* de 25%. Su proyección continúa hasta 2040 (su proyección no incluye vehículos comerciales livianos, camiones ni buses), donde estima 55 mill. de unidades vendidas al año, con un *share* de 60%.



*Bloomberg incluye solo vehículos de pasajeros.

Fuentes: IEA Global EV Outlook 2020 y Bloomberg EV Outlook 2020

Figura 83 – Proyección de ventas y market share EV

²² Canadá, China, Finlandia, Francia, India, Japón, México, Países Bajos, Noruega, Suecia y Reino Unido.

Analizando desde el punto de vista del ICE es posible observar el impacto que tiene el crecimiento del auto eléctrico en el futuro del automóvil tradicional, y por ende en el consumo de los combustibles líquidos que lo alimentan (Figura 84).

En el escenario base de IEA, las ventas de automóviles ICE prácticamente se estancan en 125-130 mill. de unidades anuales a partir de 2025. En el escenario alternativo, las ventas alcanzan un pico en 110 mill. de unidades para luego comenzar a descender, ubicándose en tan solo cinco años un 10% más bajas (100 mill. de unidades). Esta tendencia es la que explicaría una parte importante del amesetamiento y eventual caída del consumo de petróleo.

Bloomberg, por su parte, estima que las ventas de vehículos ICE para pasajeros alcanzarían un pico de 80 mill. de unidades en 2025, para luego comenzar a descender ubicándose por debajo del 50% en 2040 (37 mill. de unidades).

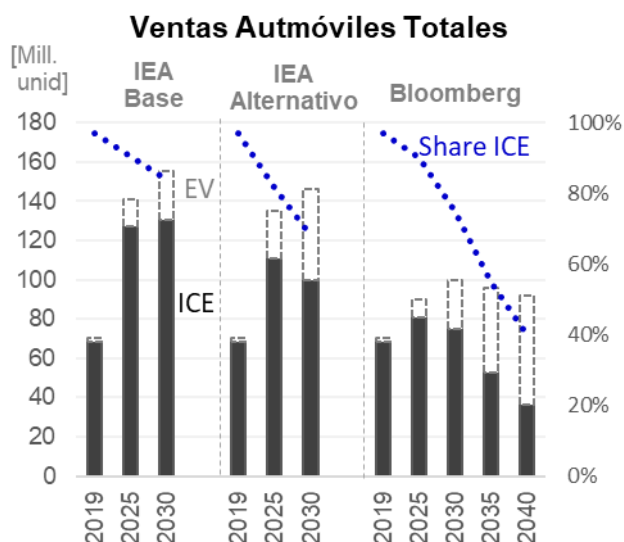
- **Ventas por región**

Proyección de ventas de EV por Región [millones de unidades]

Región	Actual		IEA Base				IEA Alternativo			
	2019	%	2025	2030	%	CAGR	2025	2030	%	CAGR
China	1.1	50%	6.8	12.3	50%	25%	10.0	13.9	30%	26%
Europe	0.6	27%	2.9	5.4	22%	23%	5.5	8.5	18%	28%
EEUU	0.3	16%	0.7	1.6	6%	15%	1.5	5.7	12%	30%
Japón	0.0	2%	0.6	1.1	4%	35%	1.2	2.0	4%	43%
India	0.0	0%	1.1	1.6	7%	83%	2.4	4.1	9%	99%
Otros	0.1	5%	1.5	2.7	11%	33%	4.0	12.1	26%	53%
Total	2.1	100%	13.5	24.7	100%	25%	24.5	46.3	100%	32%

*Fuente: IEA Global EV Outlook 2020.

Figura 85 – Proyección del Ventas de EV por región



*Fuente: IEA Global EV Outlook 2020.

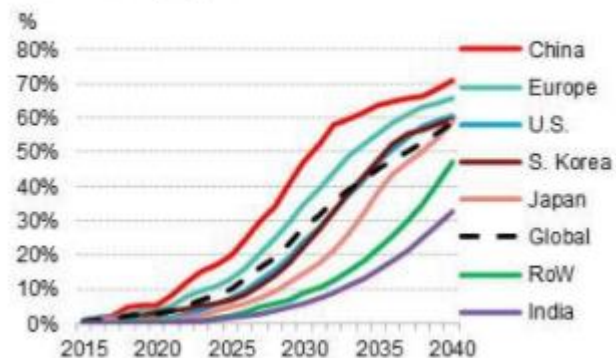
Figura 84 – Proyección de ventas y market share ICE

Al analizar las ventas por región (Figura 85), se observa que en el escenario base de IEA, China con un crecimiento anual del 25% mantendría el 50% de mercado de *EV*, alcanzando para 2030 los 12 mill. de unidades. Europa conservaría el segundo puesto con el 22% del mercado, aunque creciendo a una tasa levemente menor (23% anual). EEUU, crecería a un ritmo menor, mientras que India sería el mercado con mayor crecimiento (CAGR 83%), igualando a USA en 2030.

El escenario alternativo de IEA, asume una mayor penetración del *EV* fuera de China. Mientras que en China las ventas se ubicarían un 13% por sobre el escenario base, en el resto del mundo más que se duplican (2.5x). Las ventas se repartirían de una forma más equitativa con China representando 30% del mercado, seguido por Europa (18%) y EEUU (12%).

Según Bloomberg, el mayor *share* de *EV* sobre ventas totales de automóviles se alcanzaría en China (Figura 86), con un 40% en 2030 y 70% en 2040 (5% en 2019). Le seguiría Europa con 35% y 65%, respectivamente.

Figure 2: Global long-term EV share of new passenger vehicle sales by region



Fuente Bloomberg EV Outlook 2020.

Figura 86 – Proyección market share de EV por país

La concentración de las ventas en China y Europa estaría vinculada a las regulaciones de CO₂ para los vehículos en Europa, al sistema de créditos para los *EV* en China, junto con regulaciones para la eficiencia de combustibles y restricciones para circulación de *EV* en las ciudades. Las automotrices se enfocarían en estos mercados durante los próximos diez años, lo que implicaría menores tasas de adopción en el resto del mundo. EEUU, crecería más lento hasta 2030 (entre 20 y 25% de *share*), pero la década siguiente ganaría impulso, ubicándose en 60%, como el promedio mundial. En el resto de las regiones, la penetración sería más lenta.

En la mayoría de los mercados, mientras el costo de los *EV* se mantenga por encima del *ICE*, la penetración del *EV* requeriría de políticas de apoyo por parte de los Gobiernos. Una vez alcanzada la paridad de costos, la expansión del *EV* tendrá como cuello de

botella la infraestructura de carga, sobre todo para quienes no posean disponibilidad de carga en casa o en el lugar de trabajo.

4.3.7.1 Costos

IEA asume en el *WEO 2020* que la penetración del auto eléctrico será posible no solo por mayores regulaciones que restrinjan las emisiones de carbono, sino también gracias a avances tecnológicos que permitan una importante baja del 25-30% en el costo de adquisición de un automóvil eléctrico. Para los autos a batería, la reducción de costos esperada es aún mayor, ubicándose en ~35-40% (Figura 87).

Auto Eléctrico - Costo Adquisición (IEA)

[us\$/vehículo]	Escenario	2020	2025	2030	2040	'40 vs '20
Híbridos (PHEV)	Base	15,459	14,396	14,231	13,915	-10%
	Alternativo	15,459	14,203	13,949	13,699	-11%
A batería (BEV)	Base	22,013	16,666	15,461	14,264	-35%
	Alternativo	22,013	16,300	14,832	13,788	-37%
Total EV	Base	37,472	31,062	29,692	28,179	-25%
	Alternativo	37,472	30,503	28,781	27,487	-27%

**IEA World Energy Outlook 2020.*

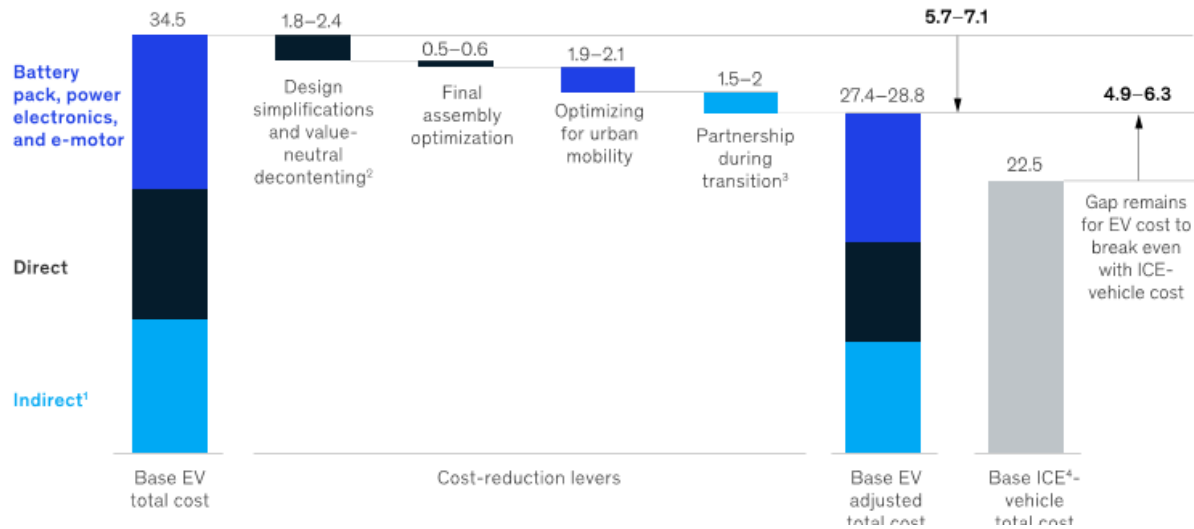
Figura 87 – Proyección del costo de adquisición de EV por tipo

Según Bloomberg, la paridad de costos entre el *EV* y el *ICE* se alcanzaría a mediados de la década del 2020-2030 en la mayoría de los segmentos, pero con gran dispersión entre las geografías. El primer segmento en alcanzar la paridad sería los autos grandes en Europa, que se equipararían en 2022. En el otro extremo, los vehículos pequeños en India y Japón no alcanzarían la paridad hasta 2030. Hasta que se alcance el *breakeven*, la mayoría de los mercados necesitaría de políticas estatales que apoyen la penetración del *EV*.

Wood Mckenzie^{xxiii}, por su parte estima, que en 2024-2025, a medida que los precios de las baterías continúen descendiendo, se alcanzaría el *breakeven point* entre el costo del *ICE* y el *EV*. Si bien los valores absolutos del costo actual de un *EV* difieren de los de IEA, su análisis sirve para comprender los vectores que permitirían la reducción de costos.

Cost-reduction levers could bring down electric-vehicle costs considerably.

Base electric-vehicle (EV) total cost, with cost-reduction levers in 2019, estimated average per vehicle, \$ thousand



Fuente: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/making-electric-vehicles-profitable>.

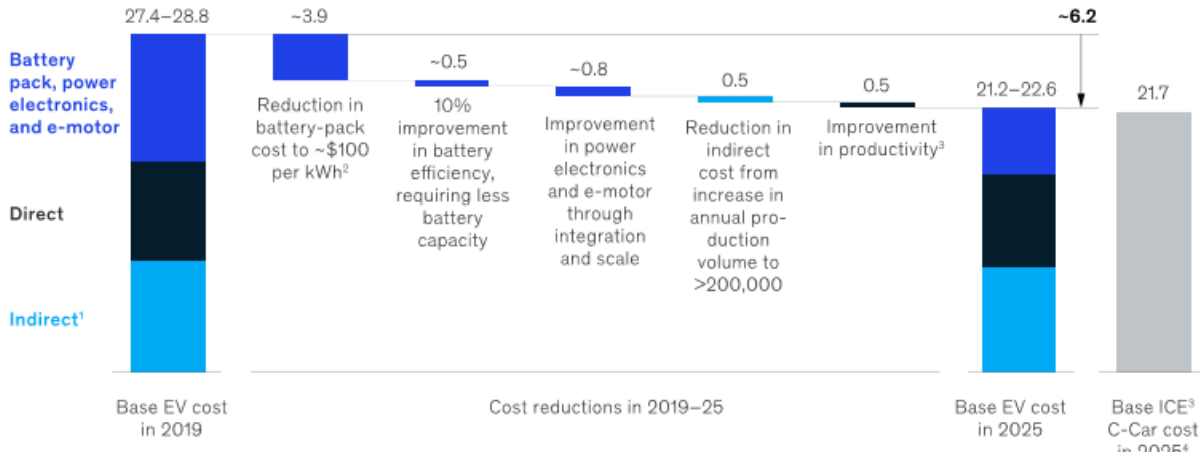
Figura 88 – Proyección de reducción de costos de EV según McKinsey – Parte 1

En primer lugar, Wood Mckinsey plantea una diferencia de costos en 2019 de 34,500 us\$, vs. 22,500 us\$ de un automóvil comparable ICE. Según sus estimaciones distintas iniciativas podrían llevar a reducir el costo actual a 27-28,000 us\$, aún sin considerar ahorros en sus componentes, como ser las baterías (Figura 88).

Por otro lado, una segunda tanda de ahorro de costos, principalmente mediante reducción de costos de las baterías, permitía alcanzar la paridad de costos con el ICE hacia 2025 (Figura 89).

By 2025, cost reductions could greatly improve electric-vehicle profitability.

Base electric-vehicle (EV) total estimated cost per vehicle in 2025 under the aggressive scenario, \$ thousand

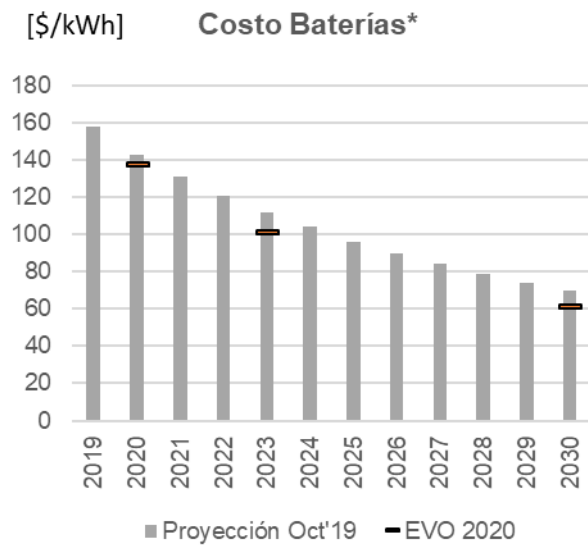


Fuente: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/making-electric-vehicles-profitable>.

Figura 89 – Proyección de reducción de costos de EV según McKinsey –Parte 2.

4.3.7.2 Costo de baterías

Bloomberg estima que el costo de las baterías, principal *driver* de la competitividad del EV frente al ICE, continuaría descendiendo los próximos años. Según una publicación^{xxiv} de octubre de 2019 (Figura 90), la Agencia estimaba que el precio medio de las baterías alcanzaría 70 us\$/kWh en 2030. Esto representa un nivel menor al 50% del precio de 2020 (137 \$/kWh).



*Fuente: Bloomberg

Figura 90 – Proyección market share de EV por país

En el EV Outlook 2020, redujo aún más el costo proyectado: ahora lo estima en 61 us\$/kWh para 2030, perforando los 100 us\$/kWh en 2024.

Los costos de las baterías continuarían descendiendo, en gran parte, por desarrollos que se están dando en el sector automotor, asociados a cambios en las características de las baterías (química, densidad de energía y tamaño) y en la escala de las plantas de producción. Los principales *players* de la industria en Asia, Europa y EEUU vienen escalando la capacidad productiva para abastecer la demanda de los EVs. Hoy en día, la mayor parte de la producción proviene de plantas que producen 3-8 GWh/ año, pero existen ya 3 plantas que producen más de 20 GWh/año, mientras que otras 5 entrarían en operación en 2023.

4.3.7.3 Infraestructura de carga

Como ha sido mencionado, la expansión de la infraestructura de carga será imprescindible para lograr acompañar el despliegue del EV. Según IEA, el número de cargadores privados debería trepar de los 6.4 mill. en 2019 a 135 mill. para 2030 en el escenario base, lo que equivale a una tasa de crecimiento de 30% anual. (Figura 91). Esto implica una demanda energética de 400 TWh de electricidad y una capacidad de carga de 0.6 TW. En el escenario alternativo, se deberían alcanzar 240 mill., consumiendo 770 TWh, con una capacidad de carga de 1.1 TW.

Si bien el *stock* de cargadores privados para buses y camiones es bajo en comparación con los vehículos livianos, estos demandan entre 20 y 25% de energía y de capacidad de carga, debido a que requieren cargadores rápidos, y a que

Cargadores Privados [millones]

	2019	2030	
		Base	Alternativo
LDV ¹	6.3	135	241
Buses	0.2	0.5	0.8
Camiones	0.0	0.1	0.6
Total	6.5	135	242

Demanda de Energía [TWh]

	2019	2030	
		Base	Alternativo
LDV ¹	16.9	310	607
Buses	13.4	70	91
Camiones	0.5	22	68
Total	30.8	403	766

Capacidad de Carga [GW]

	2019	2030	
		Base	Alternativo
LDV ¹	22	466	832
Buses	16	91	148
Camiones	0	34	147
Total	38	591	1,127

¹ LDV = Vehículos livianos.

Fuente: IEA Global EV Outlook.

Figura 91 – Proyección Cargadores EV privados.

demandan grandes cantidades de energía para cumplir con su alta cantidad de kilómetros recorridos.

Por otro lado, sería necesario continuar expandiendo la capacidad de carga pública, para complementar la carga privada y permitir los traslados de larga distancia. También podría reemplazar la carga privada en las grandes ciudades donde no todos tendrían acceso a carga en sus hogares o lugares de trabajo.

Según IEA, el número de cargadores públicos debería trepar de los 870,000 actuales a 11 mill. en 2030 en el escenario base, con una capacidad de carga de 120 TW y un abastecimiento de energía de casi 70 TWh (Figura 92). Esto representa un 20% de la capacidad de carga total requerida, complementando el 80% abastecido por la infraestructura privada.

En el escenario alternativo, se necesitarían 20 mill. de cargadores, con una capacidad de 200 TW, abasteciendo 120 TWh de energía.

En ambos escenarios se observa la importancia de los cargadores rápidos en el abastecimiento de energía, representando entre un 80% del abastecimiento de energía público.

En su conjunto, la expansión del *EV* implicaría una alta demanda de energía eléctrica a medida que su penetración vaya avanzando en cada país y región. Según IEA, hacia 2030 la movilidad eléctrica, comenzaría a tener un

Cargadores Públicos [millones]

	2019	2030	
		Base	Alternativo
Lentos	0.6	10	19
Rápidos	0.3	1	1
Total	0.9	11	20

Demanda de Energía [TWh]

	2019	2030	
		Base	Alternativo
Lentos	0.8	14	25
Rápidos	3.0	53	93
Total	3.8	67	118

Capacidad de Carga [GW]

	2019	2030	
		Base	Alternativo
Lentos	2.9	74	136
Rápidos	8.3	45	68
Total	11.2	118	204

Fuente: IEA Global EV Outlook.

Figura 92 – Proyección Cargadores EV públicos.

% EV en el Consumo de Electricidad

	2019	2030	
		Base	Alternativo
China	1.2%	3.0%	3.0%
Europa	0.2%	4.0%	6.0%
India	0.0%	2.0%	3.0%
Japón	0.0%	1.0%	2.0%
EEUU	0.1%	1.0%	4.0%

Fuente: IEA Global EV Outlook 2020.

Figura 93 – Share EV en consumo de electricidad por país

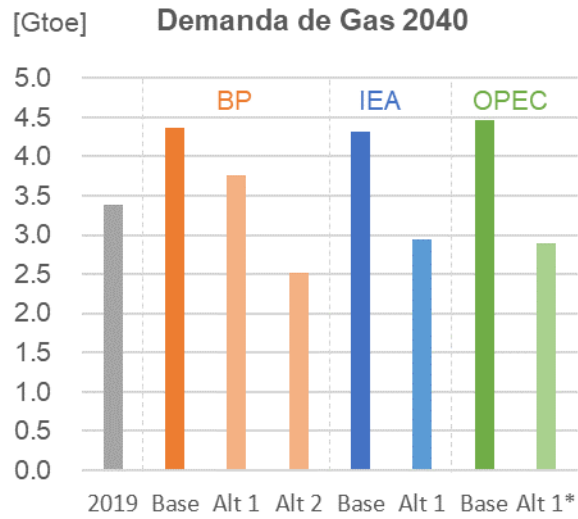
peso mayor en la demanda de electricidad de las principales economías, y por ende en los sistemas eléctricos (Figura 93). Comprender los horarios de carga será importante para poder balancear los sistemas en cada país.

4.3.8 Gas

Repasando las distintas proyecciones para el gas (Figura 94), se observa que si bien el escenario base de las distintas fuentes es coincidente (cerca de 4.4 Gtoe en 2040), hay mayores diferencias en los escenarios alternativos. Si bien IEA y OPEC están relativamente alineados en un consumo de 2.9 Gtoe (para OPEC corresponde a 2045), BP es más optimista en su primer escenario alternativo (3.8 Gtoe en el de Transición Rápida) y algo más pesimista en su segundo escenario alternativo (*Net Zero*). El promedio de ambos escenarios alternativos se ubica en 3.1 Gtoe, aún algo por encima de lo proyectado por IEA y BP.

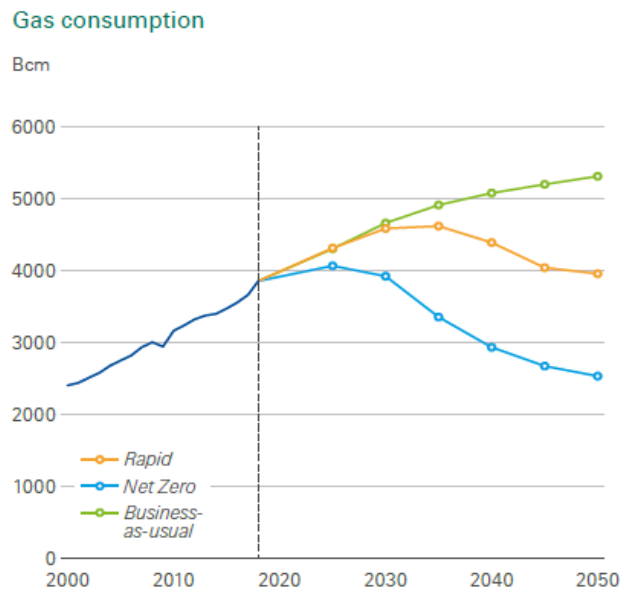
Nuevamente, se tomará como referencia las proyecciones de BP, aunque recordando que tiene un sesgo optimista para el gas respecto a las otras fuentes.

Como fue mencionado, el consumo esperado del gas es más resiliente que el del resto de los hidrocarburos, debido a su demanda más diversificada, la disponibilidad cada vez mayor de



*OPEC Alternativo 1 corresponde a 2045 (2040 no disponible).

Figura 94 – Consumo de Gas al 2040 – BP, IEA, OPEC



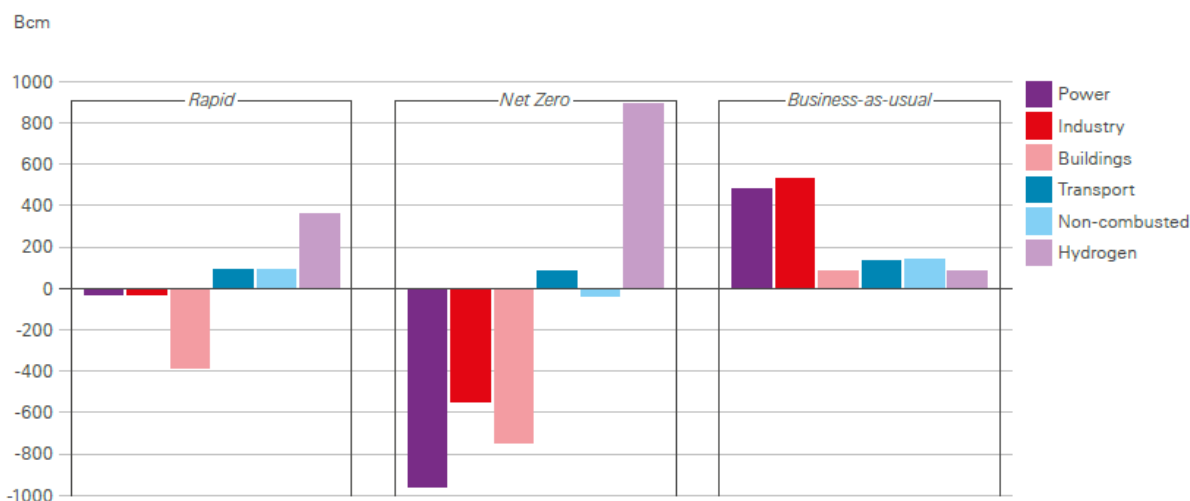
Fuente: BP Energy Outlook 2020.

Figura 95 – Escenario Consumo de Gas al 2050 según BP

recursos, y debido a su rol intermedio en cuanto a sus emisiones de carbono, en la transición desde los hidrocarburos más contaminantes (carbón y petróleo) hacia fuentes más limpias (renovables). Su consumo refleja claramente los distintos estadios de la transición energética (Figura 95).

En el escenario *Business as Usual*, la demanda de gas continúa creciendo durante los próximos 30 años ubicándose en 2050 en 5,300 bcm²³ (4,500 Mtoe), 30% por sobre los niveles actuales. La demanda es impulsada por diversos sectores (Figura 96), pero principalmente por: *i*) la industria, a medida que los países emergentes se industrializan y China avanza en el *switch* de carbón a gas; *ii*) por su uso para generación de energía eléctrica.

Change in gas demand by sector, 2018-2050



Fuente Bloomberg EV Outlook 2020.

Figura 96 – Variación Consumo de Gas al 2050 por sector según escenarios de BP

En el escenario de transición rápida, la demanda de gas crecería durante los próximos 15 años, impulsada por las economías en desarrollo (China, India y otros países asiáticos), a medida que reemplazan el uso del carbón por combustibles menos contaminantes. Sin embargo, luego de 2035 la demanda de gas comenzaría a retroceder a medida que se frena el crecimiento del consumo asiático y comienza a descender en los países desarrollados, resultando en que para 2050 el consumo retorna a los 4,000 bcm actuales (3,400 Mtoe). Respecto al escenario base, el consumo de los sectores

²³ Billion Cubic metres: unidad de consumo energético del gas natural.

industriales y de generación eléctrica se proyecta más bajo: hacia 2050 se ubicaría en niveles similares a los actuales por un mayor *switch* a energías renovables y mayores eficiencias. El mayor crecimiento del consumo provendría para la producción de hidrógeno azul que representaría un 10% del consumo total de gas hacia 2050 (despreciable en el escenario *Business as Usual*).

En el escenario *Net Zero*, el consumo de gas alcanzaría un pico a mediados de esta década, para luego caer más aceleradamente ubicándose en 2035 en niveles 35% menores a los actuales. Las tendencias se intensifican, con la demanda de gas para generación cayendo un 65% mientras que la del sector industrial cayendo un 90%. La demanda de gas para hidrógeno es mayor, alcanzando 900 bcm (765 Mtoe) en 2050, un 35% del consumo total de gas.

En resumen, el gas puede ocupar dos roles principales en la transición energética:

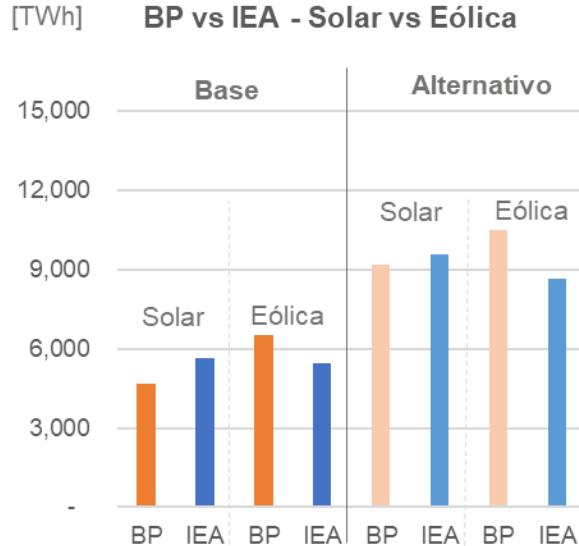
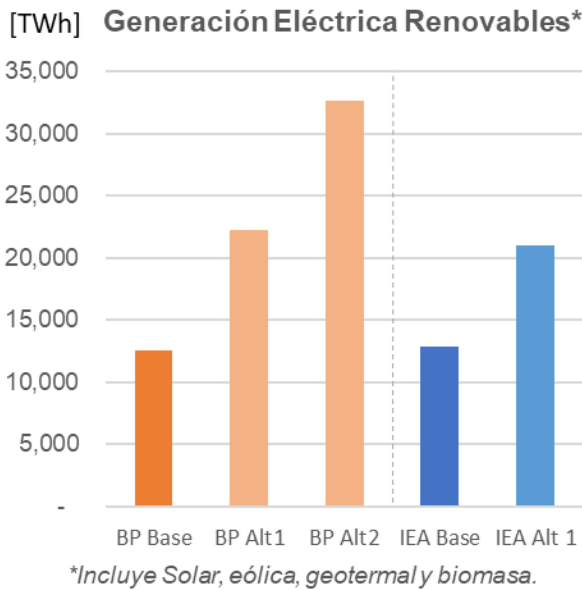
- i) Reemplazar al carbón, en las economías emergentes donde la demanda de electricidad está creciendo aceleradamente al menos mientras otras fuentes renovables no estén disponibles en escala suficiente,
- ii) Como fuente de energía sin emisiones, combinado con los *CCUs*, ya sea como fuente directa de consumo en los sectores industriales y de generación, o para producir hidrógeno azul.

4.3.9 Energías Renovables

Al analizar las distintas proyecciones de energías renovables, se observa que BP y IEA están alineados en cuanto a sus estimaciones de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables (Figura 97).

Cuando se analiza por fuente, se observa que mientras BP es más optimista respecto a la energía eólica, IEA considera más pujante a la energía solar, tanto en los escenarios base, como en los escenarios alternativos. El foco continuará puesto en las proyecciones de BP, al ser representativas de las posibles alternativas futuras.

En todos los escenarios, las energías renovables crecen rápidamente gracias a la reducción de costos y a políticas que fomentan un *switch* hacia fuentes con menores emisiones de carbono. La suba provendría principalmente de la energías solar y eólica.



Fuente: IEA World Energy Outlook 2020, BP Energy Outlook 2020.

Figura 97 – Consumo de Renovables al 2040 – BP vs. IEA

En el escenario *Business as Usual*, el uso de las renovables en el sector de generación alcanza hacia 2050 los 150 EJ (3,600 Mtoe), nivel siete veces superior al de 2018, representando un 90% del crecimiento de la demanda primaria de energía (Figura 98).

En los escenarios de Transición Rápida y *Net Zero*, el incremento de las energías renovables para generación es incluso superior a la suba proyectada para la demanda total de energía, alcanzando en 2050, los 250 EJ (6,000 Mtoe) en el escenario de Transición Rápida y los 350 EJ (8,400 Mtoe) en el escenario *Net Zero*.

Renewable energy used in power sector

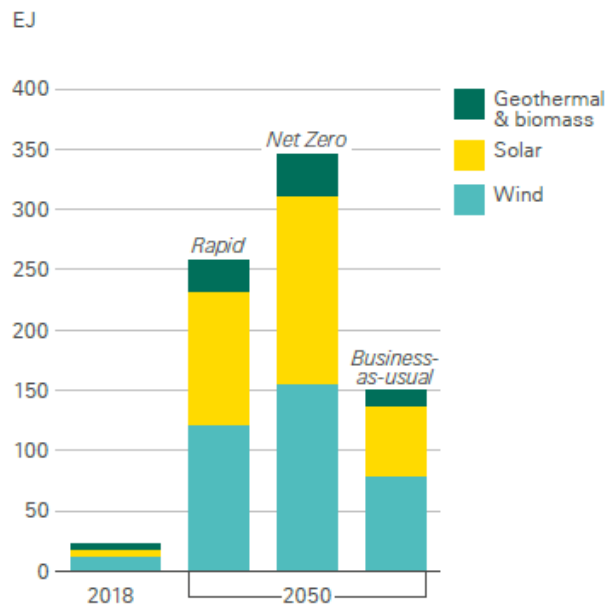


Figura 98 – Proyección de Generación de Renovables por fuente al 2050.

Los distintos escenarios de BP, trazan distintos senderos de crecimiento de las energías renovables, que implican no solo distintos senderos de eficiencias y reducción de costos de cada tecnología renovable (solar, eólica, etc.), sino principalmente distintos incentivos a los actores económicos para priorizar el consumo energético de fuentes más limpias y un grado cada vez mayor de concientización e involucramiento por parte de la sociedad. El escenario *Business as Usual* plantea un crecimiento prácticamente lineal, mientras que los escenarios alternativos plantean distintos niveles de exponencialidad hasta el año 2040, a partir de donde las curvas suavizan su pendiente (Figura 99).

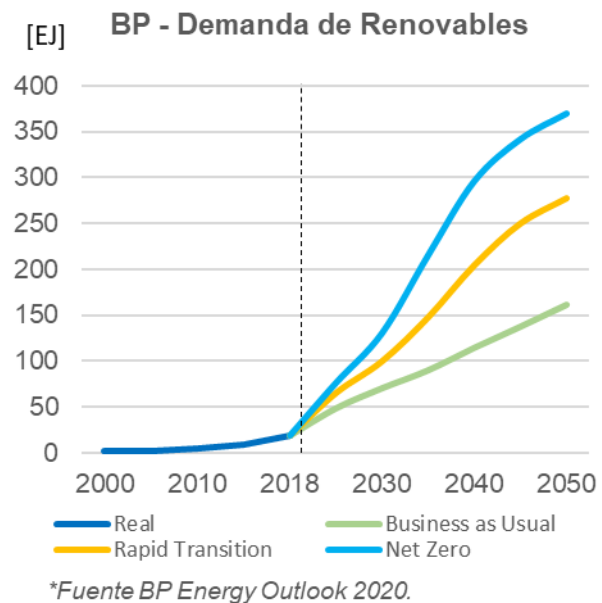
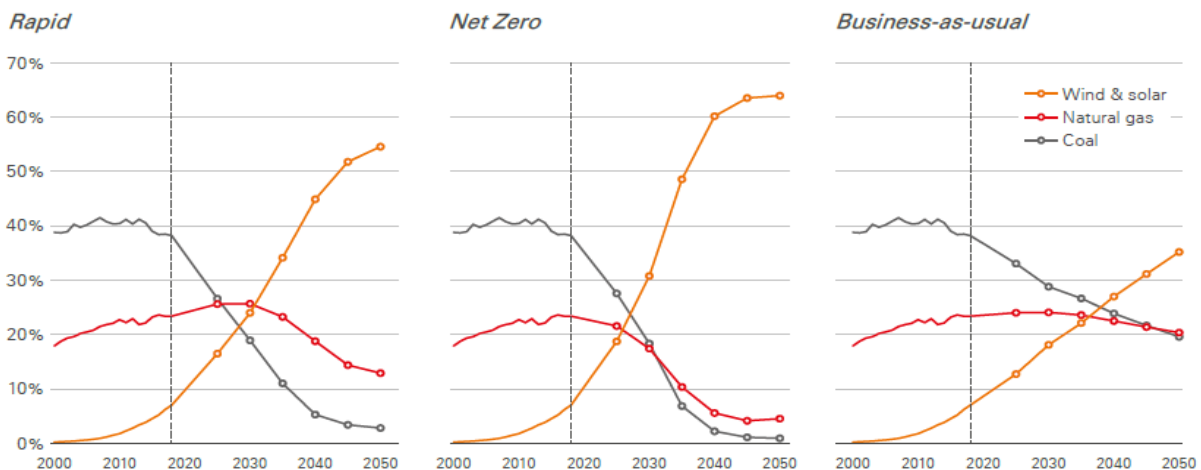


Figura 99 – Escenarios de Renovables al 2050 según BP

Al igual que en la actualidad, el sector donde más penetración tendrían las renovables es en la generación de energía eléctrica. En el siguiente gráfico (Figura 100) se observa la evolución proyectada por BP para cada escenario:

Share of global power generation by energy source



Fuente: BP Energy Outlook 2020.

Figura 100 – Escenarios de Participación de Renovables en Generación Eléctrica según BP

En el escenario *Business as usual*, la generación mediante energías solar y eólica alcanzaría un 35% en el año 2050 (hoy cerca de 8%), a expensas del carbón y con el gas relativamente estable. En los escenarios alternativos el *share* de las renovables alcanzaría entre 55 y 65%, a expensas del gas y el carbón, este último casi desapareciendo hacia 2050 como fuente de generación a nivel mundial.

En la siguiente tabla (Figura 101) se puede ver con mayor detalle la generación eléctrica proyectada por fuente:

Generación Eléctrica por fuente

[TWh]				Business as Usual		Transición Rápida		Net Zero	
	2000	2018	CAGR	2050	CAGR	2050	CAGR	2050	CAGR
Petróleo	1,237	803	-2%	146	-5%	107	-6%	85	-7%
Gas	2,762	6,183	5%	9,848	1%	6,802	0%	2,733	-3%
Carbón	5,985	10,101	3%	9,470	0%	1,476	-6%	549	-9%
Nuclear	2,581	2,701	0%	3,830	1%	5,468	2%	7,124	3%
Hidroeléctrica	2,655	4,192	3%	6,409	1%	7,102	2%	7,741	2%
Renovables	218	2,480	14%	18,702	7%	31,818	8%	42,333	9%
Biomasa	133	538	8%	1,361	3%	2,506	5%	2,967	5%
Geotérmica	52	88	3%	316	4%	533	6%	651	6%
Eólica	31	1,270	23%	9,707	7%	15,068	8%	19,348	9%
Solar	1	584	42%	7,319	8%	13,712	10%	19,367	12%
Total	15,438	26,458	3.0%	48,406	1.9%	52,772	2.2%	60,565	2.6%

Fuente: BP Energy Outlook 2020.

Figura 101 – Escenarios de Generación Eléctrica por fuente.

De todas las tecnologías renovables, según BP, la energía solar al igual que en los últimos años, sería la de mayor tasa de crecimiento (8 a 12% anual según el escenario). Levemente por debajo se ubicaría la energía eólica, con un CAGR de entre 7 y 9%. La generación por biomasa y geotérmica, crecerían a un ritmo menor (3-6%), aunque siempre por encima del resto de las fuentes tradicionales

La rápida suba de las primeras 2 décadas se amortiguaría a partir de 2040 debido a los altos costos que implica rebalancear los sistemas eléctricos frente a la intermitencia de la generación solar y eólica. De todas formas, como fue comentado, las renovables alcanzarían hacia 2050 participaciones de 45 y 60%, respectivamente (vs. 22% en el *Business as Usual*).

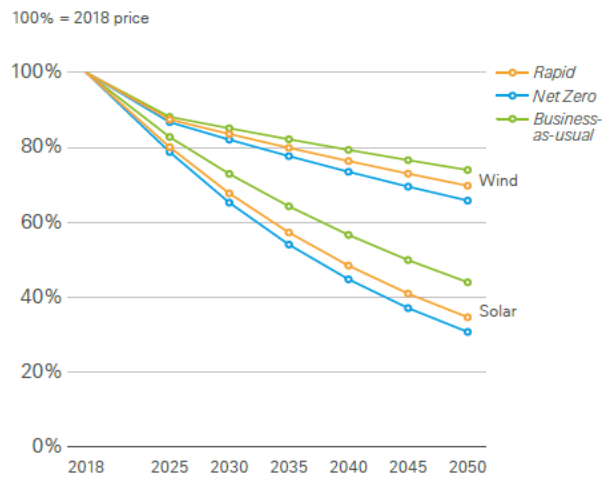
El crecimiento de las renovables estaría liderado por las energías solar y eólica, lo cual sería posible a medida que continúen reduciendo sus costos: BP proyecta una baja de

costos de 60-70% en la generación de energía solar y de 30% para la energía eólica, a medida que ganan escala y continúan transitando las curvas de aprendizaje (Figura 102).

En todos los escenarios el crecimiento de las energías renovables sería liderado por las economías emergentes, debido a las crecientes necesidades de generación eléctrica y al reemplazo de renovables por otras fuentes más contaminantes, en particular el carbón.

Considerando los efectos combinados del cambio en el *mix* de abastecimiento y el uso de CCUs, la intensidad de la emisión de carbono relacionada con la generación de energía eléctrica se reduciría en un 90% en el escenario de transición rápida, comparado con una reducción del 50% en el *Business as Usual*. Al considerar el aumento esperado en la demanda de generación, las emisiones del sector caerían un 80% en el escenario de transición rápida, pero apenas un 10% en el *Business as Usual*.

Cost of wind and solar energy by scenario

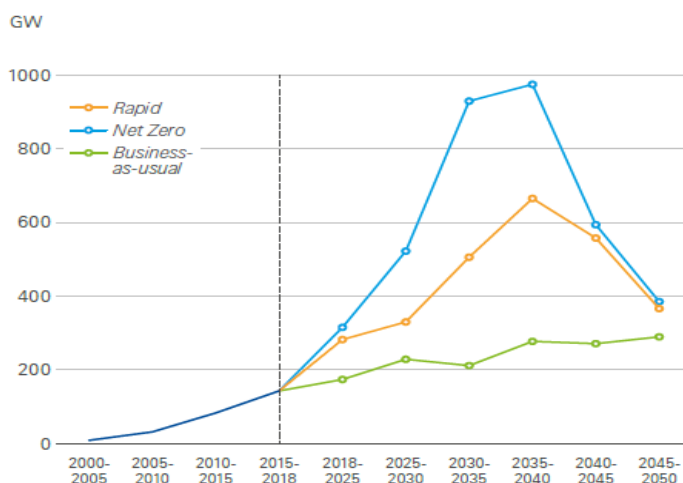


Fuente: BP Energy Outlook 2020.

Figura 102 – Proyección costos Energía solar y eólica

4.3.9.1 Capacidad de generación

Annual average increase in wind and solar capacity



Fuente: BP Energy Outlook 2020.

Figura 103 – Proyección capacidad de generación de Renovables por escenario.

Installed capacity of wind and solar energy



Al analizar el incremento en la capacidad de generación de renovables proyectado por BP (Figura 103), se observa que el escenario *Business as Usual* estima un incremento prácticamente lineal en la capacidad agregada anualmente, similar al observado en los últimos años. En los escenarios más verdes, se observa un fuerte incremento hasta el 2040 (en el *Net Zero* con picos de 1,000 GW de nueva capacidad anual), con menores adiciones para la década posterior. La mayor parte del diferencial entre el escenario de Transición Rápida y el *Net Zero*, se debe a mayor capacidad de generación de renovables destinada a la producción de hidrógeno verde.

Al analizar la capacidad de generación por región (Figura 104) según la proyección de IEA, se desprende que China continuaría liderando el crecimiento de la generación de energías renovables, con un tercio de la capacidad incorporada a nivel mundial. Otro tercio, se repartiría entre Europa, USA e India. El caso de India, es particular porque de tener actualmente un 6% de la capacidad mundial de renovables, pasaría a tener entre 12 y 16% (según el escenario) en 2040.

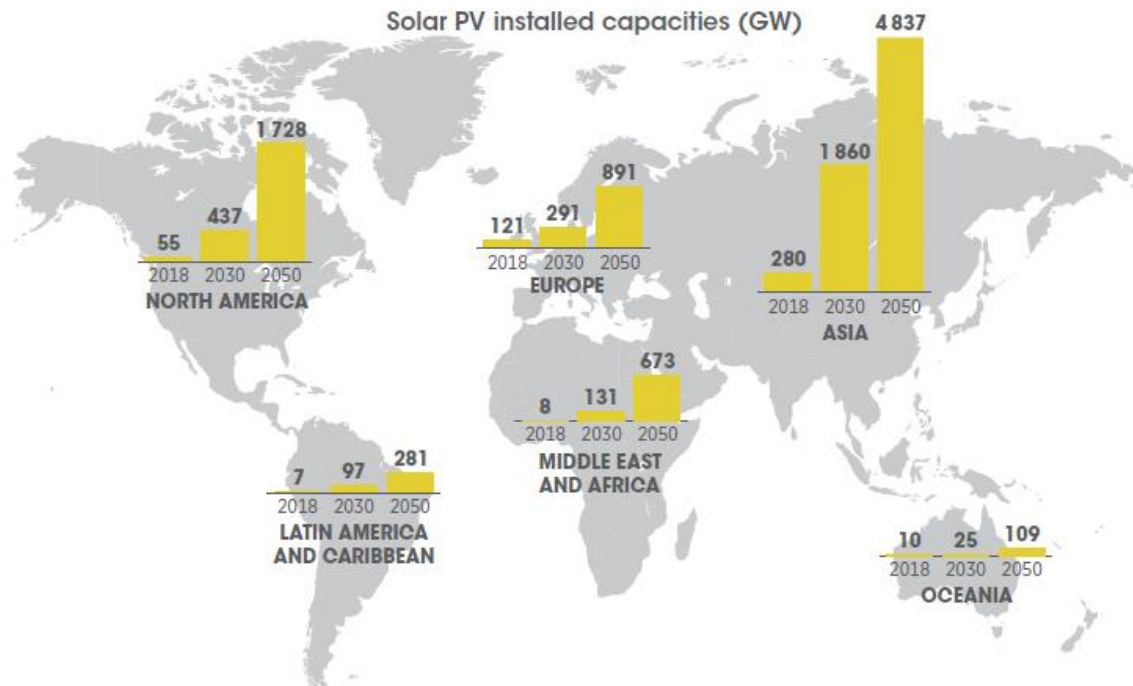
Por su parte, IRENA (Figura 105) proyecta la capacidad de generación de energía solar fotovoltaica hacia 2050 alcanzando los 8,500 GW (casi un 50% superior al escenario alternativo de IEA de 2040), con más de la mitad de dicha capacidad en Asia (2.8 GW en China).

Capacidad de Renovables por Región [GW]

Region	Solar PV			Eólica			Biomasa + Geotérmica			Total		
	2019	2040		2019	2040		2019	2040		2019	2040	
		Base	Altern.		Base	Altern.		Base	Altern.		Base	Altern.
China	205	1,219	2,124	210	641	929	23	68	97	438	1,928	3,150
Europa	147	422	624	204	457	655	55	73	95	406	952	1,374
USA	76	446	751	104	221	353	21	28	59	201	695	1,163
India	38	724	806	38	217	334	12	20	40	88	961	1,180
Japón	63	125	164	4	19	40	10	16	18	77	160	222
Otros	74	719	1,422	63	359	747	47	120	196	184	1,198	2,365
Total	603	3,655	5,891	623	1,914	3,058	15	47	82	1,394	5,894	9,454

*Fuente: IEA Energy Outlook 2020.

Figura 104 – Escenarios de Generación Eléctrica por fuente.



Fuente: IRENA Future of Solar PV - 2019.

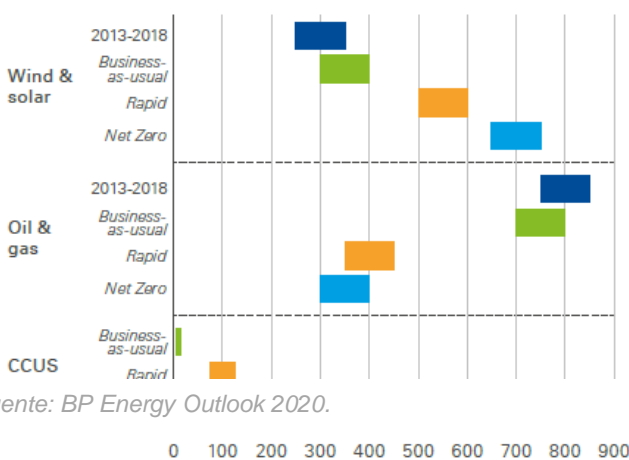
Figura 105 – Proyección de Capacidad de Generación Solar al 2050 según IRENA.

4.3.9.2 Inversiones

Al analizar la alocación de las inversiones necesarias en cada escenario para alcanzar los niveles proyectados de oferta de cada fuente para 2050 (Figura 106), se concluye que mientras que en escenario *Business as Usual* el patrón de inversiones replica los sucedido durante los últimos 5 años los escenarios alternativos implican un cambio

Average annual investment, history and 2020-2050

2018 US\$ Billion



Fuente: BP Energy Outlook 2020.

Average annual investment in wind and solar

Five-year rolling average, 2018 US\$ Billion

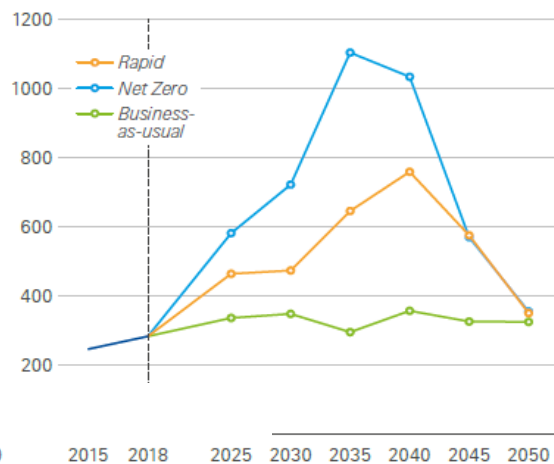


Figura 106 – Proyección de inversiones en Renovables al 2050.

rotundo en las cómo los recursos son direccionados desde el petróleo y el gas hacia las energías renovables. Mientras que en el escenario *Business as Usual* las renovables reciben inversiones estables de 300-350 Bill. us\$ al año (O&G entre 700-800 Bill. us\$) en los escenarios alternativos el orden se invierte y las renovables deberían recibir 500-750 Bill. us\$, con el O&G cayendo 300-450 Bill. us\$/año.

4.3.9.3 Costos

Al igual que BP (Ver Figura 102), IEA también proyecta que los costos de generación de energías renovables continuarían descendiendo, principalmente la energía solar fotovoltaica, convirtiéndose hacia 2040 en la fuente de generación de energía eléctrica más económica en cada uno de los principales mercados (Figura 107). En India y China, en particular el costo de generación solar alcanzaría los niveles de 20-25 us\$/MWh, niveles por debajo de USA y Europa (30-35 us\$/MWh). El costo de generación de energía eólica también continuaría descendiendo, salvo en USA donde ya alcanzó los 35 us\$/MWh en 2019 y se mantendría estable.

Costos Generación Energía Eléctrica (LCOE) por fuente y región

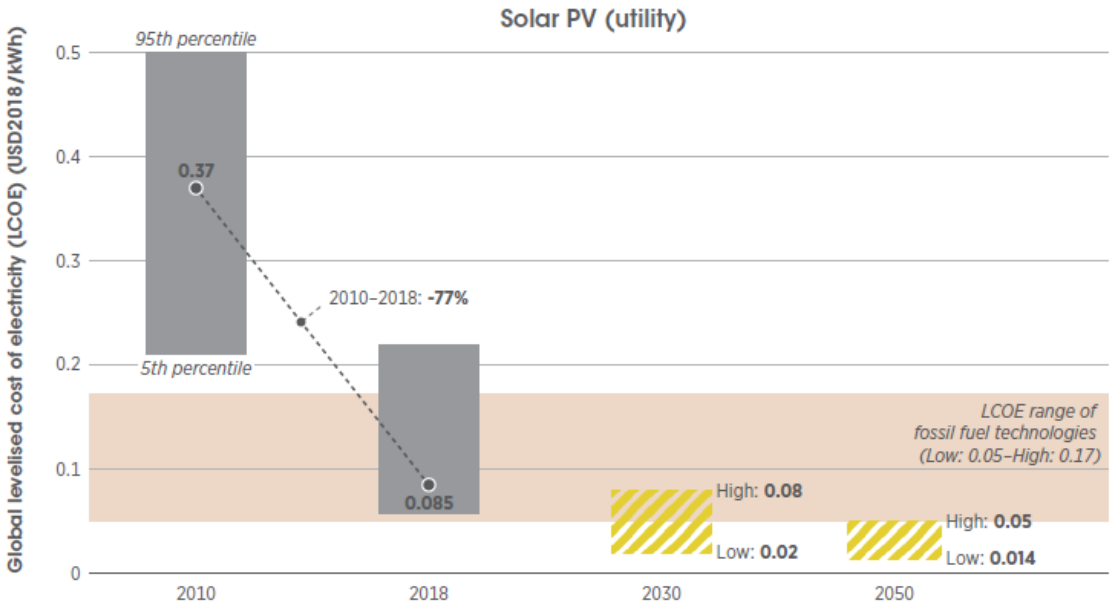
[u\$/MWh]	China		USA		Unión Europea		India	
	2019	2040	2019	2040	2019	2040	2019	2040
Nuclear	65	60	105	100	150	110	70	70
Carbón	55	75	75	75	130	150	55	55
Gas	85	105	55	65	90	115	70	85
Solar PV	40	25	50	30	55	35	35	20
Eólica Onshore	50	40	35	35	55	50	50	45
Eólica Offshore	100	45	115	55	75	45	130	60

*Fuente: IEA Energy Outlook 2020

Figura 107 – Proyección de inversiones en Renovables al 2050.

IRENA, por su parte, también proyecta los costos de generación de energía solar en un rango de 14-50 us\$/MWh a nivel global para 2050, rango inferior al proyectado para la generación por combustibles fósiles.

Figure 12: The levelized cost of electricity (LCOE) for solar PV is already competitive now compared to all fossil fuel generation sources and would be fully competitive in a few years.



Fuente: IRENA Future of Solar PV - 2019.

Figura 108 – Costos de Energía solar al 2050 según IRENA.

CAPÍTULO V: PRINCIPALES PUNTOS DEL ANÁLISIS

El mercado ya anticipa que la sociedad avanza en un sendero de transición hacia un mundo más decarbonizado. Este sendero implicaría un importante despliegue de recursos hacia tecnologías más “limpias” que tendrían impacto negativo en el consumo de hidrocarburos. Así, la industria O&G, tras crecer sostenidamente durante las últimas décadas, habría iniciado un proceso de desaceleración que distintas fuentes y analistas estiman de diferente magnitud. La visión más optimista proyecta para las próximas dos décadas una tasa de crecimiento para la industria (0.4-0.8%) que se reduce a menos de la mitad respecto a la registrada los últimos 20 años (1.7%). Las estimaciones más radicales, proyectan un mercado en contracción a tasas que podrían alcanzar -1 o hasta -2% al año.

El petróleo, se vería más afectado que el gas. Incluso BP, una histórica compañía petrolera británica, ahora estima en su escenario más probable que la demanda de petróleo habría alcanzado un pico histórico en 2019, y ya no retornaría a los niveles pre-Covid, iniciando una tendencia de estancamiento y lento retroceso (CAGR de -0.3% entre '19 y '40). Las proyecciones más ácidas, incluso ven su consumo en descenso a tasas de -2 a -3%. En lo concreto, el consumo de petróleo sería perjudicado por regulaciones gubernamentales que se estiman cada vez más estrictas para las emisiones de CO₂ (*carbon prices*), lo que fomentaría por un lado mayores eficiencias en los automóviles de combustión interna, y una fuerte expansión del automóvil eléctrico.

El gas, por su parte, se proyecta más resiliente y se comportaría como el “combustible de la transición” al ser menos contaminante que otros combustibles fósiles, más aún en tándem con la incorporación de CCUs. Su consumo sería imprescindible hasta alcanzar mayores niveles de escala e integración de las energías renovables. Las visiones más optimistas esperan una tasa de crecimiento que si bien cae a la mitad de los valores de los últimos 20 años, se mantiene positiva en buenos niveles (1.2-1.3%) durante las próximas décadas. Las proyecciones más “verdes”, proyectan que su consumo crecería hasta 2025-2030, para luego comenzar a descender, aunque a menor velocidad que el petróleo.

La reducción del consumo de hidrocarburos solo sería posible gracias a una expansión exponencial de las energías renovables y de la expansión del automóvil eléctrico. Estas tecnologías han adquirido una gran dinámica en los últimos cinco años, por un fuerte impulso de China que busca independizar su economía del consumo de hidrocarburos, y alcanzar un crecimiento más sustentable con el medio ambiente. A nivel global, la generación de energía solar se ha multiplicado por veinte en tan solo diez años, mientras que el *stock* de automóviles eléctricos se multiplicó por diez, en apenas cinco años. Los costos vienen descendiendo año tras años y ya se acercan (y en casos empardan) a los niveles de las tecnologías tradicionales.

Por el lado, de las energías renovables su crecimiento ha superado constantemente las proyecciones del mercado y año tras año los analistas esperan a futuro un crecimiento más acelerado. Un ejemplo de esto es que el IEA en tan solo cinco años incrementó en un 70% su proyección de consumo de energías renovables para el año 2040 (escenario alternativo). El consumo de renovables que en sus proyecciones del 2015 esperaba para el año 2040, ahora lo espera para el 2030. Esto demuestra el crecimiento exponencial del sector en los últimos años, y en particular que la reducción de costos alcanzada ha superado las expectativas del mercado.

La energía solar es la que ha alcanzado un mayor despliegue de recursos, alcanzando mayores economías de escala, mejoras tecnológicas y mayores eficiencias. Así, el costo de generación se redujo un 40% en apenas tres años. Es la energía que se proyecta más pujante: crecería a tasas de entre 8-12% durante los próximos treinta años, alcanzando niveles de participación en la generación eléctrica mundial de entre 15-30% (hoy 2%). IRENA proyecta que el costo de generación se reducirá a la mitad para el año 2030.

Por otro lado, el automóvil eléctrico ha recibido un gran impulso los últimos cinco años, apoyado en subsidios estatales e inversión para infraestructura de carga pública, y de la mano de los *targets* que anuncian distintos países/municipios con el fin de restringir el uso de automóviles impulsados por hidrocarburos en los próximos años. Sus costos, han descendido notablemente gracias a los menores precios de baterías (-85% en 10 años) y se estima que equiparán a los vehículos de combustión interna dentro de los próximos cinco años. A su vez, las preferencias de los consumidores cambian y el público

joven, en particular en las ciudades, se muestra cada vez más abierto a aceptar esta nueva tecnología. La mayor penetración del *EV*, que según Bloomberg alcanzaría un *share* sobre ventas del 60% en 2040, implicará una caída de las ventas de los vehículos *ICE* hacia fines de esta década (2025-2030). Con ello, el consumo de combustibles líquidos para transporte, acentuaría su curva descendente.

CONCLUSIONES

Del análisis realizado se desprende que parece inevitable que los gobiernos continuarán tomando medidas en pos de fomentar el uso de energías más limpias, en contraposición al uso de combustibles fósiles. Estas medidas, sumadas a la mejora de competitividad que vienen alcanzando las tecnologías más verdes, en particular la movilidad eléctrica y las energías renovables, implica que el uso de hidrocarburos como insumo energético descenderá eventualmente, tanto para el transporte, como para la producción de energía eléctrica y calefacción. Su consumo tenderá a concentrarse en aplicaciones petroquímicas y algunas aplicaciones energéticas de nicho donde la movilidad eléctrica o las energías renovables no logren desarrollar alternativas competitivas.

Si bien quedan muchos años de consumo de hidrocarburos para los cuales se deberán continuar realizando inversiones, las compañías del O&G deberán convivir con menores tasas de crecimiento demostrando que la industria ya alcanzó la madurez, e ingresará próximamente en la fase de declive. En el mercado energético del futuro, el poder de negociación se trasladará al consumidor al disponer de mayores alternativas de abastecimiento energético, lo que pondrá una cota más baja a los precios de los *commodities* energéticos y así, a ingresos y márgenes de las compañías petroleras y su cadena de valor.

Las compañías de la cadena petrolera deberán reconvertirse o diversificarse para evitar perder valor. Esto ya se está viendo en muchos casos alrededor de mundo. Un caso claro es el de la histórica compañía estatal noruega Statoil, que en 2018 cambió el nombre a Equinor como parte de su estrategia de establecerse como una compañía energética integral, por fuera del tradicional negocio de O&G, en paralelo con nuevas inversiones en energías renovables^{xxvi}. BP también ha anunciado en 2020 un cambio de estrategia en el mismo sentido, con foco en convertirse en un proveedor de soluciones energéticas integral^{xxvii}. En el ámbito local argentino, dos importantes empresas del sector energético han dado sus primeros pasos en este sentido. YPF, con la conformación de YPF LUZ, para desarrollar el negocio eléctrico de la compañía, incluyendo inversiones en energía renovable^{xxviii}. También Tenaris, compañía que abastece tubos para la perforación de pozos petroleros, ha anunciado este año su

objetivo de decarbonización a largo plazo incluyendo el desarrollo de productos para acompañar el desarrollo de *CCUs*^{xxxix} y energías más limpias^{xxx}. Otro efecto que comienza a darse es la consolidación de la industria petrolera en menores *players*. Esto ya se está dando en las *shales* norteamericanas^{xxxix}, e incluso podría alcanzar a las principales *majors*^{xxxii}.

La comunidad, los gobiernos y también ahora los inversores, exigen cada vez más a las compañías que expongan sus estrategias para acompañar a la sociedad en este sendero de transición hacia un mundo más verde. Numerosos nuevos movimientos ambientalistas, sobre todo en la generación más joven, como el caso de Greta Thunberg, levantan con más fuerza las banderas del cuidado del medio ambiente. Los gobiernos avanzan en este sentido: cada año nuevas ciudades y países anuncian *targets* de reducción de emisiones de carbono o limitación de vehículos propulsados por hidrocarburos. Los inversores, por su parte, también redefinen sus carteras priorizando compañías y proyectos con estrategias concretas de decarbonización. Esto abarca desde grandes fondos de pensión, fondos de inversión privados e inversores individuales^{xxxiii}. La contracara son desinversiones en el O&G y mayores costos de acceso al capital para financiar sus proyectos de expansión.

Sin embargo, aún hay desafíos que las nuevas tecnologías deben resolver para asegurar que la transición energética es sustentable. Desde el punto de vista ambiental, la energía solar fotovoltaica, en la medida que se expanda a gran escala, comenzará a competir por superficie con terrenos cultivables^{xxxiv} y con terrenos habitables, poniendo mayor tensión en aquellos países con alta densidad poblacional. A su vez, también la industria debe poner foco en el impacto ambiental de los procesos productivos y de la disposición final de los componentes de los parques de generación de energías renovables, por ejemplo los paneles solares^{xxxv}.

Respecto al automóvil eléctrico, también deberá considerarse el impacto ambiental asociado con la producción de las baterías. Por un lado, los efectos en el medioambiente de la minería que libera las materias primas para la producción de sus componentes, como el caso del litio; por otro lado, será imprescindible una adecuada gestión y control de la disposición final de las baterías una vez finalizada su vida útil.

En paralelo, los sistemas eléctricos de todo el mundo deberán adaptarse a un nuevo paradigma de generación y consumo. Las fuentes de generación estarán más diversificadas con muchos puntos atomizados alimentando a la red, pero con producción intermitente en el caso de las energías solar y eólica. Serán importantes los desarrollos tecnológicos para bajar los costos de almacenamiento de energía. Por el lado de la demanda, el consumo de electricidad para automóviles a gran escala requerirá repensar los sistemas de distribución y cómo lidiar con los picos de consumo (carga de *EV*). Será necesario afrontar grandes inversiones en los sistemas eléctricos que acompañen la mayor penetración de las energías renovables y del automóvil eléctrico.

Finalmente, es probable que a medida que avancen la demanda de energías renovables en detrimento de los hidrocarburos, los precios del O&G se ubiquen en un escalón más bajo. Este es, en parte, uno de los objetivos que persiguen los países que actualmente fomentan la adopción de energías renovables para reducir así su dependencia geopolítica de los países productores de petróleo. Sin embargo, si los precios de los *commodities* energéticos caen a niveles muy bajos, es posible que los hidrocarburos vuelvan a ganar competitividad frente a las energías renovables, y lógicamente el automóvil ICE respecto al EV. En este contexto, habrá que ver cómo priorizan los gobiernos el *trade-off* entre el cuidar sus cuentas fiscales y continuar fomentando las tecnologías verdes, y los consumidores las decisiones de movilidad y consumo de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- BP.** (2017). *Energy Outlook. 2017 Edition.*
- BP.** (2018). *Energy Outlook. 2018 Edition.*
- BP.** (2019). *Energy Outlook. 2019 Edition.*
- BP.** (2020). *Energy Outlook. 2020 Edition.*
- EIA.** (2019, 24 de Enero). *Annual Energy Outlook with projections to 2050*
- IEA.** (2018). *Energy Efficiency 2018. Analysis and outlooks to 2040.*
- IEA.**(2019, Mayo). *Global EV Outlook 2019. Scaling-up the transition to electric mobility?*
- IEA.**(2020, Junio). *Global EV Outlook 2020. Entering the decade of electric drive?*
- IEA.**(2000, Noviembre). *World Energy Outlook 2000*
- IEA.**(2001, Noviembre). *World Energy Outlook 2001*
- IEA.**(2002, Noviembre). *World Energy Outlook 2002*
- IEA.**(2004, Noviembre). *World Energy Outlook 2004*
- IEA.**(2006, Noviembre). *World Energy Outlook 2006*
- IEA.**(2008, Noviembre). *World Energy Outlook 2008*
- IEA.**(2009, Noviembre). *World Energy Outlook 2009*
- IEA.**(2010, Noviembre). *World Energy Outlook 2010*
- IEA.**(2011, Noviembre). *World Energy Outlook 2011*
- IEA.**(2012, Noviembre). *World Energy Outlook 2012*
- IEA.**(2013, Noviembre). *World Energy Outlook 2013*
- IEA.**(2014, Noviembre). *World Energy Outlook 2014*
- IEA.**(2015, Noviembre). *World Energy Outlook 2015*
- IEA.**(2016, Noviembre). *World Energy Outlook 2016*
- IEA.**(2017, Noviembre). *World Energy Outlook 2017*
- IEA.**(2018, Noviembre). *World Energy Outlook 2018*
- IEA.**(2019, Noviembre). *World Energy Outlook 2019*
- IEA.**(2020, Octubre). *World Energy Outlook 2020*

IRENA.(2019, Noviembre). *Future of solar photovoltaic. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects.*

IRENA.(2019). *Renewable Power Generation Costs in 2018.*

OPEC.(2018, Septiembre). *World Oil Outlook 2040.*

OPEC.(2019). *World Oil Outlook 2040.*

REN 21. (2019). *Renewables 2019 – Global Status Report.*

REN 21. (2020). *Renewables 2020 – Global Status Report.*

REFERENCIAS

ⁱ **Livescience.** Marc Lallanilla (2015). *Peak Oil: Theory or Myth?*

<https://www.livescience.com/38869-peak-oil.html>

ⁱⁱ **S&P Global.** Hernan Wang (2020, 8 de Octubre). *OPEC forecasts peak oil demand for first time, but projects quick coronavirus recovery.*

<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/100820-opec-projects-global-oil-demand-to-peak-around-2040-as-pandemic-lowers-growth>

ⁱⁱⁱ **Bloomberg.** James Herron (2021, 9 de Abril). *Why ‘Peak Oil’ Won’t Mean the End of Drilling.*

<https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-04-09/why-peak-oil-won-t-mean-the-end-of-drilling>

^{iv} **United Nations Climate Change.** *¿Qué es el Protocolo de Kyoto?*

https://unfccc.int/es/kyoto_protocol#:~:text=En%20concreto%2C%20el%20Protocolo%20de,con%20las%20metas%20individuales%20acordadas.

^v **EIA.** *What drives crude oil prices: Demand OECD*

<https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/demand-oecd.php#:~:text=Oil%20consumption%20in%20the%20OECD,percent%20during%20the%20same%20period.&text=Economic%20conditions%20and%20policies%20that,oil%20consumption%20in%20OECD%20countries.>

^{vi} **DW.** Jens Thurau (2021, 10 de Marzo). *Diez años después de Fukushima, en Alemania la energía nuclear es historia.*

<https://www.dw.com/es/diez-años-después-de-fukushima-en-alemania-la-energ%C3%ADa-nuclear-es-historia/a-56829555>

^{vii} **Clean Energy Wire.** Kerstine Appunn (2021, 9 de Marzo). *The history behind Germany's nuclear phase-out.*

<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/history-behind-germanys-nuclear-phase-out>

^{ix} **IRENA.** (2020, 6 de Junio). *Renewables Increasingly Beat Even Cheapest Coal Competitors on Cost Tweet.*

<https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2020/Jun/Renewables-Increasingly-Beat-Even-Cheapest-Coal-Competitors-on-Cost>

^x **Buyouts.** Kirk Falconer (2020, 2 de Noviembre). *The greening of private equity: the watt and the why.*

<https://www.buyoutsinsider.com/the-greening-of-private-equity-the-watt-and-the-why/>

^{xi} **IRENA.** (2020, November). *Mobilising institutional capital 2020.*

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Mobilising_institutional_capital_2020.pdf

^{xii} **M&A Explorer.** (2020, 3 de Febrero). *Renewables sector drives M&A in energy industry.*

<https://mergers.whitecase.com/highlights/renewables-sector-drives-ma-in-energy-industry#!>

^{xiii} **Power Grid.** Kelvin Ross (2018, 4 de Septiembre). *Renewable energy dominating global M&A sector in 2018.*

<https://www.power-grid.com/smart-grid/ey-renewable-energy-dominating-global-m-a-sector-in-2018/#qref>

^{xiv} **Global Construction Review.** (2016, 24 de Junio). *Sweden opens world's first electric highway for trucks.*

<https://www.globalconstructionreview.com/innovation/sweden-opens-worlds-first-electric-highway/>

^{xv} **Edie.** *FedEx plans to deliver 'future of aviation' with biofuels drive.*

<https://www.edie.net/news/7/FedEx-commits-to-future-of-aviation-fuel/>

^{xvi} **Forbes.** David Nickel (2021, 11 de Marzo). *Norway's Widerøe Could Fly This Rolls-Royce Electric Plane By 2026.*

<https://www.forbes.com/sites/davidnickel/2021/03/11/norways-widere-could-fly-this-rolls-royce-electric-plane-by-2026/?sh=6bf775f551a6>

^{xvii} **Climate Home News.** Liu Bin (2018, 15 de Agosto). *China solar industry struggles through sudden subsidy cuts.*

<https://www.climatechangenews.com/2018/08/15/china-solar-industry-struggles-sudden-subsidy-cuts/>

-
- ^{xviii} **Apricum.** Frank Haugwitz (2019, 19 de Noviembre). *Towards a subsidy-free era for China's solar PV market.*
<https://www.apricum-group.com/towards-a-subsidy-free-era-for-chinas-solar-pv-market/>
- ^{xix} **KPMG.** (2018). *Great expectations. Deal making in the renewable energy sector.*
<https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/tr/pdf/2018/05/yenilenebilir-enerji-islemleri-raporu-2018.pdf>
- ^{xx} **McKinsey.** Yeon Baik, Russell Hensley, Patrick Hertzke, and Stefan (2019, 8 de Marzo). *Making electric vehicles profitable.*
<https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/making-electric-vehicles-profitable>
- ^{xxi} **McKinsey.** Yeon Baik, Russell Hensley, Patrick Hertzke, and Stefan (2019, 8 de Marzo). *Making electric vehicles profitable.*
<https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/making-electric-vehicles-profitable>
- ^{xxii} **Bloomberg.** (2020). *Electric Vehicle Energy Outlook 2020.*
<https://bnf.turtl.co/story/evo-2020/>
- ^{xxiii} **McKinsey.** Yeon Baik, Russell Hensley, Patrick Hertzke, and Stefan (2019, 8 de Marzo). *Making electric vehicles profitable.*
<https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/making-electric-vehicles-profitable>
- ^{xxiv} **Bloomberg.** Chris Martin (2019, 11 de Octubre). *Better Batteries.*
<https://www.bloomberg.com/quicktake/batteries>
- ^{xxv} **Equinor.** (2018, 15 de Mayo). *About our name change.*
<https://www.equinor.com/en/about-us/about-our-name-change.html#:~:text=On%20May%2015%2C%202018%2C%20we,to%20Equinor%20on%20May%2015.>
- ^{xxvii} **BP.** (2020, 4 de Agosto). *From International Oil Company to Integrated Energy Company: BP sets out strategy for decade of delivery towards net zero ambition.*
<https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/from-international-oil-company-to-integrated-energy-company-bp-sets-out-strategy-for-decade-of-delivery-towards-net-zero-ambition.html>
- ^{xxviii} **Argentina Eólica.** (2020, 31 de Diciembre). *El rol de YPF Luz en el camino hacia la descarbonización.*
<https://argentinaeolica.org.ar/novedades/el-rol-de-y-pf-luz-en-el-camino-hacia-la-descarbonizacion>

^{xxix} **Tenaris.** (2020, 8 de Octubre). *Tenaris supports customers with solutions for decarbonization in Europe.*

<https://www.tenaris.com/en/newsroom/news-listing/tenaris-supports-customers-with-solutions-for-deca--07357107020>

^{xxx} **Tenaris.** (2021, 24 de Marzo). *Tenaris to supply line pipe for Northern Lights CO₂ Transportation and Storage Project.*

<https://www.tenaris.com/en/newsroom/news-listing/tenaris-to-supply-line-pipe-for-northern-lights-co--21728146521>

^{xxxi} **Oilprice.** Tsvetana Paraskova (2020, 20 de Octubre). *Prepare For More U.S. Shale Mergers And Acquisition.*

<https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Prepare-For-More-US-Shale-Mergers-And-Acquisitions.html>

^{xxxii} **Reuters.** Lauren Silva Laughlin (2021, 10 de Febrero). *Breakingviews - Chexxon fantasy M&A – who would buy whom?*

<https://www.reuters.com/article/us-chevron-m-a-breakingviews-idUSKBN2AA22S>

^{xxxiii} **Ernst & Young.** Matthew Bell (2021, 29 de Marzo). *How your decarbonization strategy could impact your access to capital.*

https://www.ey.com/en_gl/assurance/how-your-decarbonization-strategy-could-impact-your-access-to-capital

^{xxxiv} **Reuters.** Carey L. Biron (2019, 28 de Enero). *When harrow met solar: U.S. land-use competition heats up.*

<https://www.reuters.com/article/us-usa-energy-agriculture-feature-idUSKCN1PM185>

^{xxxv} **Union of Concerned Scientists.** (2013, 5 de Marzo). *Environmental Impacts of Solar Power.*

<https://www.ucsusa.org/resources/environmental-impacts-solar-power>