

2014



PETROAMAZONAS EP



OPTIMIZACIÓN • GENERACIÓN • ELÉCTRICA

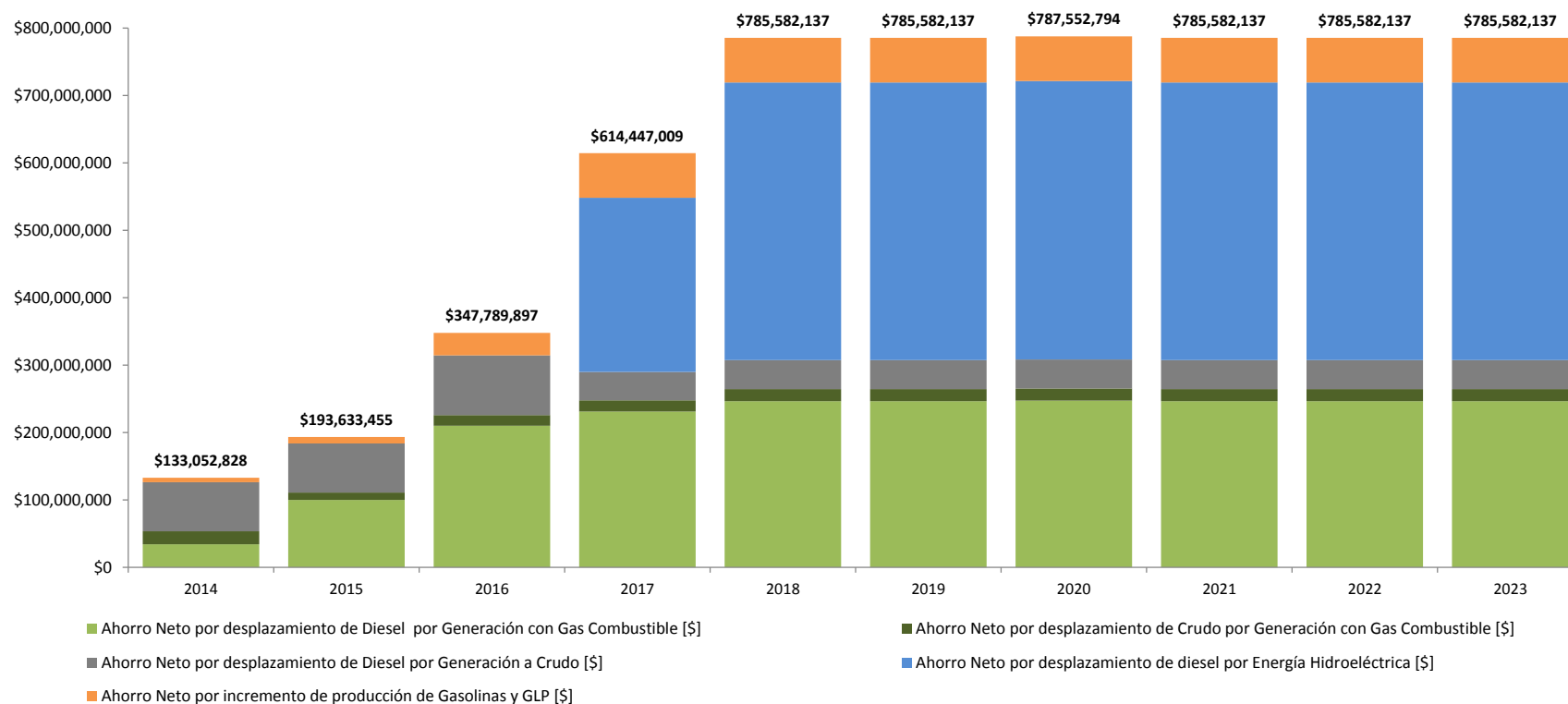
un nuevo modelo de desarrollo energético

**PROYECTO: OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y EFICIENCIA
ENERGÉTICA OGE&EE**

**OBJETIVOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA PROYECTO OGE&EE
ESCENARIO 1: CONSIDERANDO IMPORTACIÓN DE ENERGÍA
HIDROELÉCTRICA DESDE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
DURANTE LAS 24 HORAS**

FECHA: 14 de marzo de 2014
AUTOR: Javier Germán Villacis Castro
CARGO: Coordinador Matriz Energética
REVISIÓN: 1

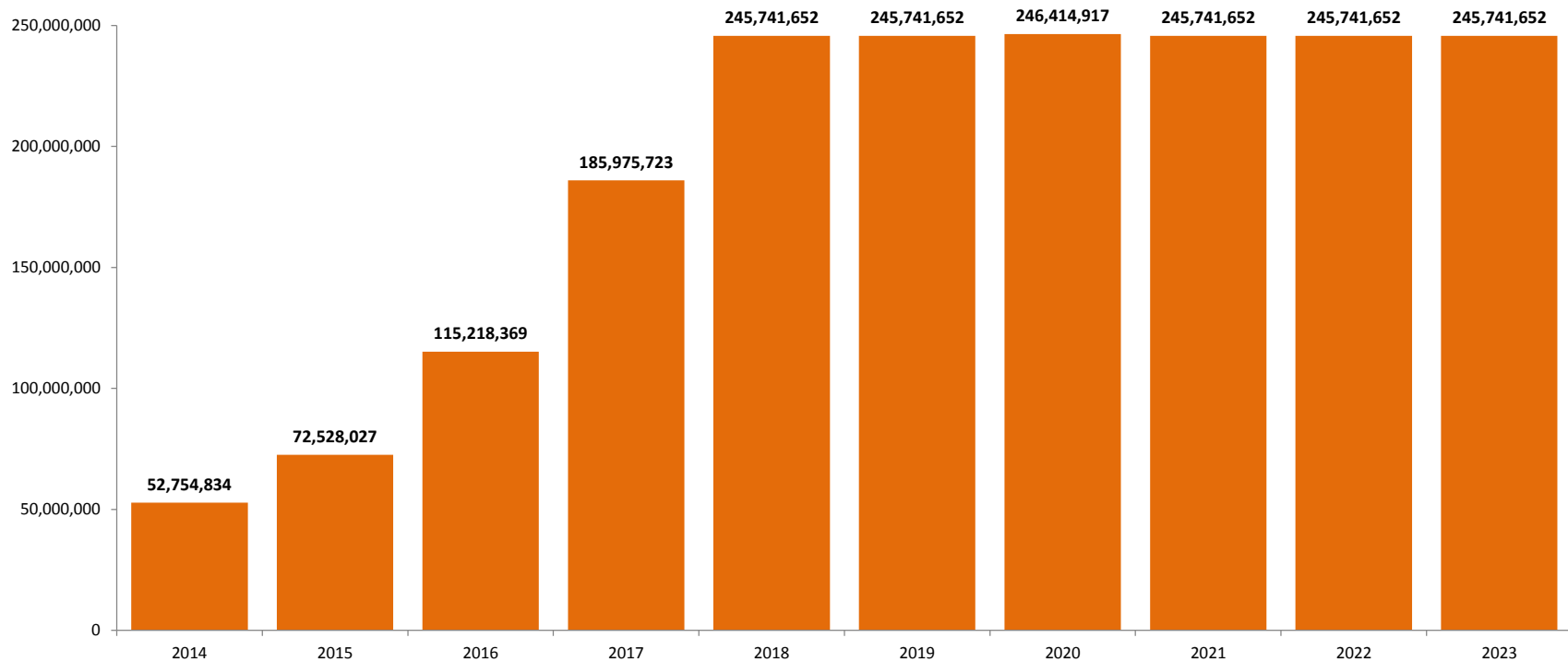
AHORROS ECONÓMICOS ANUALES PROYECTO OGE&EE
CONSIDERANDO IMPORTACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DESDE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DURANTE LAS 24 HORAS



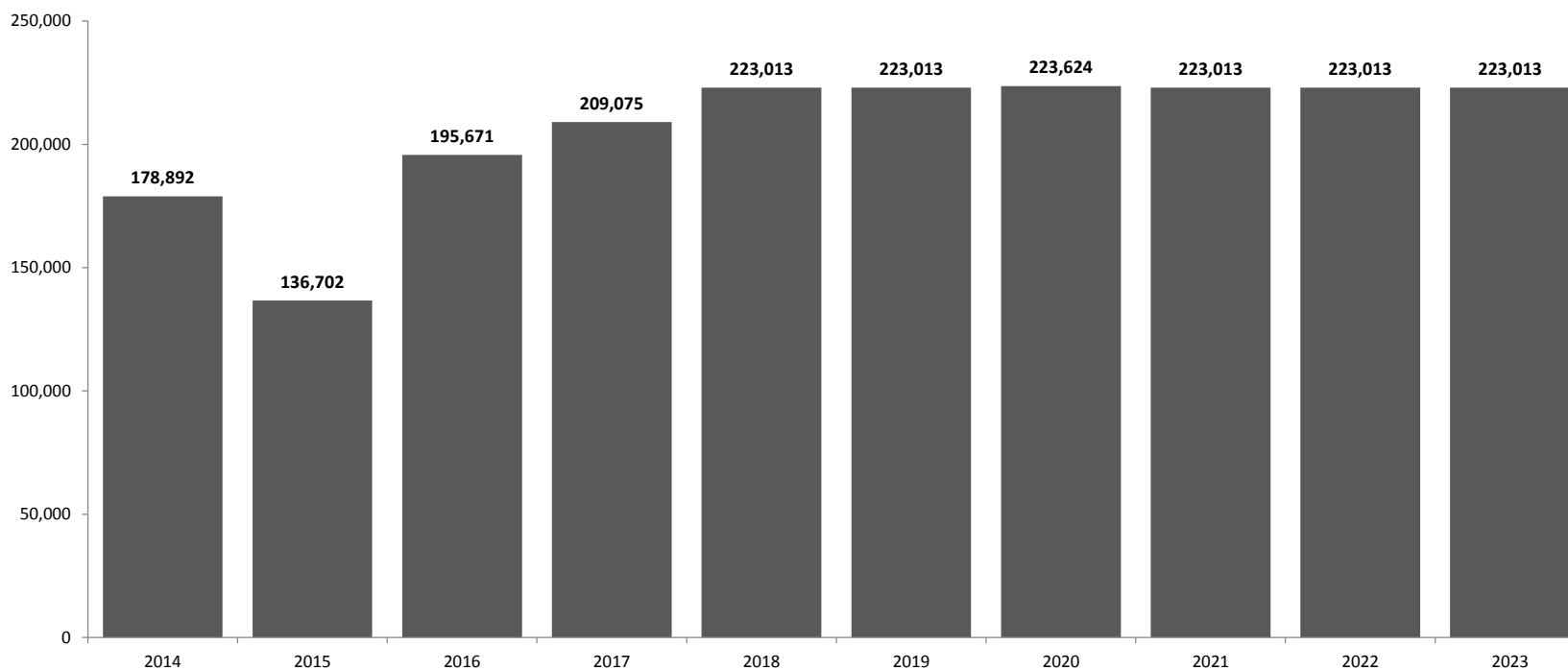
NOTAS:

1. Se considera la importación constante de 200MW de energía hidroeléctrica desde el Sistema Nacional Interconectado.
2. La disponibilidad de Gas Combustible está estimada en base al Escenario de Inversión Baja del estudio del Wood Mackenzie - MRNNR (NO incluye Parahuacu ni Sur Oriente).

DESPLAZAMIENTO DE DIESEL [GAL]
CONSIDERANDO IMPORTACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DESDE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DURANTE LAS 24 HORAS



AHORRO DE CRUDO [BBL]
CONSIDERANDO IMPORTACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DESDE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DURANTE LAS 24 HORAS



NOTAS:

1. El ahorro de crudo en el año 2014 es mayor al del año 2015, debido a que : i) Durante el año 2014, se encontrarán operando las unidades Wartsila SG (generadores que operan con Gas Combustible solamente) en EPF hasta finales del tercer trimestre de este año; luego de lo cual serán trasladadas a Shushufindi; ii) La fase 2 de la central de Generación Gas / Crudo de EPF entrará en operación a mediados del 2015 .

ESCENARIO 1

CONSIDERANDO IMPORTACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DESDE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DURANTE LAS 24 HORAS □

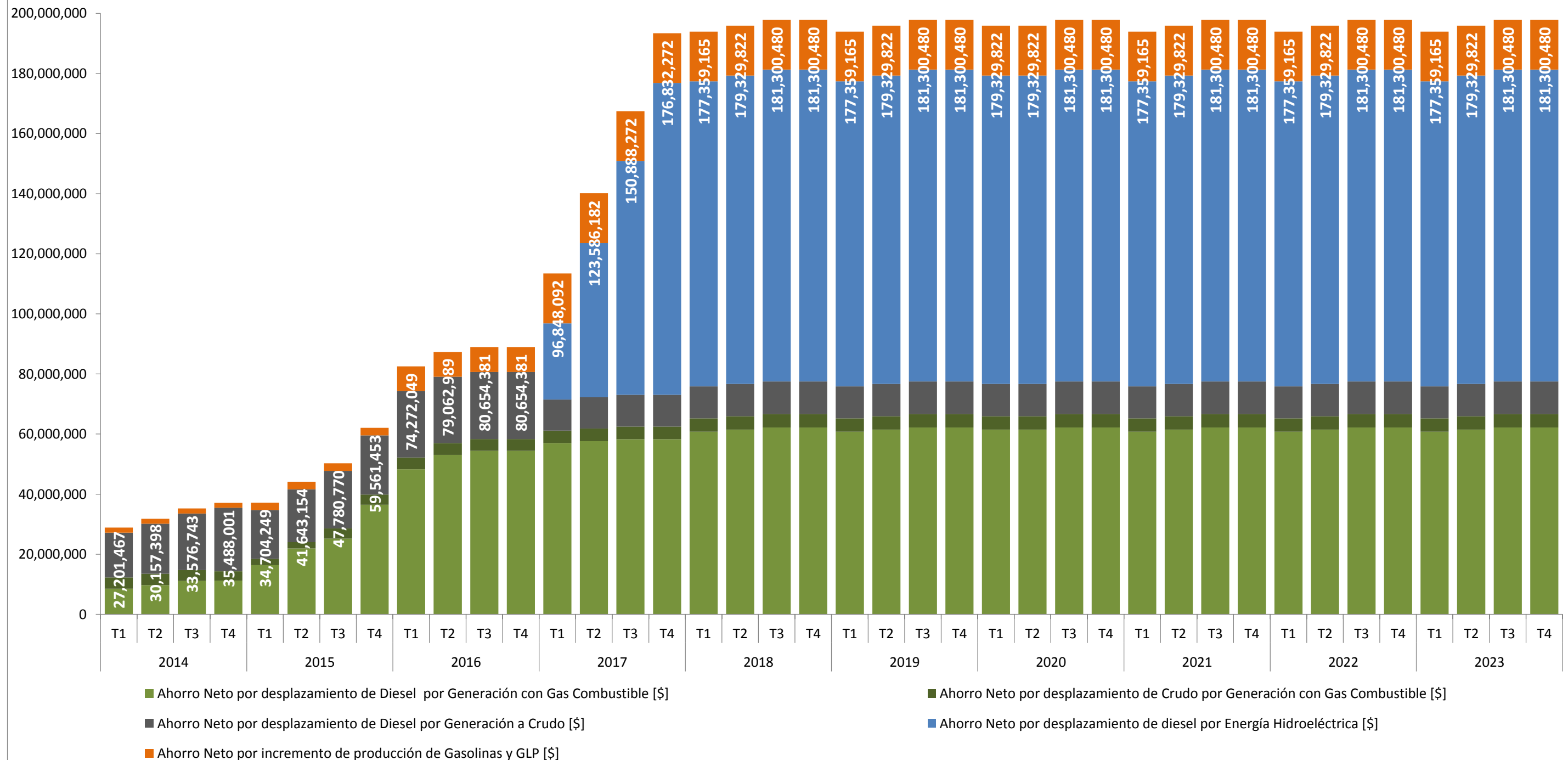
Costo de Oportunidad del Crudo [\$] 80.00
Costo Marginal de Energía Hidroeléctrica [\$] 0.04

NOTA

Las siguiente tabla y gráfica muestran solamente los ahorros atribuibles a desplazamiento de combustibles. Los ahorros por incremento de producción de gasolinas y GLP no se incluyen en estos datos.

FECHA	Ahorro Neto por desplazamiento de Diesel por Generación con Gas Combustible [\$]	Ahorro Neto por desplazamiento de Crudo por Generación con Gas Combustible [\$]	Ahorro Neto por desplazamiento de Diesel por Generación a Crudo [\$]	Ahorro Neto por desplazamiento de diesel por Energía Hidroeléctrica [\$]	Ahorro Económico Neto Total POR DESPLAZAMIENTO DE COMBUSTIBLES[\$]	Desplazamiento de Diesel [GAL]	Ahorro de Crudo [BBL]
2014	40,545,450	14,311,358	71,566,801	0	126,423,609	52,754,834	178,892
2014 - T1	8,520,975	3,767,689	14,912,803	0	27,201,467	10,999,397	47,096
2014 - T2	9,686,150	3,810,342	16,660,906	0	30,157,398	12,367,087	47,629
2014 - T3	11,116,265	3,622,172	18,838,306	0	33,576,743	14,053,945	45,277
2014 - T4	11,222,060	3,111,155	21,154,787	0	35,488,001	15,334,405	38,889
2015	99,942,515	10,936,169	72,810,943	0	183,689,626	72,528,027	136,702
2015 - T1	16,375,422	2,083,815	16,245,012	0	34,704,249	14,387,049	26,048
2015 - T2	21,899,213	2,106,968	17,636,973	0	41,643,154	16,868,493	26,337
2015 - T3	25,190,673	3,372,693	19,217,404	0	47,780,770	18,782,817	42,159
2015 - T4	36,477,207	3,372,693	19,711,553	0	59,561,453	22,489,667	42,159
2016	210,169,624	15,653,694	88,820,484	0	314,643,802	115,218,369	195,671
2016 - T1	48,296,229	3,892,039	22,083,782	0	74,272,049	27,447,475	48,650
2016 - T2	53,087,169	3,892,039	22,083,782	0	79,062,989	28,899,275	48,650
2016 - T3	54,393,113	3,934,808	22,326,461	0	80,654,381	29,435,809	49,185
2016 - T4	54,393,113	3,934,808	22,326,461	0	80,654,381	29,435,809	49,185
2017	231,212,959	16,725,990	41,903,869	258,312,000	548,154,818	185,975,723	209,075
2017 - T1	57,011,415	4,124,217	10,332,461	25,380,000	96,848,092	32,270,726	51,553
2017 - T2	57,644,875	4,170,041	10,447,266	51,324,000	123,586,182	41,729,290	52,126
2017 - T3	58,278,335	4,215,866	10,562,071	77,832,000	150,888,272	51,387,854	52,698
2017 - T4	58,278,335	4,215,866	10,562,071	103,776,000	176,832,272	60,587,854	52,698
2018	246,627,157	17,841,056	43,101,733	411,720,000	719,289,946	245,741,652	223,013
2018 - T1	60,812,176	4,399,165	10,627,825	101,520,000	177,359,165	60,593,832	54,990
2018 - T2	61,487,866	4,448,044	10,745,912	102,648,000	179,329,822	61,267,097	55,601
2018 - T3	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212
2018 - T4	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212
2019	246,627,157	17,841,056	43,101,733	411,720,000	719,289,946	245,741,652	223,013
2019 - T1	60,812,176	4,399,165	10,627,825	101,520,000	177,359,165	60,593,832	54,990
2019 - T2	61,487,866	4,448,044	10,745,912	102,648,000	179,329,822	61,267,097	55,601
2019 - T3	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212
2019 - T4	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212
2020	247,302,847	17,889,936	43,219,820	412,848,000	721,260,604	246,414,917	223,624
2020 - T1	61,487,866	4,448,044	10,745,912	102,648,000	179,329,822	61,267,097	55,601
2020 - T2	61,487,866	4,448,044	10,745,912	102,648,000	179,329,822	61,267,097	55,601
2020 - T3	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212
2020 - T4	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212
2021	246,627,157	17,841,056	43,101,733	411,720,000	719,289,946	245,741,652	223,013
2021 - T1	60,812,176	4,399,165	10,627,825	101,520,000	177,359,165	60,593,832	54,990
2021 - T2	61,487,866	4,448,044	10,745,912	102,648,000	179,329,822	61,267,097	55,601
2021 - T3	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212
2021 - T4	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212
2022	246,627,157	17,841,056	43,101,733	411,720,000	719,289,946	245,741,652	223,013
2022 - T1	60,812,176	4,399,165	10,627,825	101,520,000	177,359,165	60,593,832	54,990
2022 - T2	61,487,866	4,448,044	10,745,912	102,648,000	179,329,822	61,267,097	55,601
2022 - T3	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212
2022 - T4	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212
2023	246,627,157	17,841,056	43,101,733	411,720,000	719,289,946	245,741,652	223,013
2023 - T1	60,812,176	4,399,165	10,627,825	101,520,000	177,359,165	60,593,832	54,990
2023 - T2	61,487,866	4,448,044	10,745,912	102,648,000	179,329,822	61,267,097	55,601
2023 - T3	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212
2023 - T4	62,163,557	4,496,924	10,863,999	103,776,000	181,300,480	61,940,362	56,212

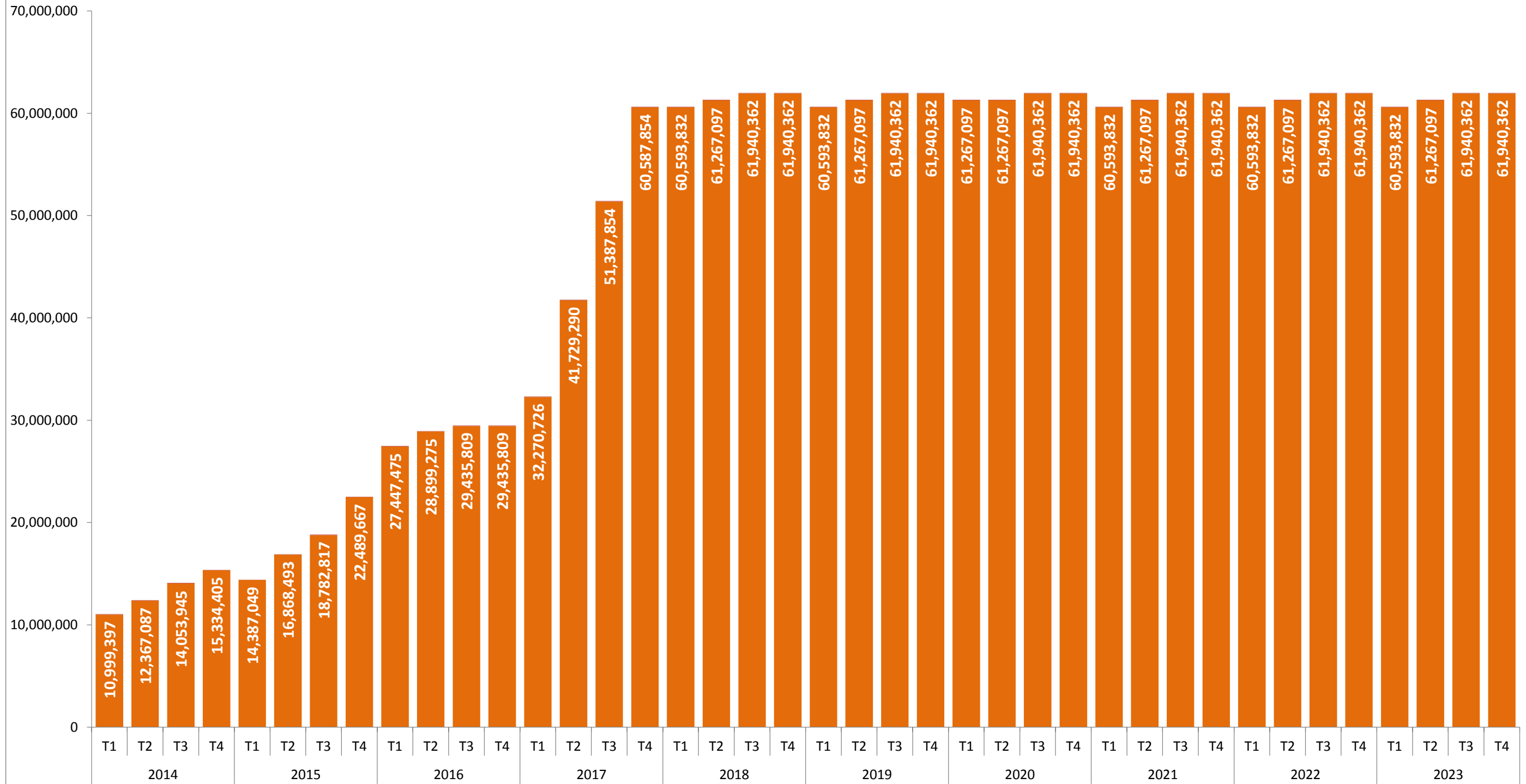
AHORROS ECONÓMICOS TRIMESTRALES PROYECTO OGE&EE
CONSIDERANDO IMPORTACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DESDE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DURANTE LAS 24 HORAS

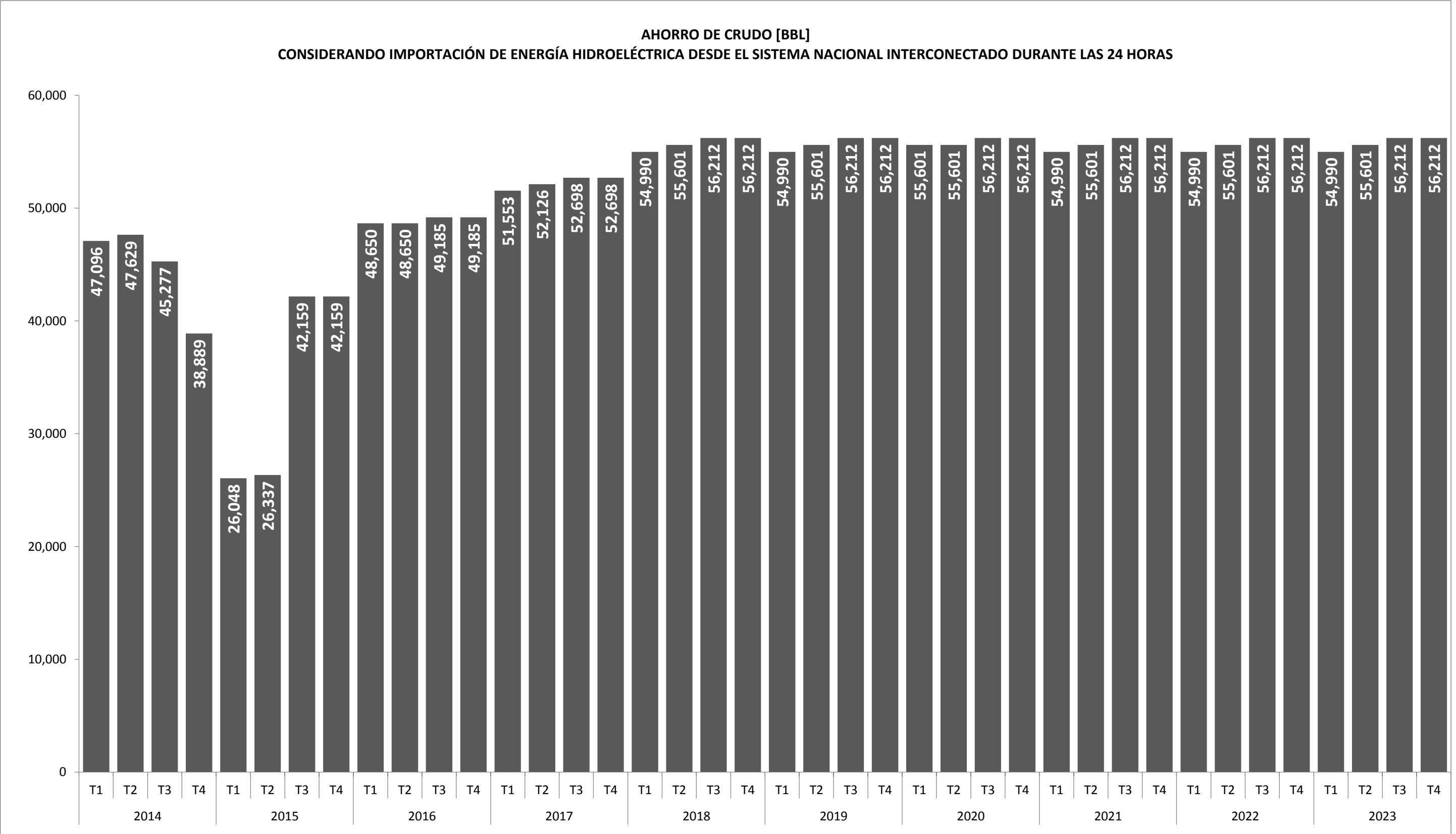


NOTAS:

- Se considera la importación constante de 200MW de energía hidroeléctrica desde el Sistema Nacional Interconectado.
- La disponibilidad de Gas Combustible está estimada en base al Escenario de Inversión Baja del estudio del Wood Mackenzie - MRNRR (NO incluye Parahuacu ni Sur Oriente).

DESPLAZAMIENTO DE DIESEL [GAL]
CONSIDERANDO IMPORTACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DESDE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DURANTE LAS 24 HORAS





NOTAS:

1. El ahorro de crudo en el año 2014 es mayor al del año 2015, debido a que : i) Durante el año 2014, se encontrarán operando las unidades Wartsila SG (generadores que operan con Gas Combustible solamente) en EPF hasta finales del tercer trimestre de este año; luego de lo cual serán trasladadas a Shushufindi; ii) La fase 2 de la central de Generación Gas / Crudo de EPF entrará en operación a mediados del 2015 .