



Balance Nacional de Energía 2019



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Dirección General de Eficiencia Energética
Área de Planeamiento Energético

BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2019

Jaime Gálvez Delgado
Ministro de Energía y Minas

Miguel Juan Révolo Acevedo
Viceministro de Electricidad

Jesús Walter Carrasco Chacón
Director General de Eficiencia Energética (e)

Colaboración

Ing. Luis Vílchez León
Ing. Giannina Ibarra Vásquez
Eco. Luis Isla Castañeda
Ing. José Luis Caro Jara
Ing. Lucero Luciano de la Cruz

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Av. Las Artes Sur 260, San Borja
Teléfono (+511) 4111100 Anexo 2601
www.minem.gob.pe

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN

<u>I. RESUMEN EJECUTIVO.....</u>	13
1.1 ENERGÍA PRIMARIA	13
1.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	15
1.3 ENERGÍA SECUNDARIA	16
1.4 CONSUMO FINAL DE ENERGÍA	18
1.5 MATRIZ Y FLUJO DE ENERGÍA	21
<u>II. METODOLOGÍA GENERAL DEL BALANCE ENERGÉTICO.....</u>	24
2.1 ESTRUCTURA GENERAL	24
2.2 CONVERSIÓN DE SIGNOS.....	26
2.3 OPERACIONES BÁSICAS DE LA MATRIZ.....	26
<u>III. ENERGÍA PRIMARIA.....</u>	29
3.1 RESERVAS	29
3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA.....	30
3.3 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA	32
3.4 ENERGÍA PRIMARIA NO APROVECHADA	32
3.5 OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA	32
<u>IV. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....</u>	36
4.1 CENTRALES ELÉCTRICAS	36
4.2 REFINERÍAS DE PETRÓLEO	36
4.3 PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL.....	37
4.4 CARBONERAS	37
4.5 COQUERÍAS Y ALTOS HORNOS	37
<u>V. ENERGÍA SECUNDARIA.....</u>	39
5.1 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA.....	39
5.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA	40
5.3 BUNKER	41
5.4 OFERTA INTERNA DE ENERGÍA SECUNDARIA	41
<u>VI. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA.....</u>	44
6.1 CONSIDERACIONES PREVIAS	44
6.2 CONSUMO FINAL DE FUENTES DE ENERGÍA Y SU EVOLUCIÓN	46
6.3 CONSUMO FINAL POR SECTORES Y SU EVOLUCIÓN	51

<u>VII.</u>	<u>MATRIZ Y FLUJO DE ENERGÍA</u>	<u>80</u>
7.1	MATRIZ DEL BALANCE NACIONAL	81
<u>VIII.</u>	<u>IMPACTO AMBIENTAL</u>	<u>85</u>
8.1	FACTORES DE EMISIONES.....	85
8.2	EMISIONES DE CO ₂ EQUIVALENTE	85
8.3	EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂).....	86
8.4	EMISIONES DE METANO (CH ₄)	88
8.5	EMISIONES DE ÓXIDO NITROSO (N ₂ O).....	90
<u>IX.</u>	<u>INDICADORES ECONÓMICOS ENERGÉTICOS.....</u>	<u>94</u>
9.1	INDICADORES SOCIOECONÓMICOS	94
9.2	INDICADORES ENERGÉTICOS.....	97
9.3	INDICADORES AMBIENTALES	102
<u>X.</u>	<u>BALANCES ESPECÍFICOS POR ENERGÉTICO</u>	<u>104</u>
10.1	BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	104
10.2	BALANCE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, INCLUIDO BIOMASA	128
10.3	BALANCE DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES.....	134
10.4	BALANCE DE CARBÓN MINERAL Y DERIVADOS.....	167
10.5	BALANCE NACIONAL DE COQUE	176
10.6	BALANCE NACIONAL DE GAS INDUSTRIAL	180
<u>XI.</u>	<u>ANEXOS.....</u>	<u>182</u>
11.1	CONSUMO FINAL GLOBAL Y CONSUMOS SECTORIALES	182
11.2	ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE BIOMASA POR DEPARTAMENTO	192
11.3	FACTORES DE CONVERSIÓN	194
11.4	GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	195

Tabla de ilustraciones

ILUSTRACIÓN 1: DIAGRAMA DE FLUJO SECTOR HIDROCARBUROS LÍQUIDOS AÑO 2019	22
ILUSTRACIÓN 2: DIAGRAMA DE FLUJO SECTOR ELECTRICO AÑO 2019.....	22
ILUSTRACIÓN 3: RESERVAS PROBADAS DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES	30
ILUSTRACIÓN 4: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES EN LA PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA 2019	31
ILUSTRACIÓN 5: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES EN LA OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA 2019	33
ILUSTRACIÓN 6: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA 2019	40
ILUSTRACIÓN 7: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECUNDARIA 2019.....	42
ILUSTRACIÓN 8: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL RUBRO BUNKER 2019.....	48
ILUSTRACIÓN 9: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL NACIONAL 2019	48
ILUSTRACIÓN 10: EVOLUCIÓN DE LOS TIPOS DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL	49
ILUSTRACIÓN 11: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL ..	49
ILUSTRACIÓN 12: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL POR FUENTE PRIMARIA.....	50
ILUSTRACIÓN 13: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS EN EL CONSUMO FINAL	50
ILUSTRACIÓN 14: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL POR FUENTE SECUNDARIA.....	51
ILUSTRACIÓN 15: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS EN EL CONSUMO FINAL	51
ILUSTRACIÓN 16: PARTICIPACIÓN POR SECTORES EN EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2019	53
ILUSTRACIÓN 17: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES	53
ILUSTRACIÓN 18: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN POR SECTORES EN EL CONSUMO FINAL.....	54
ILUSTRACIÓN 19: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR RESIDENCIAL.....	54
ILUSTRACIÓN 20: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR RESIDENCIAL	55
ILUSTRACIÓN 21: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR RESIDENCIAL.....	55
ILUSTRACIÓN 22: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR RESIDENCIAL	56
ILUSTRACIÓN 23: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR RESIDENCIAL	56
ILUSTRACIÓN 24: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR RESIDENCIAL	56
ILUSTRACIÓN 25: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR RESIDENCIAL	57
ILUSTRACIÓN 26: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR COMERCIAL	57
ILUSTRACIÓN 27: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR COMERCIAL	58
ILUSTRACIÓN 28: ESTRUCTURA DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR COMERCIAL	58
ILUSTRACIÓN 29: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR COMERCIAL.....	58
ILUSTRACIÓN 30: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR COMERCIAL	59
ILUSTRACIÓN 31: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR COMERCIAL	59
ILUSTRACIÓN 32: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR COMERCIAL	60
ILUSTRACIÓN 33: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR PÚBLICO	60
ILUSTRACIÓN 34: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR PÚBLICO	61
ILUSTRACIÓN 35: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR PÚBLICO	61
ILUSTRACIÓN 36: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PÚBLICO	61
ILUSTRACIÓN 37: ESTRUCTURA DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PÚBLICO	62
ILUSTRACIÓN 38: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PÚBLICO	62
ILUSTRACIÓN 39: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PÚBLICO	63
ILUSTRACIÓN 40: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y FUENTE DE ENERGÍA 2019.....	65
ILUSTRACIÓN 41: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL NACIONAL DEL SECTOR TRANSPORTE	66
ILUSTRACIÓN 42: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR TRANSPORTE	66
ILUSTRACIÓN 43: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR TRANSPORTE	67
ILUSTRACIÓN 44: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR PESCA	67
ILUSTRACIÓN 45: ESTRUCTURA DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR PESCA	68
ILUSTRACIÓN 46: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR PESCA	68
ILUSTRACIÓN 47: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PESCA	68
ILUSTRACIÓN 48: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PESCA	69
ILUSTRACIÓN 49: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PESCA	69
ILUSTRACIÓN 50: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PESCA	69
ILUSTRACIÓN 51: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR AGROPECUARIO	70

ILUSTRACIÓN 52: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR AGROPECUARIO	70
ILUSTRACIÓN 53: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR AGROPECUARIO ...	71
ILUSTRACIÓN 54: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR AGROPECUARIO	71
ILUSTRACIÓN 55: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS– SECTOR AGROPECUARIO	71
ILUSTRACIÓN 56: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR AGROPECUARIO	72
ILUSTRACIÓN 57: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR AGROPECUARIO	72
ILUSTRACIÓN 58: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR MINERO	73
ILUSTRACIÓN 59: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR MINERÍA	73
ILUSTRACIÓN 60: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR MINERÍA	74
ILUSTRACIÓN 61: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR MINERÍA	74
ILUSTRACIÓN 62: EVOLUCIÓN DE PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR MINERÍA	74
ILUSTRACIÓN 63: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR MINERÍA	75
ILUSTRACIÓN 64: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR MINERÍA	75
ILUSTRACIÓN 65: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR INDUSTRIAL	76
ILUSTRACIÓN 66: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR INDUSTRIAL	76
ILUSTRACIÓN 67: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR INDUSTRIAL	77
ILUSTRACIÓN 68: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR INDUSTRIAL	77
ILUSTRACIÓN 69: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR INDUSTRIAL	77
ILUSTRACIÓN 70: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR INDUSTRIAL	78
ILUSTRACIÓN 71: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR INDUSTRIAL	78
ILUSTRACIÓN 72: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2019	81
ILUSTRACIÓN 73: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2019	82
ILUSTRACIÓN 74: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2019	83
ILUSTRACIÓN 75: PARTICIPACIÓN DE SECTORES EN EMISIONES DE CO ₂ EQUIVALENTE	85
ILUSTRACIÓN 76: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ EQUIVALENTE GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA A SECUNDARIA, CONSUMO PROPIO Y SECTORES ECONÓMICOS	86
ILUSTRACIÓN 77: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO	87
ILUSTRACIÓN 78: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA	87
ILUSTRACIÓN 79: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS	88
ILUSTRACIÓN 80: EMISIONES DE CO ₂ GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2019	88
ILUSTRACIÓN 81: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH ₄ GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO	89
ILUSTRACIÓN 82: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH ₄ GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA	89
ILUSTRACIÓN 83: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH ₄ GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS	90
ILUSTRACIÓN 84: EMISIONES DE CH ₄ GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2019	90
ILUSTRACIÓN 85: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N ₂ O GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO	91
ILUSTRACIÓN 86: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N ₂ O GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA	91
ILUSTRACIÓN 87: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N ₂ O GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS	92
ILUSTRACIÓN 88: EMISIONES DE N ₂ O GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2019	92
ILUSTRACIÓN 89: EVOLUCIÓN DEL PBI NACIONAL Y SECTORIAL	94
ILUSTRACIÓN 90: EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN SECTORIAL DEL PBI	95
ILUSTRACIÓN 91: EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN PÚBLICO-PRIVADA	95
ILUSTRACIÓN 92: EVOLUCIÓN DE LA POBLACIÓN Y PEA OCUPADA	96
ILUSTRACIÓN 93: PBI ENERGÍA	97
ILUSTRACIÓN 94: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA NACIONAL	98
ILUSTRACIÓN 95: INTENSIDAD ENERGÉTICA AMERICA LÁTINA Y MÉXICO	98
ILUSTRACIÓN 96: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA PER CÁPITA	99
ILUSTRACIÓN 97: CONSUMO PER CÁPITA AMERICA LÁTINA Y MÉXICO	99
ILUSTRACIÓN 98: IDH VS IE	100
ILUSTRACIÓN 99: IDH VS IE PARA AMERICA LATINA Y MEXICO	100
ILUSTRACIÓN 100: IDH VS CONSUMO DE ENERGÍA PER CÁPITA	101
ILUSTRACIÓN 101: IDH VS CONSUMO DE ENERGÍA PER CÁPITA PARA AMERICA LATINA Y MEXICO	101
ILUSTRACIÓN 102: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DEL CARBONO EN EL CONSUMO FINAL	102
ILUSTRACIÓN 103: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DEL CH ₄ - NO _x EN EL CONSUMO FINAL	102
ILUSTRACIÓN 104: ESQUEMA DE LA CADENA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	104

ILUSTRACIÓN 105: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES EN LA POTENCIA INSTALADA - MERCADO ELÉCTRICO	106
ILUSTRACIÓN 106: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES EN LA POTENCIA INSTALADA -USO PROPIO	106
ILUSTRACIÓN 107: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA - MERCADO ELÉCTRICO	107
ILUSTRACIÓN 108: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA - USO PROPIO	107
ILUSTRACIÓN 109: PARTICIPACIÓN DE ENERGÍAS PRIMARIAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO	108
ILUSTRACIÓN 110: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE CARBÓN MINERAL PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	109
ILUSTRACIÓN 111: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE BAGAZO PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	110
ILUSTRACIÓN 112: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE BIOGÁS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	111
ILUSTRACIÓN 113: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	112
ILUSTRACIÓN 114: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES SOLARES	113
ILUSTRACIÓN 115: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES EÓLICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO	114
ILUSTRACIÓN 116: CONSUMO DE HIDROCARBUROS DE CENTRALES TÉRMICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	115
ILUSTRACIÓN 117: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO ELÉCTRICO	115
ILUSTRACIÓN 118: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA USO PROPIO	116
ILUSTRACIÓN 119: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE DIESEL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	116
ILUSTRACIÓN 120: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE FUEL OIL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	117
ILUSTRACIÓN 121: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	117
ILUSTRACIÓN 122: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO ELÉCTRICO	118
ILUSTRACIÓN 123: PARTICIPACIÓN EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA USO PROPIO	118
ILUSTRACIÓN 124: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A NIVEL NACIONAL	119
ILUSTRACIÓN 125: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD - MERCADO ELÉCTRICO	120
ILUSTRACIÓN 126: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD - USO PROPIO	120
ILUSTRACIÓN 127: SECTORES INTENSIVOS EN CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	122
ILUSTRACIÓN 128: PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES EN EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	123
ILUSTRACIÓN 129: PARTICIPACIÓN DEL TIPO DE CLIENTE EN EL CONSUMO FINAL	123
ILUSTRACIÓN 130: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES	124
ILUSTRACIÓN 131: RESUMEN DEL BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	124
ILUSTRACIÓN 132: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2019	127
ILUSTRACIÓN 133: ESQUEMA DE LA CADENA ENÉRGICA DE ENERGÍA SOLAR	130
ILUSTRACIÓN 134: EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y TÉRMICA SOLAR	132
ILUSTRACIÓN 135: ESQUEMA DE LA CADENA DE GAS NATURAL	134
ILUSTRACIÓN 136: ESQUEMA DE LA CADENA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS	135
ILUSTRACIÓN 137: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE GAS NATURAL	136
ILUSTRACIÓN 138: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL	137
ILUSTRACIÓN 139: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE PETRÓLEO	138
ILUSTRACIÓN 140: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL	139
ILUSTRACIÓN 141: PARTICIPACIÓN DE CLASES DE GAS NATURAL NO APROVECHADO	140
ILUSTRACIÓN 142: EVOLUCIÓN DEL GAS NATURAL NO APROVECHADO	140
ILUSTRACIÓN 143: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL	141
ILUSTRACIÓN 144: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO	142
ILUSTRACIÓN 145: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS POR ZONA (UNIDAD: 10^3 M^3)	142
ILUSTRACIÓN 146: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS A PARTIR DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL	145
ILUSTRACIÓN 147: EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN DE CARGA A REFINERÍAS	146
ILUSTRACIÓN 148: EVOLUCIÓN DEL CRUDO IMPORTADO SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA	148
ILUSTRACIÓN 149: EVOLUCIÓN DE COMPRA DE BIOCOMBUSTIBLES PARA MEZCLAS EN PLANTAS Y REFINERÍAS	149
ILUSTRACIÓN 150: PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS	150
ILUSTRACIÓN 151: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS	151
ILUSTRACIÓN 152: PARTICIPACIÓN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL	151

ILUSTRACIÓN 153: PARTICIPACIÓN DE LAS VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO.....	152
ILUSTRACIÓN 154: EVOLUCIÓN DE VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO	153
ILUSTRACIÓN 155: EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE GAS NATURAL	154
ILUSTRACIÓN 156: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS	154
ILUSTRACIÓN 157: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS	155
ILUSTRACIÓN 158: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES.....	157
ILUSTRACIÓN 159: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES.....	157
ILUSTRACIÓN 160: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE GAS DISTRIBUIDO POR TIPO DE USO Y/O SECTOR.....	159
ILUSTRACIÓN 161: EVOLUCIÓN DE LOS USOS DE GAS DISTRIBUIDO	159
ILUSTRACIÓN 162: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES DE GAS NATURAL DISTRIBUIDO – CÁLIDDA	160
ILUSTRACIÓN 163: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES DE GAS NATURAL DISTRIBUIDO – CONTUGAS	160
ILUSTRACIÓN 164: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE VEHÍCULOS QUE UTILIZAN GAS NATURAL	161
ILUSTRACIÓN 165: PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES ECONÓMICOS EN EL CONSUMO FINAL DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y BIOCOMBUSTIBLES	162
ILUSTRACIÓN 166: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS: 2019	165
ILUSTRACIÓN 167: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL: 2019	166
ILUSTRACIÓN 168: ESQUEMA DE LA CADENA DE CARBÓN MINERAL Y DERIVADOS.....	167
ILUSTRACIÓN 169: YACIMIENTOS DE CARBÓN MINERAL EN EL PERÚ	168
ILUSTRACIÓN 170: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS EN LA IMPORTACIÓN DE CARBÓN.....	170
ILUSTRACIÓN 171: IMPORTACIONES DE CARBÓN POR PAÍS DE ORIGEN	171
ILUSTRACIÓN 172: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS DEL SECTOR METALÚRGICO EN EL CONSUMO DE CARBÓN	173
ILUSTRACIÓN 173: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS DEL SECTOR CEMENTERO EN EL CONSUMO DE CARBÓN	173
ILUSTRACIÓN 174: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS EN EL CONSUMO DE COQUE	177
ILUSTRACIÓN 175: BALANCE DE CARBON.....	179
ILUSTRACIÓN 176: BALANCE DE COQUE.....	179
ILUSTRACIÓN 177: CONSUMO DE LEÑA POR DEPARTAMENTO – SECTOR RESIDENCIAL.....	192
ILUSTRACIÓN 178: CONSUMO DE CARBON VEGETAL POR DEPARTAMENTO – SECTOR RESIDENCIAL	193
ILUSTRACIÓN 179: CONSUMO DE BOSTA Y YARETA POR DEPARTAMENTO – SECTOR RESIDENCIAL	193

Tablas

TABLA 1: PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA.....	13
TABLA 2: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE ENERGÍA PRIMARIA DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES	14
TABLA 3: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA PRIMARIA.....	14
TABLA 4: OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA	15
TABLA 5: DESTINO DE LA OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA	15
TABLA 6: DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA DESTINADA A LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	16
TABLA 7: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA SECUNDARIA	17
TABLA 8: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA	18
TABLA 9: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECUNDARIA	18
TABLA 10: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR FUENTES.....	19
TABLA 11: CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA POR SECTORES ECONÓMICOS	20
TABLA 12: MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL 2019	21
TABLA 13: RESERVAS PROBADAS DE ENERGÍA EN YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES	29
TABLA 14: PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA.....	30
TABLA 15: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE ENERGÍA PRIMARIA DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES 2019	31
TABLA 16: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA PRIMARIA.....	32
TABLA 17: OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA	33
TABLA 18: DESTINO DE LA OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA	34
TABLA 19: DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA DESTINADA A LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	36
TABLA 20: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA SECUNDARIA	39
TABLA 21: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA	40
TABLA 22: CONSUMO DE ENERGÍA DEL RUBRO BUNKER	41
TABLA 23: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECUNDARIA	41
TABLA 24: CONSUMO FINAL DE FUENTES DE ENERGÍA POR FUENTE	47
TABLA 25: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES.....	52
TABLA 26: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE	63
TABLA 27: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y FUENTE DE ENERGÍA	64
TABLA 28: TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	105
TABLA 29: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA 2019.....	105
TABLA 30: ENERGÍA PRIMARIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	108
TABLA 31: ENERGÍA PRIMARIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	108
TABLA 32: CENTRALES TÉRMICAS QUE USAN BAGAZO – MERCADO ELÉCTRICO.....	110
TABLA 33: CENTRALES TÉRMICAS QUE USAN BAGAZO – USO PROPIO	110
TABLA 34: CENTRALES TÉRMICAS QUE UTILIZAN EL BIOGÁS	111
TABLA 35: CENTRALES SOLARES DEL MERCADO ELÉCTRICO	113
TABLA 36: CENTRALES EÓLICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO	114
TABLA 37: CONSUMO DE HIDROCARBUROS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	114
TABLA 38: PÉRDIDAS DE TRANSFORMACIÓN	119
TABLA 39: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2019	121
TABLA 40: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES.....	122
TABLA 41: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2019	125
TABLA 42: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2019	126
TABLA 43: PRODUCCIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	128
TABLA 44: MATRIZ DE LA BIOMASA	129
TABLA 45: BALANCE DE ENERGÍA SOLAR 2019	131
TABLA 46: BALANCE DE ENERGÍA EÓLICA 2019	133
TABLA 47: RESERVAS DE GAS NATURAL	135
TABLA 48: RESERVAS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL.....	136
TABLA 49: RESERVAS DE PETRÓLEO	137
TABLA 50: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL	139
TABLA 51: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL.....	141
TABLA 52: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO	141
TABLA 53: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DE GAS NATURAL	143
TABLA 54: INFRAESTRUCTURA DE DUCTOS PARA TRANSPORTE DE GAS NATURAL	143

TABLA 55: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN REFINERÍAS DE PETRÓLEO	144
TABLA 56: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS A PARTIR DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL	145
TABLA 57: EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN DE CARGA A REFINERÍAS	146
TABLA 58: PETRÓLEO CRUDO PROCESADO EN REFINERÍAS SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA	147
TABLA 59: EVOLUCIÓN DEL CRUDO IMPORTADO SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA	147
TABLA 60: EVOLUCIÓN DE COMPRA DE BIOCOMBUSTIBLE PARA MEZCLAS EN PLANTAS Y REFINERÍAS	148
TABLA 61: PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES	149
TABLA 62: PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS	149
TABLA 63: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS	150
TABLA 64: EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL	152
TABLA 65: EVOLUCIÓN DE VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO	153
TABLA 66: BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	155
TABLA 67: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	156
TABLA 68: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	156
TABLA 69: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES	157
TABLA 70: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS DISTRIBUIDO POR TIPO DE USO Y/O SECTOR	159
TABLA 71: CONSUMO FINAL DE LOS DERIVADOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y BIOCOMBUSTIBLES POR SECTORES ECONÓMICOS	161
TABLA 72: BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES: 2019	163
TABLA 73: BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES: 2019	164
TABLA 74: PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN	169
TABLA 75: IMPORTACIÓN DE CARBÓN	170
TABLA 76: EXPORTACIÓN DE CARBÓN	171
TABLA 77: CONSUMO DE CARBÓN MINERAL POR SECTORES: 2019	174
TABLA 78: BALANCE DE CARBÓN MINERAL: 2019	175
TABLA 79: BALANCE DE CARBÓN MINERAL: 2019	175
TABLA 80: IMPORTACIÓN DE COQUE	176
TABLA 81: CONSUMO DE COQUE	176
TABLA 82: BALANCE DE COQUE: 2019	177
TABLA 83: BALANCE DE COQUE: 2019	178
TABLA 84: CONSUMO FINAL DE ENERGÉTICOS	182
TABLA 85: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR RESIDENCIAL	183
TABLA 86: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR COMERCIAL	184
TABLA 87: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR PÚBLICO	185
TABLA 88: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR AGROPECUARIO	186
TABLA 89: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR PESQUERO	187
TABLA 90: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR MINERO	188
TABLA 91: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR INDUSTRIAL	189
TABLA 92: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE	190
TABLA 93: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y TIPO DE COMBUSTIBLE	191
TABLA 94: FACTORES DE CONVERSIÓN	194
TABLA 95: RELACIÓN ENTRE UNIDADES DE ENERGÍA	194

BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2019

PRESENTACIÓN

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Eficiencia Energética, presenta el Balance Nacional de Energía (BNE) correspondiente al año 2019, con el propósito de dar a conocer los resultados de los flujos físicos de los diferentes energéticos utilizados en el país, mediante los cuales, la energía se produce, intercambia con el exterior, transforma, consume, etc.; todo calculado en una unidad energética común.

La Metodología utilizada para la elaboración del Balance Nacional de Energía del Perú, se basa en la metodología de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), y respecto de la presentación de la información contenida en este documento, ésta se basa en el "Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú" que se estableció mediante Ley N° 23560. Es preciso señalar, que las cifras de los totales y subtotales presentados en las tablas y gráficos han sido aproximadas al primer y segundo decimal o en su defecto redondeadas al valor entero más cercano.

La primera parte de este documento contiene el resumen ejecutivo, la metodología general para la construcción de la matriz del BNE, seguido de los resultados del balance a nivel de energía primaria, centros de transformación, energía secundaria, y consumo, incluyendo la misma matriz de balance, además de datos estadísticos sobre las emisiones generadas por las actividades del sector energía, entre otros indicadores económico energéticos relevantes. La segunda parte muestra en detalle los balances específicos por cada tipo de energético, indicando las estructuras de producción y consumo, y mayor información explicativa sobre los resultados obtenidos. La última parte del documento son anexos que contienen principalmente cifras estadísticas de los consumos sectoriales de energía.

Finalmente, el Ministerio de Energía y Minas agradece a todas las entidades y personas vinculadas al sector energético, por el apoyo brindado, a través del suministro de información y sugerencias, lo que ha hecho posible la elaboración de la presente publicación.

I

RESUMEN EJECUTIVO



I. RESUMEN EJECUTIVO

1.1 ENERGÍA PRIMARIA

En el año 2019, la producción interna de energía primaria¹ fue de 1 114 349,3 TJ, mostrando un incremento de 6,2% respecto a la producción del año anterior.

En relación a las fuentes fósiles de mayor participación, la producción de gas natural incluido sus líquidos se incrementó en 8,3%, de igual forma el petróleo crudo se incrementó en 8,4%.

Del mismo modo, los recursos naturales renovables de mayor participación como son la hidroenergía y la leña, que variaron su producción en 2,4% y -5,7% respectivamente. Asimismo, se destaca el incremento de producción con energía eólica, en un porcentaje de 10,2%.

En cuanto a la participación de las fuentes de energía, en el año 2019 se mantuvieron predominantes las siguientes fuentes de energía: gas natural (incluido líquidos) con 64,4%, la hidroenergía con 12,7%, el petróleo crudo con 10,0%, y la leña con 8,8%.

**Tabla 1: PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)**

FUENTE	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales					
Gas Natural + LGN	662 923,5	63,2%	717 692,8	64,4%	8,3%
Petróleo Crudo	103 288,5	9,8%	111 985,9	10,0%	8,4%
Carbón Mineral	5 836,3	0,6%	4 991,7	0,4%	-14,5%
Subtotal	772 048,3	73,6%	834 670,4	74,9%	8,1%
De recursos naturales renovables					
Hidroenergía	138 251,0	13,2%	141 510,2	12,7%	2,4%
Leña	104 102,6	9,9%	98 202,7	8,8%	-5,7%
Bagazo	19 461,0	1,9%	23 624,6	2,1%	21,4%
Bosta & Yareta	5 449,1	0,5%	5 907,8	0,5%	8,4%
Energía Solar	4 303,0	0,4%	4 478,3	0,4%	4,1%
Energía Eólica	5 406,1	0,5%	5 955,2	0,5%	10,2%
Subtotal	276 972,7	26,4%	279 678,9	25,1%	1,0%
TOTAL	1 049 021,0	100,0%	1 114 349,3	100,0%	6,2%

Fuente: Elaboración Propia

1.1.1 Reservas y Producción

Según cifras disponibles sobre los yacimientos de fuentes fósiles y minerales, el país cuenta con 16 013 235,3 TJ de energía en reservas probadas.

La mayor parte de dichas reservas corresponde a las reservas probadas de gas natural y sus líquidos con un 81,8% del total, localizadas principalmente en la zona de selva cercana a Camisea, y en menor proporción en la costa y el zócalo continental. La siguiente participación de importancia es el petróleo crudo con un 12,5%.

¹ No se incluye la cantidad de energía no aprovechada que sucede durante la extracción de gas natural.

En particular, dentro del grupo de fuentes fósiles y minerales (con excepción del uranio), la composición de las fuentes es similar, tanto en la producción de energía primaria, como en las reservas probadas.

Tabla 2: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE ENERGÍA PRIMARIA DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES (UNIDAD: TJ)

FUENTE	PRODUCCIÓN		RESERVAS	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales				
Gas Natural + LGN *	717 692,8	86,0%	13 104 633,6	81,8%
Petróleo Crudo *	111 985,9	13,4%	1 994 884,6	12,5%
Carbón Mineral	4 991,7	0,6%	168 736,3	1,1%
Uranio	-	0,0%	744 980,9	4,7%
TOTAL	834 670,4	100,0%	16 013 235,3	100,0%

Nota: () Cifras de reserva de fecha 31 de diciembre de 2018.*

Fuente: Elaboración Propia

No se incluye dentro de este esquema de análisis, las reservas de recursos naturales renovables, dado que las estimaciones pueden tener grandes márgenes de error.

1.1.2 Importación y exportación de Energía

En el 2019, al igual que el año anterior, se realizaron más importaciones de energía primaria que exportaciones, siendo el saldo la cantidad de 202 406,6 TJ que es 6,1% menor al registrado el año anterior.

La energía primaria importada fue de 232 859,7 TJ, representando una reducción de 6,0% respecto al valor importado en el año 2018. En esta actividad predominó el petróleo crudo, con una participación de 95,2% del total importado, el resto del porcentaje se trató de carbón mineral.

En el caso de la energía primaria exportada, el valor fue de 30 453,1 TJ, representando una disminución de 5,5% respecto a la exportación del año anterior. De dicho valor, el 39,4% fue petróleo crudo, y el 60,6% carbón mineral.

Tabla 3: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA PRIMARIA (UNIDAD: TJ)

FUENTE	IMPORTACIONES		EXPORTACIONES		SALDO
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Año 2019					
Petróleo Crudo	221 754,9	95,2%	11 996,4	39,4%	-209 758,5
Carbón Mineral	11 104,8	4,8%	18 456,7	60,6%	7 351,9
TOTAL 2019	232 859,7	100,0%	30 453,1	100,0%	-202 406,6
Año 2018					
Petróleo Crudo	238 095,2	96,1%	13 707,8	42,5%	-224 387,3
Carbón Mineral	9 728,4	3,9%	18 533,7	57,5%	8 805,3
TOTAL 2018	247 823,5	100,0%	32 241,5	100,0%	-215 582,0
Variación 2019/2018	-6,0%		-5,5%		-6,1%

Fuente: Elaboración Propia

1.1.3 Oferta Interna de Energía Primaria

La oferta interna bruta de energía primaria considera de forma agregada a la producción total, la variación de inventarios y las importaciones, descontando la energía no aprovechada y las exportaciones.

En el año 2019, la oferta antes mencionada fue de 1 342 272,7 TJ, que es 3,0% mayor a la oferta del año anterior. Éste incremento se debió principalmente a la mayor oferta de gas natural y sus líquidos en 8,3% y del carbón mineral en 6,4%.

Tabla 4: OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales					
Gas Natural + LGN	662 923,5	50,9%	717 692,8	53,5%	8,3%
Petróleo Crudo	337 546,8	25,9%	316 999,3	23,6%	-6,1%
Carbón Mineral	26 218,7	2,0%	27 901,7	2,1%	6,4%
Subtotal	1 026 689,0	78,8%	1 062 593,8	79,2%	3,5%
De recursos naturales renovables					
Hidroenergía	138 251,0	10,6%	141 510,2	10,5%	2,4%
Leña	104 102,6	8,0%	98 202,7	7,3%	-5,7%
Bagazo	19 461,0	1,5%	23 624,6	1,8%	21,4%
Bosta & Yareta	5 449,1	0,4%	5 907,8	0,4%	8,4%
Energía Solar	4 303,0	0,3%	4 478,3	0,3%	4,1%
Energía Eólica	5 406,1	0,4%	5 955,2	0,5%	10,2%
Subtotal	276 972,7	21,2%	279 678,9	20,8%	1,0%
TOTAL	1 303 661,7	100,0%	1 342 272,7	100,0%	3,0%

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, en este rubro de oferta, las fuentes de mayor participación corresponden al gas natural (incluido líquidos) con 53,5%, seguido del petróleo crudo con 23,6%, la hidroenergía con 10,5%, y la leña con 7,3%.

1.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

La oferta interna bruta de energía primaria tiene dos destinos que son, los centros de transformación y el consumo directo (consumo final). Al respecto, en el año 2019, dichos destinos registraron correspondientemente, los valores de 1 191 650,8 TJ y 126 656,2 TJ, y una participación de 90,4% y 9,6% de la oferta interna bruta, respectivamente.

Asimismo, en comparación al año anterior, la cantidad de energía primaria destinada a los centros de transformación se incrementó en 1,3%, y la destinada al consumo directo disminuyó en 0,8%.

Tabla 5: DESTINO DE LA OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)

DESTINOS	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Centros de Transformación	1 175 919,7	90,2%	1 191 650,8	90,4%	1,3%
Consumo Directo	127 741,9	9,8%	126 656,2	9,6%	-0,8%

TOTAL	1 303 661,7	100,0%	1 318 307,0	100,0%	1,1%
--------------	--------------------	---------------	--------------------	---------------	-------------

Fuente: Elaboración Propia

De la cantidad total de energía primaria destinada a centros de transformación, durante el año 2019, el 84,8% fue procesada en las plantas de transformación y tratamiento de hidrocarburos, 14,1% en centrales eléctricas, y sólo el 1,1% en carboneras.

De la energía total destinada a los centros de transformación, las centrales eléctricas procesaron 168 101,5 TJ, que es 3,5% mayor al registrado el año anterior, y siendo la participación de fuentes de energía de la siguiente manera: 11,9% hidroenergía, 1,0 % bagazo, 0,5 % carbón mineral, 0,3% energía solar, y 0,5% energía eólica.

Respecto a las refinerías, éstas procesaron 316 999,3 TJ de petróleo crudo, que representa el 26,6% de la energía primaria destinada a los centros de transformación. Dicha cantidad de energía fue 6,1% menor a la registrada en el año 2018. En el caso de plantas de procesamiento de gas natural, se procesaron 693 726,7 TJ, que representa el 58,2% de la energía primaria destinada a los centros de transformación.

En relación a las carboneras, se transformaron 12 823,1 TJ de leña para la producción de carbón vegetal, siendo dicha cantidad 2,1% menor al registrado en el 2018.

Finalmente, al igual que el año 2018, en el 2019, no se produjo coque a partir de carbón mineral.

Tabla 6: DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA DESTINADA A LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN
(UNIDAD: TJ)

TIPOS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Centrales Eléctricas					
Hidroenergía	138 251,0	11,8%	141 510,2	11,9%	2,4%
Bagazo	10 883,3	0,9%	11 776,8	1,0%	8,2%
Carbón Mineral	4 938,9	0,4%	5 862,4	0,5%	18,7%
Solar	2 866,5	0,2%	2 996,8	0,2%	4,5%
Eólica	5 406,1	0,5%	5 955,2	0,5%	10,2%
Subtotal	162 345,9	13,8%	168 101,5	14,1%	3,5%
Centros de transformación y tratamiento de hidrocarburos					
Refinerías de petróleo crudo	337 546,8	28,7%	316 999,3	26,6%	-6,1%
Plantas de procesamiento de gas natural	662 923,5	56,4%	693 726,7	58,2%	4,6%
Subtotal	1 000 470,2	85,1%	1 010 726,1	84,8%	1,0%
Carboneras					
Leña	13 103,6	1,1%	12 823,1	1,1%	-2,1%
Subtotal	13 103,6	1,1%	12 823,1	1,1%	-2,1%
Coquerías y Altos Hornos					
Carbón Mineral	-	-	-	-	-
Subtotal	-	-	-	-	-
TOTAL	1 175 919,7	100,0%	1 191 650,6	100,0%	1,3%

Fuente: Elaboración Propia

1.3 ENERGÍA SECUNDARIA

1.3.1 Importación y exportación de Energía

En el 2019, al igual que el año anterior, se realizaron más exportaciones que importaciones. El saldo de este flujo fue de 144 937,7 TJ, cifra que es 8,1% menor al ocurrido al año 2018.

Por el lado de la exportación, el valor fue de 381 255,2 TJ, representando una reducción de 7,0% respecto a lo exportado en el año 2018. En esta actividad predominó el Gas Natural seco con una participación de 58,8%, seguido de la Gasolina Motor con 21,0%, y luego el Fuel Oil con 17,0%.

En relación a la importación, el valor fue de 236 317,6 TJ, que es 6,3% menor al registrado el año anterior. Del mencionado valor, las fuentes secundarias con mayor participación fueron, el Diesel B5 con el 63,6%, la Gasolina Motor con 14,4%, y luego el GLP con 6,8%.

Tabla 7: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	IMPORTACIONES		EXPORTACIONES		SALDO
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Año 2019					
Coque	2 824,5	1,2%	-	0,0%	-2 824,5
Carbón Vegetal	5,3	0,0%	-	0,0%	-5,3
GLP	16 108,5	6,8%	-	0,0%	-16 108,5
Etanol	4 057,1	1,7%	-	0,0%	-4 057,1
Gasohol	-	0,0%	-	0,0%	0,0
Gasolina Motor	34 110,7	14,4%	80 097,2	21,0%	45 986,6
Turbo	17 457,5	7,4%	-	0,0%	-17 457,5
Biodiesel	6 052,8	2,6%	-	0,0%	-6 052,8
Diesel B5	150 371,1	63,7%	11 404,0	3,0%	-138 967,0
Fuel Oil	1 275,4	0,5%	64 961,4	17,0%	63 686,0
Gas Seco	-	0,0%	224 255,2	58,8%	224 255,2
No Energético Petróleo y Gas	3 838,6	1,6%	537,4	0,1%	-3 301,2
Electricidad	216,1	0,1%	-	0,0%	-216,1
TOTAL 2019	236 317,6	100,0%	381 255,2	100,0%	144 937,7
Año 2018					
Coque	2 123,7	0,8%	-	0,0%	-2 123,7
Carbón Vegetal	9,8	0,0%	-	0,0%	-9,8
GLP	16 854,3	6,7%	263,0	0,1%	-16 591,3
Etanol	3 552,3	1,4%	-	0,0%	-3 552,3
Gasohol	-	0,0%	-	0,0%	0,0
Gasolina Motor	43 025,2	17,1%	90 876,9	22,2%	47 851,7
Turbo	18 168,0	7,2%	-	0,0%	-18 168,0
Biodiesel	7 561,8	3,0%	-	0,0%	-7 561,8
Diesel B5	153 701,0	60,9%	19 074,7	4,7%	-134 626,3
Fuel Oil	-	0,0%	88 703,5	21,6%	88 703,5
Gas Seco	-	0,0%	210 406,4	51,3%	210 406,4
No Energético Petróleo y Gas	7 136,6	2,8%	522,8	0,1%	-6 613,7
Electricidad	76,3	0,0%	-	0,0%	-76,3
TOTAL 2018	252 209,0	100,0%	409 847,2	100,0%	157 638,3
Variación 2019/2018	-6,3%		-7,0%		-8,1%

Fuente: Elaboración Propia.

1.3.2 Producción de Energía Secundaria

La producción de energía secundaria bruta corresponde a los productos obtenidos de los centros de transformación. En ese sentido, en el año 2019 la producción fue de 1 159 893,2 TJ, que es 1,3% mayor al valor registrado el año anterior.

La estructura de producción está compuesta principalmente de derivados de hidrocarburos, los cuales fueron obtenidos de las refinerías y plantas de gas, y que en el año 2019 representaron el 81,9% de la producción total de energía secundaria.

Del mismo modo, y en segundo lugar se encuentra la electricidad con una participación de 17,7%. Este energético es generado por centrales eléctricas de diversas tecnologías, como son hidroeléctricas, solares, eólicas, además de las térmicas que usan tanto los hidrocarburos (gas natural, diésel B5, petróleo industrial) como el carbón mineral.

Tabla 8: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Hidrocarburos	941 954,4	82,3%	949 525,8	81,9%	0,8%
Electricidad	197 839,7	17,2%	205 238,1	17,7%	3,7%
Carbón Vegetal	5 241,4	0,5%	5 129,2	0,4%	-2,1%
Derivados del Carbón	-	0,0%	-	0,0%	-
TOTAL	1 145 035,5	100,0%	1 159 893,2	100,0%	1,3%

Fuente: Elaboración Propia

1.3.3 Oferta Interna de Energía Secundaria

La oferta interna de energía secundaria corresponde al energético que está disponible y puesto al servicio del consumidor final, es decir, que se obtiene de restar a la producción, las exportaciones, el consumo propio de los centros de transformación (operaciones propias), así como, las pérdidas ocurridas durante el almacenamiento, transporte, y distribución. Cabe precisar, que también se descuenta las ventas para naves marítimas y áreas en viaje internacional (bunker).

En ese sentido, la oferta que se muestra en la siguiente tabla, considera el consumo final de energía secundaria dentro del territorio nacional. No se contabilizan los derivados que no son utilizados como energéticos. En el año 2019, la oferta interna de energía secundaria fue de 734 599,0 TJ, que es 4,0% mayor al valor registrado el año anterior.

Tabla 9: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Hidrocarburos	525 354,2	74,4%	548 593,6	74,7%	4,4%
Electricidad	173 766,6	24,6%	179 304,6	24,4%	3,2%
Carbón Vegetal	5 251,2	0,7%	5 134,5	0,7%	-2,2%
Derivados del Carbón	2 098,0	0,3%	1 566,2	0,2%	-25,3%
TOTAL	706 469,9	100,0%	734 599,0	100,0%	4,0%

Fuente: Elaboración Propia

1.4 CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

Debido a la disponibilidad de mayor información sobre la desagregación de la demanda de hidrocarburos en el transporte, la elaboración de la presente edición de Balance Nacional de Energía (BNE) 2019, incorpora mejoras en la caracterización del consumo final de energía, lográndose separar de dicho consumo a la actividad denominada bunker.

El Bunker abarca los combustibles vendidos para el transporte de naves marítimas y aéreas en viaje internacional, es decir, se trata de un consumo fuera del territorio nacional.

Cabe señalar, que el consumo final nacional fue desagregado por sectores económicos utilizando los resultados de los Balances Nacionales de Energía Útil de los años 1998 y 2013. Los resultados mencionados se basan en encuestas de consumo energético realizadas a nivel nacional, por lo que sirvieron para calibrar los modelos utilizados en determinar el consumo energético de cada sector.

1.4.1 Consumo por Fuente

En el año 2019, el consumo final de energía fue de 921 788,5 TJ, siendo el consumo final nacional el valor de 873 010,9 TJ y del bunker de 48 777,7 TJ.

Respecto a cada fuente en particular y respecto del consumo final, se obtuvo las siguientes participaciones apreciables en la parte de consumo final nacional: 25,9% DB5/MGO; 19,5% electricidad; 11,0% gas distribuido; 10,0% GLP; 9,3% leña; y 8,9% gasohol; entre otros, como el carbón mineral, turbo, gasolina motor, bagazo, y bosta & yareta, que tuvieron porcentajes menores.

Tabla 10: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR FUENTES
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
BUNKER – COMBUSTIBLES VENDIDOS EN NAVES MARÍTIMAS Y AÉREAS EN VIAJE INTERNACIONAL					
Turbo	29 859,0	3,3%	31 147,6	3,4%	4,3%
MGO	451,9	0,1%	795,7	0,1%	76,1%
Diesel B5	36,1	0,0%	21,8	0,0%	-39,5%
Fuel Oil	19 888,5	2,2%	16 812,5	1,8%	-15,5%
Subtotal Bunker	50 235,4	5,6%	48 777,7	5,3%	-2,9%
CONSUMO FINAL					
Fuente Primaria	127 871,8	14,3%	126 656,2	13,7%	-0,8%
Carbón Mineral	21 279,8	2,4%	22 039,2	2,4%	3,6%
Leña	91 411,1	10,1%	85 379,6	9,3%	-6,2%
Bosta & Yareta	5 166,8	0,6%	5 907,8	0,6%	8,4%
Bagazo (energético)	6 173,0	0,7%	8 931,8	1,0%	44,7%
Energía Solar	1 436,4	0,2%	1 481,7	0,2%	3,2%
Bagazo (no energético)	2 404,7	0,3%	2 916,0	0,3%	21,3%
Fuente Secundaria	718 591,0	80,1%	746 354,7	81,0%	3,9%
Coque	2 098,0	0,2%	1 566,2	0,2%	-25,3%
Carbón Vegetal	5 251,2	0,6%	5 134,5	0,6%	-2,2%
GLP	88 503,1	9,9%	92 047,3	10,0%	4,0%
Gasohol	77 770,0	8,7%	82 419,5	8,9%	6,0%
Gasolina Motor	13 444,9	1,5%	14 506,6	1,6%	7,9%
TurboJet	16 140,6	1,8%	16 240,1	1,8%	0,6%
Diesel B5*	230 325,7	25,7%	238 832,1	25,9%	3,7%
Fuel Oil**	2 908,3	0,3%	2 942,0	0,3%	1,2%
Gas Distribuido	96 261,6	10,7%	101 605,9	11,0%	5,6%
Electricidad	173 766,6	19,4%	179 304,6	19,5%	3,2%
No Energéticos	12 121,0	1,4%	11 755,7	1,3%	-3,0%
Subtotal Consumo Final	846 332,9	94,4%	873 010,9	94,7%	3,2%
TOTAL	896 568,3		921 788,5		2,8%

(*) Incluye la demanda de Marine Gas Oil – MGO.

(**) Incluye la demanda de Petróleo Industrial e IFO380.

Fuente: Elaboración Propia

1.4.2 Consumo por Sectores

En caso del Bunker, debido a su alcance, la energía registrada corresponde totalmente al consumo del sector transporte, pero fuera del territorio nacional.

Respecto al consumo final, el mayor consumo energético dentro del año 2019 correspondió al sector transporte nacional, con una participación del 40,1% y un valor de 377 615,2 TJ. La participación del transporte incluido el bunker alcanzó una participación de 45,4%.

Los siguientes sectores relevantes fueron el Industrial y Minero, con un consumo conjunto de 250 528,3TJ, representando el 27,2% del consumo final.

El grupo de sectores Residencial, Comercial y Público, también tienen un consumo significativo de 219 898,8 TJ, que es el 23,9% del consumo final.

Finalmente, los sectores de menor consumo son el Agropecuario y Pesca, con el 1,1% de participación y de un valor de 10 296,9 TJ.

**Tabla 11: CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA POR SECTORES ECONÓMICOS
(UNIDAD: TJ)**

SECTOR	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
BUNKER – COMBUSTIBLES VENDIDOS EN NAVES MARÍTIMAS Y AÉREAS EN VIAJE INTERNACIONAL					
Transporte (bunker)	50 235,4	5,6%	48 777,7	5,3%	-2,9%
Subtotal	50 235,4	5,6%	48 777,7	5,3%	-2,9%
CONSUMO FINAL					
Transporte (nacional)	359 798,1	40,1%	377 615,2	40,1%	0,4%
Residencial, Comercial y Público	222 879,7	24,9%	219 898,8	23,9%	-1,3%
Industria y Minería	239 665,7	26,7%	250 528,3	27,2%	4,5%
Agropecuario y Pesca	9 463,8	1,1%	10 296,9	1,1%	8,8%
No Energético	14 525,7	1,6%	14 671,7	1,6%	1,0%
Subtotal	846 332,9	94,4%	873 010,9	94,7%	3,2%
TOTAL	896 568,3	100,0%	921 788,5		2,8%

Fuente: Elaboración Propia

1.5 MATRIZ Y FLUJO DE ENERGÍA

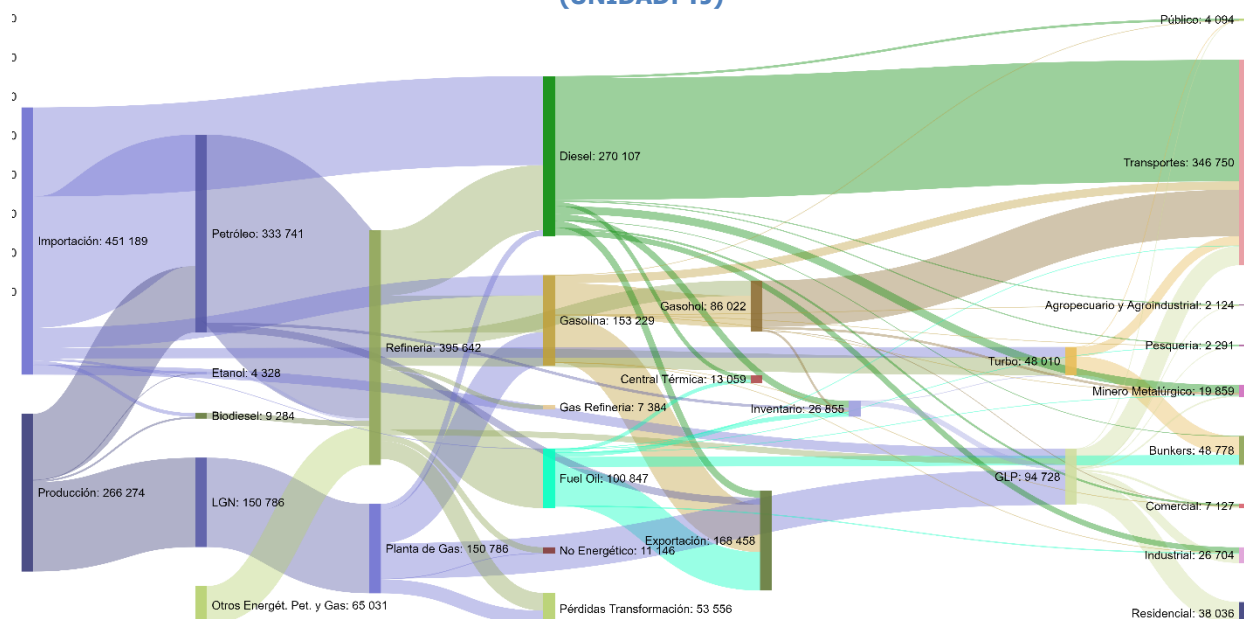
1.5.1 Matriz del Balance Nacional

Tabla 12: MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL 2019
(UNIDAD: TJ)

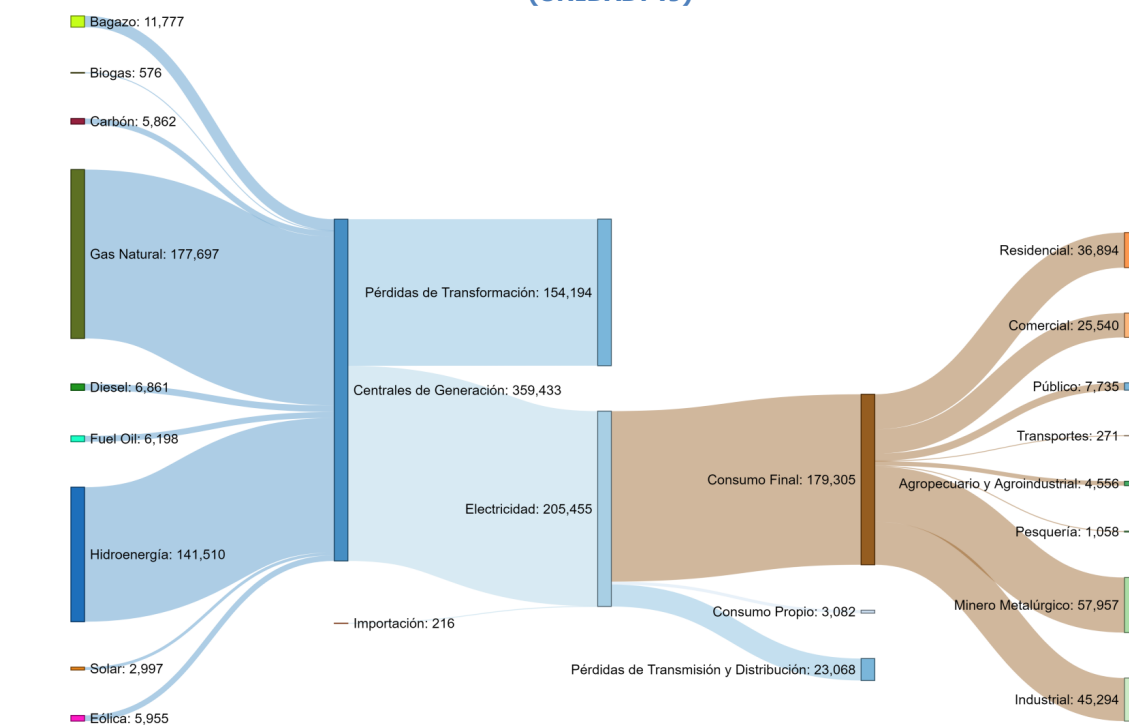
DIRECCION GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
			ENERGÍA PRIMARIA													ENERGÍA SECUNDARIA															TOTAL ENERGÍA	
			Carbón Mineral	Leña	Bosta y Yareta	Bagazo	Petróleo Crudo	Líquidos de Gas Natural	Gas Natural	Hidro Energía	Solar	Eólica	Total E.P	Biogas	Coque	Carbón Vegetal	GLP	Etanol	Gasohol	Gasolina Motor	Turbo	Biodiesel	Diesel B5	Fuel Oil	Gas Refinería	Gas Seco	Otros Energét. Petróleo y Gas	No Energético Petróleo y Gas	Energía Eléctrica	Total E.S		
OFERTA	1. Producción	4 991,7	98 202,7	5 907,8	23 624,6	111 985,9	150 785,8	770 134,9	141 510,2	4 478,3	5 955,2	1 317 577,3	823,0							34 110,7	17 457,5	6 052,8	150 371,1	1 275,4				3 838,6	216,1	823,0	1 318 400,3	
	2. Importación	11 104,8				221 754,9						239 859,7		2 824,5 (1 268,8)	5,3	16 108,5	4 057,1		34 110,7	17 457,5	6 052,8	150 371,1	1 275,4				3 838,6	216,1	236 317,6	469 177,3		
	3. Variación de Inventarios	30 261,9				(4 745,1)		0,0				19 335,7					8 793,3	47,7	3 603,3	(1 579,4)	(311,2)	2 033,5	10 985,3	7 521,7				(1 891,9)		27 944,1	53 460,9	
	4. OFERTA TOTAL	46 358,4	98 202,7	5 907,8	23 624,6	328 995,7	150 785,8	770 135,0	141 510,2	4 478,3	5 955,2	1 575 953,9	823,0	1 566,2	5,3	24 901,8	4 104,8	3 603,3	32 531,2	17 146,4	8 086,3	161 356,4	8 797,2					1 946,7	216,1	265 084,7	1 841 038,5	
	5. Exportación	(18 456,7)				(11 996,4)						(30 453,1)							(80 097,2)			(11 404,0)	(64 961,4)		(224 255,2)			(537,4)		(381 255,2)	(411 708,4)	
	6. No Aprovechada							(203 228,0)				(203 228,0)	(246,9)												(1 252,7)					(1 499,6)	(204 727,7)	
	7. Transferencias																(2 680,8)	(4 375,5)	53 076,9	(57 044,8)		(11 317,8)	(23 057,0)	(17 073,0)		65 031,4	(799,6)		1 759,9	1 759,9		
	8. Bunkers																				(31 147,6)		(817,5)	(16 812,5)						(48 777,7)	(48 777,7)	
	9. OFERTA INTERNA BRUTA	27 901,7	98 202,7	5 907,8	23 624,6	316 999,3	150 785,8	566 906,9	141 510,2	4 478,3	5 955,2	1 342 272,7	576,1	1 566,2	5,3	22 221,0	(270,7)	56 680,2	(104 610,8)	(14 001,3)	(3 231,4)	126 077,8	(90 049,7)		(225 507,9)	65 031,4	609,7	216,1	(164 688,0)	1 177 584,7		
TRANSFORMACIÓN	10. Total Transformación	(5 862,4)	(12 823,1)		(11 776,8)	(316 999,3)	(150 785,8)	(542 940,9)	(141 510,2)	(2 996,8)	(5 955,2)	(1 191 650,6)	(576,1)			5 129,2	69 826,3	(270,7)	25 739,3	119 117,4	30 241,4	(3 231,4)	112 875,3	93 373,3	7 384,1	365 244,2	(65 031,4)	11 146,0	205 238,1	976 205,1	(215 445,6)	
	10.1 Coquerías y Altos Hornos															5 129,2															5 129,2	(7 693,9)
	10.2 Carboneras		(12 823,1)									(12 823,1)																				
	10.3 Refinerías					(316 999,3)						(316 999,3)					10 132,0	(270,7)	25 739,3	62 414,8	30 241,4	(3 231,4)	110 077,7	99 571,7	7 384,1		(65 031,4)	9 953,6		286 981,1	(30 018,2)	
	10.4 Plantas de Gas						(150 785,8)	(542 940,9)				(693 726,7)					59 694,3			56 702,6			9 658,5		542 940,9		1 192,4		670 188,6	(23 538,1)		
	10.5 Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(417,3)			(5 792,2)				(138 393,8)	(2 802,6)	(5 955,2)	(153 361,2)	(576,1)										9 658,5	(1 097,6)	(3 741,4)	(166 904,9)			195 976,1	23 656,2	(129 705,0)	
	10.6 Centrales Eléc. (Uso Propio)	(5 445,1)			(5 984,6)				(3 116,4)	(194,2)		(14 740,3)											(5 763,3)	(2 457,0)	(10 791,8)			9 262,0	(9 750,1)	(24 490,3)		
	11. Consumo Propio Sector Energía						(134 553,3)					(134 553,3)											(121,0)	(381,6)	(7 384,1)	(38 130,4)		(3 081,9)	(49 098,9)	(183 652,2)		
	12. Pérdidas(transp., distr. y almac.)																											(23 067,7)	(23 067,7)	(23 067,7)		
	13. Ajustes	0,0								(0,2)		(0,2)																	0,0		(0,2)	
CONSUMO FINAL	14. CONSUMO FINAL TOTAL	22 039,2	85 379,6	5 907,8	11 847,8				1 481,7			126 656,2		1 566,2	5 134,5	92 047,3			82 419,5	14 506,6	16 240,1		238 832,1	2 942,0		101 605,9		11 755,7	179 304,6	746 357,7	873 010,9	
	14.1 Consumo Final No Energético				2 916,0							2 916,0																11 755,7		11 755,7	14 671,7	
	14.2 Consumo Final Energético	22 039,2	85 379,6	5 907,8	8 931,8				1 481,7			123 740,2		1 566,2	5134,5	92 047,3			82 419,5	14 506,6	16 240,1		238 832,1	2 942,0		101 605,9			179 304,6	734 599,0	858 339,2	
	Residencial		69 750,9	5 907,8					897,5			76 556,1				3 020	38 035,8									6 516,5			36 894,1	84 466,6	161 022,7	
	Comercial	0,4	3 956,9						571,8			4 529,1				978	3 645,4			28,6	5,4			3 447,7	0,5	8 573,5			25 539,5	42 218,9	46 748,0	
	Público		90,0						1,9			91,8				1	60,2				0,6	109,9		3 922,9		206,9			7 735,0	12 036,2	12 128,0	
	Transporte																32 483,1		78 325,2	13 901,9	16 130,3		205 154,6	754,7	30 594,8		270,7	377 615,2	377 615,2			
	Agropecuaria	3,7	79,8						7,3			90,9			0	115,2							1 821,0		67,4		4 556,0	6 747,8	6 838,6			
	Pesquería		11,4									11,4				0,2	15,2						1 826,8	42,5	97,0		1 058,3	3 466,9	3 458,3			
	Minero		2,7						0,8			3,4				1,5	2 435,3		4 065,3	2,4			13 329,6	27,1	1 936,3		57 957,4	79 755,0	79 758,5			
	Industrial	22 035,1	11 488,0		8 931,8				2,4			42 457,4		1 566,2	1 133,6	15 257,1			0,5	1,2			9 329,5	2 117,3	53 613,5		45 293,5	128 312,4	170 769,8			
	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA															5 129,2	69 826,3	25 739,3	119 117,4	30 241,4		119 736,1	99 571,7	7 384,1	542 940,9	(61 797,9)	11 146,0	205 238,1				

Fuente: Elaboración Propia

1.5.2 Diagramas de Flujos de Energía

Ilustración 1: DIAGRAMA DE FLUJO SECTOR HIDROCARBUROS LÍQUIDOS AÑO 2019
(UNIDAD: TJ)

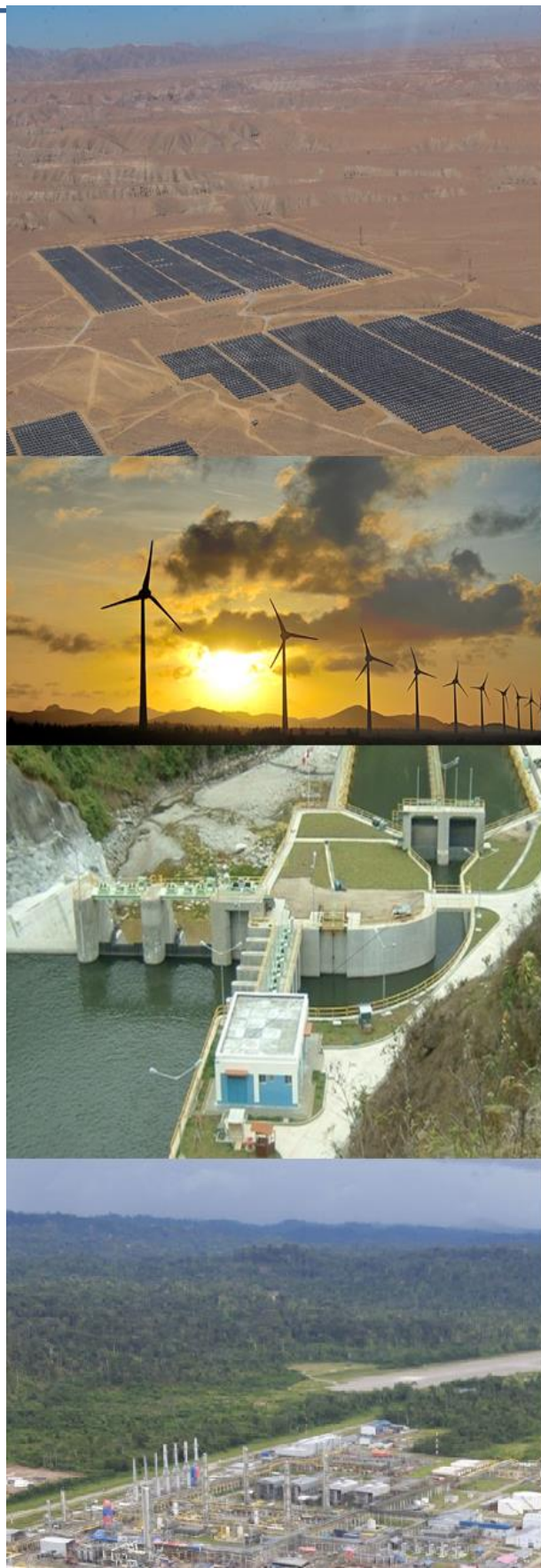
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 2: DIAGRAMA DE FLUJO SECTOR ELECTRICO AÑO 2019
(UNIDAD: TJ)

Fuente: Elaboración Propia

II

METODOLOGÍA GENERAL DEL BALANCE ENERGÉTICO



II. METODOLOGÍA GENERAL DEL BALANCE ENERGÉTICO

Para poder expresar las relaciones que se ponen de manifiesto en un balance energético es indispensable establecer una estructura lo suficientemente general para obtener una adecuada configuración de las variables físicas propias del sector energético.

2.1 ESTRUCTURA GENERAL

2.1.1 Fuentes de energía primaria

Son aquellas energías provistas, por la naturaleza en forma directa como la hidroenergía, el petróleo crudo, el gas natural, el carbón mineral, leña, residuos vegetales y animales, etc.

Columna 1 a 10 - Fuentes de Energía Primaria: Carbón mineral, leña, bosta y yareta, bagazo, petróleo crudo, líquidos de gas natural, gas natural, hidroenergía, energía solar y energía eólica.

Columna 11 - Total Energía Primaria: Suma de las columnas 1 a 10.

2.1.2 Fuentes de energía secundaria

Son los productos y formas de energía resultantes de los diferentes centros de transformación y tiene como destino los diversos sectores de consumo y eventualmente otro centro de transformación.

Columnas 12 a 27 - Productos y formas de energía secundaria: biogas, coque, carbón vegetal, gas licuado de petróleo, gasolina, gasohol, etanol, turbo, biodiesel B100, diésel B5, fuel oil, gas de refinería, gas seco (distribuido), otros productos energéticos del petróleo, no energéticos petróleo y gas y energía eléctrica.

Columna 28 - Total Energía Secundaria: Suma de las columnas 12 a 27.

2.1.3 Total

Consolida todas las energías producidas, transformadas y consumidas en el país.

Columna 29 – Total: Suma de las columnas 11 y 28.

2.1.4 Oferta

Cantidad de energía que se destina a la transformación y/o para el consumo final.

Fila 1 – Producción: Energía primaria y secundaria que se obtiene de los recursos minerales, vegetales, animales e hídricos. Tiene signo positivo.

Fila 2 – Importación: Cantidad de energía primaria y secundaria que ingresa al país proveniente del exterior y constituye parte de la oferta en el balance. Tiene signo positivo.

Fila 3 - Variación de Inventarios: Es la diferencia de la existencia inicial y final para cada forma de energía. Un aumento del almacenamiento de energía en un año determinado significa una reducción en la oferta total y por lo tanto debe caracterizarse con signo negativo y viceversa.

Fila 4 - Oferta Total: Es la cantidad de energía teóricamente disponible para ser consumida por el país. Es la suma algebraica de las filas 1 a 3.

Fila 5 – Exportación: Es la cantidad de energía primaria y secundaria que se envía al exterior. Se identifica con signo negativo.

Fila 6 - No Aprovechada: Es la cantidad de energía que por la naturaleza técnica y/o económica de una explotación, actualmente no está siendo utilizada.

Fila 7 – Transferencias: Las transferencias son adiciones o sustracciones que se realizan de la oferta interna de un producto.

Fila 8 – Bunkers: Es la cantidad de combustibles vendidos a naves marítimas y aéreas en viaje internacional, para mover sus motores. El registro por separado de estos consumos se debe principalmente a que en la metodología del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) para el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero, se descuentan de la oferta interna estos consumos, por considerar que se dan fuera de las fronteras nacionales.

Fila 9 - Oferta Interna Bruta: Es la cantidad de energía primaria y secundaria que se pone a disposición del país para ser sometida a los procesos de transformación, distribución y consumo. Es la suma algebraica de las filas 4, 5, 6, 7 y 8.

2.1.5 Transformación, pérdidas y consumo propio

El sector transformación agrupa a todos los centros de transformación donde las energías primarias y/o secundarias son sometidas a procesos que modifican sus propiedades o naturaleza original.

Fila 10 - Total Transformación: Las cantidades colocadas en esta fila de la columna de 1 a 10 y de 12 a 27, representan la suma algebraica de energía primaria y secundaria que entra y sale del conjunto de los centros de transformación.

Se calcula como la suma algebraica de los valores de las filas 10.1 a 10.6.

Fila 10.1 a 10.6 - Centros de Transformación: Coqueeras, altos hornos, carboneras, refinerías, plantas de gas, centrales eléctricas que generan para el mercado eléctrico y centrales eléctricas que generan para uso propio.

Fila 11 - Consumo Propio del Sector Energético: Es la cantidad de energía utilizada para la producción, transformación, transporte y distribución de la energía.

Fila 12 - Pérdidas (Transporte, Distribución y Almacenamiento): Son aquellos que ocurren durante las actividades que se realizan para suministrar energía, desde la producción hasta el consumo final.

2.1.6 Ajustes estadísticos

Herramientas utilizadas para hacer compatibles los datos correspondientes a la oferta y consumo de energía, proveniente de fuentes estadísticas diferentes.

Fila 13 – Ajustes: En esta fila se cuantifican los déficit o ganancias aparentes de cada energía, producto de errores estadísticos, información o medida. Los ajustes para cada columna (1 a 29) se calculan con la siguiente fórmula:

$(+/-) \text{ AJUSTES} = \text{Consumo Final} (-) \text{ Oferta Interna Bruta} (-) \text{ Total Transformación} (-) \text{ Consumo Propio} (-) \text{ Pérdida de Transformación Distribución y Almacenamiento}$

El ajuste es negativo, si la oferta es mayor que el consumo y viceversa.

2.1.7 Consumo final

En esta parte se detallan los diferentes sectores de la actividad socioeconómica del país, en donde converge la energía primaria y secundaria y conforman el consumo final de energía.

Fila 14 - Consumo Final Total: Es la energía que se encuentra disponible para ser usada por todos los sectores de consumo final en el país, incluyendo aquellos volúmenes utilizados con fines no energéticos. Corresponden a la suma de las filas 14.1 y 14.2.

Fila 14.1 - Consumo Final No Energético: Son las cantidades de energía contenidas en los productos que son utilizados en diferentes sectores, para fines no energéticos.

Fila 14.2 - Consumo Final Energético: Agrupa el consumo final de los sectores: residencial, comercial, público, transporte, agropecuario, pesquería, minero e industrial.

2.1.8 Producción de energía secundaria

Esta fila adicional permite leer directamente la cantidad de energía secundaria producida en los centros de transformación y es igual a la suma de los valores positivos que aparecen desde la fila 10.1 a 10.6.

2.2 CONVERSIÓN DE SIGNOS

En la parte referente al sector energético (Ver matriz), toda cantidad de energía que tienda a aumentar la energía disponible en el país es:

POSITIVA: Producción, importación, disminución de inventarios, salida de los centros de transformación.

NEGATIVA: Aumento de inventarios, exportación, energía no aprovechada, energía transformada, consumo propio y pérdidas de transporte y distribución.

Finalmente, todos los datos que se encuentran en la parte referente al consumo final de energía son también negativos, pero por motivos de simplificación no se presentan como cantidad aritmética (sin signo).

2.3 OPERACIONES BÁSICAS DE LA MATRIZ

2.3.1 Energía primaria y secundaria.

El flujo energético de cada fuente primaria y producto o forma secundaria de energía está expresado por las siguientes ecuaciones:

Oferta Total = Producción (+) Importación (+) o (-) Variación de Inventarios

Oferta Interna Bruta = Oferta Total (+) Exportación (-) Energía No Aprovechable (-) Bunkers

Oferta Interna Bruta = Total Transformación (+) Consumo Final (+) Consumo Propio (+) Pérdida de Transporte y Distribución (+) o (-) Ajustes

Cabe señalar, que las cifras correspondientes a la producción de energía secundaria aparecen dentro del cuadrante referido a los centros de transformación. Por esta razón, y a fin de evitar su duplicación, la suma de dichas cifras no se presentan en la fila de producción de energía primaria, sino como se indicó anteriormente, en una fila adicional ubicada en la parte inferior de la matriz. En ese sentido, para la energía secundaria, la aplicación de las ecuaciones anteriormente indicadas dentro de la matriz, no se cumplen para la energía secundaria; sin embargo, son válidas cuando se estudia las fuentes de forma aislada.

2.3.2 Transformación

Esta parte es constituida por los centros de transformación, y se identifican las pérdidas de transformación debido a la producción de energía secundaria, con la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas de Transformación} = \text{Total Transformación Primaria} (-) \text{Total Transformación Secundaria}$$

2.3.3 Consumo final de energía

$$\text{Consumo Final} = \text{Consumo Final Primario (+) Consumo Final Secundario}$$

$$\text{Consumo Final} = \text{Consumo Final No Energético (+) Consumo Final Energético}$$

III

ENERGÍA PRIMARIA



III. ENERGÍA PRIMARIA

3.1 RESERVAS

Según cifras disponibles sobre los yacimientos de fuentes fósiles y minerales, el país cuenta con 16 013 235,3 TJ de energía en reservas probadas.

La mayor parte de dichas reservas son principalmente de gas natural con el 64,8% del total, seguido de los líquidos de gas natural con 17,0%, y el petróleo crudo con 12,5%.

Tabla 13: RESERVAS PROBADAS DE ENERGÍA EN YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES (UNIDAD: TJ)

FUENTE	RESERVAS PROBADAS	
	Cantidad	Part.
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales		
Gas Natural (*)	10 382 099,1	64,8%
Líquidos del Gas Natural (*)	2 722 534,5	17,0%
Petróleo Crudo (*)	1 994 884,6	12,5%
Carbón Mineral	168 736,3	1,1%
Uranio	744 980,9	4,7%
TOTAL	16 013 235,3	100,0%

Nota: () Cifras de reserva de fecha 31 de diciembre de 2018.*
Fuente: Elaboración Propia

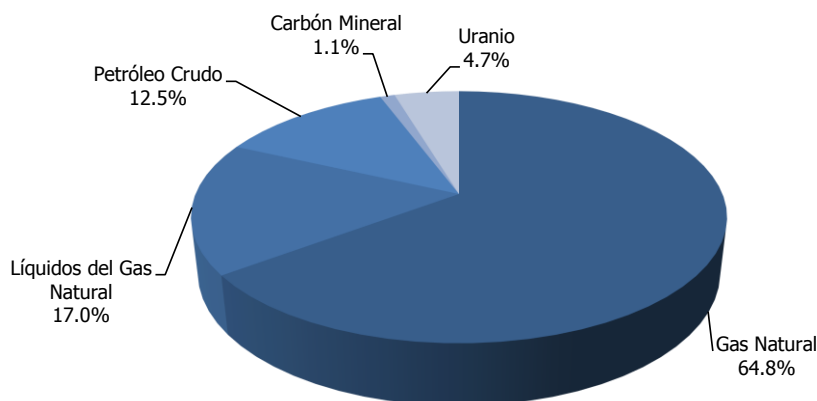
En caso de los hidrocarburos, las reservas probadas fueron registradas de la siguiente manera: el gas natural con $300,278 \times 10^9 \text{ m}^3$ (10,60 TCF), los líquidos de gas natural con $81,8 \times 10^6 \text{ m}^3$ (514,4 x 10⁶ Bbl), y el petróleo crudo con $54,77 \times 10^6 \text{ m}^3$ (344,5 x 10⁶ Bbl).

Respecto al carbón mineral, las reservas probadas se contaron en $5 761 \times 10^6 \text{ ton}$, correspondiendo un 98,2 % al carbón de tipo antracita y 1,8 % al carbón bituminoso. Las regiones de La Libertad, Ancash y Lima, son aquellas que poseen las mayores reservas de carbón mineral dentro del territorio nacional.

Sobre las reservas probadas de uranio, éstas siguen siendo del orden de 1 800 ton y están localizadas en la parte nor-occidental del área de distribución de los volcánicos de la formación Quenamari, distrito de Corani, provincia de Carabaya, Región Puno. Tales reservas fueron obtenidas mediante el "prospecto uranífero Chapi" entre 1984 – 1986 y confirmadas mediante el inventario de reservas probadas de 1989, tomando en consideración el estudio realizado en el año 2007 por el Instituto Geológico Minero y Metalúrgico (INGEMMET), donde se estima el potencial uranífero para todo el Perú en base a la recopilación de mucha información geológica, después del cual no se han realizado más actividades exploratorias. No obstante ello, en los últimos años ha habido un marcado interés de parte de empresas privadas en invertir en exploración de nuevos yacimientos de uranio, especialmente en la zona sur del país.

No se incluye dentro de este esquema de análisis, las reservas de recursos naturales renovables, dado que las estimaciones pueden tener grandes márgenes de error.

Ilustración 3: RESERVAS PROBADAS DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES



TOTAL: 16 013 235 TJ

Fuente: Elaboración Propia

3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA

En el año 2019, la producción interna de energía primaria² fue de 1 114 349,3 TJ, mostrando un incremento de 6,2 % respecto a la producción del año anterior.

En relación a las fuentes fósiles de mayor participación, la producción de gas natural incluido sus líquidos se incrementó en 8,3 %, de igual forma el petróleo crudo aumentó en 8,4%.

Del mismo modo, los recursos naturales renovables de mayor participación como son la hidroenergía y la leña, incrementaron su producción a 12,7% y 8,8% respectivamente. Asimismo, se destaca el incremento de producción con energías solar y eólica, hasta tener una participación de 0,4% y 0,5%, respectivamente.

En cuanto a la participación de las fuentes de energía, en el año 2019 se mantuvieron predominantes las siguientes fuentes de energía: gas natural (incluido líquidos) con 64,4%, la hidroenergía con 12,7%, el petróleo crudo con 10,0%, y la leña con 8,8%.

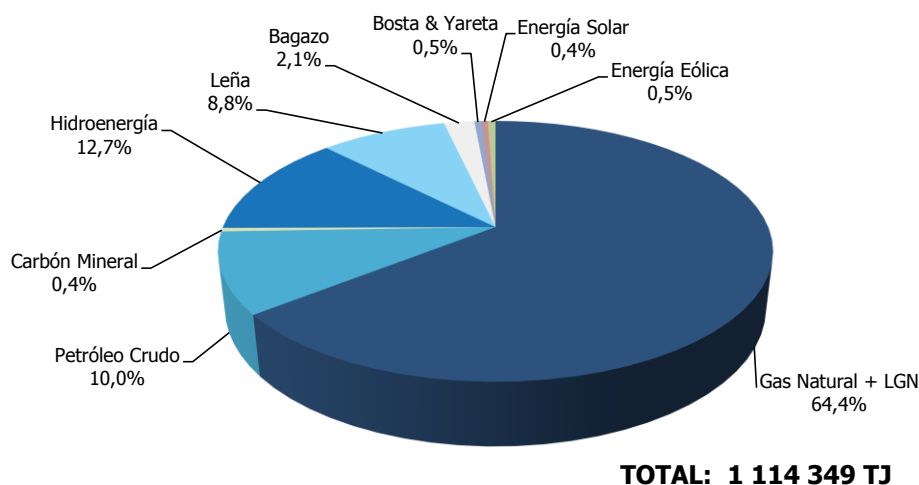
**Tabla 14: PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)**

FUENTE	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales					
Gas Natural + LGN	662 923,5	63,2%	717 692,8	64,4%	8,3%
Petróleo Crudo	103 288,5	9,8%	111 985,9	10,0%	8,4%
Carbón Mineral	5 836,3	0,6%	4 991,7	0,4%	-14,5%
Subtotal	772 048,3	73,6%	834 670,4	74,9%	8,1%
De recursos naturales renovables					
Hidroenergía	138 251,0	13,2%	141 510,2	12,7%	2,4%
Leña	104 102,6	9,9%	98 202,7	8,8%	-5,7%
Bagazo	19 461,0	1,9%	23 624,6	2,1%	21,4%
Bosta & Yareta	5 449,1	0,5%	5 907,8	0,5%	8,4%
Energía Solar	4 303,0	0,4%	4 478,3	0,4%	4,1%

² No se incluye la cantidad de energía no aprovechada que sucede durante la extracción de gas natural.

FUENTE	2018		2019		VARIACIÓN
Energía Eólica	5 406,1	0,5%	5 955,2	0,5%	10,2%
Subtotal	276 972,7	26,4%	279 678,9	25,1%	1,0%
TOTAL	1 049 021,0	100,0%	1 114 349,3	100,0%	6,2%

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 4: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES EN LA PRODUCCIÓN INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA 2019

Fuente: Elaboración Propia

En particular, dentro del grupo de fuentes fósiles y minerales (con excepción del uranio), la composición de las fuentes es similar, tanto en la producción de energía primaria, como en las reservas probadas. En la siguiente tabla, se muestra que, el gas natural y sus líquidos representaron el 86,0% de la producción total de fuentes fósiles y minerales, seguido del petróleo crudo con el 13,4%; en el caso de las reservas, la participación fue de 81,8% y 12,5%, respectivamente.

Tabla 15: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE ENERGÍA PRIMARIA DE YACIMIENTOS FÓSILES Y MINERALES 2019 (UNIDAD: TJ)

FUENTE	PRODUCCIÓN		RESERVAS	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales				
Gas Natural + LGN *	717 692,8	86,0%	13 104 633,6	81,8%
Petróleo Crudo *	111 985,9	13,4%	1 994 884,6	12,5%
Carbón Mineral	4 991,7	0,6%	168 736,3	1,1%
Uranio	0,0	0,0%	744 980,9	4,7%
TOTAL	834 670,4	100,0%	16 013 235,3	100,0%

Nota: (*) Cifras de reserva de fecha 31 de diciembre de 2018.

Fuente: Elaboración Propia

3.3 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA

En el 2019, al igual que el año anterior, se realizaron más importaciones de energía primaria que exportaciones, siendo el saldo la cantidad de 202 406,6 TJ, que es 6,1 % menor al registrado el año anterior.

La energía primaria importada fue de 232 859,7 TJ, representando una reducción de 6,0% respecto al valor importado en el año 2018. En esta actividad predominó el petróleo crudo, con una participación de 92,8% del total importado, el resto del porcentaje se trató de carbón mineral.

En caso de la energía primaria exportada, el valor fue de 30 453,1 TJ, representando una reducción de 5,5% respecto a la exportación del año anterior. De dicho valor, el 39,4% fue petróleo crudo, y el 60,6% carbón mineral.

**Tabla 16: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)**

FUENTE	IMPORTACIONES		EXPORTACIONES		SALDO
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Año 2019					
Petróleo Crudo	221 754,9	95,2%	11 996,4	39,4%	-209 758,5
Carbón Mineral	11 104,8	4,8%	18 456,7	60,6%	7 351,9
TOTAL 2019	232 859,7	100,0%	30 453,1	100,0%	-202 406,6
Año 2018					
Petróleo Crudo	238 095,2	96,1%	13 707,8	42,5%	-224 387,3
Carbón Mineral	9 728,4	3,9%	18 533,7	57,5%	8 805,3
TOTAL 2018	247 823,5	100,0%	32 241,5	100,0%	-215 582,0
Variación 2019/2018	-6,0%		-5,5%		-6,1%

Fuente: Elaboración Propia

3.4 ENERGÍA PRIMARIA NO APROVECHADA

Respecto a la energía primaria no aprovechada, ésta correspondió al gas natural en una cantidad de 203 228,0 TJ ($5\,026,5 \times 10^6 \text{ m}^3$). De dicho valor, el 76,7% fue por gas reinyectado, el resto fueron de los tipos, gas venteado, gas quemado, gas de condensado y de reposición, entre otros.

3.5 OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA

La oferta interna bruta de energía primaria considera de forma agregada a la producción total, la variación de inventarios y las importaciones, descontando la energía no aprovechada y las exportaciones.

En el año 2019, la oferta antes mencionada fue de 1 342 272,7 TJ, que es 3,0% mayor a la oferta del año anterior. Ésta incremento se debió principalmente a la mayor oferta de gas natural y sus líquidos en 8,3%.

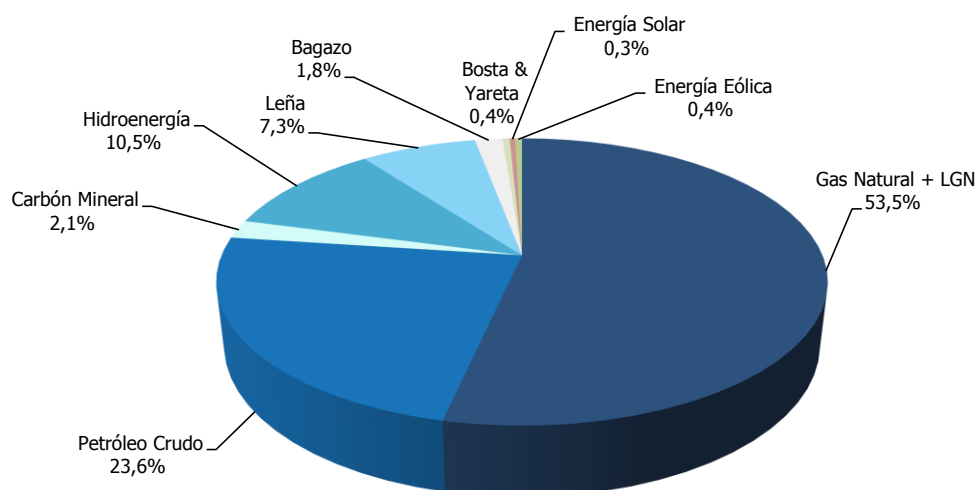
**Tabla 17: OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)**

FUENTE	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
De yacimientos de fuentes fósiles y minerales					
Gas Natural + LGN	662 923,5	50,9%	717 692,8	53,5%	8,3%
Petróleo Crudo	337 546,8	25,9%	316 999,3	23,6%	-6,1%
Carbón Mineral	26 218,7	2,0%	27 901,7	2,1%	6,4%
Subtotal	1 026 689,0	78,9%	1 062 593,8	79,2%	3,5%
De recursos naturales renovables					
Hidroenergía	138 251,0	10,6%	141 510,2	10,5%	2,4%
Leña	104 102,6	8,0%	98 202,7	7,3%	-5,7%
Bagazo	19 461,0	1,5%	23 624,6	1,8%	21,4%
Bosta & Yareta	5 449,1	0,4%	5 907,8	0,4%	8,4%
Energía Solar	4 303,0	0,3%	4 478,3	0,3%	4,1%
Energía Eólica	5 406,1	0,4%	5 955,2	0,4%	10,2%
Subtotal	276 972,7	21,2%	279 678,9	20,8%	1,0%
TOTAL	1 303 661,7	100,0%	1 342 272,7	100,0%	3,0%

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, en este rubro de oferta, las fuentes de mayor participación corresponden al gas natural (incluido líquidos) con 53,5%, seguido del petróleo crudo con 23,6%, la hidroenergía con 10,5%, y la leña con 7,3%.

Ilustración 5: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES EN LA OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA 2019



Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, se debe precisar, que la oferta interna bruta de energía primaria tiene dos destinos que son, los centros de transformación y el consumo directo (consumo final). Al respecto, en el año 2019, dichos destinos registraron correspondientemente, los valores de 1 191 650,8 TJ y 126 656,2 TJ, y una participación de 90,4% y 9,6% de la oferta interna bruta, respectivamente.

Asimismo, en comparación al año anterior, la cantidad de energía primaria destinada a los centros de transformación se incrementó en 1,3%, y la destinada al consumo directo disminuyó en 0,8%.

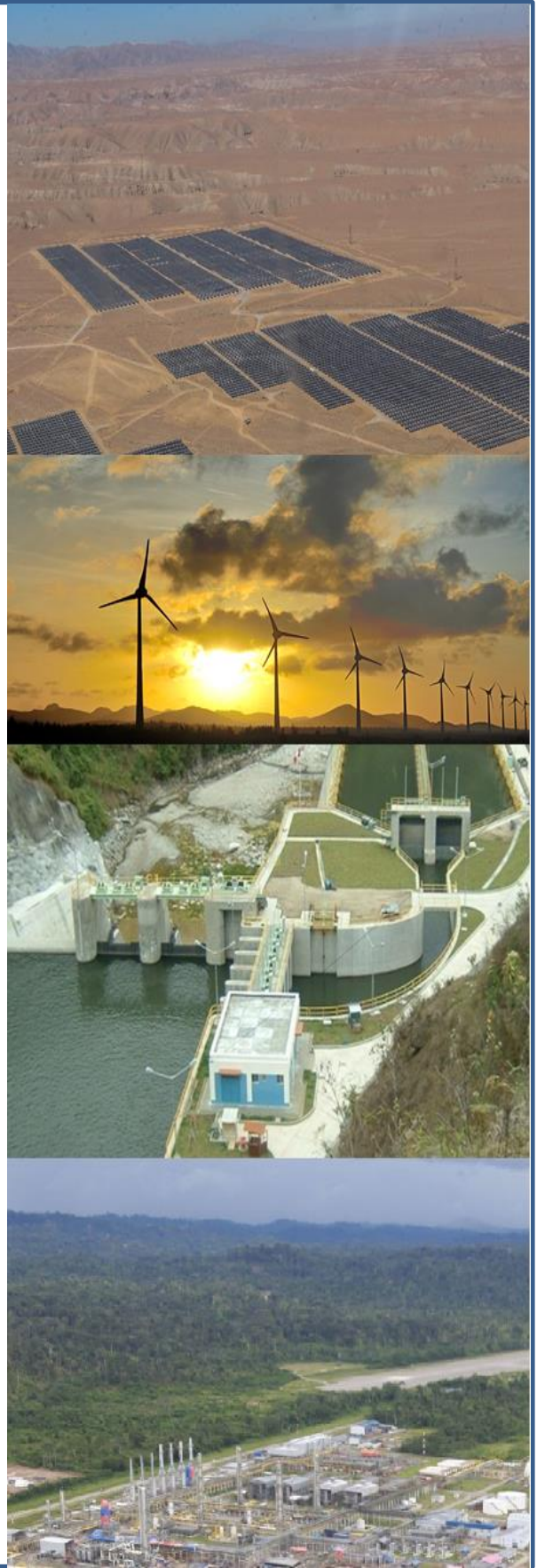
**Tabla 18: DESTINO DE LA OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA
(UNIDAD: TJ)**

DESTINOS	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Centros de Transformación	1 175 919,7	90,2%	1 191 650,8	90,4%	1,3%
Consumo Directo	127 741,9	9,8%	126 656,2	9,6%	-0,8%
TOTAL	1 303 661,7	100,0%	1 318 307,0	100,0%	1,1%

Fuente: Elaboración Propia

IV

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN



IV. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

De los 1 191 650,6 TJ de energía primaria destinados a centros de transformación durante el año 2019, el 84,8% fue procesada en las plantas de transformación y tratamiento de hidrocarburos, 14,1% en centrales eléctricas, y sólo el 1,1% en carboneras.

Tabla 19: DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA DESTINADA A LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN
(UNIDAD: TJ)

TIPOS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Centrales Eléctricas					
Hidroenergía	138 251,0	11,8%	141 510,2	11,9%	2,4%
Bagazo	10 883,3	0,9%	11 776,8	1,0%	8,2%
Carbón Mineral	4 938,9	0,4%	5 862,4	0,5%	18,7%
Solar	2 866,5	0,2%	2 996,8	0,3%	4,5%
Eólica	5 406,1	0,5%	5 955,2	0,5%	10,2%
Subtotal	162 345,9	13,8%	168 101,5	14,1%	3,5%
Centros de transformación y tratamiento de hidrocarburos					
Refinerías de petróleo crudo	337 546,8	28,7%	316 999,3	26,6%	-6,1%
Plantas de procesamiento de gas natural	662 923,5	56,4%	693 726,7	58,2%	4,6%
Subtotal	1 000 470,2	85,1%	1 010 726,1	84,8%	1,0%
Carboneras					
Leña	13 103,6	1,1%	12 823,1	1,1%	-2,1%
Subtotal	13 103,6	1,1%	12 823,1	1,1%	-2,1%
Coquerías y Altos Hornos					
Carbón Mineral	-	-	-	-	-
Subtotal	-	-	-	-	-
TOTAL	1 175 919,7	100,0%	1 191 650,6	100,0%	1,3%

Fuente: Elaboración Propia

4.1 CENTRALES ELÉCTRICAS

De la energía total destinada a los centros de transformación, la centrales eléctricas procesaron 168 101,5 TJ, que es 3,5% mayor al registrado el año anterior, siendo la participación de fuentes de energía de la siguiente manera: 11,9% hidroenergía, 1,0 % bagazo, 0,5 % carbón mineral, 0,3% energía solar, y 0,5% energía eólica.

4.2 REFINERÍAS DE PETRÓLEO

Respecto a las refinerías, éstas procesaron 316 999,3 TJ de petróleo crudo, que representa el 26,6% de la energía primaria destinada a los centros de transformación. Dicha cantidad de energía fue 6,1% menor a la registrada en el año 2018.

4.3 PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

En el caso de las plantas de procesamiento de gas natural, éstas recibieron la cantidad de 693 726,7 TJ, que representa el 58,2% de la energía primaria destinada los centros de transformación. Dicha cantidad de energía fue 4,6% mayor a la registrada en el año 2018.

4.4 CARBONERAS

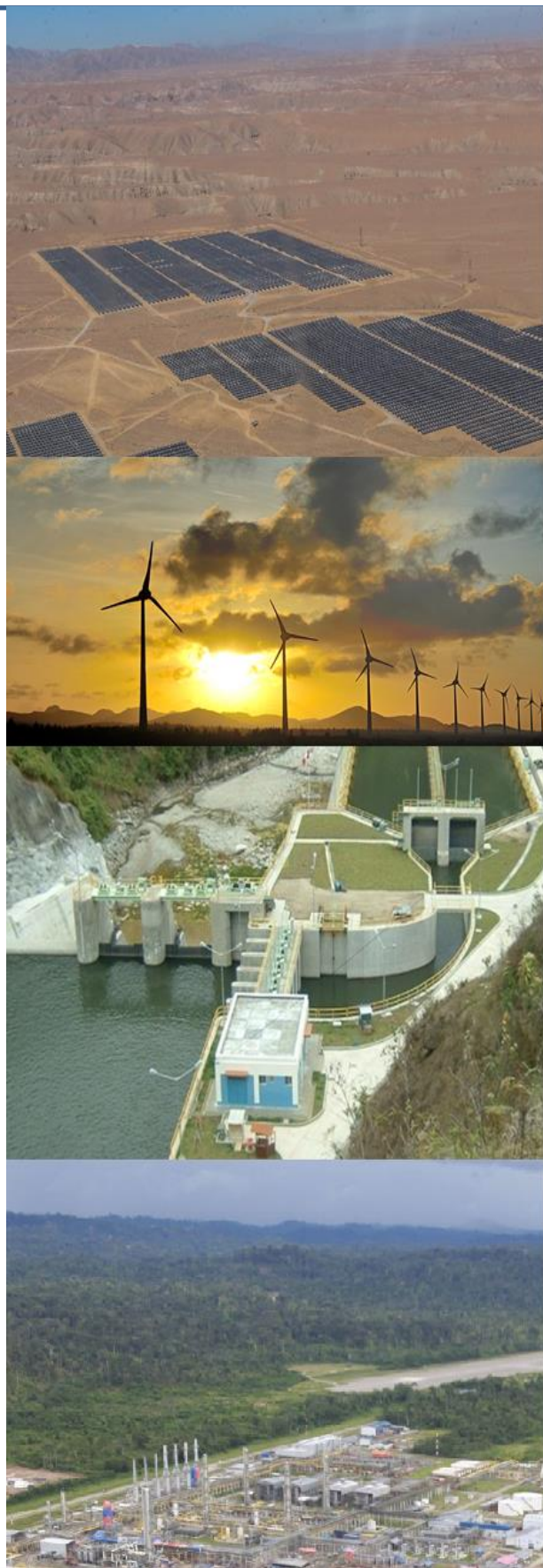
En relación a las carboneras, se transformaron 12 823,1 TJ de leña para la producción de carbón vegetal, siendo dicha cantidad 2,1% menor a la registrada en el 2018.

4.5 COQUERÍAS Y ALTOS HORNOS

Finalmente, al igual que el año 2018, en el 2019, no se produjo coque a partir de carbón mineral.

V

ENERGÍA SECUNDARIA



V. ENERGÍA SECUNDARIA

Los productos de energía secundaria se obtuvieron tanto de la importación, como de la producción realizada por los centros de transformación ubicados dentro del país. Asimismo, parte de los productos transformados fueron exportados.

5.1 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA

En el 2019, al igual que el año anterior, se realizaron más exportaciones que importaciones. El saldo de este flujo fue de 144 937,7 TJ, cifra que es 8,1% menor al ocurrido al año 2018.

Por el lado de la exportación, el valor fue de 381 255,2 TJ, representando una reducción de 7,0% respecto a lo exportado en el año 2018. En esta actividad predominó el Gas Natural seco con una participación de 58,8%, seguido de la Gasolina Motor con 21,0%, y luego el Fuel Oil con 17,0%.

En relación a la importación, el valor fue de 236 317,6 TJ, que es solo 6,3% menor al registrado el año anterior. Del mencionado valor, las fuentes secundarias con mayor participación fueron, el Diesel B5 con el 63,6%, la Gasolina Motor con 14,4%, y luego el GLP con 6,8%.

Tabla 20: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	IMPORTACIONES		EXPORTACIONES		SALDO
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Año 2019					
Coque	2 824,5	1,2%	-	0,0%	-2 824,5
Carbón Vegetal	5,3	0,0%	-	0,0%	-5,3
GLP	16 108,5	6,8%	-	0,1%	-16 108,5
Etanol	4 057,1	1,7%	-	0,0%	-4 057,1
Gasohol	0,0	0,0%	-	0,0%	0,0
Gasolina Motor	34 110,7	14,4%	80 097,2	21,0%	45 986,6
Turbo	17 457,5	7,4%	-	0,0%	-17 457,5
Biodiesel	6 052,8	2,6%	-	0,0%	-6 052,8
Diesel B5	150 371,1	63,6%	11 404,0	3,0%	-138 967,0
Fuel Oil	1 275,4	0,5%	64 961,4	17,0%	63 686,0
Gas Seco	-	0,0%	224 255,2	58,8%	224 255,2
No Energético Petróleo y Gas	3 838,6	1,6%	537,4	0,1%	-3 301,2
Electricidad	216,1	0,1%	-	0,0%	-216,1
TOTAL 2019	236 317,6	100,0%	381 255,2	100,0%	144 937,7
Año 2018					
Coque	2 123,7	0,8%	-	0,0%	-2 123,7
Carbón Vegetal	9,8	0,0%	-	0,0%	-9,8
GLP	16 854,3	6,7%	263,0	0,1%	-16 591,3
Etanol	3 552,3	1,4%	-	0,0%	-3 552,3
Gasohol	0,0	0,0%	-	0,0%	0,0
Gasolina Motor	43 025,2	17,1%	90 876,9	22,2%	47 851,7
Turbo	18 168,0	7,2%	-	0,0%	-18 168,0
Biodiesel	7 561,8	3,0%	-	0,0%	-7 561,8
Diesel B5	153 701,0	60,9%	19 074,7	4,7%	-134 626,3
Fuel Oil	-	0,0%	88 703,5	21,6%	88 703,5
Gas Seco	-	0,0%	210 406,4	51,3%	210 406,4
No Energético Petróleo y Gas	7 136,6	2,8%	522,8	0,1%	-6 613,7
Electricidad	76,3	0,0%	-	0,0%	-76,3
TOTAL 2018	252 209,0	100,0%	409 847,2	100,0%	157 638,3
Variación 2019/2018	-6,3%		-7,0%		-8,1%

Fuente: Elaboración Propia

5.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA

La producción de energía secundaria bruta corresponde a los productos obtenidos a la salida de los centros de transformación nacional, teniendo en cuenta que, las centrales eléctricas de tipo térmico transformaron a electricidad, parte de las fuentes secundarias obtenidas tanto de la importación (derivados de hidrocarburos y/o carbón mineral) como de las refinerías de petróleo crudo o plantas de procesamiento de gas natural nacionales. Esta producción no contabiliza los derivados que no son utilizados como energético.

En ese sentido, en el año 2019 la producción fue de 1 159 893,2 TJ, que es 1,3% mayor al valor registrado el año anterior.

La estructura de producción está compuesto principalmente de derivados de hidrocarburos, los cuales fueron obtenidos de las refinerías y plantas de gas, y que en el año 2019 representaron el 81,9% de la producción total de energía secundaria.

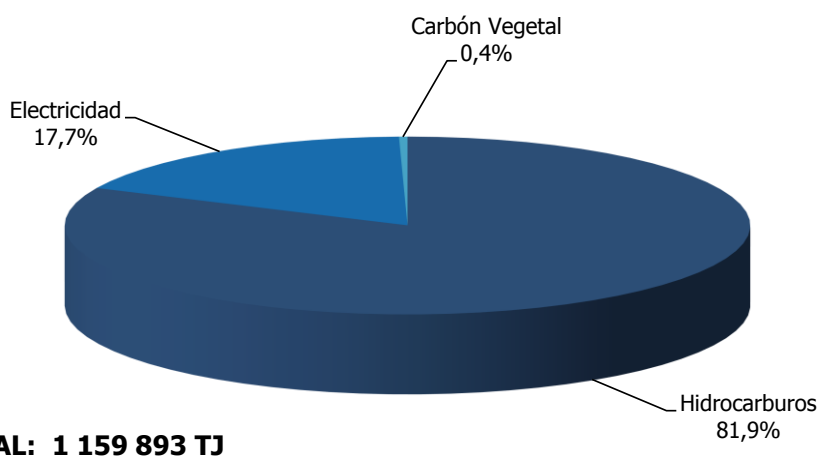
Del mismo modo, y en segundo lugar se encuentra la electricidad con una participación de 17,7%. Este energético es generado por centrales eléctricas de diversas tecnologías, como son hidroeléctricas, solares, eólicas, además de las térmicas que usan tanto los hidrocarburos (gas natural, diésel B5, petróleo industrial) como el carbón mineral.

Tabla 21: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Hidrocarburos	941 954,4	82,2%	949 525,8	81,9%	0,8%
Electricidad	197 839,7	17,3%	205 238,1	17,7%	3,7%
Carbón Vegetal	5 241,4	0,5%	5 129,2	0,4%	-2,1%
Derivados del Carbón	-	0,0%	-	0,0%	-
TOTAL	1 145 035,5	100,0%	1 159 893,2	100,0%	1,3%

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 6: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA 2019



Fuente: Elaboración Propia

5.3 BUNKER

El Bunker es un rubro que registra la cantidad de combustible vendida a naves marítimas y aéreas en viaje internacional, para mover sus motores. Este registro se separa del consumo, debido principalmente a que en las metodologías del IPCC para inventario de emisiones de gases de efecto invernadero, se descuentan de la oferta interna, por considerar que son consumos que ocurren fuera de las fronteras nacionales.

Para el año 2019, el consumo de la actividad de tipo Bunker fue de 48 777,7 TJ. Los combustibles consumidos fueron principalmente de tipo Turbo con el 63,9%, seguido del Fuel Oil con 34,5%, los cuales se usaron en naves aéreas y marítimas, respectivamente. Es preciso señalar, que para efectos del desarrollo del balance de energía, la demanda del combustible IFO380 se encuentra dentro del "Fuel Oil".

**Tabla 22: CONSUMO DE ENERGÍA DEL RUBRO BUNKER
(UNIDAD: TJ)**

FUENTE	2018		2019	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
Turbo	29 859,0	59,4%	31 147,6	63,9%
Diesel B5	36,1	0,1%	21,8	0,0%
MGO	451,9	0,9%	795,7	1,6%
Fuel Oil**	19 888,5	39,6%	16 812,5	34,5%
Subtotal	50 235,4	100,0%	48 777,7	100,0%

*Nota: (**) Incluye la demanda de IFO380*

Fuente: Elaboración propia / APN-Osinergmin

Aunque el rubro Bunker representa un consumo fuera del país, sus estadísticas son evaluadas también dentro del siguiente capítulo referido al consumo final de energía.

5.4 OFERTA INTERNA DE ENERGÍA SECUNDARIA

La oferta interna de energía secundaria corresponde al energético que está disponible y puesto al servicio del consumidor final, es decir, que se obtiene de restar a la producción, las exportaciones, el consumo propio de los centros de transformación (operaciones propias), así como, las pérdidas ocurridas durante el almacenamiento, transporte, y distribución. Cabe precisar, que también se descuenta las ventas para consumo fuera del país (bunker).

En ese sentido, la oferta que se muestra en la siguiente tabla, se trata del consumo final de energía secundaria dentro del territorio nacional. No se contabilizan los derivados que no son utilizados como energéticos.

En ese sentido, en el año 2019, la oferta interna de energía secundaria fue de 734 599,0 TJ, que es 4,0% mayor al valor registrado el año anterior.

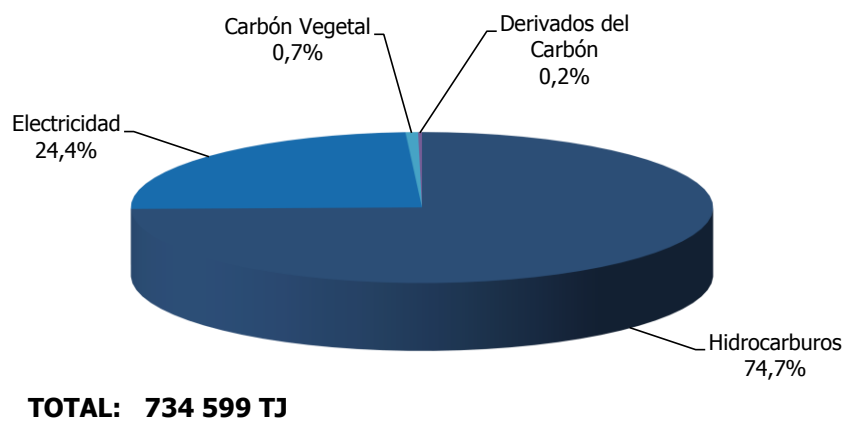
**Tabla 23: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECUNDARIA
(UNIDAD: TJ)**

FUENTE	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Hidrocarburos	525 354,2	74,4%	548 593,6	74,7%	4,4%
Electricidad	173 766,6	24,6%	179 304,6	24,4%	3,2%
Carbón Vegetal	5 251,2	0,7%	5 134,5	0,7%	-2,2%
Derivados del Carbón	2 098,0	0,3%	1 566,2	0,2%	-25,3%
TOTAL	706 469,9	100,0%	734 599,0	100,0%	4,0%

Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, dentro de la estructura de esta oferta continúan predominando los derivados de hidrocarburos, con una participación del 74,7%, seguido de la electricidad con 24,4%.

Ilustración 7: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECUNDARIA 2019



Fuente: Elaboración Propia

VI

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA



VI. CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

6.1 CONSIDERACIONES PREVIAS

Con la finalidad de mostrar el consumo total de las fuentes de energía primarias y secundarias ofrecidas al consumidor final, las estadísticas incluyen el registro del "Consumo final no energético".

Asimismo, la información de consumo final de energía es desagregada por sectores económicos, utilizando los resultados de los Balances Nacionales de Energía Útil de los años 1998 y 2013. Los resultados mencionados se basan en encuestas de consumo energético realizadas a nivel nacional, por lo que sirvieron para calibrar los modelos utilizados en determinar el consumo energético de cada sector.

Respecto a lo anterior, se debe tener en cuenta que algunos aspectos relacionados con nueva información detallada referida al consumo, genera que el proceso de desagregación antes mencionado, tenga efectos particulares en la definición de las cifras que se presentan en el documento de Balance de Energía.

Incorporación de nueva información y modelamiento

Debido a la disponibilidad de mayor información sobre la desagregación de la demanda de hidrocarburos en el transporte, desde la elaboración del Balance Nacional de Energía (BNE) 2018, se ha incorporado mejoras en la caracterización del consumo final de energía, lográndose separar de dicho consumo a la actividad denominada bunker; así como, obtener información más precisa de la demanda de combustible en el sector transporte desagregándolo a un mayor nivel.

Como se mencionó en los capítulos anteriores, el Bunker abarca los combustibles vendidos para el transporte de naves marítimas y aéreas en viaje internacional, es decir, se trata de un consumo fuera del territorio nacional.

En ese sentido, el otro componente del consumo final es el consumo final nacional. Para fines comparativos, y debido a la disponibilidad de información, la redefinición se está aplicando de forma retroactiva a la estadística del año 2017.

De esta manera, la DGEE continuó realizando mejoras en la elaboración del Balance, con la finalidad de incorporar nueva información de fuentes oficiales, la cual muestra atributos técnicos importantes, como puede ser tener un mayor grado de desagregación sobre la demanda de productos energéticos.

En ese sentido, también se realizó adecuaciones a los modelamientos matemáticos que son utilizados para estimar algunos consumos que no son directamente registrados por el sector energía.

Adicional a ello, continuó incorporándose las recomendaciones que dispone la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), para la elaboración de balances energéticos. Esto con el fin de asegurar la calidad de la información y la estandarización de la metodología del balance energético.

Consumo de leña y carbón vegetal

Para la estimación del consumo de leña y carbón vegetal del sector residencial, el BNE 2019 utilizó el Modelo de Estimación de la Demanda de Energía Final de Biomasa (leña, carbón vegetal y bosta & yareta) desarrollado e implementado en la versión del BNE 2017.

Esta estimación se realiza a partir de la información muestral proveniente de la Encuesta Nacional de Hogares - ENAHO (1998 – 2019), así como de la información censal proveniente de los Censos Nacionales 2007 y 2017³, y de los datos de consumo específico por departamento provenientes del Balance Nacional de Energía útil

³ Los censos 2007 y 2017 fueron utilizados para calibrar la información obtenida a nivel muestral de la encuesta ENAHO a fin de tener una métrica coherente con la información poblacional del INEI.

(BNEU) 1998 y 2013. Esta estimación considera también los efectos del programa FISE (Fondo de Inclusión Social Energético) sobre el consumo específico a partir del año 2013.

Para el caso de los sectores restantes (comercial, público, industria, y demás), se utiliza la información de consumo total sectorial del BNEU 2013 así como las tasas de crecimiento macroeconómicas de los sectores analizados, a fin de determinar su comportamiento en el tiempo.

Consumo de Bosta y Yareta

En el caso del consumo de Bosta & Yareta, el Modelo antes indicado determina una relación exógena entre: el número de hogares que consumen Leña, los departamentos donde se consumen bosta & yareta, y el nivel de consumo de este energético en el departamento. Se toma como referencia la información de BNEU 1998 y 2013.

Consumo de hidrocarburos líquidos

Se realizó ajustes a los valores que estima el modelo utilizado para determinar el consumo de hidrocarburos líquidos (GLP, gasohol, gasolina motor, turbo, diésel B5 y petróleo industrial) por sector económico.

Esto se debió a información reciente y de primera mano suministrada por las entidades correspondientes, así como, a la incorporación de nuevos criterios técnicos basados en las recomendaciones de OLADE, lo cual ha generado algunos cambios en la distribución sectorial y/o en la estimación de parámetros respecto a la versión del BNE 2017 (y anteriores).

Al respecto se debe tener en cuenta los siguientes cambios:

- En el caso del Sector Público, y específicamente en el sub sector Fuerzas Armadas y Defensa Nacional, dejó de ser estimado el consumo de algunos combustibles, debido a que ahora se puede calcular a partir de información referencial disponible en Osinergmin. Estos combustibles son los tipos Turbo, Petróleo Industrial, y gasolina (esto último corresponde a la gasolina 100LL de aviación).
- En el Sector Transporte, el consumo de gasolina y gasohol ahora corresponde a las ventas de los establecimientos de venta al público (EVP), con lo cual, el consumo de los demás sectores también se ve ajustado por este nuevo criterio. Asimismo, debido a la incorporación del rubro Bunker en el presente BNE 2018, al consumo de este sector se descontó el consumo de combustibles en flotas internacionales, y que son principalmente, el diesel B5, MGO, turbo e IFO 380⁴.
- En el Sector Pesca (pesca internacional) se incorporó el consumo de petróleo industrial según información brindada por la Autoridad Portuaria Nacional (APN).

No obstante, es importante precisar que los cambios anuales reportados en este balance para el consumo de fuel oil, GLP y diésel B5 de los sectores no considerados en estas acotaciones, sí responden a factores tales como: precio del energético, crecimiento sectorial, uso intensivo de Gas Natural u otros sustitutos, así como del crecimiento nacional del energético.

A partir de estas nuevas consideraciones y luego de estandarizar las actividades consideradas en cada sector según el CIUU Rev. 3, se procedió a calibrar el modelo de estimación de consumo de combustibles líquidos a nivel sectorial desarrollado e implementado en la versión del BNE 2017, el cual toma como referencia la información disponible del BNEU 1998 y 2013.

Asimismo, se utilizó un conjunto de variables macroeconómicas a nivel sectorial, así como las elasticidades de precio e ingreso, ya sean informadas y/o calculadas, a fin de determinar el comportamiento teórico de la demanda de combustibles.

⁴ Para efectos del desarrollo del balance de energía, la demanda del combustible IFO380 se encuentra dentro del "Fuel Oil"; así como, del combustible MGO se encuentra dentro del "Diesel B5".

Cabe señalar que las variables utilizadas fueron elegidas en base a un marco teórico sólido derivado del análisis económico, en particular, se utilizaron los precios reales de los energéticos (ajustados por IPC a 2007) así como los ingresos y PBI sectoriales (PBI real a 2007).

En consecuencia, utilizando el método de aproximación lineal a partir de una especificación de demanda del tipo isoelástica log-linealizada se procedió a estimar una tasa de crecimiento anual para cada año del horizonte de análisis (2000-2019). Como paso final, se aplicaron factores de ajuste a fin de lograr un cierre de cantidades con respecto a la demanda de cada energético a nivel nacional.

Consumo de electricidad

El consumo nacional y sectorial de electricidad continuó calculándose a partir de las ventas de las empresas eléctricas registradas por la Dirección General de Electricidad.

Consumo de energía solar

Se hizo una actualización de los modelos a fin de estimar la capacidad instalada en sistemas solares térmicos y sistemas fotovoltaicos, introduciendo variables tales como: cantidad de paneles fotovoltaicos y termas solares importadas durante el año de estudio y sus respectivas capacidades. Dichas cantidades fueron extraídas del portal web de ADUANAS.

Asimismo, se mantuvo la proporción del consumo de energía solar por sectores económicos igual a los años anteriores. La cual considero la participación en base al BNEU2013.

Finalmente la información de consumo energético se complementa con información puntual solicitada a empresas mineras, industriales y petroleras.

Consumo de gas natural

Por último, y con la finalidad de estandarizar la información de consumo sectorial referido al gas natural, para el BNE 2019, se ha mantenido la participación del consumo sectorial en función del tipo de actividad (CIUU Rev 3) que desempeña cada consumidor a partir del manejo de bases de datos respecto a los valores del 2018. Es decir, para el desarrollo del BNE se viene aplicando una clasificación por tipo de actividad que realizada y no por el volumen consumido. Adicionalmente, para el sector transporte se viene considerado como demanda nacional el consumo de gas distribuido reportado por INFOGAS.

6.2 CONSUMO FINAL DE FUENTES DE ENERGÍA Y SU EVOLUCIÓN

En el año 2019, el consumo final de fuentes de energía fue de 921 788,5 TJ, que es 2,8% mayor al registrado para el año 2018. Cabe precisar, que para estos periodos, el registro de dicho consumo pudo ser dividido entre Bunker y consumo final nacional.

Respecto a cada fuente en particular y respecto del consumo final, se obtuvo las siguientes participaciones apreciables en la parte de consumo final nacional: 25,9% DB5/MGO; 19,5% electricidad; 11,0% gas distribuido; 10,0% Gas Licuado de Petróleo; 9,3% leña; y 8,9% gasohol; entre otros, como el carbón mineral, turbo, gasolina motor, bagazo, y bosta & yareta, que tuvieron porcentajes menores.

Tabla 24: CONSUMO FINAL DE FUENTES DE ENERGÍA POR FUENTE
(UNIDAD: TJ)

FUENTE	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
BUNKER – COMBUSTIBLES VENDIDOS EN NAVES MARÍTIMAS Y AÉREAS EN VIAJE INTERNACIONAL					
Turbo	29 859,0	3,3%	31 147,6	3,4%	4,3%
MGO	451,9	0,1%	795,7	0,1%	76,1%
Diesel B5	36,1	0,0%	21,8	0,0%	-39,5%
Fuel Oil**	19 888,5	2,2%	16 812,5	1,8%	-15,5%
Subtotal Bunker	50 235,4	5,6%	48 777,7	5,3%	-2,9%
CONSUMO FINAL					
Fuente Primaria	127 741,9	14,2%	126 656,2	13,7%	-0,8%
Carbón Mineral	21 279,8	2,4%	22 039,2	2,4%	3,6%
Leña	90 999,0	10,1%	85 379,6	9,3%	-6,2%
Bosta & Yareta	5 449,1	0,6%	5 907,8	0,6%	8,4%
Bagazo (energético)	6 173,0	0,7%	8 931,8	1,0%	44,7%
Energía Solar	1 436,4	0,2%	1 481,7	0,2%	3,2%
Bagazo (no energético)	2 404,7	0,3%	2 916,0	0,3%	21,3%
Fuente Secundaria	718 591,0	80,1%	746 354,7	81,0%	3,9%
Coque	2 098,0	0,2%	1 566,2	0,2%	-25,3%
Carbón Vegetal	5 251,2	0,6%	5 134,5	0,6%	-2,2%
GLP	88 503,1	9,9%	92 047,3	10,0%	4,0%
Gasohol	77 770,0	8,7%	82 419,5	8,9%	6,0%
Gasolina Motor	13 444,9	1,5%	14 506,6	1,6%	7,9%
TurboJet	16 140,6	1,8%	16 240,1	1,8%	0,6%
Diesel B5*	230 325,7	25,7%	238 832,1	25,9%	3,7%
Fuel Oil**	2 908,3	0,3%	2 942,0	0,3%	1,2%
Gas Distribuido	96 261,6	10,7%	101 605,9	11,0%	5,6%
Electricidad	173 766,6	19,4%	179 304,6	19,5%	3,2%
No Energéticos	12 121,0	1,4%	11 755,7	1,3%	-3,0%
Subtotal Consumo Final	846 332,9	94,4%	873 010,9	94,7%	3,2%
TOTAL	896 568,3		921 788,5		2,8%

(*) Incluye la demanda de Marine Gas Oil – MGO.

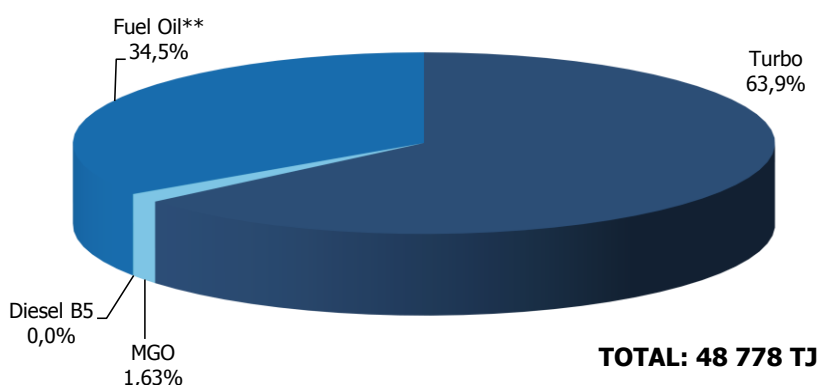
(**) Incluye la demanda de Petróleo Industrial e IFO380.

Fuente: Elaboración Propia

Bunker

En la actividad de Bunker, la cantidad de energía secundaria vendida fue de 48 777,7 TJ, dentro del cual, el 63,9% fue el combustible de tipo TurboJet y el 34,5% fue Fuel Oil. Es preciso señalar, que para efectos del desarrollo del balance de energía, la demanda del combustible IFO380 se encuentra dentro del combustible "Fuel Oil".

Ilustración 8: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL RUBRO BUNKER 2019

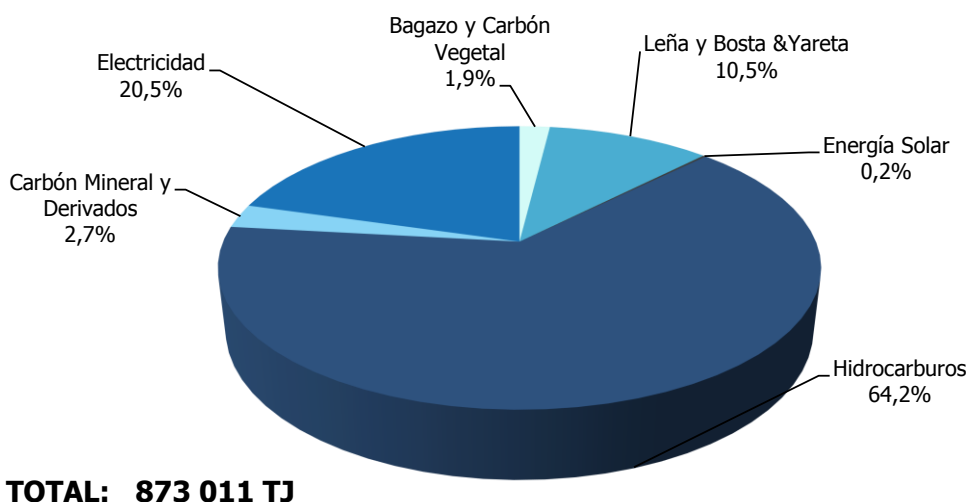


Fuente: Elaboración Propia

Consumo final nacional

El consumo final nacional del año 2019 ascendió a 873 010,9 TJ, y dentro de este consumo, el 64,2% correspondió a diversos hidrocarburos, y el 20,5% la electricidad.

Ilustración 9: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL NACIONAL 2019



Fuente: Elaboración Propia

Evoluciones 2004 - 2019

Desde el año 2004 el consumo final de energía primaria se redujo de 29% a 14%, debido principalmente al menor consumo de leña.

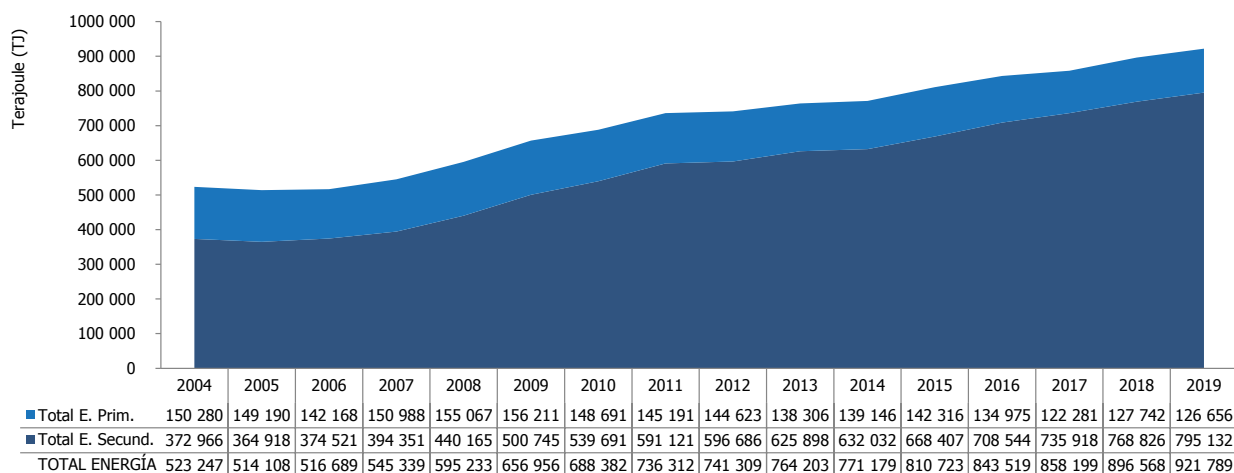
La leña es un energético que se consume principalmente en las zonas rurales, y su tendencia decreciente, se debe a diversos factores que actúan en conjunto, tales como: crecimiento medio de los ingresos de los hogares a nivel nacional, mayor acceso a energías menos contaminantes, programas y mecanismo de política de inclusión social (FISE y otros programas), programas de difusión y sensibilización de la población en temas

energéticos y demás. Asimismo, en términos relativos, la disminución del consumo de leña, estaría representando el avance de su sustitución por combustibles más limpios.

Por otro lado, el consumo de energía secundaria se ha caracterizado a través de los años por el predominio de los hidrocarburos líquidos; no obstante, desde el inicio de la operación del proyecto Camisea en el año 2004, dichos hidrocarburos vienen siendo sustituidos por el gas natural. Asimismo, se puede notar una tendencia creciente del consumo de electricidad a nivel nacional.

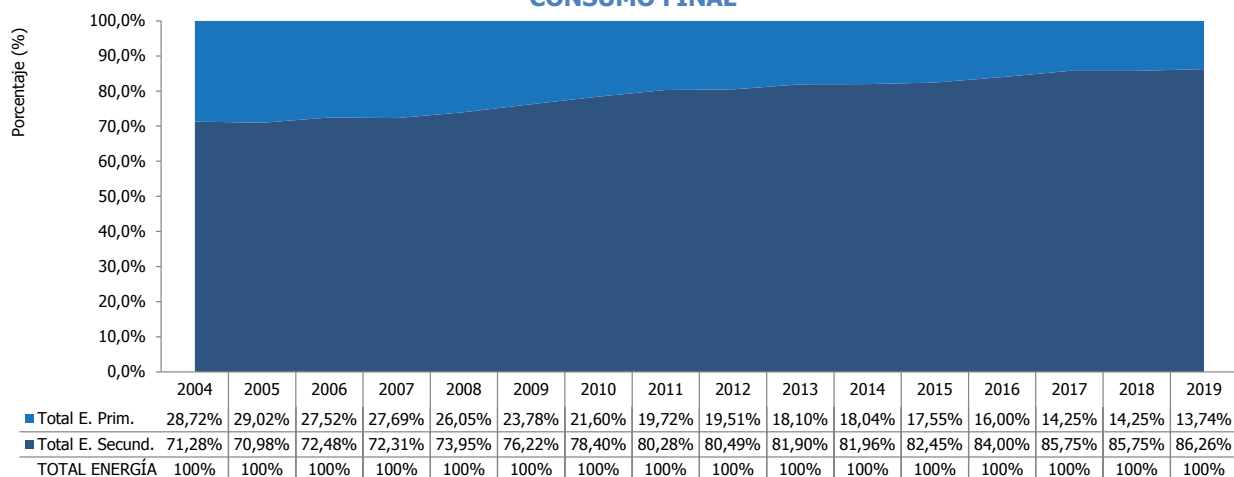
Cabe precisar también, que desde la prohibición de la comercialización del kerosene a nivel nacional, los consumidores de dicho energético pasaron a usar GLP como energético sustituto.

Ilustración 10: EVOLUCIÓN DE LOS TIPOS DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 11: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 12: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL POR FUENTE PRIMARIA

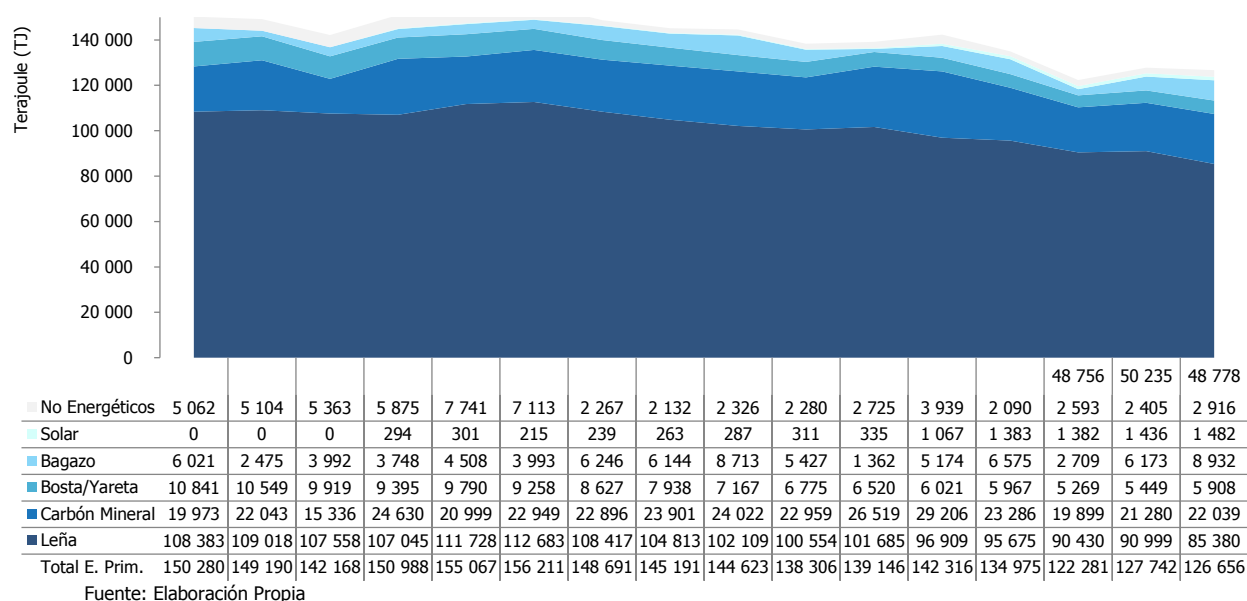


Ilustración 13: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS EN EL CONSUMO FINAL

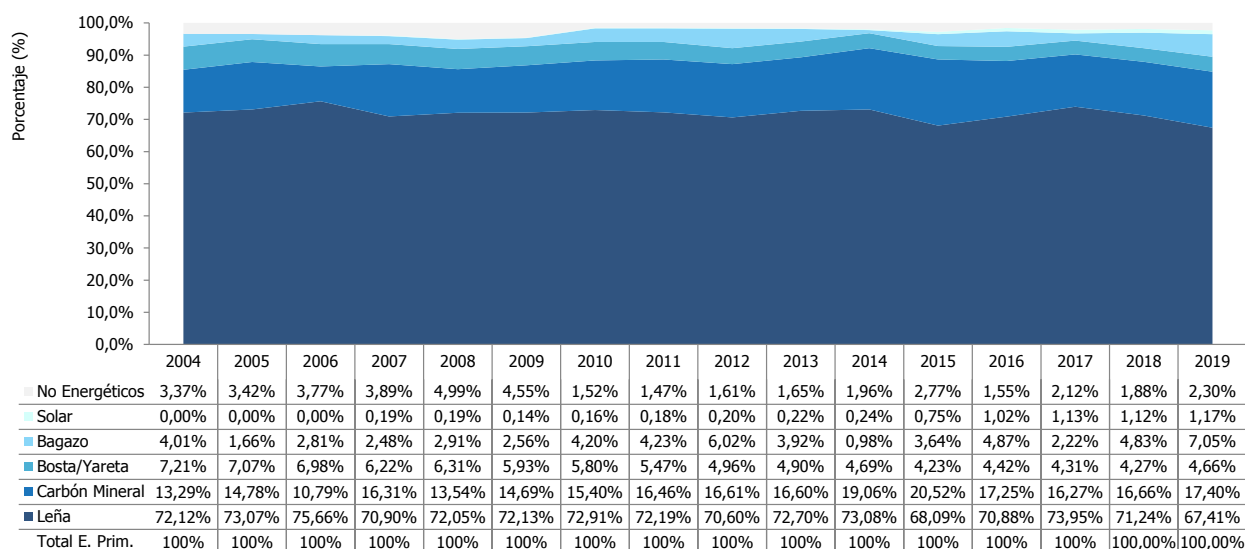
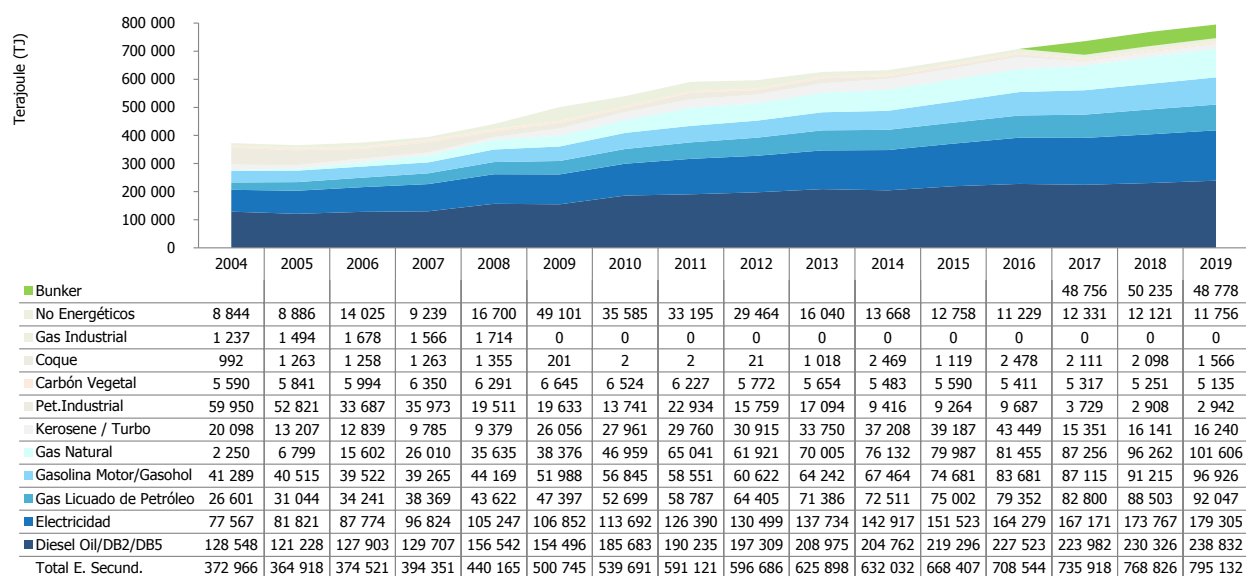
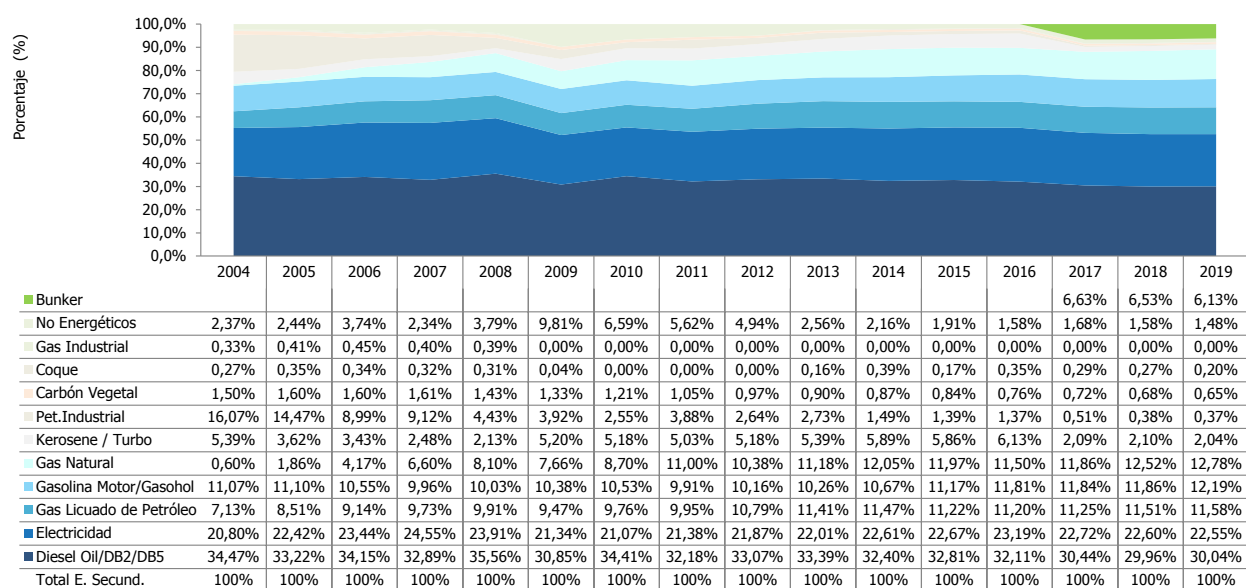


Ilustración 14: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL POR FUENTE SECUNDARIA



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 15: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS EN EL CONSUMO FINAL



Fuente: Elaboración Propia

6.3 CONSUMO FINAL POR SECTORES Y SU EVOLUCIÓN

Bunker

En caso del Bunker, debido a su alcance, la energía registrada corresponde totalmente al consumo del sector transporte, pero fuera del territorio nacional.

Consumo final nacional

Respecto al consumo final, el mayor consumo energético dentro del año 2019 correspondió al sector transporte nacional, con una participación del 41,0% y un valor de 377 615,2 TJ. La participación del transporte incluido el bunker representó una participación de 46,3%.

Los siguientes sectores relevantes fueron el Industrial y Minero, con un consumo conjunto de 250 528,3 TJ, representando el 27,2% del consumo final.

El grupo de sectores Residencial, Comercial y Público, también tiene un consumo significativo de 219 898,8 TJ, que es el 23,9% del consumo final.

Finalmente, los sectores de menor consumo son el Agropecuario y Pesca, con un consumo de 10 296,9 TJ y una participación de 1,1%.

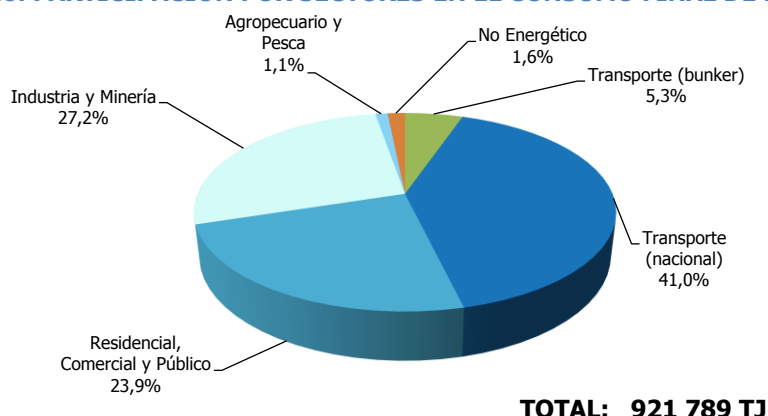
Cabe precisar, que el consumo del sector no energético comprende a los derivados no energéticos del petróleo crudo y gas natural (aceites lubricantes, solventes, etc.) y a la utilización del bagazo para fines no energéticos, principalmente, en modo de tableros aglomerados.

Tabla 25: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES
(UNIDAD: TJ)

SECTOR	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
BUNKER – COMBUSTIBLES VENDIDOS EN NAVES MARÍTIMAS Y AÉREAS EN VIAJE INTERNACIONAL					
Transporte (bunker)	50 235,4	5,6%	48 777,7	5,3%	-2,9%
Subtotal	50 235,4	5,6%	48 777,7	5,3%	-2,9%
CONSUMO FINAL					
Transporte (nacional)	359 798,1	40,1%	377 615,2	41,0%	5,0%
Residencial, Comercial y Público	222 879,7	24,9%	219 898,8	23,9%	-1,3%
Industria y Minería	239 665,7	26,7%	250 528,3	27,2%	4,5%
Agropecuario y Pesca	9 463,8	1,1%	10 296,9	1,1%	8,8%
No Energético	14 525,7	1,6%	14 671,7	1,6%	1,0%
Subtotal	846 332,9	94,4%	873 010,9	94,7%	3,2%
TOTAL	896 568,3		921 788,5		2,8%

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 16: PARTICIPACIÓN POR SECTORES EN EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2019



Fuente: Elaboración Propia

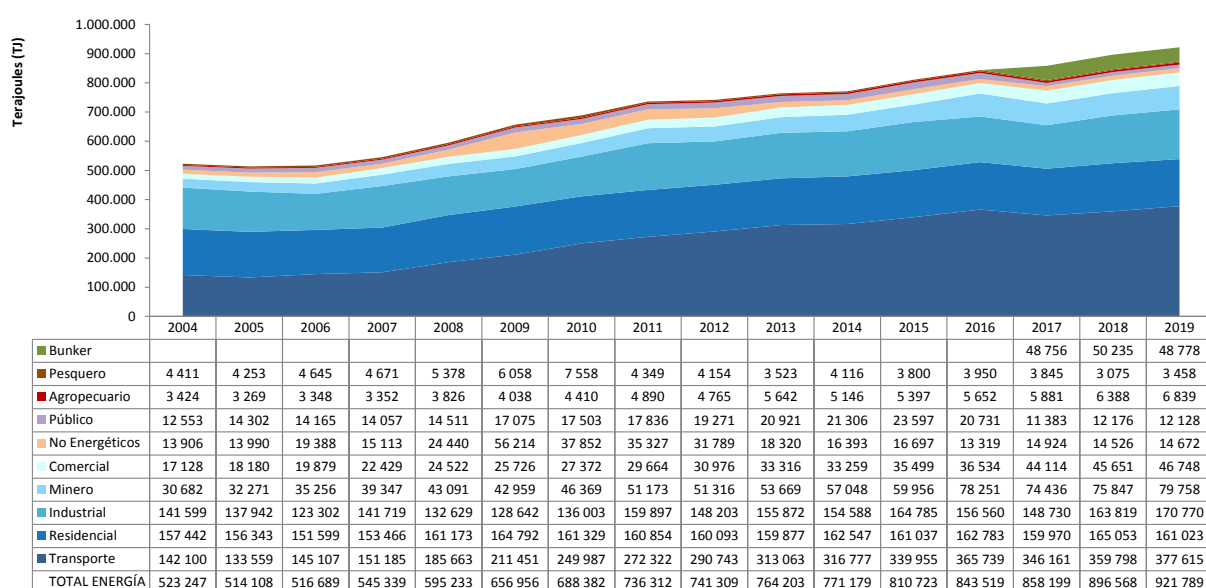
Evoluciones

En el periodo del 2004 al 2019, la participación en el consumo de energía del transporte nacional incluido bunker se ha incrementado del 27% al 46%, debido a diversos factores que influyeron en el crecimiento del parque automotor, como son: el crecimiento económico del país, la mejora de la capacidad adquisitiva de la población para adquirir un vehículo, y finalmente la diversificación del tamaño de los vehículos motorizados, minivanes, estos dos últimos en particular, permitieron el desarrollo masivo de servicios de movilidad de menor capacidad de personas.

En ese sentido, aunque creció la cantidad de energía consumida por los sectores residencial, comercial y público, la participación de este conjunto disminuyó del 36% al 24%. Del mismo modo, sucedió en los sectores de industria y minería, donde la participación disminuyó de 33% al 27%.

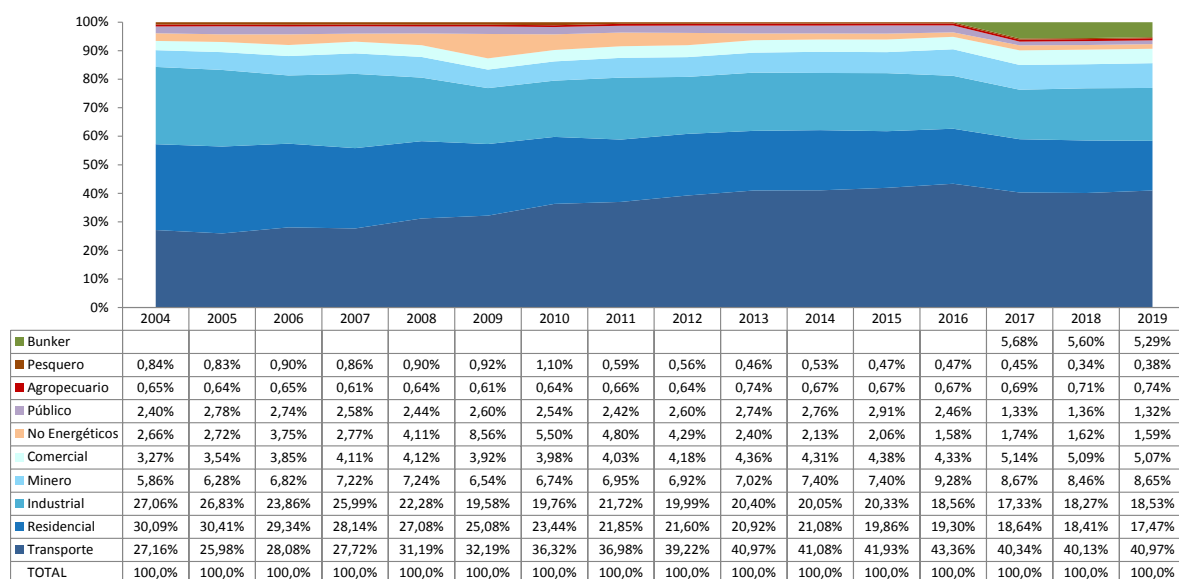
Cabe señalar, que los crecimientos moderados internalizan de alguna manera, las mejoras tecnológicas que ofrece el mercado, en aparatos, dispositivos o equipos, los cuales usan la energía de forma más eficiente para realizar el mismo tipo de trabajo.

Ilustración 17: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR SECTORES



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 18: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN POR SECTORES EN EL CONSUMO FINAL

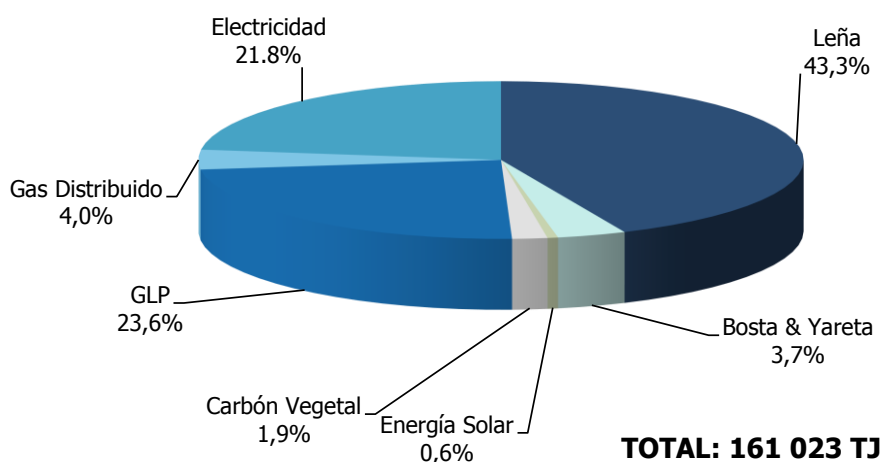


Fuente: Elaboración Propia

6.3.1 Sector Residencial

En el año 2019, el sector residencial realizó un consumo total de 161 023 TJ, siendo la leña, la fuente de mayor consumo energético, con el 43,3% respecto del consumo total residencial, seguido de la electricidad con el 21,8%.

Ilustración 19: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR RESIDENCIAL



Fuente: Elaboración Propia

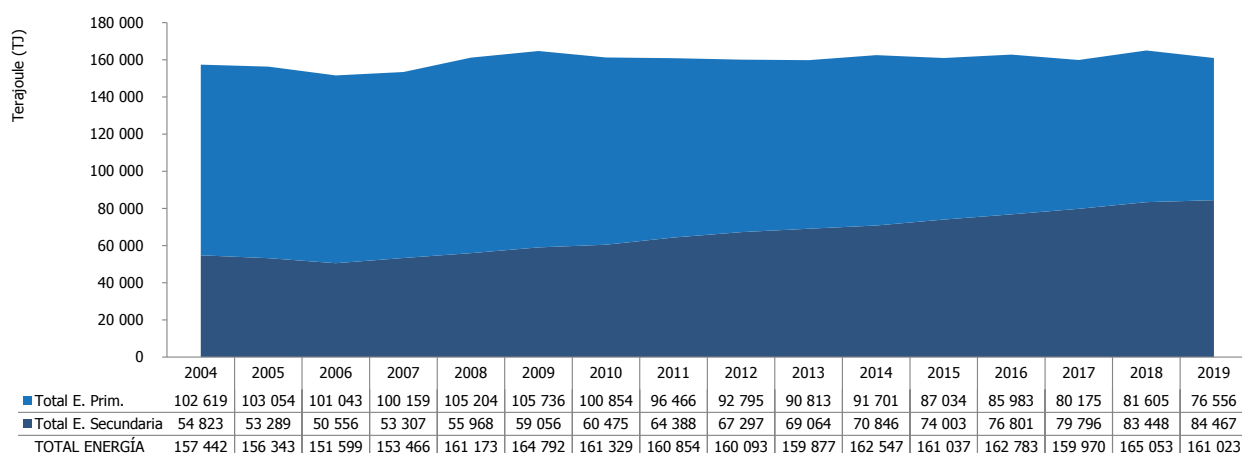
En general, el consumo de fuentes de energía primaria y secundaria, tuvo una proporción de 47,5% y 52,5%, respectivamente.

Asimismo, según se muestra en las siguientes ilustraciones, el consumo de energía primaria ha tenido una tendencia decreciente, debido principalmente a la reducción continua del consumo de la leña, que es usado en su mayoría en zonas rurales para la cocción de alimentos, y que viene sustituyéndose de forma progresiva por fuentes secundarias como GLP (Gas Licuado de Petróleo).

En cuanto a las fuentes secundarias, hace más de 10 años que viene predominando el consumo del GLP y la electricidad. El kerosene en particular, se redujo a cero a partir de la prohibición de su venta mediante el Decreto Supremo N° 045-2009-EM (mediante Decreto Supremo N° 025-2010-EM se amplió hasta el 2010, el plazo de comercialización de kerosene en algunos departamentos).

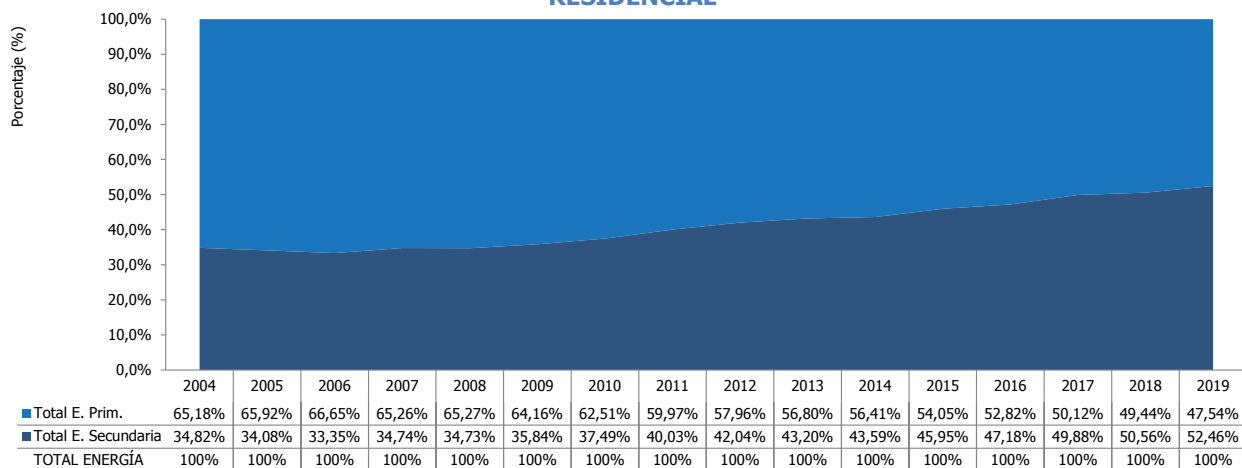
Finalmente, desde el año 2011, se puede apreciar el ingreso y crecimiento del consumo de gas natural (como gas distribuido) a nivel residencial. La participación de dicha fuente en el 2019 es del orden de 7,7 % respecto al consumo total del sector residencial.

Ilustración 20: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR RESIDENCIAL



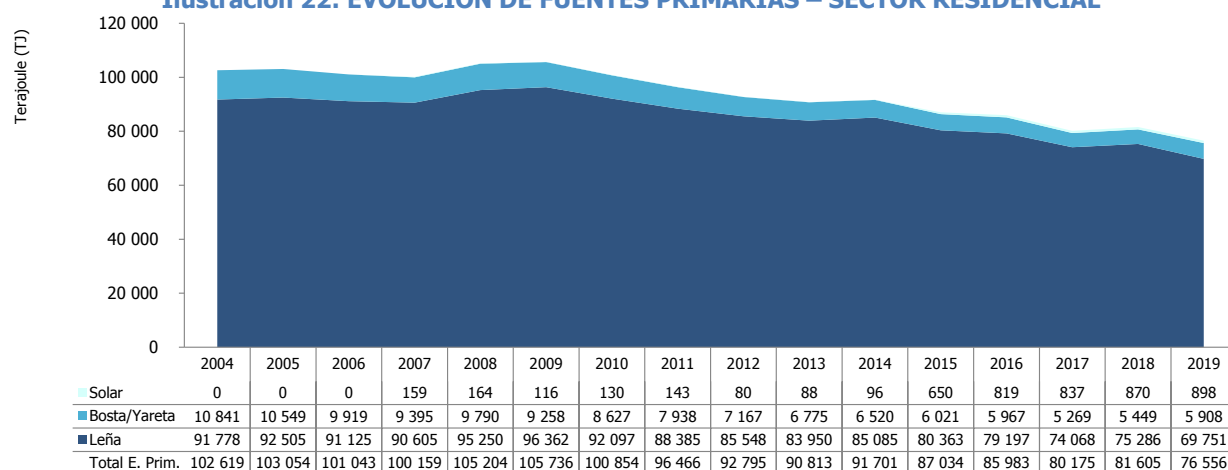
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 21: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR RESIDENCIAL



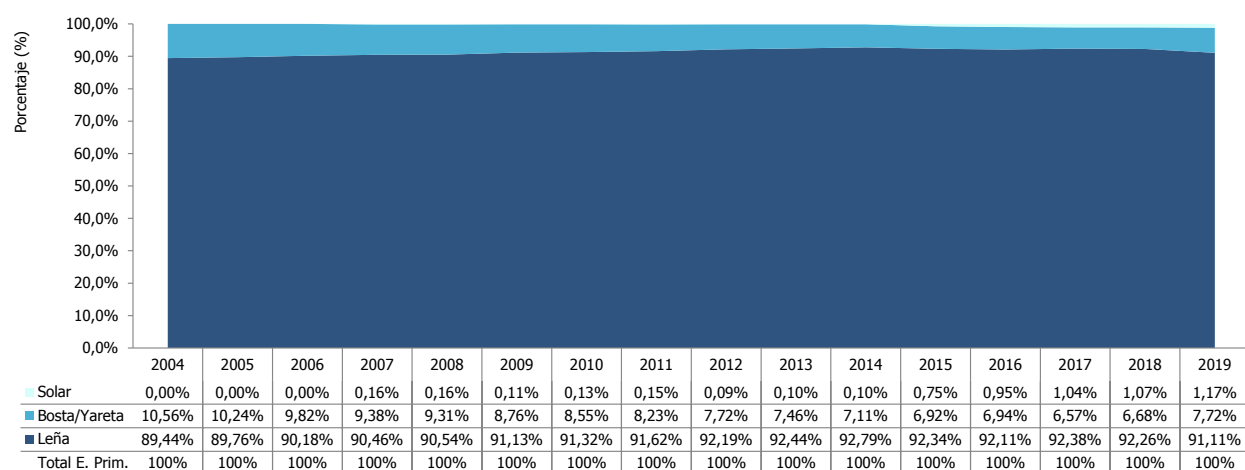
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 22: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR RESIDENCIAL



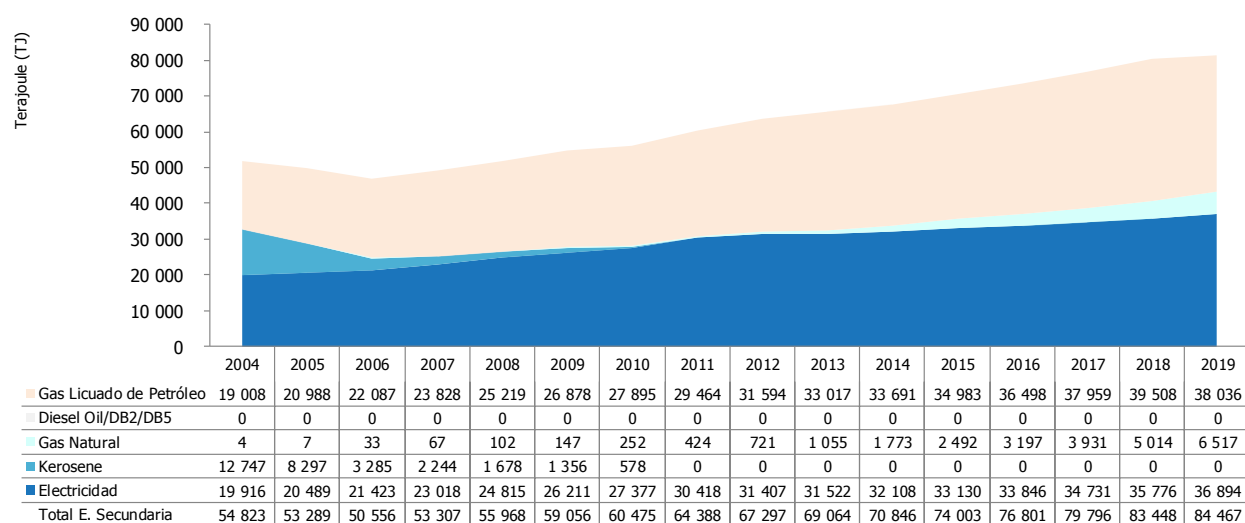
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 23: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR RESIDENCIAL

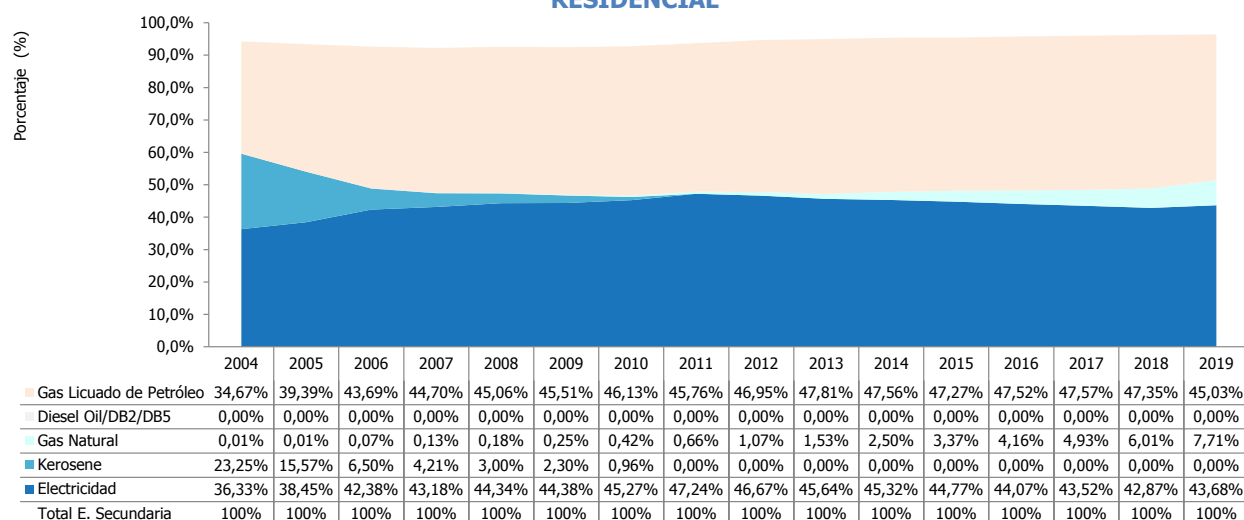


Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 24: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR RESIDENCIAL



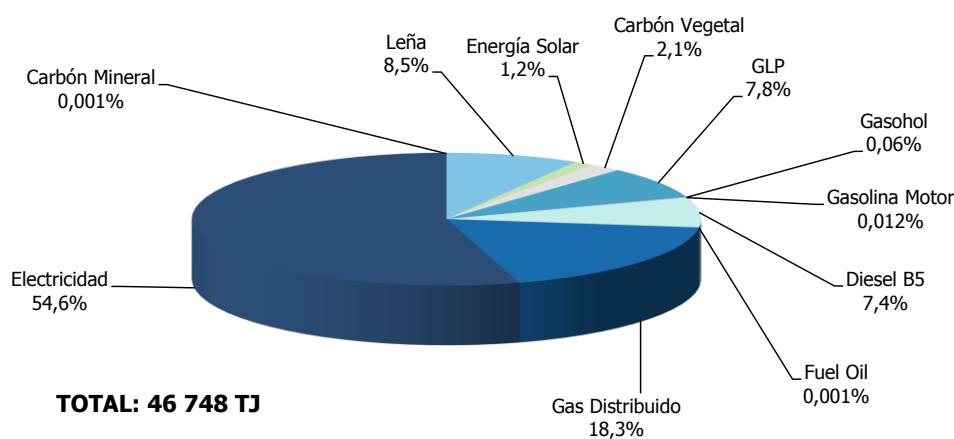
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 25: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR RESIDENCIAL

Fuente: Elaboración Propia

6.3.2 Sector Comercial

En el año 2019, el consumo final de energía del sector comercial fue de 46 748 TJ, registrándose como las fuentes más consumidas, a la electricidad y el gas natural (como gas distribuido), con una participación del 54,6% y 18,3%, respectivamente.

Ilustración 26: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR COMERCIAL

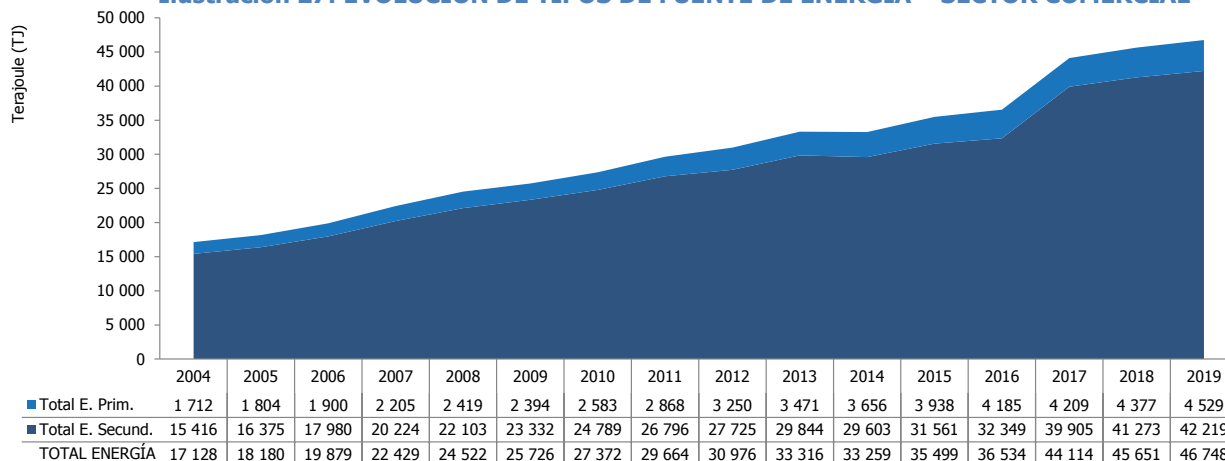
Fuente: Elaboración Propia

De esta manera, los consumos de energía primaria y secundaria en este sector, representaron el 9,7% y 90,3% respectivamente.

Desde el año 2004, la participación de la energía primaria ha estado entre el 10% y 9,7%, esta conformado básicamente por la leña, y luego la energía solar, la cual se registra desde el año 2006. Esto último en particular ha crecido hasta alcanzar en el 2019 una participación de 13% respecto del total de fuente primaria.

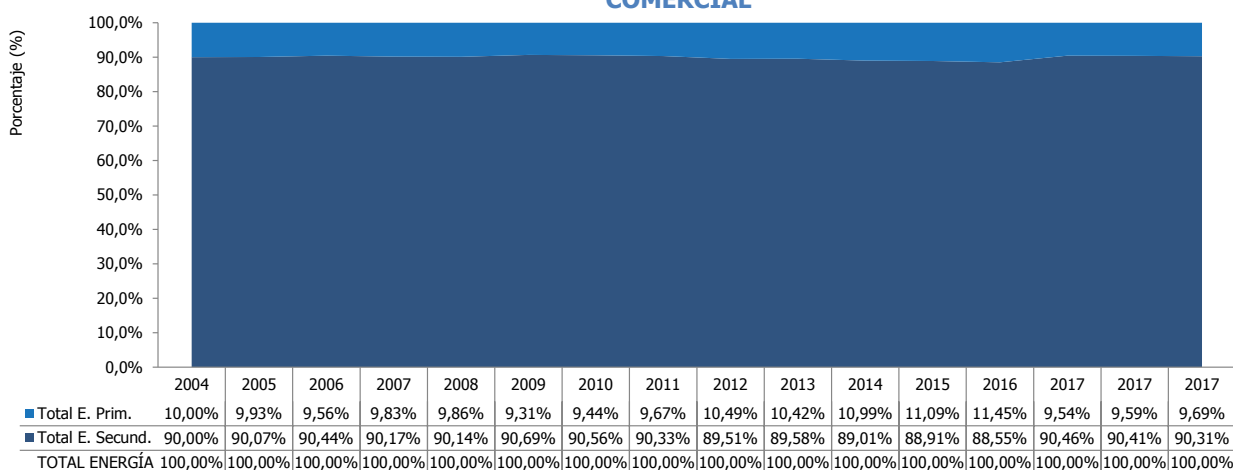
En el caso de las fuentes secundarias, la electricidad siempre ha sido el energético predominante, aunque se observó que el gas natural ha venido creciendo en participación, según registros evaluados para el año 2019.

Ilustración 27: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR COMERCIAL



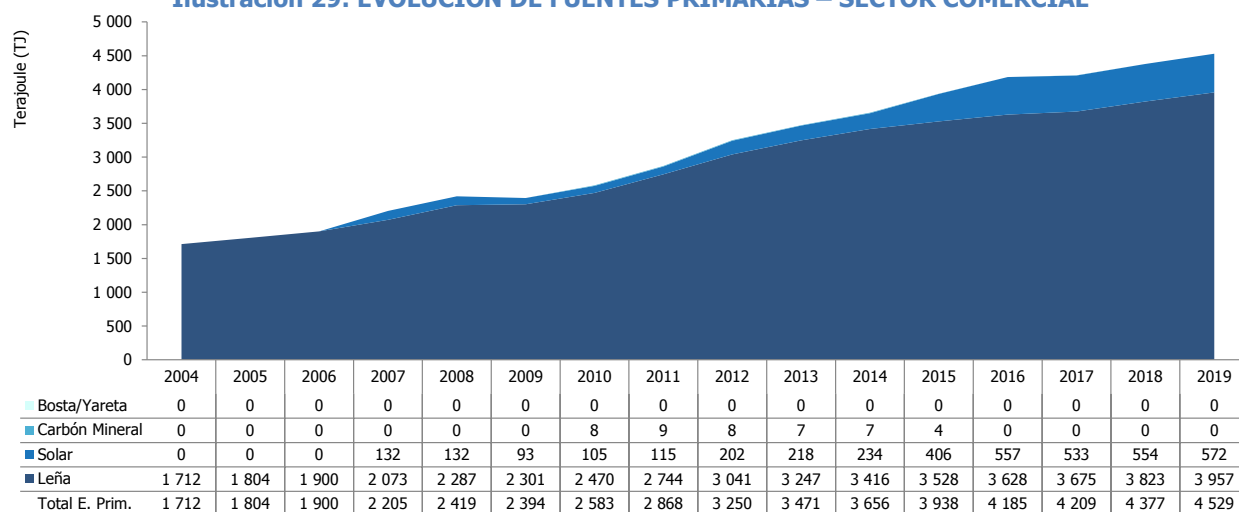
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 28: ESTRUCTURA DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR COMERCIAL



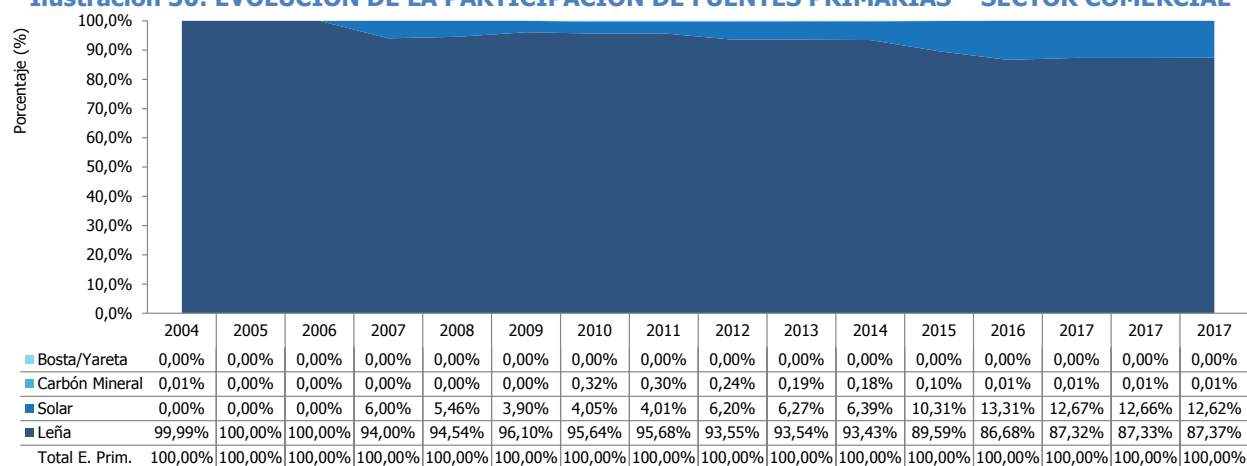
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 29: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR COMERCIAL



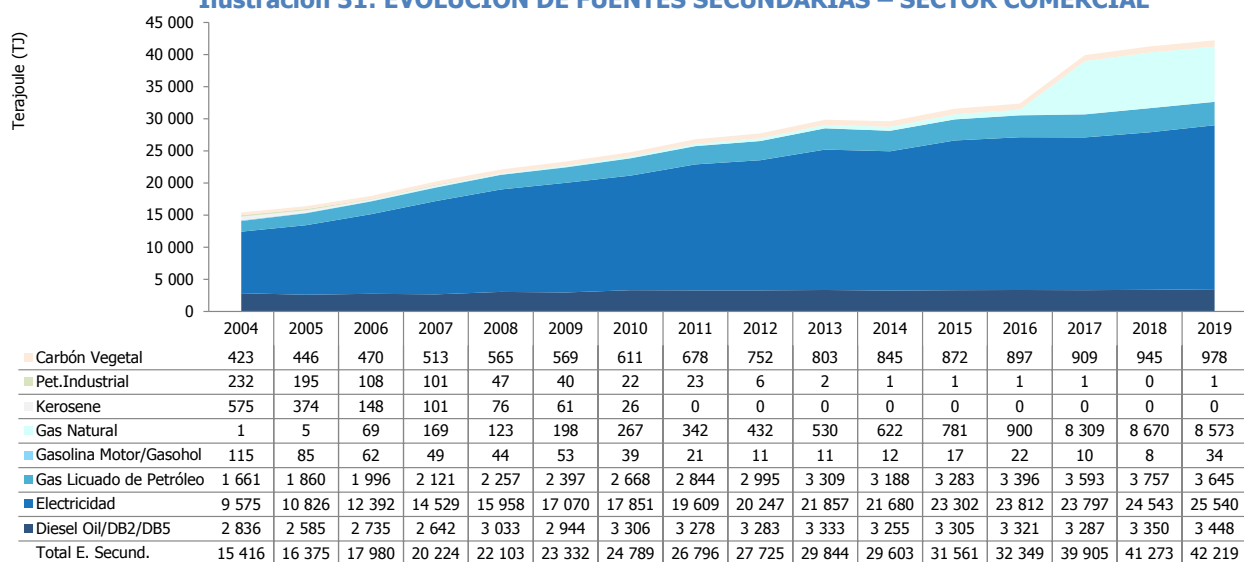
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 30: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR COMERCIAL

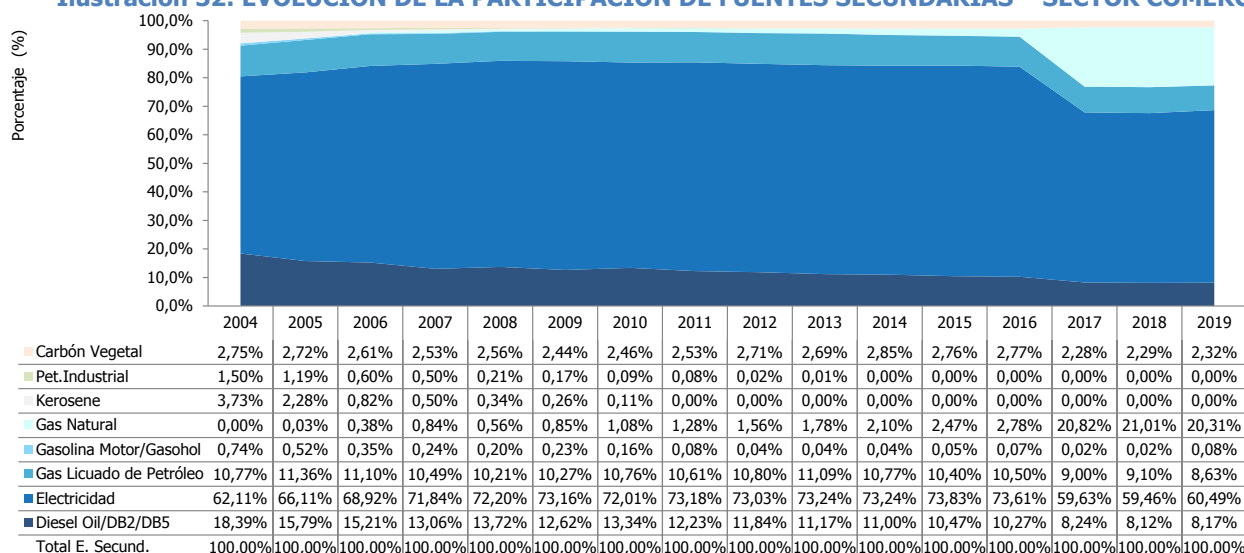


Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 31: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR COMERCIAL



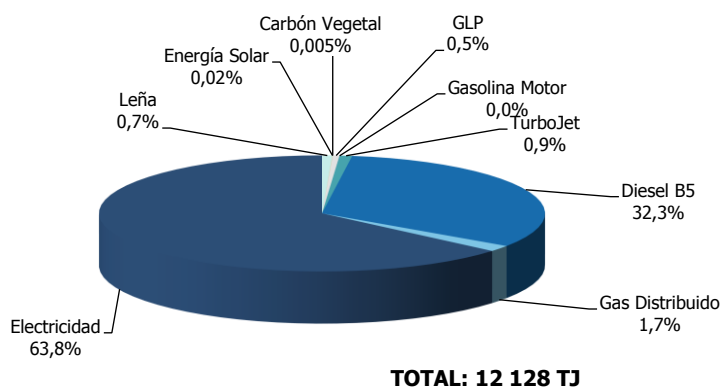
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 32: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR COMERCIAL

Fuente: Elaboración Propia

6.3.3 Sector Público

En el año 2019, el consumo de energía en el sector público fue de 12 128 TJ, siendo los energéticos más consumidos, la electricidad y el Diesel B5⁵, en 63,8% y 32,3%, respectivamente.

Ilustración 33: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR PÚBLICO

Fuente: Elaboración Propia

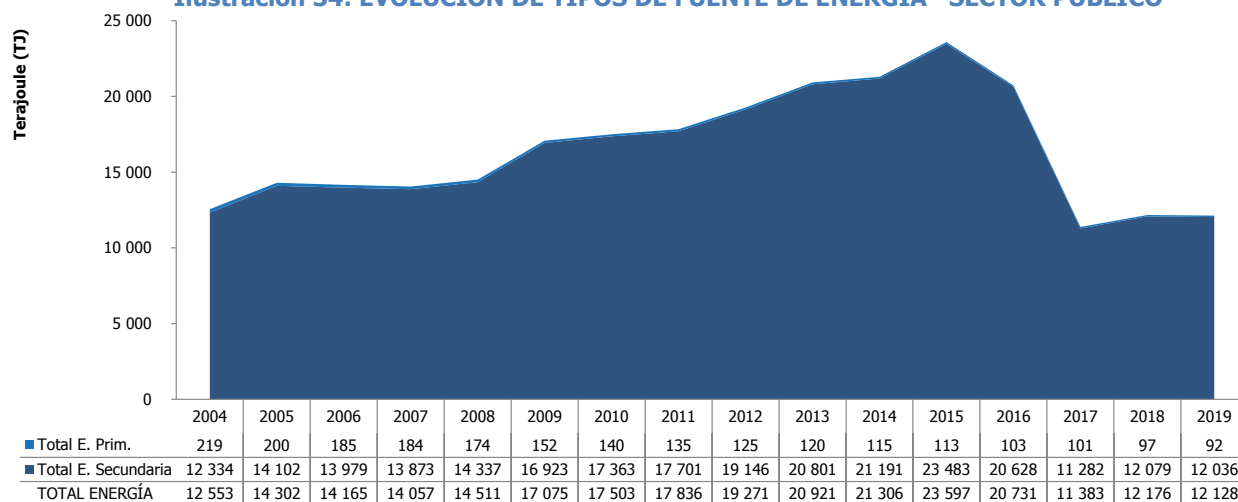
Asimismo, se observa que en el sector público, casi la totalidad del consumo final está conformado por fuentes secundarias, representando una participación del 99,2% respecto del total consumido por dicho sector en el 2019.

También se observa que históricamente la fuente secundaria de mayor participación es la electricidad, seguido de otros derivados de hidrocarburos⁶.

⁵ El diésel, en gran medida (99,8%), está destinado exclusivamente para el uso en el sub-sector fuerzas armadas y defensa nacional, y fue estimado a partir del índice de gasto militar (%PBI), publicado por el Banco Mundial.

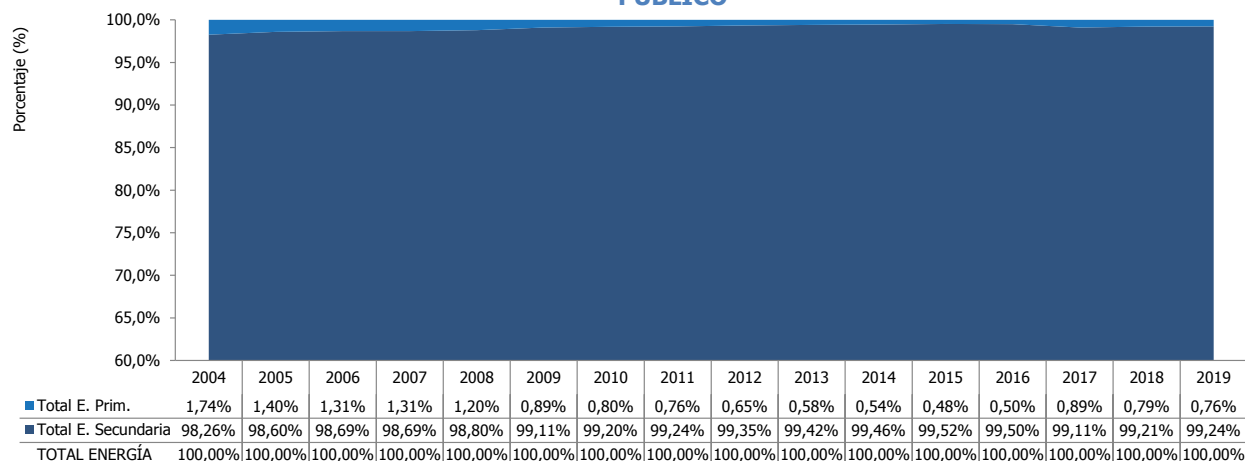
⁶ La información reportada en gasolina motor (gasolina de aviación) y turbo responde al consumo en las fuerzas armadas. En ese sentido, desde el año 2017 se está utilizando información proveniente del SCOP-OSINERGMIN respecto al registro de ventas como consumidor directo.

Ilustración 34: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR PÚBLICO



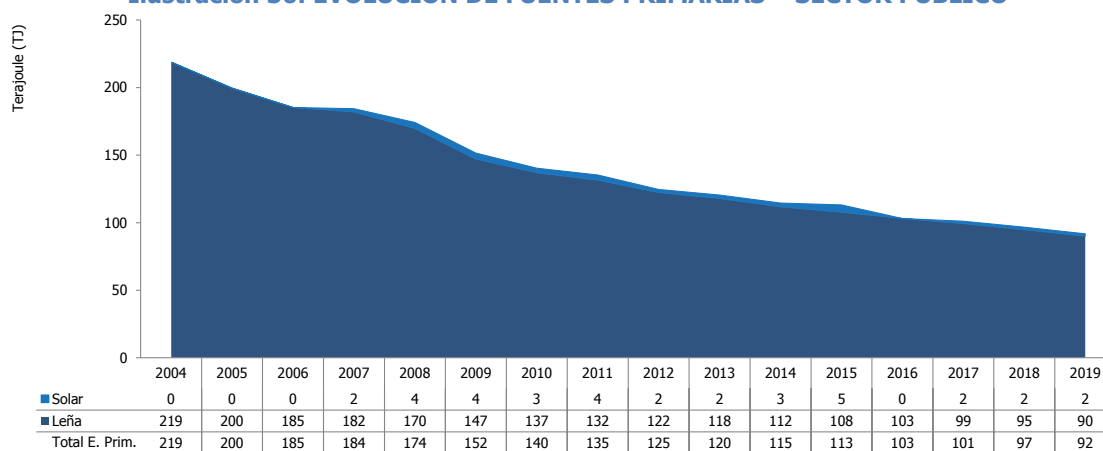
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 35: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR PÚBLICO



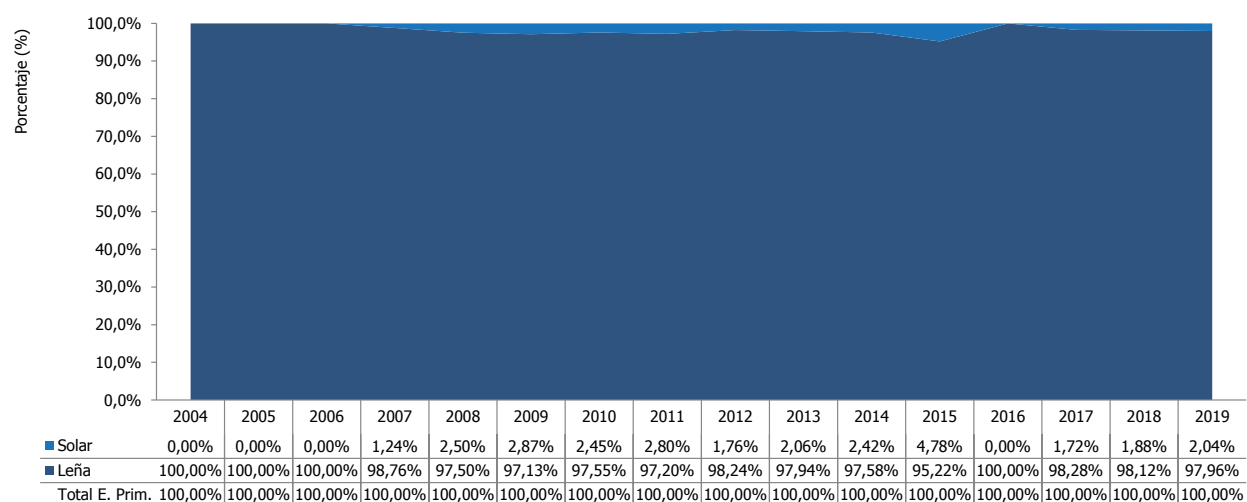
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 36: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PÚBLICO



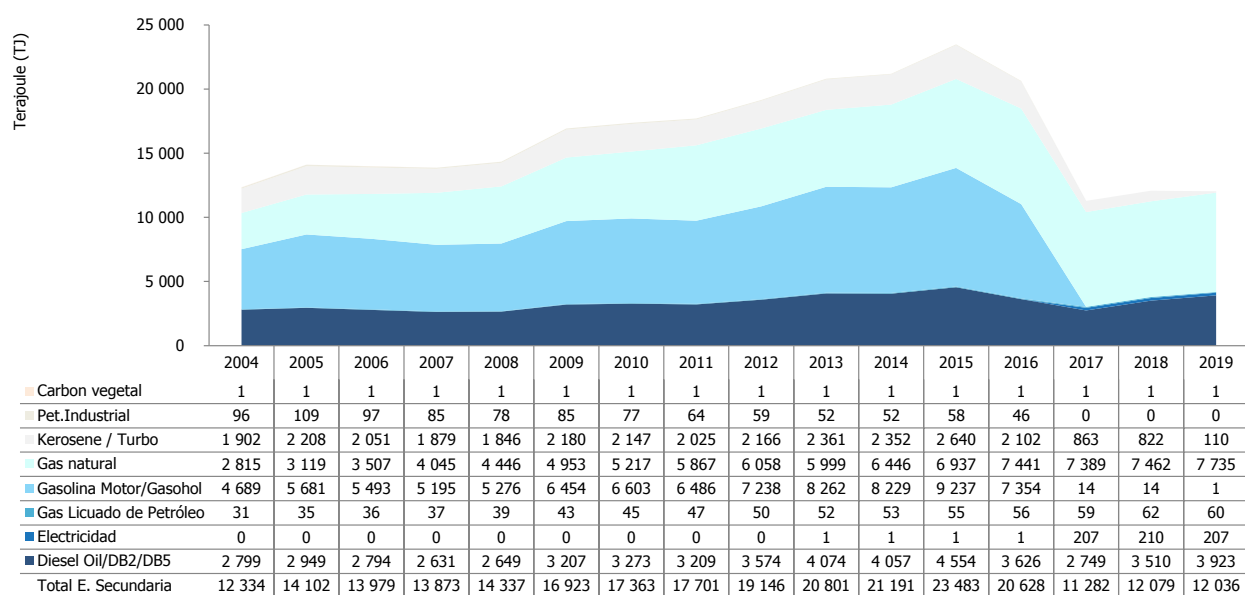
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 37: ESTRUCTURA DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PÚBLICO



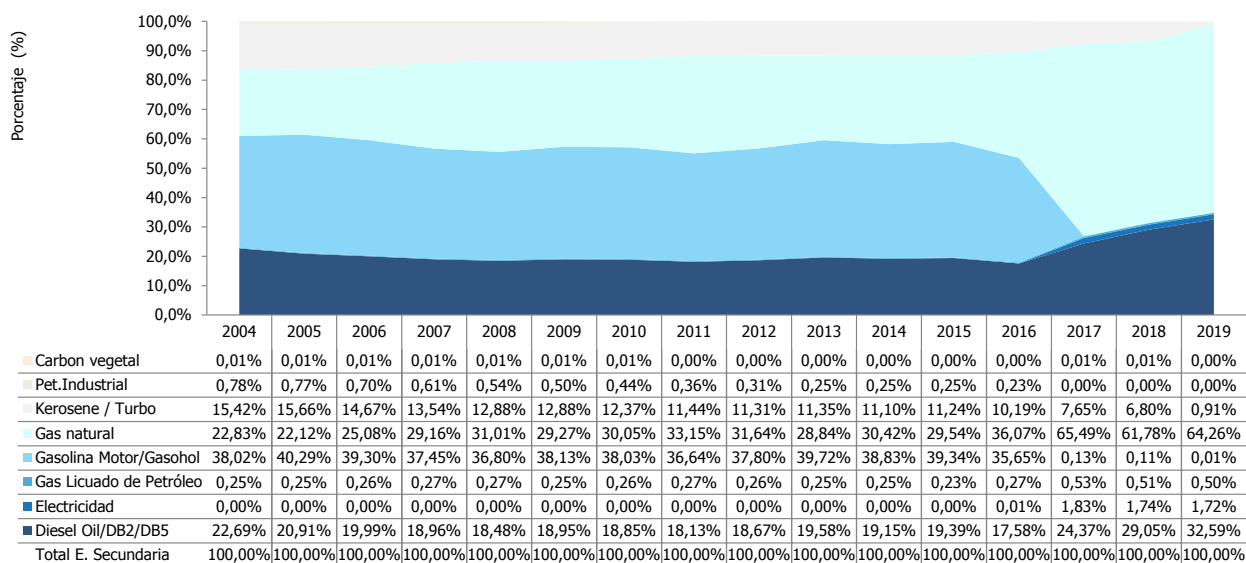
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 38: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PÚBLICO



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 39: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PÚBLICO



Fuente: Elaboración Propia

6.3.4 Sector Transporte

Para el año 2019 y de forma retroactiva hasta el 2017, se separó de la estadística de consumo total de energía, al consumo de la actividad denominada "Bunker", dado que éste último registra la cantidad de combustibles que se abastecen a naves marítimas y aéreas para viajes internacionales. De esta forma la denominación de "consumo final" corresponde al consumo dentro del territorio nacional.

Por otro lado, también se desagregó el consumo del sector transporte, según los modos de transporte de pasajeros y carga, como son: terrestre, ferroviario, aéreo, marítimo, y fluvial, según se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 26: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE
(UNIDADES ORIGINALES)**

Alcance /Modo de Transporte /Combustible		Unidad	2018	2019
Consumo final Nacional				
Terrestre				
	GLP	MBLS	6 359,2	8 172,3
	Gasohol	MBLS	15 422,2	15 758,9
	Gasolina Motor	MBLS	2 065,6	2 140,0
	Diesel B5	MBLS	33 937,1	35 128,5
	Gas Natural	MMPC	26 184,1	26 723,2
Aéreo				
	Gasolina Motor	MBLS	13,4	15,1
	Turbo	MBLS	2 752,9	2 898,7
Marítimo				
	Diesel B5	MBLS	11,2	10,6
	MGO	MBLS		4,5
	Fuel Oil	MBLS	201,5	122,7
Fluvial				
	Gasohol	MBLS	0,4	0,2

Alcance /Modo de Transporte /Combustible	Unidad	2018	2019
Gasolina Motor	MBLS	517,5	568,3
Diesel B5	MBLS	291,5	315,8
Ferroviario			
Diesel B5	MBLS	170,7	219,0
Electricidad	GWh	59,7	75,2
Bunker			
Turbo	MBLS	5 365,8	5 597,3
Diesel B5	MBLS	6,3	3,8
MGO	MBLS	78,6	138,4
Fuel Oil	MBLS	3 233,6	2 733,5

Fuente: Elaboración Propia / Autoridad Portuaria Nacional – Osinergmin- COFIDE- Empresas Ferroviarias.

Para el caso del 2019, y en unidades comparables, se observa que el consumo final de transporte fue de 426 392,8 TJ, que es 4,0% mayor al registrado el año anterior. De esta cantidad, 377 615,2 TJ correspondió al consumo en transporte nacional, que es 5,0% mayor al correspondiente del año 2018.

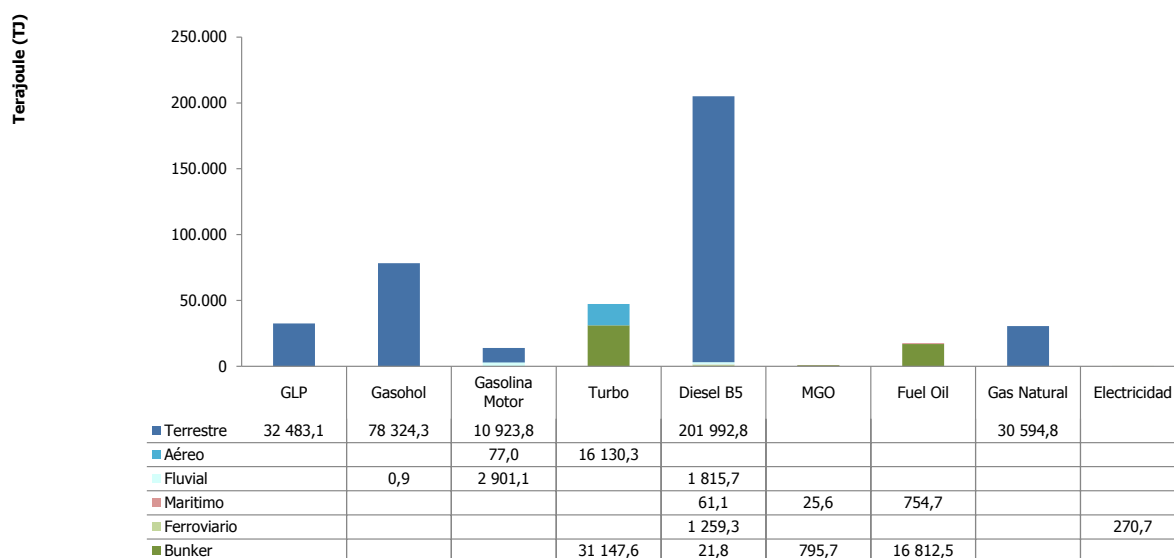
Tabla 27: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y FUENTE DE ENERGÍA
(UNIDADES: TJ)

Alcance /Modo de Transporte /Combustible	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Consumo final Nacional					
Terrestre					
GLP	25 276,7	6,2%	32 483,1	7,6%	5,0%
Gasohol	76 650,8	18,7%	78 324,3	18,4%	
Gasolina Motor	10 544,0	2,6%	10 923,8	2,6%	
Diesel B5	195 142,2	47,6%	201 992,8	47,4%	
Gas Natural	29 977,6	7,3%	30 594,8	7,2%	
Subtotal	337 591,3	82,3%	354 318,8	83,1%	
Aéreo					
Gasolina Motor	68,5	0,0%	77,0	0,0%	5,3%
Turbo	15 318,9	3,7%	16 130,3	3,8%	
Subtotal	15 387,4	3,8%	16 207,3	3,8%	
Marítimo					
Diesel B5	64,2	0,0%	61,1	0,0%	-35,4%
MGO		0,0%	25,6	0,0%	
Fuel Oil	1 239,1	0,3%	754,7	0,2%	
Subtotal	1 303,3	0,3%	841,4	0,2%	
Fluvial					
Gasohol	2,1	0,0%	0,9	0,0%	9,2%
Gasolina Motor	2 641,7	0,6%	2 901,1	0,7%	
Diesel B5	1 676,1	0,4%	1 815,7	0,4%	
Subtotal	4 319,9	1,1%	4 717,7	1,1%	
Ferroviario					
Diesel B5	981,4	0,2%	1 259,3	0,3%	
Electricidad	214,9	0,1%	270,7	0,1%	
Subtotal	1 196,2	0,3%	1 530,0	0,4%	

Total Transporte Nacional		359 798,1	87,7%	377 615,2	88,6%	5,0%
Bunker						
Turbo		29 859,0	7,3%	31 147,6	7,3%	
Diesel B5		36,1	0,0%	21,8	0,0%	
MGO		451,9	0,1%	795,7	0,2%	
Fuel Oil		19 888,5	4,9%	16 812,5	3,9%	
Total Bunker		50 235,4	12,3%	48 777,7	11,4%	-2,9%
TOTAL GENERAL		410 033,5	100%	426 392,8	100%	0,0%

Fuente: Elaboración Propia / Autoridad Portuaria Nacional – Osinergmin- COFIDE- Empresas Ferroviarias.

Ilustración 40: CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y FUENTE DE ENERGÍA 2019

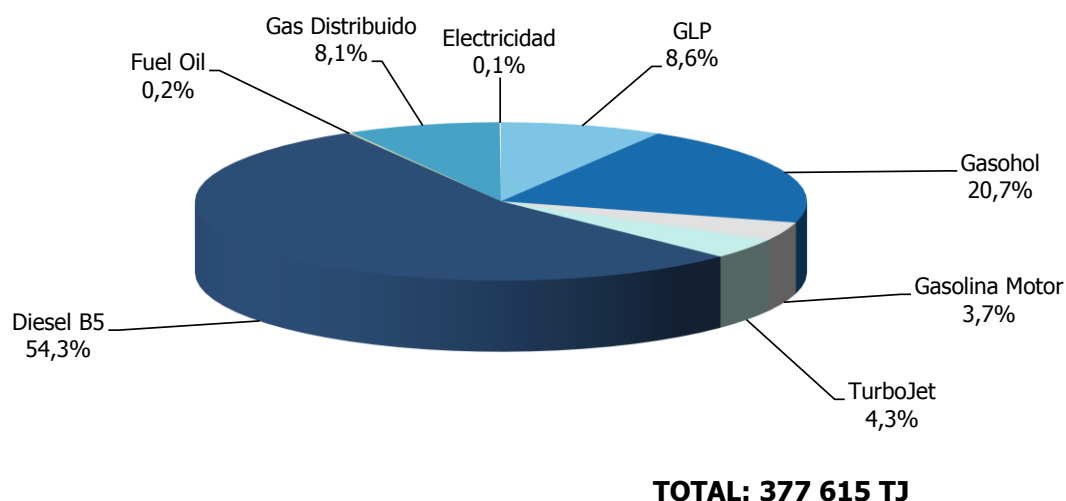


Fuente: Elaboración Propia / Autoridad Portuaria Nacional – Osinergmin- COFIDE- Empresas Ferroviarias.

Dentro del conjunto de fuentes secundarias para transporte a nivel nacional (sin considerar bunker), aquellas con mayor participación fueron el diesel B5 con un consumo de 201 992,8 TJ, seguido del gasohol con 78 324,3 TJ; dichas participaciones representaron el 54,3% y 20,7%, del consumo final nacional, respectivamente. De igual forma, el combustible Turbo en una cantidad de 16 130,3 TJ, consumido en el transporte aéreo. Respecto al transporte marítimo y fluvial⁷, los combustibles de mayor uso fueron el fuel oil⁸ y gasolina motor, respectivamente.

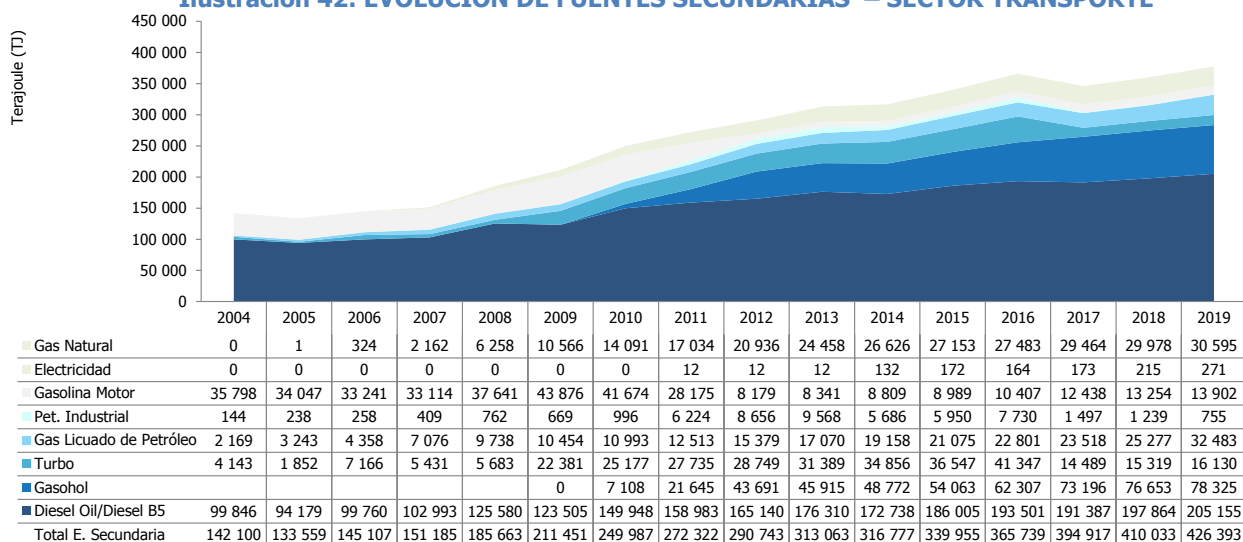
⁷ Transporte marítimo, no incluye el consumo de las embarcaciones pesqueras de bandera nacional. Transporte fluvial, incluye el total del consumo de combustible de naves nacional e internacional.

⁸ Para efectos del BNE, se utiliza la denominación "Fuel Oil", este combustible corresponde a IFO380. Asimismo, el combustible "MGO" dentro de la matriz energética total se encuentra considerado dentro del diesel B5, de igual forma la gasolina 100LL se encuentra considerada dentro de gasolina motor.

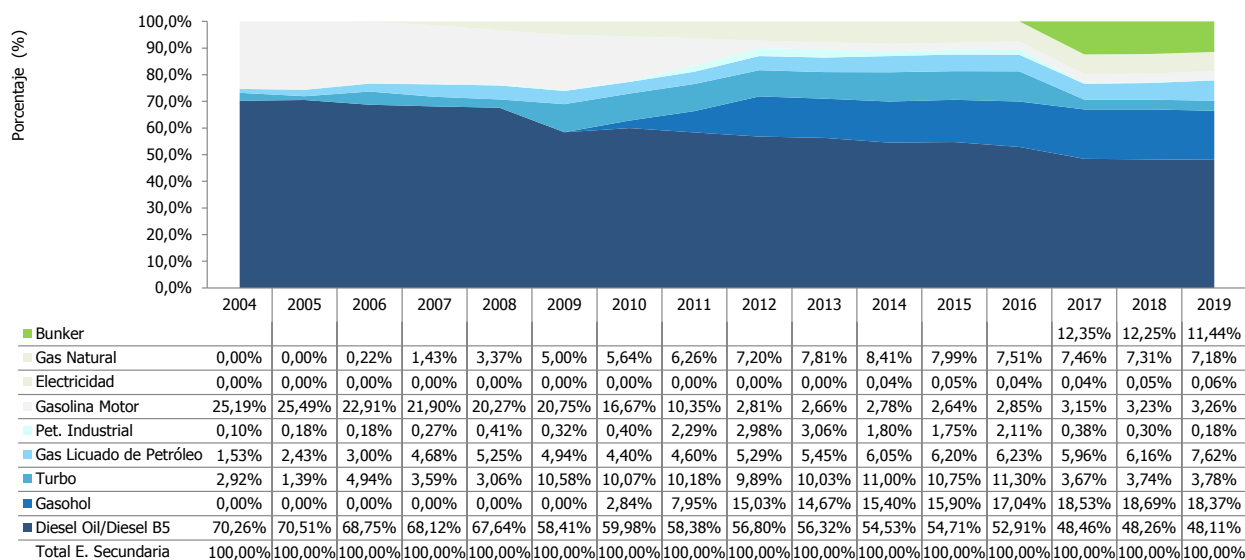
Ilustración 41: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL NACIONAL DEL SECTOR TRANSPORTE

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede apreciar en la siguiente ilustración, a diferencia de otros sectores, el sector transporte solo ha consumido fuentes de energía secundaria, además, entre el 2004 y 2019, y considerando de referencia el consumo final en el sector transporte (incluyendo bunker), la fuente de Diesel Oil/Diesel B5 para el consumo final nacional ha presentado la mayor participación, entre un rango de 70% y 46%. Es preciso señalar, que la demanda de combustibles para las fuerzas armadas se encuentra reportada en el sector público, y se trata de la gasolina de aviación y turbo.

Ilustración 42: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR TRANSPORTE

Fuente: Elaboración Propia

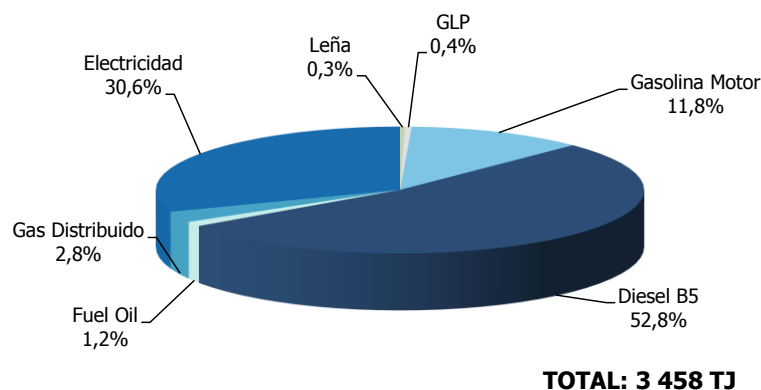
Ilustración 43: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR TRANSPORTE

Nota: Solo se muestra las participaciones respecto al consumo final nacional en transporte

Fuente: Elaboración Propia

6.3.5 Sector Pesca

Durante el 2019, el consumo de energía en el sector pesca fue de 3 458 TJ, siendo los energéticos más consumidos el diésel y electricidad, con una participación del 52,8% y 30,6%, respectivamente.

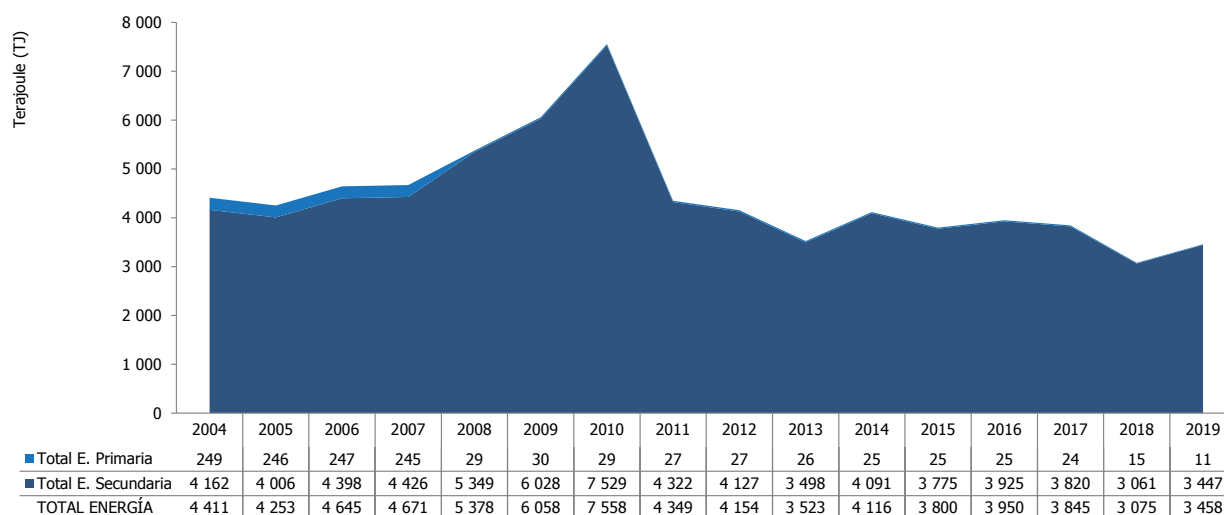
Ilustración 44: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR PESCA

Fuente: Elaboración Propia

En ese sentido, casi la totalidad de este sector consume fuentes secundarias, en un 99,7% de participación; mientras que, el uso de fuentes primarias representó 0,3%. Esta situación ha sido similar desde hace más de 10 años.

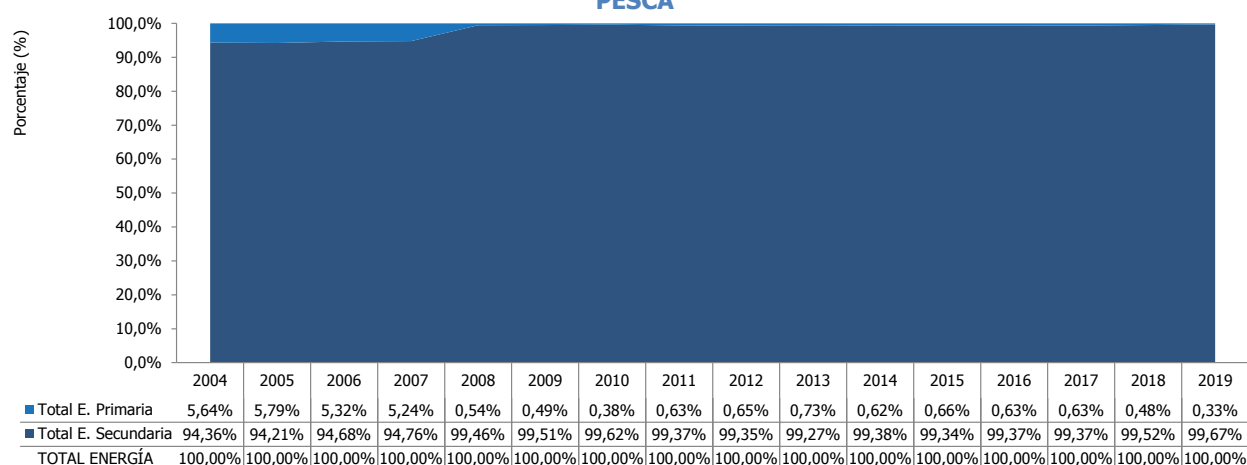
Asimismo, es importante anotar que a nivel de fuentes secundarias, la electricidad ha venido manifestando cada vez más participación, a diferencia del Diesel B5.

Ilustración 45: ESTRUCTURA DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR PESCA



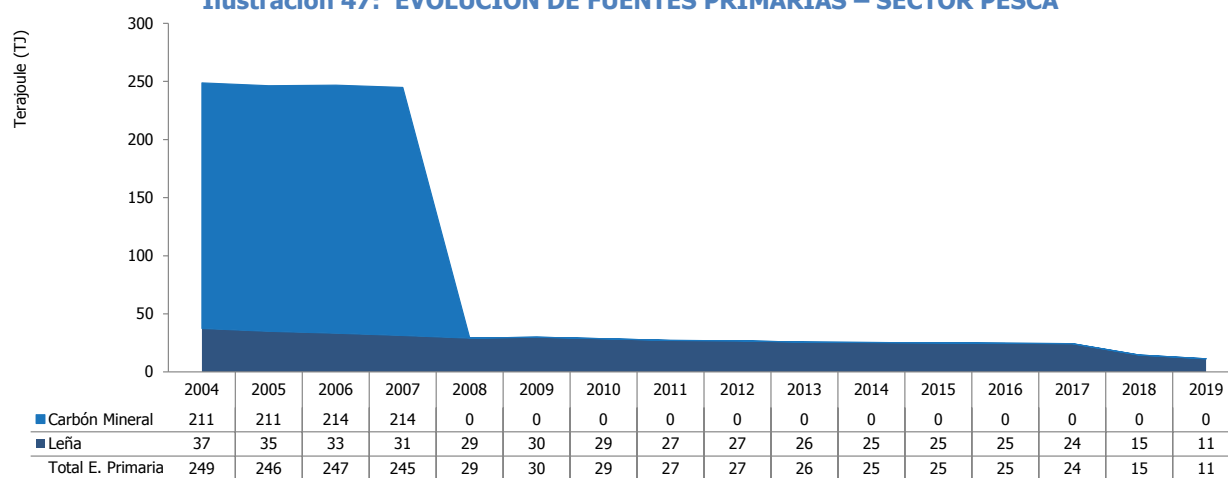
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 46: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR PESCA



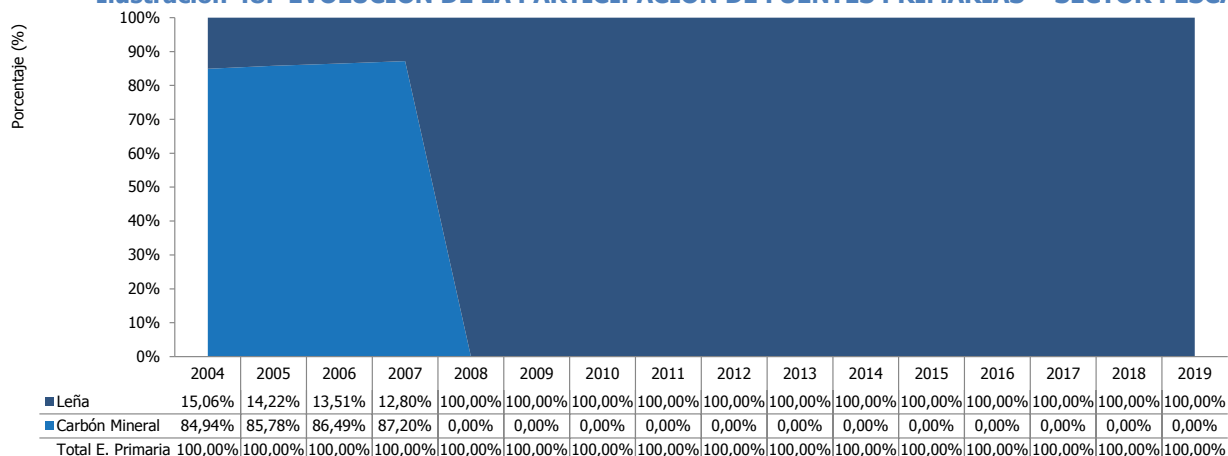
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 47: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PESCA



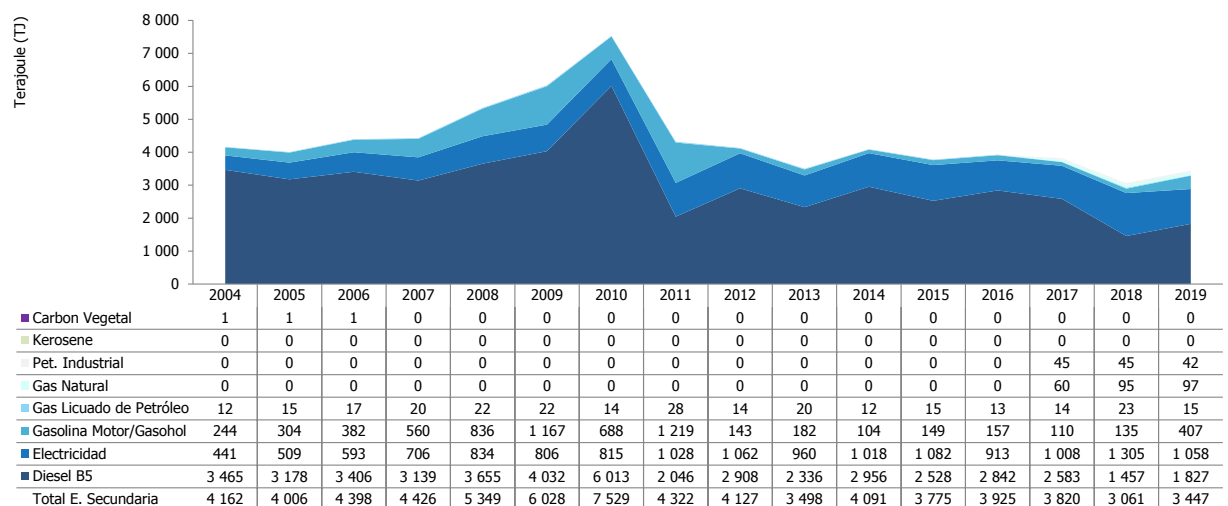
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 48: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR PESCA



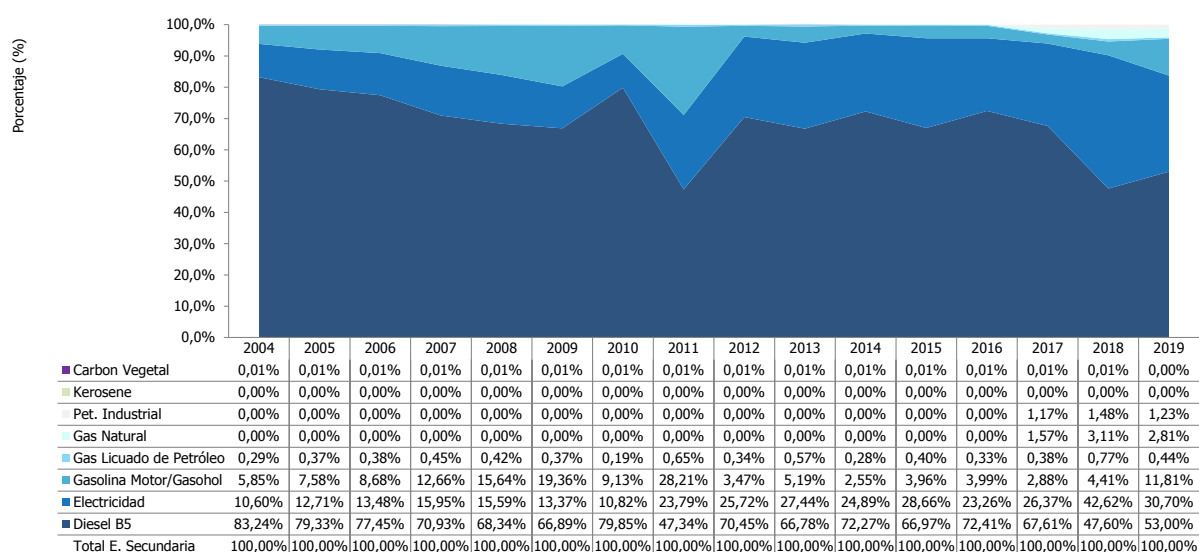
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 49: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PESCA



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 50: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR PESCA

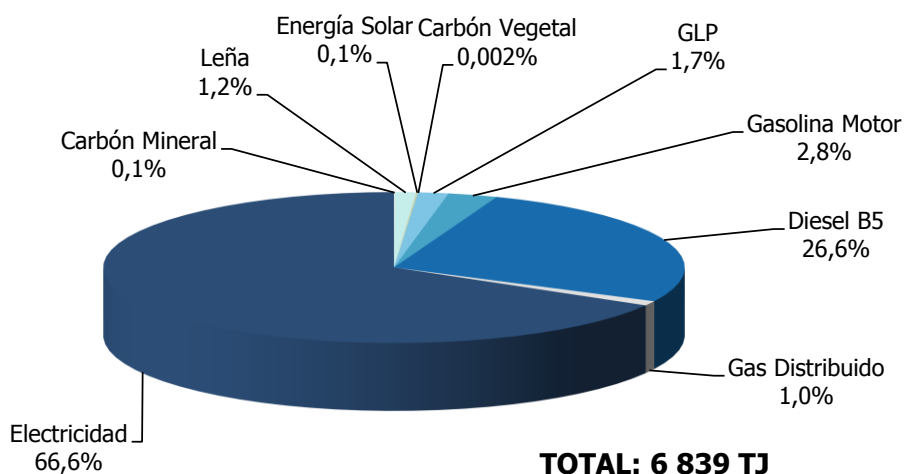


Fuente: Elaboración Propia

6.3.6 Sector Agropecuario

Durante el 2019, el consumo de energía en el sector agropecuario fue de 6 839 TJ, siendo los energéticos más consumidos, la electricidad y el diésel B5, con una participación del 66,6% y 26,6%, respectivamente, respecto del consumo final en el mencionado sector.

Ilustración 51: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR AGROPECUARIO

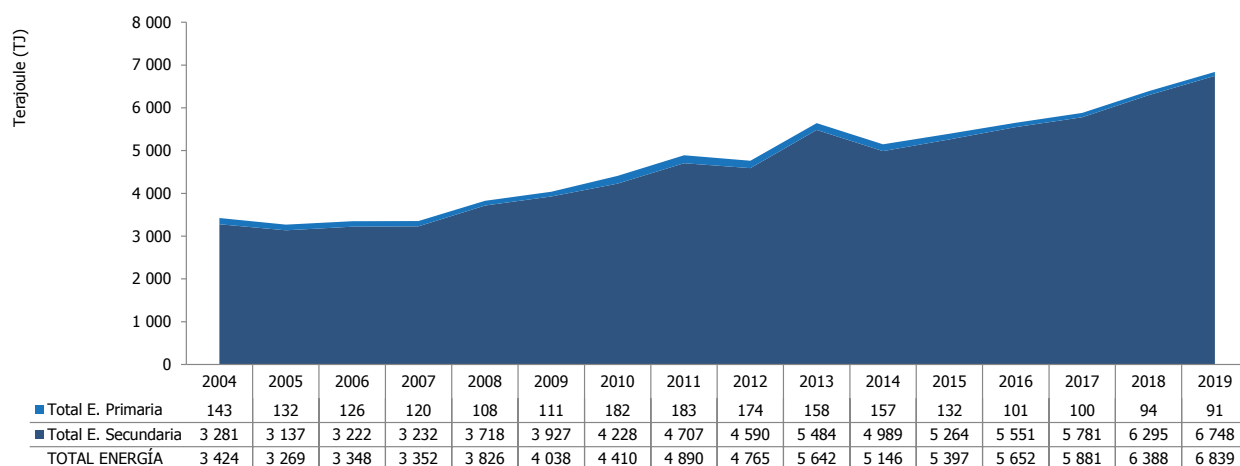


Fuente: Elaboración Propia

De esta manera, casi la totalidad de este sector consume fuentes secundarias, en un 98,7% de participación. La fuente primaria solo tiene el 1,3%. La predominancia de las fuentes secundarias ha sido similar desde hace más de 10 años.

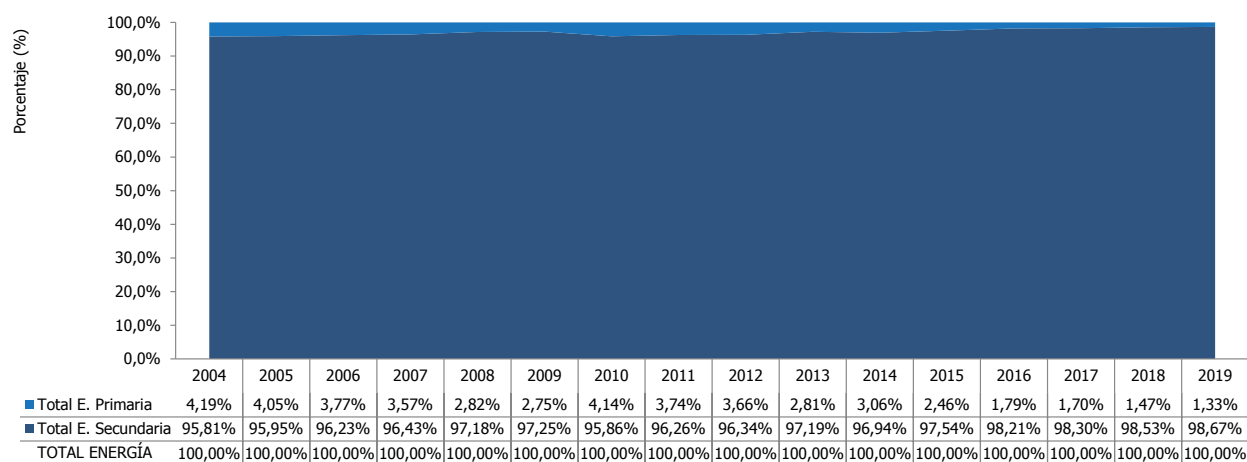
Asimismo, de forma similar al sector pesquería, a nivel de fuentes secundarias, la electricidad ha venido manifestando cada vez más participación, a lo contrario del Diesel.

Ilustración 52: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR AGROPECUARIO



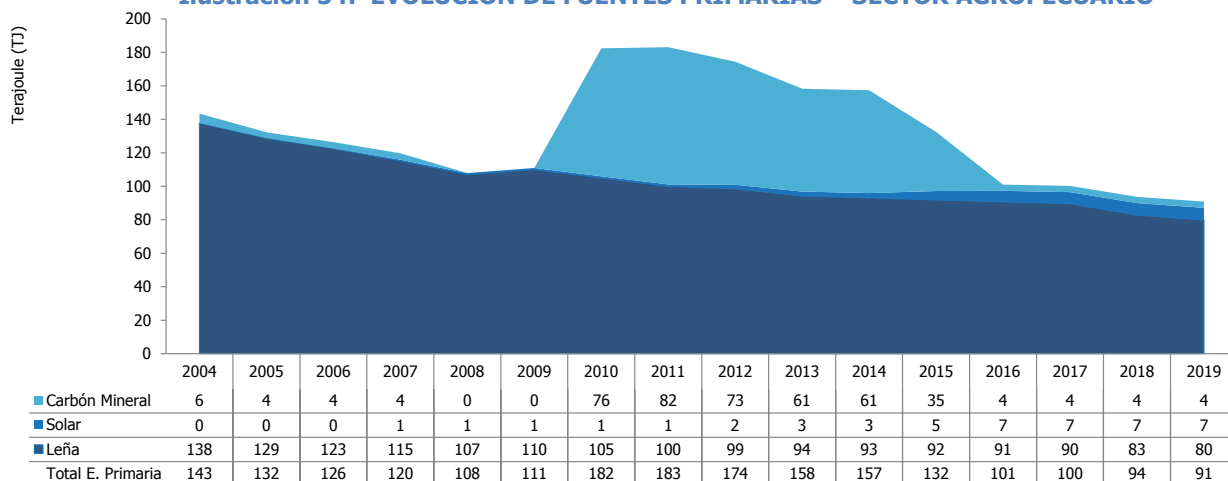
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 53: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR AGROPECUARIO



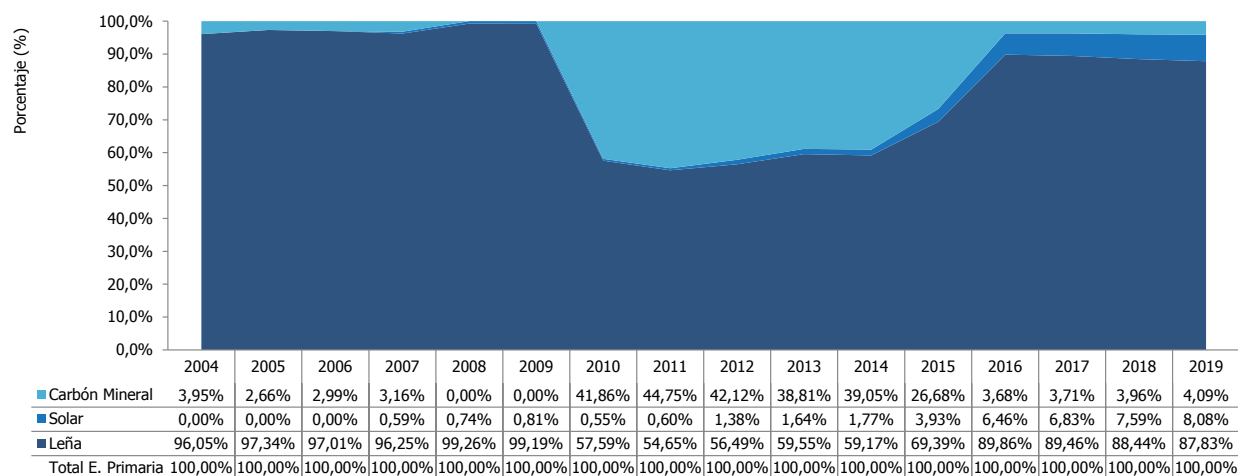
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 54: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR AGROPECUARIO



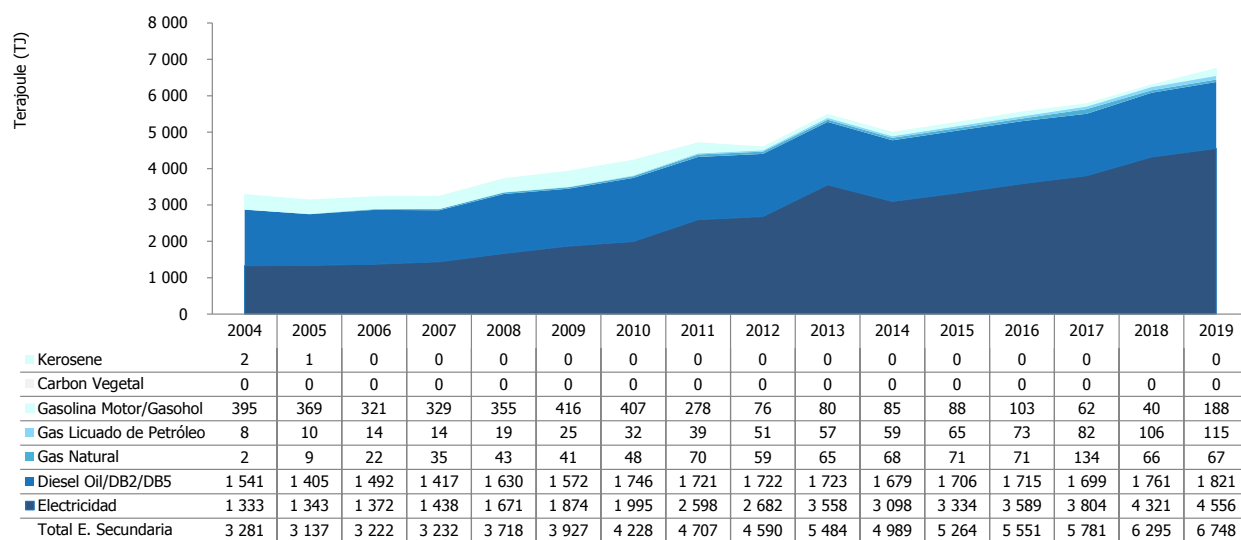
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 55: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS– SECTOR AGROPECUARIO



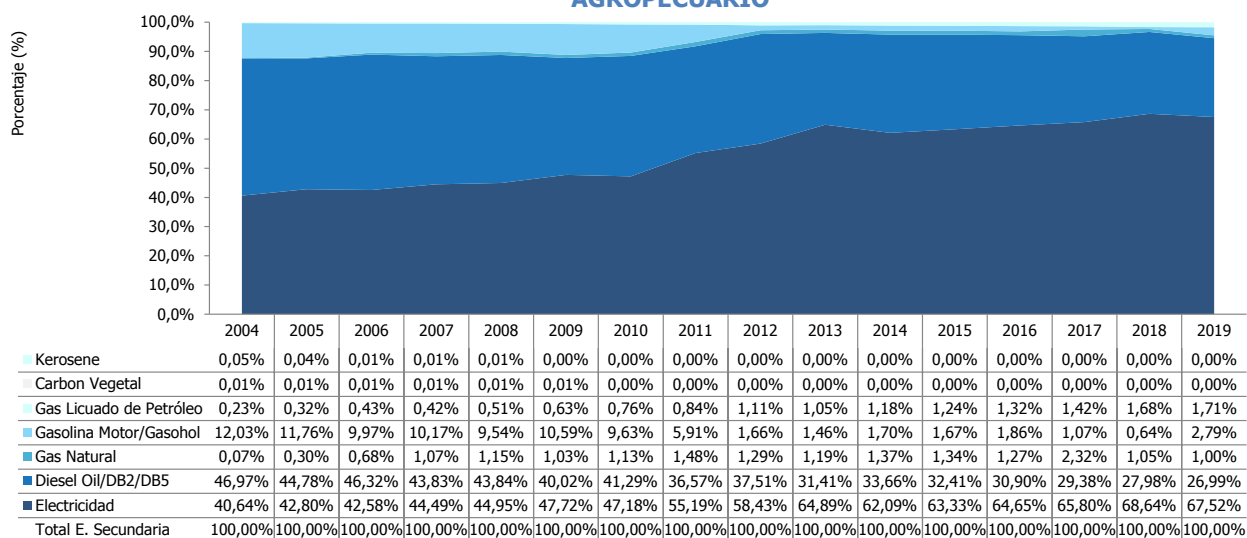
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 56: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR AGROPECUARIO



Fuente: Elaboración Propia

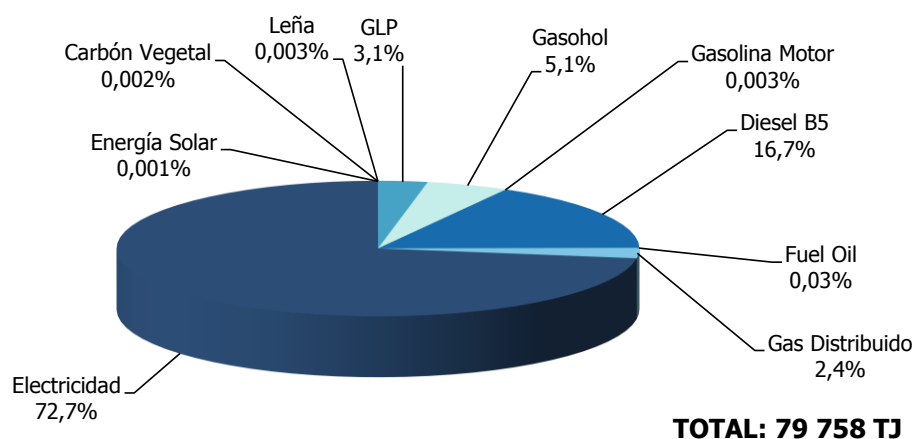
Ilustración 57: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR AGROPECUARIO



Fuente: Elaboración Propia

6.3.7 Sector Minero

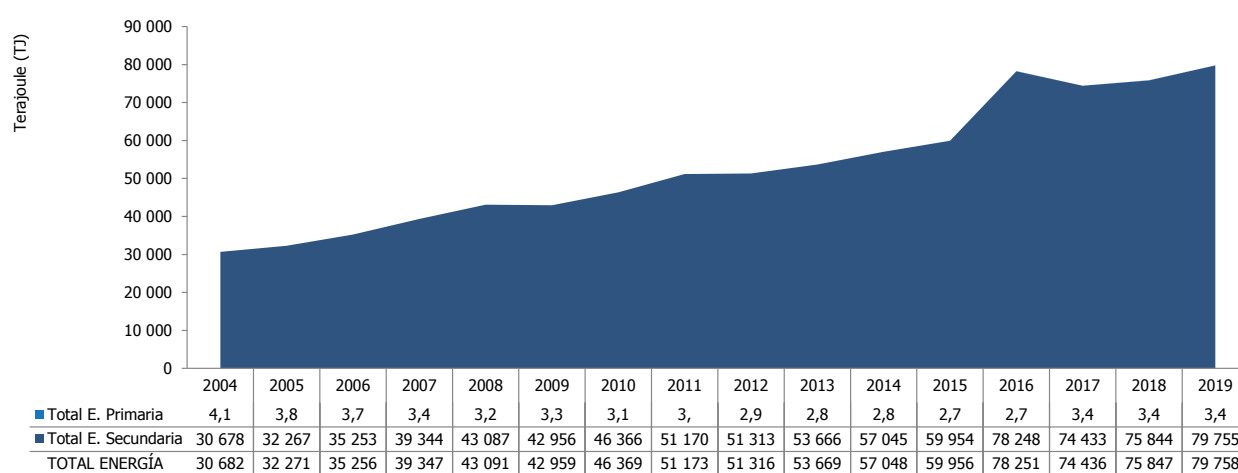
Durante el 2019, el consumo de energía en el sector minero fue de 79 758 TJ, de este total, los energéticos más consumidos fueron la electricidad y el diésel B5, en un 72,7% y 16,7%, respectivamente.

Ilustración 58: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR MINERO

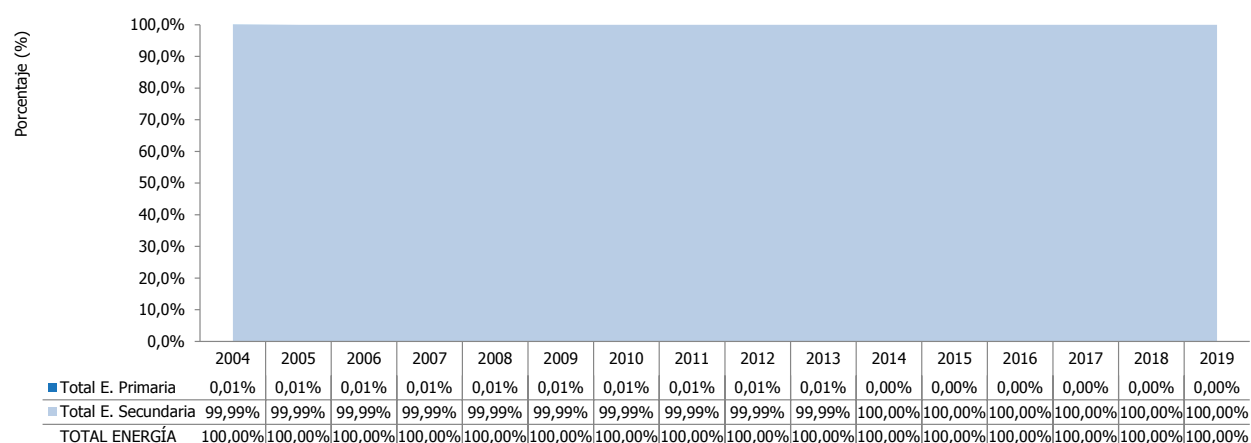
Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, casi la totalidad del consumo es secundario, con el 99,99% (79 758 TJ). La mínima cantidad de energía primaria fue de 3,4 TJ.

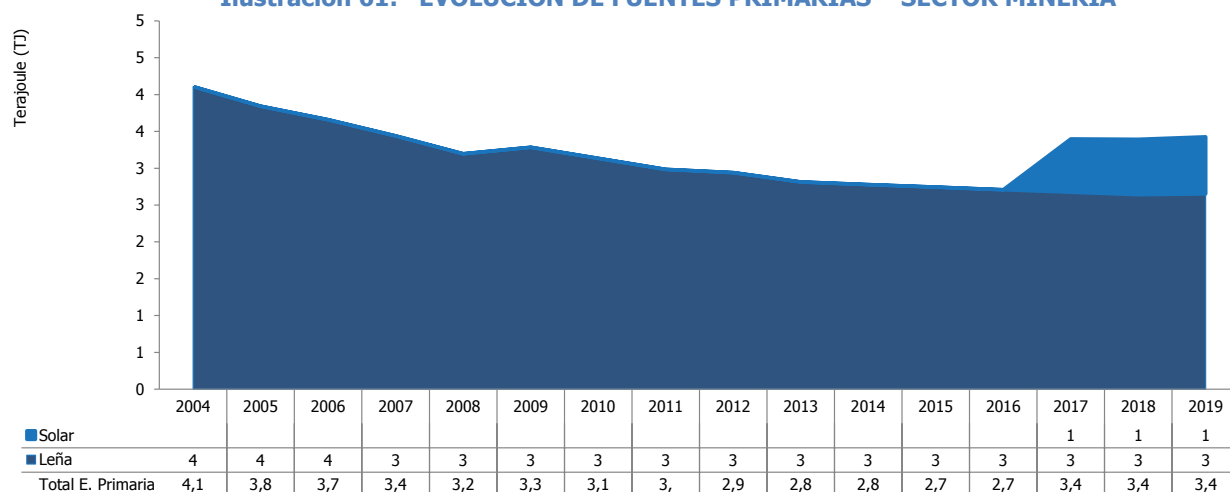
De forma similar al sector pesquería y agropecuario, a nivel de fuentes secundarias, la electricidad ha venido manifestando cada vez más participación, a lo contrario del Diesel.

Ilustración 59: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR MINERÍA

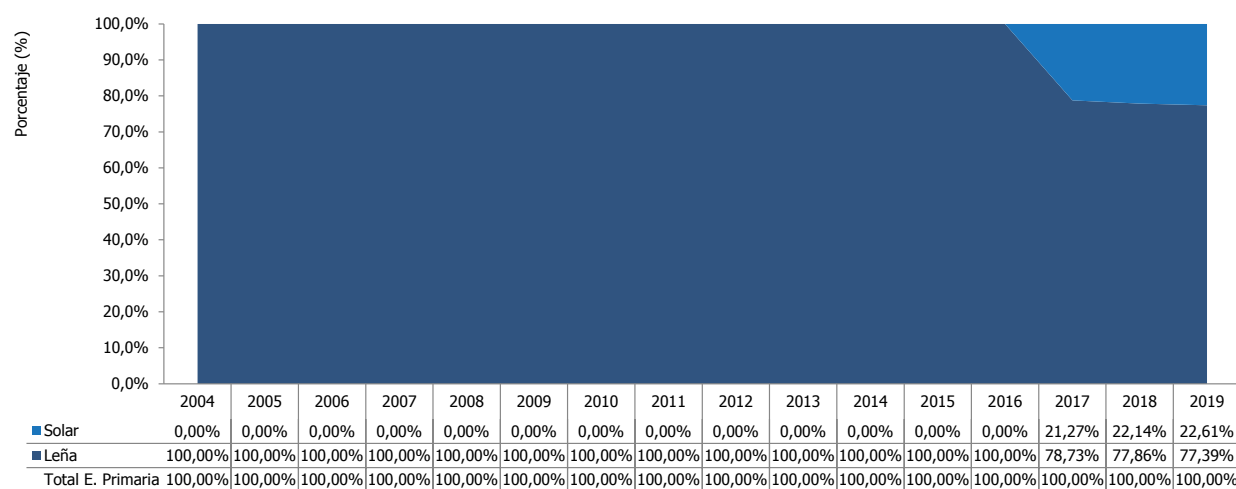
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 60: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA– SECTOR MINERÍA

Fuente: Elaboración Propia

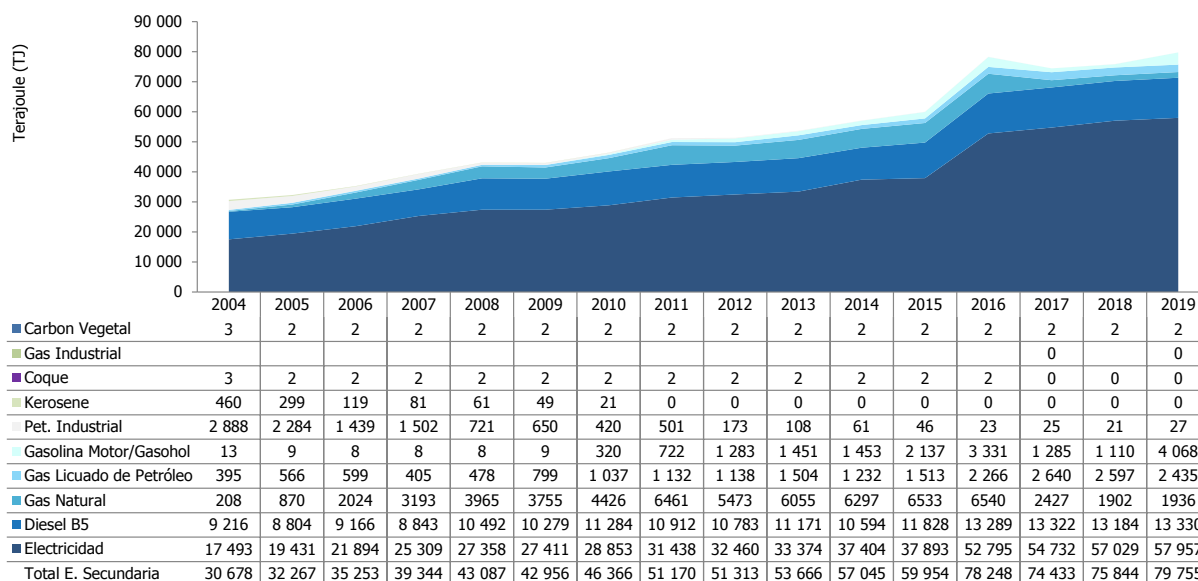
Ilustración 61: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR MINERÍA

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 62: EVOLUCIÓN DE PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR MINERÍA

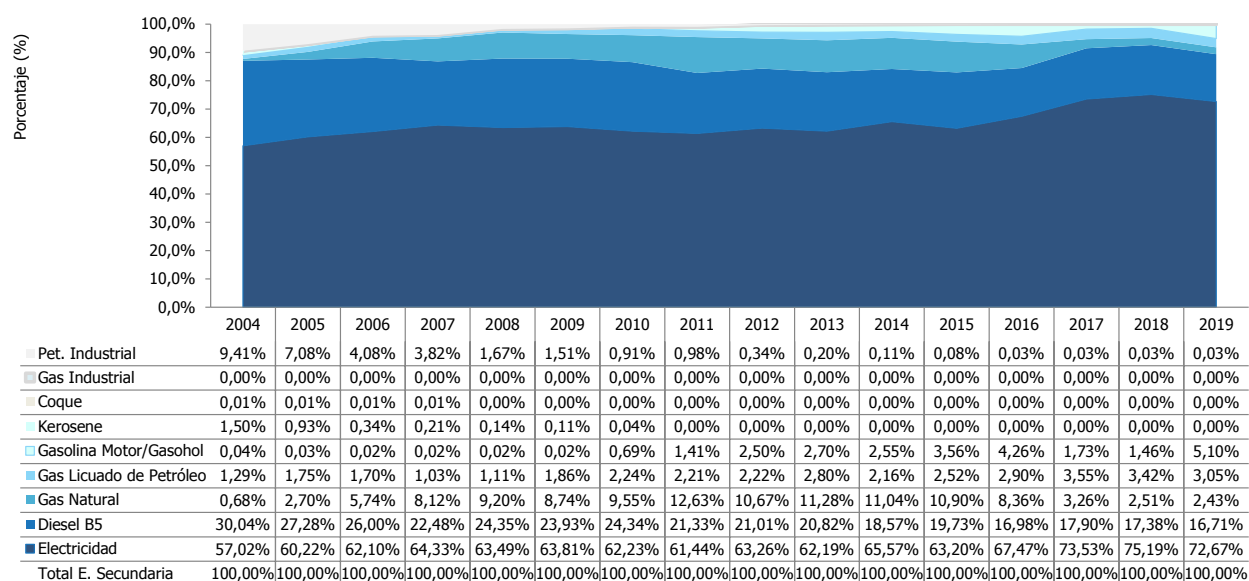
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 63: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR MINERÍA



Fuente: Elaboración Propia

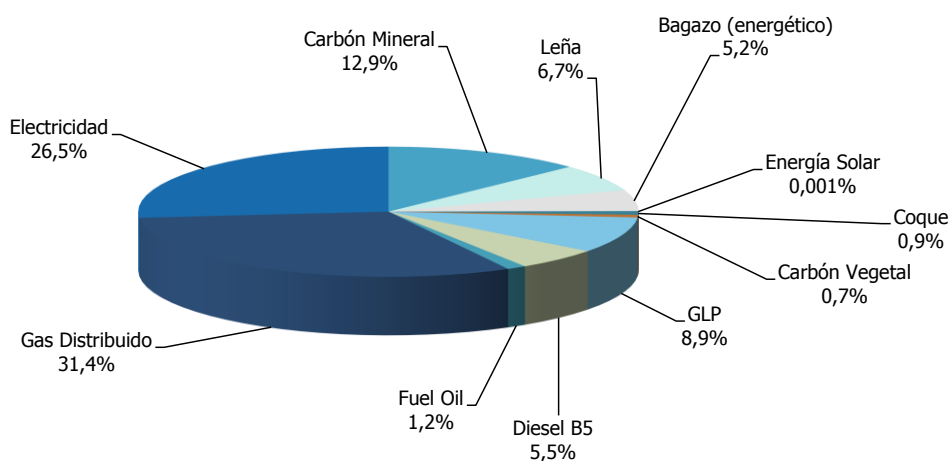
Ilustración 64: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR MINERÍA



Fuente: Elaboración Propia

6.3.8 Sector Industrial

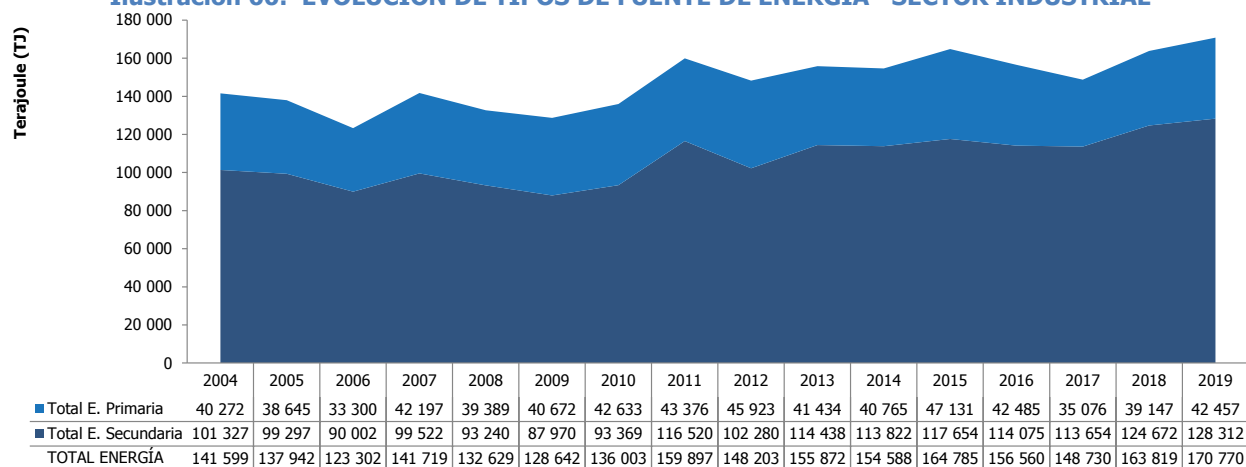
Durante el 2019, el consumo de energía en el sector industrial fue de 170 770 TJ, siendo los energéticos más consumidos, el gas natural (como gas distribuido), la electricidad y el carbón mineral, los cuales representan el 31,4%, 26,5% y 12,9%, respectivamente.

Ilustración 65: PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN EL CONSUMO FINAL DEL SECTOR INDUSTRIAL**TOTAL: 170 770 TJ**

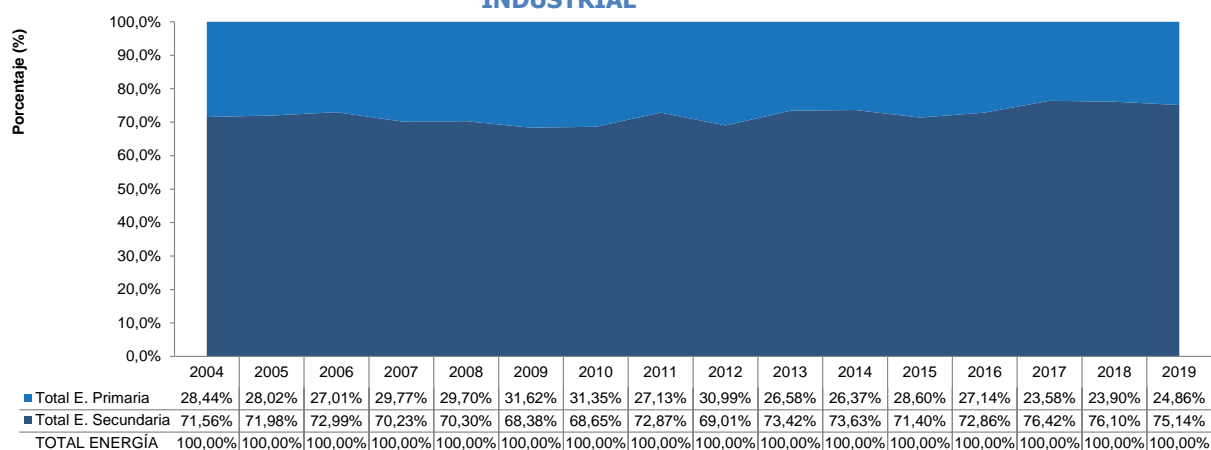
Fuente: Elaboración Propia

En ese sentido, este sector consumió directamente 25% de fuentes primarias y 75% de fuentes secundarias, siendo esta última fuente predominante históricamente entre 72% y 75% dentro del periodo de 2004 a 2019.

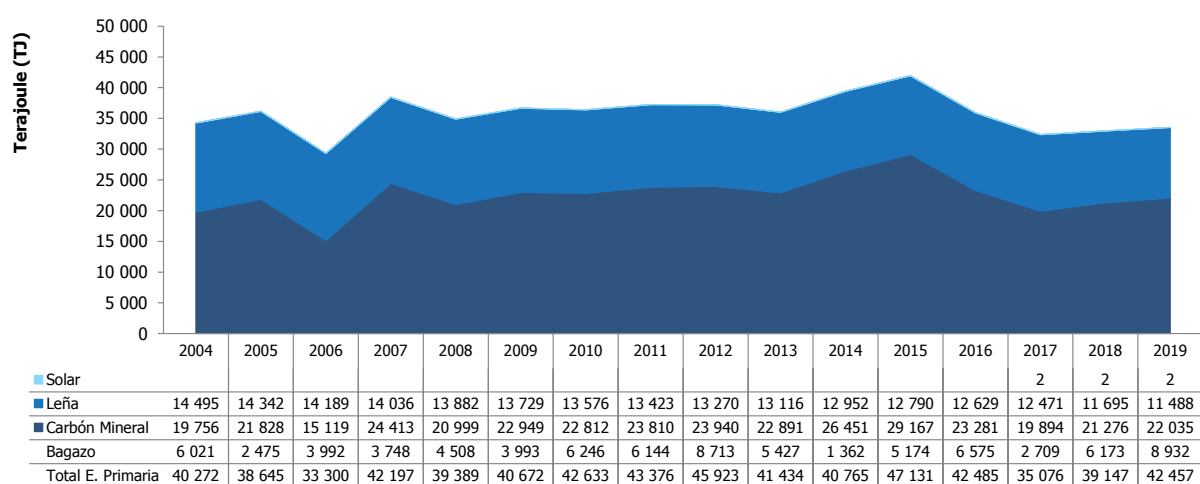
Asimismo, el gas natural es el energético de mayor crecimiento, con una clara sustitución en el uso del petróleo industrial.

Ilustración 66: EVOLUCIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA- SECTOR INDUSTRIAL

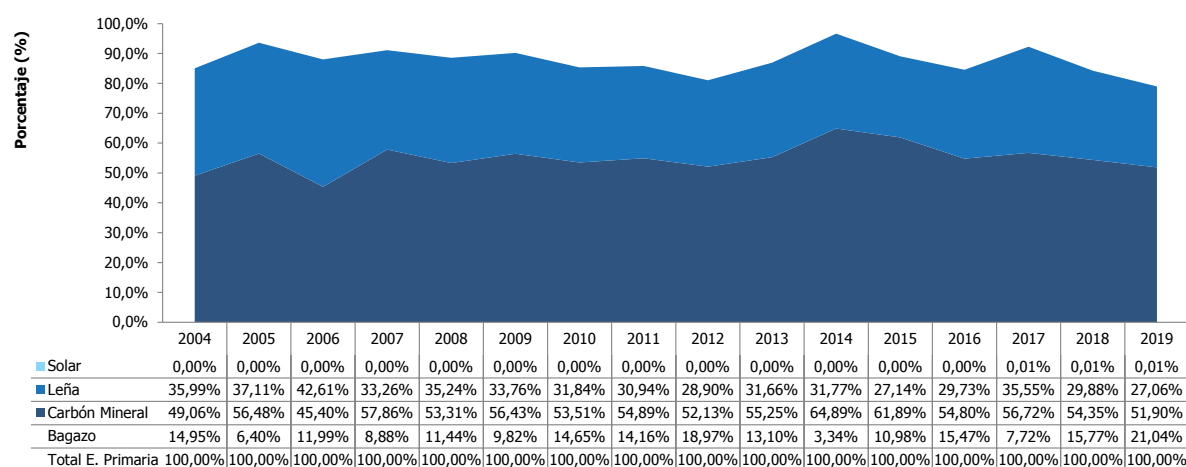
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 67: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE TIPOS DE FUENTE DE ENERGÍA – SECTOR INDUSTRIAL

Fuente: Elaboración Propia

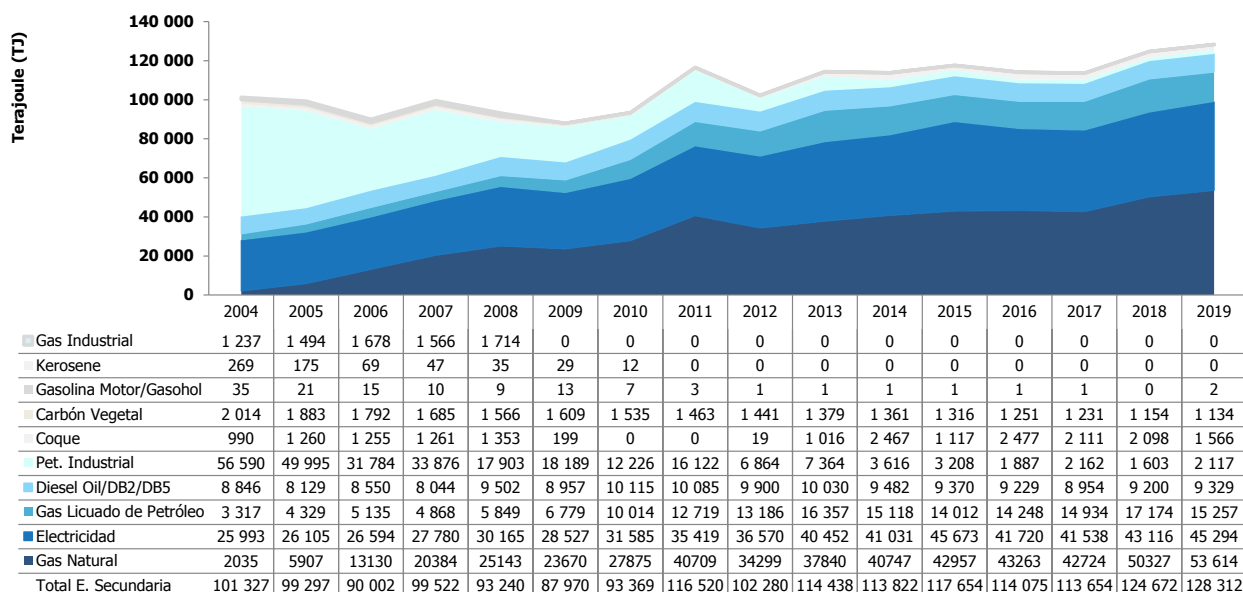
Ilustración 68: EVOLUCIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR INDUSTRIAL

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 69: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS – SECTOR INDUSTRIAL

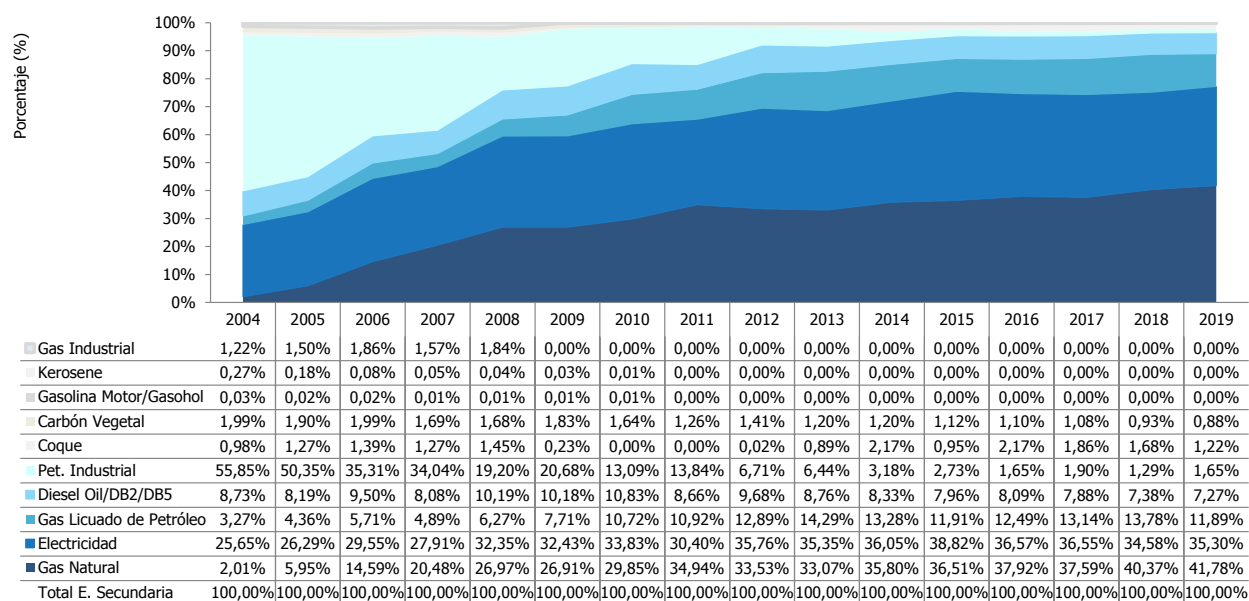
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 70: EVOLUCIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR INDUSTRIAL



Fuente: Elaboración Propia

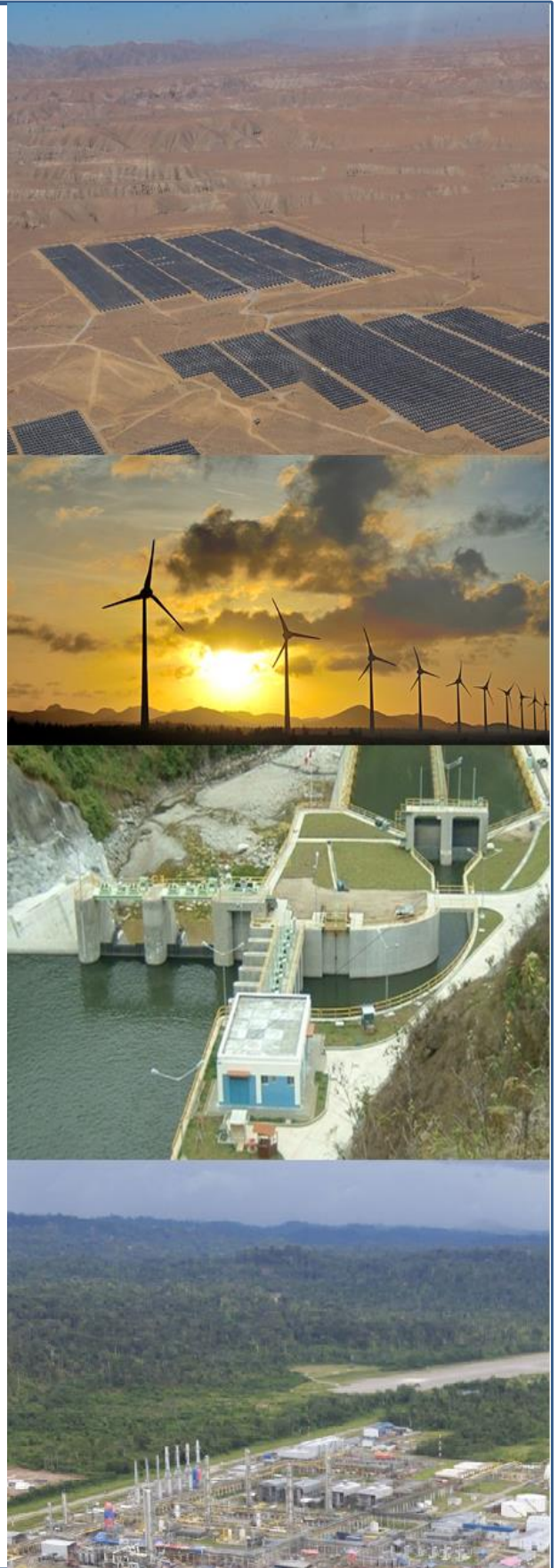
Ilustración 71: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES SECUNDARIAS – SECTOR INDUSTRIAL



Fuente: Elaboración Propia

VII

MATRIZ Y FLUJO DE ENERGIA



VII. MATRIZ Y FLUJO DE ENERGÍA

7.1 MATRIZ DEL BALANCE NACIONAL

Ilustración 72: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2019
(Unidades Originales)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético		ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA																		
		Carbón Mineral	Leña	Bosta y Yareta	Bagazo	Petróleo Crudo	Líquidos de Gas Natural	Gas Natural	Hidro Energía	Solar	Eólica	Biogas	Coque	Carbón Vegetal	GLP	Etanol	Gasohol	Gasolina Motor	Kerosene	Turbo	Biodiesel	Diesel Oil	Diesel B5	Fuel Oil	Gas Refinería	Gas Seco	Otros Energét. Petróleo y Gas	No Energético Petróleo y Gas	Gas Industrial	Energía Eléctrica
		10 ³ ton	10 ³ ton	10 ³ ton	10 ³ ton	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ⁶ pc	GW.h	GW.h	GW.h	10 ⁶ pc	10 ³ ton	10 ³ ton	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ⁶ pc	10 ³ bbl	10 ³ bbl	10 ⁶ m ³	Gwh
OFERTA	1. Producción	181,0	6 519,7	392,2	3 764,3	19 339,1	31 659,2	672 678,9	39 327,6	1 244,6	1 655,0	1 982,5																		
	2. Importación	363,6				38 295,3							105,5	0,2	4 052,7	1 199,5		6 682,5		3 137,2	1 142,6	26 151,0	207,4				662,9		60,1	
	3. Variación de Inventarios	1 018,7				(819,4)		0,0					(47,0)		2 212,3	14,1	725,0	(309,4)		(55,9)	383,8	(1 910,5)	1 222,9				(326,7)			
	4. OFERTA TOTAL	1 563,3	6 519,7	392,2	3 764,3	56 814,9	31 659,2	672 678,9	39 327,6	1 244,6	1 655,0	1 982,5	58,5	0,2	6 264,9	1 213,6	725,0	6 373,1		3 081,3	1 526,4	28 061,5	1 430,3				336,2		60,1	
	5. Exportación	(630,2)				(2 071,7)												(15 691,5)				(1 983,3)	(10 562,0)		(195 877,0)		(92,8)			
	6. No Aprovechada							(177 510,7)				(594,8)													(1 094,2)					
	7. Transferencias														(674,5)	(1 293,6)	10 679,1	(11 175,4)			(2 136,4)	(4 009,8)	(2 775,9)		11 524,6	(138,1)				
	8. Bunkers																			(5 597,3)		(142,2)	(2 733,5)							
	9. OFERTA INTERNA BRUTA	933,1	6 519,7	392,2	3 764,3	54 743,2	31 659,2	495 168,2	39 327,6	1 244,6	1 655,0	1 387,8	58,5	0,2	5 590,5	(80,0)	11 404,1	(20 493,9)		(2 516,1)	(610,0)		21 926,2	(14 641,1)		(196 971,2)	11 524,6	105,3		60,1
TRANSFORMACIÓN	10. Total Transformación	(191,9)	(851,3)		(1 876,5)	(54 743,2)	(31 659,2)	(474 234,9)	(39 327,6)	(832,9)	(1 655,0)	(1 387,8)		188,6	17 567,2	(80,0)	5 178,8	23 335,8		5 434,5	(610,0)		19 630,1	15 181,5	940,7	319 024,7	(11 524,6)	1 924,8		57 038,5
	10.1 Coquerías y Altos Hornos													188,6																
	10.2 Carboneras		(851,3)																											
	10.3 Refinerías					(54 743,2)									2 549,1	(80,0)	5 178,8	12 227,5		5 434,5	(610,0)		19 143,6	16 189,2	940,7		(11 524,6)	1 718,9		
	10.4 Plantas de Gas						(31 659,2)	(474 234,9)							15 018,2			11 108,4					1 679,7		474 234,9		205,9			
	10.5 Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(13,7)			(922,9)				(38 461,5)	(778,9)	(1 655,0)	(1 387,8)											(190,9)	(608,3)		(145 784,1)			54 464,4	
	10.6 Centrales Eléc. (Uso Propio)	(178,3)			(953,6)				(866,1)	(54,0)													(1 002,3)	(399,5)		(9 426,1)			2 574,0	
	11. Consumo Propio Sector Energía							(20 933,3)															(1 002,3)	(399,5)	(940,7)	(33 305,2)			(856,5)	
	12. Pérdidas(transp., distr. y almac.)																												(6 410,8)	
13. Ajustes																														
CONSUMO FINAL	14. CONSUMO FINAL TOTAL	741,2	5 668,4	392,2	1 887,8					411,8			58,5	188,8	23 157,7		16 582,9	2 841,93		2 918,4			41 535,3	478,3		88 748,3		2 030,1		49 831,2
	14.1 Consumo Final No Energético				464,6																						2 030,1			
	14.2 Consumo Final Energético	741,2	5 668,4	392,2	1 423,2					411,8			58,5	188,8	23 157,7		16 582,9	2 841,9		2 918,4			41 535,3	478,3		88 748,3				49.831,2
	Residencial		4 630,8	392,2						249,4				111,0	9 569,2												5 691,9			10 253,4
	Comercial	0,0	262,7							158,9				36,0	917,1		5,7	1,1					599,6	0,1		7 488,5			7 097,8	
	Público		6,0							0,5				0,0	15,2			0,1		19,7			682,2		180,7			2 149,7		
	Transportes														8 172,3		15 759,1	2 723,5		2 898,7			32 678,4	122,7	26 723,2			75,2		
	Agropecuario	0,1	5,3							2,0				0,0	29,0			36,9					316,7		58,8			1 266,2		
	Pesquería		0,8											0,0	3,8			79,7				317,7	6,9	84,7				294,1		
	Minero		0,2							0,2				0,1	612,7		817,9	0,5				2 318,2	4,4	1 691,3				16 107,2		
	Industrial	741,0	762,7		1 423,2					0,7			58,5	41,7	3 838,4		0,1	0,2				1 622,5	344,2		46 829,0				12 587,7	

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 73: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2019
(UNIDAD: TJ)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
		ENERGÍA PRIMARIA											ENERGÍA SECUNDARIA																	TOTAL ENERGÍA	
		Carbón Mineral	Leña	Bosta y Yareta	Bagazo	Petróleo Crudo	Líquidos de Gas Natural	Gas Natural	Hidro Energía	Solar	Eólica	Total E.P	Biogas	Coque	Carbón Vegetal	GLP	Etanol	Gasohol	Gasolina Motor	Turbo	Biodiesel	Diesel B5	Fuel Oil	Gas Refinería	Gas Seco	Otros Energét. Petróleo y Gas	No Energético Petróleo y Gas	Energía Eléctrica	Total E.S		
OFERTA	1. Producción	4 991,7	98 202,7	5 907,8	23 624,6	111 985,9	150 785,8	770 134,9	141 510,2	4 478,3	5 955,2	1 317 577,3	823,0																823,0	1 318 400,3	
	2. Importación	11 104,8				221 754,9						239 859,7	2 824,5 (1 268,8)	5,3	16 108,5	4 057,1		34 110,7	17 457,5	6 052,8	150 371,1	1 275,4					3 838,6	216,1	236 317,6	469 177,3	
	3. Variación de Inventarios	30 261,9				(4 745,1)		0,0				25 516,8			8 793,3	47,7	3 603,3	(1579,4)	(311,2)	2 033,5	10 985,3	7 521,7					(1 891,9)		27 944,1	53 460,9	
	4. OFERTA TOTAL	46 358,4	98 202,7	5 907,8	23 624,6	328 995,7	150 785,8	770 135,0	141 510,2	4 478,3	5 955,2	1 575 953,9	823,0	1 566,2	5,3	24 901,8	4 104,8	3 603,3	32 531,2	17 146,4	8 086,3	161 356,4	8 797,2					1 946,7	216,1	265 084,7	1 841 038,5
	5. Exportación	(18 456,7)				(11 996,4)						(30 453,1)						(80 097,2)			(11 404,0)	(64 961,4)		(224 255,2)		(537,4)		(381 255,2)	(411 708,4)		
	6. No Aprovechada						(203 228,0)					(203 228,0)	(246,9)									(1 252,7)						(1 499,6)	(204 727,7)		
	7. Transferencias														(2 680,8)	(4 375,5)	53 076,9	(57 044,8)		(11 317,8)	(23 057,0)	(17 073,0)			65 031,4	(799,6)	1 759,9	1 759,9			
	8. Bunkers																			(31 147,6)		(817,5)	(16 812,5)					(48 777,7)	(48 777,7)		
	9. OFERTA INTERNA BRUTA	27 901,7	98 202,7	5 907,8	23 624,6	316 999,3	150 785,8	566 906,9	141 510,2	4 478,3	5 955,2	1 342 272,7	576,1	1 566,2	5,3	22 221,0	(270,7)	56 680,2	(104 610,8)	(14 001,3)	(3 231,4)	126 077,8	(90 049,7)		(225 507,9)	65 031,4	609,7	216,1	(164 688,0)	1 177 584,7	
TRANSFORMACIÓN	10. Total Transformación	(5 862,4)	(12 823,1)		(11 776,8)	(316 999,3)	(150 785,8)	(542 940,9)	(141 510,2)	(2 996,8)	(5 955,2)	(1 191 650,6)	(576,1)		5 129,2	69 826,3	(270,7)	25 739,3	119 117,4	30 241,4	(3 231,4)	112 875,3	93 373,3	7 384,1	365 244,2	(65 031,4)	11 146,0	205 238,1	976 205,1	Pérdida Transi	
	10.1 Coquerías y Altos Hornos																														
	10.2 Carboneras		(12 823,1)									(12 823,1)			5 129,2														5 129,2		(7 693,9)
	10.3 Refinerías					(316 999,3)						(316 999,3)				10 132,0	(270,7)	25 739,3	62 414,8	30 241,4	(3 231,4)	110 077,7	99 571,7	7 384,1		(65 031,4)	9 953,6	286 981,1	(30 018,2)		
	10.4 Plantas de Gas						(150 785,8)	(542 940,9)				(693 726,7)			59 694,3			56 702,6			9 658,5			542 940,9		1 192,4	670 188,6	(23 538,1)			
	10.5 Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(417,3)			(5 792,2)			(138 393,8)	(2 802,6)	(5 955,2)		(153 361,2)	(576,1)									(1 097,6)	(3 741,4)		(166 904,9)		195 976,1	23 656,2	(129 705,0)		
	10.6 Centrales Eléc. (Uso Propio)	(5 445,1)			(5 984,6)			(3 116,4)	(194,2)			(14 740,3)										(5 763,3)	(2 457,0)		(10 791,8)		9 262,0	(9 750,1)	(24 490,3)		
	11. Consumo Propio Sector Energía						(134 553,3)															(121,0)	(381,6)	(7 384,1)	(38 130,4)		(3 081,9)	(49 098,9)	(183 652,2)		
	12. Pérdidas(transp., distr. y almac.)																										(23 067,7)	(23 067,7)	(23 067,7)		
	13. Ajustes	0,0							(0,2)			(0,2)															0,0		(0,2)		
CONSUMO FINAL	14. CONSUMO FINAL TOTAL	22 039,2	85 379,6	5 907,8	11 847,8					1 481,7		126 656,2		1 566,2	5 134,5	92 047,3		82 419,5	14 506,6	16 240,1		238 832,1	2 942,0		101 605,9		11 755,7	179 304,6	746 354,7	873 010,9	
	14.1 Consumo Final No Energético				2 916,0						2 916,0																11 755,7		11 755,7	14 671,7	
	14.2 Consumo Final Energético	22 039,2	85 379,6	5 907,8	8 931,8					1 481,7		123 740,2		1 566,2	5134,5	92 047,3		82 419,5	14 506,6	16 240,1		238 832,1	2 942,0		101 605,9			179 304,6	734 599,0	858 339,2	
	Residencial		69 750,9	5 907,8					897,5		76 556,1				3.020	38 035,8									6 516,5		36 894,1	84 466,6	161 022,7		
	Comercial	0,4	3 956,9						571,8		4 529,1				978	3 645,4		28,6	5,4			3 447,7	0,5		8 573,5		25 539,5	42 218,9	46 748,0		
	Público		90,0						1,9		91,8				1	60,2			0,6	109,9		3 922,9			206,9		7 735,0	12 036,2	12 128,0		
	Transportes														-	32 483,1		78 325,2	13 901,9	16 130,3		205 154,61	754,7		30 594,8		270,7	377 615,2	377 615,2		
	Agropecuario	3,7	79,8						7,3		90,9				0	115,2			188,1			1 821,0			67,4		4 556,0	6 747,8	6 838,6		
	Pesquería		11,4								11,4				0,2	15,2						1 826,8	42,5		97,0		1 058,3	3 446,9	3 458,3		
	Minero		2,7						0,8		3,4				1,5	2 435,3		4 065,3	2,4			13 329,6	27,1		1 936,3		57 957,4	79 755,0	79 758,5		
	Industrial	22 035,1	11 488,0		8 931,8				2,4		42 457,4		1 566,2	1 133,6	15 257,1		0,5	1,2				9 329,5	2 117,3		53 613,5		45 293,5	128 312,4	170 769,8		
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA														5 129,2	69 826,3		25 739,3	119 117,4	30 241,4		119 736,1	99 571,7	7 384,1	542 940,9	(61 797,9)	11 146,0	205 238,1				

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 74: BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2019
(UNIDAD: 10³ TEP)

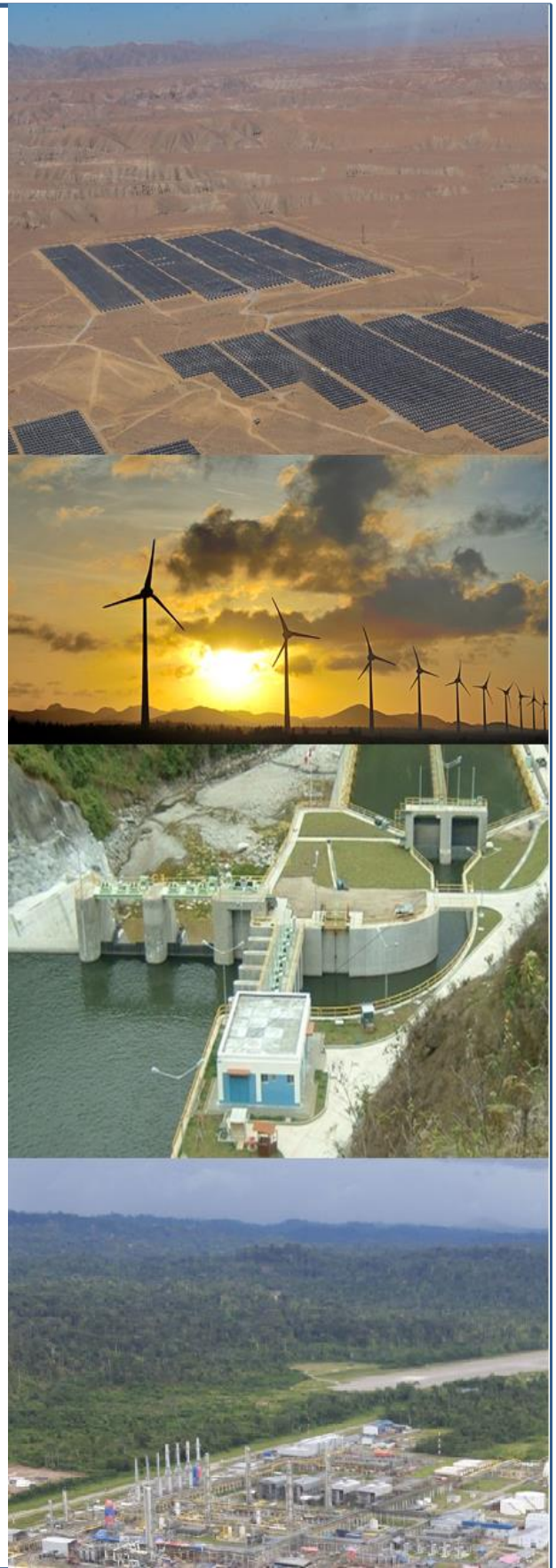
DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético			ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA																TOTAL ENERGÍA		
			Carbón Mineral	Leña	Bosta y Yareta	Bagazo	Petróleo Crudo	Líquidos de Gas Natural	Gas Natural	Hidro Energía	Solar	Eólica	Total E.P	Biogas	Coque	Carbón Vegetal	GLP	Etanol	Gasohol	Gasolina Motor	Turbo	Biodiesel	Diesel B5	Fuel Oil	Gas Refinería	Gas Seco	Otros Energét. Petróleo y Gas	No Energético Petróleo y Gas		Energía Eléctrica	Total E.S
OFERTA	1.	Producción	119,3	2 347,1	141,2	564,6	2 676,5	3 603,9	18 406,7	3 382,2	107,0	142,3	31 490,8	19,7															19,7	31 510,5	
	2.	Importación	265,4				5 300,1						5 565,5		67,5	0,1	385,0	97,0		815,3	417,2	144,7	3 594,0	30,5				91,7	5,2	5 648,1	11 213,6
	3.	Variación de Inventarios	723,3				(113,4)		0,0				609,9		(30,1)		210,2	1,1	86,1	(37,7)	(7,4)	48,6	262,6	179,8				(45,2)		667,9	1 277,7
	4.	OFERTA TOTAL	1 108,0	2 347,1	141,2	564,6	7 863,2	3 603,9	18 406,7	3 382,2	107,0	142,3	37 666,2	19,7	37,4	0,1	595,2	98,1	86,1	777,5	409,8	193,3	3 856,5	210,3				46,5	5,2	6 335,7	44 001,9
	5.	Exportación	(441,1)				(286,7)						(727,8)						(1 914,4)			(272,6)	(1 552,6)		(5 359,8)		(12,8)		(9 112,2)	(9 840,1)	
	6.	No Aprovechada							(4 857,3)				(4 857,3)	(5,9)											(29,9)				(35,8)	(4 893,1)	
	7.	Transferencias														(64,1)	(104,6)	1 268,6	(1 363,4)		(270,5)	(551,1)	(408,1)			1 554,3	(19,1)	42,1	42,1		
	8.	Bunkers																		(744,4)		(19,5)	(401,8)					(1 165,8)	(1 165,8)		
	9.	OFERTA INTERNA BRUTA	666,9	2 347,1	141,2	564,6	7 576,5	3 603,9	13 549,4	3 382,2	107,0	142,3	32 081,1	13,8	37,4	0,1	531,1	(6,5)	1 354,7	(2 500,3)	(334,6)	(77,2)	3 013,3	(2 152,2)		(5 389,8)	1 554,3	14,6	5,2	(3 936,1)	28 144,9
TRANSFORMACIÓN	10.	Total Transformación	(140,1)	(306,5)		(281,5)	(7 576,5)	(3 603,9)	(12 976,6)	(3 382,2)	(71,6)	(142,3)	(28 481,1)	(13,8)		122,6	1 668,9	(6,5)	615,2	2 847,0	722,8	(77,2)	2 697,8	2 231,7	176,5	8 729,5	(1 554,3)	266,4	4 905,3	23 331,9	(5 149,3)
	10.1	Coquerías y Altos Hornos														122,6													122,6	(183,9)	
	10.2	Carboneras		(306,5)									(306,5)																		
	10.3	Refinerías				(7 576,5)							(7 576,5)				242,2	(6,5)	615,2	1 491,8	722,8	(77,2)	2 630,9	2 379,8	176,5	(1 554,3)	237,9		6 859,0	(717,5)	
	10.4	Plantas de Gas					(3 603,9)	(12 976,6)					(16 580,5)				1 426,7			1 355,2			230,8			12 976,6	28,5		16 017,9	(562,6)	
	10.5	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(10,0)			(138,4)				(3 307,7)	(67,0)	(142,3)	(3 665,4)	(13,8)									(26,2)	(89,4)		(3 989,1)		4 683,9	565,4	(3 100,0)	
	10.6	Centrales Eléc. (Uso Propio)	(130,1)			(143,0)				(74,5)	(4,6)		(352,3)										(137,7)	(58,7)		(257,9)		221,4	(233,0)	(585,3)	
	11.	Consumo Propio Sector Energía									1	11	(3 215,9)										(2,9)	(9,1)	(176,5)	(911,3)		(73,7)	(1 173,5)	(4 389,4)	
	12.	Pérdidas(transp., distr. y almac.)																										(551,3)	(551,3)	(551,3)	
	13.	Ajustes	(0,0)								(0,0)		(0,0)															0,0	0,0	0,0	
CONSUMO FINAL	14.	CONSUMO FINAL TOTAL	526,8	2 040,6	141,2	283,2				35,4		3 027,2		37,4	122,7	2 200,0		1 969,9	346,7	388,1		5 708,2	70,3		2 428,4		281,0	4 285,5	17 838,3	20 865,5	
	14.1	Consumo Final No Energético				69,7						69,7															281,0		281,0	325,5	
	14.2	Consumo Final Energético	526,8	2 040,6	141,2	213,5				35,4		2 957,5		37,4	122,7	2 200,0		1 969,9	346,7	388,1		5 708,2	70,3		2 428,4			4 285,5	17 057,9	20 514,8	
		Residencial		1 667,1	141,2					21,5		1 829,7			72,2	909,1										155,7		881,8	2 018,8	3 848,5	
		Comercial	0,0	94,6						13,7		108,2			23,4	87,1		0,7	0,1					82,4	0,0		204,9		610,4	1 009,1	1 117,3
		Público		2,1						0,0		2,2			0,0	1,4			0,0	2,6			93,8			4,9		184,9	287,7	289,9	
		Transportes														776,4		1 872,0	332,3	385,5		4 903,3	18,0		731,2		6,5	9 025,2	9 025,2		
		Agropecuario	0,1	1,9						0,2		2,2			0,0	2,8			4,5			43,5			1,6		108,9	161,3	163,4		
		Pesquería		0,3								0,3			0,0	0,4			9,7			43,7	1,0		2,3		25,3	82,4	82,7		
		Minero		0,1						0,0		0,1			0,0	58,2		97,2	0,1			318,6	0,6		46,3		1 385,2	1 906,2	1 906,3		
		Industrial	526,7	274,6		213,5				0,1		1 014,8		37,4	27,1	364,7		0,0	0,0				223,0	50,6		1 281,4		1 082,5	3 066,7	4 081,5	

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA	1 668,9	615,2	2 847,0	722,8	2 861,8	2 379,8	12 976,6	266,4	4 905,3
----------------------------------	---------	-------	---------	-------	---------	---------	----------	-------	---------

Fuente: Elaboración Propia

VIII

IMPACTO AMBIENTAL



VIII. IMPACTO AMBIENTAL

8.1 FACTORES DE EMISIONES

En esta edición del BNE 2019, se presentan las emisiones generadas por la transformación de energía primaria en secundaria, principalmente en el caso de la generación de electricidad y la producción de carbón vegetal a partir de la leña. Esto incluye todas las emisiones que genera el consumo final, con excepción del CO₂ producido por la combustión de biomasa.

Para el cálculo de las emisiones se utilizó el método de tecnologías del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), herramienta utilizada por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), y que toma de referencia los factores de emisión por defecto de cada energético, estimado por el IPCC en las Directrices 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

El método de tecnologías del IPCC utiliza el consumo de energía de las actividades desarrolladas con cada fuente, y se multiplican por los factores de contaminación que corresponde a cada tecnología y contaminante. De esta manera, se obtienen las diversas emisiones, como son de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O).

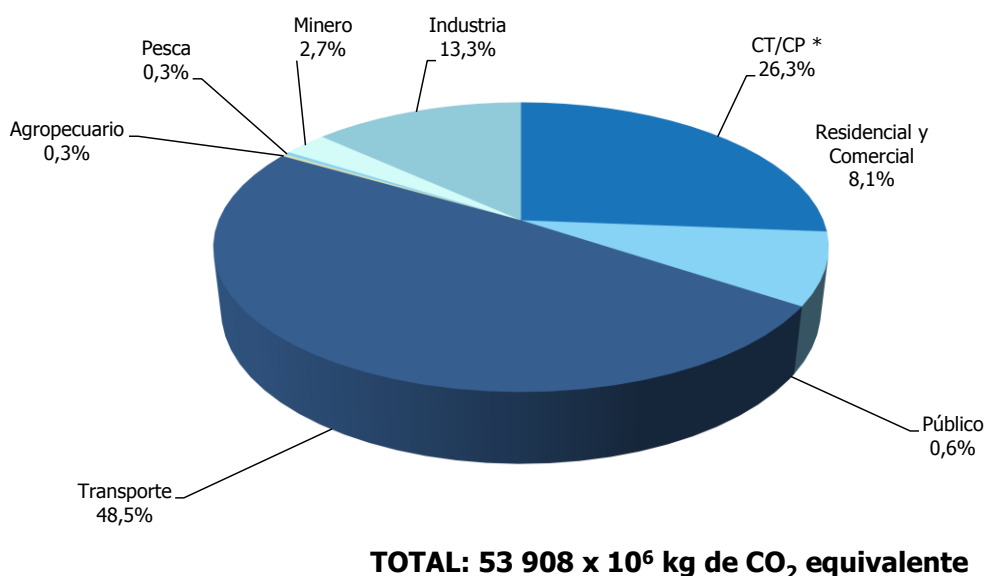
Respecto, a las emisiones producidas por el uso del gasohol y diesel B5, se corrigen los valores de emisión, contabilizando por separado las emisiones que corresponden a su componente biocombustible, incluyendo estos últimos dentro de las emisiones de biomasa.

Cabe indicar, que de forma informativa se ha incluido estimaciones sobre la emisión generada por la actividad Bunker, es decir, que no se incluyen en la suma total de emisiones, dado que no se considerada como un consumo dentro del territorio nacional.

8.2 EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTE

En el 2019, la emisión total de CO₂ equivalente fue de 53 908 x 10⁶ kg, donde el sector transporte tiene la mayor participación en un 48,5%, seguido de los centros de transformación y consumo propio en 26,3%.

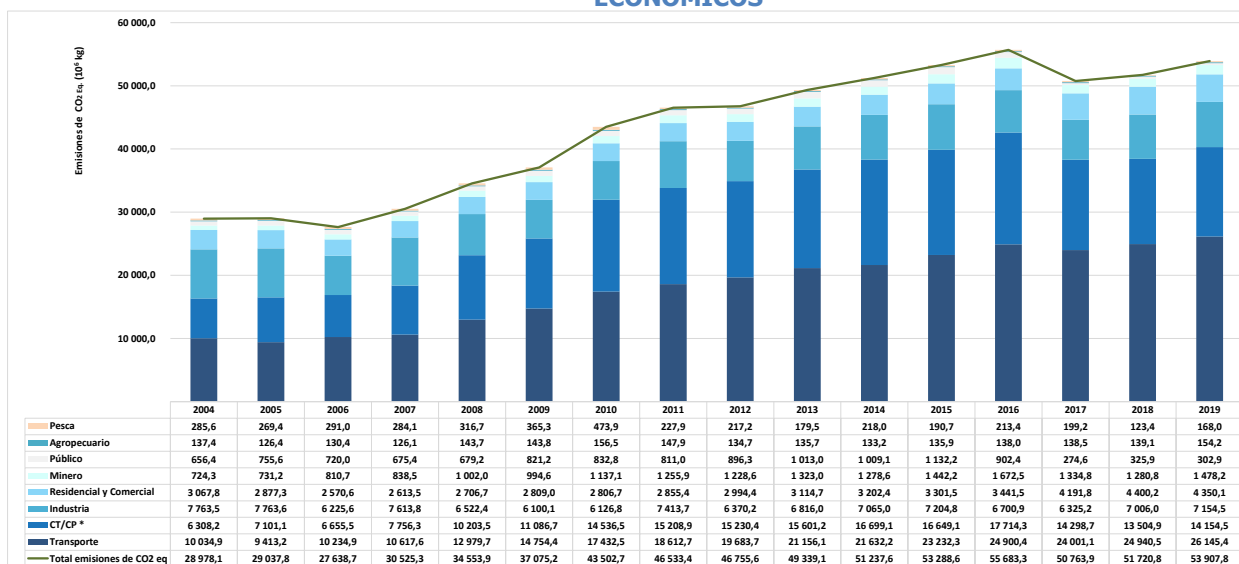
Ilustración 75: PARTICIPACIÓN DE SECTORES EN EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTE



Fuente: Elaboración Propia

Estas emisiones fueron generadas por las siguientes actividades: la transformación de energía primaria a secundaria, el consumo propio de los centros de transformación, y el consumo final de los sectores económicos. En la siguiente ilustración se visualiza una caída en el año 2017, esto se debe principalmente a la separación de las emisiones denominada bunker del sector transporte y a la disminución de la demanda de gas natural en el sector eléctrico.

Ilustración 76: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTE GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA A SECUNDARIA, CONSUMO PROPIO Y SECTORES ECONÓMICOS



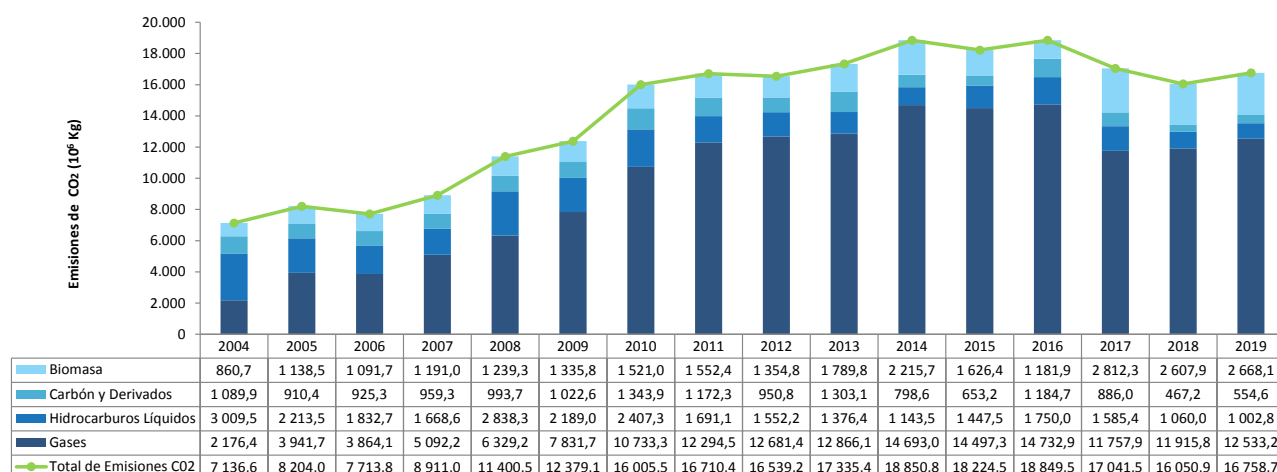
*Centro de Transformación (CT) / Consumo propio (CP)

Fuente: Elaboración Propia

8.3 EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

En el caso de las emisiones de dióxido de carbono, durante el año 2019 se generaron 16 758,7 millones de kilogramos de CO₂ por la transformación de energía primaria a secundaria (sin considerar las emisiones de biomasa) y el consumo propio. Cabe señalar, que el crecimiento sostenido de estas emisiones dentro del periodo del 2004 al 2019, se debe principalmente al uso de gas natural en el proceso de generación de electricidad.

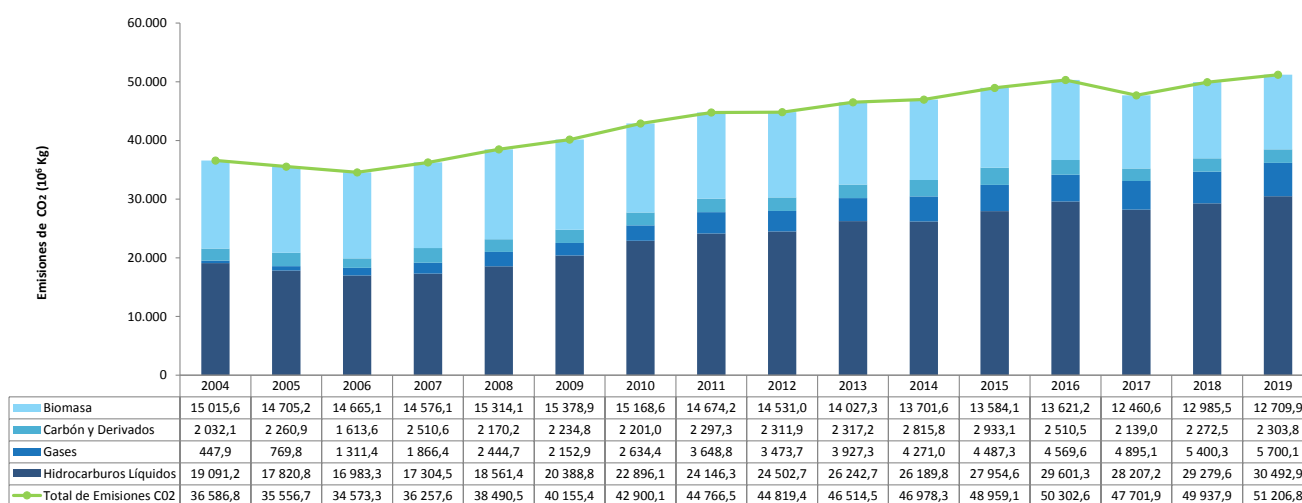
Ilustración 77: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO₂ GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO



Fuente: Elaboración Propia

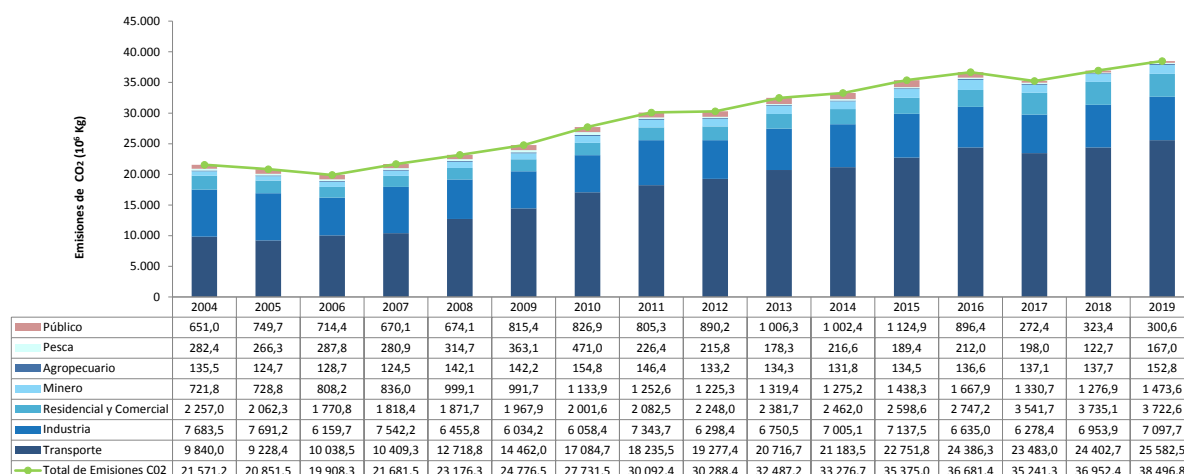
Por otro lado, en el año 2019, las emisiones generadas por el consumo final de energía sin incluir biomasa, alcanzaron el valor de 38 496,8 millones de kilogramos de CO₂. Asimismo, en el periodo del 2004 al 2019 se observa que estas emisiones provienen principalmente de los hidrocarburos líquidos.

Ilustración 78: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO₂ GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA



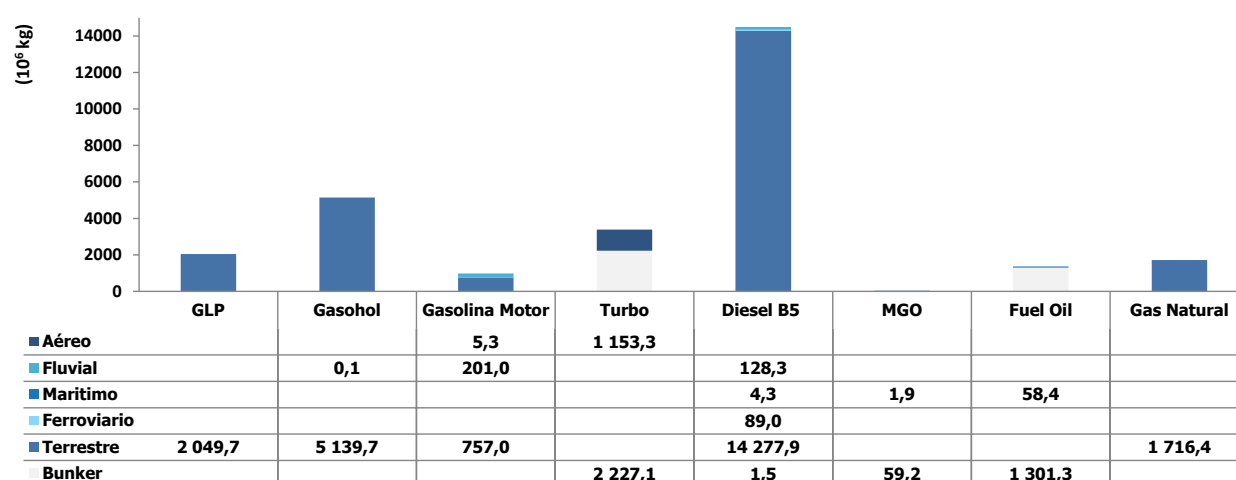
Fuente: Elaboración Propia

En la siguiente ilustración se puede apreciar que, desde el año 2006 existe un crecimiento intensivo de las emisiones en el consumo final de energía, como reflejo principal del consumo en el sector transporte (no incluye las emisiones por biomasa).

Ilustración 79: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO₂ GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS

Fuente: Elaboración Propia

Dentro del sector transporte (sin bunker), la mayor emisión es generada por el modo terrestre, dado al uso intensivo del combustible Diesel B5; esta combinación emitió en el 2019 la cantidad de 14 277,9 millones de kg de CO₂, representando una participación de 55,8% del total.

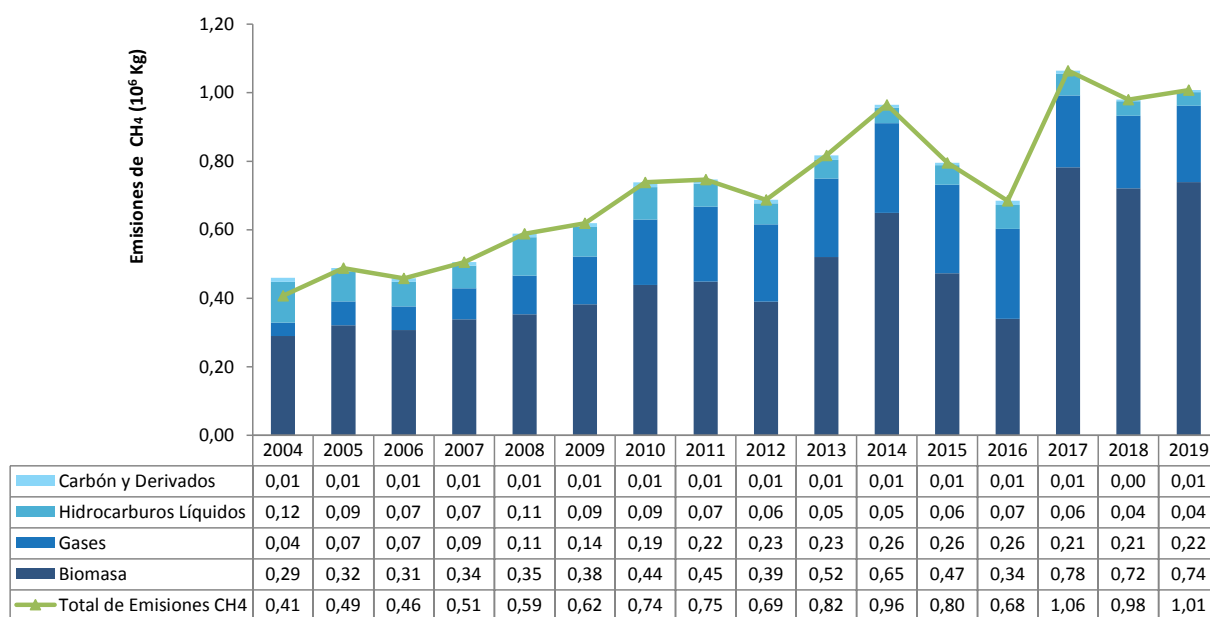
Ilustración 80: EMISIONES DE CO₂ GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2019

Fuente: Elaboración propia

8.4 EMISIONES DE METANO (CH₄)

En el caso de las emisiones de metano, durante el año 2019, la transformación de energía primaria (incluida la biomasa) a secundaria y el consumo propio generaron 1,01 millones de kilogramos de CH₄. Cabe señalar, que casi la totalidad de estas emisiones dentro del periodo del 2004 al 2019, ha sido producto de la transformación de leña para la producción de carbón vegetal, y el uso de gas natural para la producción de electricidad.

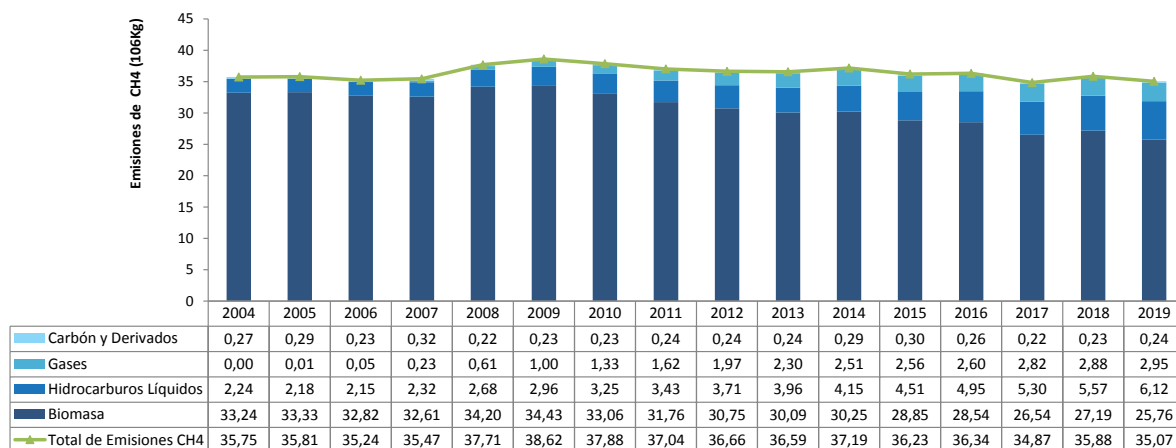
Ilustración 81: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH₄ GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO



Fuente: Elaboración Propia

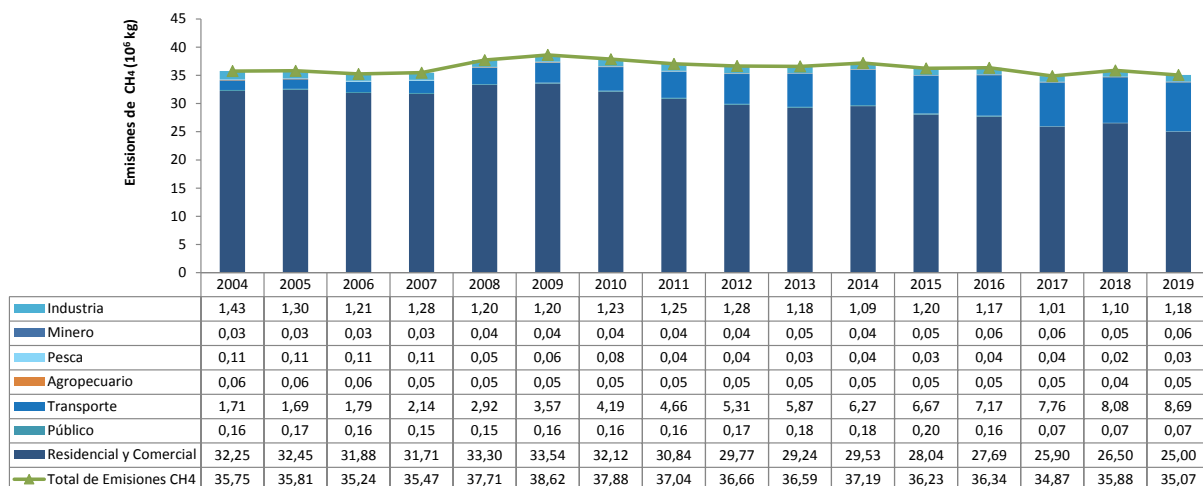
Por otro lado, en el 2019, las emisiones generadas por el consumo final de fuentes de energía, incluyendo la biomasa, alcanzaron el valor de 35,07 millones de kilogramos de CH₄. Asimismo, en el periodo del 2004 al 2019 se observa que estas emisiones provienen principalmente del uso de la biomasa.

Ilustración 82: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH₄ GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA



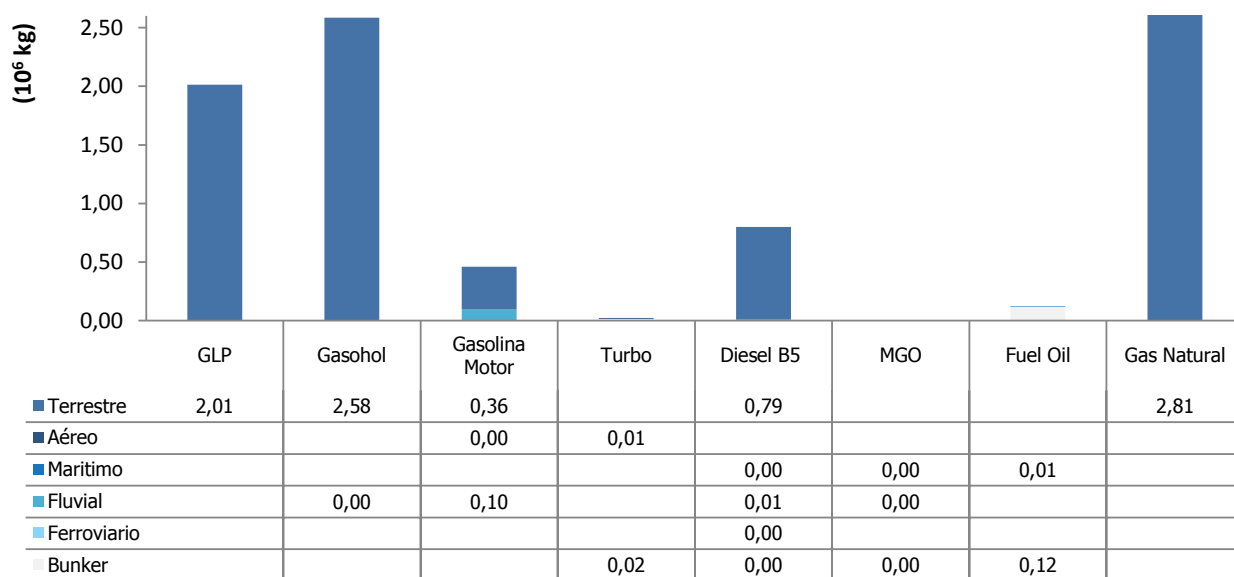
Fuente: Elaboración Propia

Asimismo, debido al alto uso de biomasa, se observa una alta participación de emisiones por parte de los sectores residencial y comercial, que alcanzó un valor de 25,00 millones de kilogramos de CH₄ en el 2019. La siguiente actividad con mayor emisión fue el sector transporte con 8,69 millones de kilogramos de CH₄. La predominancia del sector residencial y comercial se ha mantenido dentro del periodo de 2004 a 2019, aunque la emisión del sector transporte continúa en crecimiento.

Ilustración 83: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CH₄ GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS

Fuente: Elaboración Propia

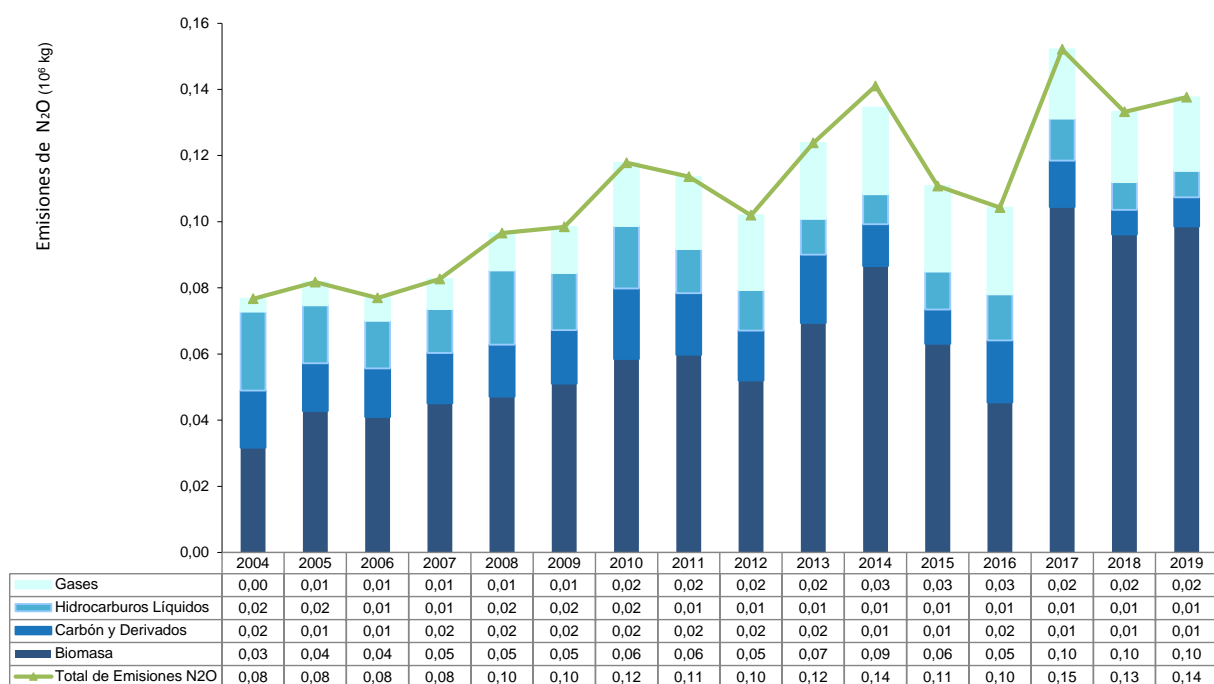
En caso del sector transporte, la mayor emisión es generada por el modo terrestre que usa los combustibles de Gas Natural, Gasohol y Gas Licuado de Petróleo (GLP). En el año 2019, su uso emitió 2,81 millones de kilogramos de CH₄, 2,58 millones de kilogramos de CH₄, y 2,01 millones de kilogramos de CH₄, respectivamente.

Ilustración 84: EMISIONES DE CH₄ GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2019

Fuente: Elaboración propia

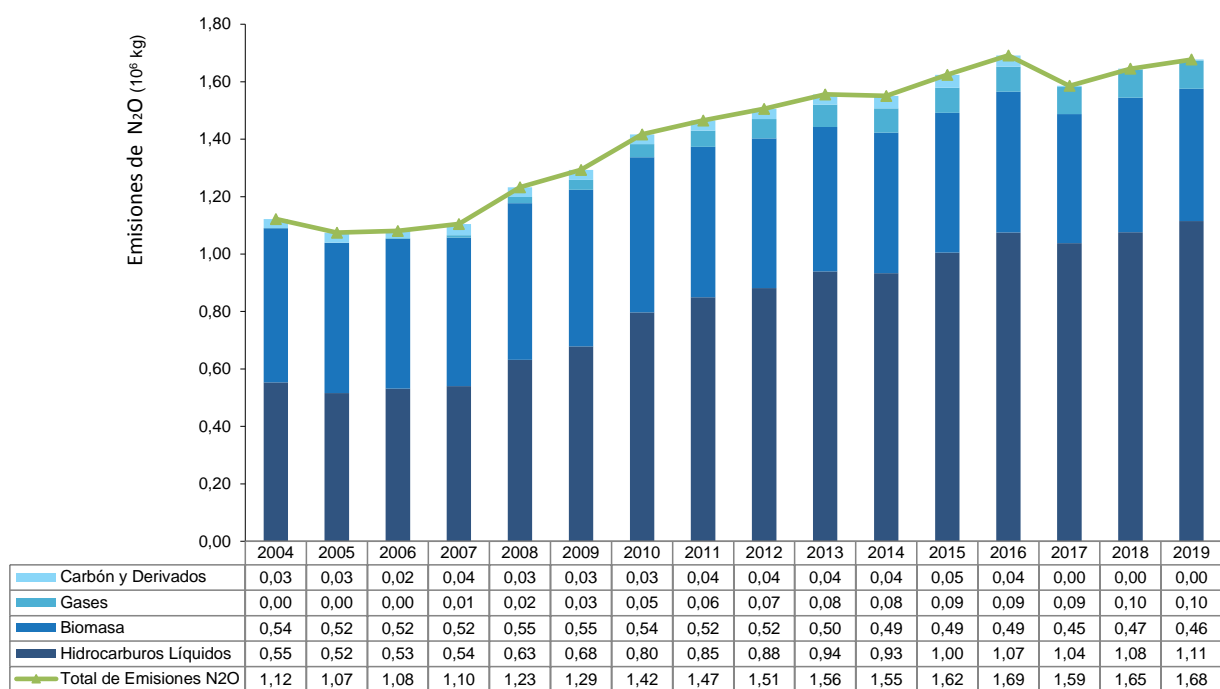
8.5 EMISIONES DE ÓXIDO NITROSO (N₂O)

Para el periodo 2004-2019, las emisiones de N₂O, provenientes de la transformación de energía primaria (incluida la biomasa) a secundaria y el consumo propio, se incrementaron de 0,08 a 0,14 millones de kilogramos, explicándose este incremento por la formación de N₂O a altas temperaturas en la combustión del gas para la generación de electricidad.

Ilustración 85: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N₂O GENERADAS POR LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN SECUNDARIA Y EL CONSUMO PROPIO

Fuente: Elaboración Propia

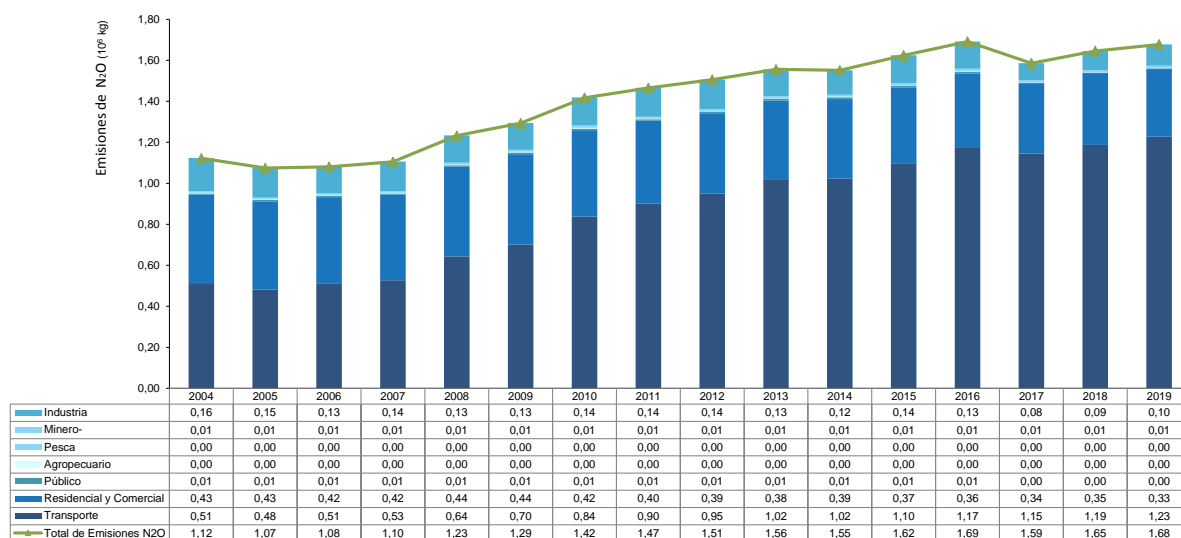
En los consumos finales, las emisiones de N₂O se deben básicamente al uso de hidrocarburos líquidos en el sector transporte. En el periodo de 2004-2019, las emisiones de N₂O, se incrementaron de 1,12 a 1,68 millones de kilogramos.

Ilustración 86: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N₂O GENERADAS POR EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA

Fuente: Elaboración Propia

También se puede apreciar que hubo un crecimiento intensivo de emisiones de N₂O en el consumo final, como reflejo principal del consumo del sector transporte.

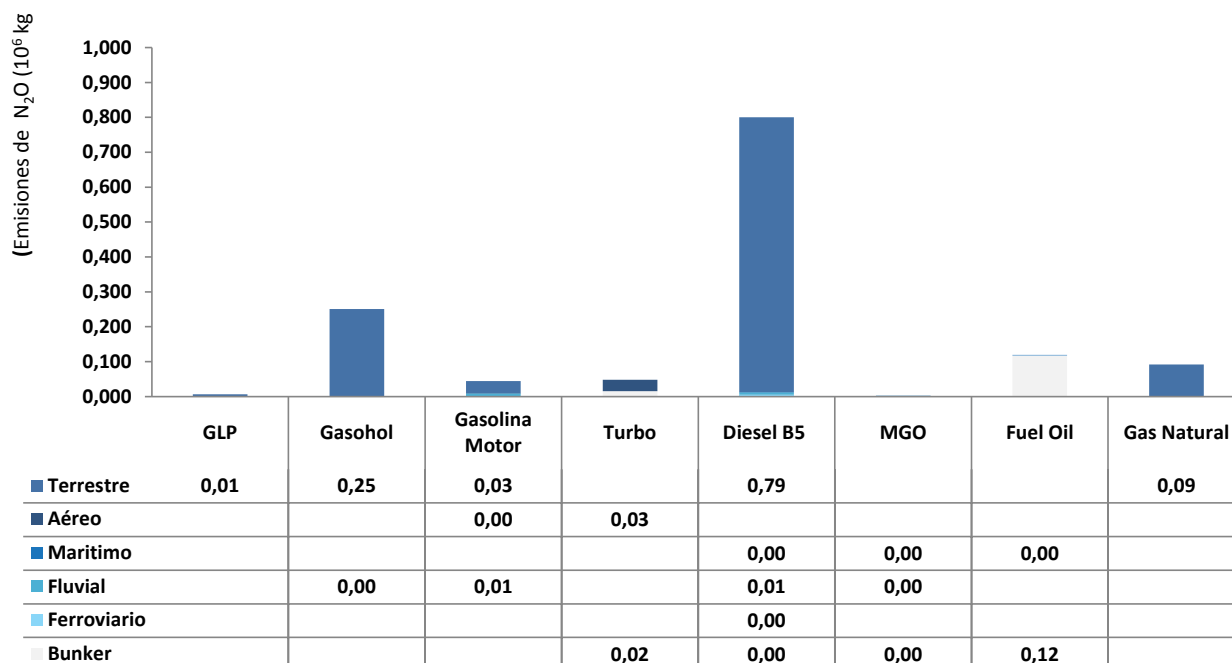
Ilustración 87: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE N₂O GENERADAS POR SECTORES ECONÓMICOS



Fuente: Elaboración Propia

Al respecto, la mayor emisión es generada por el modo terrestre que usa el combustible Diesel y Gasohol, los cuales emitieron en el 2019, la cantidad de 0,72 millones de kilogramos de N₂O, y de 0,25 millones de kilogramos de N₂O, respectivamente.

Ilustración 88: EMISIONES DE N₂O GENERADAS POR EL SECTOR TRANSPORTE 2019



Fuente: Elaboración propia

IX

INDICADORES ECONÓMICOS ENERGÉTICOS



IX. INDICADORES ECONÓMICOS ENERGÉTICOS

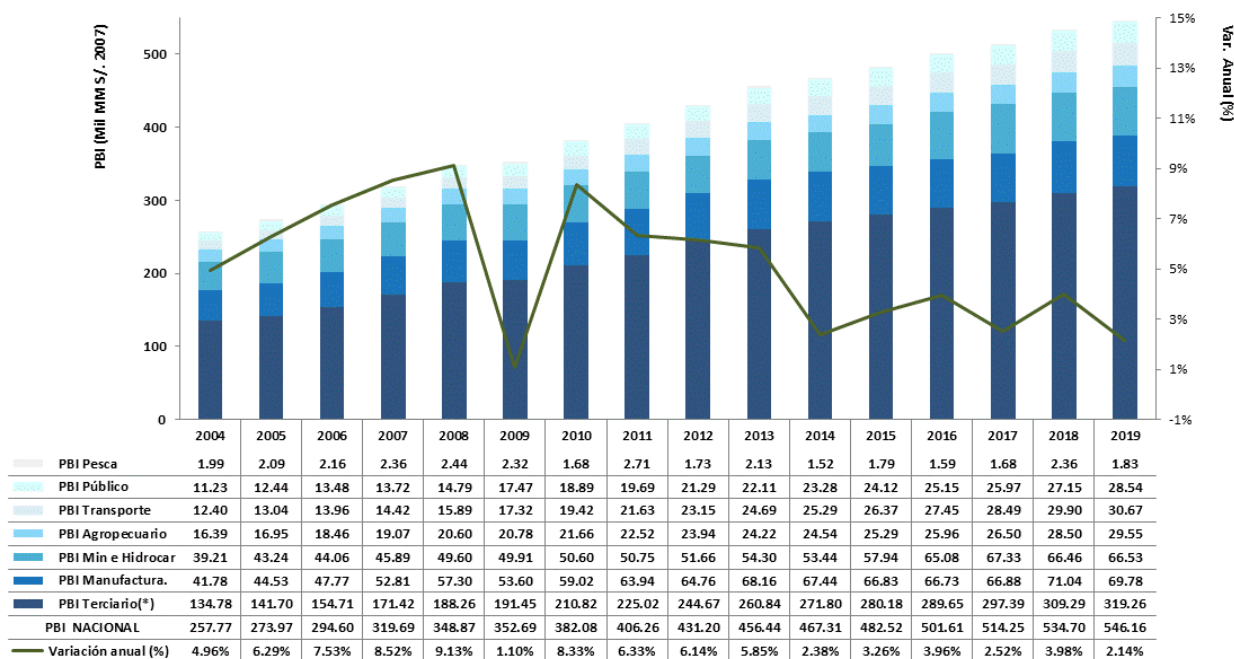
9.1 INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

9.1.1 PBI Nacional y Sectorial

Desde el año 2004 hasta la actualidad, la actividad económica nacional⁹ ha presentado tasas de crecimiento positivas con una variación promedio anual de 5,1%. Mientras que, en el año 2019, la actividad económica alcanzó un valor de 546,2 mil millones de Soles a precios constantes de 2007, representando un crecimiento de 2,1% en relación al año 2018.

Al respecto, el aporte de los sectores económicos que mostraron crecimiento respecto al año anterior, fueron: el Sector Terciario con 319,3 mil millones de Soles (3,2%), el Sector Agropecuario con 29,6 mil millones de Soles (3,7%), el Sector Transporte con 30,7 mil millones de Soles (2,6%), el Sector Minería e Hidrocarburos con 66,5 mil millones de Soles (0,1%) y el Sector Público con 28,5 millones de Soles (5,1%). El aporte del Sector Manufactura con 69,8 mil millones de Soles y el Sector Pesca con 1,8 millones de Soles, con valores menores en 1,8% y 22,3%, respectivamente, en referencia al año anterior.

Ilustración 89: EVOLUCIÓN DEL PBI NACIONAL Y SECTORIAL



Fuente: Elaboración Propia / INEI

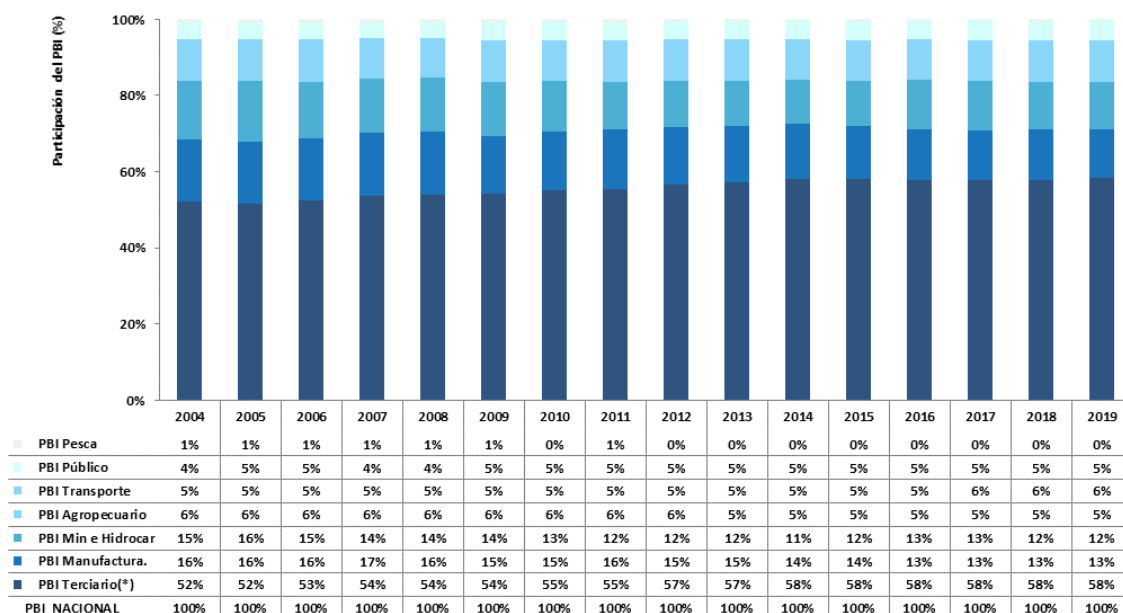
(*) Electricidad, Gas, Agua, Construcción, Comercial, Otros Servicios e Impuestos

En ese sentido, el mayor aporte al PBI correspondió al sector terciario, con un 58% de participación dentro de la composición sectorial de dicho indicador. Los siguientes sectores con mayor participación fueron el sector manufactura con 13%, y luego el sector Minero e Hidrocarburos con 12%.

En general, la participación de los sectores dentro de la composición del PBI se ha mantenido estable a lo largo del horizonte de análisis.

⁹ Medida como el Producto Bruto Interno (PBI) a precios constantes del 2007.

Ilustración 90: EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN SECTORIAL DEL PBI



Fuente: Elaboración Propia / INEI

(*) Electricidad, Gas, Agua, Construcción, Comercial, Otros Servicios e Impuestos

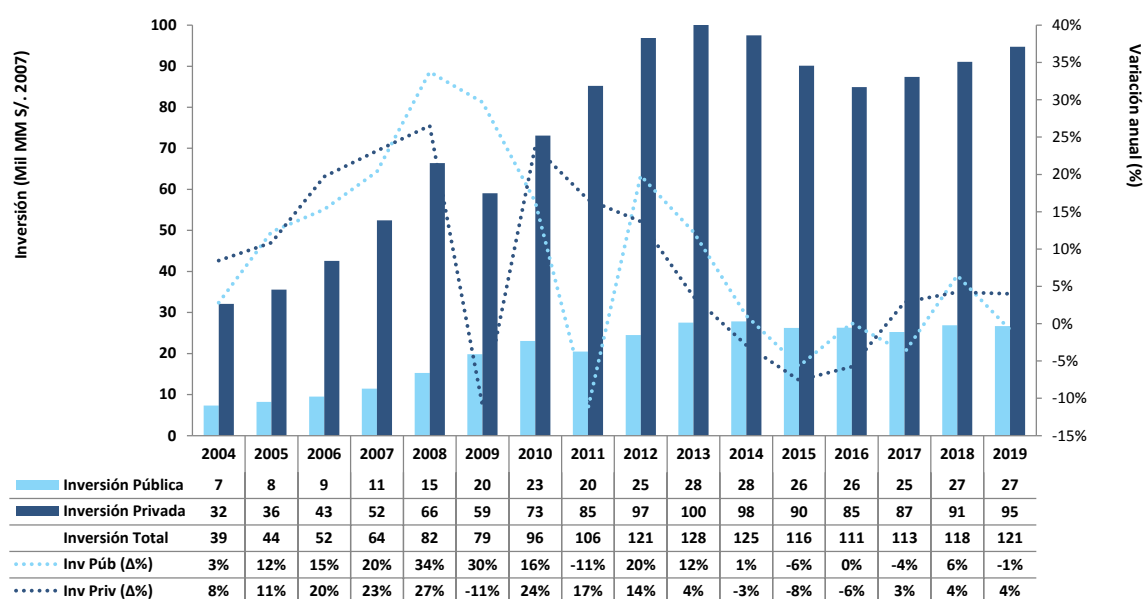
9.1.2 Inversión Pública y Privada

En el año 2019 la inversión nacional total alcanzó un valor de 121,4 mil millones de Soles, cifra mayor en 3% respecto al año anterior.

Del valor antes indicado, 94,7 mil millones de Soles correspondió a la inversión privada y 26,7 mil millones de Soles a la inversión pública, representando el 78% y 22% de la inversión nacional, respectivamente. Asimismo, la inversión privada fue 4% mayor y la inversión pública fue 1% menor respecto al año anterior.

Cabe señalar, que a lo largo del horizonte de análisis, tanto las inversiones privadas como públicas han mostrado tasas de crecimiento positivas y negativas, con un crecimiento promedio anual de 7% y 9%, respectivamente.

Ilustración 91: EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN PÚBLICO-PRIVADA



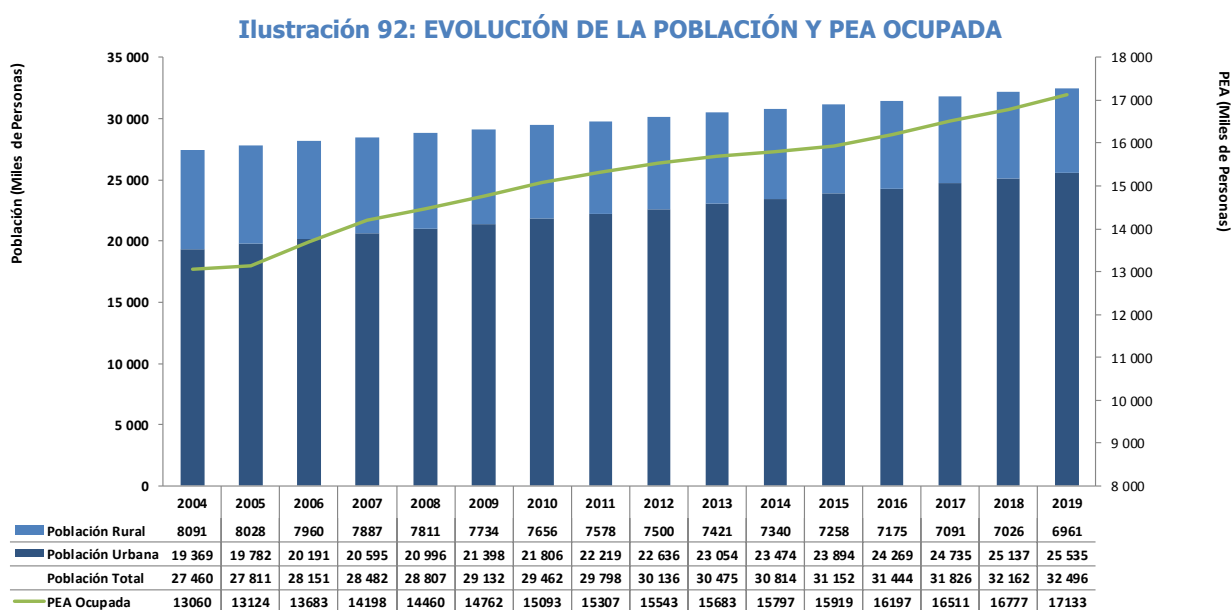
Fuente: Elaboración Propia / INEI

9.1.3 Población Urbano-Rural y PEA Ocupada

Para el año 2019 la población total a nivel nacional fue de 32 496 miles de habitantes, de los cuales 25 535 miles son población urbana y 6 961 miles población rural.

Durante el periodo de análisis, la población urbana ha mostrado una tendencia creciente a una tasa media anual de 1,9%; al contrario de la población rural, que ha mostrado una tendencia decreciente a una tasa de 1,0%.

Por otro lado, en el 2019, la Población Económicamente Activa (PEA) ocupada fue de 17 133 miles de habitantes, siendo 2,1% mayor al registrado el año anterior. Este indicador ha mostrado una tasa media anual de crecimiento de 1,8%, entre el periodo del año 2004 al 2019.



Fuente: Elaboración Propia / INEI

9.1.4 PBI Energético.

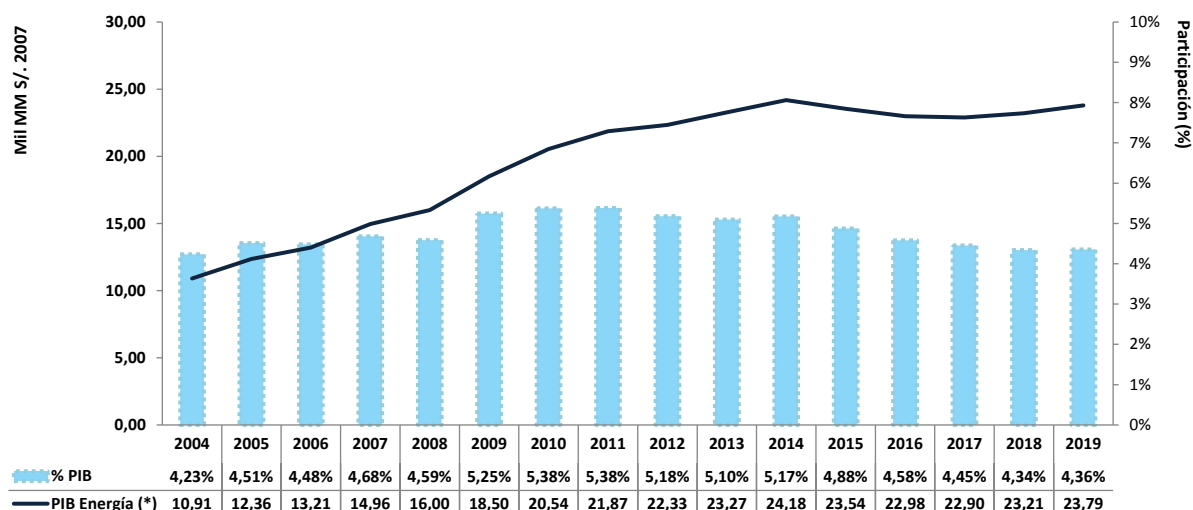
Desde el año 2004 hasta la actualidad, la actividad económica del sector energía¹⁰ ha presentado tasas de crecimiento positivas con una variación promedio anual de 5,7%.

En caso del año 2019, la actividad económica del sector alcanzó un valor de 23,8 mil millones de soles a precios constantes de 2007, representando un crecimiento de 2,5% en relación al año 2018.

Al respecto, el aporte de dicho sector al PIB nacional fue menor en relación al año anterior, pasando de 4,34% a 4,36%.

¹⁰ Con la finalidad de contar con una variable macroeconómica que represente el nivel de actividad del sector energía (Electricidad, Gas, Hidrocarburos y biomasa), se construyó el PBI energético a partir de la información sectorial otorgada por el INEI. Esta variable se mide en soles a precios constantes del 2007.

Ilustración 93: PBI Energía



Fuente: Elaboración Propia / INEI
 (*) Electricidad, Gas, Hidrocarburos y Biomasa

9.2 INDICADORES ENERGÉTICOS

9.2.1 Intensidad Energética

La intensidad energética (IE) es la relación entre la energía consumida por unidad de producto interno bruto de una economía. Este es obtenido al dividir la cantidad de fuentes energéticas consumida por los diversos sectores económicos y el valor del PBI.

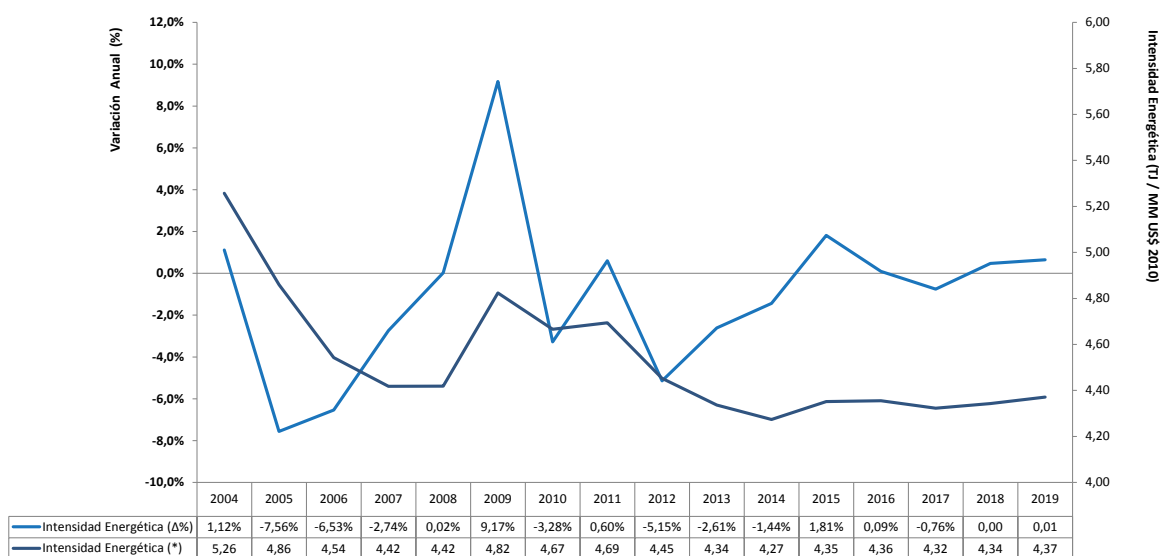
Por otro lado, la IE ha sido considerada, tradicionalmente, como un indicador macroeconómico de eficiencia energética; sin embargo, dicha premisa no es del todo correcta ya que ello implicaría que todas aquellas economías con baja IE estarían contando con altos niveles de eficiencia energética. Por lo tanto, no es correcto afirmar que los aumentos o reducciones de la IE son determinadas únicamente por variaciones en la eficiencia de un país, ya sea por: mejoras tecnológicas, mejoras en los hábitos de consumo, mejoras en las políticas públicas referidas a la eficiencia o en buenas prácticas; sino que también dicho indicador está determinado por otros factores, tales como: la estructura de la economía; tamaño del país; tipo de clima y la devaluación del tipo de cambio.

Asimismo, dado que este indicador relaciona la energía y la producción nacional de bienes y servicios, el cálculo de la cantidad de fuentes energéticas antes mencionada corresponde a la suma del consumo final de energía a nivel nacional y el consumo de la actividad denominada Bunker.

Como resultado, en el año 2019, la IE fue 4,27 TJ/MM US\$ (dólares del año 2010). Es decir, que se consumió 4,27 TJ de energía para producir 1 millón de US\$ del PBI. Este valor fue 0,6% mayor al registrado el año anterior.

Cabe precisar, que entre el año 2004 y 2019, el valor de IE presentó una reducción significativa, de 5,26 a 4,37 TJ/MM US\$ (dólares del año 2010), decreciendo a una tasa media anual de 1,2%. Existen diversos factores asociados a las mejoras de eficiencia energética que han contribuido a la reducción de este indicador, tales como: el uso de equipos energéticos más eficientes (realizan el mismo trabajo con menos energía), el consumo de fuentes energéticas más eficientes, la disminución de pérdidas en los centros de transformación de energía, disminución de pérdidas en el transporte y distribución de energía hasta el consumidor final, entre otros.

Ilustración 94: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA NACIONAL

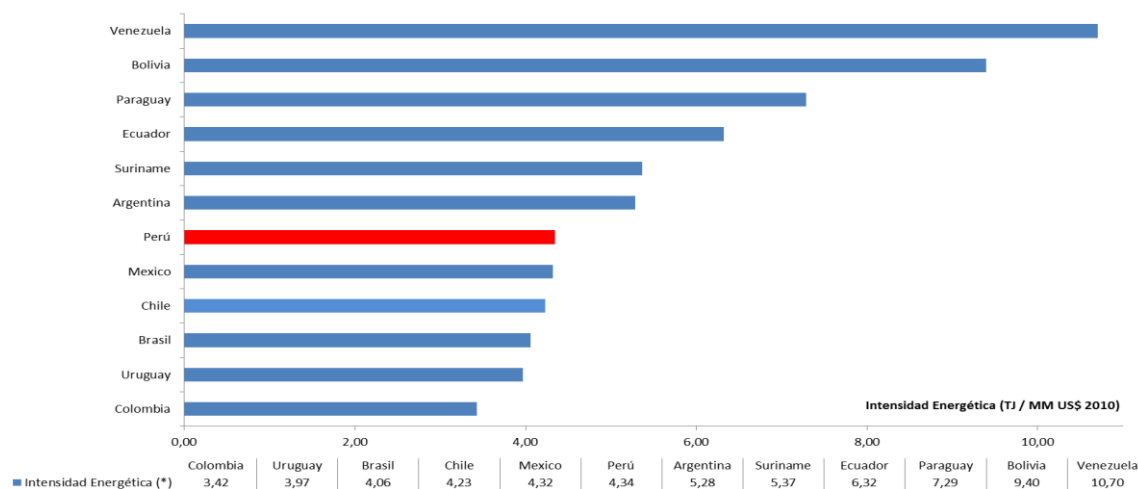


Fuente: Elaboración Propia / BM

(*) Total de energía consumida entre el PBI nacional expresado en MM US\$ de 2010

En comparación a otros países de la región, y en base a información disponible al 2018, el nivel de intensidad energética del Perú es menor con respecto a lo registrado en países como, Bolivia, Paraguay, Venezuela, Ecuador, Surinam y Argentina.

Ilustración 95: INTENSIDAD ENERGÉTICA AMERICA LÁTINA Y MÉXICO



Fuente: Elaboración Propia / BM - OLADE

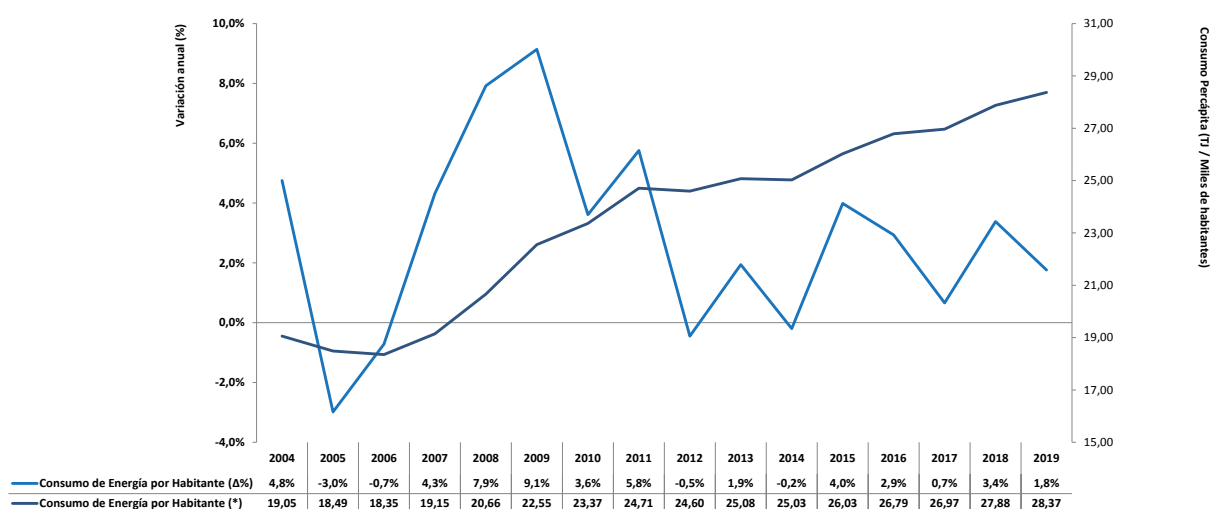
(*) Total de Energía Consumida entre el PBI Nacional expresado en MM US\$ de 2010.

9.2.2 Consumo de Energía Per Cápita

En el año 2019 el consumo de energía fue de 28,37 TJ por cada mil habitantes, cifra mayor en 1,8% respecto al año anterior. Para este indicador se consideró el consumo de las fuentes energéticas por parte de los diversos sectores que generan bienes y servicios, razón por la cual se incluyó además del consumo final, el correspondiente a la actividad Bunker.

Por otro lado, este indicador ha mostrado una tendencia creciente durante el periodo del 2004 al 2019, a una tasa media anual de 2,7%.

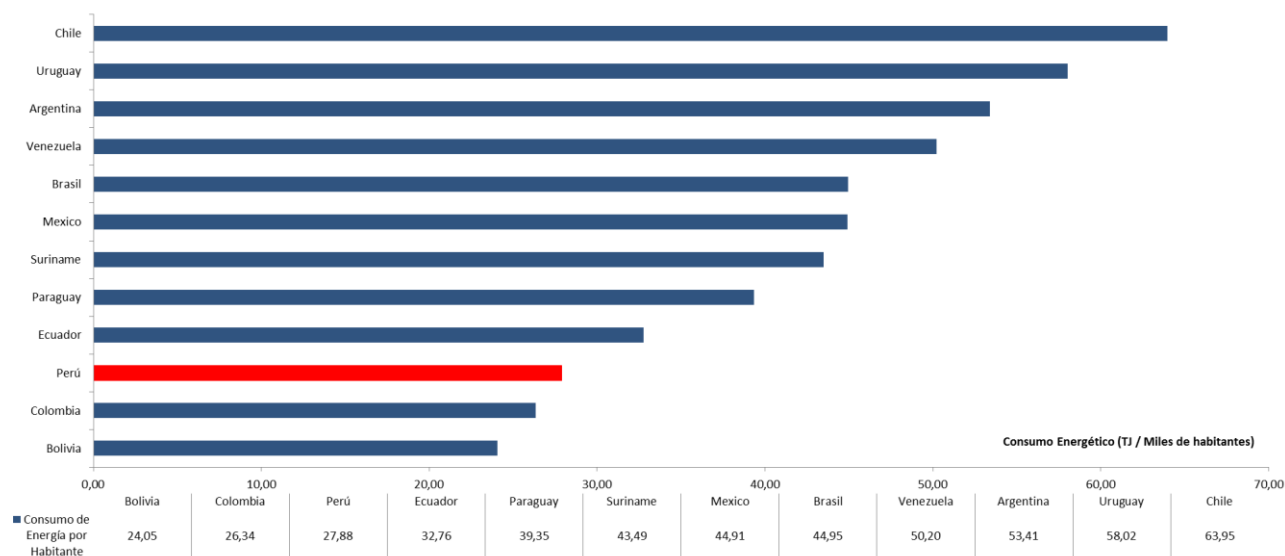
Ilustración 96: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA PER CÁPITA



Fuente: Elaboración Propia / INEI

En términos comparativos, y en base a información disponible al 2018, el consumo per cápita de Perú fue menor en relación a lo alcanzado por países como Chile, Uruguay, Argentina, Venezuela, Brasil, México, Suriname, Paraguay y Ecuador. No obstante, dicho consumo fue mayor a lo registrado para Colombia y Bolivia.

Ilustración 97: CONSUMO PER CÁPITA AMERICA LÁTINA Y MÉXICO



Fuente: Elaboración Propia / CEPAL - OLADE

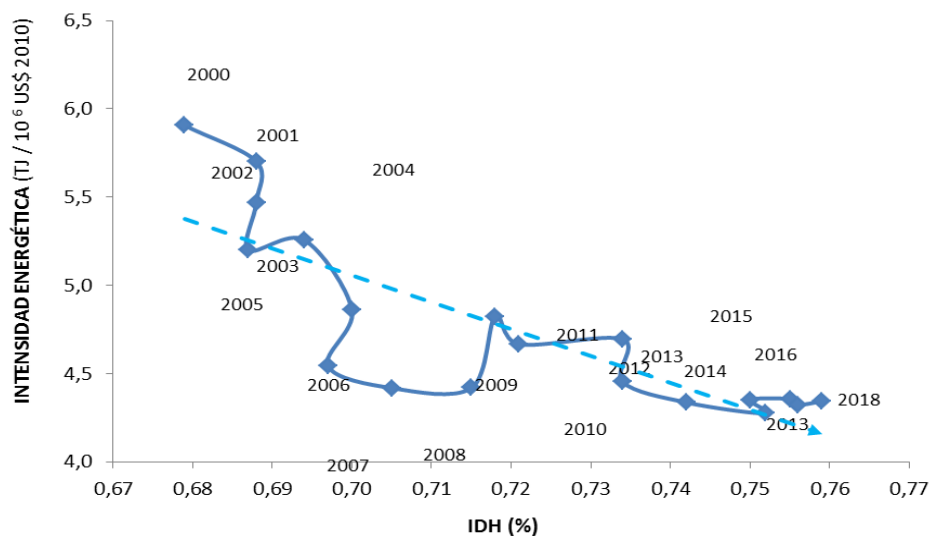
9.2.3 Índice de Desarrollo Humano vs Intensidad Energética

Durante el periodo comprendido entre el año 2000 - 2018, se observa una relación negativa entre la IE y el Índice de Desarrollo Humano (IDH).

El IDH ha aumentado progresivamente, pasando de 0.68 en el año 2000 a 0,76 en el año 2018, lo cual representa un crecimiento acumulado de 11.8%, con una variación anualizada de 0.6%, esto como consecuencia de la mejora en los indicadores que componen el índice. Asimismo, se puede observar la relación inversa presente en la intensidad energética e IDH, que se ve fortalecida por el aumento en el uso de las energías provenientes de fuentes comerciales (en comparación con otras fuentes como leña, bosta y yareta,

entre otros) más limpias, disminuyendo así los efectos dañinos de la combustión de las fuentes tradicionales sobre la salud de las personas.

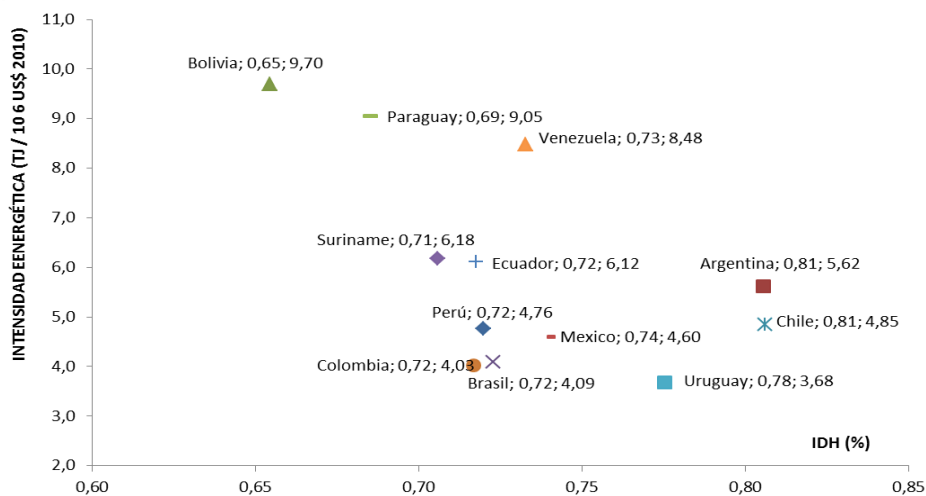
Ilustración 98: IDH VS IE



Fuente: Elaboración Propia / CEPAL-PNUD

A nivel regional, la relación inversa se mantiene entre la IE y el IDH para los países de América Latina y México, considerando el promedio anual del periodo de análisis 2000-2018. En particular, Bolivia presenta la mayor IE de la región (9.7 TJ/MM US\$ 2010) y menor IDH (0.6); mientras que Chile y Uruguay muestran los mejores resultados para estos indicadores.

Ilustración 99: IDH VS IE PARA AMERICA LATINA Y MEXICO

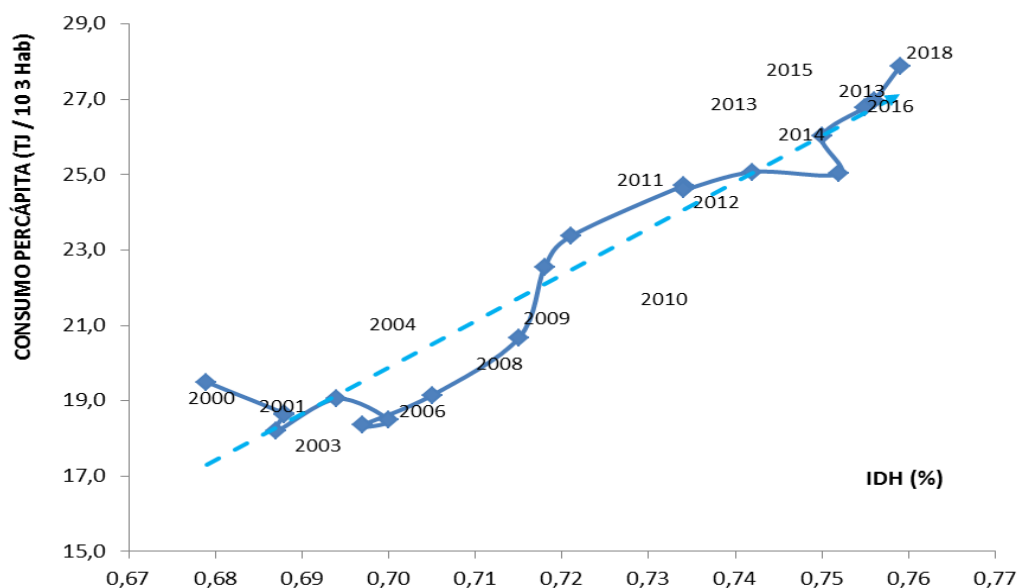


Fuente: Elaboración Propia / CEPAL, OLADE, PNUD

9.2.4 Índice de Desarrollo Humano vs Consumo de Energía Per Cápita

Durante el periodo comprendido entre el año 2000 - 2018, se observa una relación positiva entre el consumo energético per-cápita y el Índice de Desarrollo Humano (IDH) de la economía peruana.

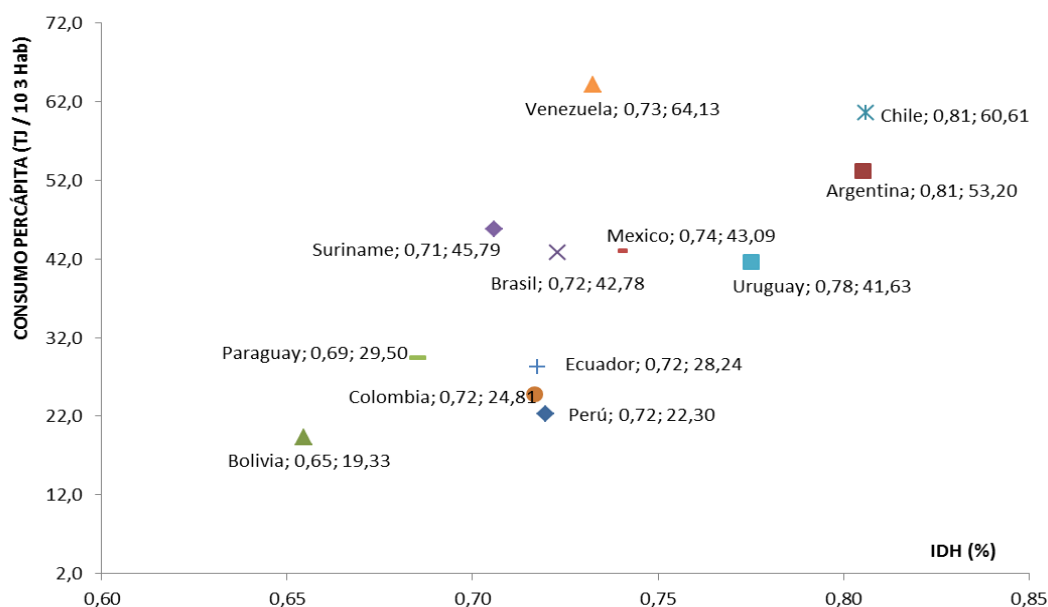
Ilustración 100: IDH VS CONSUMO DE ENERGÍA PER CÁPITA



Fuente: Elaboración Propia / CEPAL-PNUD

A nivel regional, se mantiene la relación directa entre el Consumo de Energía per cápita y el IDH para los países de América Latina y México, considerando el promedio anual del periodo de análisis 2000-2018. En particular, Bolivia presenta el menor Consumo per cápita de la región (19.33 TJ/Mil Habiente) y menor IDH (0.65); mientras que Chile registra los mejores resultados para estos indicadores.

Ilustración 101: IDH VS CONSUMO DE ENERGÍA PER CÁPITA PARA AMERICA LATINA Y MEXICO



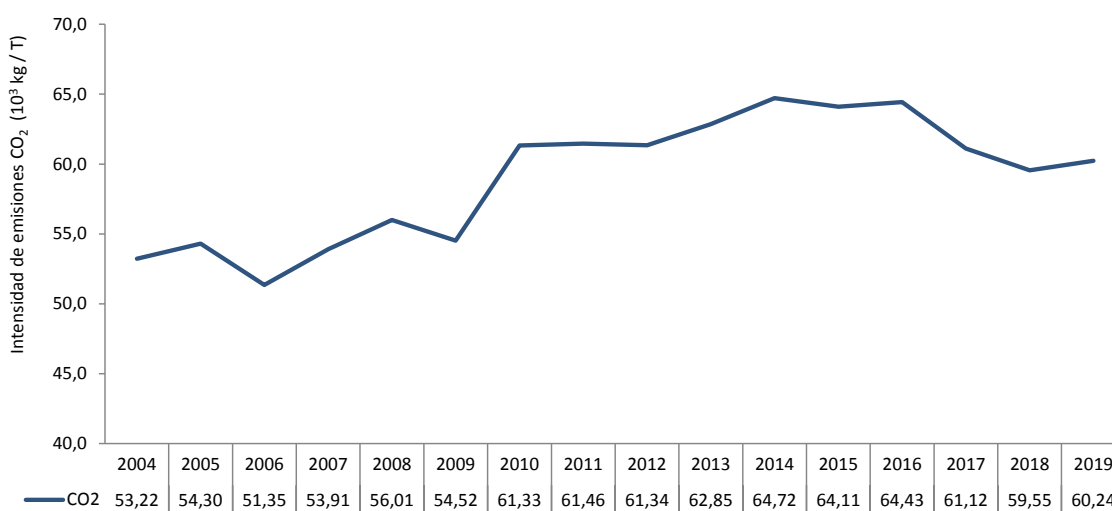
Fuente: Elaboración Propia / CEPAL, OLADE, PNUD

9.3 INDICADORES AMBIENTALES

9.3.1 Emisiones de CO₂ por consumo final de energía

En el año 2019 el nivel de emisiones de CO₂ por cada unidad de consumo final de energía (excluye el bunker) fue de 60,24 10³ kg por TJ. En la siguiente ilustración se muestra la evolución de este indicador dentro del periodo de análisis, y se puede observar que los últimos años se ha venido ralentizando el crecimiento de este indicador.

Ilustración 102: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DEL CARBONO EN EL CONSUMO FINAL

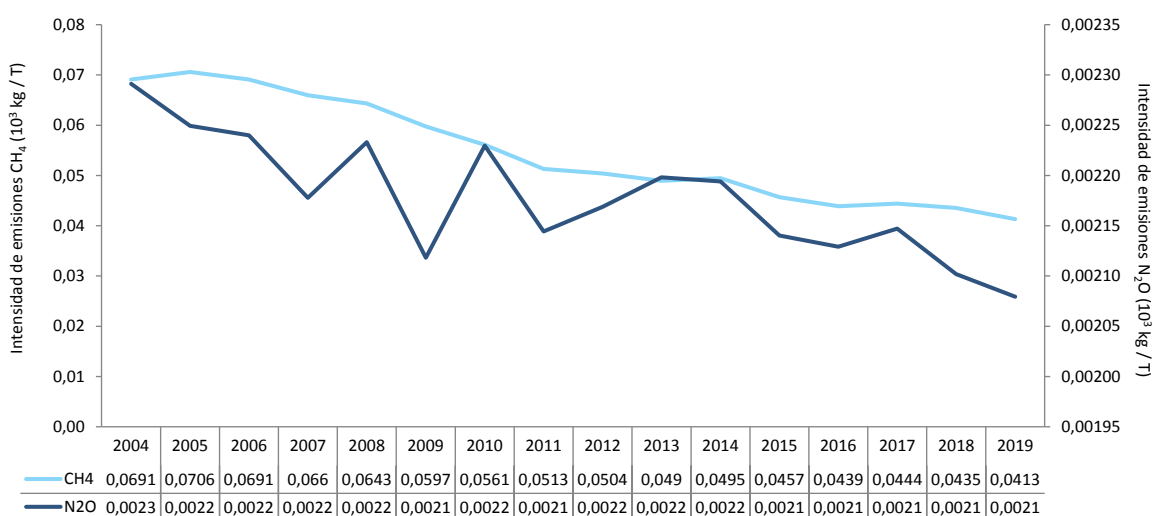


Nota: A partir del 2017, este indicador excluye el consumo de bunker en su estimación.
Fuente: Elaboración Propia

9.3.2 Emisiones de CH₄ y N₂O por consumo final de energía

En el periodo de 2004 al 2019, la evolución de las emisiones de CH₄ y N₂O en relación al nivel de consumo final muestran una tendencia decreciente en el nivel de emisiones por energía consumida, alcanzando un nivel de 0,0413 y 0,0021 x 10³ kg por TJ al 2019 para el CH₄ y N₂O, respectivamente.

Ilustración 103: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DEL CH₄ - NO_x EN EL CONSUMO FINAL



Nota: A partir del año 2017, este indicador excluye el consumo de bunker en su estimación.
Fuente: Elaboración Propia

X

BALANCES ESPECÍFICOS POR ENERGÉTICOS



X. BALANCES ESPECÍFICOS POR ENERGÉTICO

10.1 BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para el consumidor final, la energía eléctrica es una fuente de energía secundaria esencial para realizar sus actividades económicas, y es utilizada mediante equipos eléctricos y electrónicos, para obtener principalmente calor/frío, fuerza motriz, iluminación, incluyendo accionamiento y control de dichos equipos.

Esta fuente secundaria se produce en centros de transformación constituidos por centrales eléctricas de diversas tecnologías. El tipo de central depende en primer lugar del tipo de fuente energética principal que utiliza para producir electricidad, y luego de la tecnología aplicada para el proceso de producción.

En ese sentido, la energía eléctrica es una fuente secundaria obtenida a partir de otras fuentes secundarias y también de fuentes primarias.

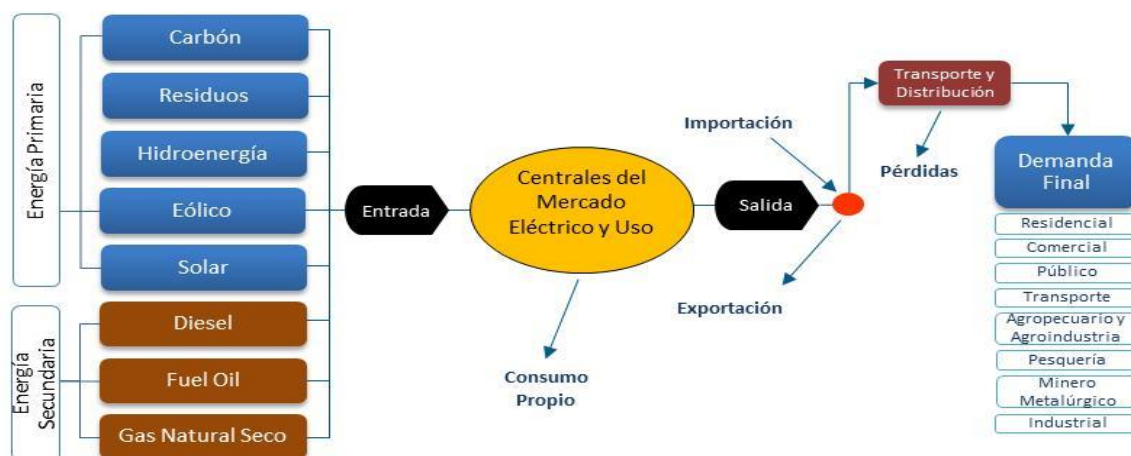
Cabe señalar, que el balance de energía eléctrica, se elaboró en base a información proporcionada por la Dirección General de Electricidad del MINEM, a la que se le adicionó información complementaria elaborada por esta Dirección General, obtenida mediante encuestas a entidades y empresas que emplean recursos no convencionales (biomasa y sistemas fotovoltaicos).

10.1.1 Esquema Energético

En el siguiente esquema se muestra flujo de la cadena de energía eléctrica, desde la entrada de las fuentes energéticas hasta el consumidor final.

Al respecto, se observa la entrada de fuentes de energía primaria, que son actualmente la hidroenergía, las energías eólica y solar, el carbón (mineral), y finalmente residuos de biomasa (bagazo, biogás). En esta entrada están también las fuentes de energía secundaria, que se refiere a diversos productos o derivados de los hidrocarburos, como son el gas natural seco, diésel, y fuel oil.

Ilustración 104: ESQUEMA DE LA CADENA DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Fuente: Elaboración Propia

Las centrales eléctricas que transforman las fuentes antes mencionadas, generan la electricidad tanto para el mercado eléctrico como para uso propio, es decir, que el primero es conformado por centrales de empresas de generación eléctrica, que destinan la producción a la venta de electricidad, y el segundo corresponde a centrales pertenecientes a industrias que producen su propia electricidad para toda o una parte de sus actividades económicas. Cabe precisar, que la instalación de estas centrales de generación eléctrica tienen un consumo propio de electricidad para su funcionamiento.

A la salida de la cadena, se observa la línea que representa a las redes de transmisión y distribución que permiten fluir la electricidad hasta el consumidor final. Al respecto, se debe tener en cuenta que se dispone de redes de transmisión para importar o exportar electricidad con el país del Ecuador. Asimismo, existen pérdidas eléctricas en el proceso de transporte y distribución, que puede ser técnicas por las características físicas del flujo de electricidad, y además no técnicas, al final de las redes de distribución, cuando existen casos de conexiones clandestinas con consecuentes errores en el registro real del consumo final.

10.1.2 Transformación de fuentes de energía a electricidad

10.1.2.1 Infraestructura de transformación para la generación de electricidad

En la siguiente tabla se muestran las principales tecnologías que forman parte del parque de generación eléctrica a fines de año 2019.

Tabla 28: TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Central	Tecnología
Centrales Hidroeléctricas	Con embalse
	De pasada convencionales
	RER (menores a 20 MW)
Centrales Solares	Fotovoltaicas
Centrales Eólicas	Aerogeneradores
Centrales Térmicas	Turbinas a Vapor (TV)
	Motores de Combustión Interna
	Turbinas a Gas (TG)
	Ciclos Combinados (combinación TG y TV)

Fuente: Elaboración Propia

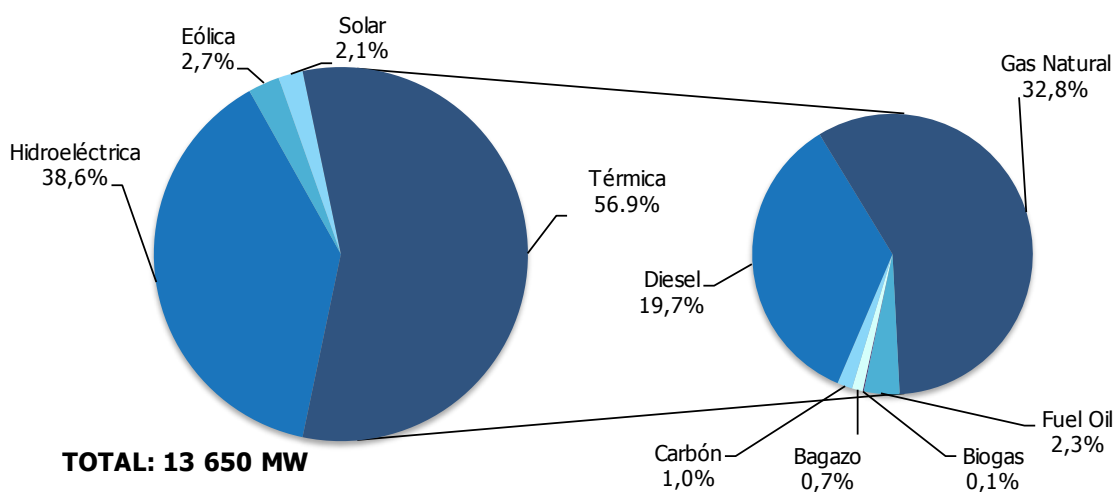
La capacidad instalada del parque de generación eléctrica es 15 120,1 MW, donde el 90,3% son centrales del mercado eléctrico, y 9,7% de uso propio. De esta capacidad, las tecnologías con mayor participación son las térmicas (termoeléctricas) y luego las hidroeléctricas, con 59,9% y 35,7%, respectivamente. En el caso de las centrales renovables convencionales, la mayor participación es de las eólicas y solares, con el 2,5% y 1,9% respectivamente.

**Tabla 29: POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA 2019
(UNIDAD: MW)**

Tecnologías	Mercado Eléctrico		Uso propio		Total	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
Centrales Hidroeléctricas	5 266,3	38,6%	130,9	8,6%	5 397,2	35,7%
Centrales Eólicas	372,3	2,7%	0,0	0,0%	372,3	2,5%
Centrales Solares	289,0	2,1%	0,0	0,0%	289,0	1,9%
Centrales Térmicas	7 722,6	56,6%	1 339,1	91,4%	9 061,7	59,9%
TOTAL	13 650,2 90,3%	100,0%	1 470,0 9,7%	100,0%	15 120,1 100%	100,0%

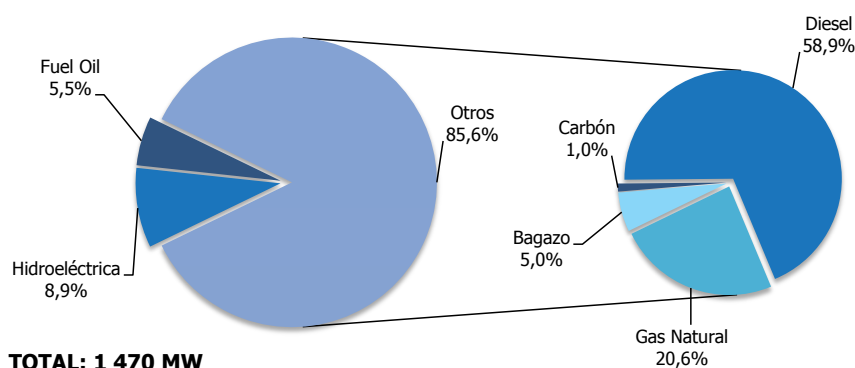
Fuente: Elaboración propia

En el mercado eléctrico, la mayor participación corresponde a las centrales térmicas con el 56,9% del total, compuesto principalmente por centrales que utilizan gas natural (32,8%) y diésel (19,7%).

Ilustración 105: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES EN LA POTENCIA INSTALADA - MERCADO ELÉCTRICO

Fuente: Elaboración Propia

En el caso de centrales eléctricas para uso propio, casi la totalidad son centrales térmicas con una participación del 91,1%, compuesto principalmente por centrales que utilizan el diésel (58,9%) y gas natural (20,6%).

Ilustración 106: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES EN LA POTENCIA INSTALADA - USO PROPIO

Fuente: Elaboración Propia

En relación a la evaluación histórica, se observa a partir del año 2004, el intensivo crecimiento de las centrales térmicas, debido al inicio de explotación y producción del gas de Camisea, y su utilización a través de centrales termoeléctricas de ciclo simple y ciclo combinado, a esto se suma las centrales térmicas duales asociadas a la reserva fría (CT RF Ilo) y al nodo energético del Sur (NES Puerto Ilo y Puerto Bravo) que podrán operar a gas natural de disponer de este recurso con la construcción del proyecto Sistema Integrado de Transporte de Gas Natural (SIT Gas Natural), anteriormente llamado GSP.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, es apreciable un mediano crecimiento en los últimos años, siendo los proyectos más representativos en ingresar las Centrales Hidráulicas Cerro del Águila y Chaglla

Ilustración 107: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA - MERCADO ELÉCTRICO

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas de la DGE

Ilustración 108: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA - USO PROPIO

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas de la DGE

Cabe resaltar, que el incremento de la potencia instalada en el 2019 respecto al año anterior, se debió a la puesta en operación de nuevas centrales y unidades de generación, principalmente pequeñas centrales de generación hidroeléctrica.

10.1.2.2 Fuentes de energía primaria para la producción de electricidad

La energía primaria que más se utilizó para la generación de electricidad fue la hidroenergía, con un 84,9% de participación; predominancia que es similar en el mercado eléctrico con el 89,9%. Esta información se muestra en las siguientes tablas con las cantidades de fuentes primarias utilizadas en sus unidades originales y en sus valores equivalentes en unidad de Terajoules.

Tabla 30: ENERGÍA PRIMARIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (UNIDADES ORIGINALES)

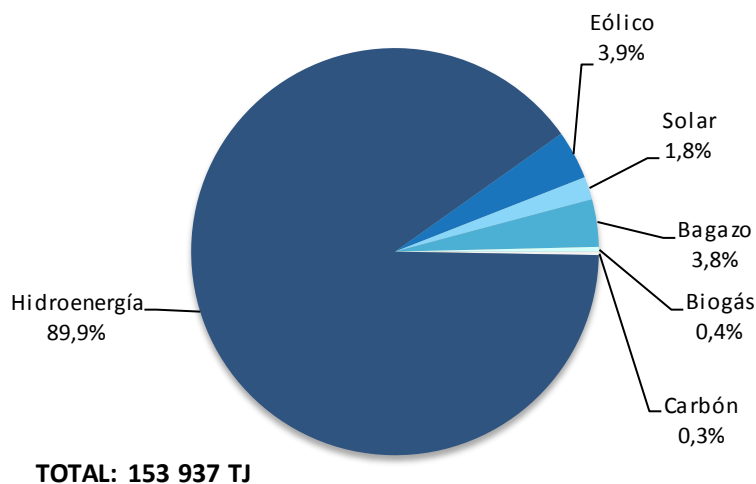
Recurso	Unidad	Mercado Eléctrico	Uso propio	Total
Carbón	10 ³ ton	13,7	178,3	191,9
Hidroenergía	GWh	38 461,5	866,1	39 327,6
Eólico	GWh	1 655,0		1 655,0
Solar	GWh	768,3	46,0	814,3
Bagazo	10 ³ ton	922,9	953,6	1 876,5
Biogás	10 ⁶ pc	1 378,8		1 387,8

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 31: ENERGÍA PRIMARIA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (UNIDAD: TJ)

Recurso	Mercado Eléctrico		Uso propio		Total	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
Carbón	417,3	0,3%	5 445,1	37,0%	5 862,4	3,5%
Hidroenergía	138 393,8	89,9%	3 116,4	21,2%	141 510,2	83,9%
Eólico	5 955,2	3,9%		0,0%	5 955,2	3,5%
Solar	2 802,6	1,8%	165,5	1,1%	2 930,1	1,7%
Bagazo	5 792,2	3,8%	5 984,6	40,7%	11 776,8	7,0%
Biogás	576,1	0,4%		0,0%	576,1	0,3%
TOTAL	153 937,3	100,0%	14 711,6	100,0%	168 610,9	100,0%

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 109: PARTICIPACIÓN DE ENERGÍAS PRIMARIAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Fuente: Elaboración Propia

Carbón Mineral

El uso del carbón mineral como fuente de energía primaria para la generación de electricidad en el mercado eléctrico, se inició en el año 2000 con la entrada en operación de la Central Térmica a Vapor Ilo 2 de 140 MW de capacidad efectiva y de actual propiedad de la empresa ENGIE Energía Perú S.A. La central se localiza en el sur del país y suministra de energía eléctrica al mercado eléctrico, es la única planta a carbón bituminoso disponible en el SEIN.

Además de ENGIE, existen otras dos empresas autoprodutores que utilizan carbón antracita para generar energía eléctrica destinado a su uso propio. Estas empresas son: Agro Industrial Casa Grande S.A. y Trupal S.A., las cuales iniciaron operaciones en el 2010.

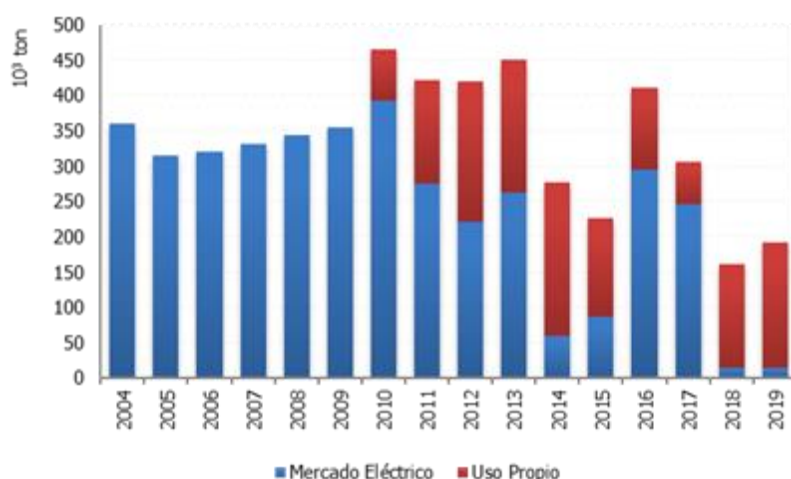
En el siguiente cuadro se muestra la evolución del consumo del carbón mineral para la generación eléctrica, tanto para el mercado eléctrico como uso propio, mostrando un crecimiento sostenido hasta el 2010, para luego descender principalmente en el mercado eléctrico debido al mayor despacho de las centrales a gas natural y por la entrada de nuevos enlaces de interconexión entre el centro y sur del sistema.

En el periodo 2016-2017, se observa el incremento del consumo carbón debido al mayor despacho de la C. T. Ilo 2 en el SEIN, producido por la congestión en el sistema de transmisión en el enlace centro-sur.

A finales del 2017 se tuvo el ingreso de la línea de 500 KV Mantaro (Colcabamba) - Marcona (Poroma) – Socabaya (Yarabamba) – Montalvo (proyecto MAMO), que permitió transferencias desde el área Centro hacia el Sur hasta 1500 MW. Es por ello, que se puede observar en el año 2018 una reducción del 94,4% en el consumo de carbón mineral para el mercado eléctrico, respecto al año 2017.

En el año 2019 se observa un crecimiento, respecto al 2018, de 19% en el consumo de carbón para la generación eléctrica en centrales de uso propio, en su mayoría centrales de cogeneración en el sector agroindustrial que utilizan el carbón como combustible complementario al bagazo.

Ilustración 110: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE CARBÓN MINERAL PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD
(UNIDAD: 10^3 ton)



Fuente: Elaboración Propia / Consumo de Combustibles Reportados de la DGE

Bagazo

El bagazo es el residuo agroindustrial de mayor uso en el país, obtenido después de moler la caña, y es aprovechado para generar vapor por aquellas empresas que disponen de esta fuente de energía primaria (empresas azucareras y plantas de alcohol carburante).

En algunos casos, el vapor generado a partir del bagazo sirve tanto, para la producir electricidad mediante sistemas de cogeneración (que incluyen unidades termoeléctricas), como para atender las demandas térmicas de la planta. En ese sentido, existen unidades que generan para uso propio o el mercado eléctrico, entre los cuales se encuentran algunos proyectos que se adjudicaron mediante subastas de suministro de electricidad RER.

En la siguiente tabla se muestra la producción eléctrica en el 2019 de las centrales termoeléctricas que usan bagazo.

Tabla 32: CENTRALES TÉRMICAS QUE USAN BAGAZO – MERCADO ELÉCTRICO

Empresa	Central	Ubicación	Producción		Potencia Instalada	
			Cantidad (MWh)	Part.	Cantidad (MW)	Part.
Agro Industrial Paramonga S.A.A.	C.T. PARAMONGA	Lima	97 252	40%	23,0	24%
Agroaurora S.A.C.	C.T. AGROAURORA	Piura	28 642	12%	37,5	39%
Bionergía del Chira S.A.	C.T. CAÑA BRAVA	Piura	74 810	30%	14,0	15%
Empresa Agroindustrial San Jacinto	C.T. SAN JACINTO	Ancash	45 110	18%	21,7	23%
TOTAL			245 813	100,0%	96,2	100,0%

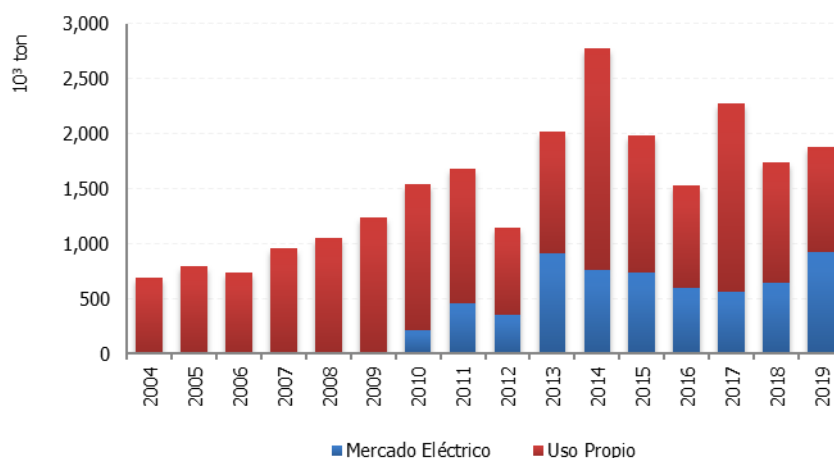
Fuente: Elaboración Propia

Tabla 33: CENTRALES TÉRMICAS QUE USAN BAGAZO – USO PROPIO

Empresa	Central	Ubicación	Producción		Potencia Instalada	
			Cantidad (MWh)	Part.	Cantidad (MW)	Part.
Cartavio S.A.A.	C.T. CARTAVIO	La Libertad	62 793	44%	9,8	13%
Casa Grande S.A.A.	C.T. CASA GRANDE	La Libertad	46 482	32%	37,0	50%
Trupal S.A.	C.T. TRUPAL	La Libertad	3 038	2%	8,4	11%
Empresa Agroindustrial Laredo S.A.A.	C.T. TURBO GENERADOR 1-5	La Libertad	31 087	22%	18,5	25%
TOTAL			441 054	100,0%	177,4	100,0%

Fuente: Elaboración Propia

Las centrales de generación para uso propio representan una participación del 37% del total de producción eléctrica a partir del bagazo, entre ellas resaltan las empresas, Empresa Cartavio S.A.A. y Casa Grande S.A. Asimismo, la generación para el mercado eléctrico representa una participación del 63%, entre las empresas con mayor producción se encuentran Cartavio S.A.A. y Casa Grande S.A.A.

Ilustración 111: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE BAGAZO PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (UNIDAD: 10³ ton)

Fuente: Elaboración Propia / Consumo de Combustibles Reportados de la DGE

Cabe señalar que el uso del bagazo se intensificó en los últimos años para el Mercado Eléctrico, con la entrada en operación de las centrales: C.T. Paramonga de Agro Industrial Paramonga S.A., la C.T. Caña Brava de

Bioenergía del Chira S.A., la C.T. Agroaurora de la empresa agropecuaria Agroaurora S.A.C y la C.T. San Jacinto de la empresa Agroindustrial San Jacinto.

Biogás

El biogás es un tipo de gas obtenido de desechos biomásicos fermentados (como el metano obtenido de rellenos sanitarios).

La generación de electricidad a partir del biogás de rellenos sanitarios, se inició en el 2011 con la operación de la C.T. Huaycoloro de 4,8 MW de potencia instalada, ampliándose el uso de esta fuente con el ingreso en el 2015 de C.T. La Gringa V de 3,2 MW de capacidad, y luego la CT Doña Catalina en el 2018. La electricidad de estas centrales fueron concebidos para su venta al mercado eléctrico mediante su interconexión al SEIN, y todas ellas fueron proyectos que se adjudicaron por subastas de suministro RER.

A fines de 2019, las centrales termoeléctricas de biogás en operación, se muestran en la siguiente tabla.

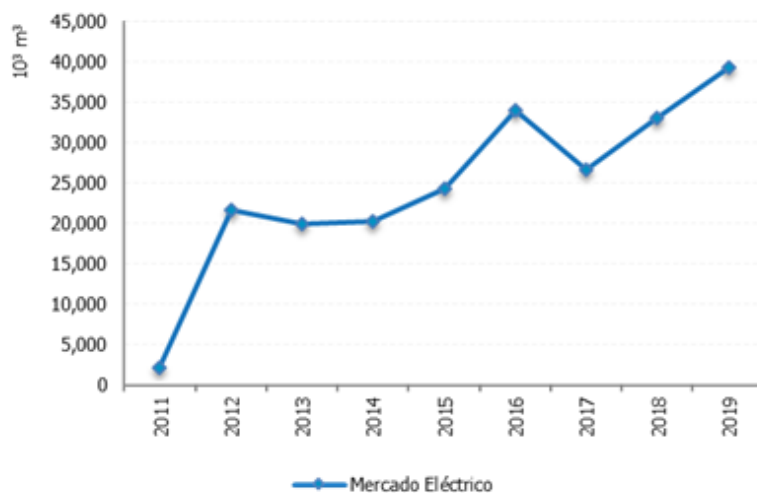
Tabla 34: CENTRALES TÉRMICAS QUE UTILIZAN EL BIOGÁS

Empresa	Central	Ubicación	Producción		Potencia instalada	
			Cantidad (MWh)	Part.	Cantidad (MW)	Part.
Petramas S.A.C.	C.T. LA GRINGA V	Lima	17 023	26%	3,2	31%
Petramas S.A.C.	C.T DOÑA CATALINA	Lima	14 793	23%	2,4	23 %
Petramas S.A.C.	C.T. HUAYCOLORO	Lima	33 806	52%	4,8	46%
TOTAL			65 622	100,0%	10,4	100,0%

Fuente: Elaboración Propia

En cuanto a la producción de electricidad, en el 2019 se registró un incremento de consumo de biogás de 19% respecto al año anterior.

Ilustración 112: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE BIOGÁS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (UNIDAD: 10^3 m^3)



Fuente: Elaboración Propia / Consumo de Combustibles Reportados de la DGE

Hidroenergía

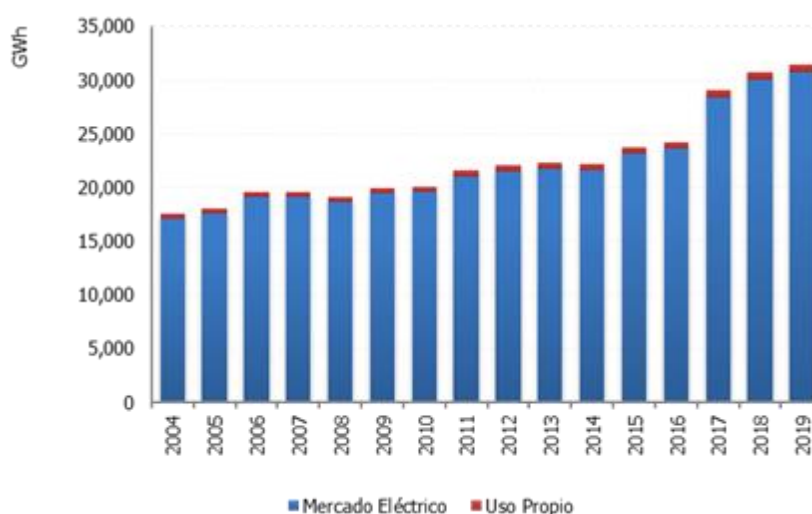
La hidroenergía es una energía cinética y potencial obtenida de la corriente de los ríos y saltos de agua, respectivamente. La fuerza que ofrece esta energía es transformada en electricidad por las centrales hidroeléctricas (el agua no es consumida).

Al respecto, el país presenta un gran potencial hidroeléctrico, confirmado por diversos estudios desarrollados, como el desarrollado por el convenio suscrito entre el MINEM y la CAF, además de otro Convenio en el MINEM y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Este último en particular, se desarrolló dentro del marco de un programa denominado PROSEMER, y que utilizó fondo del gobierno de Canadá para identificar el potencial hidroeléctrico y portafolio de proyectos hidroeléctricos en las cuencas hidrográficas de Apurímac, Madre de Dios, Purús, Grande, Chili, Tambo y Titicaca.

En ese sentido, los estudios recientes muestran que el potencial hidroeléctrico a nivel nacional asciende a 57 846 MW, de los cuales el 76,2% se concentra en la cuenca Apurímac.

En caso del año 2019, la producción de electricidad mediante el uso de la hidroenergía fue de 31 462 GWh, que fue 2,4% mayor respecto al año anterior. De este total, el 97,8% se generó para el mercado eléctrico y el resto para uso propio; para el año en análisis, en el mercado eléctrico se registró una producción de 30 769 GWh y para uso propio la producción fue de 693 GWh.

Ilustración 113: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (UNIDAD: GWh)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Reportadas de la DGE

Solar

En el año 2012 se inició el aprovechamiento de la radiación de sol para generar electricidad a nivel de mercado eléctrico (conectado al SEIN), con la entrada en operación de las centrales solares: C.S. Tacna Solar y C.S. Moquegua FV, de 20 MW y 16 MW de potencia instalada, respectivamente.

Asimismo, en el año 2018 ingresaron las centrales C.S. Intipampa y C.S. Rubi con 40 MW y 145 MW de capacidad instalada, respectivamente. Como resultado, a fines de dicho periodo, todas las centrales eléctricas solares del mercado eléctrico en operación son de tipo fotovoltaica y suman un total de 284,5 MW.

Respecto a la producción de electricidad, en el año 2019, las centrales eléctricas solares antes mencionadas produjeron 763 GWh.

Las centrales mencionadas fueron proyectos que se adjudicaron subastas de suministro de electricidad RER, y se muestran en el siguiente tabla.

Tabla 35: CENTRALES SOLARES DEL MERCADO ELÉCTRICO

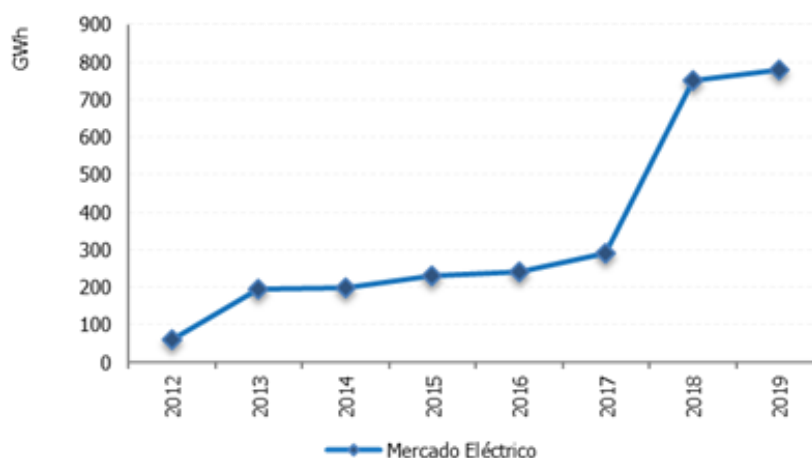
Central	Ubicación	Producción		Potencia instalada		Tecnología
		Cantidad (MWh)	Part.	Potencia (MW)	Part.	
RUBI	Moquegua	423 256	55%	144,5	50,8%	Cristalino-Seguidor
INTIPAMPA	Moquegua	105 682	14%	40,0	14,1%	Cristalino-Seguidor
MAJES SOLAR 20T	Arequipa	44 283	6%	22,0	7,7%	Thin-film-Fijo
REPARTICION	Arequipa	43 386	6%	22,0	7,7%	Thin-film-Fijo
MOQUEGUA FV	Moquegua	47 336	6%	16,0	5,6%	Cristalino-Seguidor
PANAMERICANA SOLAR	Moquegua	51 334	7%	20,0	7,0%	Cristalino-Seguidor
TACNA SOLAR	Tacna	47 733	6%	20,0	7,0%	Cristalino-Seguidor
TOTAL		763 010	100,0%	284,5	100,0%	

Fuente: Elaboración Propia

En general, la producción de electricidad solar para el mercado eléctrico creció en 4% respecto al año anterior.

En ese sentido, del total producido, el 93,5% fue destinado al mercado eléctrico, mientras que el 6,5% restante fue para uso propio. En caso del mercado eléctrico incluye la producción a partir de sistemas aislados fotovoltaicos, y en uso propio se consideró la producción de electricidad de instalaciones particulares, estimadas a partir del registro de importación de módulos PV mayores a 45 Wp.

Ilustración 114: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES SOLARES



Fuente: Elaboración Propia

Eólica

El uso del viento como fuente de energía primaria tuvo sus inicios hace muchos años en el país, pero fue de manera experimental, a través de las centrales eólicas: C.E. Marcona y C.E. Pto. Malabrigo cuyas capacidades instaladas en conjunto no superan los 0,7 MW.

Esta situación se modificó con el mecanismo de subastas de suministro de electricidad RER promovidas por el Estado, lográndose instalar del 2014 al 2019, 372 MW de capacidad instalada, siendo de mayor tamaño, la C.E. Wayra instalada en el año 2018 con una capacidad de 132 MW. En la tabla siguiente se muestra la lista de centrales eólicas.

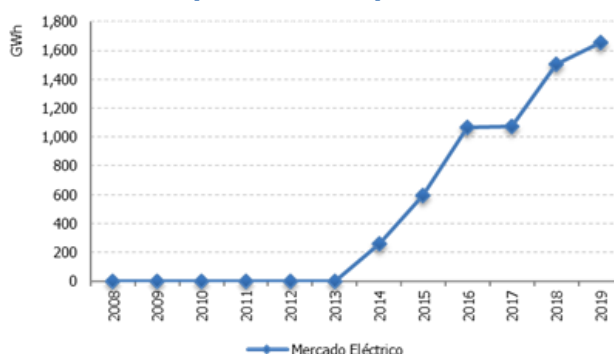
Tabla 36: CENTRALES EÓLICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO

Empresa	Central	Ubicación	Producción		Potencia instalada	
			Cantidad (MWh)	Part.	Cantidad (MW)	Part.
PARQUE EÓLICO MARCONA S.R.L.	MARCONA	Ica	157 115	9,5%	32,1	8,6%
ENERGÍA EÓLICA S.A.	CUSPINIQUE	La Libertad	322 612	19,5%	80,0	21,5%
ENERGÍA EÓLICA S.A.	TALARA	Piura	128 005	7,7%	30,0	8,1%
PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C.	TRES HERMANAS	Ica	461 166	27,9%	97,2	26,2%
ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	WAYRA I	Ica	584 915	35,4%	132,3	35,6%
TOTAL			1 653 813	100,0%	371,6	100,0%

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, la generación de electricidad con este recurso ha tenido un crecimiento en el 2019 de 10%, respecto al 2018. Cabe precisar que el aprovechamiento de la energía eólica solo ha sido desarrollado para el mercado eléctrico, mediante los mecanismos de subastas antes indicados, mientras que en las empresas Autoproductoras aún no existen iniciativas de inversión.

Ilustración 115: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CENTRALES EÓLICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO (UNIDAD: GWh)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Reportadas de la DGE

10.1.2.3 Fuentes de energía secundaria para la producción de electricidad

Las centrales térmicas consumen hidrocarburos como fuente de energía secundaria, a partir del cual se genera energía eléctrica, estos hidrocarburos en orden de importancia son: Gas Natural, Diesel y Fuel Oil (Petróleo Industrial). Los consumos de estos combustibles son mostrado en la tabla siguiente, los mismos que incluyen los consumos en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y en los Sistemas Aislados.

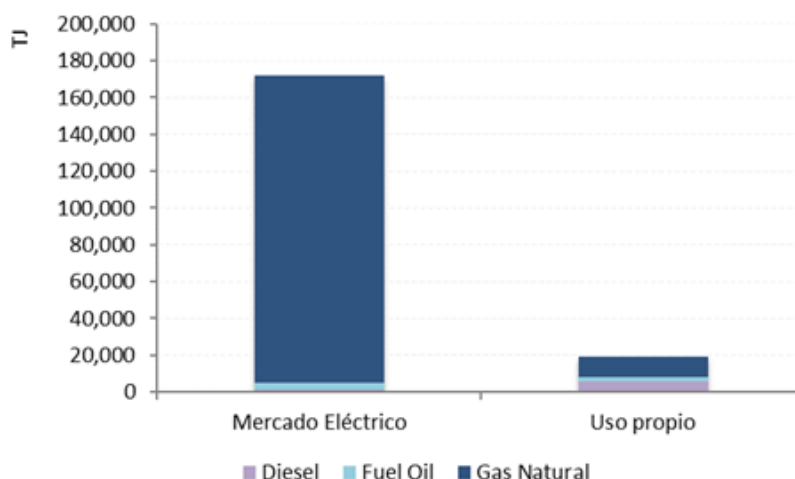
Tabla 37: CONSUMO DE HIDROCARBUROS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (UNIDADES ORIGINALES)

Recurso	Unidad	Mercado Eléctrico	Uso propio	Total
Diesel	10 ³ galones	8 016,8	42 096,6	550 113,4
Fuel Oil (Residual)	10 ³ galones	25 548,7	16 778,0	42 326,8
Gas Natural	10 ³ m ³	4 128 140,8	266 918,3	4 395 059,0

Fuente: Elaboración Propia / Consumo de Combustibles Reportados de la DGE y estimados por la DGEE.

El mercado eléctrico orientado al servicio público de energía eléctrica registra un mayor consumo de combustibles que el de uso propio, especialmente de Gas Natural. Los Autoprodutores (uso propio) también registran consumo en gas natural pero en menor proporción, aunque progresivamente van sustituyendo el Diesel o Fuel Oil (Residual) por el mencionado gas.

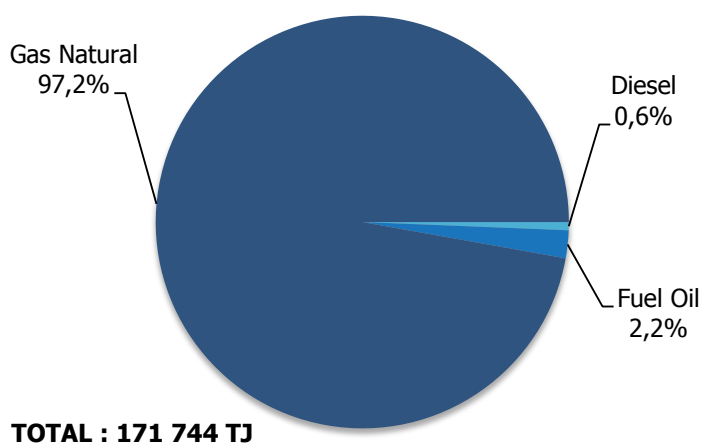
Ilustración 116: CONSUMO DE HIDROCARBUROS DE CENTRALES TÉRMICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (UNIDAD: TJ)



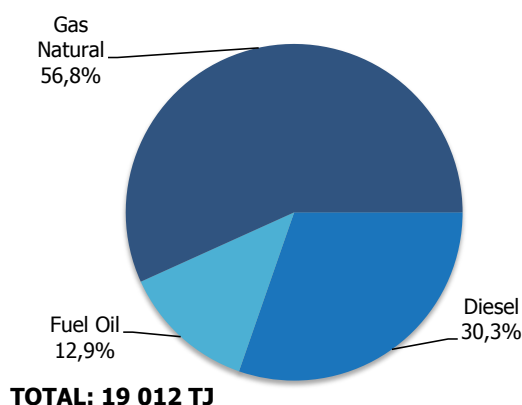
Fuente: Elaboración Propia / Consumo de Combustibles Reportados de la DGE

En las siguientes ilustraciones se muestra la participación de los combustibles en el mercado eléctrico y uso propio, en donde observa el intensivo uso del gas natural para la generación de electricidad a nivel nacional.

Ilustración 117: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO ELÉCTRICO



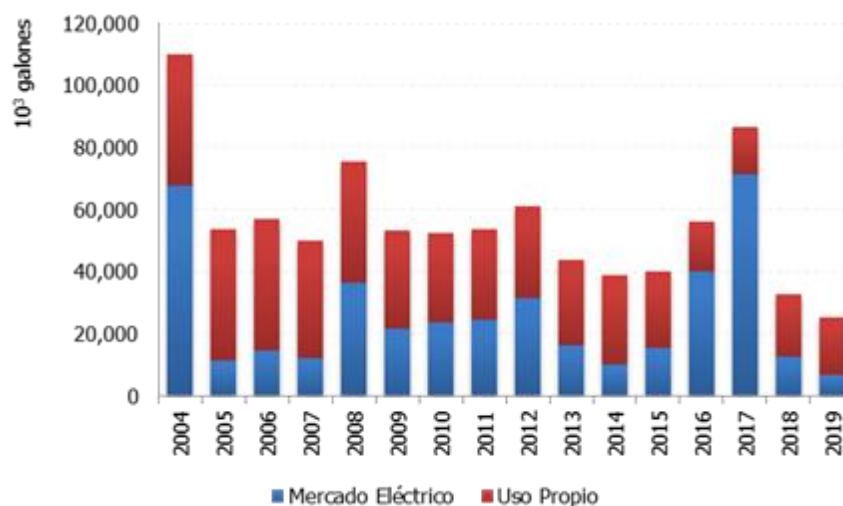
Fuente: Elaboración Propia / Reporte de Combustibles DGE

Ilustración 118: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA USO PROPIO

Fuente: Elaboración Propia / Reporte de Combustibles DGE

Diesel

Durante el año 2019, el consumo de diesel para la generación eléctrica en el mercado eléctrico, registró una reducción del 47% respecto al año anterior, mientras que en el uso propio el consumo disminuyó en 5%. Esta notoria reducción en el mercado eléctrico se produjo por el menor requerimiento de generación no eficiente en el sur del país, el mismo que fue posible con el incremento de la capacidad de transmisión en la interconexión del sistema centro-norte con el sur.

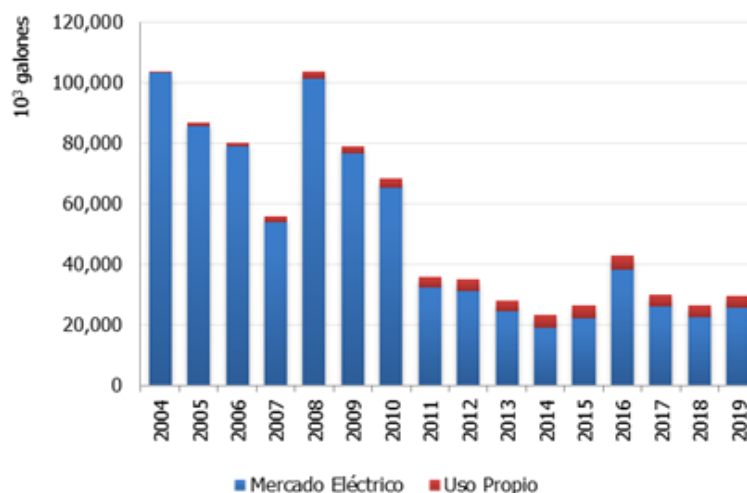
Ilustración 119: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE DIESEL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (UNIDAD: 10³ gal)

Fuente: Elaboración Propia / Reporte de Combustibles DGE

Fuel Oil (Petróleo Residual)

En los últimos años, el uso de Fuel Oil o Petróleo Residual en centrales térmicas ha venido siendo sustituido por el gas natural. En el 2019, se observa un ligero aumento en su consumo del 13% para el mercado eléctrico, respecto al año anterior. Asimismo, en generación para uso propio, también presenta un ligero incremento en el consumo del 6%.

Ilustración 120: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE FUEL OIL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD
(UNIDAD: 10^3 gal)

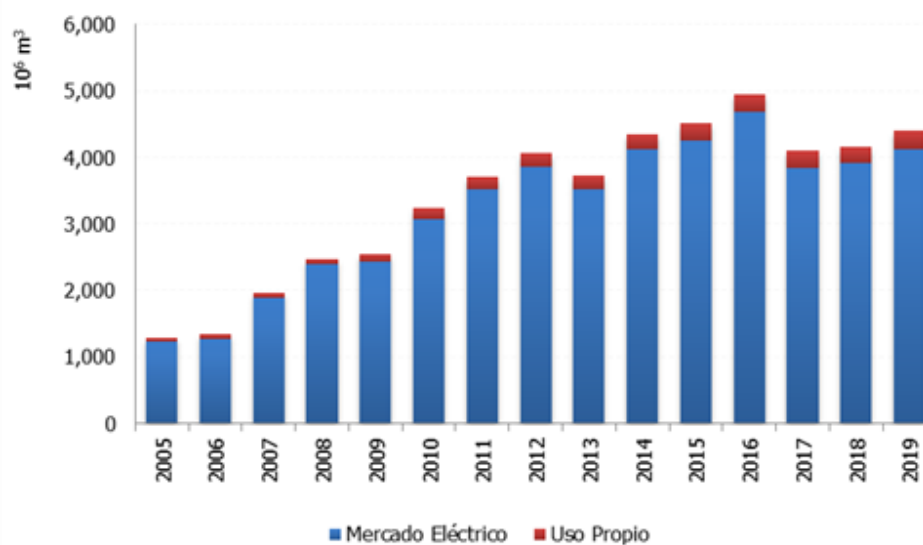


Fuente: Elaboración Propia / Reporte de Combustibles DGE

Gas Natural

El combustible que ha alcanzado mayor relevancia en los últimos 15 años, es el Gas Natural, producto de la explotación del gas de Camisea, creciendo a una tasa promedio anual del 9,2% desde el año 2005 hasta el 2019. En relación al comportamiento del 2019, respecto al año anterior, se observa un ligero aumento en el consumo de gas en el orden del 6%.

Ilustración 121: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD
(UNIDAD: 10^3 m³)



Fuente: Elaboración Propia / Reporte de Combustibles DGE

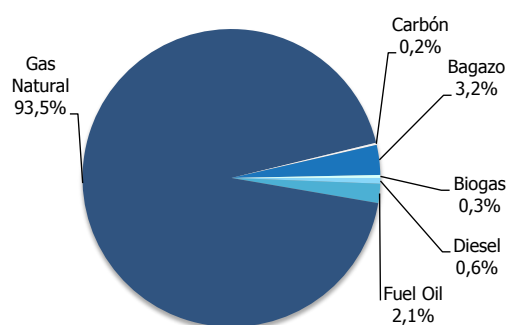
10.1.2.4 Fuentes de energía primaria y secundaria para la producción de electricidad con centrales térmicas

Cabe precisar, que la información mostrada anteriormente es a nivel de energía secundaria y no incluye los combustibles primarios como son: el carbón mineral, el bagazo y el biogás.

En ese sentido, a fin de mostrar la influencia de todos los combustibles en la generación térmica del país, en las siguientes ilustraciones se incluye los combustibles de origen primario. Se reafirma la alta penetración del gas natural en el mercado eléctrico, mientras que el bagazo es un combustible importante para el uso propio de los Autoprodutores.

En caso de las centrales térmicas que utilizan más de un combustible, se calculó la producción de electricidad y potencia instalada por fuente, considerando para el primer caso, la proporción del consumo de combustible y el Poder Calorífico Inferior, y para el segundo caso, el combustible principal que utiliza.

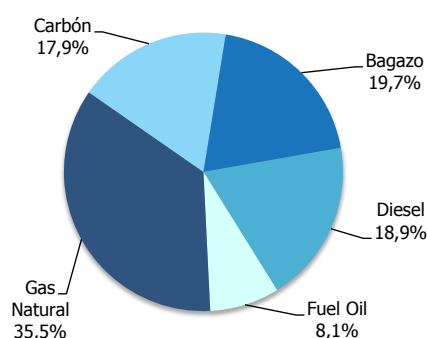
Ilustración 122: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO ELÉCTRICO (ENERGÍAS PRIMARIAS Y SECUNDARIAS)



TOTAL: 178 529 TJ

Fuente: Elaboración Propia / Reporte de Combustibles DGE

Ilustración 123: PARTICIPACIÓN EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA USO PROPIO (ENERGÍAS PRIMARIAS Y SECUNDARIAS)



TOTAL: 30 367 TJ

Fuente: Elaboración Propia / Reporte de Combustibles DGE

10.1.2.5 Pérdidas de Transformación

Las pérdidas por transformación, corresponden a la diferencia entre la energía eléctrica obtenida de las centrales eléctricas y la energía de entrada a los mismos, dichas pérdidas alcanzaron en el 2019 el valor de 154 195 TJ, con ello, la eficiencia promedio de los centros de transformación, alcanzó un valor de 57,1%.

Asimismo, la eficiencia en el mercado eléctrico es mayor porque a diferencia del uso propio, sus centrales eléctricas se basan en tecnologías y combustibles que generan menores pérdidas de energía durante la transformación en electricidad, como es el caso de la hidroenergía y gas natural; mientras que las centrales de uso propio (autoprodutores) poseen mayor proporción de centrales térmicas de diesel y bagazo.

Tabla 38: PÉRDIDAS DE TRANSFORMACIÓN
(UNIDAD: TJ)

Alcance	Energía Primaria y Secundaria	Energía Eléctrica Producida	Pérdidas de Transformación	Eficiencia
Mercado Eléctrico	325 681,1	195 976,1	129 705,0	60,2%
Uso Propio	33 752,4	9 262,0	24 490,4	27,4%
TOTAL	359 433,5	205 238,1	154 195,4	57,1%

Fuente: Elaboración Propia

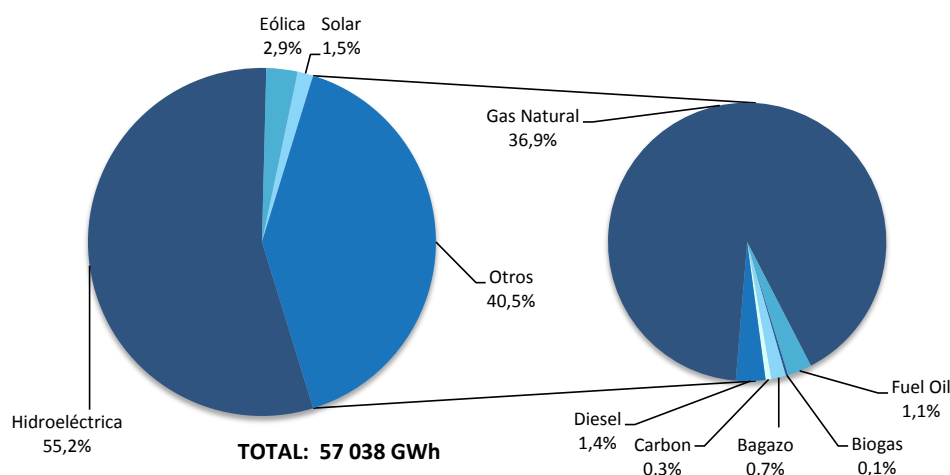
10.1.2.6 Producción de electricidad

La energía eléctrica es una energía secundaria, que además de obtenerse a partir de las fuentes primarias ya mencionadas, también se puede obtener a partir de procesos de transformación en plantas térmicas, obteniéndose de otras fuentes secundarias tales como; Diésel, Fuel Oil (petróleo industrial) y Gas Natural, especialmente este último con mayor requerimiento en la generación para el mercado eléctrico.

Como ya se indicó, la base de la generación de energía eléctrica en el país es predominantemente generación hidráulica, seguido por el parque termoeléctrico a base de gas natural. La generación con fuentes renovables no convencionales, principalmente solar y eólica, aun es pequeña. Sin embargo, se espera que su participación sea mayor por la entrada de las centrales comprometidas en las últimas subastas RER, entre las que se encuentran los proyectos C.E. Huambos y C.E. Dunas.

En la siguiente ilustración se presenta la participación de las distintas fuentes de energía para la producción de electricidad en el 2019. Como ya se mencionó, se resalta la mayor participación de la generación hidroeléctrica (55,2%), por otro lado, la generación térmica representa el 40,5% de la producción nacional. Esta última se sustenta en base a la generación con gas natural, principalmente el proveniente de Camisea.

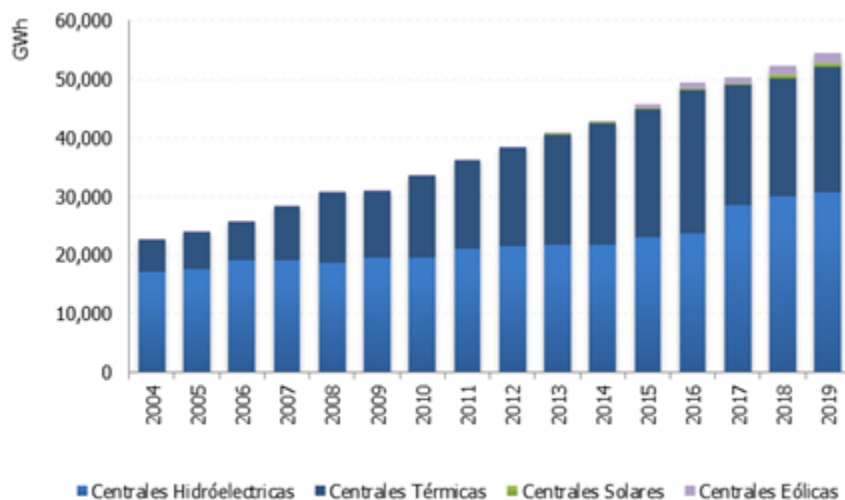
Ilustración 124: PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y FUENTES PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A NIVEL NACIONAL



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas de la DGE

La evolución histórica de la producción de energía eléctrica en el mercado eléctrico muestra el crecimiento sostenido de la generación térmica a través del aprovechamiento del gas natural, iniciándose con centrales de ciclo simple para luego convertirse en centrales de ciclos combinados, mejorando la eficiencia de las centrales. Siendo el proyecto de C.T. Ciclo Combinado de Santo Domingo de Olleros, el último en ingresar al parque de generación en el año 2018. Otro aspecto que se resalta en los últimos años es la mayor presencia de las centrales renovables, principalmente de la Energía Eólica.

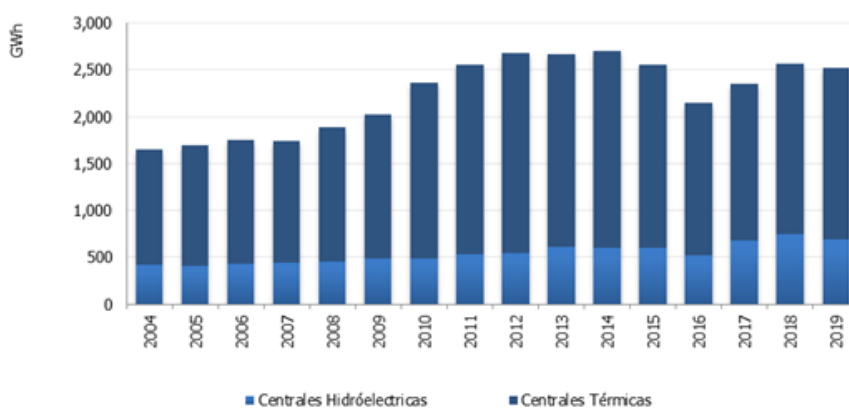
Ilustración 125: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD - MERCADO ELÉCTRICO (UNIDAD: GWh)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas de la DGE

Con respecto a la producción de energía eléctrica por las empresas Autoproductoras, los generadores más importantes están en la industria del petróleo y gas, utilizando principalmente diesel B5 y gas natural; y en la industria azucarera, que utiliza bagazo de caña. Asimismo, varios autoprodutores inyectan el excedente de la energía eléctrica generada a la red del mercado eléctrico. En la evolución histórica se observa el mayor aprovechamiento en la generación térmica, sin embargo, en los últimos años muestra un lento crecimiento debido al costo de oportunidad que tienen las empresas de comprar al mercado eléctrico a precios muy bajos.

Ilustración 126: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD - USO PROPIO (UNIDAD: GWh)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas de la DGE

Durante el año 2019, la energía eléctrica producida en el país fue de 57 038,5 GWh, superior en 3,7 % respecto al año anterior, esta producción incluye la energía generada en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), sistemas aislados y las que se generan para uso propio tanto para las empresas informantes y no informantes. Del total de la energía generada, el 95,5% corresponde a las centrales que generan para el mercado eléctrico y el resto a las que generan para uso propio.

Tabla 39: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2019
(UNIDAD: MWh)

Tecnología	Mercado Eléctrico		Uso propio		Total	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
Centrales Hidroeléctricas	30 769,2	56,5%	692,9	26,9%	31 462,1	55,2%
Centrales Térmicas	21 261,3	39,0%	1 827,2	71,0%	23 088,5	40,5%
Centrales Solares	778,9	1,4%	54,0*	2,1%	832,9	1,5%
Centrales Eólicas	1 655,0	3,0%	0,0	0,0%	1 655,0	2,9%
TOTAL	54 464,4	100,0%	2 574,0	100,0%	57 038,5	100,0%
	95,5%		4,5%		100,0%	

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas de la DGE

*Incluye la estimación de sistemas fotovoltaicos para usos propio

10.1.3 Consumos Propios

Durante el año 2019, el consumo de energía eléctrica en las operaciones propias de las centrales de generación eléctrica fue de 856,5 GWh, el cual tuvo un aumento del 15 % respecto al año anterior.

10.1.4 Pérdidas en transmisión y distribución

Durante el año 2019, las pérdidas totales en líneas de transmisión y distribución (Sistema de Transmisión, Subtransmisión y Distribución) representaron un total de 6 410,82 GWh, el cual tuvo un incremento de 7,4%, respecto al año anterior.

10.1.5 Importación y Exportación

A la fecha, el único intercambio internacional de energía eléctrica que cuenta el Perú es con Ecuador, el cual busca optimizar los recursos energéticos de ambos países, sobre todo de los recursos hídricos dada su complementariedad, puesto que, cuando se produce la temporada de avenida en nuestro país, en Ecuador se encuentran en época de estiaje y viceversa.

En ese contexto, desde el 2016 se han suscritos contratos de suministro de electricidad entre las empresas eléctricas privadas de Perú; ENEL Generación Perú S.A.A, ENGIE Energía Perú S.A., KALLPA Generación S.A. y la empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELECEP)

Durante del año 2019, se han registrado únicamente importaciones de energía eléctrica desde el Ecuador, totalizando 60,05 GWh. Si bien es cierto, los niveles de intercambios comerciales actuales son bajos, se espera que estos aumenten con la entrada en operación del proyecto de interconexión eléctrica Perú-Ecuador en 500 KV, cuyo ingreso se estima para el año 2023.

10.1.6 Consumo Final por Sectores

El consumo final se orienta a satisfacer la demanda de energía eléctrica de los sectores: residencial, comercial, público, industrial, transporte, minero metalúrgico, agropecuario, agroindustrial y finalmente pesquería. Al respecto, en el 2019, el sector predominante es el minero metalúrgico y el industrial, es decir son las actividades

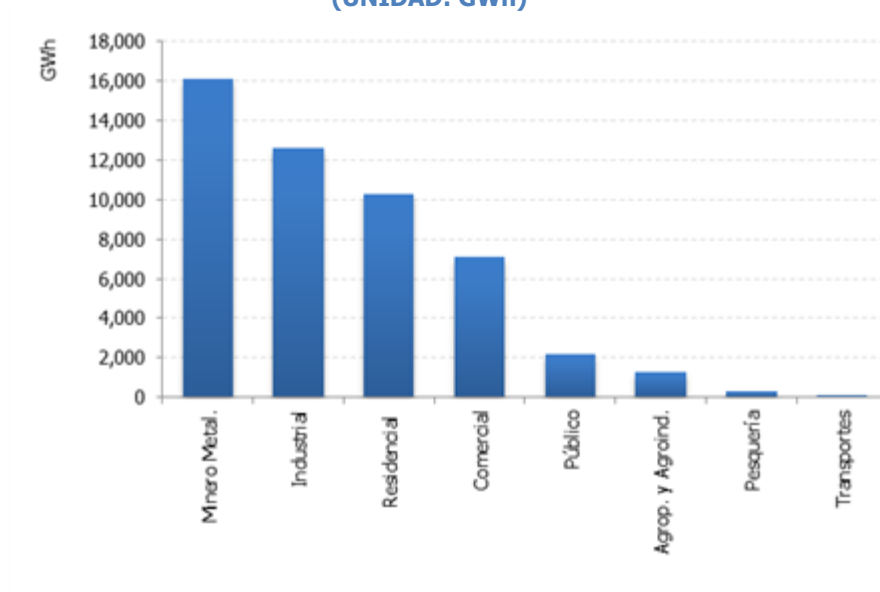
productivas los mayores demandantes, por lo que, el crecimiento de estos sectores no solo impacta en el crecimiento del PBI, sino en la ampliación y reforzamiento de la oferta de energía eléctrica a través de fuentes energéticas eficientes.

**Tabla 40: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES
(UNIDAD: GWh)**

Sector	Consumo final	
	Cantidad	Part.
Residencial	10 253,4	20,6%
Comercial	7 097,8	14,2%
Público	2 149,7	4,3%
Transportes	75,2	0,2%
Agropecuaria y agroindustrial	1 266,2	2,5%
Pesquería	294,1	0,6%
Minero metalúrgico	16 107,2	32,3%
Industrial	12 587,7	25,3%
TOTAL	49 831,2	100,0%

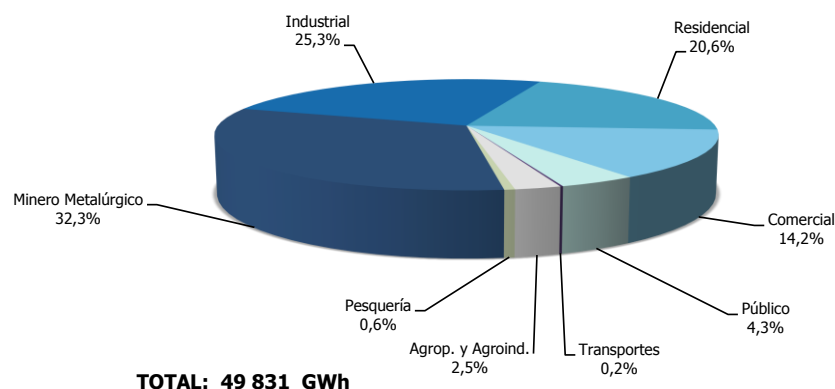
Fuente: Elaboración Propia

**Ilustración 127: SECTORES INTENSIVOS EN CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(UNIDAD: GWh)**



Fuente: Elaboración Propia

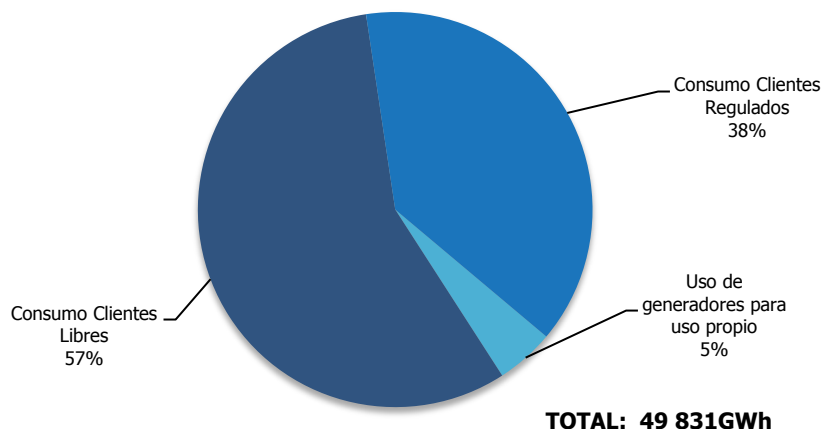
En relación a la participación energética al 2019, los sectores más intensivos en consumo lo constituyen; el sector comercial y público (18,6%), residencial (20,6%), industrial (25,3%), y el minero metalúrgico (32,3%). Estos sectores acumulan aproximadamente el 96,7% del consumo total de energía eléctrica del país, tal como se puede apreciar en la siguiente ilustración:

Ilustración 128: PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES EN EL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Fuente: Elaboración Propia

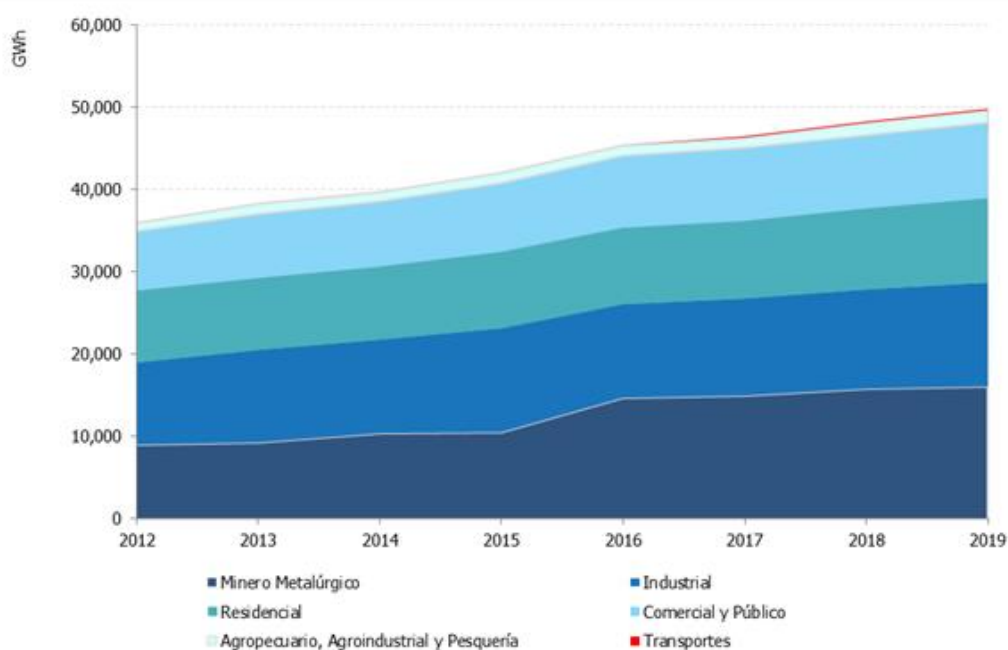
Cabe mencionar que, en julio de 2011, la Línea 1 del Metro de Lima (Tren Eléctrico), inició sus operaciones con 21,48 km de recorrido, desde el Cercado de Lima hasta el distrito de Villa El Salvador, actualmente se extiende hasta San Juan de Lurigancho, reportando consumo de energía eléctrica en el sector transporte. Si bien su consumo es muy pequeño, se espera que los próximos años se incremente con la ampliación de vagones de la línea 1 y la entrada del proyecto de la línea 2 que se vienen ejecutando en el país.

Respecto al tipo de mercado eléctrico, se observa que los clientes libres (productivos), son los mayores consumidores de energía eléctrica a pesar de ser un número pequeño, mientras que los usuarios regulados (principalmente Residencial y Comercial) de gran cantidad en el mercado, presentan consumos específicos menores.

Ilustración 129: PARTICIPACIÓN DEL TIPO DE CLIENTE EN EL CONSUMO FINAL

Fuente: Elaboración Propia

Analizando el histórico de la demanda de energía eléctrica, en los últimos 06 años se observa el mayor crecimiento en el Sector Minero Metalúrgico, alcanzando un crecimiento promedio anual de 9,2%. Si bien en los últimos años hubo una desaceleración del crecimiento, se espera su recuperación en los años venideros. Así mismo, con la iniciativa privada en el sector minero, se espera en el corto plazo la ejecución de nuevos proyectos mineros que dinamizarán el sector eléctrico. De otro lado, el sector residencial evoluciona vegetativamente ampliando la cobertura eléctrica

Ilustración 130: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES (UNIDAD: GWh)

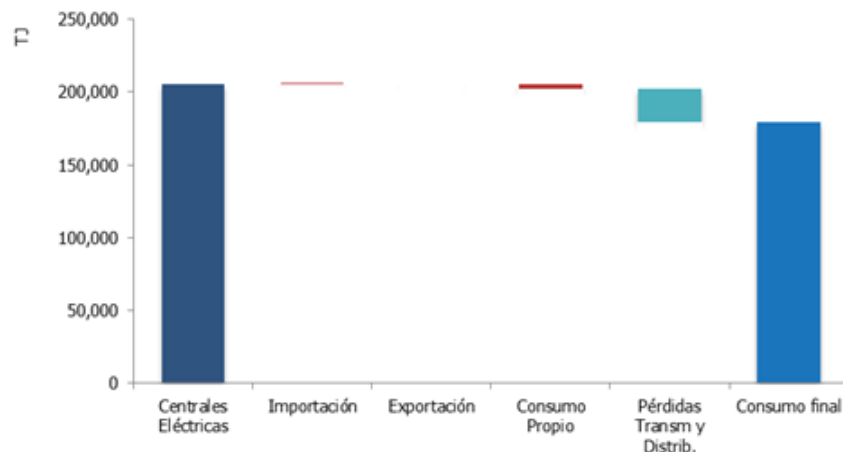
Fuente: Elaboración Propia

10.1.7 Matriz y Flujo del Balance de Energía Eléctrica

En esta sección se presenta la matriz y el flujo del Balance de Energía Eléctrica al nivel nacional, desde su origen hasta su destino final en los diferentes sectores. La matriz del balance se basa en un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan la energía que se produce, la que se intercambia con el exterior, la que se transforma, la de consumo propio, la de pérdidas y la que se destina a los sectores.

La matriz considera las fuentes de energía primaria y secundaria descritas en las secciones anteriores, mostradas en columnas, mientras que los procesos que generan los flujos de la energía se muestran en filas. En las Tablas siguientes se muestra la matriz de energía del año 2019 en unidades originales y en terajoules.

Finalmente, para una mejor comprensión de los flujos energéticos y de la estructura general del balance, en la ilustración 134, se presenta el Diagrama de Flujos o Sankey de la energía eléctrica para el periodo 2019.

Ilustración 131: RESUMEN DEL BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (UNIDAD: TJ)

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 41: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2019
(UNIDADES ORIGINALES)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético		ENERGÍA PRIMARIA						ENERGÍA SECUNDARIA				
		Carbón Mineral 10 ³ ton	Bagazo 10 ³ ton	Hidro Energía GW.h	Solar GW.h	Eólica GW.h	Biogas 10 ⁶ pc	Diesel B5 10 ³ bbl	Diesel Oil 10 ³ bbl	Fuel Oil 10 ³ bbl	Gas Seco 10 ⁶ pc	Energía Eléctrica GW.h
OFERTA	1. Producción		1 876,5	39 327,6	832,9	1 655,0	1 982,5					
	2. Importación	191,9										60,1
	3. Variación de Inventarios											
	4. OFERTA TOTAL	191,9	1 876,5	39 327,6	832,9	1 655,0	1 982,5					60 ,1
	5. Exportación											
	6. No Aprovechada						(594,8)					
	7. Transferencias											
	7. OFERTA INTERNA BRUTA	191,9	1 876,5	39 327,6	832,9	1 655,0	1 387,8					60,1
TRANSFORMACIÓN	8. Total Transformación	(191,9)	(1 876,5)	(39 327,6)	(832,9)	(1 655,0)	(1 387,8)	(1 193,2)		(1 007,4)	(155 210,2)	57 038,5
	Coquerías y Altos Hornos											
	Carboneras											
	Refinerías											
	Plantas de Gas											
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(13,7)	(922,9)	(38 461,5)	(778,9)	(1 655,0)	(1 387,8)	(190,9)		(608,3)	(145 784,1)	54 464,4
	Centrales Eléc. (Uso Propio)	(178,3)	(953,6)	(866,1)	(54,0)			(1 002,3)		(399,5)	(9 426,1)	2 574,0
	9. Consumo Propio Sector Energía										(856,5)	
	10.Pérdidas(transp., distr. y almac.)										(6 410,8)	
	11. Ajustes											0,0
CONSUMO FINAL	12. CONSUMO FINAL TOTAL											48 831,2
	12.1 Consumo Final No Energético											
	12.2 Consumo Final Energético											48 831,2
	Residencial											10 253,4
	Comercial											7 097,8
	Público											2 149,7
	Transportes											75,2
	Agropecuaria y Agroindustrial											1 266,2
	Pesquería											294,1
	Minero Metalúrgico											16 107,2
	Industrial											12 587,7

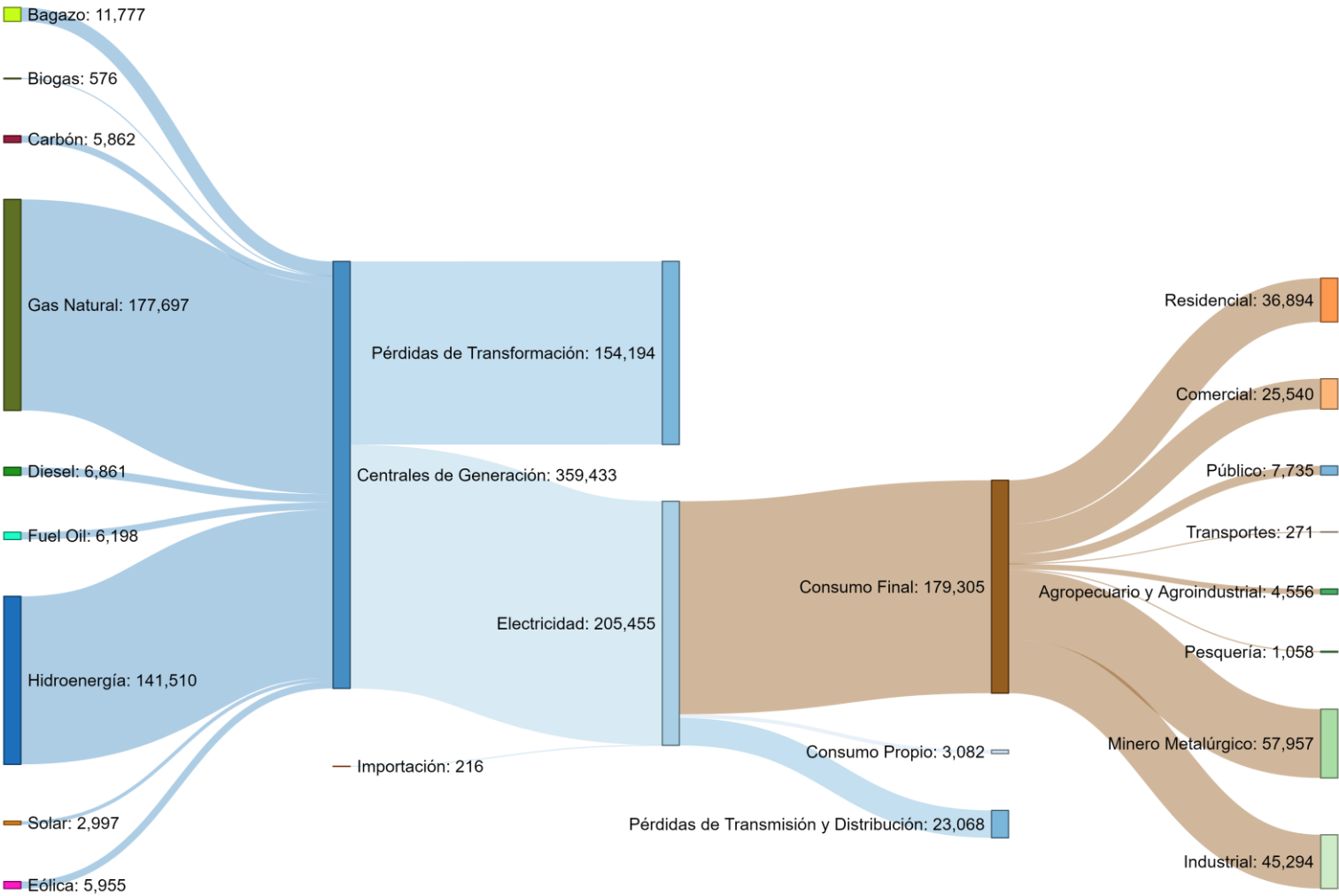
Fuente: Elaboración Propia

Tabla 42: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2019
(UNIDAD: TJ)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético		ENERGÍA PRIMARIA							ENERGÍA SECUNDARIA						TOTAL ENERGÍA	
		Carbón Mineral	Bagazo	Hidro Energía	Solar	Eólica	Biogas	Total E.P	Diesel B5	Diesel Oil	Fuel Oil	Gas Seco	Energía Eléctrica	Total E.S		
OFERTA	1. Producción		11 776,8	141 510,2	2 996,8	5 955,2	823,0	163 062,1								
	2. Importación	5 862,4						5 862,4					216,1	216,1		
	3. Variación de Inventarios															
	4. OFERTA TOTAL	5 862,49	11 776,8	141 510,2	2 996,8	5 995,2	823,0	168 924,5					216,1	216,1		
	5. Exportación															
	6. No Aprovechada						(246,9)	(246,9)								
	7. Transferencias															
	7. OFERTA INTERNA BRUTA	5 862,49	11 776,8	141 510,2	2 996,8	5 995,2	576,1	168 677,6					216,1	216,1		
TRANSFORMACIÓN	8. Total Transformación	(5 862,4)	(11 776,8)	(141 510,2)	(2 996,8)	(5 955,2)	(576,1)	(168 677,6)	(6 860,9)		(6 198,3)	(177 696,7)	205 238,1	14 482,2	(154 195,4)	
	Coquerías y Altos Hornos															
	Carboneras															
	Refinerías															
	Plantas de Gas															
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)	(417,3)	(5 792,2)	(138 393,8)	(2 802,6)	(5 955,2)	(576,1)	(153 937,3)	(1 097,6)		(3 741,4)	(166 904,9)	195 976,1	24 232,3	(129 705,0)	
	Centrales Eléc. (Uso Propio)	(5 445,1)	(5 984,6)	(3 116,4)	(194,2)			(14 740,3)	(5 763,3)		(2 457,0)	(10 791,8)	9 262,0	(9 750,1)	(24 490,3)	
	9. Consumo Propio Sector Energía												(3 081,9)	(3 081,9)		
	10. Pérdidas(transp., distr. y almac.)												(23 067,7)	(23 067,7)		
	11. Ajustes												0,0	0,0		
		12. CONSUMO FINAL TOTAL											179 304,6			
CONSUMO FINAL	12.1 Consumo Final No Energético															
	12.2 Consumo Final Energético												179 304,6	179 304,6		
	Residencial												36 894,1	35 775,9		
	Comercial												25 539,5	24 543,2		
	Público												7 735,0	7 462,1		
	Transportes												270,7	214,9		
	Agropecuario y Agroindustrial												4 556,0	4 556,0		
	Pesquería												1 058,3	1 304,5		
	Minero Metalúrgico												57 957,4	57 957,4		
	Industrial												45 293,5	43 116,1		

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 132: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2019
(UNIDAD: TJ)



10.2 BALANCE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, INCLUIDO BIOMASA

Esta sección hace énfasis al balance de aquellas fuentes de energía renovable no convencional utilizada para la generación de energía térmica que van directamente al consumidor final; también se revisa la forma de uso de las fuentes mencionadas en la producción de electricidad (fuente de energía secundaria) y que en mayor amplitud fue desarrollada en la sección anterior, sobre el balance de energía eléctrica.

En ese sentido, se revisa el balance de la energía biomasa, en sus presentaciones de leña, bosta, yareta, y carbón vegetal, además se incluye información referida a las fuentes de energía solar, eólica, y biomasa (bagazo y biogás), sin incluir a la hidroenergía.

Cabe precisar, que para los fines del Decreto Legislativo N°1002, sobre promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, se entiende como Recursos Energéticos Renovables (RER) a los recursos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz; y en caso de energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa los 20 MW. Es decir, que la definición está más ligada a los fines de promoción de determinadas tecnologías renovables, que a las características propias del recurso.

10.2.1 Producción de energía

El uso de las energías renovables en el Perú es milenario; sin embargo, la falta de datos y de metodologías apropiadas para cuantificar la energía producida o aprovechada hace que muchos de los usos tradicionales de las energías renovables no sean considerados en el desarrollo de los balances energéticos.

En ese sentido, si bien es cierto que la energía primaria proviene de los recursos naturales (por ejemplo: radiación solar, vientos, etc.) y que ésta sufre de transformaciones para convertirse en energía eléctrica o térmica, en el presente balance se consideró que el valor de la energía primaria es igual a la suma de los valores de la energía eléctrica o térmica producida según las recomendaciones del Manual de Balances de Energía Útil 2017 (OLADE).

En ese sentido, el proceso de transformación de energía primaria a energía secundaria (electricidad) se asume 100% eficiente. Esta recomendación es aceptable al considerar que la eficiencia de la transformación de energía del recurso natural a energía secundaria es altamente dependiente no sólo de la tecnología sino también de la localización de las unidades de generación, por lo cual presentar un valor promedio de eficiencia por tecnología no sería representativo del proceso mismo de transformación.

Para fines comparativos, en la siguiente tabla se muestra la generación de energía eléctrica y térmica del 2019 con fuentes primarias en unidades equivalentes de Terajoules.

Tabla 43: PRODUCCIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES
(UNIDAD: TJ)

Fuente	Mercado Eléctrico (energía eléctrica)		Uso propio (energía eléctrica)		Uso propio (energía térmica)		Total	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
Eólico	5 955,2	0,6					5 955,2	0,5
Solar	2 802,6	0,3	194,2	0,3	1 481,7	1,0	4 478,5	0,4
Bagazo	884,5	0,1	516,0	0,7			1 400,5	0,1
Biogás	236,1	0,0					236,1	0,0
TOTAL	9 878,5	1,0	710,1	1,0	1 481,7	1,0	12 070,3	1,0

Fuente: Elaboración Propia

10.2.2 Biomasa

En el año 2019, se registró y estimó la producción y consumo de fuentes primarias de leña, bosta y yareta, bagazo, así como de la fuentes secundarias que son carbón vegetal, y biogás.

Tabla 44: MATRIZ DE LA BIOMASA

REPÚBLICA DEL PERÚ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA	ENERGÍA PRIMARIA			ENERGÍA SECUNDARIA
	LEÑA	BOSTA Y YARETA	BAGAZO	CARBÓN VEGETAL
	10 ⁶ kg	10 ⁶ kg	10 ⁶ kg	10 ⁶ kg
1. PRODUCCIÓN	6 519,7	392,2	3 764,3	
2. IMPORTACIÓN				0,2
3. VARIACIÓN DE INVENTARIOS				
4. OFERTA TOTAL	6 519,7	392,2	3 764,3	0,2
5. EXPORTACIÓN				
6. NO APROVECHADA				
7. OFERTA INTERNA BRUTA	6 519,7	392,2	3 764,3	0,2
8. TOTAL TRANSFORMACIÓN	(851,3)		(1 876,5)	188,6
8.1 COQUERÍAS Y ALTOS HORNOS				
8.2 CARBONERAS	(851,3)			188,6
8.3 REFINERÍAS				
8.4 PLANTAS DE GAS				
8.5 CENTRALES ELEC. M.Eléctrico			(922,9)	
8.6 CENTRALES ELEC. U.Propio			(953,6)	
9. CONSUMO PROPIO SEC. ENERGÍA				
10. PÉRDIDAS (TRANS., DIST. Y ALM.)				
11. AJUSTES	0,0			
12. CONSUMO FINAL TOTAL	5 668,4	392,2	1 887,8	188,8
12.1 CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO			464,6	
12.2 CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	5 668,4	392,2	1 423,2	188,8
12.2.1 RESIDENCIAL	4 630,8	392,2		111,0
12.2.2 COMERCIAL	262,7			36,0
12.2.3 PÚBLICO	6,0			0,0
12.2.4 TRANSPORTE				
12.2.5 AGROPECUARIO Y AGROIND.	5,3		1 423,2	0,0
12.2.6 PESQUERÍA	0,8			0,0
12.2.7 MINERO METALÚRGICO	0,2			0,1
12.2.8 INDUSTRIAL	762,7			41,7
12.2.9 CONSUMO NO IDENTIFICADO				

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Reportadas de la DGE

Leña, bosta y yareta, carbón vegetal, y bagazo a nivel primario

La biomasa para fines térmicos, es principalmente referida al uso de la leña, que es una fuente primaria de energía. En el año 2019, la producción total estimada de la leña fue de 6 519,7 x 10⁶ kg.

Esta cifra fue obtenida a partir de datos estimados del consumo de la leña, y también de cifras registradas sobre el consumo de carbón vegetal. Esto último es una fuente secundaria, obtenida de centrales de transformación denominadas carboneras, a partir de la destilación destructiva de la madera.

En cuanto a la leña, como fuente primaria tuvo un consumo final de 5 668,4 x 10⁶ kg, de los cuales 81,7% corresponde al sector residencial. El siguiente sector con mayor participación es el industrial con el 13,5%, donde se destaca el consumo de las ladrilleras y alfarerías. Asimismo, en caso del sector comercial, con 4,6%

de participación, se trata de la utilización de leña en restaurantes y panaderías, principalmente en los poblados de la sierra del país.

Como consumo de fuente primaria, también se encuentra el conjunto de bosta y yareta, además del bagazo; el primero desarrollado por el sector residencial, y el segundo por el sector agropecuario.

Bagazo y biogás a nivel secundario

En la sección anterior de balance de energía eléctrica, se revisó la evolución del consumo de fuentes secundarias de bagazo y biogás. El primero como combustible para generar vapor, y en caso del segundo, como gas de desechos biomásicos fermentados para obtener gas (como el metano obtenido de rellenos sanitarios).

Al respecto, tanto el vapor y el gas mencionados son utilizados por centrales térmicas para generar electricidad. Los resultados de esta generación se presentaron en la sección anterior de balance de energía eléctrica.

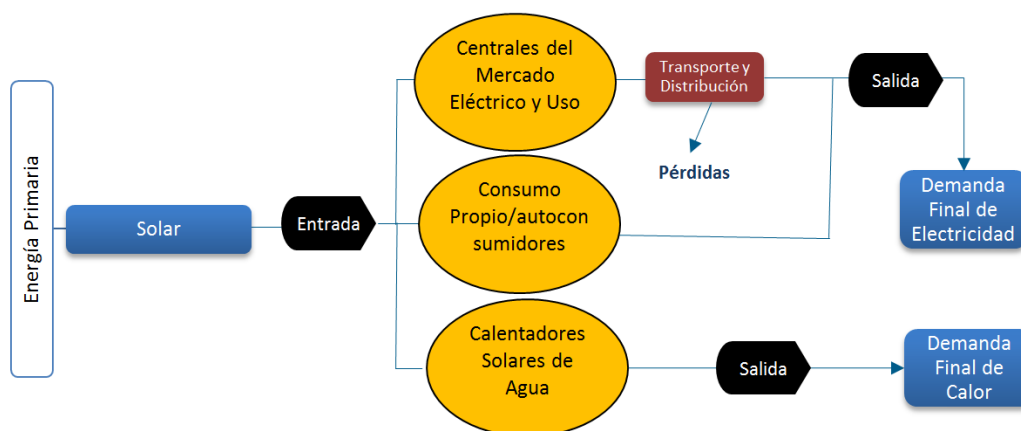
10.2.3 Energía solar

El uso energético de la radiación solar en el Perú es antiguo, considerando su aplicación en técnicas de conservación de alimentos, como es el secado al aire libre de algunos productos agrícolas (por ejemplo café, ajís, etc.). Asimismo, en tiempos recientes se han instalado proyectos pilotos para estudiar el uso de la energía solar pasiva a fin de ayudar a la climatización de viviendas en zonas alejadas del país. Si bien estos usos de la energía solar son comunes, actualmente no se cuenta con datos que permitan cuantificar su impacto. Dado que se estima que dichos usos no son significativos, no han sido considerados para el desarrollo del balance de energía.

Por otro lado, sí se ha considerado dos usos de energía solar, para la producción de electricidad, y la producción de energía térmica.

En el siguiente esquema se representa el flujo de la energía solar, donde la radiación solar es la fuente para producir electricidad mediante centrales eléctricas que generan tanto para el mercado eléctrico como para uso propio; luego dicha electricidad fluye por redes de transporte y distribución hasta el consumidor final. Asimismo, la radiación también es utilizada para producir energía térmica, es decir, mediante calentadores solares de agua. La principal diferencia entre ambas formas de transmitir la energía, es que a nivel de mercado eléctrico, la generación es centralizada, lo que obliga a que existan pérdidas de energía en el flujo de transporte y distribución.

Ilustración 133: ESQUEMA DE LA CADENA ENERGÉTICA DE ENERGÍA SOLAR



Fuente: Elaboración Propia

Cabe precisar, que para completar la producción de electricidad de instalaciones solares fotovoltaicas, se evaluó la cantidad de módulos solares fotovoltaicos importados, y se descontó los adquiridos para proyectos solares ejecutados (C.S. Rubí, C.S. Intipampa) o en ejecución (proyecto de la empresa Ergon sobre instalación de sistemas fotovoltaicos aislados en zonas rurales, en el marco del contrato de suministro de energía eléctrica a áreas no conectadas a red). Los resultados de la producción se presentaron en la sección anterior de balance de energía eléctrica.

Por otro lado, la estimación de producción y consumo de energía solar térmica para calentamiento de agua, se basó en contabilizar las importaciones de tubos de vacío y de termas solares enteras, incluyendo una pequeña producción de termas solares nacionales. En caso de no encontrar registros sobre el tamaño de la terma, se asumió un calentador solar de agua de 120 litros de agua.

En la siguiente tabla se muestra el resultado del balance para la energía solar.

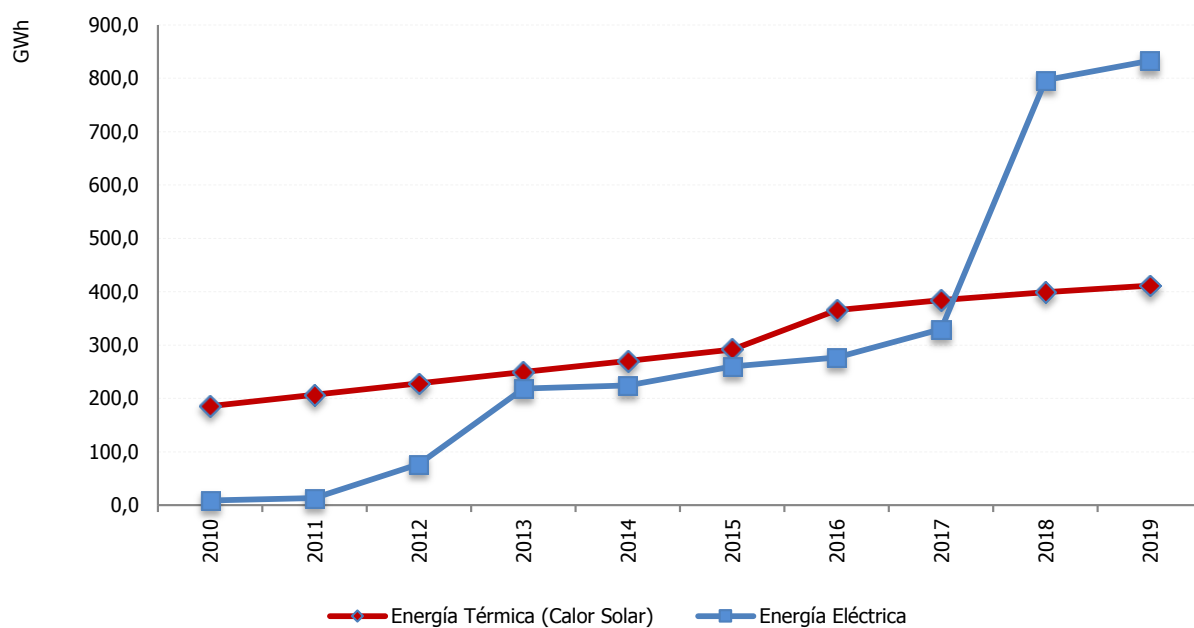
Tabla 45: BALANCE DE ENERGÍA SOLAR 2019

REPÚBLICA DEL PERÚ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA	SOLAR TÉRMICO GWh	SOLAR FOTOVOLTAICO GWh	ENERGÍA ELÉCTRICA GWh
1. PRODUCCIÓN	411,8	832,8	
2. IMPORTACIÓN			
3. VARIACIÓN DE INVENTARIOS			
4. OFERTA TOTAL	411,8	832,8	-
5. EXPORTACIÓN			
6. NO APROVECHADA			
7. OFERTA INTERNA BRUTA	411,8	832,8	-
8. TOTAL TRANSFORMACIÓN	-	(832,8)	832,8
8.1 COQUERÍAS Y ALTOS HORNOS			
8.2 CARBONERAS			
8.3 REFINERÍAS			
8.4 PLANTAS DE GAS			
8.5 CENTRALES ELEC. M.Eléctrico		(778,8)	778,8
8.6 CENTRALES ELEC. U.Propio		(54,0)	54,0
9. CONSUMO PROPIO SEC. ENERGÍA			
10. PÉRDIDAS (TRANS., DIST. Y ALM.)			
11. AJUSTES	-	-	
12. CONSUMO FINAL TOTAL	411,8	-	832,8
12.1 CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO			
12.2 CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	411,8		832,8
12.2.1 RESIDENCIAL	249,4		147,8
12.2.2 COMERCIAL	158,9		642,9
12.2.3 PÚBLICO	0,5		41,9
12.2.4 TRANSPORTE	-		-
12.2.5 AGROPECUARIO Y AGROIND.	2,0		0,1
12.2.6 PESQUERÍA	-		-
12.2.7 MINERO METALÚRGICO	0,2		-
12.2.8 INDUSTRIAL	0,7		0,1
12.2.9 CONSUMO NO IDENTIFICADO			

Elaboración: DGEE-MINEM

En relación a la energía solar térmica, la producción ha venido incrementándose desde el año 2010 a una tasa media anual de 9,3%, alcanzando en el 2019 una cantidad de 411,8 GWh. En el mismo periodo, la energía solar fotovoltaica creció de forma más intensiva a una tasa media anual 65,6%, hasta alcanzar la cifra de 832,8 GWh.

**Ilustración 134: EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y TÉRMICA SOLAR
(UNIDAD: GWh)**



Fuente: Elaboración Propia

10.2.4 Eólica

En el caso del uso del viento en el Perú, existen instalaciones de molinos de vientos pequeños para bombeo de agua que se encuentran en la costa del país. El uso del viento es difícil de cuantificar por lo cual no se consideró parte del presente balance.

En cuanto a las instalaciones para generar electricidad, ésta información se desarrolló en la sección anterior de balance de energía eléctrica. Considerando dicha información, el balance de energía eólica se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 46: BALANCE DE ENERGÍA EÓLICA 2019
(Unidades originales)

REPÚBLICA DEL PERÚ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA	EÓLICA BOMBEO GWh	EÓLICA AEROGENERADOR GWh	ENERGIA ELÉCTRICA GWh
1. PRODUCCIÓN		1 655,0	
2. IMPORTACIÓN			
3. VARIACIÓN DE INVENTARIOS			
4. OFERTA TOTAL	-	1 655,0	
5. EXPORTACIÓN			
6. NO APROVECHADA			
7. OFERTA INTERNA BRUTA	-	1 655,0	
8. TOTAL TRANSFORMACIÓN	-	(1 655,0)	1 655,0
8.1 COQUERÍAS Y ALTOS HORNO			
8.2 CARBONERAS			
8.3 REFINERÍAS			
8.4 PLANTAS DE GAS			
8.5 CENTRALES ELEC. M.Eléctrico		(1 655,0)	1 655,0
8.6 CENTRALES ELEC. U.Propio			
9. CONSUMO PROPIO SEC. ENERGÍA			
10. PÉRDIDAS (TRANS., DIST. Y ALM.)			
11. AJUSTES	-	-	
12. CONSUMO FINAL TOTAL	-	-	1 655,0
12.1 CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO			
12.2 CONSUMO FINAL ENERGÉTICO			1 655,0
12.2.1 RESIDENCIAL	-	-	293,8
12.2.2 COMERCIAL	-	-	1 277,6
12.2.3 PÚBLICO	-	-	83,3
12.2.4 TRANSPORTE	-	-	
12.2.5 AGROPECUARIO	-	-	0,2
12.2.6 PESQUERÍA	-	-	
12.2.7 MINERO	-	-	
12.2.8 INDUSTRIAL	-	-	0,2
12.2.9 CONSUMO NO IDENTIFICADO			-

Elaboración: DGEE-MINEM

10.3 BALANCE DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES

Para fines del balance, se consideran como fuentes de energía primaria de hidrocarburos, al gas natural, los líquidos de gas natural, y el petróleo crudo, que son insumos para las refinerías y plantas de fraccionamiento.

El gas natural incluye tanto el gas natural libre como el asociado. Los líquidos de gas natural son hidrocarburos de bajo peso molecular licuables, recuperados del gas natural libre en plantas de separación o procesamiento, o que se condensan durante el manejo, transporte y compresión del gas natural (incluyen propano, butano, el etano y pentanos constituidos en insumos para refinerías y plantas de fraccionamiento).

Las fuentes de energía secundaria de hidrocarburos corresponden a los productos o derivados de la refinación del petróleo crudo y líquidos de gas natural; y a los obtenidos en las plantas de fraccionamiento de gas natural.

Esta sección se complementa con registros de biocombustibles que son mezclados con algunos derivados de hidrocarburos. Estos biocombustibles se obtienen de la transformación de la biomasa e incluyen el etanol y el biodiesel.

10.3.1 Esquema Energético

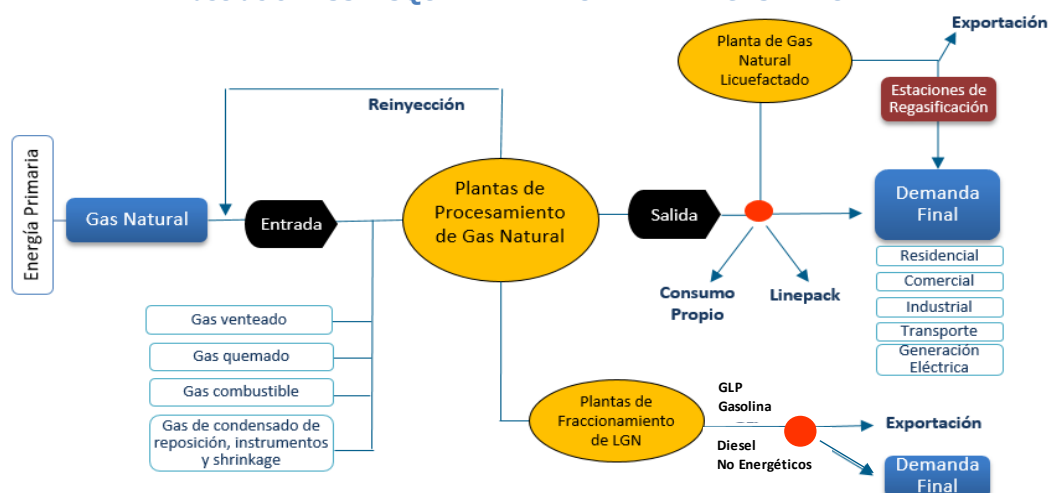
Cadena de gas natural

El flujo de la cadena de gas natural identifica al inicio, el ingreso de la mencionada fuente primaria a las plantas de procesamiento. De esta planta resulta principalmente, el gas natural seco, y los líquidos de gas natural (LGN).

El gas natural seco, es considerado una fuente secundaria de tipo combustible, y según se muestra en el flujo, una fracción del gas es utilizada para consumo propio de la planta de procesamiento, y el resto se transporta. El transporte es vía gaseoductos que llegan; por un lado, hacia sistemas de distribución de red de ductos hasta al consumidor final; y por otro lado, a Plantas de Licuefacción de Gas Natural para obtener gas natural licuado (GNL), el mismo que puede ser transportado y/o exportado vía terrestre o marítimo a estaciones de regasificación. Las estaciones mencionadas permiten continuar la distribución del gas seco hasta el consumidor final. Cabe precisar, que existe un volumen de gas que se mantiene “almacenado” a lo largo del gaseoducto, y que es denominando Linepack. Asimismo, dentro de las operaciones de extracción y procesamiento de gas natural, existen flujos que pueden ser: venteos, quemas, reinyección a pozos de almacenamiento, entre otras acciones, que permiten descargar y controlar la sobrepresión del gas.

Los líquidos de gas natural, son considerados fuente primaria, porque son dirigidos a plantas de fraccionamiento para obtener productos derivados (GLP, Gasolina, Diesel, otros no energéticos), los cuáles se dispondrán al consumidor final o para exportación.

Ilustración 135: ESQUEMA DE LA CADENA DE GAS NATURAL



Fuente: Elaboración Propia

* Para efectos del BNE se está considerando a los destilados medios como diesel, dado que son utilizados para la producción del mismo.

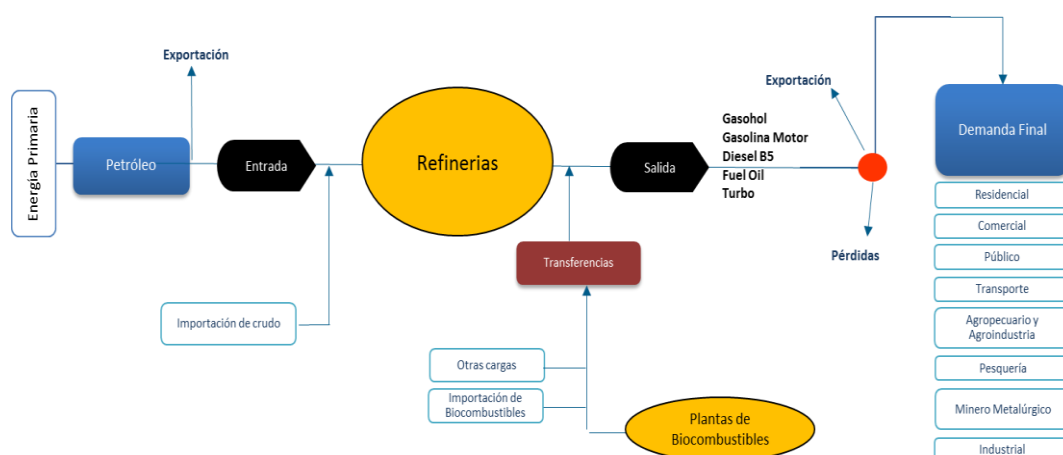
Cadena de petróleo crudo

El flujo de la cadena de petróleo crudo muestra que una parte de la mencionada fuente se exporta, y el resto ingresa a las refinерías junto con el petróleo importado.

Las refinерías transforman el petróleo crudo y producen diversos derivados de hidrocarburos, contando también para ello, con transferencias recibidas de otras cargas de derivados y/o de biocombustibles importados y nacionales.

De esta manera, a la salida de las refinерías se obtiene diversos tipos de combustibles, como son: gasohol, gasolina motor, diésel B5, fuel oil, turbo, entre otros. Finalmente, estos productos son transportados hasta el consumidor final, o destinados para exportación.

Ilustración 136: ESQUEMA DE LA CADENA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS



Fuente: Elaboración Propia

10.3.2 Reservas de hidrocarburos

10.3.2.1 Reservas de gas natural

Las reservas probadas de gas natural se estimaron en 10,604 TCF ($300,28 \times 10^9 \text{ m}^3$), según datos disponibles del 31 de diciembre de 2018, donde la mayor participación corresponde a la zona Selva Sur (95%). Estas reservas fueron 2,271 TCF menor que el registrado a la fecha del 31 de diciembre de 2017. La disminución se debió principalmente a la producción del año 2018, reestimación de volúmenes en base al ajuste en el modelo de simulación del campo Pagoreni (Lote 56) y Cashiriari (Lote 88).

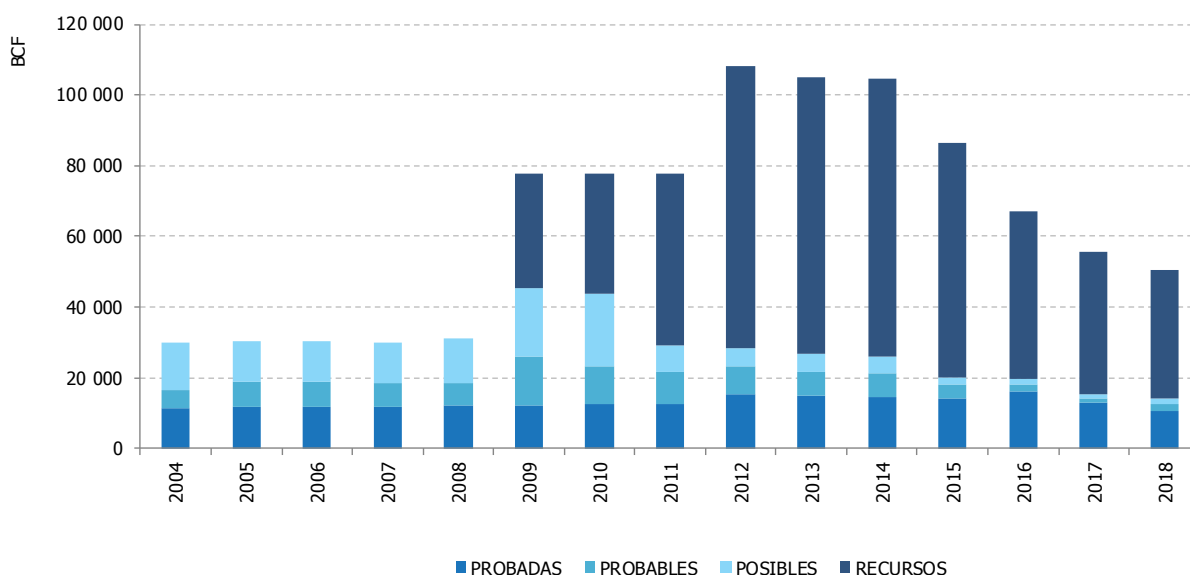
**Tabla 47: RESERVAS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: BCF)**

FASE / ZONA		RESERVAS					RECURSOS		
		PROBADAS			PROBABLES	POSIBLES	Contingentes	Prospectivas	Total Recursos
		Desarrolladas	No Desarrolladas	Total Probadas					
Fase de explotación	Zócalo	83	-	83	16	11	1 028	2 550	3 579
	Noroeste	217	137	354	123	107	359	321	681
	Selva	4 047	6 121	10 167	1 776	1 487	3 736	1 370	5 107
Fase de exploración		-	-	-	-	-	185	814	998
Áreas sin contrato / no operadas								25 941	25 941
TOTAL		4 346	6 258	10 604	1 914	1 605	5 309	30 996	36305

Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos

En la siguiente ilustración se muestran los valores de estimación histórica de las reservas y recursos de gas natural publicado en los Libros Anuales de Recursos de Hidrocarburos. Es preciso señalar, que los recursos provienen principalmente de una reclasificación de reservas posibles a recursos a partir del año 2009.

Ilustración 137: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE GAS NATURAL (UNIDAD: BCF)



Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos

10.3.2.2 Reservas de líquidos de gas natural

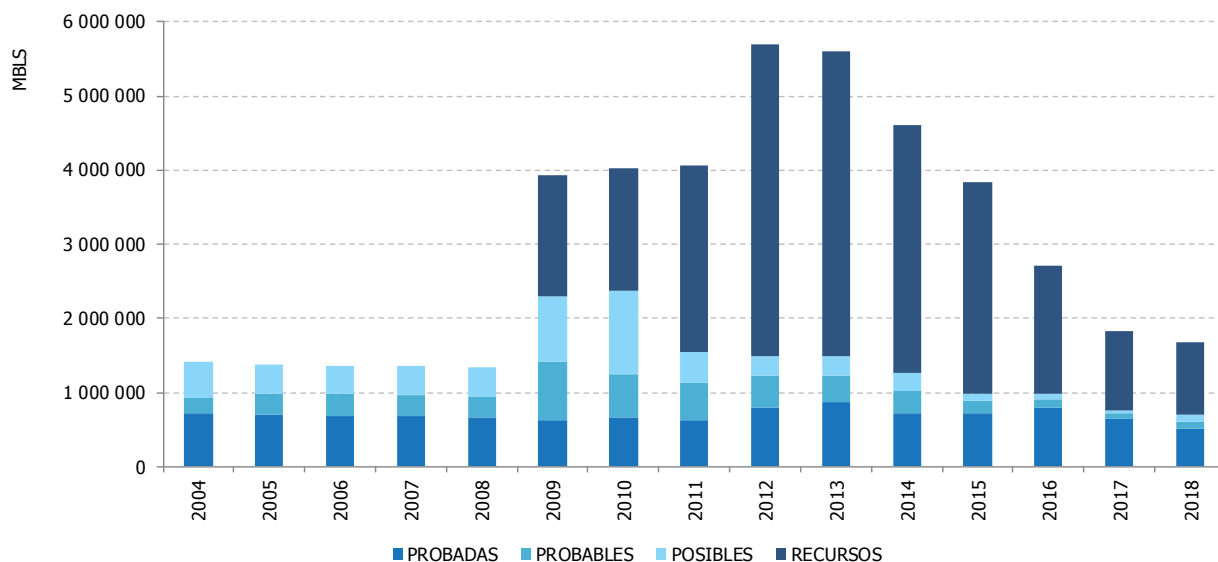
Las reservas probadas de líquidos de gas natural se estimaron en $514\,389 \times 10^3$ BLS según datos disponibles del 31 de diciembre de 2018, donde la mayor participación corresponde a la zona Selva Sur (98%). Esta cantidad de reserva fue menor en 20% respecto a lo registrado a la fecha del 31 de diciembre de 2017. La disminución se debió principalmente a la producción del año 2018 y a la reestimación de volúmenes de los lotes 56 y 88 por comportamiento productivo.

Tabla 48: RESERVAS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL (UNIDAD: MBL)

FASE / ZONA		RESERVAS					RECURSOS			
		PROBADAS			PROBABLES	POSIBLES	Contingentes	Prospectivas	Total Recursos	
		Desarrolladas	No Desarrolladas	Total Probadas						
Fase de explotación	Zócalo	3 744	73	3 817	224	49	1 955		1 955	
	Noroeste Selva			-					-	
		205 178	305 394	510 572	96 251	84 616	127 141		127 141	
Fase de exploración		-								
Áreas sin contrato / no operadas									859 689	859 689
TOTAL		288 922	305 467	514 389	96 475	84 665	129 096	859 689	988 785	

En la siguiente gráfica se muestran los valores de estimación histórica de las reservas y recursos de líquidos de gas natural publicado en los Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos. Es preciso señalar, que los recursos provienen principalmente de una reclasificación de reservas posibles a recursos a partir del año 2009.

Ilustración 138: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL (UNIDAD: MBLs)



Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos

10.3.2.3 Reservas de petróleo crudo

Las reservas probadas de petróleo se estimaron en $344\,500 \times 10^3$ BLS según datos disponibles del 31 de diciembre de 2018. Dicho valor fue mayor en 1,54% respecto a lo registrado a la fecha del 31 de diciembre de 2017. El incremento se debió principalmente a la reclasificación de los volúmenes de recursos contingentes a reservas probadas debido a que el lote 95 entró en fase de exploración y a un aumento de reservas probadas del lote 67 dado que se encontraba sin producir y retomó operaciones.

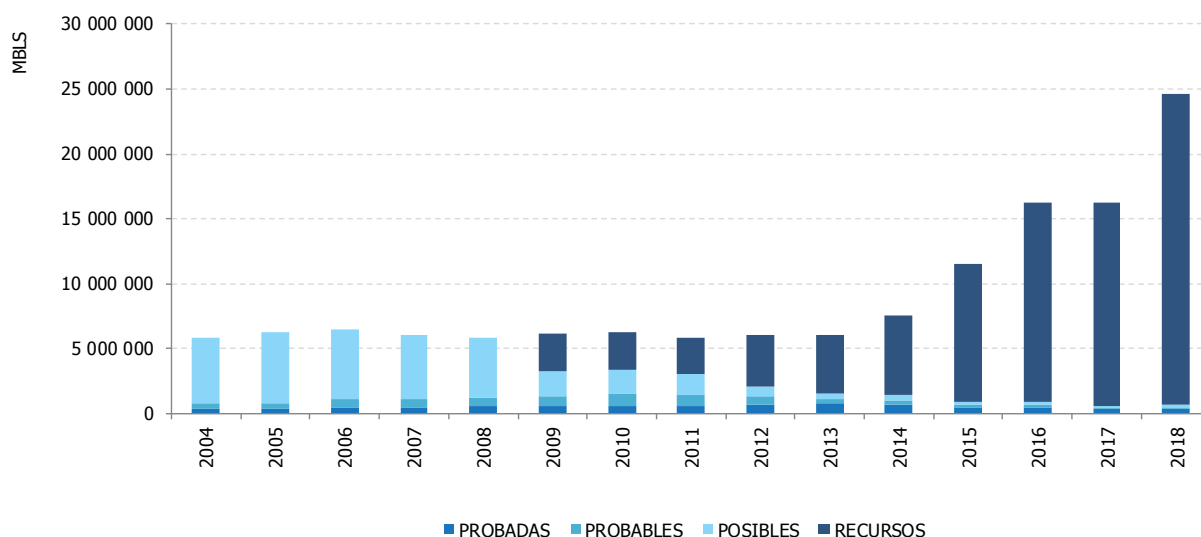
Tabla 49: RESERVAS DE PETRÓLEO (UNIDAD: MBLs)

ZONA		PROBADAS			PROBABLES	POSIBLES	RECURSOS		
		Desarrolladas	No Desarrolladas	Total Probadas			Contingentes	Prospectivas	Total Recursos
Fase de explotación	Zócalo	39 636	1 818	41 454	7 235	6 472	200 977	570 090	771 067
	Noroeste	92 260	45 122	137 382	25 955	22 191	89 870	63 163	153 033
	Selva	78 532	87 132	165 664	43 977	210 087	298 981	467 412	766 393
Fase de exploración							193 000	12 310 639	12 503 639
Áreas sin contrato / no operadas							5 954	9 732 651	9 738 605
TOTAL		210 429	134 072	344 500	77 167	238 750	788 782	23 143 955	23 932 737

Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos

En la siguiente gráfica se muestran los valores de estimación histórica de las reservas y recursos de petróleo publicado en los Libros Anuales de Recursos de Hidrocarburos. Es preciso señalar, que los recursos provienen principalmente de una reclasificación de reservas posibles a recursos a partir del año 2009.

Ilustración 139: EVOLUCIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS DE PETRÓLEO (UNIDAD: MBLS)



Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos

10.3.3 Producción Fiscalizada de hidrocarburos

10.3.3.1 Producción fiscalizada de gas natural

El gas natural se puede encontrar en los reservorios en dos formas: como "gas asociado", cuando está en contacto o disuelto en el petróleo crudo y como gas "no asociado", cuando no hay presencia de petróleo crudo.

Durante el año 2019, la producción de campo de gas natural de los yacimientos de gas no asociado y asociado fue de $19\,048,1 \times 10^6 \text{ m}^3$. Esta producción fue mayor en 2,9% respecto al año anterior, influenciado principalmente por el incremento en la producción del lote 56, que es el segundo lote con mayor producción de gas natural en el país.

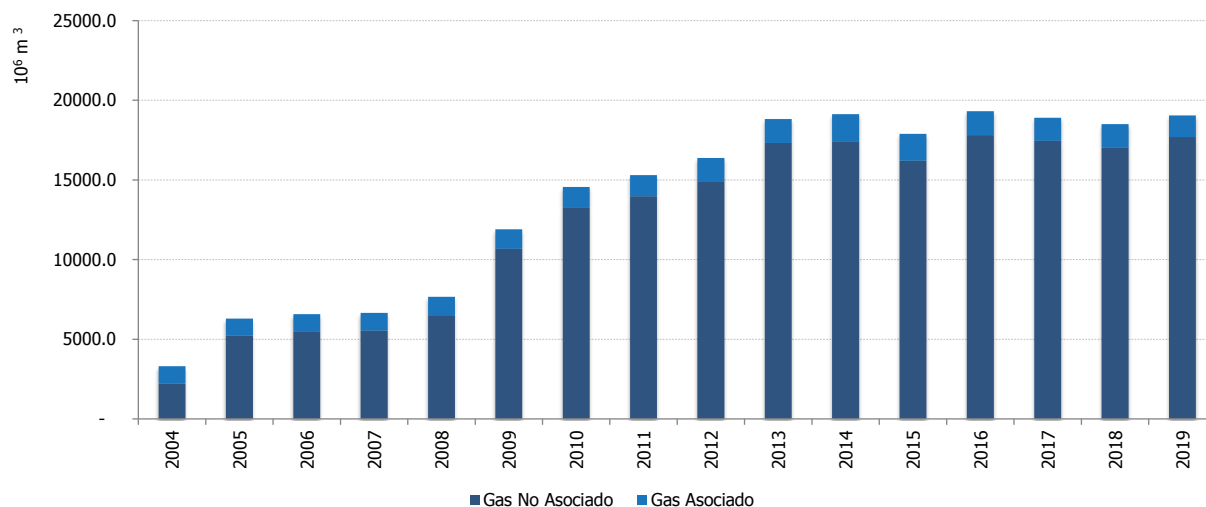
Cabe precisar, que la producción de gas no asociado representó el 92,9% de la producción total, con un valor de $17\,692,0 \times 10^6 \text{ m}^3$, mientras que la producción de gas asociado fue el 7,1% con un valor de $1\,356,2 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Tabla 50: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10⁶ m³)

ZONA / COMPAÑÍA	LOTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GAS ASOCIADO																	
GMP	I	23,3	29,3	32,8	35,9	39,8	37,8	45,3	48,6	56,3	69,3	129,9	101,1	87,2	69,7	55,9	45,5
PETROMONT	II	6,5	5,9	6,1	7,6	11,5	10,3	12,7	12,3	10,2	11,0	10,0	11,9	11,4	5,8	8,8	14,6
GMP	III	19,9	18,3	19,7	35,9	34,0	37,7	51,3	61,0	49,0	55,8	33,7	41,6	34,6	26,6	28,6	21,6
GMP	IV	1,2	1,8	5,5	19,4	17,5	13,8	7,3	5,5	5,6	6,2	5,6	6,1	5,7	19,3	36,0	45,1
GMP	V	4,0	4,9	5,2	4,1	2,4	3,5	4,2	4,1	4,3	3,7	4,4	5,0	3,5	2,7	3,0	3,4
SAPET	VII/VI	59,8	48,3	38,5	33,3	32,1	29,1	34,2	32,5	35,0	38,5	38,0	35,4	35,7	37,2	43,2	47,2
UNIPETRO	IX	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7
CNPC	X	137,3	156,9	169,6	193,0	223,5	215,4	223,0	228,3	246,2	220,8	196,0	210,2	217,6	209,8	235,6	252,8
OLYMPIC	XIII					16,9	31,7	75,8	78,2	83,2	117,1	163,3	156,2	66,0	51,1	28,0	34,2
PETROMONT	XV						0,1	0,3	1,0	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,2	0,3
PETROMONT	XX						0,3	0,3	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Costa Norte		253,3	266,6	278,8	330,5	379,0	380,8	455,4	472,9	491,8	524,0	582,2	568,5	462,8	423,3	440,0	465,5
BPZ	Z-1						66,8	60,2	91,0	124,8	144,8	275,1	290,3	300,6	309,1	306,1	208,2
SAVIA	Z-2B	697,8	675,6	677,3	687,6	681,1	679,2	710,1	675,0	754,7	755,6	798,1	777,5	717,3	693,0	678,9	639,2
Zócalo		697,8	675,6	677,3	687,6	681,1	746,0	770,3	766,0	879,5	900,5	1 073,2	1 067,8	1 017,9	1 002,2	985,0	847,4
CEPSA	131													0,3	0,7	0,8	0,8
PACIFIC STRATUS	192												13,4	6,9	17,8	32,5	31,1
PERENCO	67											0,0	2,9	0,7	0,1	0,2	0,7
PLUSPETROL NORTE	8	32,8	25,7	22,4	24,6	25,1	23,6	22,0	19,7	18,5	16,6	17,4	14,8	8,5	11,9	11,5	9,7
	1-AB	107,4	90,6	90,7	81,9	76,5	64,5	72,8	68,7	67,2	63,7	58,6	30,8				
PETROLAL	95																1,0
Selva		140,3	116,3	113,1	106,5	101,6	88,1	94,8	88,4	85,7	80,3	79,0	59,6	15,7	30,4	45,0	43,3
Subtotal Gas Asociado		1 091,3	1 058,5	1 069,2	1 124,6	1 161,7	1 214,9	1 320,4	1 327,3	1 456,9	1 504,8	1 734,4	1 695,8	1 496,4	1 455,9	1 470,0	1 356,2
GAS NO ASOCIADO																	
GMP	I	7,5	8,9	5,7	12,1	15,7	14,9	5,9	3,6	0,7	0,0		4,6	7,8	14,6	16,5	12,4
PETROMONT	II	1,4	1,3	1,2	2,0	3,0	2,7	2,9	4,1	3,7		11,6	12,8	15,1	19,5	17,8	8,9
GMP	III	2,4	2,8	2,5	3,9	14,6	16,2										
SAPET	VII/VI												4,2	6,3	5,0	1,8	2,6
OLYMPIC	XIII	18,3	11,8	12,4	12,5	10,2	19,2	6,5	6,7	4,0	1,5	41,0	46,0	67,6	100,3	130,4	179,4
CNPC	X	19,5	23,9	19,6	24,2	13,4	12,9	0,6	0,6								
Costa Norte		49,1	48,7	41,5	54,7	56,9	65,9	15,9	15,0	8,4	5,3	52,6	67,5	96,8	139,5	166,5	203,4
PLUPETROL CORP.	88	1 453,1	4 447,1	4 773,2	4 771,5	4 535,3	5 714,3	8 124,3	7 593,9	7 760,8	10 155,8	10 587,5	10 295,1	10 690,4	10 479,5	10 477,1	10 538,2
REPSOL	56					1 231,7	4 234,7	4 509,6	5 792,9	6 579,8	6 623,3	5 576,6	4 548,1	5 169,3	4 786,4	4 205,4	4 675,6
AQUAYTIA	57											645,0	763,4	1 409,5	1 572,6	1 732,0	1 841,7
	31-C	721,8	743,0	693,1	711,9	687,0	670,2	592,0	572,2	573,9	539,4	528,0	529,8	448,7	473,0	458,5	433,1
Selva		2 174,9	5 190,1	5 466,2	5 483,4	6 454,1	10 619,2	13 226,0	13 959,0	14 914,5	17 318,5	17 337,2	16 136,4	17 717,8	17 311,5	16 873,0	17 488,6
Subtotal Gas No Asociado		2 224,0	5 238,8	5 507,7	5 538,1	6 511,0	10 685,1	13 241,9	13 974,0	14 922,9	17 323,8	17 389,8	16 203,9	17 814,6	17 450,9	17 039,5	17 692,0
TOTAL		3 315,3	6 297,3	6 576,9	6 662,7	7 672,7	11 900,0	14 562,4	15 301,4	16 379,8	18 828,7	19 124,3	17 899,7	19 311,0	18 906,8	18 509,5	19 048,1

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 140: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL
(10⁶ m³)



Fuente: Elaboración Propia / Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos

Gas Natural no aprovechado

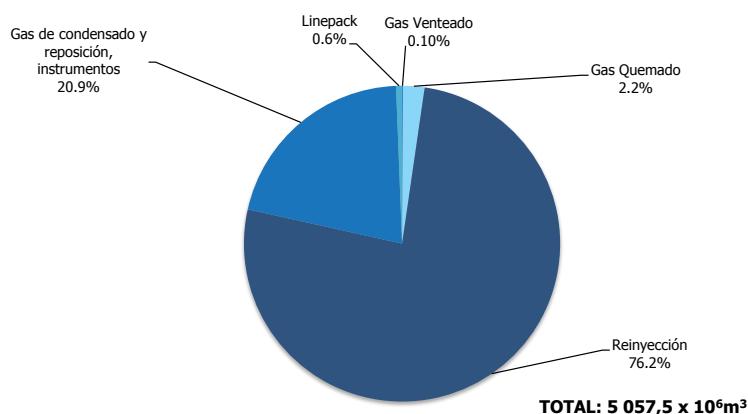
De la producción realizada, existe gas natural no aprovechado que se clasifica de la siguiente manera:

- Gas reinyectado.- Es el gas devuelto al yacimiento a través de los pozos de reinyección a fin de mantener la presión del pozo.
- Gas venteado.- Es el gas que escapa directamente al ambiente, sin ser aprovechado como combustible, éste se considera como merma de los procesos de producción del gas natural.

- Gas quemado.- Es el gas quemado en antorchas después de ser extraído de los pozos. No es empleado como combustible.
- Gas de condensado de reposición, instrumentos y shrinkage.- Consiste en la reducción del volumen inicial de gas natural, como resultado de la condensación de los líquidos del gas natural y el agua asociada.

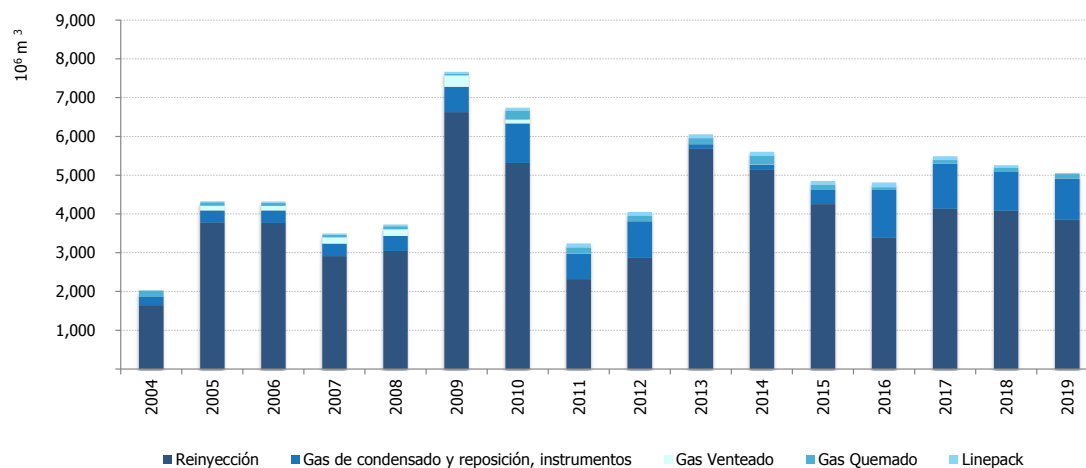
En el año 2019, el volumen de gas natural no aprovechado fue de $5\,057,5 \times 10^6 \text{ m}^3$, cifra inferior en 3,8 % respecto al año anterior, influenciado principalmente por la reducción de gas condensado.

Ilustración 141: PARTICIPACIÓN DE CLASES DE GAS NATURAL NO APROVECHADO



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

Ilustración 142: EVOLUCIÓN DEL GAS NATURAL NO APROVECHADO (UNIDAD: 10^3 m^3)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

10.3.3.2 Producción fiscalizada de líquidos de gas natural

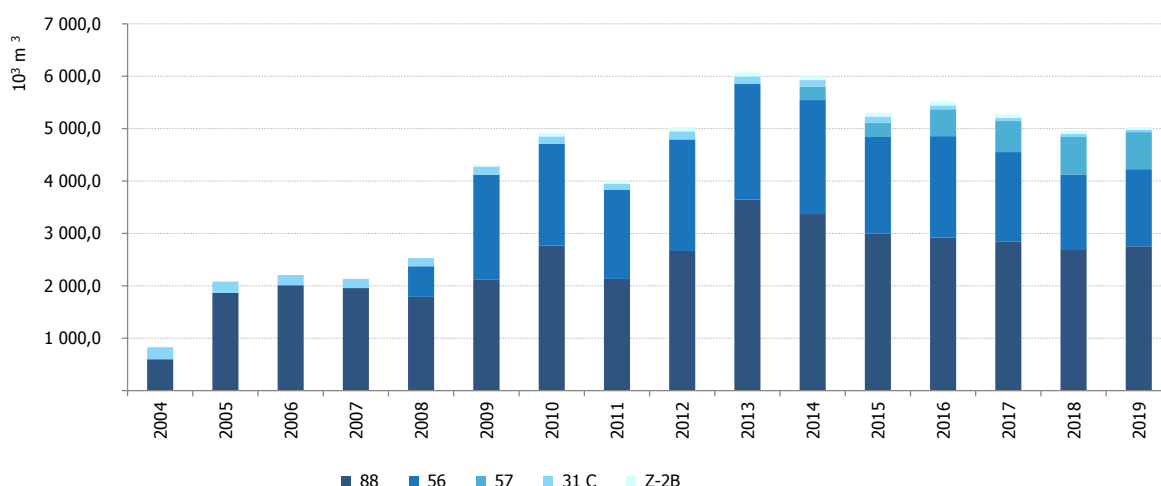
Durante el año 2019, la producción de líquidos de Gas Natural fue de $5\,033,2 \times 10^3 \text{ m}^3$; esta producción fue mayor en 1,5 % respecto al año anterior, influenciado principalmente por la producción en los lotes 56 y 88 que son los mayores productores de gas natural del país.

Tabla 51: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10^3 m^3)

COMPañIA	LOTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
AGUAYTIA	31 C	227,1	214,7	193,0	174,0	155,2	154,7	145,0	120,8	155,6	133,2	124,7	114,5	75,0	65,2	60,7	43,8
PLUPETROL CORP.	88	600,3	1 865,0	2 012,5	1 958,8	1 790,1	2 123,2	2 767,8	2 133,3	2 666,3	3 646,8	3 369,4	2 995,5	2 920,8	2 840,2	2 698,8	2 756,5
REPSOL	56					583,0	1 998,2	1 940,9	1 694,4	2 127,3	2 214,8	2 177,4	1 845,7	1 937,1	1 714,5	1 426,6	1 468,4
	57												255,9	273,0	511,0	588,2	714,4
Selva		827,4	2 079,7	2 205,5	2 132,8	2 528,3	4 276,1	4 853,7	3 948,6	4 949,1	5 994,8	5 927,5	5 228,8	5 443,8	5 208,1	4 900,6	4 977,6
SAVIA	Z-2B						32,3	69,1	59,0	74,0	76,2	74,1	74,8	68,3	59,6	59,5	55,5
Zócalo							32,3	69,1	59,0	74,0	76,2	74,1	74,8	68,3	59,6	59,5	55,5
TOTAL		827,4	2 079,7	2 205,5	2 132,8	2 528,3	4 308,4	4 922,8	4 007,6	5 023,1	6 071,0	6 001,6	5 303,6	5 512,1	5 267,7	4 960,0	5 033,2

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

Ilustración 143: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10^3 m^3)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

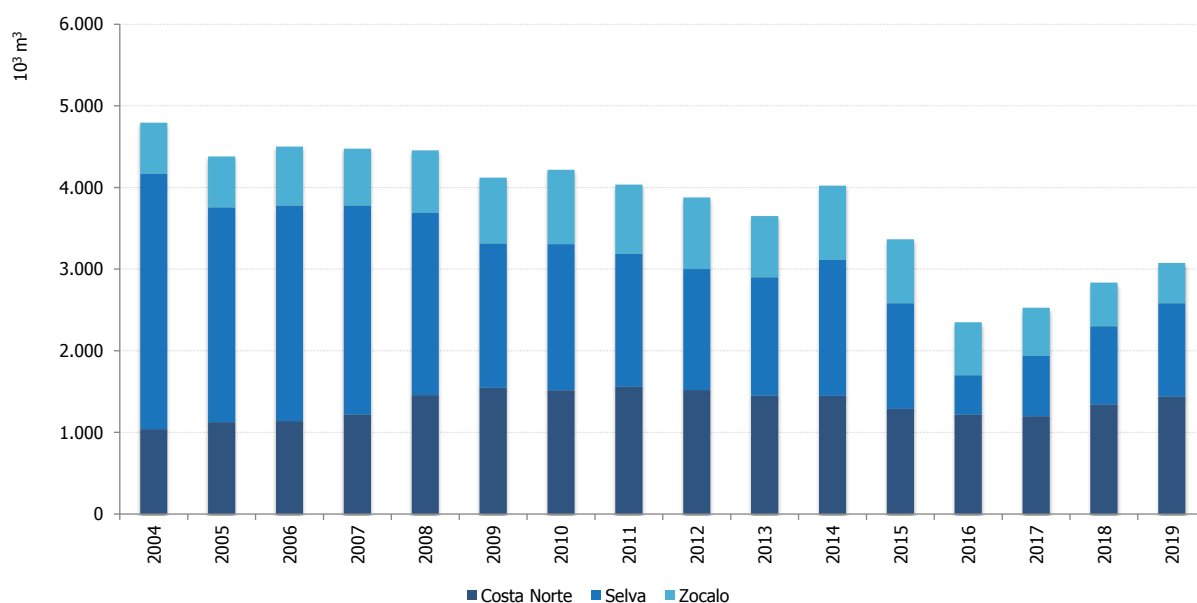
10.3.3.3 Producción fiscalizada de petróleo

Durante el año 2019, la producción de petróleo fue de $3\,074,5 \times 10^3 \text{ m}^3$; esta producción fue mayor en 8,4 % respecto al año anterior, influenciado por el incremento de producción de los lotes 192 y X, ubicados en la selva y costa norte, respectivamente.

Tabla 52: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO
(UNIDAD: 10^3 m^3)

COMPañIA	LOTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GMP	I	37,3	43,9	45,0	49,8	52,1	47,5	58,3	61,0	72,9	84,7	94,2	80,6	60,6	49,3	41,9	37,6
PETROMONT	II	30,8	32,4	33,3	32,8	40,6	37,4	33,3	29,3	26,2	24,6	22,6	20,7	18,5	16,6	17,9	19,1
GMP	III	38,0	50,5	53,0	58,3	119,8	233,4	171,6	191,0	130,3	112,7	90,5	71,6	55,3	42,6	43,8	41,9
GMP	IV	36,0	48,5	65,8	91,1	95,3	67,0	55,9	49,4	44,9	41,3	38,9	37,0	37,0	84,4	120,0	150,5
GMP	V	8,1	7,9	7,5	8,9	11,8	6,8	11,1	8,9	8,7	7,7	7,7	9,4	7,5	5,8	6,3	6,1
SAPET	VI/VII	210,4	193,1	177,1	166,2	161,2	172,3	182,9	176,9	194,6	200,7	207,7	198,2	186,4	180,1	218,9	226,1
UNIPETRO	IX	18,0	16,7	16,2	15,5	15,6	15,2	14,1	13,2	12,7	11,9	11,4	10,4	11,0	10,1	10,0	9,8
CNPC	X	658,9	729,8	739,0	772,5	823,0	773,9	758,2	781,5	823,2	671,1	602,7	620,1	626,7	649,5	767,4	831,1
OLYMPIC	XIII		0,2	0,1	19,5	133,6	186,6	224,9	239,1	194,5	288,9	367,6	236,6	212,8	157,2	113,8	114,1
PETROMONT	XV	1,2	1,1	1,1	1,0	1,1	1,1	1,3	6,4	7,4	5,0	3,9	3,4	2,8	2,3	2,1	2,1
PETROMONT	XX				2,7	2,1	2,6	3,1	2,4	2,0	1,8	1,4	1,1	0,9	0,7	1,3	0,9
Costa Norte		1 038,6	1 124,2	1 137,9	1 218,4	1 456,0	1 547,0	1 514,7	1 559,3	1 517,5	1 450,3	1 448,6	1 289,1	1 219,4	1 198,7	1 343,3	1 439,4
SAVIA	Z-2B	624,8	623,5	724,3	689,7	639,2	647,1	670,8	628,0	684,5	592,9	620,9	557,6	486,6	455,8	444,4	415,2
SAVIA	Z-6								0,5								0,5
BPZ	Z-1				4,6	124,8	159,7	241,2	219,2	194,3	157,9	287,9	226,1	162,1	135,2	91,3	75,8
Zócalo		624,8	623,5	724,3	694,2	764,0	806,8	912,0	847,7	878,7	750,8	908,8	783,7	648,7	591,0	535,7	491,6
PLUSPETROL	1-AB	1 840,4	1 593,0	1 624,6	1 547,1	1 308,9	950,8	1 085,2	1 023,9	894,5	859,7	752,8	412,5	139,5	66,0	420,0	390,9
PACIFIC STRATUS	192														220,6	327,3	256,1
PLUSPETROL	8	1 125,7	1 014,7	986,8	989,1	898,6	791,1	679,3	578,8	563,1	553,7	554,7	446,2	254,6	339,0	1,2	
MAPLE	31 B/D	19,4	23,1	27,7	25,8	23,3	20,5	20,9	21,2	19,2	17,3	17,1	15,4	6,1	4,3	1,2	
MAPLE	31 E	143,6				4,8	5,7	5,7	5,1	5,4	6,0	4,9	4,0	2,5	1,7	0,4	
PERENCO	67										2,3	293,6	88,3	20,9	21,4	80,2	
CEPSA	131										0,4	41,1	187,5	130,5	159,3	178,0	
GRAN TIERRA	95										1,0				27,1	238,3	
PLUSPETROL	102										8,1						
Selva		3 129,1	2 630,8	2 639,2	2 562,1	2 235,7	1 768,1	1 791,2	1 629,0	1 482,2	1 448,4	1 664,1	1 293,3	480,6	738,2	956,7	1 143,6
TOTAL		4 792,5	4 378,4	4 501,4	4 474,7	4 455,7	4 121,9	4 217,9	4 036,0	3 878,4	3 649,5	4 021,5	3 366,1	2 348,6	2 527,8	2 835,7	3 074,5

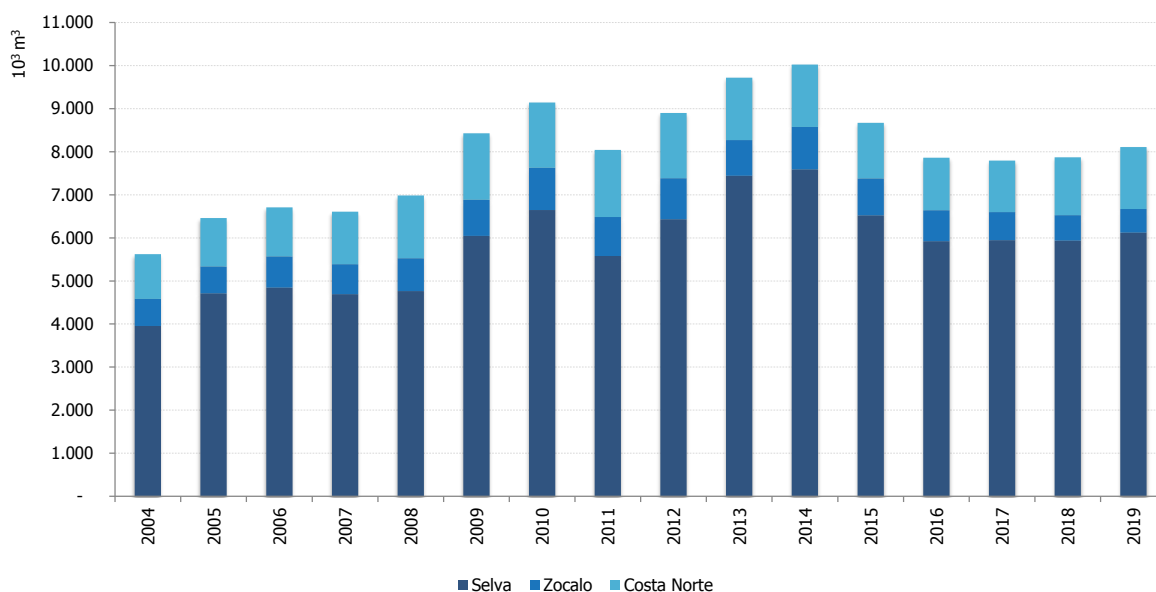
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

**Ilustración 144: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO
(UNIDAD: 10^3 m^3)**

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas - DGH - MINEM

10.3.3.4 Resumen de producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos por zona

En general, los hidrocarburos líquidos, compuesto por los líquidos de gas natural y el petróleo crudo, tuvieron en el año 2019 una producción total de $8\,108 \times 10^3 \text{ m}^3$, que es 3,0 % mayor al año anterior. De dicho total, al igual que años anteriores, predominó la participación de la zona de selva, con el 75,5%. La participación en las otras zonas fueron de 17,8% de la Costa Norte, y 6,8% del Zócalo.

Ilustración 145: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS POR ZONA (UNIDAD: 10^3 m^3)

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas - DGH

10.3.4 Infraestructura en el Sector Hidrocarburos

10.3.4.1 Plantas de procesamiento, transporte y distribución de gas natural

Infraestructura de plantas de procesamiento

En la siguiente tabla se muestran las capacidades instaladas de las unidades de procesamiento de gas natural y fraccionamiento de líquidos de gas natural.

Tabla 53: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DE GAS NATURAL

Empresas	Unidades Operativas	Capacidad Instalada
Graña y Montero Petrolera S.A.	Planta de Separación de Gas Natural – GMP	40 MMPCD
	Planta de Fraccionamiento de LGN – GMP	3,0 MBPD
Procesadora de Gas Pariñas S.A.C.	Planta Criogénica de Gas Natural	50 MMPCD
Aguaytía Energy del Perú S.R.L.	Planta de Separación de Gas Natural – Curimaná	65 MMPCD
	Planta de Fraccionamiento de LGN – Yarinacocha	4,4 MBPD
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Planta de Separación de Gas Natural – Malvinas	1 680 MMPCD
	Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural (LGN) – Pisco	120 MBPD
Perú LNG	Planta de Licuefacción de Gas Natural – Pampa Melchorita	625 MMPCD

Fuente: Elaboración Propia

Infraestructura de transporte de gas natural por ductos

Asimismo, en la tabla siguiente se muestra la longitud y capacidades a fines de 2019, de la infraestructura de transporte de gas natural, que van desde las plantas de procesamiento hasta los sistemas de distribución. Se incluye un poliducto que permite el transporte de líquidos de gas natural, además de las plantas de compresión relevantes.

Tabla 54: INFRAESTRUCTURA DE DUCTOS PARA TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Empresas	Infraestructura	Origen	Destino	Longitud	Capacidad acumulada
Olimpic Perú Inc.	Ducto	Estación La Casita	Estación Olimpic	33 km	11 MMPCD
Aguaytía Energy	Ducto	Aguaytía	CT Aguaytía	146 km	55 MMPCD
Transportadora del Gas del Perú – TGP	Ducto principal	Camisea (Planta Malvinas)	Lurín	729 km	920 MMPCD
	Loop Costa I	Pampa Melchorita	Chilca	105 km	
	Loop Costa II	Chilca	City Gate Lurin	31km	
	Ducto de derivación	KP- 277 Ducto principal	City Gate Huamanga (Ayacucho)	18 km	
	Planta de Compresión Chiquintirca	Ayacucho (distrito de Anco)		-	1 104 MMPCD
	Planta de Compresión Kámani	Cusco (localidad de Kepashiato) – KP- 127 Ducto Principal		-	1 540 MMPCD
Perú LNG	Ducto	Chiquintirca	Pampa Melchorita	408 km	620MMPCD
TGP	Poliducto	Camisea	Pisco	557km	120 MBPD
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Ducto	Humay	Pisco (Planta de Fraccionamiento)	40 km	35 MMPCD

Fuente: Elaboración Propia

Infraestructura del sistema de distribución de gas natural

Al 2019, respecto a infraestructura del sistema de distribución de gas natural existen cuatro concesiones que operan comercialmente:

- Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, administrada por la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. – Cálidda, cuya concesión comprende el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao, y que inició su operación comercial en agosto del año 2004.
- Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica, administrada por la empresa Contugas S.A.C., y que inició operación comercial en abril de 2014.
- Concesión Norte, para las ciudades de Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque y Pacasmayo. Estas ciudades corresponden a las regiones de Lambayeque, Cajamarca, La Libertad, y Áncash. La concesión es administrada por la empresa Quavii – Gases del Pacífico, e inició sus operaciones comerciales en diciembre del 2017.
- Concesión SurOeste, para las ciudades de Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna. Estas ciudades corresponden a las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna. La concesión es administrada por la empresa Gas Natural Fenosa, y también inició sus operaciones en diciembre del 2017.

Es preciso señalar, que las concesiones en las zonas norte y suroeste del país incluyen: 1) gaseoductos virtuales, que se refieren al transporte vía terrestre del gas natural en estado líquido (Gas Natural Licuado – GNL) desde, la planta de licuefacción de gas natural Pampa Melchorita, hasta las ciudades a abastecer; 2) un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL instalados en las ciudades receptoras, incluyendo estaciones de regulación, medición y odorización; 3) sistemas de distribución por red de ductos que llevan el gas natural seco hasta los usuarios finales.

10.3.4.2 Refinerías de Petróleo

La siguiente tabla muestra las capacidades instaladas de las unidades de refinación.

Tabla 55: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN REFINERÍAS DE PETRÓLEO

Empresa Operadora	Refinerías	Capacidad Instalada
Grupo Repsol Petroperú S.A.	Refinería La Pampilla	117 MBPD
	Refinería Talara	65 MBPD
	Refinería Iquitos	12 MBPD
	Refinería Conchán	15,5 MBPD
Maple Gas Corporation del Perú S.R.L.	Refinería Pucallpa	3,3 MBPD

Fuente: Elaboración Propia

10.3.5 Producción de hidrocarburos líquidos en plantas de procesamiento y refinerías

10.3.5.1 Producción en Plantas de Procesamiento

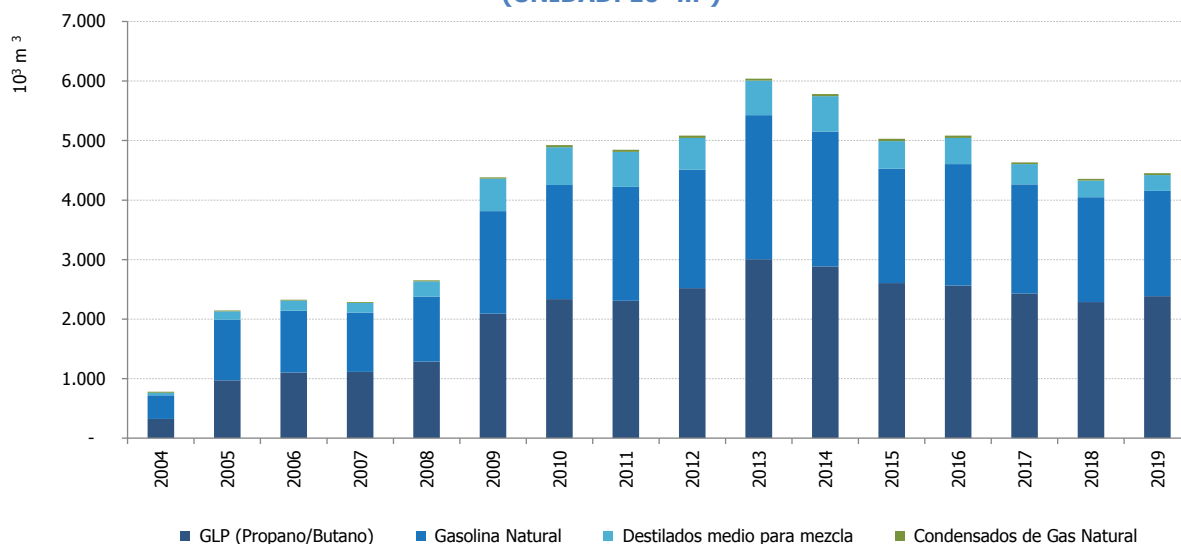
En el año 2019, la producción total de derivados a partir de los líquidos de gas natural, fue de $4\,453,4 \times 10^3$ m³, que es 2,2% mayor al registrado el año anterior. La estructura de producción estuvo conformada principalmente de GLP (incluyendo propano y butano) y gasolina natural, en 53,7% y 39,7%, respectivamente. El resto de la producción son destilados medios (6,0%) y no energéticos (menos de 0,7%).

Tabla 56: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS A PARTIR DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10^3 m^3)

COMPAÑÍA / PRODUCTOS	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GLP (Propano/Butano)	227,1	867,1	959,2	967,0	1 161,5	1 356,7	1 484,9	1 477,0	1 601,8	1 963,0	1 863,4	1 672,5	1 666,2	1 612,9	1 497,3	1 579,1
Propano						615,7	693,3	671,6	754,3	904,3	873,6	781,9	763,6	702,7	677,1	703,5
Butano						545,3	635,4	587,4	531,9	582,0	596,7	464,8	441,1	341,3	281,6	267,0
Destilados medio para mezcla	43,8	139,3	168,9	160,5	255,5	1 619,0	1 825,1	1 827,9	1 901,8	2 339,0	2 187,9	1 850,4	1 994,8	1 789,6	1 720,7	1 738,6
Gasolina Natural	246,1	869,9	891,7	858,8	969,4	1 619,0	1 825,1	1 827,9	1 901,8	2 339,0	2 187,9	1 850,4	1 994,8	1 789,6	1 720,7	1 738,6
Pluspetrol Perú Corporation	517,1	1 876,3	2 019,8	1 986,3	2 386,3	4 136,7	4 638,7	4 563,9	4 789,8	5 788,3	5 521,6	4 769,7	4 865,7	4 446,5	4 176,7	4 288,2
GLP	74,5	70,1	65,1	57,6	48,9	51,9	52,9	54,2	63,6	54,6	50,8	44,7	28,4	25,0	23,6	16,3
Gasolina Natural	152,4	145,3	127,9	116,3	106,2	102,7	92,4	88,6	91,9	78,4	73,9	69,7	46,4	40,7	38,9	27,4
Aguaytia	226,9	215,4	193,0	174,0	155,1	154,6	145,3	142,8	155,5	133,0	124,7	114,4	74,7	65,7	62,5	43,7
Gasolina Natural																
GLP	20,5	20,2	24,8	26,0	28,3	48,4	52,8	53,7	47,0	31,8	47,1	54,4	55,7	50,2	48,5	50,1
Propano/Butano	0,2	0,2	0,1													
Condensados de Gas Natural	16,5	15,9	16,8	16,1	16,8	14,0	15,4	17,0	14,9	9,2	14,0	16,6	16,8	11,2	11,6	15,8
Pentano																
GMP	37,2	36,2	41,6	42,1	45,2	62,4	68,2	70,6	61,9	41,0	61,1	71,0	72,5	61,4	60,2	65,9
Gasolina Natural		4,6	17,6	20,8	15,8											
Propano/Butano		13,5	55,5	64,7	47,9											
Propano						10,7	27,6	25,6	27,0	26,9	26,4	26,9	24,4	20,8	21,3	19,6
Butano						9,0	24,7	24,7	26,2	27,0	25,8	26,1	23,8	20,5	20,5	19,0
Condensados de Gas Natural						6,7	18,1	18,8	20,8	22,2	21,9	21,6	20,1	18,2	16,2	16,9
Procesadora de Gas Pariñas		18,1	73,1	85,5	63,7	26,3	70,4	69,1	74,0	76,2	74,1	74,7	68,3	59,6	58,0	55,5
TOTAL	781,2	2 146,0	2 327,5	2 287,8	2 650,3	4 380,0	4 922,5	4 846,5	5 081,1	6 038,4	5 781,5	5 029,8	5 081,2	4 633,1	4 357,4	4 453,4

Fuente: Elaboración Propia – Estadísticas DGH-MINEM

Ilustración 146: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS A PARTIR DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10^3 m^3)



Fuente: Elaboración Propia – Estadísticas DGH-MINEM

10.3.5.2 Producción en Refinerías

Carga a las refinerías

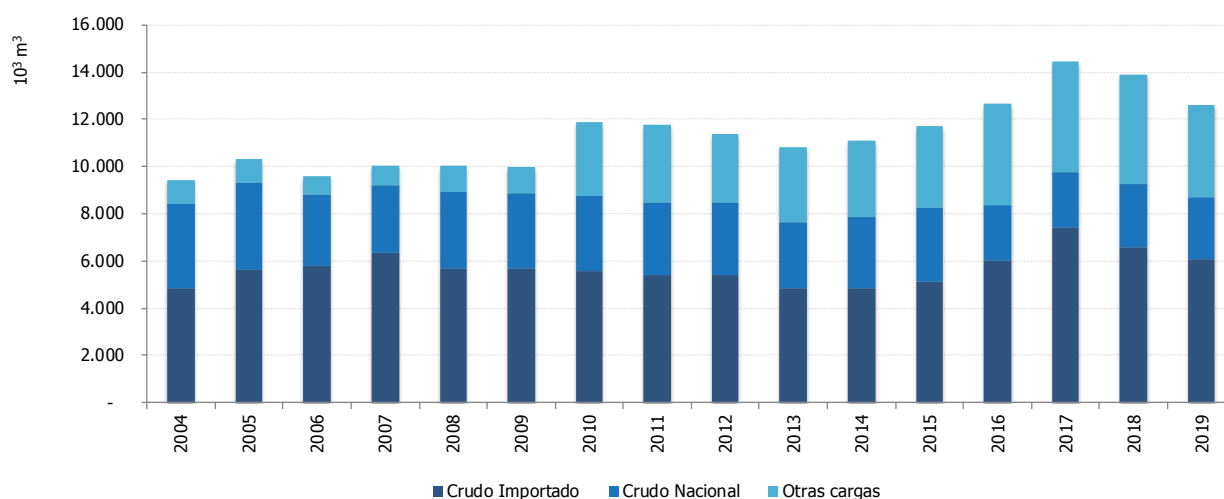
En el año 2019, la carga a refinerías tuvo un volumen de $12 620,6 \times 10^3 \text{ m}^3$, cifra inferior en 9,4 % al registrado el año anterior, debido principalmente a la disminución de la carga de crudo importado. El volumen total de petróleo crudo fue $8 703,1 \times 10^3 \text{ m}^3$, que es 69,0% de la carga total (48,3% crudo importado y 20,7% crudo nacional); el resto de la carga estuvo conformado por diversos productos derivados.

Tabla 57: EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN DE CARGA A REFINERÍAS
(UNIDAD: 10³ m³)

Refinería	Procedencia	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Refinería La Pampilla	Crudo nacional	755,9	918,3	388,1	309,4	258,0	122,6	130,8	123,3	63,5	10,4	15,0	288,2	14,7	216,8	176,8	
	Crudo importado	3 191,7	3 786,7	4 090,1	4 575,5	4 200,6	4 418,5	4 080,7	3 947,4	4 098,7	3 534,5	3 698,0	3 714,7	4 274,5	6 094,6	5 327,1	4 869,0
	Subtotal	3 947,6	4 705,0	4 478,3	4 884,9	4 458,5	4 541,1	4 211,5	4 070,7	4 162,2	3 544,9	3 713,0	4 002,9	4 289,2	6 094,6	5 543,9	5 045,8
Refinería Talara	Crudo nacional	1 986,6	2 009,1	1 935,5	1 943,3	2 281,5	2 410,9	2 458,0	2 402,9	2 424,9	2 253,5	2 486,1	2 257,6	1 896,5	1 846,2	1 951,7	1 904,5
	Crudo importado	1 393,3	1 405,8	1 302,4	1 292,7	1 139,3	858,5	1 058,7	992,6	912,6	870,6	746,3	1 103,0	1 384,1	1 053,5	943,8	954,7
	Subtotal	3 379,9	3 414,9	3 237,9	3 236,0	3 420,8	3 269,4	3 516,6	3 395,5	3 337,5	3 124,1	3 232,4	3 360,7	3 280,5	2 899,7	2 895,5	2 859,2
Refinería Conchan	Crudo nacional	247,0	109,5	63,3	483,7	57,7	20,9	6,8	484,4	411,4	455,3	376,6	322,1	374,9	275,4	300,1	273,1
	Crudo importado	242,4	406,4	422,1	483,7	365,7	418,5	439,4	411,4	411,4	455,3	376,6	322,1	374,9	275,4	300,1	273,1
	Subtotal	489,4	516,0	485,4	483,7	423,4	439,4	446,2	484,4	411,4	456,0	384,3	362,0	375,6	293,3	303,6	303,4
Refinería Pucallpa	Crudo nacional	19,1	23,2	26,3	27,3	28,1	26,4	27,5	24,8	25,5	22,5	22,2	21,8	9,9	39,5	7,8	
	Crudo importado	19,1	23,2	26,3	27,3	28,1	26,4	27,5	24,8	25,5	22,5	22,2	21,8	9,9	39,5	7,8	
	Subtotal	19,1	23,2	26,3	27,3	28,1	26,4	27,5	24,8	25,5	22,5	22,2	21,8	9,9	39,5	7,8	
Refinería Iquitos	Crudo nacional	477,6	526,5	451,4	491,6	464,6	474,2	449,4	410,6	447,0	408,7	415,8	508,8	395,4	458,5	516,3	494,7
	Crudo importado	477,6	526,5	451,4	491,6	464,6	474,2	449,4	410,6	447,0	408,7	415,8	508,8	395,4	458,5	516,3	494,7
	Subtotal	477,6	526,5	451,4	491,6	464,6	474,2	449,4	410,6	447,0	408,7	415,8	508,8	395,4	458,5	516,3	494,7
Refinería El Milagro	Crudo nacional	94,9	104,7	103,9	98,4	99,4	91,3	92,1	75,5	73,4	64,9	100,8	1,5				
	Crudo importado	94,9	104,7	103,9	98,4	99,4	91,3	92,1	75,5	73,4	64,9	100,8	1,5				
	Subtotal	94,9	104,7	103,9	98,4	99,4	91,3	92,1	75,5	73,4	64,9	100,8	1,5				
Total Crudo Nacional		3 581,2	3 691,3	2 968,5	2 869,9	3 189,3	3 146,3	3 164,5	3 037,1	3 034,3	2 760,6	3 047,7	3 117,9	2 317,1	2 362,0	2 696,3	2 606,4
Total Crudo Importado		4 827,5	5 599,0	5 814,7	6 351,8	5 705,5	5 695,5	5 578,8	5 424,5	5 422,8	4 860,4	4 820,9	5 139,9	6 033,4	7 423,5	6 570,9	6 096,7
Otras cargas		1 014,9	1 014,9	804,1	804,1	1 152,8	1 152,8	3 120,4	3 306,9	2 917,8	3 182,7	3 253,3	3 471,0	4 294,0	4 654,6	4 655,6	3 917,5
TOTAL CARGAS		9 423,5	10 305,2	9 587,2	10 025,8	10 047,6	9 994,6	11 863,7	11 768,5	11 374,9	10 803,7	11 121,8	11 728,8	12 644,6	14 440,1	13 922,8	12 620,6

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

Ilustración 147: EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN DE CARGA A REFINERÍAS
(UNIDAD: 10³ m³)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH

Del volumen total de crudo importado cargado en refinerías, el 38,3% fue procedente de Ecuador, el 12,0% de Trinidad y Tobago, y el 8,8% de Colombia. Cabe resaltar que, desde el año 2000, se mantiene la predominancia del crudo procedente de Ecuador.

Tabla 58: PETRÓLEO CRUDO PROCESADO EN REFINERÍAS SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA
(UNIDAD: 10³ m³)

Crudo	Lugar de procedencia / Lote	Destino				Total	
		La Pampilla	Talara	Conchan	Iquitos	Cantidad	Part.
ARABIAN LIGHT	Arabia Saudita						0,0%
AMENARO/AMENAM	Nigeria	10,7				10,7	0,2%
BDUPIRA	Brasil						0,0%
SOUTH BLEND	Colombia						0,0%
VASCONIA	Colombia	532,5	4,7			537,2	8,8%
NAPO	Ecuador	429,1		0,5		429,7	7,0%
ORIENTE	Ecuador	857,4	823,3	224,5		1 905,3	31,3%
GALEOTA	Trinidad y Tobago	732,7				732,7	12,0%
SOUTH GREEN CANYON	EEUU	144,2				144,2	2,4%
DSW	EEUU	624,1				624,1	10,2%
SAPINHOA	Brasil	83,3	7,1	11,2		101,6	1,7%
WTI MIDLAND	Brasil	547,9				547,9	9,0%
LAGOTRECO	Venezuela	1,8				1,8	0,03%
SANTA BARBARA	Venezuela	67,3				67,3	1,10%
CUISANA	Colombia						0,00%
CHAZA	Brasil		119,5	36,8		156,4	2,6%
OTROS	-	580,1				580,1	9,5%
EAGLE FORD 45	Argentina	257,8				257,8	4,2%
Total Importado		4 869,0	954,7	273,1		6 096,7	100,0%
Crudo H.C.T./ L.C.T. (ONO)	X/Varios		1 904,5	19,5		1 924,0	73,8%
Crudo Loreto (Pacific Stratus)	192	176,8				176,8	6,8%
Crudo Maynas (Pluspetrol Norte)	8				256,7	256,7	9,9%
Crudo Gran Tierra	95			7,7	54,4	62,2	2,4%
Crudo Cepsa	131				175,3	175,3	6,7%
Agua Caliente (Maple)	31 D						0,00%
Maquia (Maple)	31 B						0,00%
Crudo Pacaya (Maple)	31 E			3,1	8,2	11,3	0,43%
Total Nacional		176,8	1 904,5	30,3	494,7	2 606,4	100,0%
Total Crudo Procesado		5 045,8	2 859,2	303,4	494,7	8 703,1	

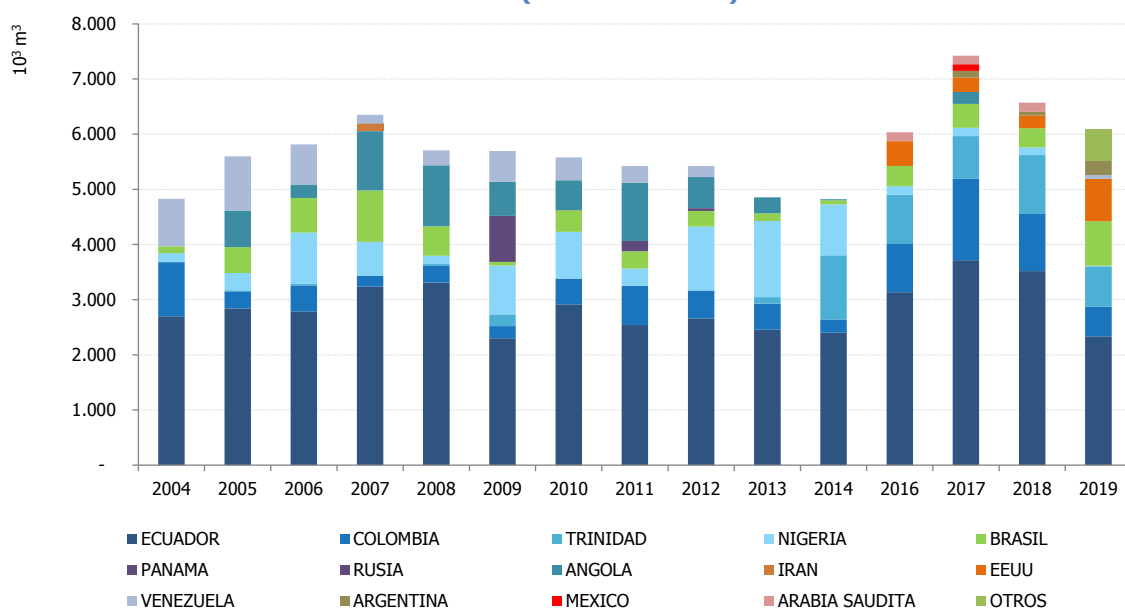
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

Tabla 59: EVOLUCIÓN DEL CRUDO IMPORTADO SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA
(UNIDAD: 10³ m³)

PAIS	CRUDO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2016	2017	2018	2019
ARABIA SAUDITA	ARABIAN LIGHT												162,6	153,8	165,1	
PANAMA	PANAMA 22						836,3	2,8								
NIGERIA	AMENAM	159,1	310,2	619,8	617,6	150,7	885,4	697,3	313,2	1 162,1	1 219,6	625,0		150,8	139,1	10,7
NIGERIA	BONNY LIGHT							150,2								
NIGERIA	AGBANI												154,7			
NIGERIA	FORCADOS			312,4												
NIGERIA	ODUDE															
NIGERIA	QUA IBOE											302,1				
RUSSIA	ESPO								184,7	50,9	158,4					
ANGOLA	NEBMA		150,5	153,2	464,6	466,0	460,2	394,1	1 055,3	565,5	293,7	18,9		214,1		
ANGOLA	KISSANJE		223,5	77,6												
ANGOLA	PALANCA		293,3	14,3	613,8	637,0	156,6	149,1								
IRAN	IRANI				132,4											
IRAN	PESADO/LIVIANO															
TRINIDAD	GALEOTA		32,4	26,4		32,6	211,6				121,7	1 163,6	893,1	768,8	1 067,2	732,7
EEUU	DSW												392,6	261,2	232,2	624,1
EEUU	SOUTH GREEN CANYON												53,6	2,6		144,2
BRASIL	SAPINHOA												66,4	0,1	200,1	101,6
BRASIL	ALBACORA				109,1										63,2	
BRASIL	RONCADOR				0,7		61,7									
BRASIL	LULA													58,1	23,7	
BRASIL	BDUPIRA	124,2	384,6	624,6	511,7	475,2	372,6	311,0	281,2	137,8	71,8	302,7	377,2	63,3		
BRASIL	MARLIN				309,8	61,5	5,7	16,5								
BRASIL	ESPADARTE		83,4													
BRASIL	WTI MIDLAND															547,9
BRASIL	CHAZA															156,4
COLOMBIA	CASTILLA								14,3	0,6						
COLOMBIA	CAÑO LIMON	622,4	0,6	355,9	71,1	60,3	123,5	31,4	72,8	60,7						
COLOMBIA	CUISANA	119,7	0,1											62,0		
COLOMBIA	SOUTH BLEND	129,9	63,1	113,8	61,0	240,3	96,7	373,4	277,9	350,7	121,6	176,8	332,8	189,0	128,4	
COLOMBIA	VASCONIA	113,1	233,7	1,3	60,1			64,9	346,6	93,5	349,6	60,2	541,3	1 229,2	907,1	537,2
ECUADOR	BLOQUE 16															
ECUADOR	NAPO	499,5	370,0	447,6	269,0	296,9	426,3	474,1	301,0	20,4	160,7	124,5	237,3	225,2	584,9	429,7
ECUADOR	ORIENTE	2 197,4	2 471,4	2 340,7	2 967,7	3 013,9	1 873,4	2 439,2	2 240,2	2 638,6	2 294,6	2 278,0	2 896,4	3 490,3	2 932,9	1 905,3
VENEZUELA	LAGOMAR			6,7	40,3											
VENEZUELA	LAGOTRECO			54,4												1,8
VENEZUELA	LEONA 24		51,7	292,6		147,4	320,7									
VENEZUELA	SANTA BARBARA	862,2	930,4	373,5	123,1	124,0	237,6		125,8	189,9	2,7					67,3
VENEZUELA	EA							413,0	181,8	8,8						
VENEZUELA	MESA 30															
VENEZUELA	GUAFITA															
ARGENTINA	CAÑADON SECO															
ARGENTINA	MEDANITO													120,5		
ARGENTINA	RINCON DE LOS SAUCES															
ARGENTINA	EAGLE FORD 45														61,8	257,8
MEXICO	MAYA													120,5	1,9	
OTROS																580,1
Total Crudo Importado		4 827,5	5 598,9	5 814,7	6 351,8	5 705,5	5 695,5	5 578,7	5 424,5	5 422,8	4 860,4	4 820,9	6 033,4	7 423,5	6 570,9	6 096,7

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 148: EVOLUCIÓN DEL CRUDO IMPORTADO SEGÚN LUGAR DE PROCEDENCIA
(UNIDAD: 10^3 m^3)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas – DGH

Biocombustibles

En el marco de la Ley N° 28054, Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles, el año 2007, se emitió el Decreto Supremo 021-2007-EM, que establece los requisitos para la comercialización y distribución de los biocombustibles (Alcohol Carburante y Biodiesel B100), así como en lo referente a las normas técnicas de calidad de los mencionados productos. Dicha norma establece como 7,8%, el porcentaje de volumen de alcohol carburante en la mezcla de gasolina, denominándose Gasohol y que será de uso obligatorio desde el 01 de enero de 2010 según un cronograma de implementación por regiones del país. Asimismo, se define entre 2% y 20% la mezcla de Biodiesel con el Diesel N°2, siendo obligatorio el 2% (Diesel B2) desde enero de 2009, y 5 % (Diesel B5) desde enero de 2011.

Las mezclas se realizan en las Refinerías o Plantas de Abastecimiento, y en caso del Biodiesel B100, que es el biodiesel puro utilizado para mezcla, en el 2019, se compró $1\,752,5 \times 10^3$ BIs, de los cuales, el 65,2% fue importado, y el resto nacional. Asimismo, se compró Etanol, como alcohol carburante para mezcla, en una cantidad de $1\,279,5 \times 10^3$ BIs, de los cuales, el 93,7% fue importado, y el resto nacional.

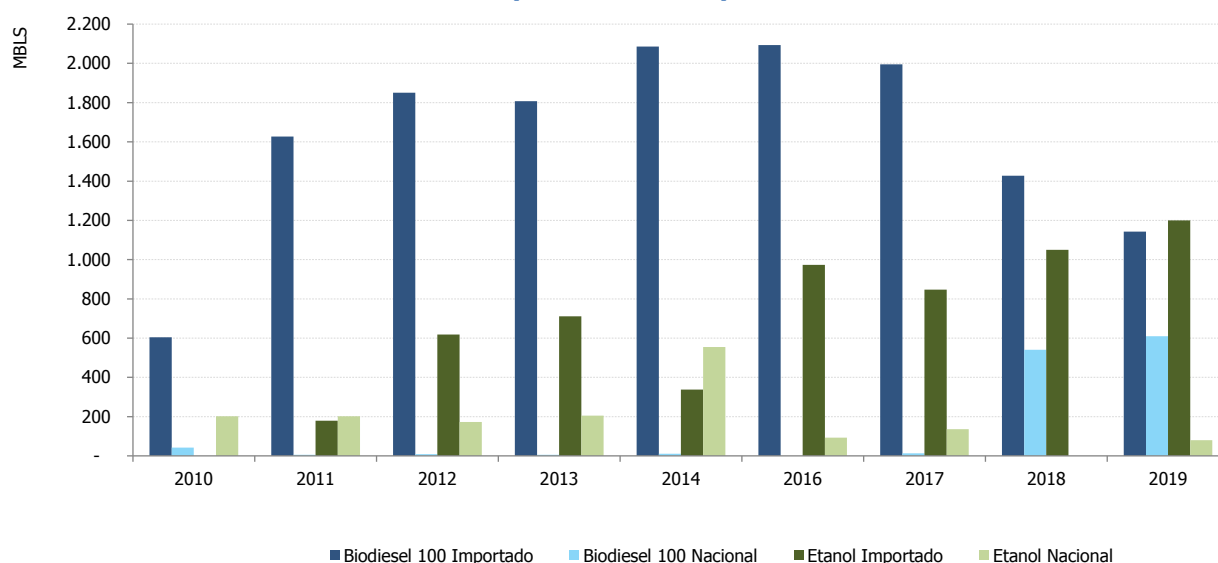
Cabe señalar, que el 73,7% de las importaciones de biodiesel B100 fue procedente de España, también se importó de Holanda, Estados Unidos y Bélgica. En caso del Etanol, el 100% provino de Estados Unidos de América.

Tabla 60: EVOLUCIÓN DE COMPRA DE BIOCOMBUSTIBLE PARA MEZCLAS EN PLANTAS Y REFINERÍAS
(UNIDAD: 10^3 BIs)

Biocombustible	Procedencia	2010	2011	2012	2013	2014	2016	2017	2018	2019
Biodiesel 100	Nacional	42,1	5,0	9,2	5,2	11,3		12,8	541,2	610,0
	Importado	604,2	1 626,7	1 850,9	1 807,8	2 085,6	2 093,5	1 994,6	1 427,4	1 142,6
Subtotal		646,3	1 631,7	1 860,2	1 813,0	2 097,0	2 093,5	2 007,4	1 968,6	1 752,5
Etanol	Nacional	201,8	202,2	172,5	204,8	555,1	92,9	136,4		80,0
	Importado		179,3	618,1	711,5	337,8	973,7	847,2	1 050,2	1 199,5
Subtotal		201,8	381,6	790,6	916,3	892,9	1 066,6	983,6	1 050,2	1 279,5

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 149: EVOLUCIÓN DE COMPRA DE BIOCOMBUSTIBLES PARA MEZCLAS EN PLANTAS Y REFINERÍAS
(UNIDAD: 10^3 BIs)



Fuente: Elaboración Propia

Cabe resaltar, que el año 2019, la producción nacional de biocombustibles fue principalmente de Biodiesel 100 en una cantidad de 610×10^3 BIs.

Tabla 61: PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES
(UNIDAD: 10^3 BIs)

Biocombustible	Compañía	2019
Biodiesel B100	Industrias del Espino S.A	-
	Heaven Petroleum Operators	610,0
Etanol	Sucroalcolera del Chira	80,0

Fuente: Elaboración Propia / Empresas

Producción de derivados de petróleo crudo en refinerías

En el año 2019, la cantidad de derivados de petróleo crudo producidos fue de $9\,927,0 \times 10^3 \text{ m}^3$, que es 5,2 % menor al registrado el año anterior.

Los derivados con mayor producción fueron el diésel (diésel B5-S50 y diésel B5) con una participación del 30,7%, seguido del Petróleo Industrial (Fuel Oil) con el 29,5%, y las Gasolinas (Gasolina Motor y Gasohol) con el 27,9%. La estructura de producción se debe a la calidad del crudo procesado, las características de las refinerías y el mercado petrolero a nivel nacional e internacional.

Tabla 62: PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS
(UNIDAD: 10^3 m^3)

PRODUCTO	Destino					Total	
	La Pampilla	Talara	Conchan	Iquitos	Pucallpa	Cantidad	Part.
GLP	123,9	281,4				405,2	4,1%
Gasolina Motor	47,7	855,5	977,7	63,0		1 943,9	19,6%
Gasohol	823,3					823,3	8,3%
Turbo	623,6	224,3		16,1		864,0	8,7%

PRODUCTO	Destino					Total	
	La Pampilla	Talara	Conchan	Iquitos	Pucallpa	Cantidad	Part.
Fuel Oil*	1 401,3	949,4	145,8	77,2		2 573,8	25,9%
Diesel B5**		391,8		155,5		547,2	5,5%
Diesel B-5(S-50)	2 205,5	53,7	237,1			2 496,2	25,1%
No Energético***	110,0	39,5	123,8			273,3	2,8%
TOTAL	5 335,3	2 795,5	1 484,4	311,7		9 927,0	100,0%

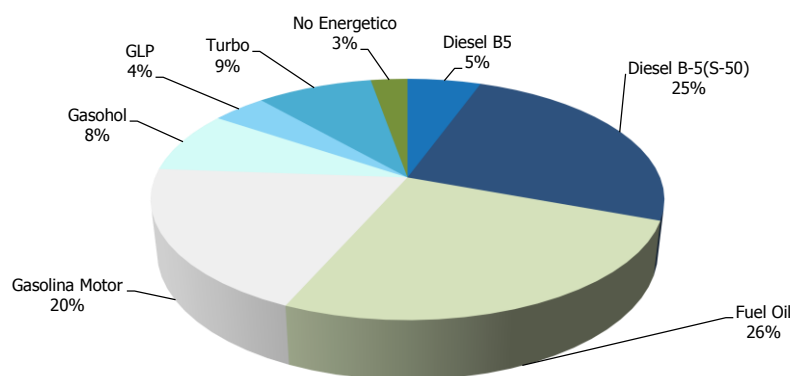
(**) Incluye la producción de petróleo industrial e IFO.

(**) Incluye la producción de diesel marino 2.

(***) Incluye la producción de asfalto, brea, solvente.

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

Ilustración 150: PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS



TOTAL: 9 927x 10³ m³

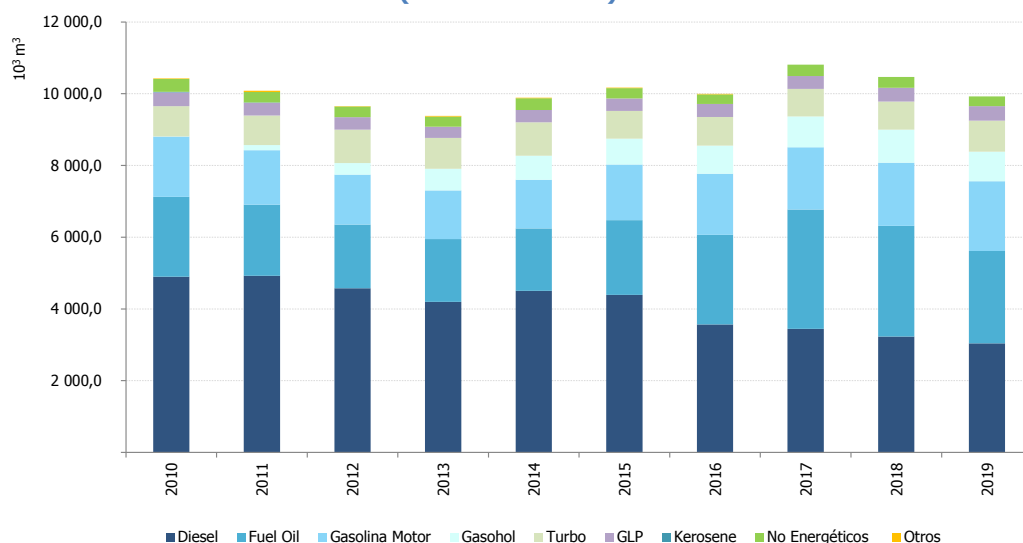
Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

Tabla 63: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS (UNIDAD: 10³ m³)

DERIVADOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GLP	385,4	353,1	349,1	315,3	341,9	348,3	367,3	356,9	380,1	405,2
Gasolina Motor	1 676,0	1 516,3	1 388,8	1 358,5	1 356,8	1 550,7	1 702,2	1 736,7	1 760,6	1 943,9
Gasohol	7,5	143,9	325,2	599,9	674,0	725,6	786,7	857,5	917,6	823,3
Turbo	841,9	826,7	930,2	860,1	929,1	770,7	794,5	770,6	787,1	864,0
Kerosene	12,7	10,2								
Diesel	4 897,6	4 925,1	4 578,3	4 199,3	4 503,0	4 391,8	3 566,4	3 446,4	3 228,7	3 043,4
Diesel 2	55,3	59,5	41,5	84,3	451,3	486,0				
Diesel B2/B5*	4 842,4	4 865,6	4 536,8	4 115,0	4 051,7	3 905,8	3 566,4	3 446,4	3 228,7	3 043,4
Fuel Oil	2 230,3	1 982,7	1 777,0	1 748,9	1 740,9	2 082,5	2 501,0	3 326,9	3 090,3	2 573,8
No Energéticos	358,7	291,1	297,3	279,4	326,9	287,7	265,3	316,3	304,7	273,3
Otros	16,4	36,3	9,8	22,3	17,9	15,4	13,0			
TOTAL	10 426,5	10 085,3	9 655,7	9 383,6	9 890,5	10 172,7	9 996,5	10 811,4	10 469,0	9 927,0

(*) Incluye la producción de diesel marino 2.

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

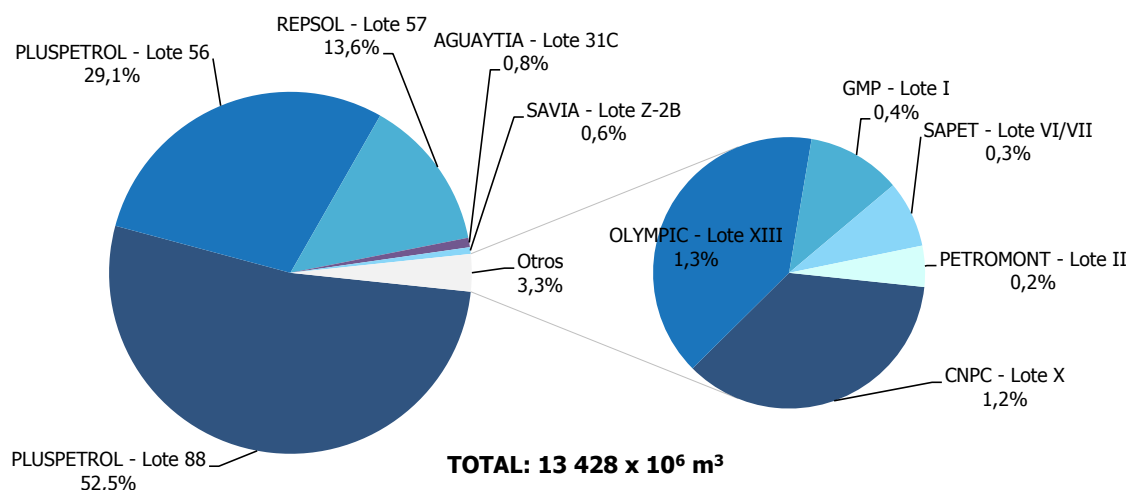
Ilustración 151: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN REFINERÍAS
(UNIDAD: 10^3 m^3)

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

10.3.6 Ventas de gas natural e hidrocarburos líquidos

10.3.6.1 Venta de Gas Natural por empresas

En el año 2019, las ventas de gas natural reportadas por las empresas productoras fue de $13\,428,4 \times 10^6 \text{ m}^3$, cifra superior en 5,6% respecto al año anterior, influenciado principalmente por el incremento de ventas de la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A, el mismo que registra el 81,6% de la venta total, seguido de Repsol con el 13,6%.

Ilustración 152: PARTICIPACIÓN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

Tabla 64: EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10^6 m^3)

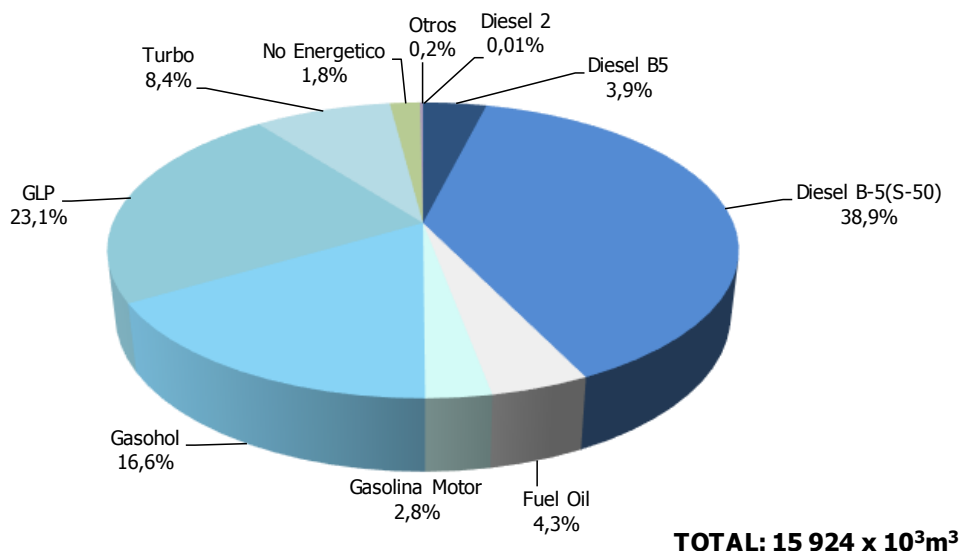
ZONAS / COMPAÑIA	LOTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GMP	I	22,3	26,6	29,0	41,1	49,6	48,4	46,7	47,3	49,6	57,5	82,8	98,0	85,8	75,4	63,1	50,1
PETROMON	II							1,8	9,3	9,8	11,2	18,2	21,7	24,2	23,9	25,1	21,9
SAPET	VIVII	42,9	33,3	27,4	21,3	20,4	13,0	22,3	26,3	31,2	29,1	29,1	31,9	32,8	29,9	29,9	35,5
CNPC	X	86,9	103,8	104,8	104,5	112,8	110,0	126,1	149,8	109,8	68,3	115,4	136,7	151,3	147,0	155,0	160,8
OLYMPIC	XIII	18,3	11,8	12,4	12,5	9,8	5,8	6,5		30,5	63,0	75,9	109,9	106,2	101,6	130,1	179,6
Costa Norte		170,4	175,6	173,7	179,3	192,5	177,2	203,3	232,8	230,8	229,0	321,3	398,2	400,3	377,7	403,2	448,0
SAVIA	Z-2B	115,6	105,4	146,0	145,4	146,1	113,7	116,8	114,4	86,2	37,0	59,2	64,6	79,4	73,2	76,3	80,1
Zócalo		115,6	105,4	146,0	145,4	146,1	113,7	116,8	114,4	86,2	37,0	59,2	64,6	79,4	73,2	76,3	80,1
PLUSPETRO	88	374,4	805,4	1 064,3	1 954,0	2 636,0	2 823,8	3 841,8	4 732,6	5 156,9	5 267,2	6 356,8	6 743,1	7 316,7	6 591,3	6 706,4	7 052,5
	56							2 793,2	6 094,1	6 068,2	6 507,9	5 396,3	4 373,2	4 671,7	4 297,5	3 682,9	3 901,9
REPSOL	57											640,3	741,5	1 402,4	1 557,6	1 723,9	1 832,4
AGUAYTIA	31C	199,1	430,6	391,3	396,9	422,1	359,2	282,8	186,0	316,8	151,0	150,0	173,9	130,2	44,9	128,5	113,4
Selva		573,6	1 235,9	1 455,6	2 350,9	3 058,1	3 183,0	6 917,9	11 012,7	11 541,9	11 926,1	12 543,4	12 031,7	13 521,0	12 491,3	12 241,7	12 900,3
TOTAL		859,6	1 516,9	1 775,2	2 675,5	3 396,8	3 473,9	7 238,0	11 359,8	11 858,9	12 192,1	12 924,0	12 494,5	14 000,7	12 942,2	12 721,2	13 428,4

Fuente: Elaboración Propia – Perupetro

10.3.6.2 Venta de derivados de hidrocarburos líquidos

En el año 2019, el mercado nacional demandó $15\,923,6 \times 10^3 \text{ m}^3$ de derivados de hidrocarburos líquidos, que es 3,1% mayor al registrado el año anterior. La mayor participación de esta demanda fue del Diesel B5 (S-50)/B5 con el 42,8%, seguido del GLP con 23,1%, y el Gasohol con 16,6%.

Ilustración 153: PARTICIPACIÓN DE LAS VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

Desde el año 2000, las ventas se caracterizan por predominio del Diesel, y el incremento del GLP, y por otro lado, la reducción del Fuel Oil.

En caso del GLP, mediante el D.S. N° 045-2009-EM se prohibió la venta de kerosene, además con la publicación del D.S. N° 025-2010-EM se implementó un Programa de Sustitución de consumo doméstico del kerosene por GLP hasta el 30 de setiembre de 2010. De esta manera, a nivel residencial, el GLP sustituyó totalmente al kerosene, y en menor proporción a la leña. Además, el Ministerio de Energía y Minas a través del FISE ha continuado con la entrega a nivel nacional de kits de cocinas a GLP y de vales de descuento para compra de balones de GLP.

Tabla 65: EVOLUCIÓN DE VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO
(UNIDAD: 10^3 m^3)

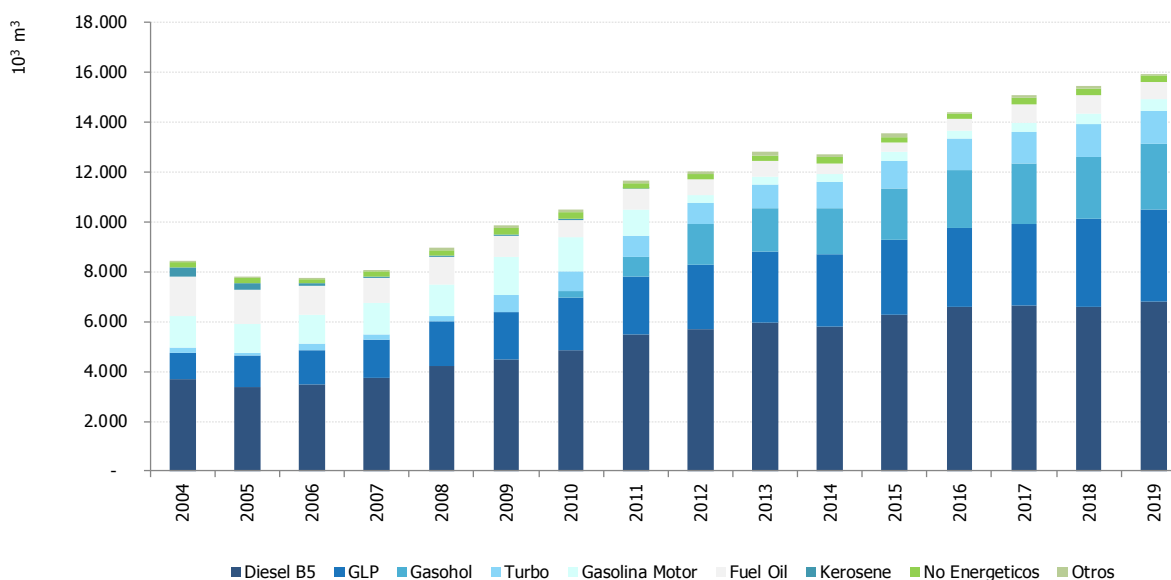
DERIVADOS	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GLP	1 063,8	1 241,7	1 369,5	1 534,6	1 765,8	1 895,8	2 107,8	2 351,3	2 576,0	2 855,2	2 900,2	2 999,9	3 182,5	3 311,8	3 539,9	3 681,6
Gasolina Motor*	1 265,5	1 157,7	1 159,3	1 220,9	1 261,0	1 505,1	1 388,3	1 038,2	297,2	307,6	317,1	328,1	364,4	393,3	418,7	451,8
Gasohol							269,2	804,6	1 633,9	1 739,0	1 830,1	2 051,9	2 302,5	2 382,6	2 487,6	2 636,3
Turbo	172,1	116,3	264,6	210,5	216,9	703,6	780,5	850,2	883,3	964,2	1 063,1	1 119,6	1 241,3	1 263,4	1 310,5	1 335,5
Kerosene	403,6	262,7	104,0	71,1	53,1	42,9	18,3	0,0								
Diesel**	3 709,0	3 401,9	3 461,0	3 766,3	4 242,2	4 487,1	4 842,0	5 463,5	5 686,6	5 943,1	5 808,3	6 303,3	6 596,1	6 628,8	6 597,9	6 815,6
Diesel 2	3 709,0	3 401,9	3 461,0	3 766,3	4 242,2	4 482,1	4 842,0	5 463,5	5 686,6	5 943,1	5 808,3	6 303,3	6 596,1	6 628,8	6 597,9	6 815,6
Diesel B-2						5,1	1,0	0,1						6,7	4,0	1,9
Diesel B-2(S-50)						4 482,1	3 876,2	0,1								
Diesel B-5							964,8	0,2								
Diesel B-5(S-50)								4 198,3	3 705,0	2 907,7	2 825,7	2 984,7	2 132,6	921,8	601,4	616,4
Fuel Oil	1 578,6	1 382,4	1 173,3	1 010,4	1 120,3	858,9	713,9	839,3	617,7	660,6	401,2	400,1	431,2	749,0	758,6	680,0
No Energéticos	222,1	180,6	196,4	222,3	199,3	288,6	280,6	224,8	214,7	215,5	265,4	224,1	210,3	261,9	262,3	293,1
Otros	41,8	44,0	52,1	42,7	92,9	91,6	119,3	76,1	128,4	131,4	111,0	127,1	98,8	76,6	70,5	29,6
TOTAL	8 456,5	7 787,3	7 780,2	8 078,7	8 951,6	9 873,6	10 520,0	11 648,0	12 037,7	12 816,7	12 696,2	13 554,1	14 427,1	15 067,4	15 446,0	15 923,6

(*) Incluye las ventas de gasolina de aviación.

(**) Incluye la producción de diesel marino 2.

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM / Empresas del sector hidrocarburos

Ilustración 154: EVOLUCIÓN DE VENTAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO CRUDO Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO
(UNIDAD: 10^3 m^3)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

Respecto al Diesel, los combustibles de mayor consumo son el diésel B5 y diésel B5-S50, los cuales se emplean en los sectores: transporte, industrial, minería, etc. Esto se debe a la obligatoriedad de venta de mezcla con biocombustibles, según se mencionó en otros capítulos, además que se prohibió comercializar y usar Diesel B5 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en diversas regiones del país. La mencionada prohibición se aplicó de la siguiente manera: desde el 2010 en la provincia de Lima y Callao; desde julio de 2012 en las regiones de Lima, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios y en la Provincia Constitucional del Callao; desde enero de 2016 en Junín, Moquegua y Tacna; y desde enero de 2017 en Ancash, Apurímac, Ayacucho, Cajamarca, Huánuco, Huancavelica, Ica, Lambayeque y Pasco.

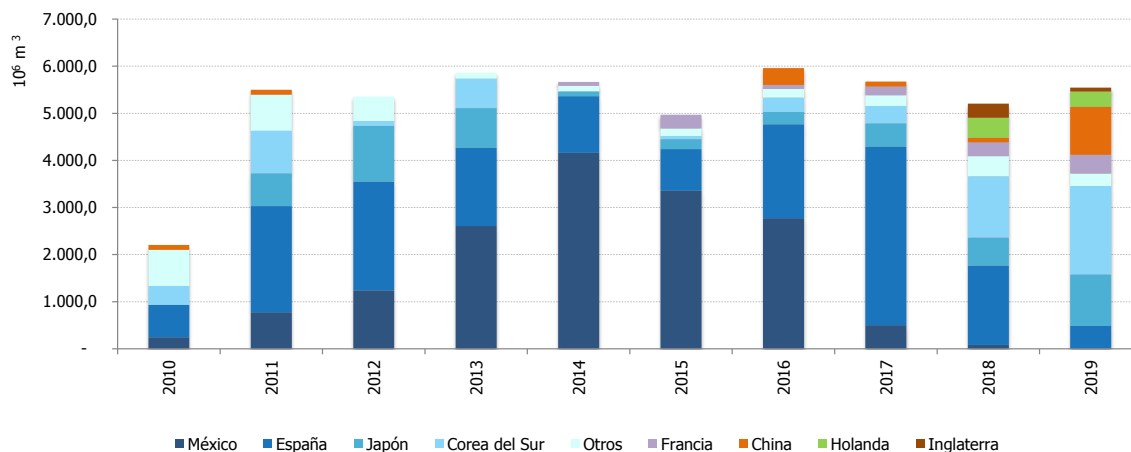
10.3.7 Exportación, importación y balanza comercial

10.3.7.1 Exportación de gas natural

En el 2019, se exportó el equivalente de $5\,546,6 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gas natural proveniente de Camisea, siendo los principales destinos los países de Corea del Sur y Japón.

Cabe indicar, que a partir de junio del año 2010 se inició la exportación de gas natural a través de la Planta de licuefacción de Perú LNG, y desde el 2011, el nivel de las exportaciones se ha mantenido casi constante a excepción del año 2015.

Ilustración 155: EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE GAS NATURAL
(UNIDAD: 10^6 m^3)

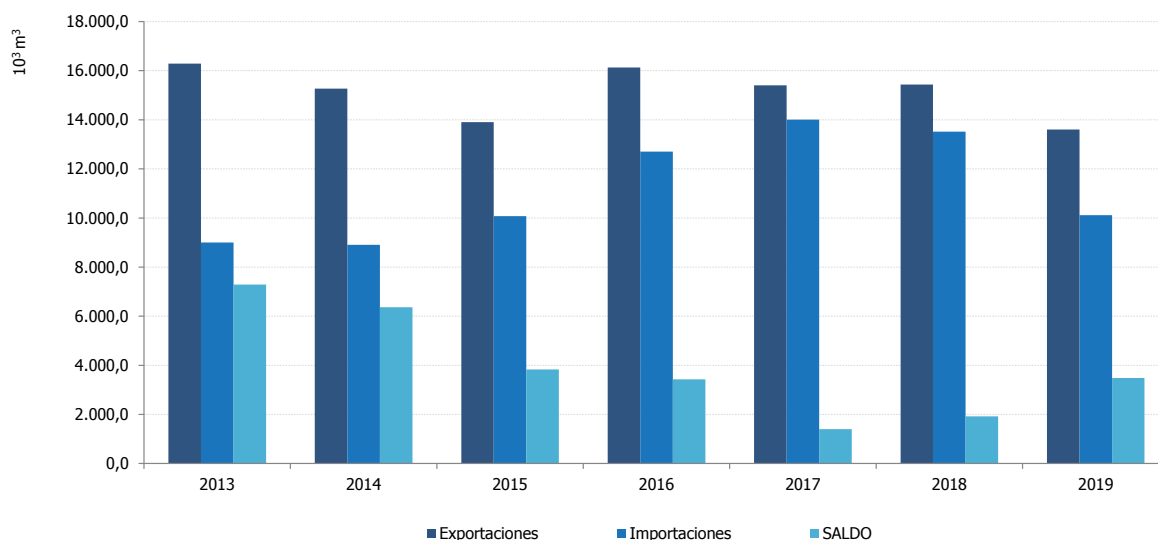


Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas Perupetro

10.3.7.2 Balanza Comercial de hidrocarburos

En términos de volumen, en el año 2019, al igual que años anteriores, el saldo de la Balance Comercial de hidrocarburos fue positiva. El saldo fue de $3\,487,3 \times 10^3 \text{ m}^3$, dado que las exportaciones fueron de $13\,600,9 \times 10^3 \text{ m}^3$ y las importaciones de $10\,113,6 \times 10^3 \text{ m}^3$. El mencionado saldo positivo, fue 0,8% mayor al registrado el año anterior.

Ilustración 156: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
(UNIDAD: 10^3 m^3)

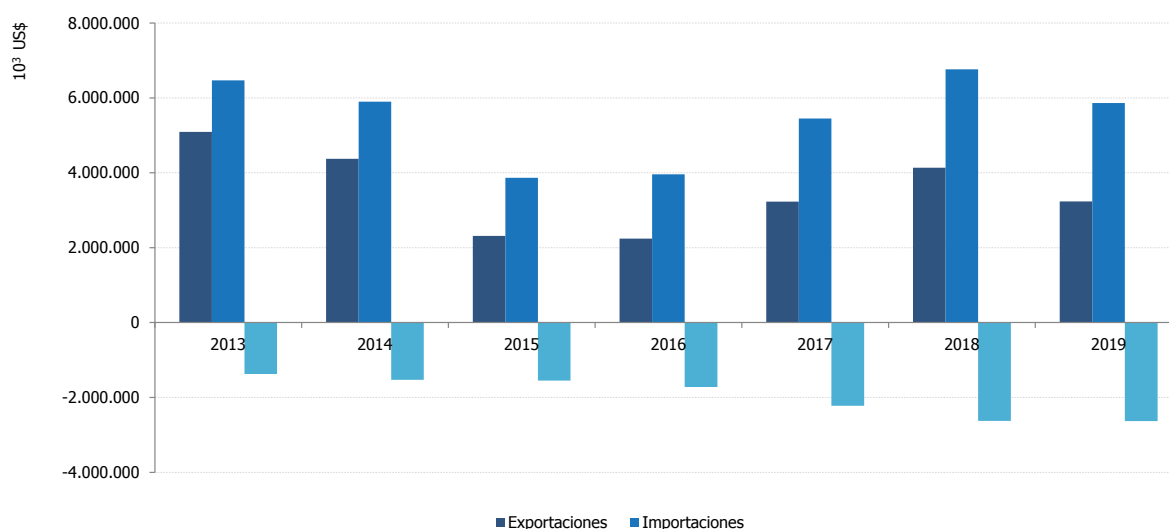


Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

En términos monetarios, contrario al caso de volumen, el año 2019 al igual que años anteriores, el saldo de la Balanza Comercial fue negativa. El saldo fue de $2\,629\,657,9 \times 10^3 \text{ US\$}$, dado que las importaciones

alanzaron el valor de 5 864 960,2x 10³ US\$ y las exportaciones 3 235 302,3 x 10³ US\$. El saldo negativo se incrementó en 0,2% respecto al año anterior, influenciado por el incremento de importaciones de diésel y el bajo precio del gas natural que se exporta. Cabe precisar, que este saldo no incluye las importaciones de biocombustibles como el Biodiesel B100 y el Etanol Carburante.

Ilustración 157: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
(UNIDAD: 10³ US\$)



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH-MINEM

10.3.7.3 Balanza Comercial de hidrocarburos y biocombustibles

Con relación a los biocombustibles, durante el año 2019 se importaron 1 142,60x 10³ Bbl de biodiesel B100 y 1 199,5 x 10³ Bbl de etanol. El Grupo Gloria que adquirió la propiedad de las instalaciones de la empresa Maple Combustibles SRL no ha registrado producción de etanol carburante; sin embargo, sí se tuvo producción de la Surcoalcolera del Chira.

En ese sentido, considerando los hidrocarburos y combustibles, el saldo de balanza comercial en unidad de barriles fue positiva en una cantidad de 19 593,4 x 10³ Bls.

Tabla 66: BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCMBUSTIBLES
(UNIDAD: 10³ Bls)

PRODUCTOS	EXPORTACIONES	IMPORTACIONES	SALDO
Crudo	2 071,7	38 295,3	(36 223,6)
Gas natural*	54 715,4		54 715,4
GLP/Propano/Butano		4 052,7	(4 052,7)
Gasolinas/Naftas	15 458,7	6 682,5	8 776,3
Turbo	5 628,0	3 137,2	2 490,8
Diesel	2 620,8	10 261,0	(7 640,2)
Fuel Oil	4 960,4		4 960,4
Biocombustibles**		2 342,0	(2 342,0)
Otros productos	96,1	1 187,1	(1 091,0)
TOTAL	85 551,2	65 957,8	19 593,4

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH (MINEM) – SUNAT – Perupetro – Empresas Sector Hidrocarburos

*En el caso del Gas Natural los volúmenes se expresan para el GNL (Perupetro).

** Información proveniente de las empresas y SUNAT.

Asimismo, en unidades de terajoule, el saldo de balanza comercial de los hidrocarburos y combustibles fue negativo, en el orden de 61 775,0 TJ.

Tabla 67: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES (UNIDAD: TJ)

BALANZA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Exportaciones	453 070,0	381 775,5	367 511,8	458 714,5	450 876,8	423 555,1	393 251,6
Importaciones	322 351,0	301 793,6	347 065,4	437 700,1	513 324,8	488 094,3	455 026,7
SALDO	130 719,0	79 981,8	20 446,4	21 014,5	(62 448,0)	(64 539,2)	(61 775,0)

Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas DGH (MINEM) – SUNAT – Perupetro – Empresas Sector Hidrocarburos

10.3.7.4 Precios promedio de importación y exportación de petróleo y derivados de hidrocarburos

En el año 2019, el precio promedio de exportación¹¹ de la canasta petrolera fue de US\$ 370 por metro cúbico, que es 0,3 % mayor al precio promedio de importación¹² de US\$ 407 por metro cúbico.

La diferencia es debido a las características de los productos involucrados en la canasta. Al respecto, el Perú, debido a la configuración existente en las refinerías locales, se caracteriza por exportar petróleo crudo de baja calidad (petróleo pesado) e importar petróleos crudos de alta calidad (liviano) y derivados con alto valor agregado, como diésel, gasolinas de aviación y biodiesel B100. La menor calidad y el menor valor agregado de nuestros productos inciden en el menor precio de la canasta de exportación petrolera, lo contrario ocurre en el caso de la canasta de importación petrolera.

Tabla 68: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES (UNIDAD: US\$/m³)

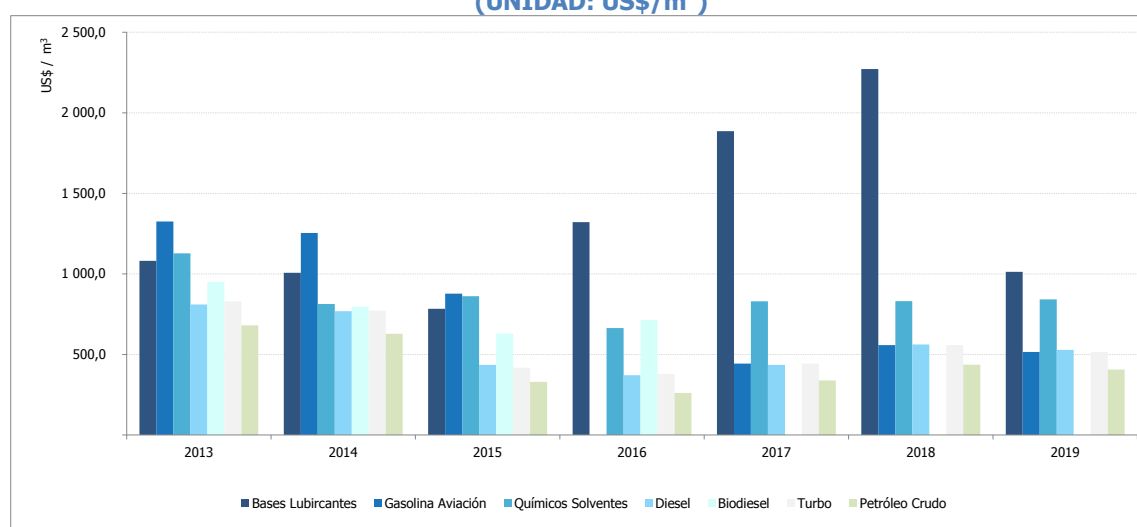
AÑO	GLP	Gasolina Aviación	Diesel	Etanol	Biodiesel	Bases Lubrificantes	Químicos Solventes	Material de Corte	Nafta Craqueado	Petróleo Crudo	Turbo
2 013	-	1 326	811	-	951	1 081	1 128	-	-	680	829
2 014	-	1 254	769	-	797	1 007	813	-	-	628	771
2 015	-	878	435	-	629	783	862	-	-	330	418
2 016	-	0	371	-	714	1 322	664	-	-	262	379
2 017	-	443	435	-	0	1 886	830	-	-	338	443
2 018	-	558	561	-	-	2 272	831	-	-	437	558
2 019	-	515	528	-	-	1 013	842	-	-	407	515

Fuente: Elaboración Propia

¹¹ Se estima a través de una división entre el valor FOB (MMUS\$) y el volumen total exportado, información proporcionada por DGH-MINEM.

¹² Se estima a través de una división entre el valor CIF (MMUS\$) y el volumen total exportado, información proporcionada por DGH-MINEM.

Ilustración 158: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES
(UNIDAD: US\$/m³)



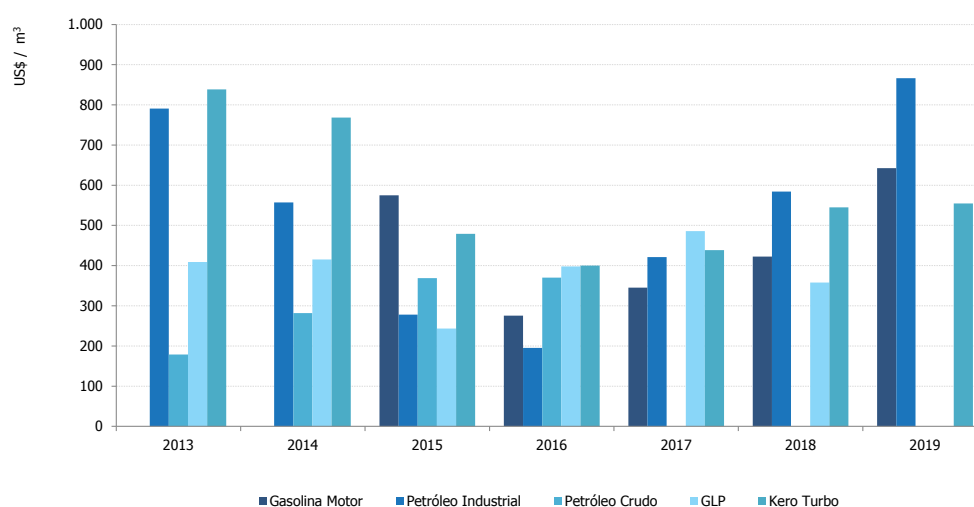
Fuente: Elaboración Propia

Tabla 69: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES
(UNIDAD: US\$/m³)

AÑO	Petróleo Crudo	Gasolina Motor	Turbo	Diesel	Petróleo Industrial	GLP
2 013	632	-	839	-	791	409
2 014	558	-	768	-	557	415
2 015	260	575	479	-	278	243
2 016	179	276	400	315	195	398
2 017	282	345	439	378	421	486
2 018	369	422	545	532	584	358
2 019	370	642	555	595	866	

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 159: EVOLUCIÓN DE PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DEL PETRÓLEO, DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES
(UNIDAD: US\$/m³)



Fuente: Elaboración Propia

10.3.8 Consumo final hidrocarburos y biocombustibles

10.3.8.1 Consumo final de gas natural

En el año 2019, el gas natural distribuido fue destinado en los siguientes rubros:

- **Consumo doméstico:** Comprende el consumo de gas distribuido por parte del sector residencial de Lima, Ica (abastecidas por las empresas Cálidda y Contugas SAC) y el consumo de gas natural de las zonas norte y sur (abastecidas por las empresas Gases del Pacífico y Naturgy, respectivamente).
- **Consumo Comercial:** Comprende al gas distribuido a fin de abastecer los requerimientos de los establecimientos comerciales ubicados en las concesiones de Lima, Ica, Norte y Sur.
- **Consumo Industrial:** Comprende el consumo del grupo de empresas industriales que se conectaron inicialmente (Alicorp, Nestle Perú S.A., Sudamericana de Fibras, Owens Illinois, UNACEM S.A.A, Cerámica San Lorenzo, Cerámica Lima y Corporación Cerámica). Así también, están comprendidas el resto de empresas de manufactura y mineras que posteriormente se conectaron al ducto. Por otro lado, también se considera el consumo de gas distribuido proveniente de Camisea que es utilizado por parte de las empresas procesadoras de harina de pescado ubicadas en Pisco, en la provincia de Lima. En la zona norte, el gas es procedente de Piura y es comercializado por la empresa Olympic. Asimismo, el gas distribuido por las empresas concesionarias Gases del Pacífico y Naturgy.
- **Consumo Transporte:** Comprende el consumo de los gasocentros ubicados en Lima, Callao e Ica, que se abastecen del gas de Camisea, y también los consumos en las provincias de Piura, Chiclayo, abastecidos con gas natural procedente de la Costa Norte.
- **Consumo para Generación de Energía Eléctrica:** Comprende el consumo demandado en las centrales térmicas de: Enel Generación Piura S.A. en la zona de la Costa Norte; Aguaytía Energy y Termoselva, ubicadas en la región Ucayali; las centrales de Kallpa Generación S.A., Engie Energía Perú S.A., Enel Generación Perú S.A.A., Termochilca SA, Fénix Power Perú SA, SDF Energía S.A. en Lima; las centrales de EGESUR S.A. y ElectroDunas S.A.A. en Ica; y las centrales utilizadas para el autoabastecimiento de la Planta de Separación de Las Malvinas, de la Planta de Licuefacción de gas natural de Perú LNG, entre otros.
- **Consumo propio:** Comprende el consumo propio para hornos y calderas en las plantas de procesamiento de gas de Graña y Montero, Procesadora de Gas Pariñas, Malvinas y Curimana, plantas de fraccionamiento de LGN y en la planta de licuefacción de Perú LNG; así como, en refinerías y transporte de gas natural.
- **Consumo en Operaciones petroleras:** Comprende la utilización del gas distribuido en los procesos de extracción y explotación de los yacimientos de gas natural asociado y no asociado.

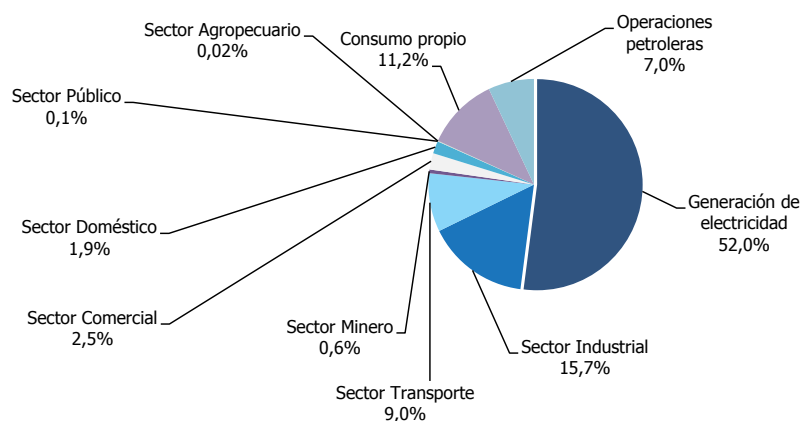
En el 2019, el consumo de gas natural a nivel nacional fue de $8\,444,0 \times 10^6 \text{ m}^3$, siendo de mayor uso en la generación eléctrica con el 52,0% del total, seguido del sector industrial con 15,7 %, y el sector transporte con 9,0%.

Tabla 70: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS DISTRIBUIDO POR TIPO DE USO Y/O SECTOR
(UNIDAD: 10^6 m^3)

ACTIVIDAD	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Generación de electricidad	725,2	1 238,6	1 263,0	1 894,1	2 387,5	2 441,8	3 074,9	3 526,5	4 068,4	3 718,3	4 342,9	4 511,5	4 937,0	4 094,8	4 160,9	4 395,1
Sector Industrial	50,3	146,1	324,8	504,2	621,9	585,4	689,4	1 006,9	848,3	935,9	1 007,8	1 062,5	1 070,0	1 056,7	1 244,8	1 326,0
Sector Transporte		0,0	8,0	53,5	154,8	261,3	348,5	421,3	517,8	604,9	658,5	671,6	679,7	728,7	741,4	756,7
Sector Minero	5,1	21,5	50,1	79,0	98,1	92,9	109,5	159,8	135,4	149,8	155,7	161,6	161,8	60,0	47,0	47,9
Sector Comercial	0,0	0,1	1,7	4,2	3,0	4,9	6,6	8,5	10,7	13,1	15,4	19,3	22,3	205,5	214,4	212,1
Sector Doméstico	0,1	0,2	0,8	1,7	2,5	3,6	6,2	10,5	17,8	26,1	43,8	61,6	79,1	97,2	124,0	161,2
Sector Público	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	5,2	5,1
Sector Agropecuario	0,1	0,2	0,5	0,9	1,1	1,0	1,2	1,7	1,5	1,6	1,7	1,7	1,7	3,3	1,6	1,7
Sector Pesquería	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,4	2,4
Consumo propio	68,0	86,9	99,2	103,3	83,2	36,6	722,7	623,4	812,0	781,8	928,3	934,3	962,9	917,0	918,3	943,1
Operaciones petroleras	321,0	478,9	509,7	527,2	593,9	807,0	658,8	524,3	563,1	690,1	714,7	655,1	564,1	575,4	589,5	592,8
TOTAL PAIS	1 169,9	1 972,6	2 257,8	3 168,0	3 946,0	4 234,5	5 617,8	6 282,9	6 975,0	6 921,7	7 868,9	8 079,4	8 478,7	7 745,4	8 049,6	8 444,0

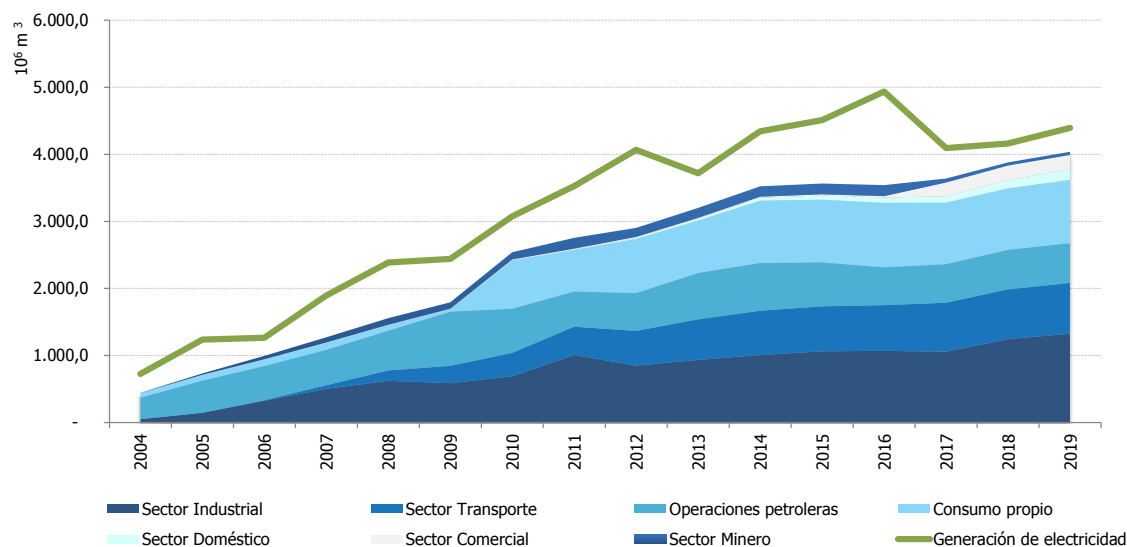
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 160: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO DE GAS DISTRIBUIDO POR TIPO DE USO Y/O SECTOR



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas MINEM

Ilustración 161: EVOLUCIÓN DE LOS USOS DE GAS DISTRIBUIDO
(UNIDAD: 10^6 m^3)

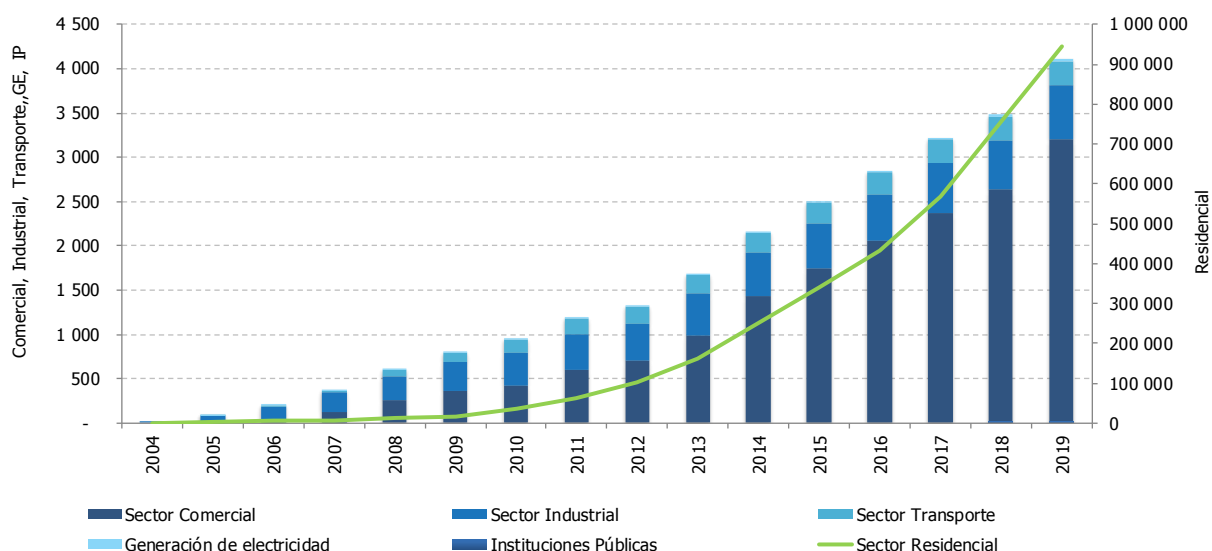


Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas MEM

En el sector residencial se agrupa la mayor cantidad de clientes, aunque el volumen consumido por cliente es menor al de otros sectores.

En caso de la empresa distribuidora Cálidda, al 31 de diciembre de 2019 se reportó 950 110 clientes de gas natural, de los cuales el 99,6% corresponde al sector residencial. En los últimos años, el incremento de clientes de dicho sector aumentó de manera significativa, debido a que desde el 2008 se vienen implementando normas a través de mecanismos de promoción, tales como el bono de descuento de FISE (Fondo de Inclusión Social Energético).

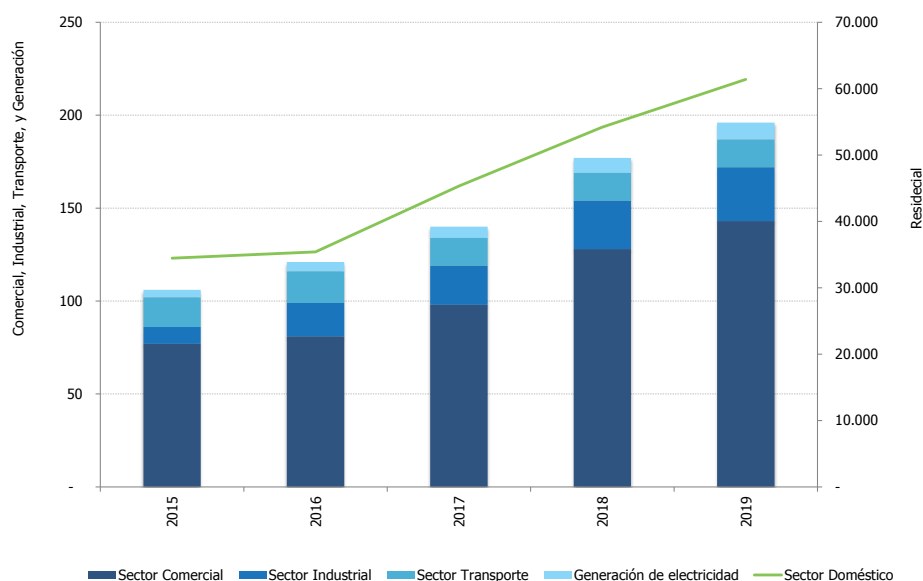
Ilustración 162: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES DE GAS NATURAL DISTRIBUIDO – CÁLIDDA



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas MINEM/Cálidda

Por otro lado, al 31 de diciembre del 2019, el número de clientes reportado por la empresa Contugas fue de 61 595, de los cuales el 99,7% corresponde al sector residencial.

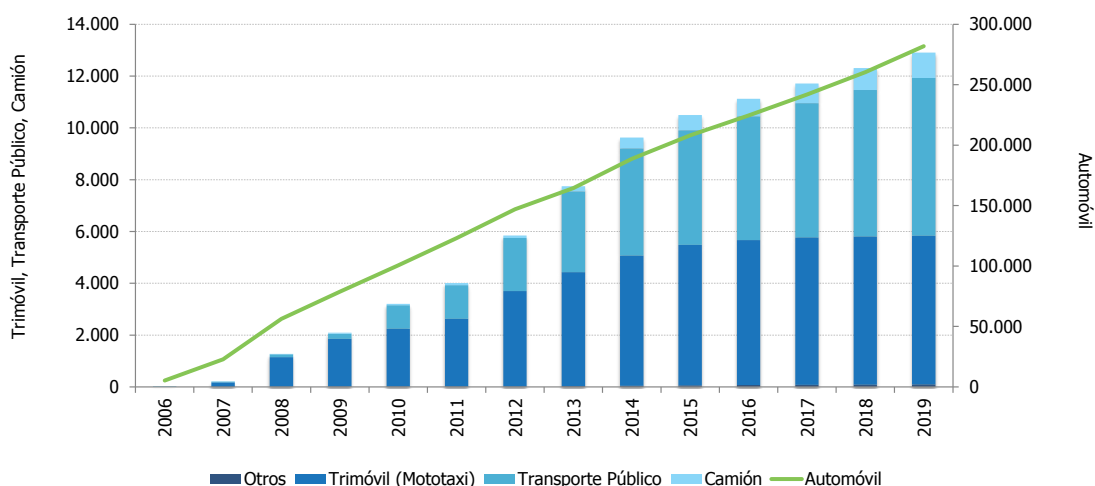
Ilustración 163: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES DE GAS NATURAL DISTRIBUIDO – CONTUGAS



Fuente: Elaboración Propia / Estadísticas MINEM

En cuanto al uso en transporte terrestre, en el 2019 se convirtieron a gas natural 22 023 vehículos, haciendo un total acumulado 294 764 unidades convertidas desde el año 2006, habiendo además 327 estaciones de servicio de GNV en operación. Cabe señalar, que mayor penetración de vehículos a GNV corresponde al uso en automóviles.

Ilustración 164: EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE VEHÍCULOS QUE UTILIZAN GAS NATURAL



Fuente: Elaboración Propia / COFIDE

10.3.8.2 Consumo final de derivados de hidrocarburos líquidos y biocombustibles

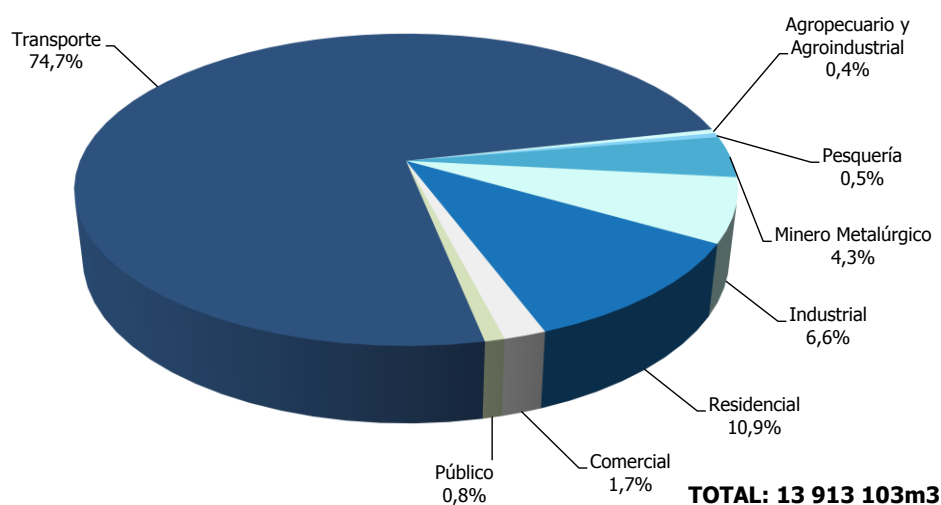
Respecto al consumo de derivados de hidrocarburos líquidos y biocombustibles, el principal demandante fue el sector transporte con el 74,7%, seguido del sector residencial con el 10,9%.

Tabla 71: CONSUMO FINAL DE LOS DERIVADOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y BIOCMBUSTIBLES POR SECTORES ECONÓMICOS
(UNIDAD: 10^3 m^3)

SECTOR	GLP	Gasohol	Gasolina Motor	Turbo	Diesel B5	Fuel Oil	Total	
							Cantidad	Part.
Residencial	1 521,3						1 521,3	10,9%
Comercial	145,8	0,3	0,2		95,3	0,0	242,2	1,7%
Público	2,4		0,0	3,1	108,5		114,0	0,8%
Transporte	1 299,2	2 505,4	433,0	460,8	5 672,2	19,5	10 390,1	74,7%
Agropecuaria y Agroindustrial	4,6		5,9		50,3		60,8	0,4%
Pesquería	0,6		12,7		50,5	1,1	64,9	0,5%
Minero	97,4	130,0	0,1		368,5	0,7	596,8	4,3%
Metalúrgico								
Industrial	610,2	0,0	0,0		257,9	54,7	923,0	6,6%
TOTAL	3 681,6	2 636,3	451,8	464,0	6 603,3	76,0	13 913,1	100,0%

Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 165: PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES ECONÓMICOS EN EL CONSUMO FINAL DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y BIOCOMBUSTIBLES



Fuente: Elaboración Propia

10.3.9 Matriz y flujo del balance de hidrocarburos y biocombustibles

En esta sección se presenta la matriz y el flujo del Balance de Hidrocarburos y biocombustibles a nivel nacional, desde su origen hasta su destino final en los diferentes sectores. La matriz del balance se basa en un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan la energía que se produce, la que se intercambia con el exterior, la que se transforma, la de consumo propio, la de pérdidas y la que se destina a los sectores. Respecto a la columna de gas natural, el valor de exportación que se coloca corresponde al valor de gas natural exportado en el año 2019 según lo reportado por las estadísticas de Perupetro.

La matriz considera las fuentes de energía primaria y secundaria descritas en las secciones anteriores, mostradas en columnas, mientras que los procesos que generan los flujos de la energía se muestran en filas. En las Tablas siguientes se muestra la matriz de energía del año 2019 en unidades originales y en terajoules.

Tabla 72: BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES: 2019
(Unidades Originales)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético		ENERGÍA PRIMARIA			ENERGÍA SECUNDARIA											
		Petróleo Crudo 10 ³ bbl	Líquidos de Gas Natural 10 ³ bbl	Gas Natural 10 ⁶ pc	GLP 10 ³ bbl	Etanol 10 ³ bbl	Gasohol 10 ³ bbl	Gasolina Motor 10 ³ bbl	Turbo 10 ³ bbl	Biodiesel 10 ³ bbl	Diesel B5 10 ³ bbl	Fuel Oil 10 ³ bbl	Gas Refinería 10 ³ bbl	Gas Seco 10 ⁶ pc	Otros Energét. Petróleo y Gas 10 ³ bbl	No Energético Petróleo y Gas 10 ³ bbl
OFERTA	1. Producción	19 339,1	31 659,2	672 678,9												
	2. Importación	38 295,3			4 052,7	1 199,5		6 682,5	3 137,2	1 142,6	26 151,0	207,4				662,9
	3. Variación de Inventarios	(819,4)		0,0	2 212,3	14,1	725,01	(309,4)	(55,9)	383,8	1 910,5	1 222,9				(326,7)
	4. OFERTA TOTAL	56 814,9	31 659,2	672 678,9	6 264,9	1 213,6	725,0	6 373,1	3 081,3	1 526,4	28 061,5	1 430,3				336,2
	5. Exportación	(2 071,7)						(15 691,5)			(1 983,3)	(10 562,0)		(195 877,0)		(92,8)
	6. No Aprovechada			(177 510,7)										(195 877,0)		
	7. Transferencias				(674,5)	(1 293,6)	10 679,1	(11 175,4)		(2 136,4)	(4 009,8)	(2 775,9)			11 524,6	(138,1)
	8. Bunkers							(5 597,3)			(142,2)	(2 733,5)				
	9. OFERTA INTERNA BRUTA	54 743,2	31 659,2	495 168,2	5 590,5	(80,0)	11 404,1	(20 493,9)	(2 516,1)	(610,0)	21 926,2	(14 641,1)		(196 971,2)	11 524,6	105,3
TRANSFORMACIÓN	10. Total Transformación	(54 743,2)	(31 659,2)	(474 234,9)	17 567,2	(80,0)	5 178,8	23 335,8	5 434,5	(610,0)	19 630,1	15 181,5	940,7	319 024,7	(11 524,6)	1 924,8
	Coquerías y Altos Hornos															
	Carboneras															
	Refinerías	(54 743,2)			2 549,1	(80,0)	5 178,8	12 227,5	5 434,5	(610,0)	19 143,6	16 189,2	940,7		(11 524,6)	1 718,9
	Plantas de Gas		(31 659,2)	(474 234,9)	15 018,2			11 108,4			1 679,7				474 234,9	205,9
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)										(190,9)	(608,3)		(145 784,1)		
	Centrales Eléc. (Uso Propio)										(1 002,3)	(399,5)		(9 426,1)		
	11. Consumo Propio Sector Energía			(20 933,3)							(21,0)	(62,0)	(940,7)	(33 305,2)		
12.Pérdidas(transp., distr. y almac.)																
13. Ajustes																
CONSUMO FINAL	14. CONSUMO FINAL TOTAL				23 157,7		16 582,9	2 841,9	2 918,4		41 535,3	478,3		88 748,3		2 030,1
	14.1 Consumo Final No Energético															2 030,1
	14.2 Consumo Final Energético				23 157,7		16 582,9	2 841,9	2 918,4		41 535,3	478,3		88 748,3		
	Residencial				9 569,2									5 691,9		
	Comercial				917,1		5,7	1,1			599,6	0,1		7 488,5		
	Público				15,2			0,1	19,7		682,2			180,7		
	Transportes				8 172,3		15 759,1	2 723,5	2 898,7		35 678,4	122,7		26 723,2		
	Agropecuario				29,0			36,9			316,7			58,8		
	Pesquería				3,8			79,7			317,7	6,9		84,7		
	Minero				612,7		817,9	0,5			2 318,2	4,4		1 691,3		
	Industrial				3 838,4		0,1	0,2			1 622,5	344,2		46 829,0		

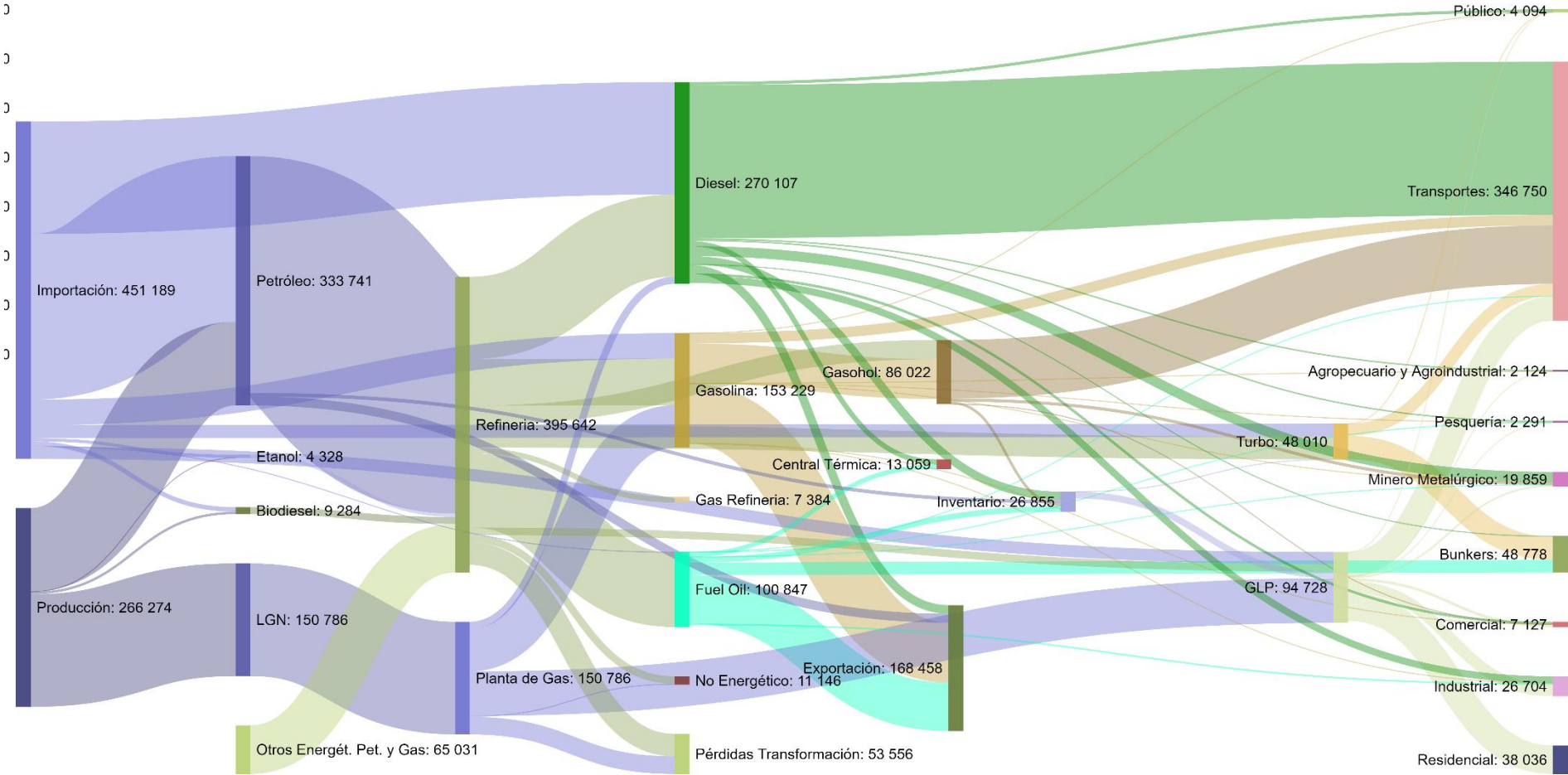
Fuente: Elaboración Propia

Tabla 73: BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS Y BIOCOMBUSTIBLES: 2019
(UNIDAD: TJ)

DIRECCIÓN GENERAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Planeamiento Energético		ENERGÍA PRIMARIA				ENERGÍA SECUNDARIA													TOTAL ENERGÍA	
		Petróleo Crudo	Líquidos de Gas Natural	Gas Natural	Total E.P	GLP	Etanol	Gasohol	Gasolina Motor	Turbo	Biodiesel	Diesel B5	Fuel Oil	Gas Refinería	Gas Seco	Otros Energét. Petróleo y Gas	No Energético Petróleo y Gas	Total E.S		
OFERTA	1. Producción	111 985,9	150 785,8	770 134,9	1 032 906,7															
	2. Importación	221 754,9			221 754,9	16 108,5	4 057,1		34 110,7	17 457,5	6 052,8	150 371,1	1 275,4				3 838,6	233 161,0		
	3. Variación de Inventarios	(4 745,1)		0,0	(4 745,1)	8 793,3	47,7	3 603,3	(1 579,4)	(311,2)	2 033,5	10 985,3	7 521,7				(1 891,9)	29 202,3		
	4. OFERTA TOTAL	328 995,7	150 785,8	770 135,0	1 249 916,5	24 901,8	4 104,8	3 603,3	32 531,2	17 146,4	8 086,3	161 356,4	8 797,2				1 946,7	262 474,0		
	5. Exportación	(11 996,4)			(11 996,4)				(80 097,2)			(11 404,0)	(64 961,4)		(224 255,2)		(537,4)	(381 255,2)		
	6. No Aprovechada			(203 228,0)	(203 228,0)										(1 252,7)			(1 252,7)		
	7. Transferencias					(2 680,8)	(4 375,5)	53 076,9	(57 044,8)		(11 317,8)	(23 057,0)	(17 073,0)			65 031,4	(799,6)	1 759,9		
	8. Bunkers									(31 147,6)		(817,5)	(16 812,5)					(48 777,7)		
	9. OFERTA INTERNA BRUTA	316 999,3	150 785,8	566 906,9	1 034 692,1	22 221,0	(270,7)	56 680,2	(104 610,8)	(14 001,3)	(3 231,4)	126 077,8	(90 049,7)		(225 507,9)	65 031,4	609,7	(167 051,7)		
TRANSFORMACIÓN	10. Total Transformación	(316 999,3)	(150 785,8)	(542 940,9)	(1 010 726,1)	69 826,3	(270,7)	25 739,3	119 117,4	30 241,4	(3 231,4)	112 875,3	93 373,3	7 384,1	365 244,2	(65 031,4)	11 146,0	766 413,8	(244 312,2)	
	Coquerías y Altos Hornos																			
	Carboneras																			
	Refinerías	(316 999,3)			(316 999,3)	10 132,0	(270,7)	25 739,3	62 414,8	30 241,4	(3 231,4)	110 077,7	99 571,7	7 384,1		(65 031,4)	9 953,6	286 981,1	(30 018,2)	
	Plantas de Gas		(150 785,8)	(542 940,9)	(693 726,7)	59 694,3			56 702,6			9 658,5			542 940,9		1 192,4	670 188,6	(23 538,1)	
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)											(1 097,6)	(3 741,4)		(166 904,9)			(171 743,8)		
	Centrales Eléc. (Uso Propio)											(5 763,3)	(2 457,0)		(10 791,8)			(19 012,1)		
	11. Consumo Propio Sector Energía			(23 966,0)	(23 966,0)							(121,0)	(381,6)	(7 384,1)	(38 130,4)			(46 017,0)	(69 983,1)	
12.Pérdidas(transp., distr. y almac.)																				
13. Ajustes																				
CONSUMO FINAL	14. CONSUMO FINAL TOTAL					92 047,3		82 419,5	14 506,6	16 240,1		238 832,1	2 942,0		101 605,9		11 755,7	560 349,3		
	14.1 Consumo Final No Energético																11 755,7	11 755,7		
	14.2 Consumo Final Energético					92 047,3		82 419,5	14 506,6	16 240,1		238 832,1	2 942,0		101 605,9			548 593,6		
	Residencial					38 035,8									6 516,5			44 552,4		
	Comercial					3 645,4		28,6	5,4			3 447,7	0,5		8 573,5			15 701,0		
	Público					60,2			0,6	109,9		3 922,9			206,9			4 300,6		
	Transportes					32 483,1		78 325,2	13 901,9	16 130,3		205 154,6	754,7		30 594,8			377 344,5		
	Agropecuaria					115,2			188,1			1 821,0			67,4			2 191,7		
	Pesquería					15,2			407,0			1 826,8	42,5		97,0			2 388,4		
	Minero					2 435,3		4 065,3	2,4			13 329,6	27,1		1 936,3			21 796,1		
	Industrial					15 257,1		0,5	1,2			9 329,5	2 117,3		53 613,5			80 319,1		

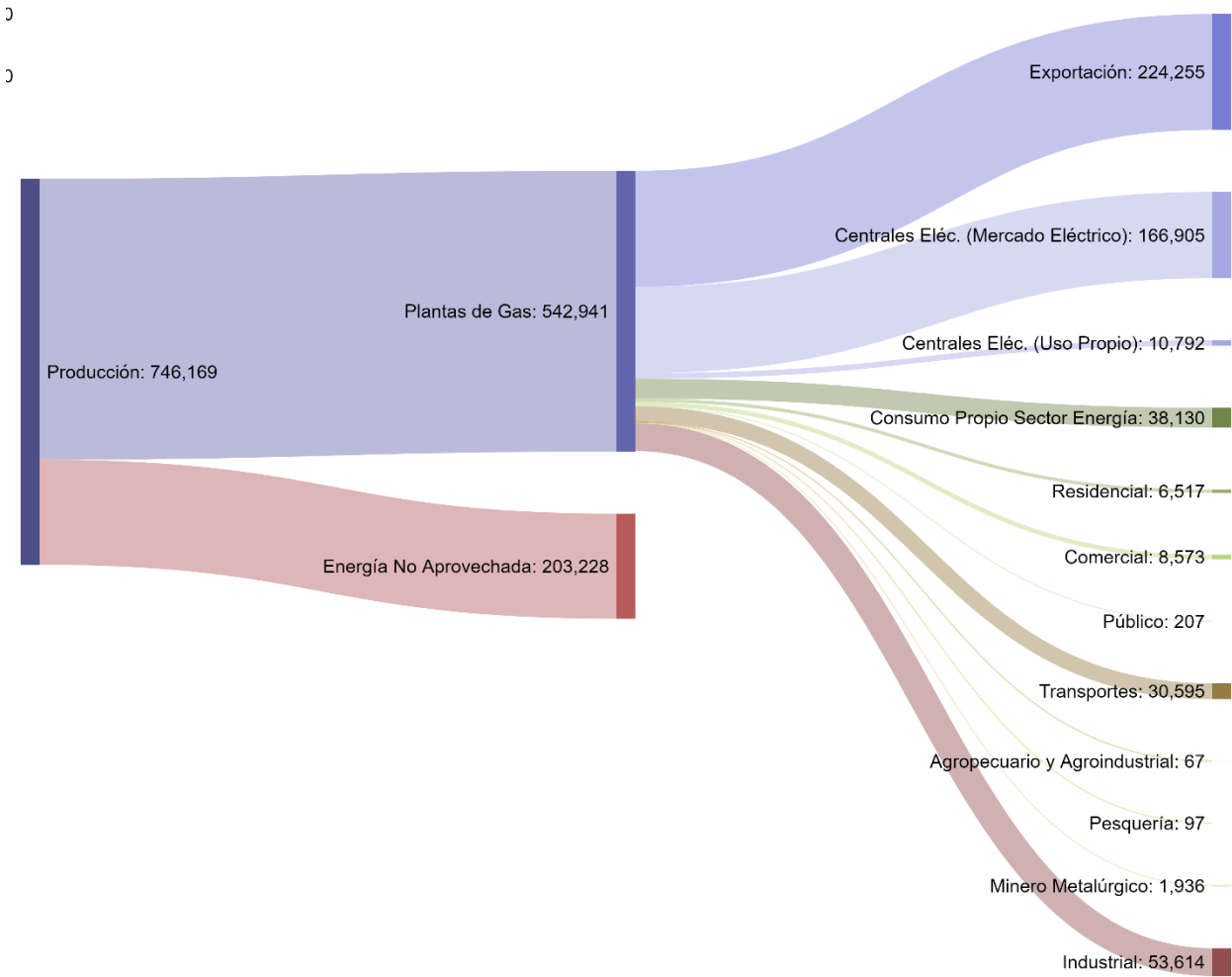
Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 166: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS: 2019
(UNIDAD: TJ)



Fuente: Elaboración Propia

Ilustración 167: DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL: 2019
(UNIDAD: TJ)



Fuente: Elaboración Propia

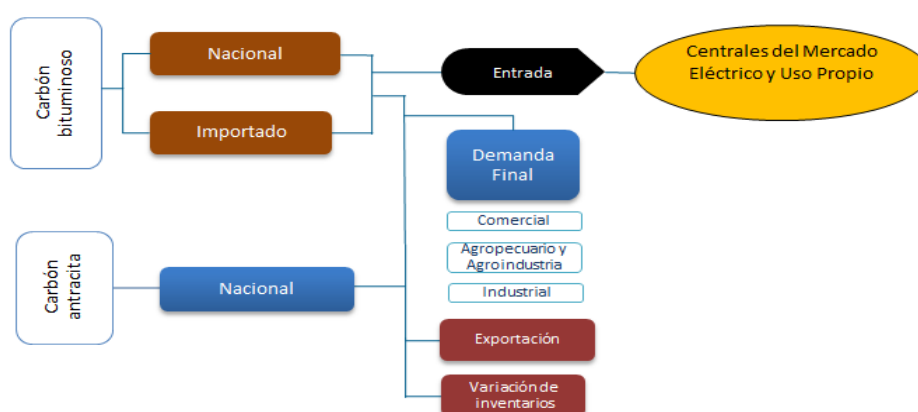
10.4 BALANCE DE CARBÓN MINERAL Y DERIVADOS

El carbón mineral es una fuente de energía primaria de consistencia sólida, compuesto principalmente de carbono, con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno, azufre y otros elementos.

10.4.1 Esquema Energético

El siguiente esquema muestra los flujos de la cadena de carbón mineral, observándose que el recurso puede ser de tipo bituminoso o antracítico, además que puede ser nacional o importado. El recurso puede ingresar como fuente primaria en centros de transformación (centrales eléctricas) para la generación de electricidad, que es una fuente secundaria. Asimismo, dicho recursos también puede ser demandados por las cementeras para la producción de Clinker, que es un componente principal del cemento. Por otro lado, se puede utilizar en metalurgia, en altos hornos que producen coque, que son a la vez productos empleados para la producción del acero. Finalmente Los recursos nacionales pueden ser sujetos de exportación.

Ilustración 168: ESQUEMA DE LA CADENA DE CARBÓN MINERAL Y DERIVADOS



Fuente: Elaboración Propia

10.4.2 Reservas de carbón mineral como fuente primaria

Las reservas de carbón mineral a fines del año 2019 fueron de $15,63 \times 10^9$ kg, de las cuales $5,76 \times 10^9$ kg son probadas y $9,87 \times 10^9$ kg probables.

El carbón antracita es el que más abunda en nuestro país (98,6% del total de las reservas) y se caracteriza por ser un tipo de carbón que arde con dificultad, pero que es rico en carbono y posee un alto poder calorífico. Por otra parte, el Perú cuenta también con yacimientos de carbón de tipo bituminoso (1,4%).

Las principales reservas de carbón en el Perú, se ubican en las regiones de La Libertad, Ancash y Lima.

Ilustración 169: YACIMIENTOS DE CARBÓN MINERAL EN EL PERÚ



Fuente: Elaboración Propia

En primer lugar, la región La Libertad posee la mayor cantidad de reserva totales, con una participación del 57% del total nacional. Asimismo, las reservas probadas ascienden a $3,23 \times 10^9$ kg y las reservas probables a $5,70 \times 10^9$ kg. Los principales yacimientos de carbón mineral se ubican en la provincia de Otuzco (La Libertad), siendo básicamente carbón tipo antracita.

En segundo lugar, se ubica la región Ancash con una participación del 32% de las reservas totales nacionales. Asimismo, las reservas probadas ascienden a $1,94 \times 10^9$ kg y $3,091 \times 10^9$ kg como reserva probable. Estas reservas se encuentran ubicadas principalmente en las provincias de Yungay, Bolognesi y Huaylas.

Finalmente, el siguiente aporte a las reservas, está dado por Lima, con una participación del 9,4% de las reservas totales nacionales. Asimismo, presenta $0,47 \times 10^9$ kg de reservas probadas y $1,00 \times 10^9$ kg de reservas probables. Los principales yacimientos se ubican en la provincia de Oyón, con reservas de carbón de tipo antracita principalmente.

10.4.3 Producción de carbón mineral

La producción de carbón mineral oficialmente registrada en el año 2019 fue de $181,032 \times 10^6$ kg, menor en 16,4% respecto al año anterior. Dicha producción corresponde en una mayor proporción a unidades que están ubicadas en las regiones Ancash y La Libertad para el caso del carbón antracítico, y Lima y Ancash para el caso

del carbón bituminoso; de las cuales la gran mayoría son pequeños productores mineros o productores mineros artesanales.

La mayor producción de carbón mineral se registró en el departamento de Lima (48,2%), y por parte de la empresa Obras Civiles S.A.C. con sus unidades División Oyón 1, 2 y 3; en segundo lugar, la mayor producción se concentró en el departamento de La Libertad, con un 29,7% de la producción nacional, y donde el mayor productor fue la empresa Estrella Trading y Logística S.A.C., titular de la Unidad El Rocio 1 y Agaucu.

Tabla 74: PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN
(UNIDAD: 10³ kg)

EMPRESA	UNIDAD	2018	2019	Variación
ANCASH				
SAN ROQUE F.M. S.A.C.	SAN ROQUE F M	36 467,4	26 616,5	
MINERA CONCEPCION S.A.C.	CALVI I	7 751,0		
MINERA MARCO DE HUARAZ S.R.L.	MARCO	6 370,0	6 555,0	
LA NEGRITA N° 4 DE HUARAZ S.A.C.	LA NEGRITA N° 4	4 090,0	1 580,0	
PONCE TRINIDAD FLORENCIO	NUEVO PERU II	636,4	1 634,3	
CORPORACION MINERA DEL SANTA S.A.C.	CARBON LA LIMÉÑA 2001	400,0		
MINERA RC S.A.C.	REINA CRISTINA N°4	375,0	1 364,0	
CONTRATISTAS GENERALES MIÑAN Y PADILLA S.A.C.	CALVI I	145,0	175,0	
INVERSIONES GENERALES NEYSER S.A.C.	VIRGEN DE HUANTUMEY N° 2			
COMPAÑIA MINERA AGREGADOS CALCAREOS S.A.	RINCONADA	2,8		
FIGUEROA MORENO CARLOS ANTONIO	CARMEN CECILIA FM		260,0	
Subtotal ANCASH		56 234,8	38 184,8	-32,1%
CAJAMARCA				
COMPAÑIA MINERA CERRO NEGRO S.A.C.	GRAN CHIMU	4 373,0		
SIVERONI MORALES JOSE ALFREDO	CARBOJHOLAY	2 458,0	1 830,1	
Subtotal CAJAMARCA		6 831,0	1 830,1	-73,2%
LA LIBERTAD				
LA ESTRELLA TRADING Y LOGISTICA S.A.C.	EL ROCIO 1	5 784,0	15 366,0	
EMPRESA MINERA JESUS DE NAZARETH S.A.	JESUS DE NAZARETH 3	3 024,0		
TRANSPORTES, SERVICIOS MINEROS Y AGRICOLAS S.A.C.	MINERA CARBONIFERA ANDINA	2 998,0	4 602,0	
LA ESTRELLA TRADING Y LOGISTICA S.A.C.	AGAUCU	2 496,0	13 760,0	
CORPORACION MINERA LEO S.A.C.	EL ROCIO	1 894,0	10 362,0	
INTERNATIONAL SUPPLY OF SELECTED COAL S.A.C. - ISOS COAL S.A.C.	JESUS DE NAZARETH 1	1 105,0	1 129,0	
CARBONIFERA SAN BENITO S.R.L.	SAN BENITO I	983,0	2 265,5	
EMPRESA MINERA JESUS DE NAZARETH S.A.	JESUS DE NAZARETH 1	635,0		
VIJAL GROUP S.A.C.	MINERA SANTA ROSA N°1	298,5	1 465,4	
EMPRESA MINERA JESUS DE NAZARETH S.A.	JESUS DE NAZARETH 4	259,0		
INTERNATIONAL SUPPLY OF SELECTED COAL S.A.C. - ISOS COAL S.A.C.	JESUS DE NAZARETH 3	604,0	680,0	
INTERNATIONAL SUPPLY OF SELECTED COAL S.A.C. - ISOS COAL S.A.C.	JESUS DE NAZARETH 4	501,0	600,0	
COMPAÑIA MINERA MUFABE S.A.C	LLOQUE MISHA		3 530,1	
Subtotal LA LIBERTAD		20 581,5	53 759,9	161,2%
LIMA				
OBRAS CIVILES Y MINERAS S.A.C.	DIVISION OYON 1	45 766,9	28 756,3	
OBRAS CIVILES Y MINERAS S.A.C.	DIVISION OYON 3	29 288,0	16 958,2	
OBRAS CIVILES Y MINERAS S.A.C.	DIVISION OYON 2	28 759,0	17 306,4	
MINERA SANTA MERCEDES E.I.R.L.	EL POETA	12 974,0	15 692,4	
MINING ATALAYA S.A.C.	ATALAYA	6 976,1	6 882,7	
S.M.R.L. COAL MINE	COAL MINE	4 480,2	1 191,8	
CORPORACION E INVERSIONES VIRGEN DE GUADALUPE S.A.C.	OYON 3	4 384,8	2,0	
MINING ATALAYA S.A.C.	PIOJO CHEVEZ	100,0		
MINING ATALAYA S.A.C.	AZABACHE I	100,0		
UNIDAD MINERA LUMANTA S.A.C.	PUENTE PIEDRA	103,5	12,5	
UNIDAD MINERA SAN LORENZO S.A.C.	SAN LORENZO 2015	1,0		
UNIDAD MINERA LUMANTA S.A.C.	LUMANTA 2019		245,2	
UNIDAD ARIES S.A.C.	LAGUNA DE COCHAQUILLO		209,9	
Subtotal LIMA		132 933,4	87 257,5	-34,4%
TOTAL GENERAL		216 580,7	181 032,3	-16,4%

Fuente: Elaboración Propia

10.4.4 Importación y exportación de carbón mineral

Importación

En el año 2019, se ha registrado 363 586 x 10³ kg de carbón mineral importado, lo cual significa un incremento en 14,2% de las importaciones respecto al año 2018.

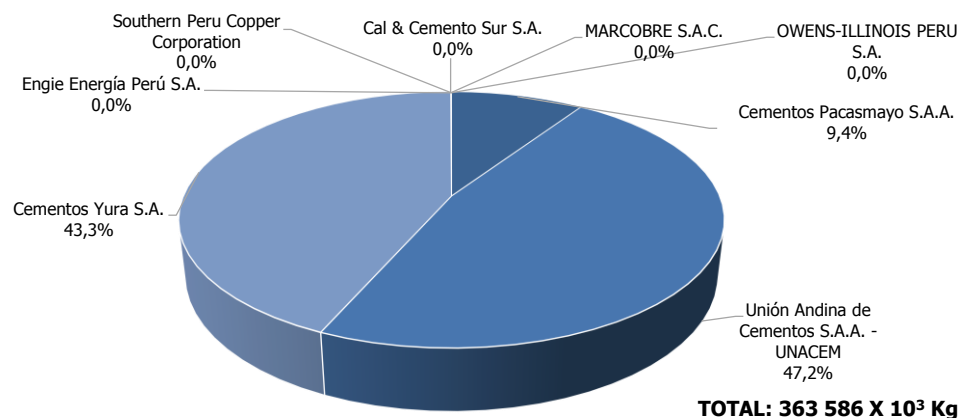
Tabla 75: IMPORTACIÓN DE CARBÓN
(UNIDAD: 10³ kg)

EMPRESA	PROCEDENCIA	2018		2019		Variación
		Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Cementos Pacasmayo S.A.A.	Colombia	-		34 188	9,4%	
Unión Andina de Cementos S.A.A. - UNACEM	Colombia	96 128	30,2%	171 712	47,2%	78,6%
	Venezuela	-		-		
Cementos Yura S.A.	Colombia	172 802	54,3%	157 474	43,3%	-8,9%
	Venezuela	-		-		
MARCOBRE S.A.C.	Holanda			34	0,0%	
OWENS-ILLINOIS PERU S.A.	Estados Unidos			168	0,0%	
Southern Peru Copper Corporation	Estados Unidos			9	0,0%	
Engie Energía Perú S.A.	Colombia	33 076	10,4%	-	0,0%	-100,0%
	Estados Unidos	-		-		
Cal & Cemento Sur S.A.	Colombia	16 505	5,2%	-	0,0%	
TOTAL		318 512	100,0%	363 586	100,0%	14,2%

Fuente: Elaboración Propia

La principal empresa importadora de carbón mineral en el Perú fue Unión Andina de Cementos S.A.A con una participación de 47,2% del total importado, seguido de Cementos Yura S.A con el 43,3%.

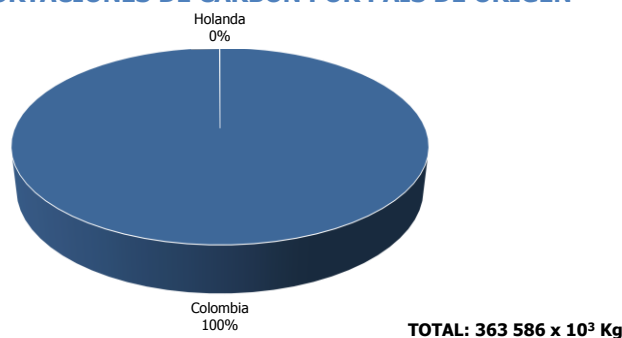
Ilustración 170: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS EN LA IMPORTACIÓN DE CARBÓN



Fuente: SUNAT

Asimismo, la totalidad de carbón mineral importado provino del país de Colombia.

Ilustración 171: IMPORTACIONES DE CARBÓN POR PAÍS DE ORIGEN



Fuente: Elaboración Propia

Cabe precisar, que el carbón mineral fue gravado con un Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) desde el 2007, en el marco del D.S. N° 211-2007-EF, el cual estableció montos fijos de ISC considerando el criterio de proporcionalidad al grado de nocividad de los combustibles, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley N° 28694, Ley que regula el contenido de azufre en el combustible diésel. Para el caso del carbón mineral se determinó su aplicación para el periodo 2011-2016.

Posteriormente, se publicó el D.S. N° 009-2011-EF, que modifica la tabla de montos fijos del ISC aplicable a los combustibles (del Decreto Supremo N° 211-2007-EF), y posterga la aplicación al carbón mineral hasta el periodo 2014-2016.

Finalmente, el carbón mineral (hulla bituminosa y antracita) es gravado con un ISC establecido en el 2016, por Decreto Supremo N° 111-2016-EF. Esto se aplica al antracita para uso energético con S/ 51,72 por tonelada, y a la hulla bituminosa para uso energético y las demás hullas con S/ 55,19 por tonelada.

Exportación

Respecto a la exportación, el año 2019 el flujo fue 630 181 x10³ kg de carbón mineral de tipo antracita, siendo el 47,2% destinado al país de Brasil, seguido de Corea del Sur con 20,5%.

Tabla 76: EXPORTACIÓN DE CARBÓN
(UNIDAD: 10³ kg)

DESTINO	Carbón Antracita	Carbón Bituminoso	Total
Brazil	297 377,9		297 377,9
Corea del Sur	129 121,7		129 121,7
Turqía	33 915,0		33 915,0
Filipinas	32 458,0		32 458,0
Bélgica	30 000,0		30 000,0
Venezuela	20 092,7		20 092,7
México	15 799,9		15 799,9
Polonia	15 589,0		15 589,0
Ecuador	14 334,7		14 334,7
Francia	10 000,0		10 000,0
Alemania	10 000,0		10 000,0
Bolivia	8 691,2		8 691,2
Chile	5 958,7		5 958,7
Otros países	6 842,2		6 842,2
TOTAL	630 181,0		630 181,0

Fuente: Elaboración Propia

10.4.5 Demanda total del carbón mineral

En el año 2019, la demanda total de carbón mineral fue de $933\,121,1 \times 10^6$ kg, que es menor en 21,9% respecto al registrado el año anterior.

De total, $191\,939 \times 10^6$ kg (20,6%) de carbón mineral se utilizó en centrales termoeléctricas (centros de transformación) para la generación de una fuente secundaria que es la electricidad. Entre estas centrales se encuentra la Central Térmica de Ilo 2 (ENGIE Energía Perú S.A.) que genera para el mercado eléctrico y la Empresa Agroindustrial Trupal S.A. que genera para uso propio. Los resultados de esta generación se presentaron en la sección anterior de balance de energía eléctrica.

El resto del carbón mineral fue utilizado a nivel de consumo final.

10.4.6 Consumo final de fuente primaria

Respecto al consumo final de carbón mineral, los estudios revelan que en el Perú, ésta fuente de energía es aprovechada principalmente por las fábricas de cemento, empresas siderúrgicas y ladrilleras.

En el 2019, el consumo final de carbón mineral fue $741\,182 \times 10^3$ kg, mostrando una disminución casi marginal de 0,1 % con respecto al año anterior.

10.4.6.1 Sector Residencial y Comercial

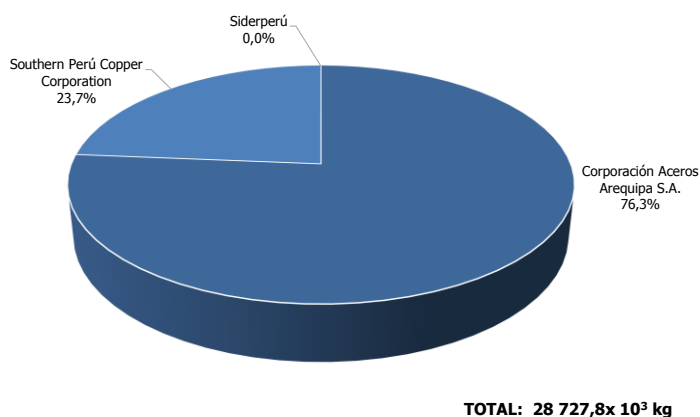
Dentro del sector comercial, el consumo de carbón mineral fue en hoteles, en una cantidad de $13,5 \times 10^3$ kg, representando el 0,002% del consumo final. El carbón mineral en este sector es consumido en forma de briquetas y se emplea principalmente para calefacción.

10.4.6.2 Sector Industrial

En caso del sector industrial, el consumo fue de $741\,041,5 \times 10^3$ kg, que representa casi la totalidad del consumo final de carbón mineral.

Metalúrgia

En caso del sector metalúrgico, el consumo fue de $28\,727,8 \times 10^3$ Kg. de carbón mineral, que es 3,9% del correspondiente al sector industrial. De dicha cantidad, el mayor consumidor fue la Corporación de Aceros Arequipa, con el 76,3% de participación. Cabe señalar, que no se reportó consumos por parte de la empresa Doe Run Perú, debido a la suspensión de operaciones del Complejo Metalúrgico La Oroya desde junio de 2009.

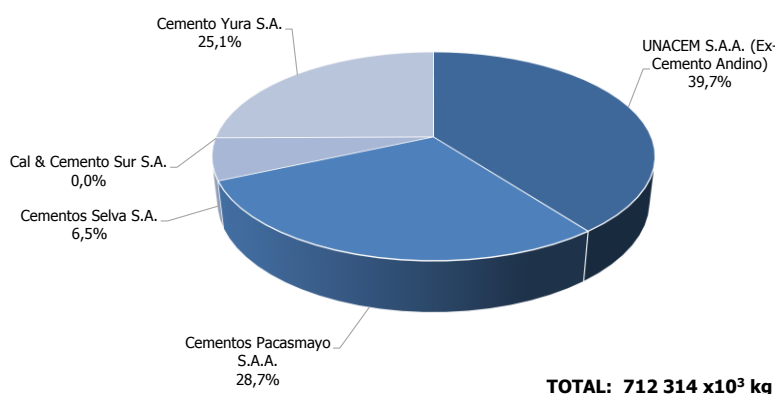
Ilustración 172: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS DEL SECTOR METALÚRGICO EN EL CONSUMO DE CARBÓN

Fuente: Elaboración Propia

Cementeras

El sector cemento, caracterizado por ser altamente intensivo en energía, consumió en el año 2019 un total de $712\,314 \times 10^3$ kg. de carbón mineral. Dicho valor representa el 96,1% de lo consumido en el sector industrial, y esta también 2,0% mayor al registrado el año anterior.

La principal empresa cementera que consumió carbón mineral fue la UNACEM (Ex Cemento Andino), con una participación del 39,7% del consumo total del sector cemento, seguido de Cemento Pacasmayo S.A.A con el 28,7%, y Cemento Yura S.A. con el 25,1%.

Ilustración 173: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS DEL SECTOR CEMENTERO EN EL CONSUMO DE CARBÓN

Fuente: Elaboración Propia

Ladrilleras

No se reportaron consumos de carbón mineral en la industria ladrillera de gran tamaño.

10.4.6.3 Sector Pesquería

No se reportaron consumos de carbón mineral en el sector pesquería.

10.4.6.4 Sector Agropecuario

El sector agropecuario emplea el carbón mineral en forma de briquetas y se emplea principalmente para calefacción de animales de granja. En el año 2019, el consumo de carbón mineral fue de 127×10^3 kg, siendo su participación 0,017 % respecto del consumo final.

Tabla 77: CONSUMO DE CARBÓN MINERAL POR SECTORES: 2019
(UNIDAD: 10^3 kg)

SECTORES	TIPO DE CARBÓN			TOTAL
	ANTRACITA NACIONAL	BITUMINOSO NACIONAL	IMPORTADO	
RESIDENCIAL Y COMERCIAL				
1.-Hoteles	13,5			13,5
Subtotal Residencial y Comercial	13,5			13,5
INDUSTRIAL				
Metalurgia				
1.-Doe Run Perú - La Oroya División				
2.-Corporación Aceros Arequipa S.A.	18 802,0		3 117,7	21 919,7
3.- Southern Perú Copper Corporation	734,9		6 073,2	6 808,1
4.- Siderperú				
5.-Otras Mineras				
Subtotal Metalurgia	19 536,9		9 190,9	28 727,8
Cementeras y ladrilleras				
1.-UNACEM S.A.A. (Ex-Cemento Andino)	181 445,4		101 103,6	282 549,0
2.-Cementos Pacasmayo S.A.A.	186 353,1		18 127,0	204 480,1
3.-Cementos Selva S.A.	46 179,4			46 179,4
4.-Cemento Sur S.A.				
5.-Cemento Yura S.A.	43 424,8		135 680,4	179 105,2
6.-Caliza Cemento Inka S.A.				
7.- Otras ladrilleras				
8.-Otras industrias				
Subtotal Cementeras y Ladrilleras	457 402,7		254 911,0	712 313,7
Subtotal Industrial	476 939,6		264 101,9	741 041,5
PESQUERÍA				
1.- Pesqueras				
Subtotal Pesquería				
AGROPECUARIO				
1.- Granjas avícolas	127,0			127,0
Subtotal Agropecuario	127,0			127,0
TOTAL GENERAL	477 080,1		264 101,9	741 182,0

Fuente: Elaboración DGEE-MINEM

10.4.7 Matriz y Flujo del Balance del Carbón Mineral

La matriz de balance de carbón mineral según los tipos: 1) Antracítico de origen nacional; 2) Bituminoso de origen nacional; Y 3) Carbón importado de todos los tipos. Asimismo, dicha matriz se muestra en unidades originales, y en Terajoule.

**Tabla 78: BALANCE DE CARBÓN MINERAL: 2019
(UNIDADES ORIGINALES)**

BALANCE		ENERGÍA PRIMARIA		
		Carbón	Carbón Bituminoso	
		Antracita 10 ³ ton	Nacional 10 ³ ton	Importado 10 ³ ton
OFERTA	1. Producción	111,6	69,4	
	2. Importación	0,2		363,4
	3. Variación de Inventarios	995,4	69,4	92,7
	4. OFERTA TOTAL	1 107,3		456,0
	5. Exportación	(630,2)		
	6. No Aprovechada			
	7. Transferencias			
TRANSFORMACIÓN	7. OFERTA INTERNA BRUTA	477,1		456,0
	8. Total Transformación			(191,9)
	Coquerías y Altos Hornos			
	Carboneras			
	Refinerías			
	Plantas de Gas			
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)			(13,7)
CONSUMO FINAL	Centrales Eléc. (Uso Propio)			(178,3)
	9. Consumo Propio Sector Energía			
	10. Pérdidas (transp., distr. y almac.)			
	11. Ajustes	(0,0)		
	12. CONSUMO FINAL TOTAL	477,1		264,1
	12.1 Consumo Final No Energético			
	12.2 Consumo Final Energético	477,1		264,1
	Residencial			
	Comercial	0,0		
	Público			
	Transportes			
	Agropecuaria	0,1		
	Pesquería			
	Minero			
	Industrial	476,9		264,1

Fuente: Elaboración DGEE-MINEM

**Tabla 79: BALANCE DE CARBÓN MINERAL: 2019
(UNIDAD: TJ)**

BALANCE		ENERGÍA PRIMARIA		
		Carbón	Carbón Bituminoso	
		Antracita	Nacional	Importado
OFERTA	1. Producción	3 269,3	1 722,4	4 991,7
	2. Importación	6,2		11 104,8
	3. Variación de Inventarios	29 153,9	(1 722,4)	2 830,3
	4. OFERTA TOTAL	32 429,5		13 929,0
	5. Exportación	(18 456,7)		
	6. No Aprovechada			
	7. Transferencias			
TRANSFORMACIÓN	7. OFERTA INTERNA BRUTA	13 972,7		13 929,0
	8. Total Transformación			(5 862,4)
	Coquerías y Altos Hornos			
	Carboneras			
	Refinerías			
	Plantas de Gas			
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)			(417,3)
CONSUMO FINAL	Centrales Eléc. (Uso Propio)			(5 445,1)
	9. Consumo Propio Sector Energía			
	10. Pérdidas (transp., distr. y almac.)			
	11. Ajustes			0,0
	12. CONSUMO FINAL TOTAL	13 972,7		8 065,5
	12.1 Consumo Final No Energético			
	12.2 Consumo Final Energético	13 972,7		8 066,5
	Residencial			
	Comercial	0,4		
	Público			
	Transportes			
	Agropecuaria	3,7		
	Pesquería			
	Minero			
	Industrial	13 968,6		8 066,5

10.5 BALANCE NACIONAL DE COQUE

El coque es una fuente de energía secundaria obtenida de la destilación destructiva del petróleo en refinerías, o del carbón mineral en las coquerías.

10.5.1 Producción Nacional de Coque

En el 2019, no se reportó producción de coque. Además, a partir de noviembre de 2004, Doe Run Perú puso fuera de servicio su planta de producción de coque, por razones ambientales.

10.5.2 Importaciones de Coque

Durante el 2019, Doe Run Perú, no ha reportado importación de Coque para uso en sus instalaciones. Por otro lado, la siguiente tabla muestra la lista de empresas que importaron coque (de origen petrolero).

Tabla 80: IMPORTACIÓN DE COQUE
(UNIDAD: 10³ kg)

EMPRESA	PROCEDENCIA	2018		2019		Variación
		Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Siderperú	Bélgica	-		-		
Corporación Aceros Arequipa	China	221	0,3%	95	0,1%	-56,9%
Cementos Sur	Estados Unidos	64 040	80,7%	95 243	90,3%	
Cemento Yura	Estados Unidos	-		-		
CALQUIPA S.A.C.	Chile	4 985	6,3%	10 141	9,6%	
	México	10 064	12,7%	-		
Otros		-		-		
TOTAL		79 310	100,0%	105 479	100,0%	33,0%

Fuente: SUNAT

10.5.3 Consumo final de Coque

En el 2019, el consumo final de coque fue de 58 490 x 10³ Kg, que es 25,3% menor al registrado el año anterior.

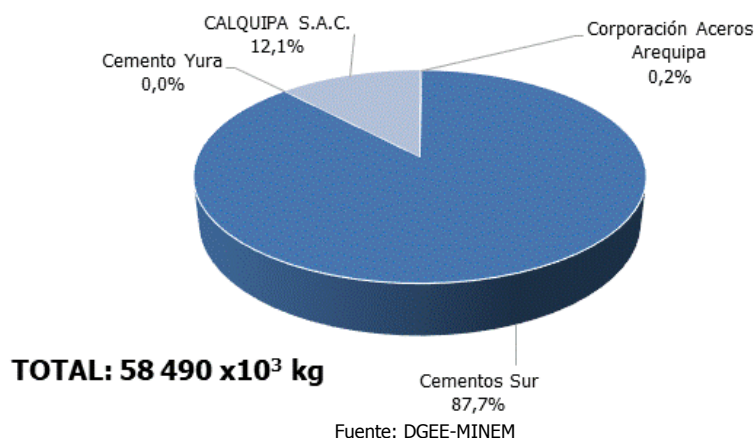
Tabla 81: CONSUMO DE COQUE
(UNIDAD: 10³ kg)

EMPRESA	2018		2019		Variación
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
Siderperú	-	0,0%	-	0,0%	
Corporación Aceros Arequipa	-	0,0%	95	0,2%	
Cementos Sur	59 290	75,7%	51 296	87,7%	-13,5%
Cemento Yura	5 514	7,0%	-	0,0%	-100,0%
CALQUIPA S.A.C.	13 545	17,3%	7 099	12,1%	
Otros	-	0,0%	-	0,0%	
TOTAL	78 348	100,0%	58 490	100,0%	-25,3%

Fuente: MINEM

La empresa que tuvo el mayor consumo de coque fue Cementos Sur, con una participación de 87,7%, seguido de Calquipa con el 12,1%.

Ilustración 174: PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS EN EL CONSUMO DE COQUE



10.5.4 Matriz y Flujo del Balance de Coque

Las tablas siguientes muestran el balance de coque en unidades originales y en terajoules.

**Tabla 82: BALANCE DE COQUE: 2019
(UNIDADES ORIGINALES)**

BALANCE		ENERGÍA SECUNDARIA	
		Coque 10 ³ ton	Gas Industrial 10 ⁶ m ³
OFERTA	1. Producción		
	2. Importación	105,5	
	3. Variación de Inventarios	(47,0)	
	4. OFERTA TOTAL	58,5	
	5. Exportación		
	6. No Aprovechada		
	7. Transferencias		
TRANSFORMACIÓN	7. OFERTA INTERNA BRUTA	58,5	
	8. Total Transformación		
	Coquerías y Altos Hornos		
	Carboneras		
	Refinerías		
	Plantas de Gas		
	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)		
CONSUMO FINAL	Centrales Eléc. (Uso Propio)		
	9. Consumo Propio Sector Energía		
	10. Pérdidas (transp., distr. y almac.)		
	11. Ajustes		
	12. CONSUMO FINAL TOTAL	58,5	
	12.1 Consumo Final No Energético		
	12.2 Consumo Final Energético	58,5	
	Residencial		
	Comercial		
	Público		
	Transportes		
	Agropecuaria		
	Pesquería		
	Minero		
	Industrial	58,5	

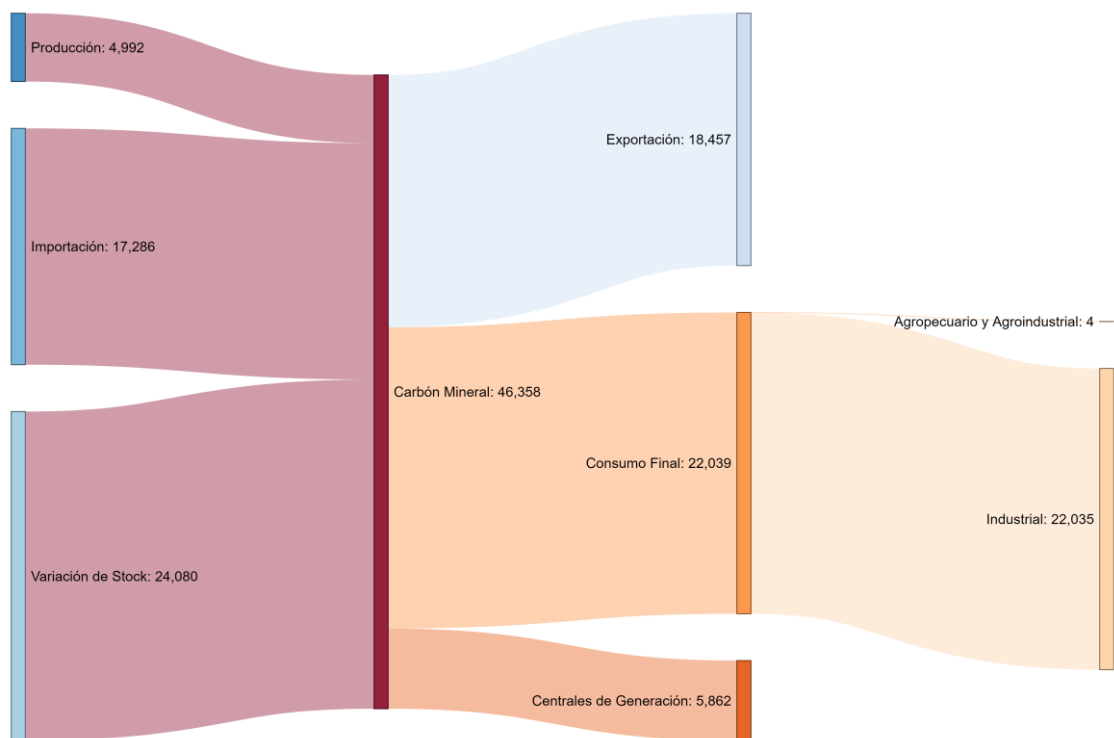
Elaboración: DGEE-MINEM

Tabla 83: BALANCE DE COQUE: 2019
(UNIDAD: TJ)

BALANCE		ENERGÍA SECUNDARIA	
		Coque	Gas Industrial
OFERTA	1. Producción		
	2. Importación	2 824,5	
	3. Variación de Inventarios	(1 258,3)	
	4. OFERTA TOTAL	1 566,2	
	5. Exportación		
	6. No Aprovechada		
	7. Transferencias		
	7. OFERTA INTERNA BRUTA	1 566,2	
TRANSFORMACIÓN	8. Total Transformación		
	Coquerías y Altos Hornos		
	Carboneras		
	Refinerías		
	Plantas de Gas		
CONSUMO FINAL	Centrales Eléc. (Mercado Eléctrico)		
	Centrales Eléc. (Uso Propio)		
	9. Consumo Propio Sector Energía		
	10. Pérdidas (transp., distr. y almac.)		
	11. Ajustes		
	12. CONSUMO FINAL TOTAL	1 566,2	
	12.1 Consumo Final No Energético		
	12.2 Consumo Final Energético	1 566,2	
	Residencial		
	Comercial		
	Público		
	Transportes		
	Agropecuaria		
	Pesquería		
	Minero		
	Industrial	1 566,2	

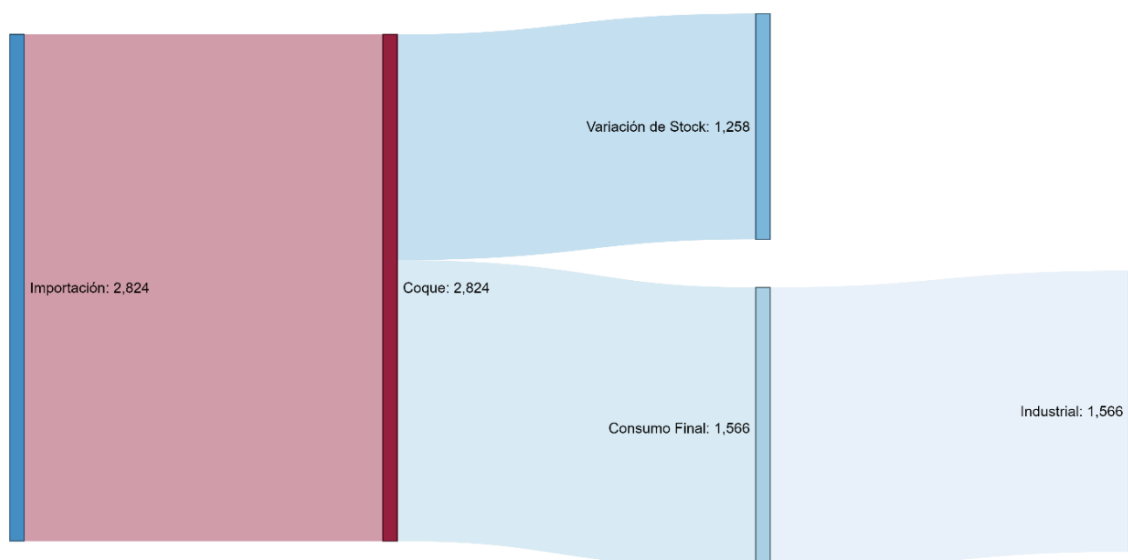
Elaboración: DGEE-MINEM

**Ilustración 175: BALANCE DE CARBON
(UNIDAD: TJ)**



Elaboración: DGEE-MINEM

**Ilustración 176: BALANCE DE COQUE
(UNIDAD: TJ)**



Elaboración: DGEE-MINEM

10.6 BALANCE NACIONAL DE GAS INDUSTRIAL

El gas industrial es una fuente de energía secundaria que agrupa los gases combustibles remanentes de la destilación del coque y altos hornos.

10.6.1 Producción nacional de Gas Industrial

Para la producción de gas industrial se revisa esencialmente los gases de alto horno de las empresas Siderperú y Doe Run Perú, que para el año 2019, no han reportado información sobre dicha fuente energética.

En caso de Siderperú, la empresa tomó la decisión de apagar su Alto Horno a finales del año 2008, debido al contexto económico y a la necesidad de implementar mejoras tecnológicas en los equipos de producción. Actualmente utiliza Horno eléctrico.

Respecto a Doe Run Perú, las operaciones del Complejo Metalúrgico La Oroya se encuentran paralizadas desde junio de 2009, realizándose temporalmente solo trabajos de mantenimiento. Por lo tanto, durante el año 2019 no se ha registrado producción de gas industrial.

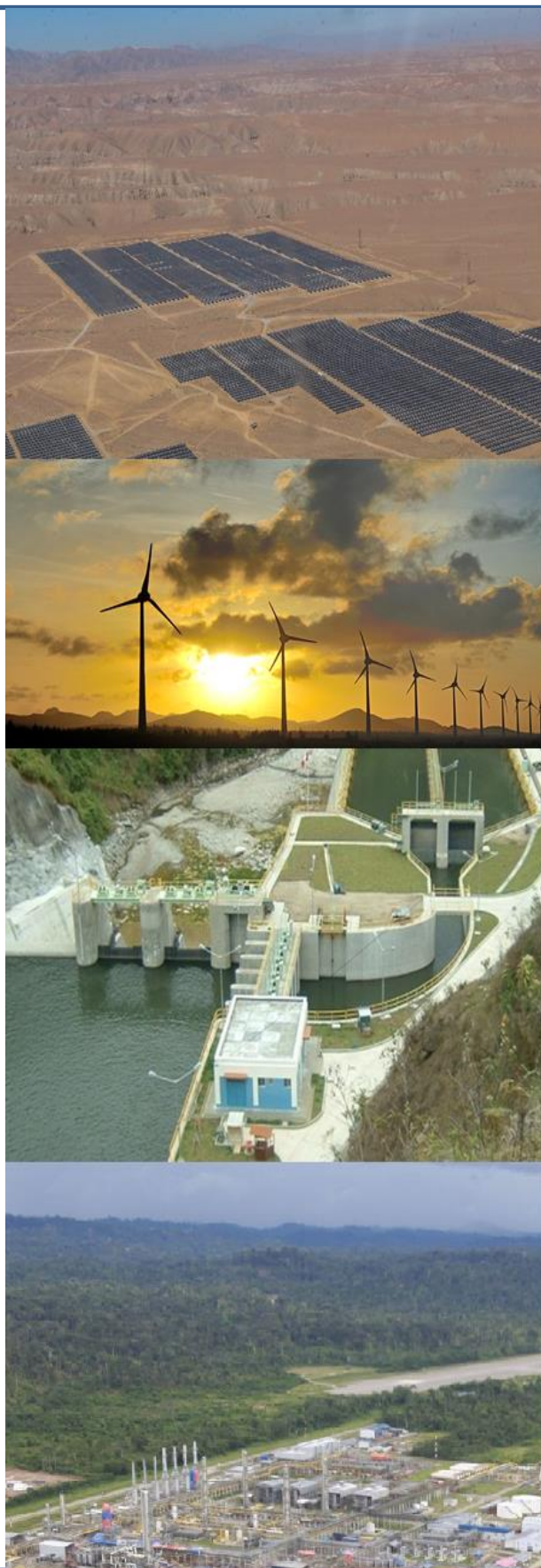
10.6.2 Consumo total de Gas Industrial

En el año 2019, no se ha reportado producción o consumo de gas industrial por parte de las empresas Siderperú o Doe Run Perú.

Cabe señalar, que en Siderperú, el gas industrial obtenido de su alto horno se aprovechaba parcialmente en hornos de calentamiento de laminados planos, hornos de cal y generadores de vapor. De forma similar, el gas industrial producido en los altos hornos de Doe Run eran utilizados como fuente de calor en su proceso productivo.

XI

ANEXOS



XI. ANEXOS

11.1 CONSUMO FINAL GLOBAL Y CONSUMOS SECTORIALES

**Tabla 84: CONSUMO FINAL DE ENERGÉTICOS
(UNIDAD: TJ)**

INDICADORES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ENERGÍA PRIMARIA										
Carbón Mineral	22.896,3	23.900,6	24.021,6	22.959,1	26.519,1	29.206,4	23.285,6	19.898,5	21.279,8	22.039,2
Leña	108.416,9	104.813,4	102.109,5	100.554,1	101.685,2	96.908,5	95.674,7	90.429,5	90.999,0	85.379,6
Bosta/Yareta	8.626,6	7.938,4	7.166,6	6.775,4	6.520,4	6.020,6	5.966,8	5.269,4	5.449,1	5.907,8
Bagazo	6.245,6	6.143,8	8.713,1	5.426,7	1.362,5	5.174,1	6.574,5	2.708,6	6.173,0	8.931,8
Solar	238,8	262,7	286,5	310,6	334,7	1.066,8	1.382,5	1.382,3	1.436,4	1.481,7
No Energéticos	2.266,7	2.132,0	2.325,5	2.279,7	2.724,6	3.939,2	2.090,4	2.592,6	2.404,7	2.916,0
Total E. Primaria	148.690,9	145.190,9	144.622,9	138.305,6	139.146,4	142.315,6	134.974,5	122.280,9	127.741,9	126.656,2
ENERGÍA SECUNDARIA										
Bunker								48.755,6	50.235,4	48.777,7
Coque	2,0	1,9	21,2	1.017,7	2.468,8	1.119,0	2.478,3	2.110,8	2.098,0	1.566,2
Carbón Vegetal	6.523,9	6.226,7	5.771,7	5.653,7	5.483,3	5.589,6	5.411,1	5.316,7	5.251,2	5.134,5
Gas Lic. de Pet.	52.698,9	58.787,2	64.405,2	71.385,7	72.510,6	75.002,0	79.351,8	82.800,1	88.503,1	92.047,3
Gasolina Motor/Gasohol ¹	56.845,4	58.550,7	60.621,6	64.242,2	67.464,3	74.680,9	83.681,2	87.115,0	91.214,9	96.926,1
Kerosene/Turbo ²	27.960,7	29.759,7	30.915,5	33.750,1	37.208,4	39.187,2	43.448,5	15.351,2	16.140,6	16.240,1
Diesel Oil/DB2/DBS ³	185.683,3	190.234,7	197.309,3	208.975,2	204.762,5	219.296,1	227.523,5	223.982,0	230.325,7	238.832,1
Pet. Industrial	13.740,8	22.934,2	15.758,6	17.093,7	9.416,4	9.264,2	9.686,9	3.729,2	2.908,3	2.942,1
Gas Natural	46.958,6	65.040,5	61.920,7	70.004,7	76.132,5	79.987,3	81.455,0	87.256,3	96.261,6	101.605,9
No Energéticos	35.585,2	33.195,4	29.464,0	16.040,4	13.668,0	12.758,1	11.228,7	12.330,9	12.121,0	11.755,7
Gas Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricidad	113.692,4	126.390,4	130.498,6	137.734,2	142.917,3	151.523,0	164.279,2	167.170,7	173.766,6	179.304,6
Total E. Secundaria	539.691,2	591.121,3	596.686,2	625.897,7	632.032,1	668.407,3	708.544,1	735.918,5	768.826,4	795.132,5
TOTAL ENERGÍA	688.382,1	736.312,2	741.309,1	764.203,3	771.178,5	810.722,9	843.518,6	858.199,4	896.568,3	921.788,6
TASA DE CRECIMIENTO	4,8%	7,0%	0,7%	3,1%	0,9%	5,1%	4,0%	1,7%	4,5%	7,4%
PBI										
(Millones de S/. de 2007)	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161
TASA DE CRECIMIENTO	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%
POBLACIÓN										
Millones Habitantes	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5
TASA DE CRECIMIENTO	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%
ELASTICIDADES										
CONS. ENERGÍA/PBI	0,57	1,10	0,11	0,53	0,38	1,58	1,02	0,69	1,12	3,46
CONS. ENERGÍA/POB	4,22	6,11	0,60	2,74	0,82	4,68	3,74	1,62	4,23	7,15

1 El D.S. N° 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. N° 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. N° 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

Tabla 85: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR RESIDENCIAL
(UNIDAD: TJ)

INDICADORES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ENERGÍA PRIMARIA										
Carbón Mineral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Leña	92.097,2	88.384,9	85.548,3	83.949,7	85.084,6	80.363,4	79.196,5	74.067,9	75.285,8	69.750,9
Bosta/Yareta	8.626,6	7.938,4	7.166,6	6.775,4	6.520,4	6.020,6	5.966,8	5.269,4	5.449,1	5.907,8
Solar	129,7	142,8	80,3	87,9	95,6	650,0	819,2	837,3	870,1	897,5
Total E. Primaria	100.853,5	96.466,1	92.795,1	90.812,9	91.700,6	87.034,0	85.982,6	80.174,5	81.604,9	76.556,1
ENERGÍA SECUNDARIA										
Carbón Vegetal	4.374,2	4.082,2	3.575,8	3.469,2	3.274,5	3.398,6	3.259,8	3.174,7	3.149,4	3.020,1
Gas Lic.de Pet.	27.894,9	29.464,2	31.594,0	33.017,0	33.691,4	34.983,3	36.498,1	37.959,1	39.508,4	38.035,8
Gasolina Motor/Gasohol ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kerosene ²	577,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel Oil/DB2/DB5 ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petróleo Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural	251,8	423,6	720,6	1.055,2	1.772,5	2.491,9	3.197,1	3.931,0	5.014,2	6.516,5
Electricidad	27.376,7	30.418,3	31.407,0	31.522,3	32.107,6	33.129,5	33.845,7	34.731,0	35.775,9	36.894,1
Total E. Secundaria	60.475,5	64.388,3	67.297,4	69.063,6	70.846,0	74.003,3	76.800,7	79.795,8	83.448,0	84.466,6
TOTAL ENERGÍA	161.329,0	160.854,3	160.092,6	159.876,6	162.546,5	161.037,4	162.783,2	159.970,4	165.052,9	161.022,7
TASA DE CRECIMIENTO	-2,1%	-0,3%	-0,5%	-0,1%	1,7%	-0,9%	1,1%	-1,7%	3,2%	-2,4%
PBI										
(Millones de S/. de 2007)	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161
TASA DE CRECIMIENTO	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%
POBLACIÓN										
Millones de Habitantes	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5
TASA DE CRECIMIENTO	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%
ELASTICIDADES										
CONS. ENERGÍA/PBI	-0,25	-0,05	-0,08	-0,02	0,70	-0,29	0,27	-0,68	0,80	-1,14
CONS. ENERGÍA/POB	-1,86	-0,26	-0,42	-0,12	1,50	-0,85	1,00	-1,62	3,00	-2,36

1 El D.S. N° 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. N° 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. N° 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

Tabla 86: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR COMERCIAL
(UNIDAD: TJ)

INDICADORES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ENERGÍA PRIMARIA										
Carbón Mineral	8,1	8,7	7,8	6,6	6,6	3,8	0,4	0,4	0,4	0,4
Leña	2.470,1	2.743,9	3.040,9	3.247,2	3.415,7	3.528,1	3.627,7	3.674,8	3.822,8	3.956,9
Bosta/Yareta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar	104,6	115,1	201,7	217,6	233,6	406,2	556,8	533,4	554,3	571,8
Total E. Primaria	2.582,8	2.867,7	3.250,4	3.471,4	3.655,8	3.938,1	4.184,9	4.208,6	4.377,5	4.529,1
ENERGÍA SECUNDARIA										
Carbón Vegetal	610,8	678,5	751,9	802,9	844,6	872,4	897,0	908,7	945,3	978,4
Gas Lic. de Pet.	2.668,4	2.844,2	2.994,6	3.308,6	3.187,7	3.283,4	3.396,2	3.593,2	3.756,6	3.645,4
Gasolina Motor/Gasohol ¹	38,5	20,9	10,7	11,0	12,4	16,6	21,7	9,6	8,4	34,0
Kerosene ²	26,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel Oil/DB2/DB5 ³	3.305,7	3.278,0	3.282,6	3.332,7	3.255,5	3.304,6	3.321,0	3.287,2	3.349,6	3.447,7
Petróleo Industrial	22,2	22,6	6,1	2,0	1,0	0,9	0,5	0,6	0,5	0,6
Gas Natural	266,8	342,3	432,1	529,9	621,8	780,8	900,4	8.308,9	8.669,9	8.573,5
Electricidad	17.850,9	19.609,4	20.247,2	21.857,4	21.679,9	23.302,5	23.811,8	23.797,0	24.543,2	25.539,5
Total E. Secundaria	24.789,3	26.795,8	27.725,3	29.844,5	29.602,9	31.561,3	32.348,7	39.905,2	41.273,5	42.219,0
TOTAL ENERGÍA	27.372,1	29.663,5	30.975,7	33.315,9	33.258,7	35.499,3	36.533,6	44.113,8	45.651,0	46.748,1
TASA DE CRECIMIENTO	6,4%	8,4%	4,4%	7,6%	-0,2%	6,7%	2,9%	20,7%	3,5%	2,4%
PBI										
(Millones de S/. de 2007)	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161
TASA DE CRECIMIENTO	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%
POBLACIÓN										
Millones de Habitantes	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5
TASA DE CRECIMIENTO	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%
ELASTICIDADES										
CONS. ENERGÍA/PBI	0,77	1,32	0,72	1,29	-0,07	2,07	0,74	8,21	0,88	1,12
CONS. ENERGÍA/POB	5,65	7,35	3,90	6,71	-0,15	6,15	2,69	19,42	3,29	2,32

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

**Tabla 87: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR PÚBLICO
(UNIDAD: TJ)**

INDICADORES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ENERGÍA PRIMARIA										
Solar	3,4	3,8	2,2	2,5	2,8	5,4	-	1,7	1,8	1,9
Leña	136,9	131,6	122,4	118,0	111,8	107,7	103,1	99,3	94,8	90,0
Total E. Primaria	140,4	135,3	124,6	120,5	114,5	113,1	103,1	101,1	96,6	91,8
ENERGÍA SECUNDARIA										
Carbon vegetal	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
Gas Lic. de Pet.	45,5	47,2	49,8	51,8	53,0	54,5	56,2	59,3	61,7	60,2
Gasolina Motor/Gasohol ¹	6.602,8	6.486,5	7.237,5	8.261,9	8.229,3	9.237,3	7.354,1	14,2	13,7	0,6
Kero/Turbo ²	2.146,9	2.025,2	2.166,1	2.361,3	2.352,0	2.640,1	2.101,9	862,7	821,7	109,9
Diesel Oil/DB2/DB5 ³	3.272,9	3.209,4	3.574,5	4.073,6	4.057,4	4.554,4	3.625,9	2.749,5	3.509,5	3.922,9
Pet. Industrial	76,6	64,3	59,0	52,2	52,0	58,3	46,5	-	-	-
Electricidad	5.216,8	5.867,2	6.057,9	5.998,5	6.446,0	6.937,3	7.441,3	7.388,5	7.462,1	7.735,0
Gas natural	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	207,0	209,9	206,9
Total E. Secundaria	17.362,5	17.701,0	19.146,0	20.800,6	21.191,2	23.483,5	20.627,6	11.281,8	12.079,2	12.036,2
TOTAL ENERGÍA	17.502,9	17.836,4	19.270,6	20.921,1	21.305,8	23.596,6	20.730,7	11.382,9	12.175,9	12.128,0
TASA DE CRECIMIENTO	2,5%	1,9%	8,0%	8,6%	1,8%	10,8%	-12,1%	-45,1%	7,0%	-0,4%
PBI										
(Millones de S/. de 2007)	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161
TASA DE CRECIMIENTO	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%
POBLACIÓN										
Miles de Habitantes	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5
TASA DE CRECIMIENTO	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%
ELASTICIDADES										
CONS. ENERGÍA/PBI	0,30	0,30	1,31	1,46	0,77	3,31	-3,07	-17,84	1,75	-0,18
CONS. ENERGÍA/POB	2,21	1,67	7,09	7,61	1,65	9,82	-11,23	-42,21	6,58	-0,38

1 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diésel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diésel B5 es obligatoria en todo el país.

Tabla 88: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR AGROPECUARIO
(UNIDAD: TJ)

INDICADORES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ENERGÍA PRIMARIA										
Leña	105,0	100,0	98,5	94,3	93,1	91,9	90,8	89,6	82,9	79,8
Bagazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar	1,0	1,1	2,4	2,6	2,8	5,2	6,5	6,8	7,1	7,3
Carbón Mineral	76,4	81,9	73,5	61,4	61,4	35,3	3,7	3,7	3,7	3,7
Total E. Primaria	182,4	183,1	174,4	158,3	157,3	132,5	101,0	100,2	93,7	90,9
ENERGÍA SECUNDARIA										
Carbon Vegetal	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Gas Licuado de Petróleo	32,1	39,5	50,8	57,4	58,8	65,5	73,2	82,0	105,9	115,2
Gasolina Motor/Gasohol ¹	407,0	278,2	76,2	80,0	84,8	88,0	103,0	62,0	40,1	188,1
Kerosene ²	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel Oil/DB2/DB5 ³	1.745,8	1.721,4	1.721,8	1.722,6	1.679,1	1.705,9	1.715,5	1.698,7	1.761,5	1.821,0
Petróleo Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural	47,9	69,9	59,2	65,5	68,1	70,7	70,7	134,3	66,1	67,4
Electricidad	1.994,9	2.597,8	2.682,2	3.558,1	3.097,7	3.333,8	3.588,6	3.804,0	4.321,0	4.556,0
Total E. Secundaria	4.228,0	4.707,0	4.590,4	5.483,7	4.988,7	5.264,1	5.551,2	5.781,1	6.294,7	6.747,8
TOTAL ENERGÍA	4.410,4	4.890,1	4.764,8	5.642,1	5.146,1	5.396,6	5.652,2	5.881,3	6.388,5	6.838,6
TASA DE CRECIMIENTO	9%	11%	-3%	18%	-9%	5%	5%	4%	9%	7%
PBI										
(Millones de S/. de 2007)	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161
TASA DE CRECIMIENTO	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%
POBLACIÓN										
Millones de Habitantes	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5
TASA DE CRECIMIENTO	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%
ELASTICIDADES										
CONS. ENERGÍA/PBI	1,11	1,72	-0,42	3,15	-3,70	1,50	1,20	1,60	2,17	3,29
CONS. ENERGÍA/POB.	8,15	9,54	-2,26	16,35	-7,90	4,45	4,38	3,78	8,16	6,80

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diesel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diesel B5 es obligatoria en todo el país.

Tabla 89: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR PESQUERO
(UNIDAD: TJ)

INDICADORES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ENERGÍA PRIMARIA										
Carbón Mineral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Leña	28,6	27,2	26,8	25,6	25,3	25,0	24,7	24,4	14,6	11,4
Total E. Primaria	28,6	27,2	26,8	25,6	25,3	25,0	24,7	24,4	14,6	11,4
ENERGÍA SECUNDARIA										
Carbon Vegetal	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2
Gas Licuado de Petróleo	13,9	28,0	14,1	19,8	11,6	15,0	12,8	14,5	23,4	15,2
Gasolina Motor/Gasohol ¹	687,8	1.219,0	143,0	181,6	104,2	149,5	156,6	110,0	135,1	407,0
Kerosene ²	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel B5	6.012,5	2.045,8	2.907,9	2.335,7	2.956,5	2.527,6	2.841,9	2.583,0	1.456,9	1.826,8
Pet. Industrial	-	-	-	-	-	-	-	44,8	45,3	42,5
Gas Natural	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	60,2	95,2	97,0
Electricidad	814,6	1.028,3	1.061,7	959,8	1.018,1	1.081,9	913,1	1.007,6	1.304,5	1.058,3
Total E. Secundaria	7.529,4	4.321,8	4.127,3	3.497,5	4.090,9	3.774,6	3.925,0	3.820,4	3.060,7	3.446,9
TOTAL ENERGÍA	7.557,9	4.349,0	4.154,1	3.523,2	4.116,2	3.799,6	3.949,6	3.844,8	3.075,3	3.458,3
TASA DE CRECIMIENTO	24,8%	-42,5%	-4,5%	-15,2%	16,8%	-7,7%	3,9%	-2,7%	-20,0%	-10,1%
PBI										
(Millones de S/. de 2007)	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161
TASA DE CRECIMIENTO	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%
POBLACIÓN										
Millones de Habitantes	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5
TASA DE CRECIMIENTO	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%
ELASTICIDADES										
CONS. ENERGÍA/PBI	2,97	-6,71	-0,73	-2,60	7,08	-2,37	1,00	-1,05	-5,03	-4,69
CONS. ENERGÍA/POB	21,86	-37,26	-3,95	-13,49	15,13	-7,02	3,65	-2,49	-18,89	-9,70

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diesel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diesel B5 es obligatoria en todo el país.

Tabla 90: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR MINERO
(UNIDAD: TJ)

INDICADORES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ENERGÍA PRIMARIA										
Carbón Mineral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar								0,7	0,8	0,8
Leña	3,1	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,6	2,7
Total E. Primaria	3,1	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,7	3,4	3,4	3,4
ENERGÍA SECUNDARIA										
Carbon Vegetal	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5
Coque	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	-	-	-
Gas Lic. de Pet.	1.036,8	1.131,5	1.137,7	1.503,8	1.232,0	1.512,7	2.266,5	2.639,9	2.596,6	2.435,3
Gas Natural	4.425,9	6.461,2	5.472,6	6.054,9	6.297,0	6.533,3	6.540,3	2.427,4	1.901,6	1.936,3
Gasolina Motor/Gasohol	320,4	722,4	1.283,3	1.451,1	1.452,6	2.137,2	3.331,0	1.285,2	1.110,2	4.067,7
Kerosene ²	20,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel B5 ³	11.284,0	10.912,2	10.783,3	11.170,6	10.594,5	11.827,6	13.289,1	13.322,2	13.184,1	13.329,6
Pet. Industrial	420,3	501,4	172,6	107,8	61,4	46,3	23,2	25,3	20,5	27,1
Gas Industrial								-	-	-
Electricidad	28.853,3	31.437,9	32.459,8	33.374,1	37.404,4	37.893,1	52.795,0	54.731,5	57.028,9	57.957,4
Total E. Secundaria	46.365,5	51.170,5	51.313,1	53.665,8	57.045,4	59.953,5	78.248,3	74.433,0	75.843,6	79.755,0
TOTAL ENERGÍA	46.368,6	51.173,4	51.316,1	53.668,6	57.048,2	59.956,3	78.251,1	74.436,4	75.847,0	79.758,5
TASA DE CRECIMIENTO	7,9%	10,4%	0,3%	4,6%	6,3%	5,1%	30,5%	-4,9%	1,9%	5,2%
PBI										
(Millones de S/. de 2007)	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161
TASA DE CRECIMIENTO	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%
POBLACIÓN										
Millones de Habitantes	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5
TASA DE CRECIMIENTO	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%
ELASTICIDADES										
CONS.ENERGÍA/PBI	0,95	1,64	0,05	0,78	2,65	1,57	7,72	-1,93	0,48	2,40
CONS.ENERGÍA/POB	7,01	9,09	0,25	4,07	5,66	4,65	28,21	-4,56	1,79	4,98

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diesel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diesel B5 es obligatoria en todo el país.

**Tabla 91: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR INDUSTRIAL
(UNIDAD: TJ)**

INDICADORES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ENERGÍA PRIMARIA										
Carbón Mineral	22 812	23 810	23 940	22 891	26 451	29 167	23 281	19 894	21 276	22 035
Leña	13 576	13 423	13 270	13 116	12 952	12 790	12 629	12 471	11 695	11 488
Bagazo	6 246	6 144	8 713	5 427	1 362	5 174	6 575	2 709	6 173	8 932
Solar								2	2	2
Total E. Primaria	42 633	43 376	45 923	41 434	40 765	47 131	42 485	35 076	39 147	42 457
ENERGÍA SECUNDARIA										
Carbón Vegetal	1.535	1.463	1.441	1.379	1.361	1.316	1.251	1.231	1.154	1.134
Coque	0	0	19	1.016	2.467	1.117	2.477	2.111	2.098	1.566
Gas Lic. de Pet.	10 014	12 719	13 186	16 357	15 118	14 012	14 248	14 934	17 174	15 257
Gasolina Motor/Gasohol ¹	7	3	1	1	1	1	1	1	0	2
Kerosene ²	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diesel Oil/DB2/DB5 ³	10 115	10 085	9 900	10 030	9 482	9 370	9 229	8 954	9 200	9 329
Pet. Industrial	12 226	16 122	6 864	7 364	3 616	3 208	1 887	2 162	1 603	2 117
Gas Natural	27 875	40 709	34 299	37 840	40 747	42 957	43 263	42 724	50 327	53 614
Gas Industrial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricidad	31 585	35 419	36 570	40 452	41 031	45 673	41 720	41 538	43 116	45 294
Total E. Secundaria	93 369	116 520	102 280	114 438	113 822	117 654	114 075	113 654	124 672	128 312
TOTAL ENERGÍA	136 003	159 897	148 203	155 872	154 588	164 785	156 560	148 730	163 819	170 770
TASA DE CRECIMIENTO	6%	18%	-7%	5%	-1%	7%	-5%	-5%	10%	4%
PBI										
(Millones de S/. de 2007)	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161
TASA DE CRECIMIENTO	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%
POBLACIÓN										
Miles de Habitantes	29	30	30	30	31	31	31	32	32	32
TASA DE CRECIMIENTO	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%
ELASTICIDADES										
CONS. ENERGÍA/PBI	0,69	2,78	-1,19	0,88	-0,35	2,03	-1,26	-1,98	2,55	1,98
CONS. ENERGÍA/POB	5,05	15,42	-6,44	4,60	-0,74	6,02	-4,61	-4,68	9,58	4,09

1 El D.S. Nº 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. Nº 025-2010-EM establece la ampliación del plazo de comercialización de kerosene hasta el 2010. Siendo eliminado totalmente durante el año 2011.

3 El D.S. Nº 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diesel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diesel B5 es obligatoria en todo el país.

**Tabla 92: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE
(UNIDAD: TJ)**

INDICADORES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ENERGÍA SECUNDARIA										
Bunker								48.756	50.235	48.778
Gas Licuado de Petróleo	10.993,5	12.513,2	15.378,7	17.070,1	19.157,9	21.075,2	22.801,2	23.518,1	25.276,7	32.483,1
Gasohol ¹	7.108,1	21.645,4	43.690,7	45.914,6	48.771,6	54.062,7	62.306,5	73.195,5	76.652,9	78.325,2
Gasolina Motor ¹	41.673,6	28.175,5	8.179,3	8.341,5	8.808,7	8.988,7	10.406,9	12.437,9	13.254,2	13.901,9
Turbo	25.176,7	27.734,5	28.749,4	31.388,7	34.856,4	36.547,1	41.346,6	14.488,6	15.318,9	16.130,3
Diesel Oil/Diesel B5 ²	149.947,7	158.982,7	165.139,5	176.310,5	172.737,8	186.005,5	193.501,1	191.387,0	197.863,8	205.154,6
Pet. Industrial	996,1	6.223,6	8.656,4	9.567,6	5.686,4	5.950,4	7.729,8	1.496,9	1.239,1	754,7
Gas Natural	14.090,9	17.034,4	20.936,3	24.458,2	26.625,6	27.152,8	27.482,7	29.464,0	29.977,6	30.594,8
Electricidad	-	12,3	12,3	12,3	132,2	172,2	164,0	172,9	214,9	270,7
Total E. Secundaria	249.986,5	272.321,6	290.742,6	313.063,4	316.776,6	339.954,5	365.738,7	394.916,5	410.033,5	426.392,8
TOTAL ENERG.	249.986,5	272.321,6	290.742,6	313.063,4	316.776,6	339.954,5	365.738,7	394.916,5	410.033,5	426.392,8
TASA DE CRECIMIENTO	18,2%	8,9%	6,8%	7,7%	1,2%	7,3%	7,6%	8,0%	3,8%	4,0%
PBI										
(Millones de S/. de 2007)	382 081	406 256	431 199	456 435	467 280	482 473	501 537	514 217	534 695	546 161
TASA DE CRECIMIENTO	8,3%	6,3%	6,1%	5,9%	2,4%	3,3%	4,0%	2,5%	4,0%	2,1%
POBLACIÓN										
Miles de Habitantes	29,5	29,8	30,1	30,5	30,8	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5
TASA DE CRECIMIENTO	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%
ELASTICIDADES										
CONS. ENERGÍA/PBI	2,19	1,41	1,10	1,31	0,50	2,25	1,92	3,16	0,96	1,86
CONS. ENERGÍA/POB	16,09	7,84	5,96	6,82	1,07	6,68	7,01	7,45	3,62	3,85

1 El D.S. N° 021-2007-EM establece el uso obligatorio de gasohol a partir del 01 de Enero del 2010.

2 El D.S. N° 021-2007-EM y sus modificaciones establece la comercialización del diesel B2 a partir del 2009, y desde el 1 de enero de 2011 de diesel B5 es obligatoria en todo el país.

Tabla 93: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE POR MODO DE TRANSPORTE Y TIPO DE COMBUSTIBLE
(UNIDAD: TJ)

Alcance /Modo de Transporte /Combustible		2017	2018	2019
CONSUMO FINAL NACIONAL				
Terrestre				
	GLP	23 518,1	25 276,7	32 483,1
	Gasohol	73 191,9	76 650,8	78 324,3
	Gasolina Motor	10 043,7	10 544,0	10 923,8
	Diesel B5	188 597,4	195 142,2	201 992,8
	Gas Natural	29 464,0	29 977,6	30 594,8
	Subtotal	324 815,1	337 591,3	354 318,8
Aéreo				
	Gasolina Motor	70,1	68,5	77,0
	Turbo	14 488,6	15 318,9	16 130,3
	Subtotal	14 558,7	15 387,4	16 207,3
Marítimo				
	Diesel B5	355,8	64,2	61,1
	MGO	248,3		25,6
	Fuel Oil	1 496,9	1 239,1	754,7
	Subtotal	2 100,9	1 303,3	841,4
Fluvial				
	Gasohol	3,6	2,1	0,9
	Gasolina Motor	2 324,1	2 641,7	2 901,1
	Diesel B5	1 237,1	1 676,1	1 815,7
	Subtotal	3 564,8	4 319,9	4 717,7
Ferroviario				
	Diesel B5	948,5	981,4	1 259,3
	Electricidad	172,9	214,9	270,7
	Subtotal	1 121,4	1 196,2	1 530,0
	TOTAL Transporte Nacional	346 161,0	359 798,1	377 615,2
BUNKER				
	Turbo	29 491,1	29 859,0	31 147,6
	Diesel B5	2,1	36,1	21,8
	MGO	540,4	451,9	795,7
	Fuel Oil	18 722,0	19 888,5	16 812,5
	TOTAL Bunker	48 755,6	50 235,4	48 777,7
	TOTAL GENERAL	394 916,5	410 033,5	426 392,8

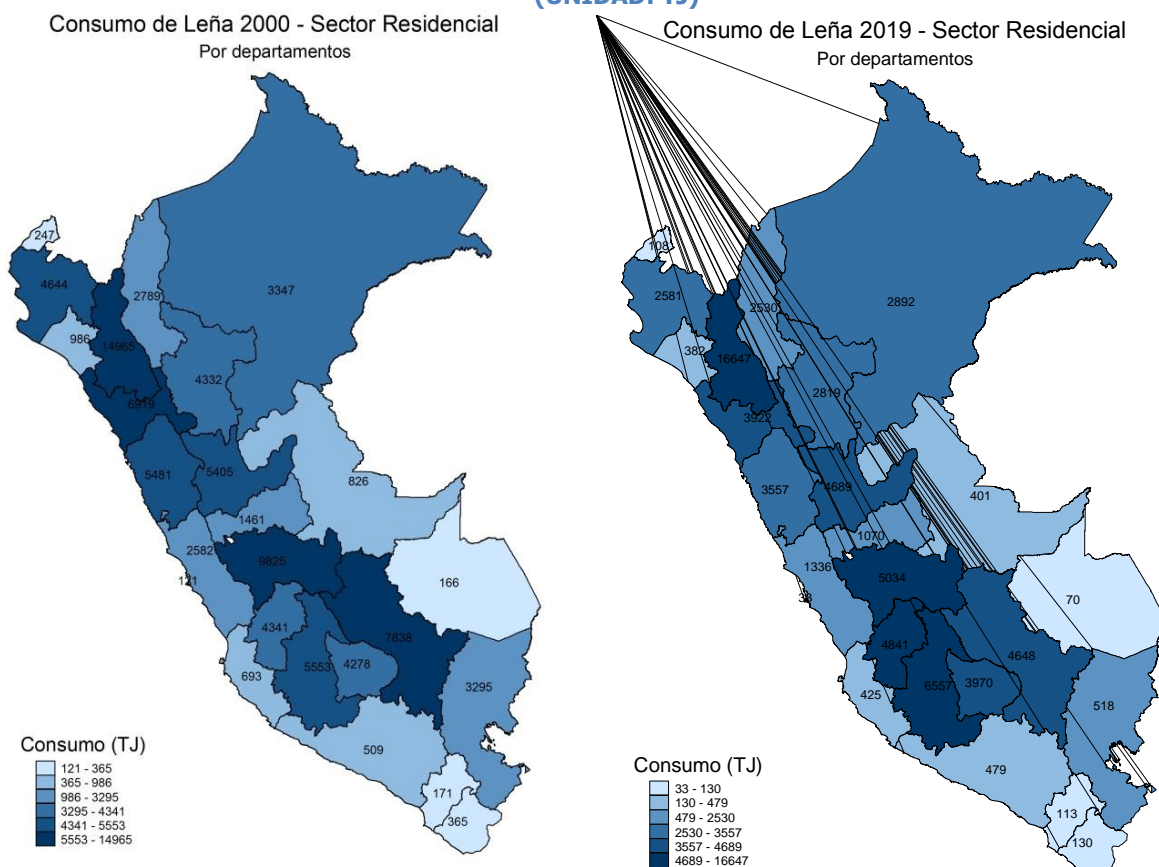
11.2 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE BIOMASA POR DEPARTAMENTO

Conforme a la metodología propuesta para la estimación del consumo nacional de Biomasa (Leña, Bota y Yareta, y Carbón Vegetal) se ha podido estimar el consumo de dichos energéticos a nivel departamental.

En la parte derecha de la Ilustración 179 se observa el consumo estimado de Leña por departamento para el año 2019, mientras que en la parte izquierda se muestra el consumo estimado en el año 2000.

Se puede apreciar una reducción general del consumo en los 25 departamentos a excepción de Cerro de Pasco, Huancavelica, Cajamarca, Ayacucho y Apurímac.

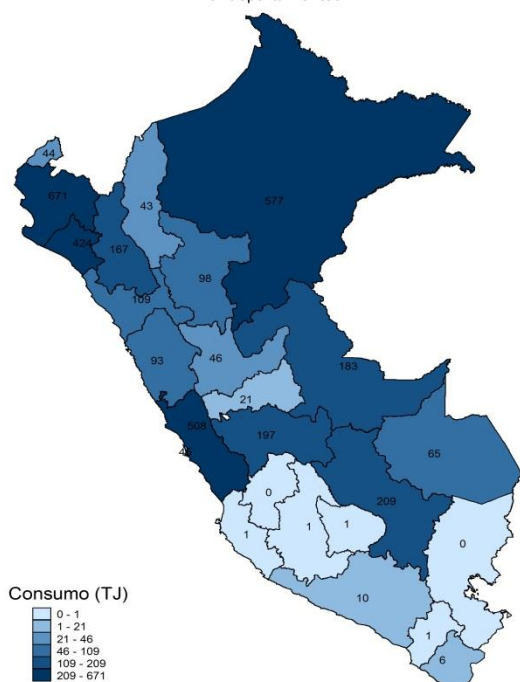
Ilustración 177: CONSUMO DE LEÑA POR DEPARTAMENTO – SECTOR RESIDENCIAL (UNIDAD: TJ)



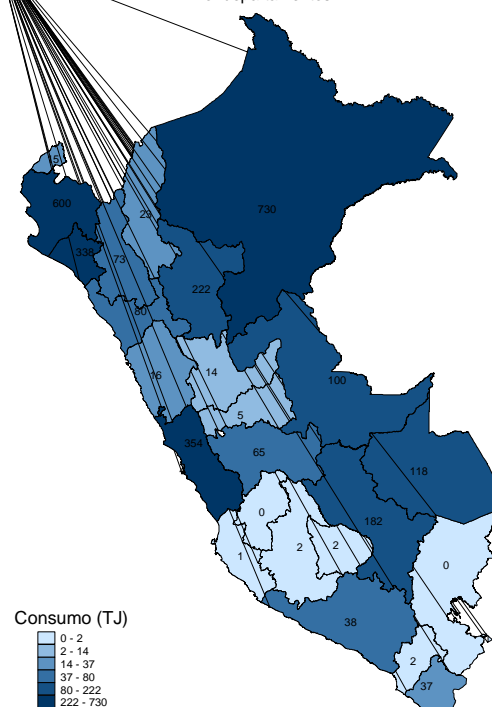
Fuente: Elaboración Propia

De otro lado, la Ilustración 180 muestra los resultados de la estimación del consumo de carbón vegetal en el año 2000 y 2019, respectivamente. A nivel nacional, se puede apreciar una reducción general del consumo del carbón vegetal; no obstante, se ha determinado un incremento del consumo en los departamentos de Apurímac, Arequipa, Ayacucho, Ica, Loreto, Madre de Dios, Piura, San Martín y Tacna.

Ilustración 178: CONSUMO DE CARBON VEGETAL POR DEPARTAMENTO – SECTOR RESIDENCIAL (UNIDAD: TJ)

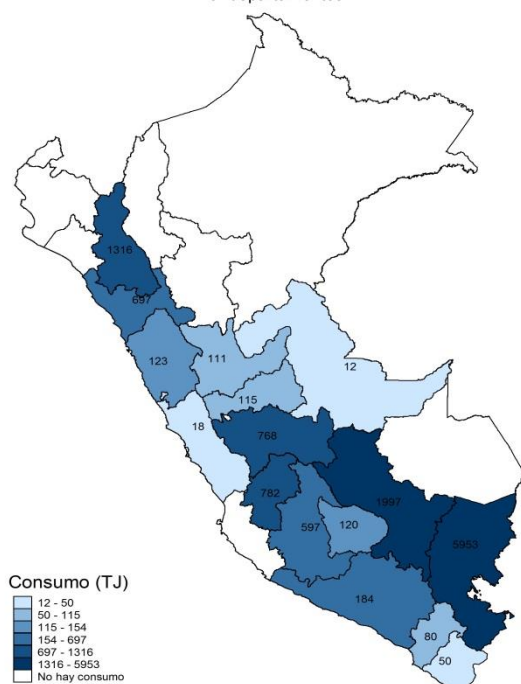
Consumo de Carbón Vegetal 2000 - Sector Residencial
Por departamentos

Fuente: Elaboración Propia

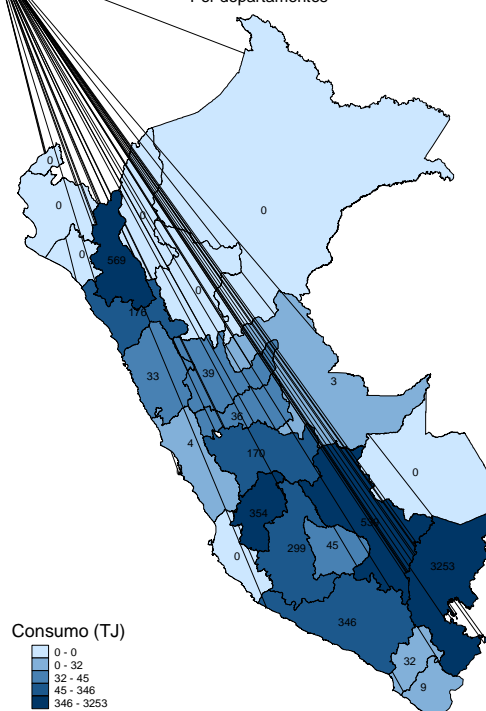
Consumo de Carbón Vegetal 2019 - Sector Residencial
Por departamentos

Finalmente, en la Ilustración 181 se muestran los resultados de la estimación del consumo de Bosta y Yareta para el año 2000 y 2019, respectivamente. En general, se puede apreciar una reducción del consumo en los departamentos que consumen dicho commodity.

Ilustración 179: CONSUMO DE BOSTA Y YARETA POR DEPARTAMENTO – SECTOR RESIDENCIAL (UNIDAD: TJ)

Consumo de Bosta & Yareta 2000 - Sector Residencial
Por departamentos

Fuente: Elaboración Propia

Consumo de Bosta & Yareta 2019 - Sector Residencial
Por departamentos

11.3 FACTORES DE CONVERSIÓN

Tabla 94: FACTORES DE CONVERSIÓN

Energéticos	Unidades Originales		TEP		Joule	
	Factor	Unidad	Factor	Unidad	Factor	Unidad
Energía Primaria						
Carbón Antracita Nacional	0.001 ton/kg		700.00 TEP/(10 ⁶ kg)		29.29 TJ/(10 ⁶ kg)	
Carbón Bituminoso Nacional	0.001 ton/kg		593.20 TEP/(10 ⁶ kg)		24.82 TJ/(10 ⁶ kg)	
Carbón Mineral Importado	0.001 ton/kg		730.00 TEP/(10 ⁶ kg)		30.54 TJ/(10 ⁶ kg)	
Leña			360 TEP/(10 ⁶ kg)		15.06 TJ/(10 ⁶ kg)	
Residuos de Biomasa			360 TEP/(10 ⁶ kg)		15.06 TJ/(10 ⁶ kg)	
Bagazo	0.001 ton/kg		150 TEP/(10 ⁶ kg)		6.28 TJ/(10 ⁶ kg)	
Petróleo Crudo	6.290 Bbl / m ³		871 TEP/(10 ³ m ³)		36.42 TJ/(10 ³ m ³)	
LGN	6.290 Bbl / m ³		716 TEP/(10 ³ m ³)		29.96 TJ/(10 ³ m ³)	
Gas Natural	0.028 pc / m ³		966 TEP/(10 ⁶ m ³)		40.43 TJ/(10 ⁶ m ³)	
Hidroenergía	1.000 GW.h		86 TEP/GW.h		3.60 TJ/GW.h	
Solar	1.000 GW.h		86 TEP/GW.h		3.60 TJ/GW.h	
Eólica	1.000 GW.h		86 TEP/GW.h		3.60 TJ/GW.h	
Biogás	35.315 pc / m ³		350 TEP/(10 ⁶ m ³)		14.66 TJ/(10 ⁶ m ³)	
Energía Secundaria						
Coque Nacional	0.001 ton/kg		675 TEP/(10 ⁶ kg)		28.26 TJ/(10 ⁶ kg)	
Coque Importado	0.001 ton/kg		640.00 TEP/(10 ⁶ kg)		26.78 TJ/(10 ⁶ kg)	
Carbón Vegetal			650 TEP/(10 ⁶ kg)		27.20 TJ/(10 ⁶ kg)	
Gas Licuado de Petróleo	6.290 Bbl / m ³		598 TEP/(10 ³ m ³)		25.00 TJ/(10 ³ m ³)	
Etanol	6.290 Bbl / m ³		509 TEP/(10 ³ m ³)		21.28 TJ/(10 ³ m ³)	
Gasohol	6.290 Bbl / m ³		747 TEP/(10 ³ m ³)		31.26 TJ/(10 ³ m ³)	
Gasolina Motor	6.290 Bbl / m ³		767 TEP/(10 ³ m ³)		32.11 TJ/(10 ³ m ³)	
Kerosene						
Turbo	6.290 Bbl / m ³		837 TEP/(10 ³ m ³)		35.00 TJ/(10 ³ m ³)	
Diesel Oil	6.290 Bbl / m ³		868 TEP/(10 ³ m ³)		36.32 TJ/(10 ³ m ³)	
BioDiesel (B100)	6.290 Bbl / m ³		796 TEP/(10 ³ m ³)		33.32 TJ/(10 ³ m ³)	
DB5	6.290 Bbl / m ³		864 TEP/(10 ³ m ³)		36.17 TJ/(10 ³ m ³)	
Fuel oil	6.290 Bbl / m ³		925 TEP/(10 ³ m ³)		38.69 TJ/(10 ³ m ³)	
Gas Natural Seco	35.315 pc / m ³		966 TEP/(10 ⁶ m ³)		40.43 TJ/(10 ⁶ m ³)	
Energía Eléctrica	1.000 GW.h		86 TEP/GW.h		3.60 TJ/GW.h	
Gas de Alto Horno (Sider)	35.315 pc / m ³		80 TEP/(10 ³ m ³)		3.35 TJ/(10 ⁶ m ³)	
Gas de Coquería (Doe Run)	35.315 pc / m ³		480 TEP/(10 ³ m ³)		20.08 TJ/(10 ⁶ m ³)	
Gas de Refinería	6.290 Bbl / m ³		1180 TEP/(10 ³ m ³)		49.37 TJ/(10 ³ m ³)	
No Energéticos De Coque			890 TEP/(10 ⁶ kg)		37.24 TJ/(10 ⁶ kg)	
No Energéticos De Petróleo			868 TEP/(10 ³ m ³)		36.31 TJ/(10 ³ m ³)	

Tabla 95: RELACIÓN ENTRE UNIDADES DE ENERGÍA

Unidades	TJ	kcal	TEP	MWh	MMBTU
TJ	1	2.390E+08	23.9006	277.7778	951
kcal	4.184E-09	1	1.000E-07	1.1630E-06	3.981E-06
TEP	4.184E-02	1.00E+07	1	11.63000	39.810
MWh	3.600E-03	8.60E+05	0.08598	1	3.412
MMBTU	1.051E-03	2.512E+05	0.0251	0.29307	1

11.4 GLOSARIO DE TÉRMINOS

11.4.1 Definiciones

B

Bagazo: El Bagazo es el material fibroso, o cáscara, o residuo de una materia que queda después de deshechar la baga y/o la extracción del jugo. Entre éstos se encuentra, el bagazo de la caña de azúcar, de la vid, del arroz, de los cereales, etc. Se utiliza principalmente como combustible para la producción de electricidad en los ingenios azucareros y/o plantas de tratamiento de las materias agrícolas básicas.

Bases lubricantes: Es la materia prima utilizada en la elaboración de un aceite específico a base de aditivos y diferentes procesos químicos.

Biodiesel B100: Biodiesel puro, sin mezcla alguna, que cumple las especificaciones establecidas en las Normas Técnicas Peruanas o, mientras éstas no sean aprobadas, la norma ASTM D 6751-06 en su versión actualizada o las correspondientes normas internacionales.

Biogás: Es el gas, principalmente metano, obtenido de la fermentación anaeróbica de desechos biomásicos.

Biomasa: Materia orgánica no fósil de origen biológico que puede ser utilizada con fines energéticos para la producción de calor y algunas veces también de electricidad. Bajo este concepto se agrupan el bagazo, la bosta, la yareta y los residuos agrícolas.

Bosta: La Bosta consiste en el excremento del ganado vacuno secado al ambiente en forma de bloques, que se utiliza como piezas de combustible para cocinas y hornos domésticos. En sentido estricto es el resultado del proceso digestivo, y se refiere a los elementos desechados por un organismo vivo. Este elemento constituye el combustible de las poblaciones ubicadas en el área rural. La bosta es utilizada en localidades muy aisladas.

Butano: Un hidrocarburo que consiste de cuatro átomos de carbono y diez átomos de hidrógeno. Normalmente se encuentra en estado gaseoso pero se licua fácilmente para transportarlo y almacenarlo; se utiliza en gasolinas, y también para cocinar y para calentar.

C

Carbón antracítico: El carbón antracítico es un combustible con alto contenido de carbono fijo y bajo contenido de material volátil, comparado con el carbón bituminoso y sub bituminoso. Además, tiene una alta temperatura de ignición y de fusión de las cenizas, por lo que es utilizado en industrias medianas. Aunque puede ser utilizado en sistemas de alimentación con carbón pulverizado, su uso se limita a pequeñas plantas en las que se utilizan parrillas o unidades de alimentación manual. La combustión de este carbón en calderas convencionales es un poco difícil, debido a su alto contenido de cenizas y humedad.

Carbón bituminoso: Carbón con mucha sustancia carbonosa y constituyentes gaseosos, y del 15 al 50 % de sustancia volátil; carbón suave; carbones distintos de la antracita y del carbón con bajos productos volátiles y el lignito. Tiene un color pardo oscuro a negro, y arde con llama humeante y luminosa. Cuando se elimina la sustancia volátil del carbón bituminoso, mediante un tratamiento en ausencia de aire, el carbón se convierte en coque.

Carbón mineral: Combustible mineral sólido, compuesto principalmente de carbono, con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno, azufre y otros elementos.

Carbón vegetal: Es el combustible obtenido de la destilación destructiva de la madera, en ausencia de oxígeno, en las carboneras.

Carboneras: Esencialmente se trata de un horno donde se efectúa la combustión parcial de la leña, produciéndose carbón vegetal, productos no volátiles y volátiles, y que generalmente estos últimos no son aprovechados. Debe observarse que la madera, en la forma de carbón vegetal, tiene un poder calorífico mayor.

Cementeras: Plantas industriales que procesan caliza, arcilla, arena, mineral de hierro y/o yeso para producir cemento.

Centrales eléctricas: Estos centros de transformación están constituidos según el caso, por centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas convencionales con turbinas a vapor, turbinas a gas, motores de combustión interna, centrales nucleoelectricas y geotermoeléctricas.

Consumo propio: El consumo propio es la parte de energía primaria y secundaria que el propio sector energía utiliza para su funcionamiento.

Coque: Material sólido no fundible, de alto contenido de carbono, obtenido como resultado de la destilación destructiva del petróleo en refinerías o del carbón mineral en las coquerías.

Coquerías y altos hornos: Se encuentran en la industria siderúrgica; el carbón mineral se transforma en coque y gas de coquería en la coquería; el coque pasa luego al alto horno del cual se obtiene arrabio y gas de alto horno. En las coquerías de tratamiento del carbón mineral se obtiene coque, gas de coquería y productos no-energéticos (benzoles, alquitranes, etc.). Una parte del coque se obtiene en la producción de gas de alto horno y, la otra parte, se consume en el proceso de reducción del mineral en el alto horno.

D

Dendroenergía: Energía proveniente de la madera. Comprende la leña y el carbón vegetal.

Derivados de carbón mineral: En este grupo se incluyen el coque de coquería y los gases tanto de coquería como de los altos hornos.

Diesel: Es una fracción destilada intermedia del petróleo con alto contenido de hidrocarburos alifáticos y de alto grado de pureza. Es un combustible concebido y normalizado para ser empleado en motores de combustión interna con ciclo termodinámico Diesel.

Diesel B2: Es la mezcla que contiene diesel al 98% y biodiesel B100 al 2%.

Diesel B5: Es la mezcla en volumen que contiene diesel al 95% y biodiesel B100 al 5%.

Dióxido de carbono: Compuesto por un átomo de carbono y dos átomos de oxígeno. Recuperado del gas de síntesis en la producción de amoníaco, de gases de chimenea (producto de combustión), y como subproducto del craqueo de hidrocarburos y de la fermentación de carbohidratos. Usado principalmente en la fabricación de hielo seco y de bebidas carbonatadas, como extintor de incendio, en la producción de atmósfera inerte y como desemulsificante en la recuperación terciaria de petróleo.

E

Electricidad: Es la energía transmitida por electrones en movimiento. Se incluye la energía eléctrica generada con cualquier recurso, sea primario o secundario, en plantas hidroeléctricas, térmicas, geotérmicas o nucleares.

Energía Primaria: Se entiende por energía primaria a las distintas fuentes de energía tal como se obtienen en la naturaleza, ya sea: en forma directa como en el caso de la energía hidráulica o solar, la leña y otros combustibles vegetales; o después de un proceso de extracción como el petróleo, carbón mineral, geoenergía, etc.

Energía Secundaria: Se denomina energía secundaria a los diferentes productos energéticos que provienen de los distintos centros de transformación y cuyo destino son los diversos sectores del consumo y/u otros centros de transformación.

Energía Solar: Es la energía del sol aprovechada principalmente en calentamiento de agua, secado de granos, cocción de alimentos y generación de electricidad a través de paneles fotovoltaicos.

Etanol: Es el alcohol etílico cuya fórmula química es $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-OH}$ y se caracteriza por ser un compuesto líquido, incoloro, volátil, inflamable y soluble en agua. Para los efectos de este documento se entiende como el alcohol obtenido a partir de caña de azúcar, sorgo, maíz, yuca, papa, arroz y otros cultivos agrícolas.

Etanol Anhidro: Tipo de alcohol etílico que se caracteriza por tener como máximo 0,5% (cero coma cinco por ciento) de humedad y por ser compatible con las gasolinas con las cuales se puede mezclar para producir un combustible oxigenado para uso motor.

Exportación: Es la cantidad de energía primaria y secundaria que un país destina al comercio exterior.

G

Gas Distribuido: Gas natural seco que circula a través de una red (gaseoducto) para ser distribuido a los usuarios finales.

Gas Industrial: Agrupa los gases combustibles remanentes de la destilación del coque y altos hornos.

Gas Licuado de Petróleo: Hidrocarburo que, a condición normal de presión y temperatura, se encuentra en estado gaseoso, pero a temperatura normal y moderadamente alta presión es licuable. Usualmente está compuesto de propano, butano, polipropileno y butileno o mezcla de los mismos. En determinados porcentajes forman una mezcla explosiva. Se le almacena en estado líquido, en recipientes a presión.

Gas Natural: Mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, puede presentarse en su estado natural como Gas Natural Asociado y Gas Natural no Asociado. Puede ser húmedo si tiene Condensado, o ser seco si no lo contiene.

Gasohol: Es la mezcla que contiene gasolina (de 97, 95, 90, 84 octanos y otras según sea el caso) y Alcohol Carburante.

Gasolina de Aviación: Es una mezcla de naftas reformadas de elevado octanaje, de alta volatilidad y estabilidad y de un bajo punto de congelamiento, que se usa en aviones de hélice con motores de pistón.

Gasolina Motor: Mezcla de hidrocarburos líquidos, livianos, obtenidos de la destilación del petróleo y/o del tratamiento del gas natural, cuyo rango de ebullición se encuentra generalmente entre los 30-200 grados centígrados.

Gasolina Natural: Mezcla altamente volátil de hidrocarburos de propano y más pesados que forma parte de los líquidos del gas natural. Normalmente se adiciona a la gasolina automotriz para incrementar su presión de vapor, así como el arranque a bajas temperaturas. La gasolina natural es también utilizada en petroquímica para proveer isobutano e isopentano que son utilizados en los procesos de alquilación.

GLP: Gas licuado de Petróleo. El gas licuado del petróleo (GLP) es la mezcla de gases condensables presentes en los líquidos del gas natural o formando parte del petróleo crudo. Los componentes del GLP, aunque a temperatura y presión ambientales son gases, son fáciles de condensar, de ahí su nombre. En la práctica, se puede decir que los GLP son una mezcla de propano y butano.

H

Hexano: Cualquiera de los cinco hidrocarburos parafínicos líquidos, isoméricos y volátiles presentes en el petróleo. Su fórmula química es C_6H_{14} .

Hidrocarburos: Compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido, que consiste principalmente de carbono e hidrógeno.

Hidroenergía: Denominado también energía hidráulica o energía hídrica, es aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas. Es un tipo de energía verde.

I

IFO : Es un combustible marino residual usado generalmente en la caldera de los buques. Se produce mezclando Diésel 2 y Petróleo Industrial N°6. Clasificado según su viscosidad, los combustibles residuales más usados son IFO 180 e IFO 380.

Importación: Incluye todas las fuentes energéticas primarias y secundarias originadas fuera de las fronteras y que ingresan al país para formar parte del sistema de la oferta total de energía.

Índice de Desarrollo Humano: El Índice de Desarrollo Humano (IDH) es una medición por país, elaborada por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Se basa en un indicador social estadístico compuesto por tres parámetros:

- *vida larga y saludable* (medida según la esperanza de vida al nacer)
- *educación* (medida por la tasa de alfabetización de adultos y la tasa bruta combinada de matriculación en educación primaria, secundaria y terciaria)
- *nivel de vida digno* (medido por el PIB per cápita en dólares americanos)

Intensidad Energética: Indicador que mide la productividad de la energía en términos económicos o sociales. Usualmente se expresa en unidades de energía por PBI.

Inventarios: Son las Existencias ("stocks") Iniciales (01 de enero) y las Existencias Finales (31 de diciembre) de un año determinado, en las instalaciones de almacenamiento de los diferentes productos.

J

Joule: Es la unidad del Sistema Internacional para la energía y el trabajo. Se define como el trabajo realizado por la fuerza de 1 newton en un desplazamiento de 1 metro. El joule también es igual a 1 vatio por segundo, por lo que eléctricamente es el trabajo realizado por una diferencia de potencial de 1 voltio y con una intensidad de 1 amperio durante un tiempo de 1 segundo, el símbolo del joule es la letra J.

K

Kerosene-Jet: Es un combustible líquido constituido por la fracción del petróleo que se destila entre los 150 y 300 grados centígrados, El Turbo Jet es un kerosene con un bajo punto de congelamiento.

L

Ladrilleras: Plantas industriales que después de un proceso de moldeo, secado y cocción de una pasta arcillosa, obtienen ladrillos, cuyas dimensiones suelen rondar 24 x 11,5 x 6 cm.

Leña: Conjunto de ramas, matas y troncos extraídos de árboles y arbustos, cortados en trozos que se utilizan principalmente en el sector doméstico para producir calor mediante su combustión. La leña es la madera utilizada para hacer fuego en estufas, chimeneas o cocinas. Es una de las formas más simple de biomasa.

Líquidos de gas natural: Mezclas de hidrocarburos líquidos que son extraídos del Gas natural mediante procedimientos de condensación y absorción y se clasifican de acuerdo a su presión de vapor en: condensados, gasolina natural y gas licuado de petróleo (GLP).

M

MGO: Es un combustible de destilado medio denominado también Diesel Marino N°2, y es utilizado en los motores de las naves, especialmente en embarcaciones pesqueras.

Material de Corte: generalmente gasóleos, se utiliza para alivianar cargas de crudos pesados.

Matriz: La matriz matemática es el conjunto de números o símbolos algebraicos colocados en líneas horizontales y verticales. La matriz energética es la tabla formada por todas las fuentes energéticas colocadas en las columnas y todas las actividades, tanto de oferta, centros de transformación y demanda, que intervienen en el quehacer del sector energético del país, ubicados en las filas.

Mercado eléctrico: El Mercado eléctrico es aquel lugar donde se encuentran la oferta y la demanda.

Metano: El metano es un hidrocarburo gaseoso, incoloro e inodoro, inflamable, producto de la descomposición de las materias orgánicas en los pantanos ó minas, ó por carbonizado del carbón. Se utiliza como combustible y como materia prima en las síntesis químicas. El metano también puede producirse mediante ciertos procesos de conversión de biomasa.

Metro cúbico: Unidad de medida de volumen del Sistema Métrico Decimal, equivalente a 6,289 barriles y 264,170 galones de Estados Unidos de América.

Monóxido de carbono: Gas inodoro, incoloro y muy tóxico. Si se respira, el monóxido de carbono impide que el oxígeno en sangre llegue al resto del cuerpo. Se produce por la quema incompleta de combustibles como el gas natural, el carbón, la gasolina y el tabaco.

N

Nafta Craqueada: Hidrocarburo del grupo de las gasolinas que se produce en las unidades de ruptura catalítica. Se utiliza como componente en la preparación o mezcla de gasolinas.

NOx: El NOx es un término genérico que hace referencia a un grupo de gases muy reactivos [tales como el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO₂)] que contienen nitrógeno y oxígeno en diversas proporciones. Muchos de los óxidos de nitrógeno son incoloros e inodoros. Sin embargo, el dióxido de nitrógeno (NO₂), un contaminante común, forma en el aire junto a las partículas en suspensión una capa entre rojiza y marrón que cubre muchas zonas urbanas.

En la atmósfera, los óxidos de nitrógeno pueden contribuir a la formación de ozono fotoquímico (smog o niebla contaminante) y tener consecuencias para la salud. También contribuye al calentamiento global y puede provocar lluvia ácida.

P

Partículas suspendidas: Son todas las partículas microscópicas sólidas y líquidas, de origen humano o natural, que quedan suspendidas en el aire durante un tiempo determinado. Dichas partículas tienen un tamaño, composición y origen muy variables y muchas de ellas son perjudiciales. Las partículas en suspensión pueden presentarse en forma de cenizas volantes, hollín, polvo, niebla, gas, etc.

PBI: Producto Bruto Interno. El PBI es el valor monetario de los bienes y servicios finales producidos por una economía en un período determinado. Producto se refiere a valor agregado; interno se refiere a que es la producción dentro de las fronteras de una economía; y bruto se refiere a que no se contabilizan la variación de inventarios ni las depreciaciones ó apreciaciones de capital.

Petróleo crudo: Mezcla de Hidrocarburos que tiene un punto de inflamación menor 65,6° C y que no ha sido procesado en Refinerías

Pérdidas de transformación: Son aquellas que ocurren durante las actividades de transformación.

Pérdidas de transporte y distribución: Son aquellas que ocurren durante las actividades de transporte y distribución.

Petróleo Industrial: Es el residuo de la refinación del petróleo y comprende todos los productos pesados. Generalmente es utilizado en calderas, plantas eléctricas y navegación.

Pie cúbico: La unidad más común utilizada para la medición de volumen del gas. Es la cantidad de gas necesaria para llenar un volumen de un gas cúbico en determinadas condiciones de temperatura, presión y vapor de agua.

Plantas de procesamiento de gas natural: En las plantas de tratamiento, el gas natural húmedo se procesa en principio con el fin de separar los componentes condensables de la corriente de gas en plantas de separación. Posteriormente, de la fase líquida separada, se procura recuperar hidrocarburos líquidos

compuestos, como la gasolina y naftas, hidrocarburos puros como butano, propano, etano o mezcla de ellos y productos no-energéticos, como el dióxido de carbono, a través de un proceso de separación física de los componentes.

Propano: Hidrocarburo de cadena abierta que tiene tres (3) átomos de carbono.

R

Refinerías: Instalación industrial, en la cual el Petróleo, gasolinas naturales u otras fuentes de Hidrocarburos son convertidos en Combustibles Líquidos. Puede incluir la elaboración de productos diferentes a los combustibles como Lubricantes, Asfaltos y Breas, Solventes, etc.

Reservas probadas de hidrocarburos: Cantidades de Hidrocarburos estimadas a una fecha determinada, cuya existencia está demostrada con una certeza razonable por información geológica y de ingeniería, y que pueden ser recuperadas bajo las condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales vigentes.

S

Sector Agropecuario y Agroindustrial: El consumo de energía de este sector comprende las actividades agropecuarias y agroindustriales.

Sector Comercial: El consumo de energía de este sector abarca los usos de todas las actividades comerciales, incluye hospitales, colegios, restaurantes, hoteles, lavanderías y empresas financieras entre los establecimientos más importantes.

Sector Industrial: Es el sector de consumo más importante, comprende todas las actividades de la industria manufacturera, excepto aquellas relacionadas con la elaboración de productos de pescado y la fabricación de azúcar; también incluye la construcción de viviendas, edificios y obras civiles en general.

Sector Minero Metalúrgico: Este sector abarca el consumo de energía de las actividades de minería extractiva y la industria minera.

Sector Pesquería: El sector pesquería agrupa el consumo de energía de las actividades de pesca extractiva y la industria pesquera.

Sector Público: El consumo de energía del sector público comprende al consumo de las fuerzas armadas, administración pública y servicios de agua y desagüe, en ellos se incluyen las municipalidades, ministerios, actividades de defensa y de mantenimiento del orden público y de seguridad, entre las más importantes.

Sector Residencial: El consumo de energía de este sector comprende a los usos que se dan debido a las actividades domésticas desarrolladas en los hogares urbanos y rurales en el ámbito nacional.

Sector Transporte: Considera el consumo de energía de las actividades de transporte en general. Incluye las actividades desarrolladas por los medios de transportes terrestre carretero y ferroviario, acuático y marítimo. Excluye el transporte al interior de los establecimientos agropecuarios, comerciales, mineros e industriales.

Sendero energético: El sendero energético representa gráficamente las variaciones sufridas por la intensidad energética de la actividad económica interna (energía ofertada por unidad de PBI) en función de la evolución del sistema económico, medido por el PBI per cápita.

Solventes: Son aquellos Hidrocarburos que se obtienen en los procesos de destilación de petróleo crudo y del fraccionamiento de los líquidos del gas natural o del gas natural. Para efectos de la presente norma se consideran Solventes: Solvente N° 1, Solvente N° 3, Pentano, Hexano y Condensados del Gas Natural, para su aplicación como solvente.

Solventes químicos: Los solventes químicos, por lo general, son alcanolaminas en solución acuosa que reaccionan química y reversiblemente con los gases ácidos, por consiguiente, al elevar la temperatura se puede recuperar el solvente.

SOx: Compuestos integrados por azufre y oxígeno, producido por la combustión del azufre en el carbón, el petróleo, y el gas.

T

Tera: es un prefijo del Sistema Internacional de Unidades que indica un factor de 10^{12} , es decir, 1 000 000 000 000, el símbolo de este prefijo es al letra T.

Terajoule: 1 terajoule es equivalente a 1×10^{12} joule y se puede escribir como 1 TJ.

U

Unidades Originales: son las unidades en las que se reportan los diferentes energéticos para la elaboración del Balance.

Uranio: Elemento radiactivo con número atómico 92 y que, en la forma que se encuentra en los minerales naturales, tiene un peso atómico promedio aproximado de 238. Los dos isótopos naturales principales del uranio son el uranio-235, que es fisiónable, y el uranio-238, que es fértil. El uranio natural incluye también una cantidad pequeña de uranio-234. El uranio constituye la materia prima básica de la energía nuclear. Su símbolo químico es U.

Uso propio: Es la parte de la oferta total de energía primaria y secundaria, que el propio sector energético necesita para su funcionamiento. Es transformado en energía útil como calor, trabajo mecánico, iluminación, etc.

Y

Yareta: La yareta es una planta umbelífera que crece en zonas andinas de gran altitud. Este vegetal después de ser secado al ambiente es quemado como fuente combustible para uso doméstico generalmente en zonas rurales. Esta planta es conocida también por sus propiedades curativas

11.4.2 Siglas

B

Bbl	:	Unidad de medida de volumen, Barril.
BCF	:	Billones de pies cúbicos
BG	:	Bagazo.
BY	:	Bosta & Yareta.

C

CH ₄	:	Metano.
CM	:	Carbón mineral.
CO	:	Monóxido de carbono.
CO ₂	:	Dióxido de carbono.
CONAM	:	Consejo Nacional del Ambiente.
CV	:	Carbón vegetal.

D

DGE	:	Dirección General de Electricidad.
DGEE	:	Dirección General de Eficiencia Energética
DGH	:	Dirección General de Hidrocarburos.
DO	:	Diesel Oil.

E

EE	:	Electricidad.
----	---	---------------

G

GD	:	Gas Distribuido.
GL	:	Gas Licuado de Petróleo GLP.
GN	:	Gas Natural.

GNV	:	Gas Natural Vehicular
GM	:	Gasolina de motor.
GR	:	Gas de Refinería.
GWh	:	Unidad de medida de energía, giga vatio hora.

H

HE	:	Hidroenergía.
----	---	---------------

I

IPCC	:	Intergovernmental Panel on Climate Change.
IFO	:	Intermediate Fuel Oil

K

kg	:	Unidad de medida de masa, Kilogramo.
kj	:	Kerosene Jet.

L

LE	:	Leña.
LGN	:	Líquidos de gas natural.

M

m ³	:	metro cúbico.
MBLS	:	Miles de barriles
MGO	:	Marine Gas Oil
MINEM	:	Ministerio de Energía y Minas.
MW	:	Unidad de medida de potencia, megavatio.
MWh	:	Unidad de medida de energía, megavatio hora.

N

NE	:	No energético.
----	---	----------------

O

OLADE	:	Organización Latinoamericana de Energía.
-------	---	--

P

pc	:	pie cúbico.
PI	:	Petróleo Industrial.
PNUD	:	Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo.
PR	:	Petróleo Residual.

PT : Petróleo crudo.

S

SEIN : Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

SUNAT : Superintendencia Nacional de Administración Tributaria.

T

TCF : Trillones de pies cúbicos

TJ : terajoule.

Ton : tonelada.

BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2019

Versión Digital



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
Av. Las Artes Sur 260, San Borja
Teléfono (+511) 4111100 Anexo 2601

