



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE  
**GUATEMALA**  
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE  
**GENERACIÓN Y  
TRANSPORTE**  
2020-2034

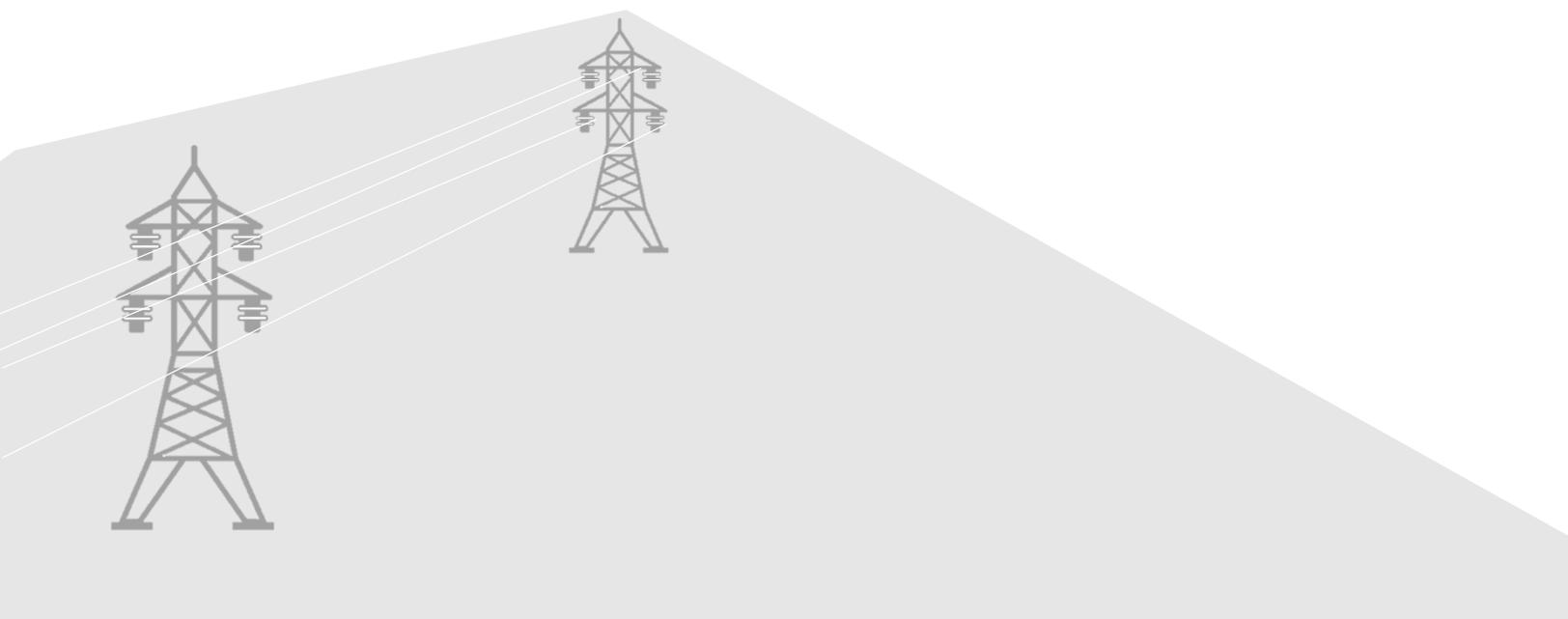




GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE  
**GUATEMALA**  
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

PLAN DE EXPANSIÓN  
INDICATIVO DEL  
**SISTEMA DE  
GENERACIÓN**  
2020-2034





# PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2020-2034

## **PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

Jimmy Morales Cabrera

## **VICEPRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

Jafeth Cabrera Franco

## **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

### **MINISTRO**

Luis Alfonso Chang Navarro

### **VICEMINISTRO DEL ÁREA ENERGÉTICA (Período 2016 – 2019)**

Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez

### **UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO**

#### **Director Técnico**

Gabriel Armando Velásquez Velásquez

#### **Equipo de Trabajo**

Jesús Fernando Alvarez Perén

Giancarlo Alexander Guerrero Isem

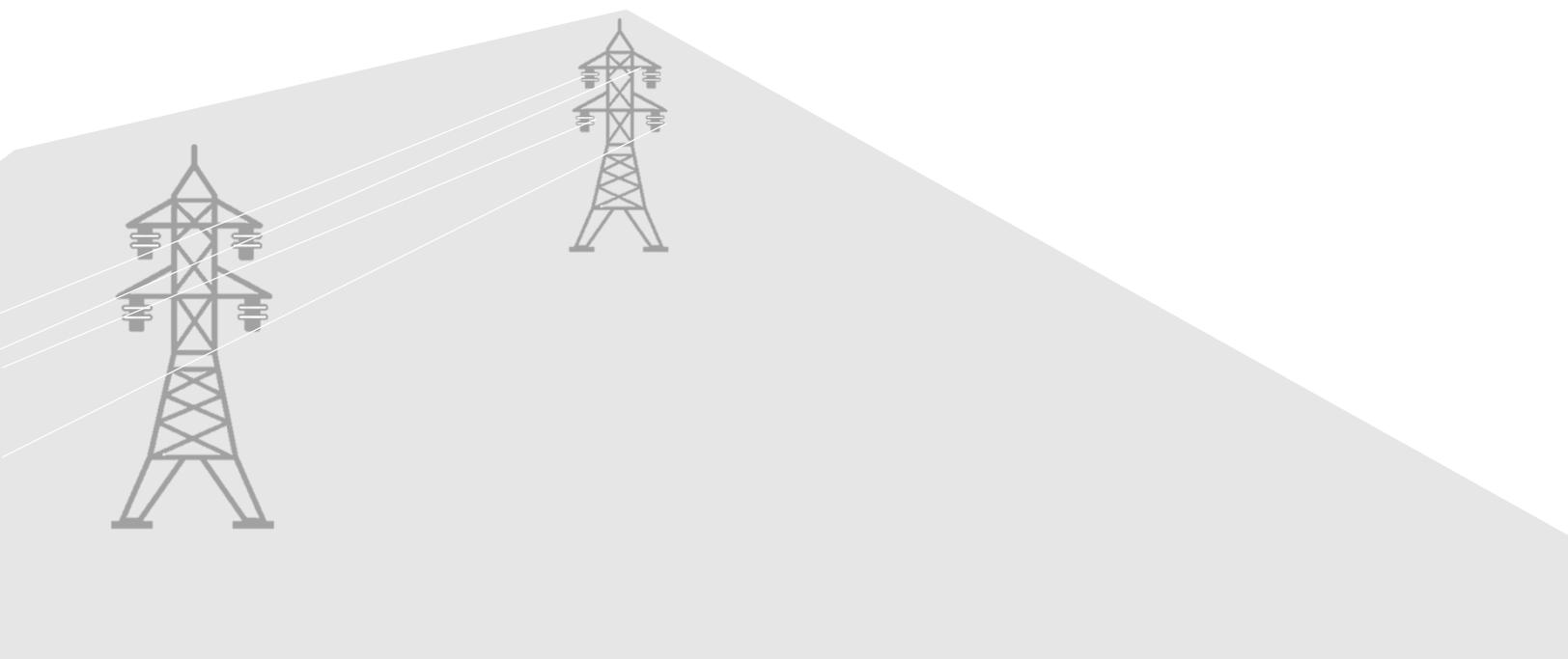
Cristian Iván Samayoa Chávez

Fredy Alexander Lepe Milian

#### **Diagramación**

María del Rosario Gomez Consuegra





# ÍNDICE

PRESENTACIÓN.....	14
RESUMEN EJECUTIVO .....	15
1. FUNDAMENTO LEGAL Y POLÍTICO EN GUATEMALA .....	17
1.1. MARCO LEGAL .....	17
1.1.1. LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS .....	18
1.2. MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO .....	20
1.2.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS .....	20
1.2.2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	21
1.2.3. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA .....	21
1.3. MARCO POLÍTICO Y SOCIOAMBIENTAL.....	22
1.3.1. POLÍTICA ENRGÉTICA 2013–2027 .....	22
1.3.2. POLÍTICA ENERGÉTICA 2019-2050.....	23
1.3.3. PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO (PANCC) .....	24
1.3.4. AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS) .....	25
1.3.5. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO K'ATUN NUESTRA GUATEMALA 2032 .....	26
1.3.6. ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO CON BAJAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO .....	26
2. CONTEXTO MACROECONÓMICO.....	28
2.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO.....	28
2.2. TIPO DE CAMBIO .....	32
2.3. ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR -IPC-.....	32
2.4. COSTO DE LA FACTURA ELÉCTRICA .....	34
3. CARACTERÍSTICAS SOCIOECONÓMICAS .....	36
3.1. ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO .....	36
3.2. ÍNDICE DE POBREZA MULTIDIMENCIONAL.....	38
3.3. ACCESO A LA ELECTRICIDAD .....	40
3.4. USUARIOS SIN SUMINISTRO.....	41
3.5. CRECIMIENTO POBLACIONAL .....	42
3.6. INGRESOS ECONÓMICOS .....	43
4. CAPACIDAD, PRODUCCIÓN, DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO .....	46
4.1. CAPACIDAD INSTALADA Y EFECTIVA.....	46
4.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	67
4.2.1. RECURSOS RENOVABLES .....	69



4.2.2.	RECURSOS NO RENOVABLES .....	71
4.3.	DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	73
4.3.1.	DEMANDA DE ENERGÍA.....	73
4.3.2.	DEMANDA DE POTENCIA .....	78
4.4.	EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO .....	80
4.5.	POTENCIAL ENERGÉTICO .....	83
4.5.1.	EÓLICA .....	85
4.5.2.	GEOTÉRMICA.....	86
5.	PREMISAS DE PLANIFICACION DEL SISTEMA DE GENERACIÓN .....	88
5.1.	OBJETIVOS .....	89
5.2.	METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN .....	90
5.3.	PREMISAS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN....	91
5.3.1.	PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA .....	91
5.3.2.	CONSIDERACIONES DE COMBUSTIBLES .....	94
5.3.3.	ASPECTOS HIDROLÓGICOS Y CLIMÁTICOS .....	98
5.3.4.	COSTO DEL DÉFICIT .....	98
5.3.5.	CONSIDERACIONES AMBIENTALES .....	99
5.3.6.	PLANTAS CANDIDATAS .....	99
5.3.7.	ESCENARIOS DE EXPANSIÓN .....	103
6.	RESULTADOS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.....	107
6.1.	CRONOGRAMA DE INGRESO DE PLANTAS PROPUESTAS .....	109
6.2.	ANÁLISIS POR ESCENARIO: DESPACHO DE ENERGÍA Y COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA.....	115
6.3.	COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ DE CAPACIDAD INSTALADA.....	130
6.4.	MATRICES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA [GWh] .....	133
6.5.	INDICADORES DE DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA .	136
6.6.	EMISIONES DE CO <sub>2</sub> equivalente ANUALES .....	142
6.7.	CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES POR ESCENARIO .....	145
6.8.	RIESGO DE DEFICIT TOTAL (GWh) .....	146
7.	CONCLUSIONES.....	149
8.	RECOMENDACIONES .....	150
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	151
10.	ANEXO A – RESULTADOS DE OTROS ESCENARIOS.....	153

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Marco jurídico del Subsector Eléctrico. ....	17
Ilustración 2: Portada de la Ley General de Electricidad. ....	18
Ilustración 3: Portada del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista .....	19
Ilustración 4: Portada del Reglamento de la Ley General de Electricidad .....	19
Ilustración 5: Agentes participantes en el subsector eléctrico. ....	20
Ilustración 6: Portada de la Política Energética 2013 - 2027 .....	22
Ilustración 7: Ejes de la Política Energética 2013 2027. ....	23
Ilustración 8: Portada de la Política Energética 2019 – 2050. ....	23
Ilustración 9: Portada del Plan de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC). ....	24
Ilustración 10: Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, PNUD. ....	25
Ilustración 11: Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032. ....	26
Ilustración 12: Distribución del índice de desarrollo humano.....	37
Ilustración 13: Variables de los Distintos Escenarios.....	103

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Producto interno bruto, a valores nominales. ....	28
Gráfica 2: Producto interno bruto, a precios de 2001.....	29
Gráfica 3. PIB a precios de 2001, del sector de suministro de electricidad y agua.....	29
Gráfica 4: PIB valores nominales, del sector de suministro de electricidad y agua. ....	30
Gráfica 5: Porcentaje de participación en el PIB de Guatemala. ....	30
Gráfica 6: Consumo de energía eléctrica per cápita. ....	31
Gráfica 7: Productividad por generación de energía eléctrica. ....	31
Gráfica 8: Tipo de Cambio del Quetzal ante el Dólar (Período 1995-2018), a valores nominales.....	32
Gráfica 9: Índice de precios al consumidor de electricidad, gas y otros combustibles 2018. ....	33
Gráfica 10: Evolución de la Tarifa Social a valores constantes. ....	34
Gráfica 11: Evolución de la Tarifa No Social a valores constantes.....	34
Gráfica 12: Índice de Desarrollo Humano. ....	36
Gráfica 13: Índice de desarrollo humano departamental.....	37
Gráfica 14: Índice de pobreza multidimensional. ....	38
Gráfica 15: Índice de pobreza multidimensional por departamento. ....	39
Gráfica 16: Relación de hogares con acceso a electricidad en la República, al año 2018. ....	41
Gráfica 17: Relación de hogares con acceso y sin acceso a electricidad al año 2018. ....	41
Gráfica 18: Población registrada en Censos Nacionales, años 1964 a 2018. ....	42
Gráfica 19: Distribución de la población por departamento, años 2002 y 2018.....	43
Gráfica 20: Ingresos laborales mensuales. ....	44
Gráfica 21: Promedio de ingresos laborales mensuales. ....	44
Gráfica 22: Comparación de ingresos mensuales.....	45
Gráfica 23: Evolución histórica de la capacidad instalada en Guatemala. ....	47
Gráfica 24: Evolución histórica de la capacidad instalada y efectiva del tipo de tecnología motores recíprocos.....	48
Gráfica 25: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.....	48

Gráfica 26: Distribución de la potencia por departamento.....	49
Gráfica 27: Evolución de la capacidad instalada y efectiva en época de zafra y no zafra para la cogeneración. ....	50
Gráfica 28: Potencia efectiva en época de zafra y no zafra respecto a la cantidad de años operando.....	51
Gráfica 29: Distribución de la potencia por departamento.....	51
Gráfica 30: Evolución de la capacidad instalada y efectiva de las turbinas de vapor.....	52
Gráfica 31: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.....	53
Gráfica 32: Distribución de la potencia por departamento.....	53
Gráfica 33: Factores de producción histórica para hidroeléctricas. ....	54
Gráfica 34: Evolución de la capacidad instalada y efectiva para las hidroeléctricas. ....	57
Gráfica 35: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.....	57
Gráfica 36: Distribución de la potencia hidroeléctrica por departamento. ....	58
Gráfica 37: Evolución de la capacidad instalada y efectiva de las turbinas de gas.....	59
Gráfica 38: Evolución de la capacidad instalada y efectiva de las plantas geotérmicas. .	60
Gráfica 39: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.....	60
Gráfica 40: Distribución de la potencia por departamento.....	61
Gráfica 41: Perfil histórico de la generación solar horaria.....	61
Gráfica 42: Evolución de la capacidad instalada y efectiva de las plantas solares. ....	62
Gráfica 43: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.....	63
Gráfica 44: Distribución de la potencia por departamento.....	63
Gráfica 45: Perfil histórico de la generación eólica horaria.....	64
Gráfica 46: Evolución de la capacidad instalada y efectiva de las plantas eólicas. ....	65
Gráfica 47: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.....	65
Gráfica 48: Distribución de la potencia por departamento.....	66
Gráfica 49: Matriz de generación eléctrica anual histórica. ....	67
Gráfica 50: Participación histórica de los recursos renovables vs no renovables. ....	68
Gráfica 51: Indicadores de diversificación de la matriz de generación eléctrica anual.....	68
Gráfica 52: Generación anual por tipo de recurso renovable. ....	69
Gráfica 53. Generación mensual por tipo de recurso renovable del año 2018. ....	70
Gráfica 54: Generación anual por tipo de recurso no renovable. ....	71
Gráfica 55: Generación mensual por tipo de recursos no renovables del año 2018.....	72
Gráfica 56: Demanda de energía anual histórica, período 2000-2018.....	73
Gráfica 57: Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida anualmente, período 2000-2018.....	74
Gráfica 58: Demanda de energía histórica anual de las empresas distribuidoras, período 2000-2018. ....	75
Gráfica 59: Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por los agentes distribuidores. ....	75
Gráfica 60: Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por las empresas eléctricas municipales. ....	76
Gráfica 61: Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por Grandes Usuarios.....	77
Gráfica 62: Demanda de energía eléctrica histórica comparada con la proyección de demanda de los Planes anteriores.....	78
Gráfica 63: Potencia máxima demandada al mes.....	78
Gráfica 64: Potencia máxima demandada cada mes, ordenada anualmente. ....	79
Gráfica 65: Proyecciones de máxima demanda de potencia anual comparadas con el histórico. ....	80

Gráfica 66: Curvas Monótonas Anuales de demanda de potencia horaria.....	81
Gráfica 67: Cálculo anual de emisiones de GEI por generación de energía eléctrica. ....	81
Gráfica 68: Cálculo emisiones de GEI por generación de energía eléctrica durante el año 2018.....	82
Gráfica 69: Proyección de la Demanda de Energía.....	92
Gráfica 70: Proyección de la Potencia Máxima Anual. ....	93
Gráfica 71: Proyección de los precios de Carbón Térmico. ....	95
Gráfica 72. Proyección de los precios de Diésel a valores nominales.....	96
Gráfica 73. Proyección de los precios de Fuel Oil #6 a valores nominales. ....	96
Gráfica 74: Proyección de los precios de Gas Natural.....	97
Gráfica 75; Potencia de las Plantas Candidatas en MW. ....	102
Gráfica 76: Despacho de Energía del escenario EAMM5.....	115
Gráfica 77: Despacho de Energía del escenario PAMM32. ....	115
Gráfica 78: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EAMM5 y PAMM32.....	116
Gráfica 79: Despacho de Energía del escenario EAMS6. ....	116
Gráfica 80: Despacho de Energía del escenario PAMS33. ....	117
Gráfica 81: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EAMS6 y PAMS33.....	117
Gráfica 82: Despacho de Energía del escenario EABS9.....	118
Gráfica 83: Despacho de Energía del escenario PABS36. ....	118
Gráfica 84: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EABS9 y PABS36. ....	119
Gráfica 85: Despacho de Energía del escenario EMAM11.....	119
Gráfica 86: Despacho de Energía del escenario PMAM38. ....	120
Gráfica 87: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMAM11 y PMAM38.....	120
Gráfica 88: Despacho de Energía del escenario EMAS12. ....	121
Gráfica 89: Despacho de Energía del escenario PMAS39. ....	121
Gráfica 90: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMAS12 y PMAS39.....	122
Gráfica 91: Despacho de Energía del escenario EMMM14. ....	122
Gráfica 92: Despacho de Energía del escenario PMMM41.....	123
Gráfica 93: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMMM14 y PMMM41. ....	123
Gráfica 94: Despacho de Energía del escenario EMMS15.....	124
Gráfica 95: Despacho de Energía del escenario PMMS42. ....	124
Gráfica 96: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMMS15 y PMMS42. ....	125
Gráfica 97: Despacho de Energía del escenario EMBM17. ....	125
Gráfica 98: Despacho de Energía del escenario PMBM44. ....	126
Gráfica 99: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMBM17 y PMBM44.....	126
Gráfica 100: Despacho de Energía del escenario EMBS18.....	127
Gráfica 101: Despacho de Energía del escenario PMBS45.....	127
Gráfica 102: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMBS18 y PMBS45. ....	128
Gráfica 103: Despacho de Energía del escenario EBMS24.....	128
Gráfica 104: Despacho de Energía del escenario PBMS51.....	129

Gráfica 105: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBMS24 y PBMS51 .....	129
Gráfica 106: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda alta BAU.....	130
Gráfica 107: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda media BAU.....	130
Gráfica 108: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda baja BAU. ....	131
Gráfica 109: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda alta cumpliendo Políticas Públicas.....	131
Gráfica 110: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda media cumpliendo Políticas Públicas.....	132
Gráfica 111: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda baja cumpliendo Políticas Públicas. ....	132
Gráfica 112: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda alta BAU. ....	133
Gráfica 113: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda media BAU.....	133
Gráfica 114: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda baja BAU. ....	134
Gráfica 115: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda alta cumpliendo Políticas Públicas.....	134
Gráfica 116: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda media cumpliendo Políticas Públicas.....	135
Gráfica 117: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda baja cumpliendo Políticas Públicas.....	135
Gráfica 118: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda alta BAU.....	136
Gráfica 119: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda alta BAU.....	136
Gráfica 120: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda media BAU.....	137
Gráfica 121: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda media BAU.....	137
Gráfica 122: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda baja BAU.....	138
Gráfica 123: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda baja BAU.....	138
Gráfica 124: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda alta cumpliendo Políticas Públicas.....	139
Gráfica 125: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda alta cumpliendo Políticas Públicas.....	139
Gráfica 126: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda media cumpliendo Políticas Públicas.....	140
Gráfica 127: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda media cumpliendo Políticas Públicas. ....	140
Gráfica 128: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda baja cumpliendo Políticas Públicas. ....	141

Gráfica 129: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda baja cumpliendo Políticas Públicas.....	141
Gráfica 130: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda alta BAU.....	142
Gráfica 131: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda media BAU.....	142
Gráfica 132: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda baja BAU.....	143
Gráfica 133: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda alta Políticas Publicas.....	143
Gráfica 134: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda media Políticas Publicas.....	144
Gráfica 135: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda baja Políticas Publicas.....	144
Gráfica 136: Déficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda alta BAU.....	146
Gráfica 137: Deficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda media BAU.....	146
Gráfica 138: Déficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda baja BAU.....	147
Gráfica 139: Déficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda alta cumpliendo Políticas Públicas.....	147
Gráfica 140: Deficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda media cumpliendo Políticas Públicas.....	148
Gráfica 141: Deficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda baja cumpliendo Políticas Públicas.....	148
Gráfica 142: Comparación de los costos de inversión entre los escenarios con las mismas premisas.....	149
Gráfica 143: Despacho de Energía del escenario EAAL1.....	153
Gráfica 144: Despacho de Energía del escenario PAAL28.....	153
Gráfica 145: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo entre escenarios EAAL1 y PAAL28.....	154
Gráfica 146: Despacho de Energía del escenario EAAM2.....	154
Gráfica 147: Despacho de Energía del escenario PAAM29.....	155
Gráfica 148: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EAAM2 y PAAM29.....	155
Gráfica 149: Despacho de Energía del escenario EAAS3.....	156
Gráfica 150: Despacho de Energía del escenario PAAS30.....	156
Gráfica 151: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EAAS3 y PAAS30.....	157
Gráfica 152: Despacho de Energía del escenario EAML4.....	157
Gráfica 153: Despacho de Energía del escenario PAML31.....	158
Gráfica 154: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EAML4 y PAML31.....	158
Gráfica 155: Despacho de Energía del escenario EABL7.....	159
Gráfica 156: Despacho de Energía del escenario PABL34.....	159
Gráfica 157: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EABL7 y PABL34.....	160
Gráfica 158: Despacho de Energía del escenario EABM8.....	160
Gráfica 159: Despacho de Energía del escenario PABM35.....	161
Gráfica 160: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EABM8 y PABM35.....	161

Gráfica 161: Despacho de Energía del escenario EMAL10. ....	162
Gráfica 162: Despacho de Energía del escenario PMAL37. ....	162
Gráfica 163: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMAL10 y PMAL37. ....	163
Gráfica 164: Despacho de Energía del escenario EMML13. ....	163
Gráfica 165: Despacho de Energía del escenario PMML40. ....	164
Gráfica 166: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMML13 y PMML40. ....	164
Gráfica 167: Despacho de Energía del escenario EMBL16. ....	165
Gráfica 168: Despacho de Energía del escenario PMBL43. ....	165
Gráfica 169: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMBL16 y PMBL43. ....	166
Gráfica 170: Despacho de Energía del escenario EBAL19. ....	166
Gráfica 171: Despacho de Energía del escenario PBAL46. ....	167
Gráfica 172: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBAL19 y PBAL46. ....	167
Gráfica 173: Despacho de Energía del escenario EBAM20. ....	168
Gráfica 174: Despacho de Energía del escenario PBAM47. ....	168
Gráfica 175: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBAM20 y PBAM47. ....	169
Gráfica 176: Despacho de Energía del escenario EBAS21. ....	169
Gráfica 177: Despacho de Energía del escenario PBAS48. ....	170
Gráfica 178: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBAS21 y PBAS48. ....	170
Gráfica 179: Despacho de Energía del escenario EBML22. ....	171
Gráfica 180: Despacho de Energía del escenario PBML49. ....	171
Gráfica 181: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBML22 y PBML22. ....	172
Gráfica 182: Despacho de Energía del escenario EBMM23. ....	172
Gráfica 183: Despacho de Energía del escenario PBMM50. ....	173
Gráfica 184: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBMM23 y PBMM50. ....	173
Gráfica 185: Despacho de Energía del escenario EBBL25. ....	174
Gráfica 186: Despacho de Energía del escenario PBBL52. ....	174
Gráfica 187: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBBL25 y PBBL52. ....	175
Gráfica 188: Despacho de Energía del escenario EBBM26. ....	175
Gráfica 189: Despacho de Energía del escenario PBBM53. ....	176
Gráfica 190: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBBM26 y PBBM53. ....	176
Gráfica 191: Despacho de Energía del escenario EBBS27. ....	177
Gráfica 192: Despacho de Energía del escenario PBBS54. ....	177
Gráfica 193: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBBS27 y PBBS54. ....	178

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Composición de sectores de consumo y ejes transversales, Política Energética 2019 - 2050. ....	24
Tabla 2: Propuestas de políticas públicas para el sector energía. ....	27
Tabla 3: Distribución del gasto. ....	33
Tabla 4: Usuarios con acceso a electricidad por departamento al año 2018. ....	40
Tabla 5: Capacidad instalada y efectiva conectada al SNI, a septiembre del año 2019. ...	46
Tabla 6: Capacidad instalada y efectiva de motores reciprocantes. ....	47
Tabla 7: Capacidad instalada y efectiva de cogeneradores. ....	49
Tabla 8: Capacidad instalada y efectiva de las turbinas de vapor. ....	52
Tabla 9: Capacidad instalada y efectiva de hidroeléctricas. ....	54
Tabla 10: Capacidad instalada y efectiva de las plantas de vapor. ....	58
Tabla 11: Capacidad instalada y efectiva de las plantas geotérmicas. ....	59
Tabla 12: Capacidad instalada y efectiva de las plantas solares. ....	62
Tabla 13: Capacidad instalada y efectiva de las plantas eólicas. ....	64
Tabla 14: Cálculo emisiones de GEI por generación de energía eléctrica durante el año 2018. ....	82
Tabla 15: Demanda de Energía Eléctrica en GWh. ....	92
Tabla 16: Demanda de Potencia Eléctrica en MW. ....	94
Tabla 17: Escalones de Reducción de Demanda. ....	98
Tabla 18: Plantas Candidatas. ....	100
Tabla 19: Plantas Candidatas (continuación). ....	101
Tabla 20: Plantas Candidatas por Recurso. ....	102
Tabla 21: Resumen de Escenarios. ....	104
Tabla 22: Resumen de Escenarios. ....	106
Tabla 23: Probabilidad de ocurrencia de cada variable. ....	107
Tabla 24: Probabilidad de ocurrencia de los escenarios. ....	108
Tabla 25: Cronograma de ingreso de plantas, para el escenario BAU y sus Sub-Escenarios. ....	109
Tabla 26: Cronograma de ingreso de plantas, para el escenario Políticas Públicas y sus Sub-Escenarios. ....	112
Tabla 27: Consumo de combustibles para todo el período 2020-2034, de los 54 escenarios evaluados. ....	145

# PRESENTACIÓN

El Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, con los objetivos claros de priorizar las energías renovables, diversificar su matriz de generación eléctrica, reducir los gases de efecto invernadero, dar seguridad al abastecimiento de electricidad a precios competitivos, en su tercera edición por medio del órgano técnico especializado del Ministerio, la Unidad de Planeación Energético Minero – UPEM –, presenta el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2020-2034.

Dicho plan realiza una evaluación por medio de escenarios de despacho hidrotérmico eficiente del sistema de generación con programas especializados para un horizonte de 15 años, a través de una serie de premisas que impactan en las fuentes de energía primaria, tales como el precio de los combustibles y la copiosidad de las temporadas hídricas, consideraciones que a criterio de este Ministerio deben tomarse en cuenta en especial bajo las condiciones futuras inciertas debido al cambio climático.

La UPEM realiza bianualmente este plan de expansión considerando también las proyecciones de demanda de energía y potencia para el horizonte de quince años correspondiente, con el objetivo de abastecer esta demanda de forma económicamente eficiente y garantizar el suministro del Sistema Nacional Interconectado. Así mismo se toman en cuenta los proyectos en construcción y los aportes realizados por las distintas asociaciones de generadores, para determinar la cartera de proyectos que deben evaluarse en los escenarios realizados.

En esta edición del plan se mejoró el análisis de sensibilidad respectivo a las políticas públicas propuestas para el subsector eléctrico, ya que las variables de 27 escenarios evaluados bajo criterios de eficiencia económica también fueron evaluados considerando el cumplimiento de las políticas públicas vigentes y relativas al sistema de generación, por lo tanto se presentan los resultados de 54 escenarios evaluados, a través de esto se permite realizar una comparación de costos, de diversificación de la matriz de generación eléctrica, y de emisiones de CO2 equivalente entre otros análisis.

El Ministerio presenta este Plan de expansión indicativo del sistema de generación 2020-2034 en cumplimiento del Artículo 15 Bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, a 20 años cumplidos desde la publicación de la Ley General de Electricidad, considerando las observaciones de aspectos económicos y técnicos realizados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Administrador del Mercado Mayorista, y con una visión de Nación de eficiencia del sector para el desarrollo integral de Guatemala.

**Ing. Luis Alfonso Chang Navarro**

**Ministro de Energía y Minas**

## RESUMEN EJECUTIVO

La UPEM, realiza el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación en un periodo comprendido del año 2020 al año 2034 el cual se ha llevado a cabo evaluando cada una de las políticas y planes vigentes para el subsector eléctrico tales como la Política Energética 2013 – 2027, el Plan Nacional de Energía 2017 – 2032, el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 – 2032, la Política de Electrificación Rural 2019 – 2032, la Política Energética 2019 – 2050 y las propuestas recomendadas para el sector energía dentro de la Estrategia de Desarrollo con Bajas Emisiones de USAID. Del mismo modo se toman en consideración el Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 y las Contribuciones Determinadas a nivel Nacional en su calidad de compromisos internacionales.

El presente Plan de Expansión del Sistema de Generación tiene su fundamento en el artículo 15 BIS del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, conforme a lo establecido al Órgano Técnico Especializado.

Este documento consta de diez capítulos y fue elaborado con base a información proporcionada por los distintos agentes y participantes del subsector eléctrico, así como entes gubernamentales y privados. Los primeros cinco capítulos contienen el contexto técnico y económico del país, análisis del sistema de generación, la demanda histórica de la energía y potencia, el potencial de generación de energía eléctrica con el que cuenta el país, la cobertura eléctrica nacional, los precios históricos de la energía en valor presente y las emisiones de gases de efecto invernadero -GEI-, expresadas en toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente (Ton CO<sub>2</sub>e), que produce el parque de generación.

A partir del capítulo 6 se presentan las premisas de planificación y los escenarios planteados para poder dar cumplimiento a la política energética y a los compromisos adquiridos por parte del país, utilizando el software de optimización y despacho hidro-térmico, SDDP, evaluando cincuenta y cuatro escenarios de generación, mismos que revelan resultados interesantes para el subsector eléctrico.



# SECCIÓN 1

## PERSPECTIVA DE LOS PLANES 2020 - 2034

# 1. FUNDAMENTO LEGAL Y POLÍTICO EN GUATEMALA

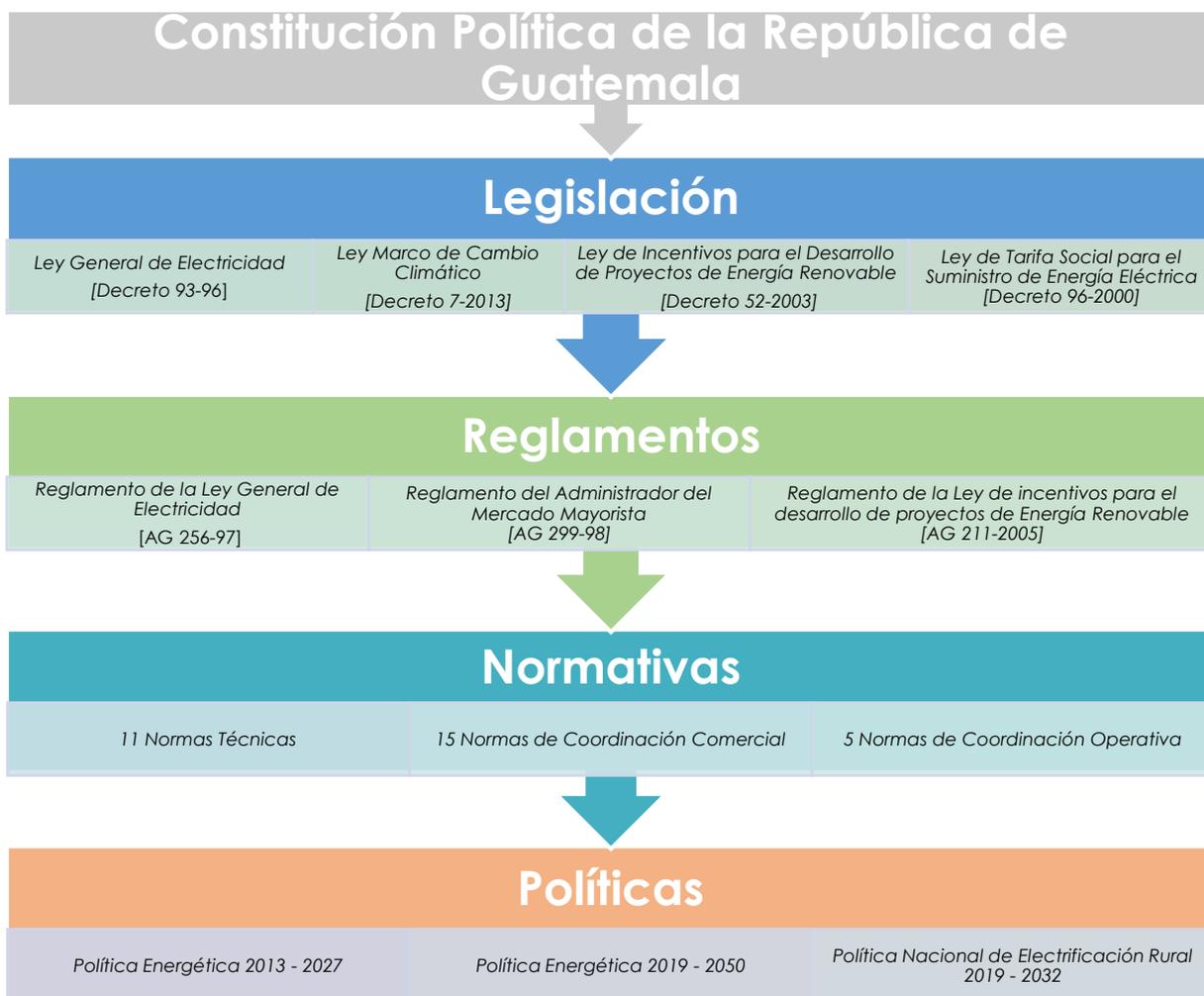
La reforma del Sector Eléctrico en Guatemala se inició con la emisión de su Marco Legal establecido en la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala) promulgada el 15 de noviembre de 1996; posteriormente se emitieron el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo 256-97 del 2 de abril de 1997) y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista –AMM- (Acuerdo 299-98 del 1 de junio de 1998).

A partir de esas fechas se han emitido Normas Técnicas de Transmisión y Distribución, Normas de Coordinación Comercial y Operativa y procedimientos técnicos que complementan el Marco Regulatorio.

## 1.1. MARCO LEGAL

El subsector eléctrico se encuentra organizado y operante bajo un marco político y jurídico compuesto por leyes, reglamentos, normas y políticas descritos en el siguiente esquema:

Ilustración 1: Marco jurídico del Subsector Eléctrico.



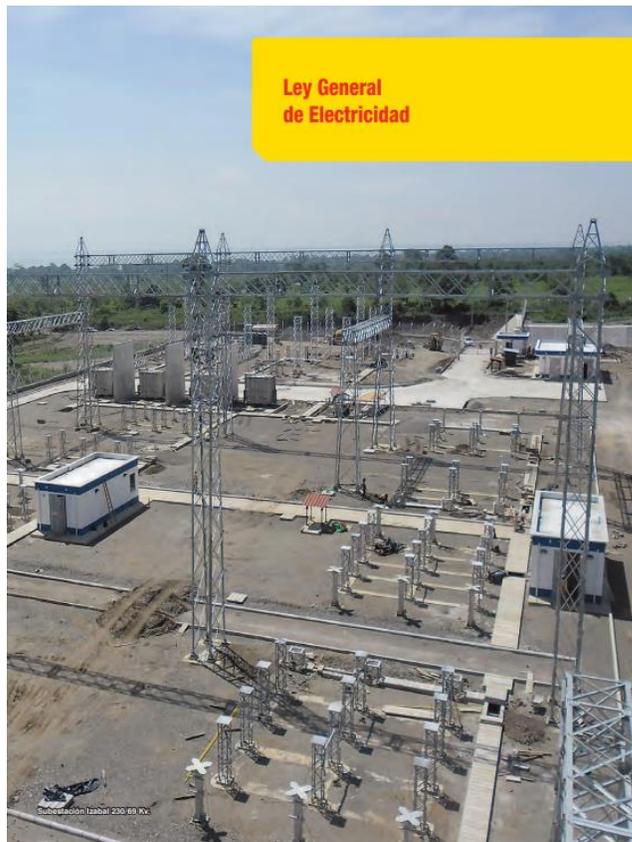
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

### 1.1.1. LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS

La Ley General de Electricidad fue aprobada por medio del Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, y fue implementada para el desarrollo y aseguramiento del sistema eléctrico nacional.

Esta ley establece los mecanismos que rigen y monitorean las actividades del mercado eléctrico, que está conformado por las actividades de generación, comercialización, transporte, distribución y consumo de electricidad.

*Ilustración 2: Portada de la Ley General de Electricidad.*



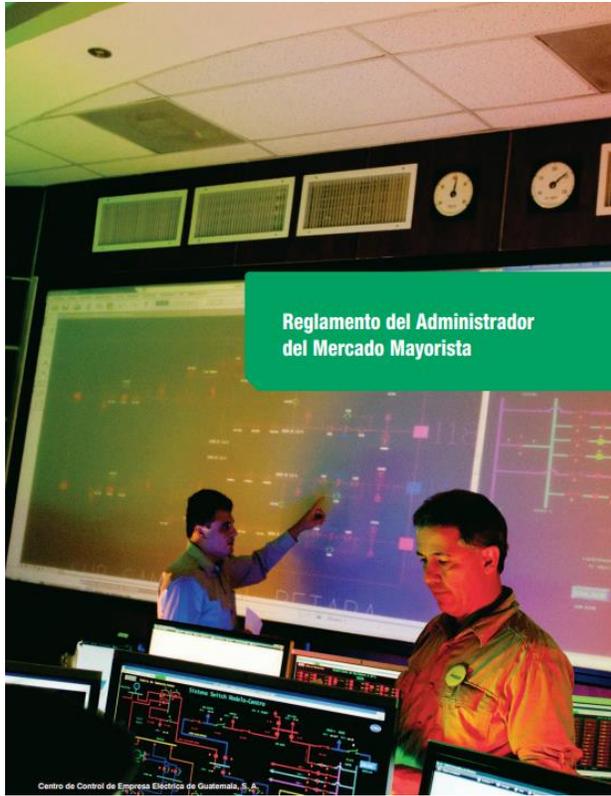
*Fuente: Ley General de Electricidad, CNEE.*

Mediante el Acuerdo Gubernativo No. 256-97, se oficializa el Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), atendiendo así al artículo 4 de las disposiciones transitorias de la Ley General de Electricidad. La finalidad del RLGE consiste en reglamentar las normas necesarias para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad.

Posteriormente, el Presidente de la República firma el Acuerdo Gubernativo No. 299-98, el cual permite la vigencia del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM), siendo este la respuesta en atención al artículo 38 del RLGE, donde se instruye al Ministerio de Energía y Minas elaborar el reglamento específico que regule el funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista.

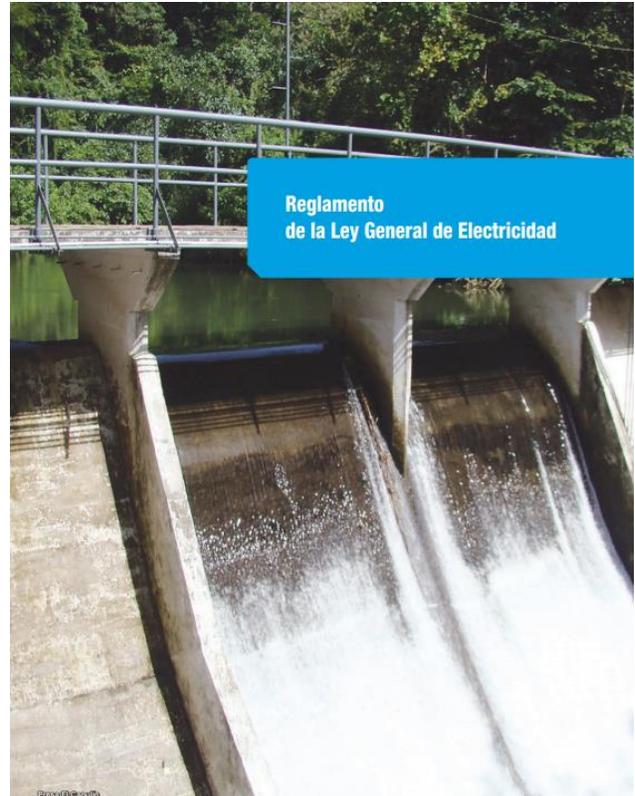
El artículo 15 Bis del RAMM, instruye el procedimiento respectivo para la elaboración del Plan de Expansión de Generación, debiendo ser elaborado a cada 2 años, con un horizonte de estudio mínimo de 10 años; siendo presentado al AMM y la CNEE antes del 30 de septiembre de cada año de elaboración, y publicado oficialmente por el MEM antes de finalizar la primera quincena de enero del año respectivo a su publicación.

Ilustración 3: Portada del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista



Fuente: Fuente: Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, CNEE.

Ilustración 4: Portada del Reglamento de la Ley General de Electricidad



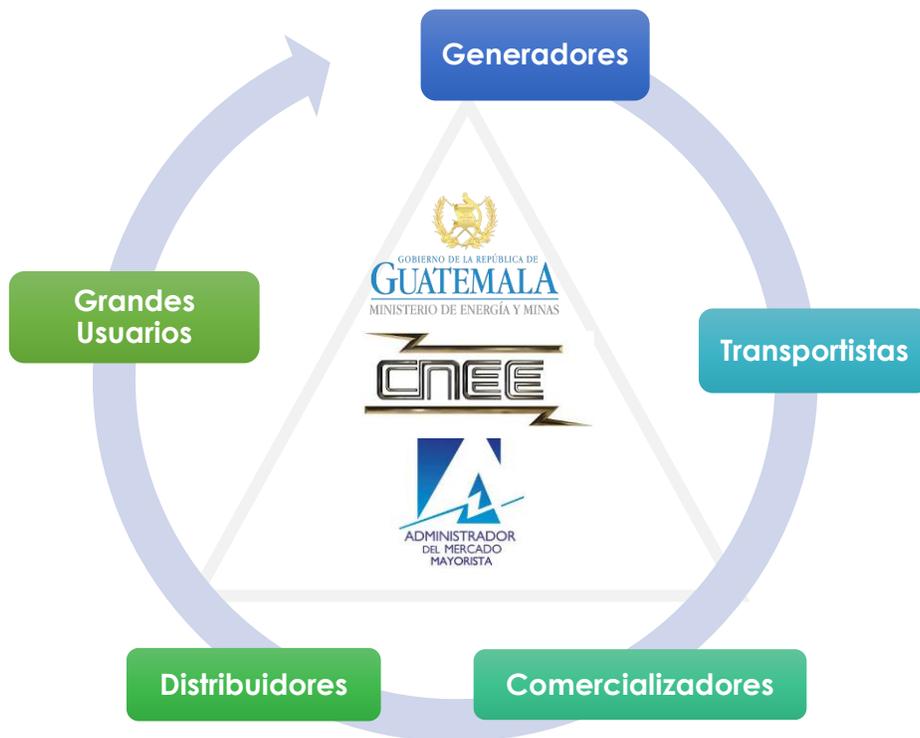
Fuente: Reglamento de la Ley General de Electricidad, CNEE.

## 1.2. MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

La Ilustración 5, expone a los agentes participantes dentro del subsector eléctrico nacional, en la esfera central se presenta al Ministerio de Energía y Minas, como ente rector; la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como ente regulador; el Administrador del Mercado Mayorista, como ente operador.

En los siguientes apartados se describen las funciones de cada ente citado.

*Ilustración 5: Agentes participantes en el subsector eléctrico.*



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

### 1.2.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Es el órgano del Estado responsable de aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. De igual forma, es el encargado de exponer y organizar las políticas, planes de estado y programas indicativos relativos al subsector eléctrico y al subsector de hidrocarburos, así como la explotación de los recursos mineros.

El Ministerio, en el subsector eléctrico, dentro de sus funciones está:

- ✓ Otorgar autorizaciones para uso de bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte y distribución final de electricidad.

- ✓ Elaboración de informes de evaluación socioeconómica, que es un requisito indispensable para que se pueda gestionar el financiamiento parcial o total de proyectos de electrificación rural, de las instituciones que ejecutan los proyectos anteriormente citados.
- ✓ Inscripción y actualización de Grandes Usuarios y Agentes del Mercado Mayorista.
- ✓ La promoción del desarrollo de proyectos de energía renovable y calificar proyectos de fuentes renovables de energía, al amparo de la ley de incentivos.

### 1.2.2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada por la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996, como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones descritas en el artículo 4:

- ✓ Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- ✓ Definir las tarifas de transmisión y distribución, de acuerdo con la Ley General de Electricidad, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- ✓ Arbitrar las controversias entre los agentes del subsector eléctrico actuando como mediador entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo.
- ✓ Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas, así como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo con lo establecido en la ley y su reglamento.

### 1.2.3. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista, cuyas funciones principales son:

- ✓ La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- ✓ Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre sus agentes, cuando estas no corresponden a contratos de largo plazo libremente pactados.
- ✓ Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país, así como la de crear las disposiciones generales para la operación de los agentes del mercado mayorista.

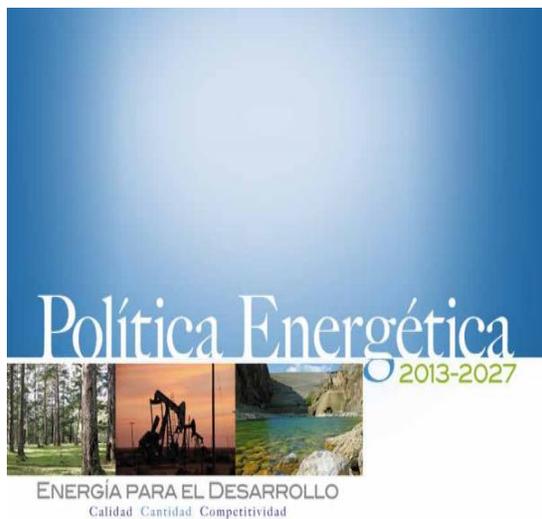
### 1.3. MARCO POLÍTICO Y SOCIOAMBIENTAL

Los planes y políticas formuladas dentro del sector energético en general responden a la promoción de acciones que busquen el desarrollo nacional con bajas emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), cumpliendo de esta forma con los compromisos internacionales adquiridos sobre la mitigación del cambio climático a nivel mundial.

Los factores de emisiones de GEI producidos por las actividades de generación, transporte, y distribución de energía eléctrica dentro del S.N.I, son calculados anualmente con base en la contabilización de los combustibles utilizados y los factores de pérdidas de energía eléctrica de las redes de transmisión y distribución.

#### 1.3.1. POLÍTICA ENERGÉTICA 2013–2027

Ilustración 6: Portada de la Política Energética 2013 - 2027



En respuesta al artículo 3 de la Ley General de Electricidad, el 15 de febrero del año 2013, mediante el Acuerdo Gubernativo 80-2013, se hace oficial la Política Energética 2013-2027, los esfuerzos de esta se centran en fortalecer las condiciones del país para que sea más competitivo, eficiente y sostenible en el uso y aprovechamiento de los recursos, dirigido hacia la conservación de las reservas estratégicas nacionales, la satisfacción de necesidades y el desarrollo tecnológico.

Fuente: Política Energética 2013 – 2027, MEM.

Además, el impulso de espacios de diálogo interinstitucional que permitan diligenciar en el marco democrático las iniciativas de desarrollo social y económico, con lo cual se pretende garantizar una visión integral en su implementación, seguimiento y evaluación, además priorizando el uso de energías limpias, amigables con el medio ambiente para el consumo nacional.

Para poder cumplir con el objetivo general de la Política se han considerado y detallado las líneas de injerencia, las cuales orientarán el accionar del MEM y de las instituciones públicas relacionadas al sector. Las mismas se listan a continuación.

Ilustración 7: Ejes de la Política Energética 2013 2027.



Fuente: Política Energética 2013 – 2027, MEM.

Para efectos del presente plan, se toman en consideración los objetivos, acciones y metas formulados dentro del primer eje "Seguridad y Abastecimiento de electricidad a precios competitivos", y del cuarto eje "Ahorro y uso eficiente de la energía".

### 1.3.2. POLÍTICA ENERGÉTICA 2019-2050

Ilustración 8: Portada de la Política Energética 2019 – 2050.

En respuesta al artículo 3 de la Ley La Política Energética 2019 – 2050 presenta la ratificación de las metas en proceso de cumplimiento de la política energética 2013 – 2027, así como la formulación de nuevos objetivos y metas sectoriales que deben ser desarrollados por el Ministerio.

Fuente: Política Energética 2019 – 2050, MEM

La estructura de esta política ha sido formulada de la siguiente forma:

Tabla 1: Composición de sectores de consumo y ejes transversales, Política Energética 2019 - 2050.

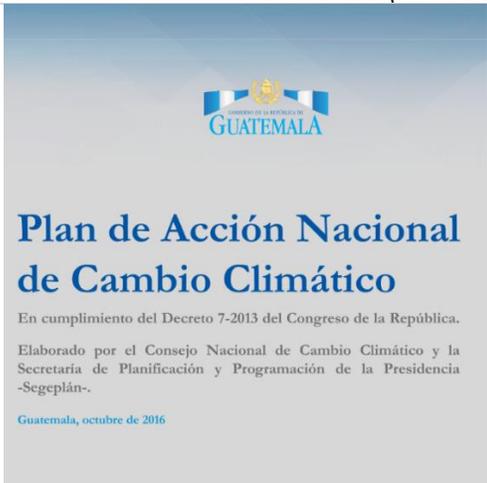
Sectores de consumo	Ejes Transversales				
Residencial	Abastecimiento y Uso final de electricidad	Abastecimiento y Uso final de combustibles	Eficiencia Energética	Desarrollo Sostenible	Consumo de Leña
Industria					
Movilidad y Transporte					
Comercio, Servicios e Institucionalidad					
Industria Energética					

Fuente: Elaboración propia, con información de Política Energética 2019 – 2050, MEM.

Es importante resaltar que esta Política cuenta con un total de 66 acciones propiciadas en la matriz de sectores de consumo (filas) y ejes transversales (columnas).

### 1.3.3. PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO (PANCC)

Ilustración 9: Portada del Plan de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC).

	<p>Durante el año 2016, el Consejo Nacional de Cambio Climático (CNCC) y la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia de la República de Guatemala (SEGEPLAN), dan cumplimiento al artículo 11 de la Ley Marco para Regular la Reducción de la Vulnerabilidad, la Adaptación Obligatoria Ante los Efectos del Cambio Climático y la Mitigación de Gases de Efecto Invernadero, la cual es avalada mediante el Decreto 7-2013 del Congreso de la República; en dicho artículo se instruye a las instituciones citadas a elaborar un Plan de Acción Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático.</p>
<p>Fuente: Plan de Acción Nacional de Cambio Climático.</p>	

Para la elaboración del Plan, cada una de las entidades que conforman la CNCC, desarrollaron los temas y ejes de acción concernientes a su cartera de responsabilidades; el Ministerio de Energía y Minas tuvo a bien, desarrollar la sección referente a energía.

Dentro de la sección energía, se consideraron cinco tópicos principales:

- ✓ Transporte
- ✓ Industria Energética.

- ✓ Industria Manufacturera y de la construcción
- ✓ Residencial y comercial
- ✓ Esfuerzos a nivel de país

Del subsector industria energética, se toma en consideración el resultado 1: Emisiones de dióxido de carbono equivalente por megavatio generado ( $tCO_2/MW$ ) reducidas<sup>1</sup>. Para el indicador de resultado "MW generados con energía renovable y no renovable", se presenta la meta "Aumentar el porcentaje de energía renovable de la matriz de generación de energía eléctrica", siendo la acción para tomar en cuenta por el Plan Indicativo de Generación 2020 – 2034: "Priorizar la generación de energía renovable según lo establecido en la Política Energética".

### 1.3.4. AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible con sus 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), la cual fue aprobada en septiembre de 2015 por la Asamblea General de las Naciones Unidas, establece una visión transformadora hacia la sostenibilidad económica, social y ambiental de los 193 Estados Miembros, en la cual Guatemala pertenece. Concretamente en el ODS 7 "Energía asequible y no contaminante" determina que la energía sostenible es una oportunidad, que transforma vidas, economías y el planeta.

Por lo que, en Guatemala, la falta de acceso al suministro de energía en algunas regiones es un obstáculo para el desarrollo humano y económico; razón por la cual, si en los hogares no se tuviera el acceso a la energía eléctrica, se tendría un gran atraso en cuanto a desarrollo.

Tomando las consideraciones indicadas en el ODS 7, la energía se puede generar de diversas formas, pero lo recomendable es utilizar responsable y conscientemente los recursos renovables, para reducir los impactos al cambio climático; ya que si se genera energía a través de la quema de combustibles con alto contenido en carbono, se producen altas cantidades de gases de efecto invernadero (GEI), que favorecen al cambio climático y tienen efectos nocivos para el bienestar de la población y el medio ambiente.

Ilustración 10: Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, PNUD.



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

<sup>1</sup> Plan de Acción Nacional de Cambio Climático, página 119.

### 1.3.5. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO K'ATUN NUESTRA GUATEMALA 2032

Ilustración 11: Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032.



Fuente: Secretaria de Planificación Y Programación de la Presidencia-SEGEPLAN-.

El Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032, propone una visión común de país, con confianza en un futuro diferente y mejor, en la cual considera mejorar la calidad de vida de los habitantes prestando de manera eficiente los servicios básicos, dentro de los cuales se toma en cuenta la energía, y que dicho servicio tengan buena calidad, y que ayude a contribuir con el desarrollo en el país.

Se establece que la energía es un componente central de sostenibilidad del desarrollo del país dentro los próximos veinte años.

Por lo que para el año 2032, se consideran que las acciones establecidas del Estado en el tema energético a través de políticas de gobierno serán concebidas en el contexto de propuestas integrales de desarrollo para la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables, está relacionada con las dimensiones sociales, económicas y ambientales del desarrollo de medios de vidas sostenibles.

### 1.3.6. ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO CON BAJAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

La Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional -USAID-, formuló un proyecto conocido como Estrategia Nacional de Desarrollo con Bajas Emisiones de GEI, el cual se ha elaborado con la coordinación de múltiples organizaciones gubernamentales, con el objetivo principal de crear múltiples opciones de políticas públicas que contribuyan con la mitigación de GEI. Durante cada sesión de trabajo, se tomó en consideración la opinión de los diversos actores invitados a las mesas que tocaban tópicos específicos, entre los cuales se citan los siguientes: energía, agricultura y ganadería, transporte, desarrollo urbano, desechos, industria y bosques.

Se han presentado oficialmente 11 propuestas de políticas públicas que promueven la mitigación de GEI, en el sector energía.

Tabla 2: Propuestas de políticas públicas para el sector energía.

<p><b>DESARROLLO CON BAJAS EMISIONES [ENERGÍA]</b></p> 	INCREMENTAR EL POTENCIAL DE LAS HIDROELÉCTRICAS EXISTENTES
	INCREMENTAR LA GENERACIÓN SOLAR
	INCREMENTAR LA GENERACIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA
	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS A TRAVÉS DE ENERGÍA RENOVABLE
	DESARROLLO DE MINI Y MICRO HIDROELÉCTRICAS
	EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EDIFICACIONES EXISTENTES
	ESTÁNDARES DE ETIQUETADO PARA ELECTRODOMÉSTICOS
	AUDITORÍAS ENERGÉTICAS
	ESTUFAS DE BAJO CONSUMO DE LEÑA
	CAMBIO A TECNOLOGÍA LED DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO
	EFICIENCIA ENERGÉTICA EN NUEVAS CONSTRUCCIONES

Fuente: Elaboración propia, con información de la Estrategia Nacional de Desarrollo con Bajas Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. USAID.

## 2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

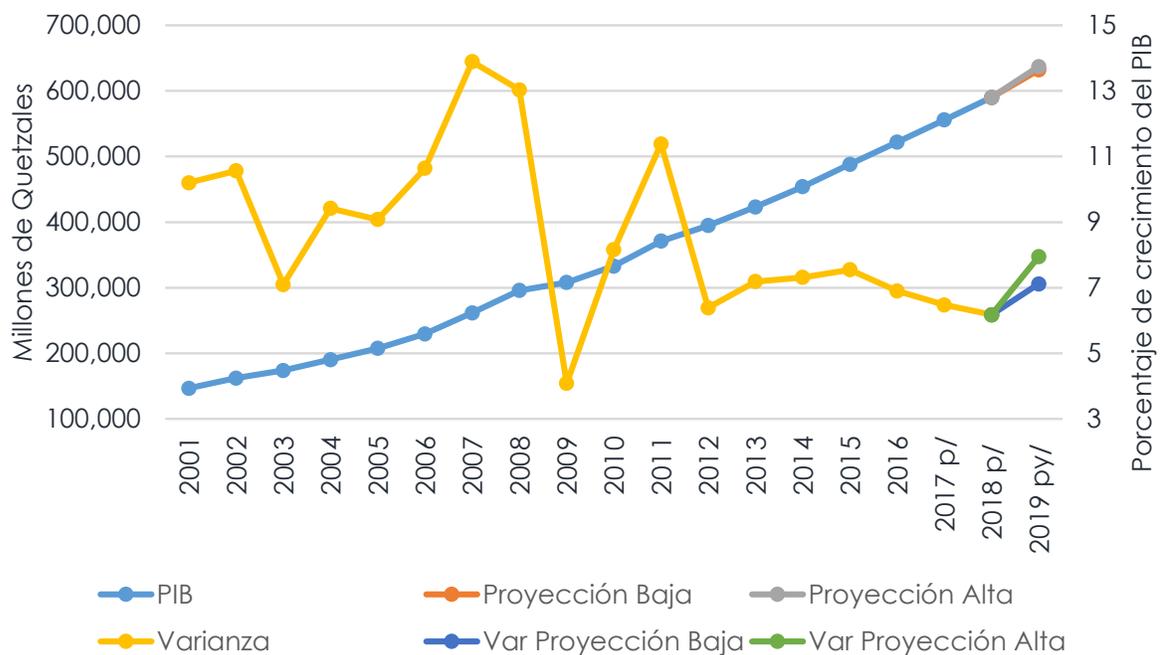
Guatemala ha conseguido avances en estabilidad macroeconómica y en la consolidación democrática luego de una cruenta guerra de 36 años. A partir de la Firma de los Acuerdos de Paz en 1996, ha mejorado, además, su acceso a mercados extranjeros a través de diversos acuerdos comerciales. Las actividades de producción y circulación económica en Guatemala se concentran fuertemente en el sector agricultura, comercio y servicios.

### 2.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO

Según el Banco de Guatemala, para el año 2018 se tuvo un producto interno bruto (PIB) estimado en 589,959.8 millones de quetzales a precios de ese año, reflejando un crecimiento del 6.2% respecto del año anterior. Para el año 2019, se proyectan dos escenarios para moneda corriente:

- ✓ Proyección para escenario de crecimiento alto: 7.9%
- ✓ Proyección para escenario de crecimiento bajo: 7.1%

Gráfica 1: Producto interno bruto, a valores nominales.

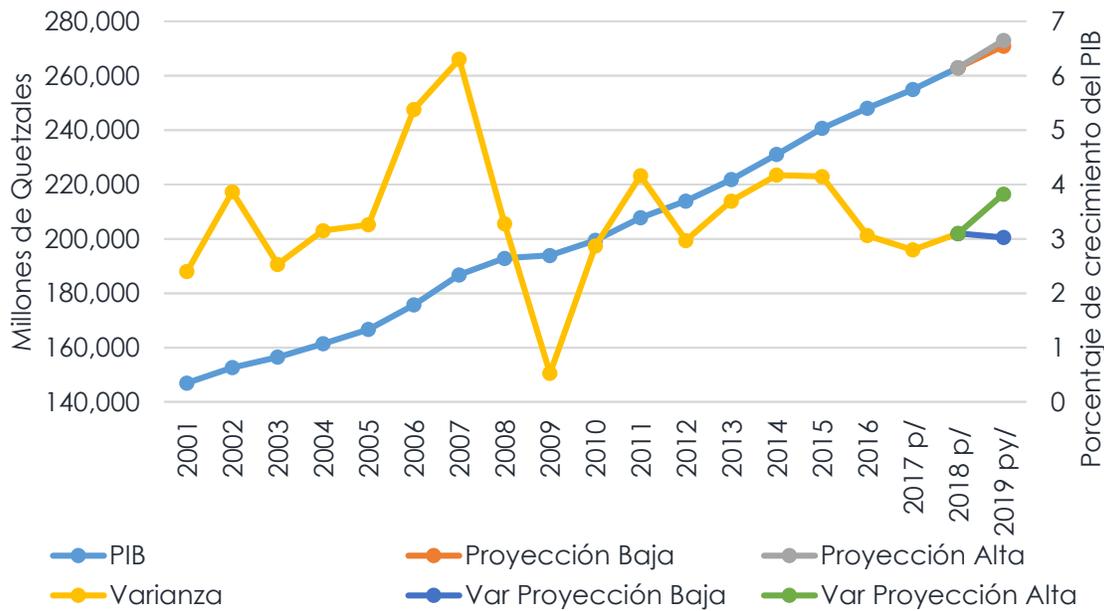


Fuente: Banco de Guatemala, [www.banquat.gob.gt](http://www.banquat.gob.gt)

Para comparar el crecimiento económico tomando como referencia el precio del quetzal en 2001, para el año 2018 se tuvo un PIB estimado de 262,998.2 millones de quetzales a precios de 2001, con un crecimiento de 3.1% respecto al año anterior. Para los precios de moneda constante, se proyectan dos escenarios:

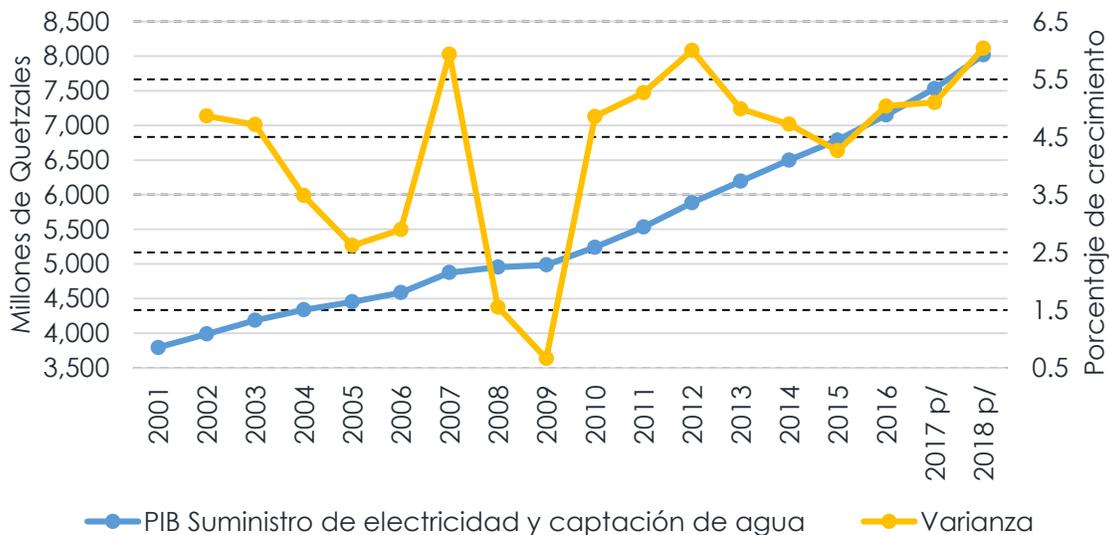
- ✓ Proyección para escenario de crecimiento alto: 3.8%
- ✓ Proyección para escenario de crecimiento bajo: 3.0%

Gráfica 2: Producto interno bruto, a precios de 2001.



Fuente: Banco de Guatemala, [www.banquat.gob.gt](http://www.banquat.gob.gt)

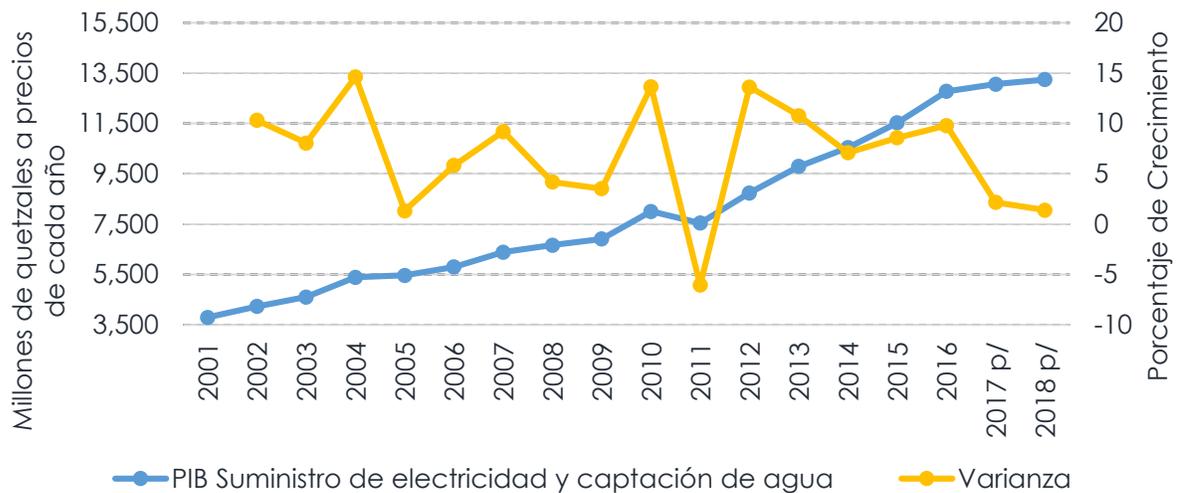
Gráfica 3. PIB a precios de 2001, del sector de suministro de electricidad y agua.



Fuente: Banco de Guatemala, [www.banquat.gob.gt](http://www.banquat.gob.gt)

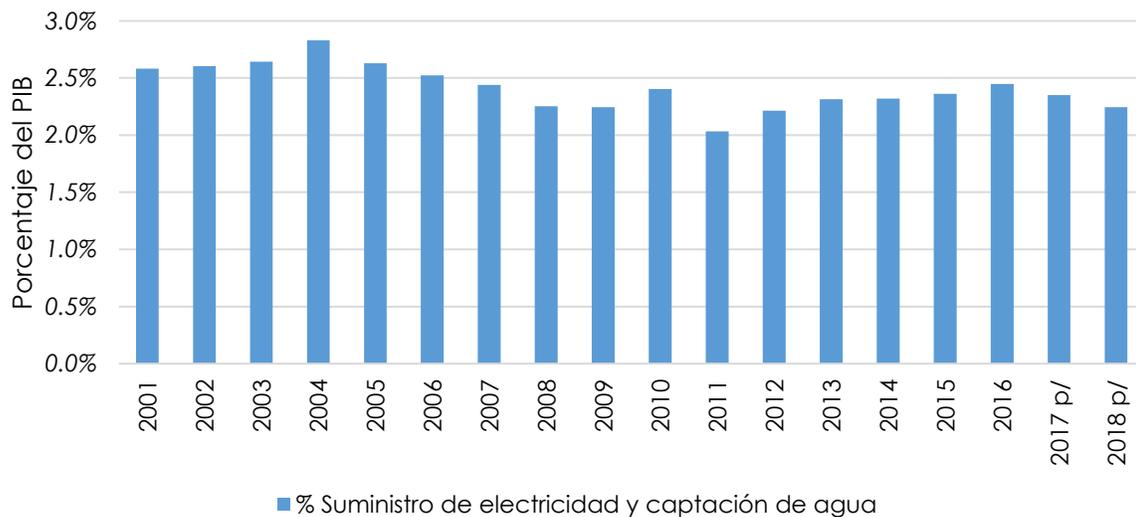
Al analizar el PIB por actividad de producción, el crecimiento del sector de suministro de electricidad y agua se mantiene en el 2018, con un valor estimado de 8,017.2 millones de quetzales a precios de 2001, siendo éste un crecimiento del 6.04%, respecto del año anterior. A precios de cada año, el crecimiento del sector de suministro de electricidad y agua en 2018 se estima en 13,244.3 millones de quetzales, con un crecimiento del 1.38% respecto del año anterior

Gráfica 4: PIB valores nominales, del sector de suministro de electricidad y agua.



Fuente: Banco de Guatemala, [www.banguat.gob.gt](http://www.banguat.gob.gt)

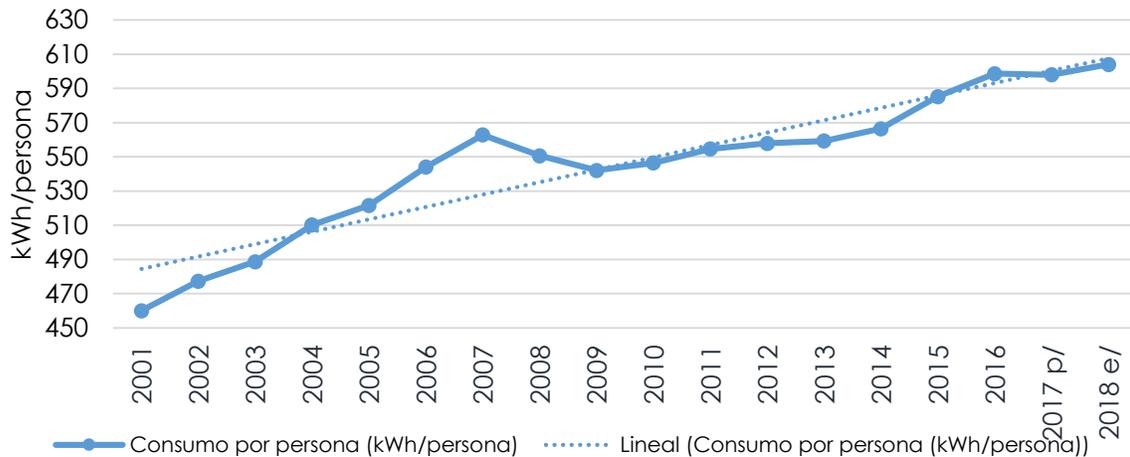
Gráfica 5: Porcentaje de participación en el PIB de Guatemala.



Fuente: Banco de Guatemala, [www.banguat.gob.gt](http://www.banguat.gob.gt)

La participación de este sector en el PIB global de la nación disminuyó ligeramente en 2018, a un 2.24%, tomando en cuenta el PIB a precios de cada año. Esta disminución en la participación se debe al incremento en la participación de otras actividades económicas, en especial del sector de construcción y servicios. La participación de la industria energética encargada del suministro de electricidad en la economía impacta indirectamente en la producción industrial de otros bienes y servicios, por lo que se espera mantener una participación cercana al 2.5% en 2019.

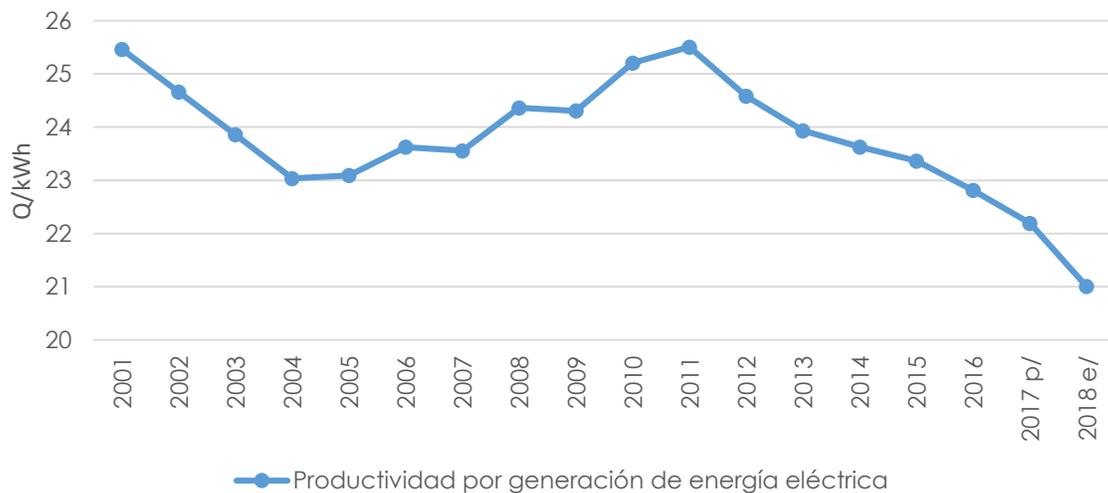
Gráfica 6: Consumo de energía eléctrica per cápita.



Fuente: AMM, INE, MEM.

La estimación del consumo de energía eléctrica por persona, la Gráfica 6, es un indicador anual resultado de relacionar la demanda de electricidad con la población de Guatemala, siendo para Guatemala un crecimiento constante desde 2001. Para 2018, se estima en 604.02 kWh/persona.

Gráfica 7: Productividad por generación de energía eléctrica.



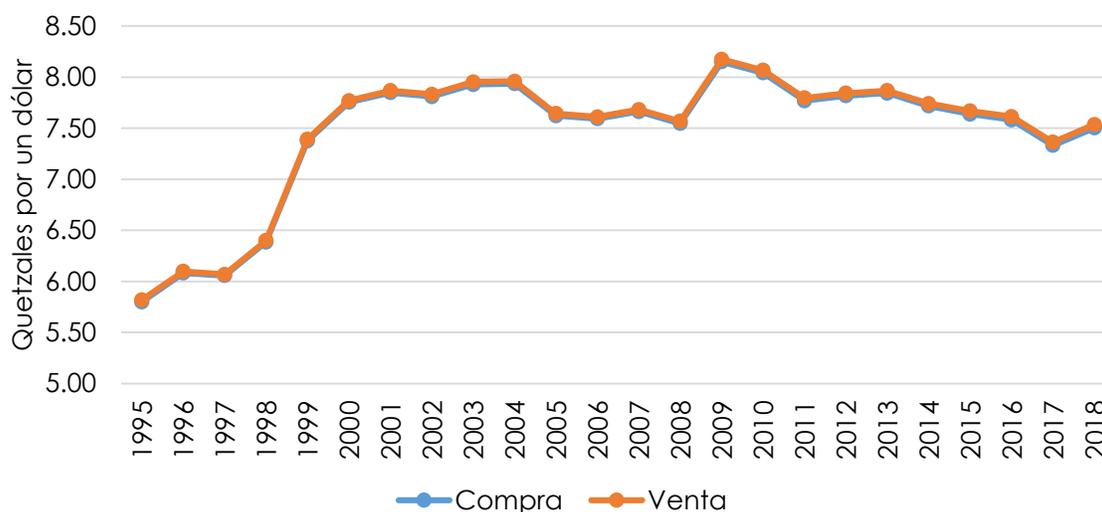
Fuente: AMM, BANGUAT, MEM.

La productividad por generación eléctrica estima la participación en el producto interno bruto con moneda constante, a precios de 2001, de cada kWh generado en el país, siendo para 2018 un estimado de 21 quetzales por kWh. Esto significa que se produjo un menor impacto económico por cada kWh generado en 2018 comparado con 2017.

## 2.2. TIPO DE CAMBIO

En la Gráfica 8, se muestra el comportamiento que ha tenido el tipo de cambio del quetzal ante el dólar, y se puede ver que se ha mantenido en niveles estables, a excepción del período 2008 al 2009 debido a la crisis económica mundial. Recientemente la devaluación del dólar del año 2017 involucró la política monetaria y fiscal adoptada por los Estados Unidos; sin embargo, al considerar los intereses del sector exportador guatemalteco, el Banco de Guatemala adoptó políticas monetarias y cambiarias que permitieron estabilizar el tipo de cambio alrededor de 7.5 quetzales por cada dólar comprado en 2018 (cambiarlo en moneda corriente).

Gráfica 8: Tipo de Cambio del Quetzal ante el Dólar (Período 1995-2018), a valores nominales.

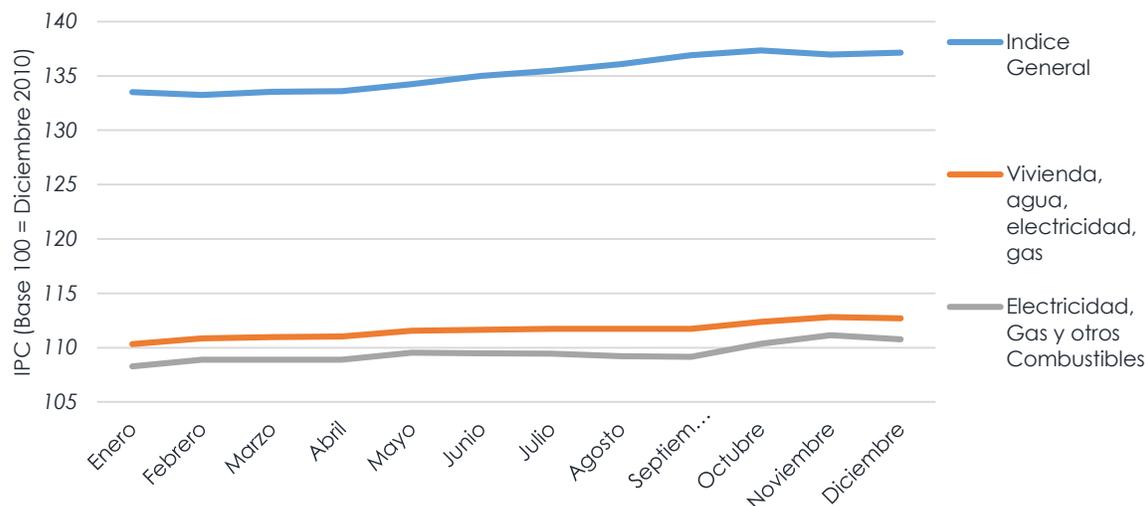


Fuente: Banco de Guatemala, [www.banguat.gob.gt](http://www.banguat.gob.gt).

## 2.3. ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR -IPC-

El Instituto Nacional de Estadística publica de forma mensual el IPC con base 100 tomada como referencia en diciembre de 2010. Hasta el mes de diciembre 2018, de forma general se tuvo un crecimiento de 3.63 puntos respecto a enero 2018, en el subsector de electricidad, gas y otros combustibles el crecimiento fue de 2.48 puntos. Las incidencias positivas representan un incremento en el precio respecto al período anterior, esto puede ser de forma mensual o anual.

Gráfica 9: Índice de precios al consumidor de electricidad, gas y otros combustibles 2018.



Fuente: Según datos del INE, [www.ine.gob.gt](http://www.ine.gob.gt).

Otro dato interesante que presenta el Instituto Nacional de Estadística –INE- hasta el mes de diciembre de 2018, es el porcentaje de la división del gasto de los guatemaltecos. El gasto para los servicios de vivienda, agua, electricidad, gas y otros combustibles se encuentra en segundo lugar con un 12.61% después de alimentos y bebidas no alcohólicas, tal y como lo da a conocer la siguiente tabla.

Tabla 3: Distribución del gasto.

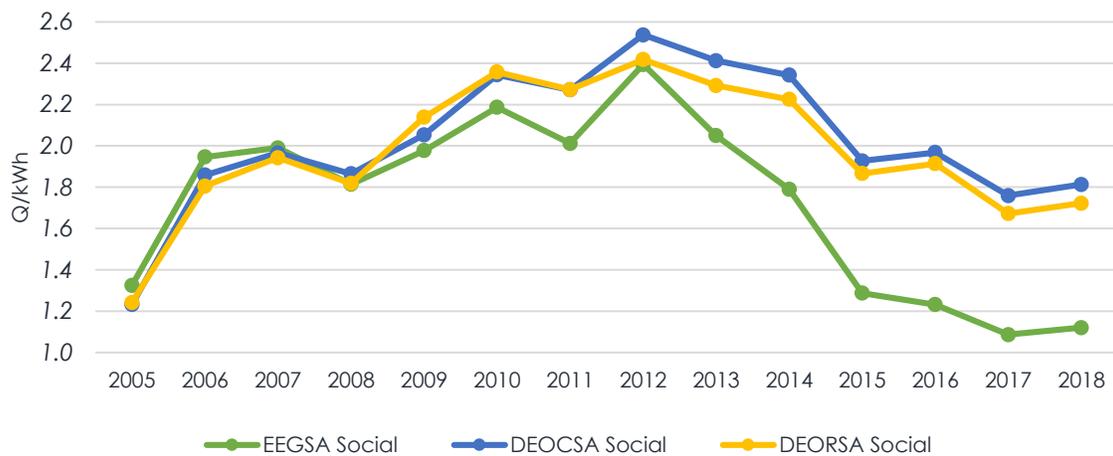
Descripción	Valor Porcentual
Alimentos y Bebidas No Alcohólicas	28.75
Bebidas Alcohólicas y Tabaco	0.28
Prendas de Vestir y Calzado	7.41
Vivienda, Agua, Electricidad, Gas y otros combustibles	12.61
Muebles, artículos para el hogar	5.43
Salud	4.22
Transporte	10.43
Comunicaciones	5.15
Recreación y Cultura	5.62
Educación	3.72
Restaurantes y Hoteles	9.24
Bienes y Servicios Diversos	7.16

Fuente: Según datos del INE, [www.ine.gob.gt](http://www.ine.gob.gt)

## 2.4. COSTO DE LA FACTURA ELÉCTRICA

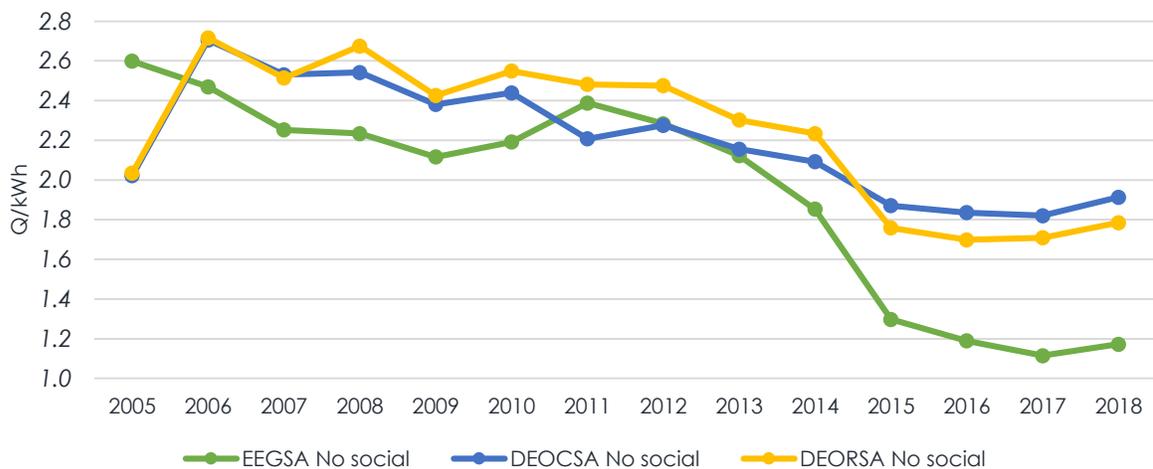
Los precios de la energía en Guatemala se definen según el nivel de voltaje y potencia de distribución que recibe el usuario final. Adicionalmente, las tarifas para los usuarios finales conectados a la red de distribución están divididas en tarifa social y tarifa no social, estas varían de acuerdo con el consumo mensual del usuario final. A continuación, se muestra el comportamiento de la evolución de la tarifa social y no social por distribuidora. Estos precios se encuentran trasladados a valor presente para obtener un parámetro de referencia que permita la comparación de precios con años anteriores.

Gráfica 10: Evolución de la Tarifa Social a valores constantes.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

Gráfica 11: Evolución de la Tarifa No Social a valores constantes.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

La Gráfica 10, representa la evolución de la Tarifa Social para las tres distribuidoras de energía eléctrica más grandes que operan en el país; al hacer un análisis sobre los precios para cada una trasladando sus montos al valor presente neto, se observa que se ha mantenido una constante disminución desde el año 2012 hasta la actualidad.

La Gráfica 11, representa la evolución del costo de la Tarifa No Social trasladada al valor presente neto, al igual que en la Tarifa Social, se observa un importante decrecimiento en el monto global para cada distribuidora; esto sigue siendo un importante beneficio para los consumidores de energía eléctrica con valores inferiores a los 300 kWh/mes.

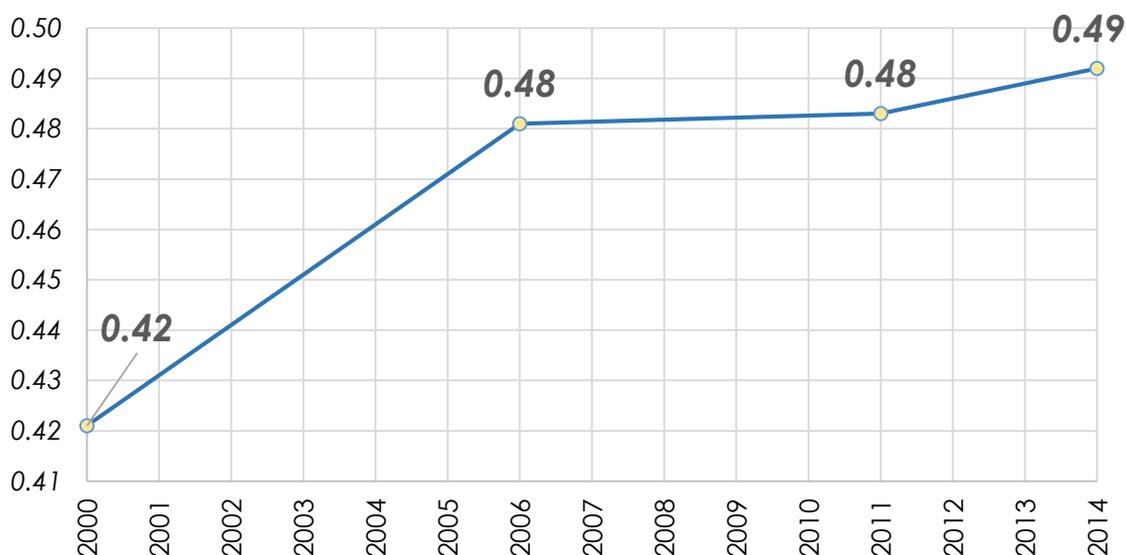
### 3. CARACTERÍSTICAS SOCIOECONÓMICAS

Con base en los resultados del Censo Nacional 2018, en Guatemala existen 14 millones 901 mil 286 habitantes, para los cuales se cuenta con un PIB per cápita de 4,534.80 USD en moneda corriente al año 2019; a continuación, se presentan más detalles sobre las características socioeconómicas que describen el contexto nacional.

#### 3.1. ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO

El índice de desarrollo humano se define dentro de tres dimensiones básicas: salud, educación e ingresos. Se basa en la medición del desarrollo en función del aumento de oportunidades para el desarrollo humano. Para Guatemala el Índice de Desarrollo Humano se incrementó en 17% del año 2000 al 2014, no obstante, del año 2011 al 2014 aumentó en solamente en 2%, el mayor aumento se da entre los años 2000 y 2006 con un incremento de aproximadamente el 14%. La evolución del índice de desarrollo humano puede apreciarse en la Gráfica 12.

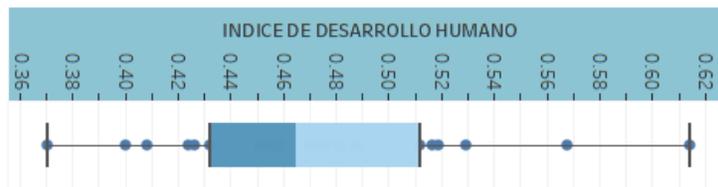
Gráfica 12: Índice de Desarrollo Humano.



Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

Con el apoyo del diagrama de caja de la Ilustración 12, es posible observar que el 25% de los departamentos con mayor IDH se encuentran por encima de 0.5115, además puede inferirse que un 50% de los departamentos tiene un IDH inferior al 0.4641 y que el 25% de los departamentos con menores índices se encuentran por debajo de un IDH de 0.4318.

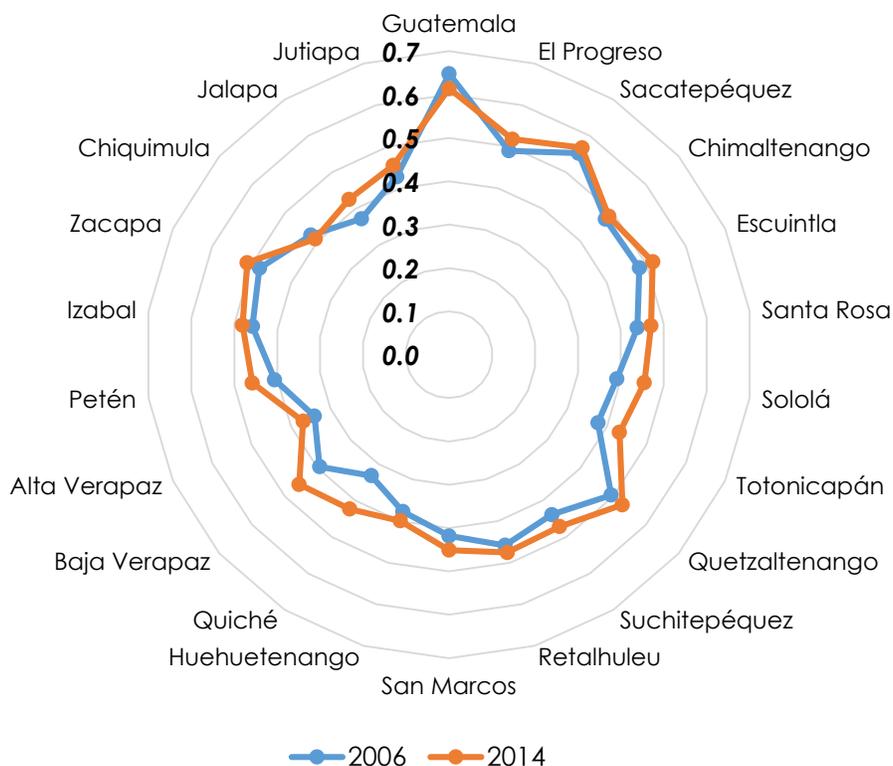
Ilustración 12: Distribución del índice de desarrollo humano.



Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

En la Gráfica 13, se presentan los índices de desarrollo humano desglosados por departamento para el año 2006 y 2014. En esta gráfica puede apreciarse la evolución del IDH de cada departamento, se observa que Guatemala es el departamento que posee el mayor IDH tanto para el año 2006 como para el año 2014, en el otro extremo para el año 2014 Alta Verapaz posee el menor Índice de Desarrollo Humano.

Gráfica 13: Índice de desarrollo humano departamental.



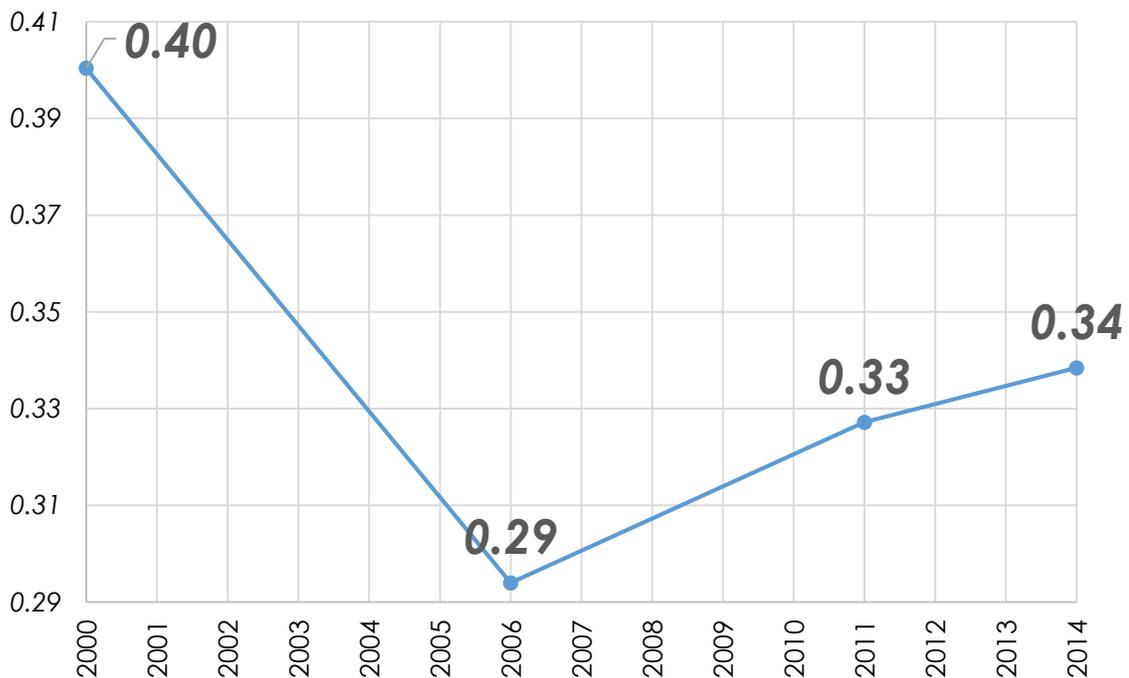
Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

### 3.2. ÍNDICE DE POBREZA MULTIDIMENSIONAL

El índice de pobreza multidimensional es un indicador elaborado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Este índice es un reflejo de las condiciones de pobreza compuesto por distintas aristas, ponderadas de acuerdo con su impacto en la calidad de vida de las personas. Este índice es una composición de 10 parámetros: Años de Escolarización, Niños Escolarizados, Mortalidad infantil, nutrición, electricidad, saneamiento, agua potable, suelo, combustible de hogar y bienes. La falta de acceso al suministro eléctrico contribuye en 0.055 al índice de pobreza multidimensional.

La Gráfica 14, muestra el desarrollo del índice de pobreza multidimensional de Guatemala, el último estimativo realizado presentó un IPM de país del 0.338.

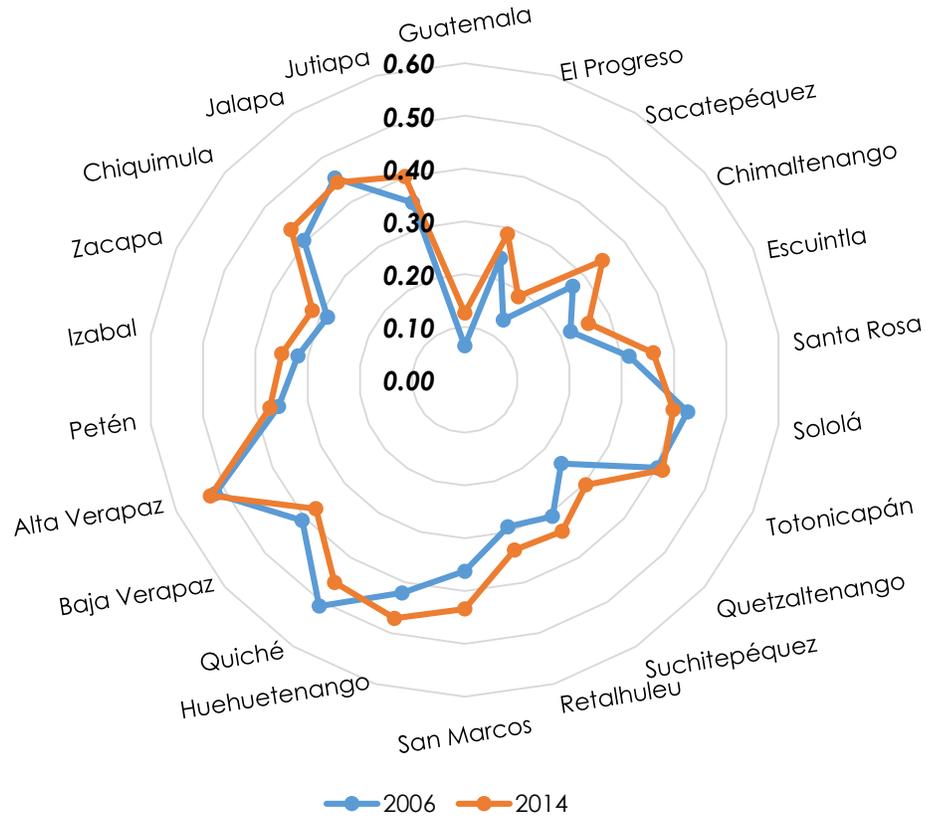
Gráfica 14: Índice de pobreza multidimensional.



Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

En la Gráfica 15, se presentan los índices de Pobreza Multidimensional para cada departamento, de la cual se puede inferir rápidamente que el Departamento de Guatemala posee el menor índice (0.127) mientras que Alta Verapaz presenta el mayor índice de pobreza multidimensional (0.529).

Gráfica 15: Índice de pobreza multidimensional por departamento.



Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

De forma general, el acceso a la energía eléctrica tiene una influencia transversal sobre las dimensiones básicas de desarrollo humano de un país. El acceso al suministro eléctrico permite contar con instalaciones hospitalarias cercanas, acceso a servicios de saneamiento y agua; acceso tecnológico en aplicaciones de educación y el desarrollo económico facilitando una mejora en la productividad y por tanto una mejora en los ingresos y oportunidades laborales. Lo expuesto denota la importancia del acceso al servicio de energía eléctrica en la calidad de vida de los habitantes del país y la necesidad por brindar el acceso a la energía eléctrica a los habitantes de la nación.

### 3.3. ACCESO A LA ELECTRICIDAD

Recientemente se ha hecho la publicación oficial del Censo Nacional 2018, en el cual ha sido posible observar la cantidad de usuarios electrificados hasta el momento del censo; para el detalle de esta información, se contabiliza la cantidad de usuarios que utilizan la red de energía eléctrica, así como paneles solares o turbinas eólicas para generación de energía eléctrica y así contar con servicio de alumbrado.

Tabla 4: Usuarios con acceso a electricidad por departamento al año 2018.

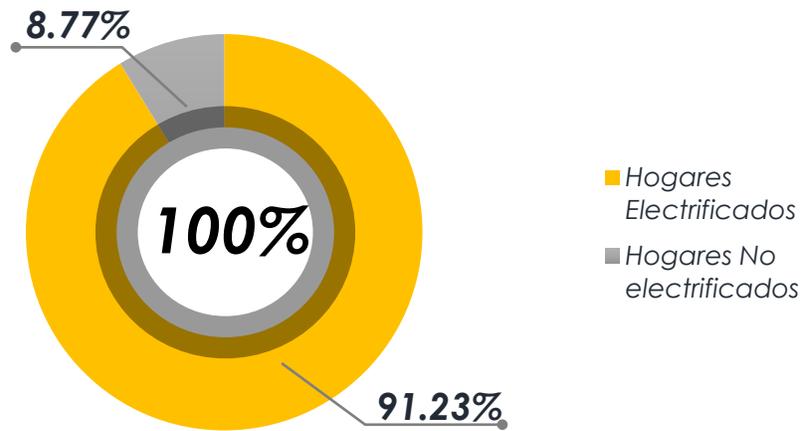
Departamento	Total de Hogares	Hogares Electrificados	% Usuarios Electrificados
Alta Verapaz	228,446	147,594	64.61%
Chiquimula	90,917	75,747	83.31%
Baja Verapaz	68,003	57,233	84.16%
Petén	124,650	104,929	84.18%
Izabal	94,786	81,417	85.90%
Quiché	170,442	146,621	86.02%
Huehuetenango	226,029	195,500	86.49%
Jalapa	73,468	65,068	88.57%
Zacapa	59,432	54,045	90.94%
San Marcos	203,694	187,805	92.20%
Jutiapa	116,767	107,744	92.27%
Santa Rosa	98,292	91,066	92.65%
El Progreso	44,213	41,466	93.79%
Suchitupéquez	124,226	116,733	93.97%
Retalhuleu	73,712	69,343	94.07%
Totonicapán	77,530	73,573	94.90%
Sololá	85,607	81,499	95.20%
Quetzaltenango	174,830	167,988	96.09%
Chimaltenango	126,803	122,031	96.24%
Escuintla	184,274	178,444	96.84%
Sacatepéquez	76,967	76,230	99.04%
Guatemala	752,843	746,417	99.15%
<b>Total</b>	<b>3,275,931</b>	<b>2,988,493</b>	<b>91.23%</b>

Fuente: Elaboración UPEM, con información del Cuadro B4 del Censo Nacional 2018, INE.

En la Tabla 4, se observa la cantidad de hogares electrificados y registrados por medio del Censo 2018; el departamento de Guatemala representa la mayor cobertura eléctrica con un valor total de 99.15%. Es importante hacer mención que la información representada aquí no refleja la cantidad de usuarios con capacidad de acceso a la red eléctrica.

La Gráfica 16, representa la relación de hogares con acceso a electricidad y hogares sin acceso a electricidad contabilizados durante el Censo Nacional 2018; esta información representa el índice de acceso a electricidad actual (91.23%).

Gráfica 16: Relación de hogares con acceso a electricidad en la República, al año 2018.

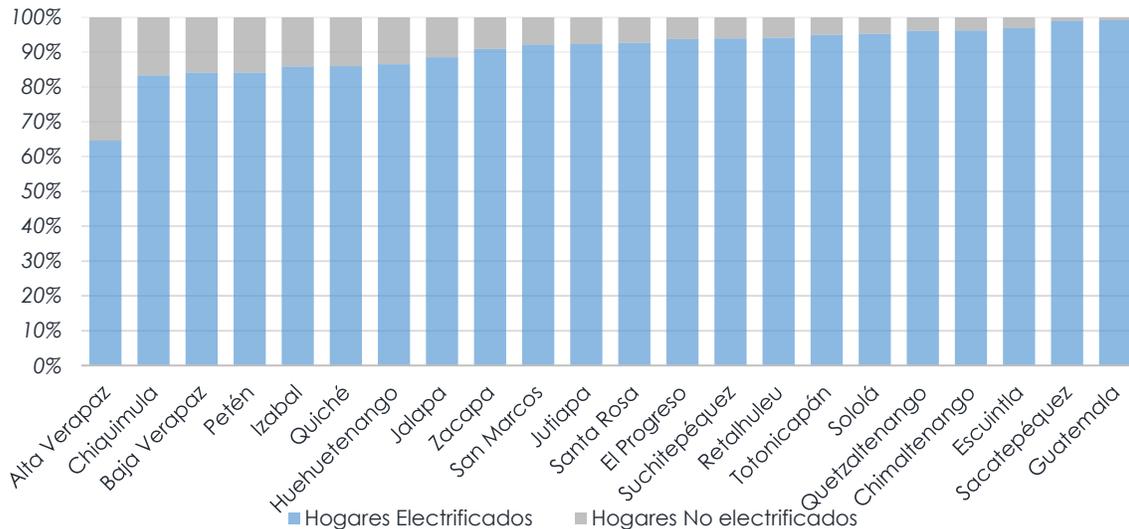


Fuente: Elaboración UPEM, con información del Cuadro B4 del Censo Nacional 2018, INE.

### 3.4. USUARIOS SIN SUMINISTRO

Con base en la información registrada durante el Censo Nacional 2018, se han contabilizado un total de 287,438 hogares que no cuentan con acceso a electricidad. En la Gráfica 17, se puede observar la distribución de porcentual de hogares con acceso y sin acceso a electricidad por cada departamento.

Gráfica 17: Relación de hogares con acceso y sin acceso a electricidad al año 2018.



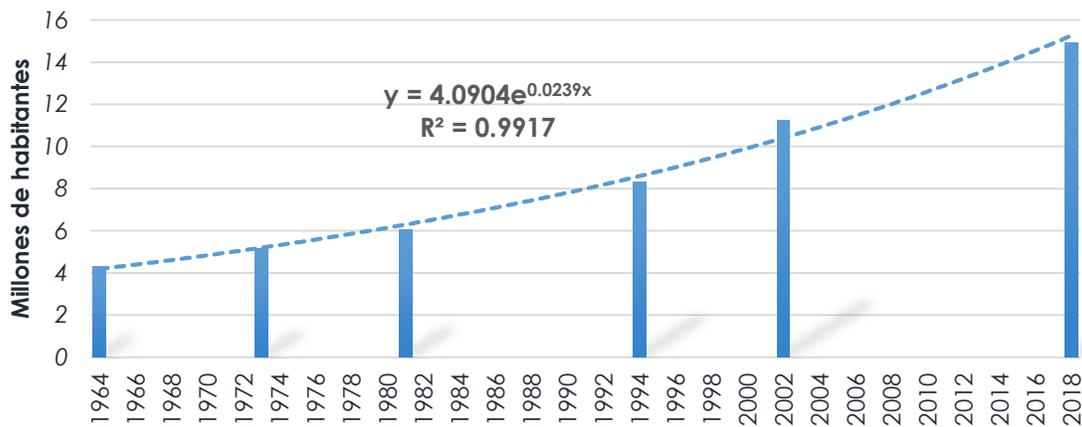
Fuente: Elaboración UPEM, con información del Cuadro B4 del Censo Nacional 2018, INE.

En Alta Verapaz aún se debe abarcar el 35.39% de la cantidad de hogares total de dicho departamento, siendo este el departamento con menor cobertura eléctrica de todo el país.

### 3.5. CRECIMIENTO POBLACIONAL

A partir de los últimos dos Censos Nacionales registrados, se estima que la población residente en la República de Guatemala ha incrementado a una razón promedio de 229,006 habitantes por año; alcanzando una población total de 14,901,286 habitantes en el año 2018.

Gráfica 18: Población registrada en Censos Nacionales, años 1964 a 2018.

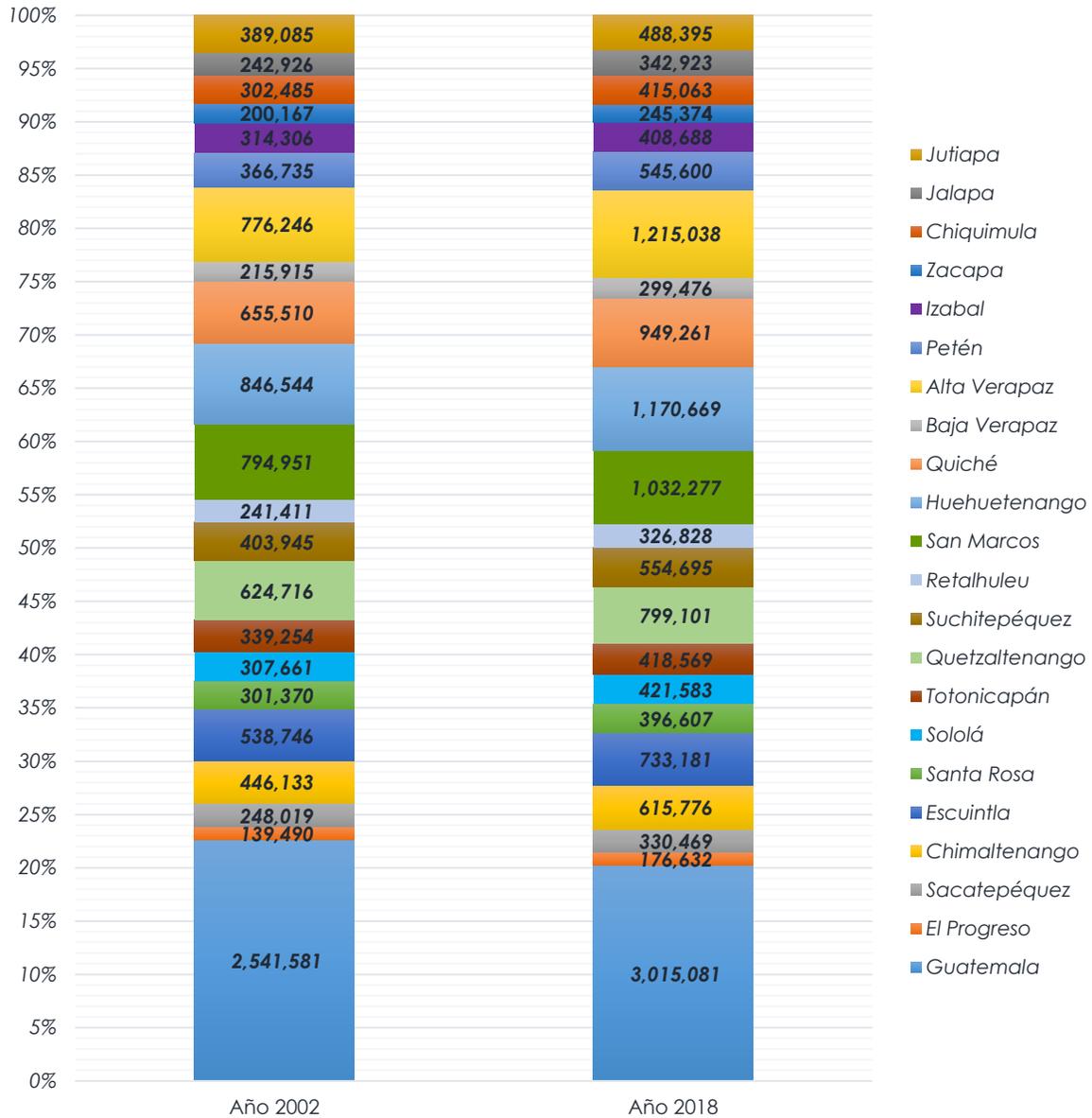


Fuente: Elaboración UPEM, con información de los Censos Nacionales 2002 y 2018, INE.

La Gráfica 18, representa los Censos Nacionales oficiales de los años 1964 a 2018, en millones de habitantes; la tendencia de crecimiento poblacional total para Guatemala continúa siguiendo una tendencia logarítmica, observando una desaceleración del crecimiento para los últimos 16 años.

La Gráfica 19, representa la comparación de los años 2002 y 2018, sobre la distribución de la población en Guatemala; entre los sucesos históricos más relevantes se observa que Alta Verapaz, ha sido el departamento con mayor incremento en representación poblacional, ganando un total de 1.25% tras los últimos 16 años recorridos, mientras que Guatemala ha reducido su representación poblacional.

Gráfica 19: Distribución de la población por departamento, años 2002 y 2018.



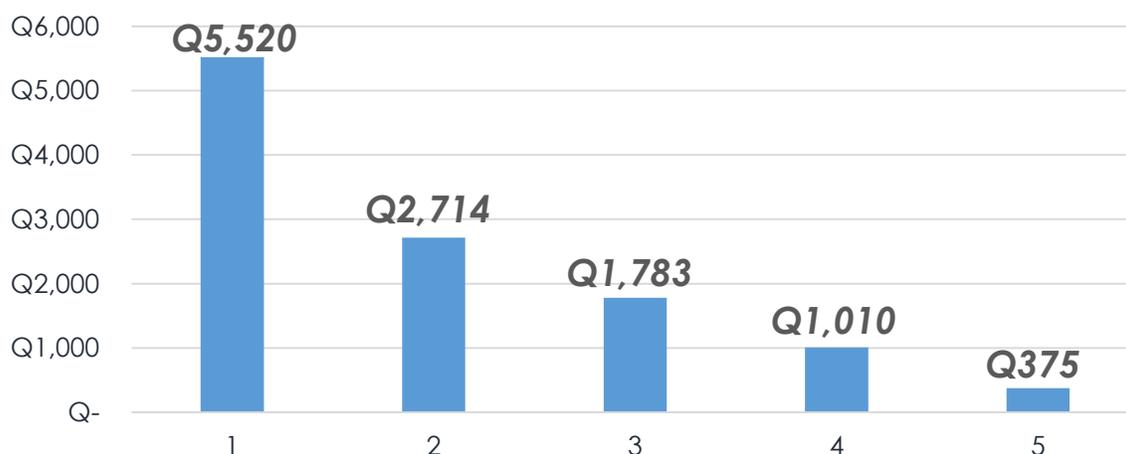
Fuente: Elaboración UPEM, con información de los Censos Nacionales 2002 y 2018, INE.

### 3.6. INGRESOS ECONÓMICOS

El Instituto Nacional de Estadísticas define los ingresos laborales como aquellos provenientes del empleo asalariado más los ingresos relacionados con el empleo independiente por concepto de beneficio o ganancia en la ocupación principal agrícola y no agrícola.

La Gráfica 20, presenta los ingresos laborales mensuales por quintiles. Describe que el 20% de los trabajadores del último quintil perciben en promedio Q375.00, este es el quintil con menores ingresos. En promedio el 20% de los trabajadores con mejores ingresos obtienen Q 5,520.00 mensuales, ubicados en el primer quintil.

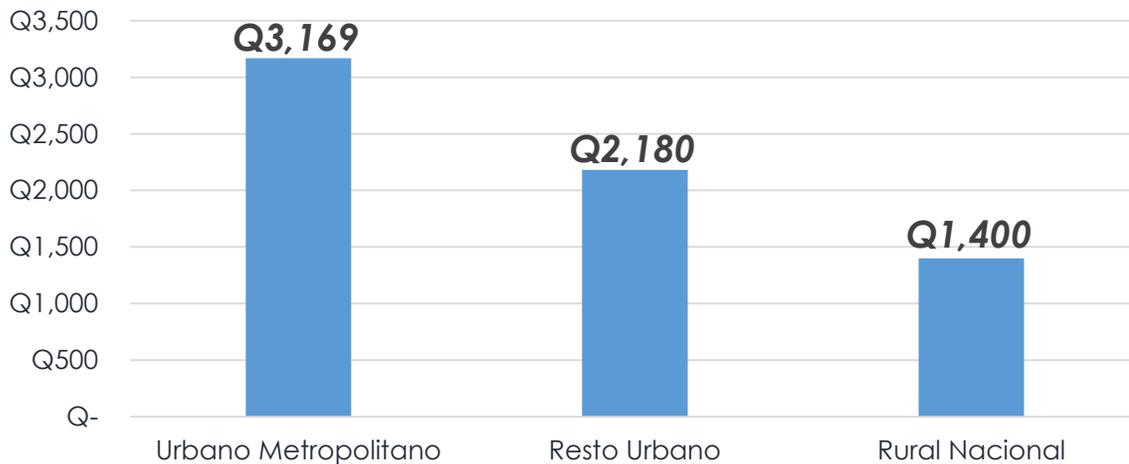
Gráfica 20: Ingresos laborales mensuales.



Fuente: ENEI 1-2017, Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos, INE

En la Gráfica 21, se presentan los ingresos separados en tres áreas: Urbano Metropolitano, Resto Urbano y Rural Nacional. El área urbana metropolitana representa el 226% del ingreso promedio mensual del área Rural. En proyectos de electrificación esto influye en la factibilidad económica del proyecto ya que limita la posibilidad del usuario final de cubrir el propio suministro o cualquier costo adicional para tener acceso a la energía eléctrica.

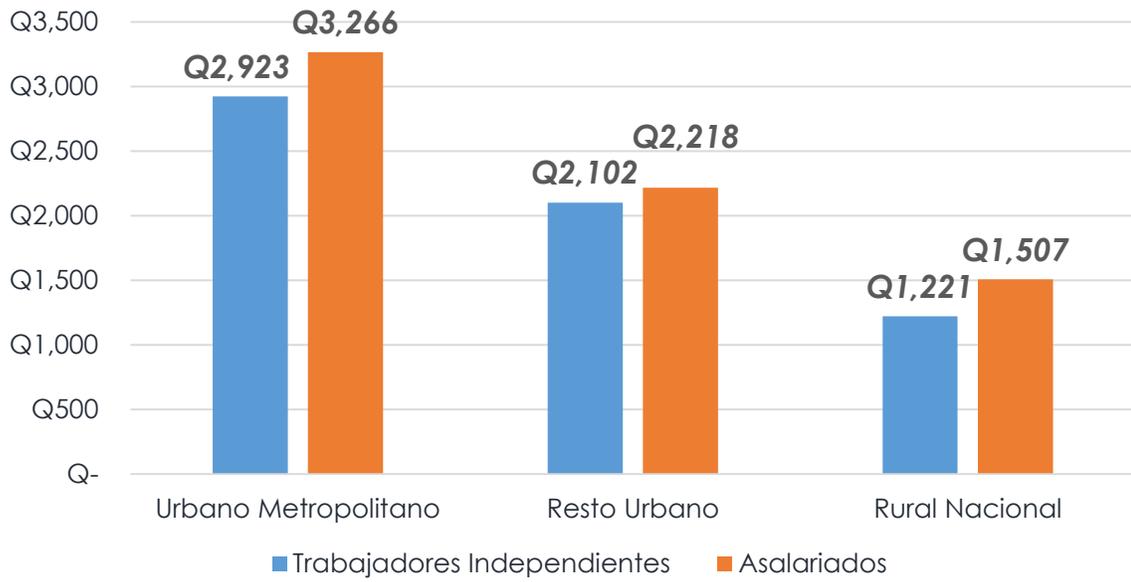
Gráfica 21: Promedio de ingresos laborales mensuales.



Fuente: ENEI 1-2017, Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos, INE.

Tal como se describe en la Gráfica 22, en general para todas las divisiones, un trabajador asalariado percibe, en promedio, mejores ingresos que los trabajadores independientes.

Gráfica 22: Comparación de ingresos mensuales.



Fuente: ENEI 1-2017, Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos, INE.

## 4. CAPACIDAD, PRODUCCIÓN, DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

La información sobre los eventos históricos de la producción y demanda de energía eléctrica relacionadas al SIN, aportan información para obtener un amplio panorama sobre las perspectivas que se han de esperar en los próximos años para el subsector eléctrico guatemalteco.

### 4.1. CAPACIDAD INSTALADA Y EFECTIVA

La capacidad de generación puede clasificarse de dos formas; por un lado, nos encontramos con la Capacidad Instalada y por el otro la Capacidad Efectiva, la primera hace referencia a la potencia a la cual fue diseñado el generador, mientras que la segunda, es la potencia real que puede entregar el generador en condiciones de operación real.

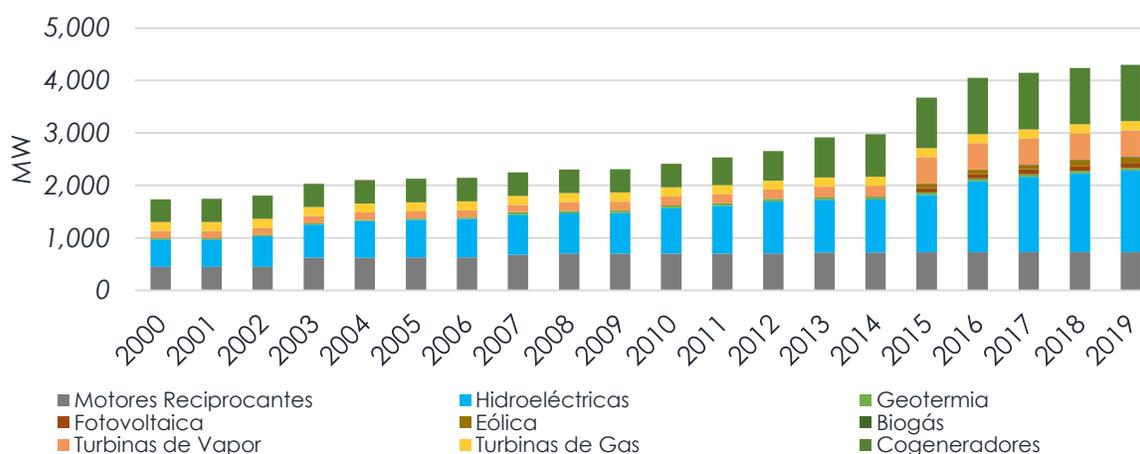
Tabla 5: Capacidad instalada y efectiva conectada al SIN, a septiembre del año 2019.

No.	Tecnología	CAPACIDAD INSTALADA	CAPACIDAD EFECTIVA
		[MW]	[MW]
1	Motores Reciprocantes	727.39	491.58
2	Hidroeléctrica	1,558.81	1,491.89
3	Geotermia	49.20	39.28
4	Fotovoltaica	94.30	93.00
5	Eólica	107.40	106.50
6	Biogás	11.82	10.43
7	Turbinas de Vapor	501.70	470.78
8	Turbinas de Gas	172.85	135.81
9	Cogeneración	1,074.86	672.19
<b>Total</b>		<b>4,298.34</b>	<b>3,511.45</b>

Fuente: Elaboración propia, con información del AMM.

Como se observa en la Tabla 5, en Guatemala existe actualmente una Capacidad Instalada de alrededor de los 4,298 MW, y una Capacidad Efectiva de 3,511 MW, por su puesto es importante mencionar que la capacidad efectiva es una representación muy general de la verdadera disponibilidad de la capacidad de generación del sistema, puesto que la matriz eléctrica en Guatemala está principalmente constituida por generadores que son altamente susceptibles a la estacionalidad y al cambio climático.

Gráfica 23: Evolución histórica de la capacidad instalada en Guatemala.



Fuente: Elaboración propia, con información del AMM.

## • MOTORES RECIPROCANTES

En Guatemala han sido registrados 22 nombres comerciales de plantas que utilizan motores reciprocantes, actualmente solo se encuentran operando 14 de ellas, las cuales tienen una capacidad efectiva de 595.85 MW de los 640.46 MW instalados, el cual equivale al 67% de la capacidad instalada.

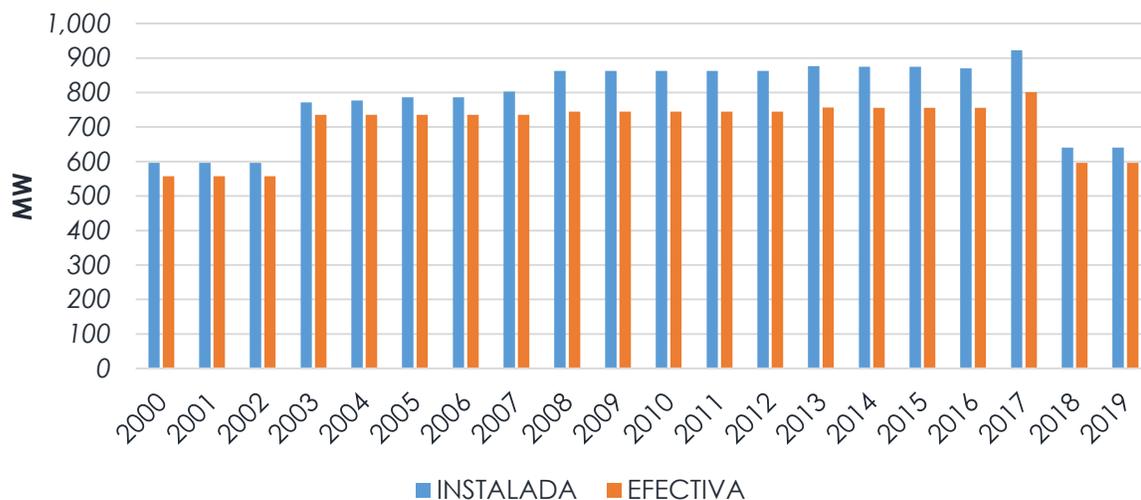
Tabla 6: Capacidad instalada y efectiva de motores reciprocantes.

NO.	PLANTAS	INSTALADA [MW]	EFFECTIVA [MW]	COMBUSTIBLE
1	ARIZONA	160	161.338	BUNKER
2	ARIZONA VAPOR	12.5	3.285	N/A
3	POLIWATT	0	0	BUNKER
4	DARSA	0	0	BIOGAS/BUNKER
5	PUERTO QUETZAL POWER	118	114.729	BUNKER
6	LAS PALMAS	66.8	67.046	BUNKER
7	GENOR	46.24	41.457	BUNKER
8	SIDEGUA	44	38.189	BUNKER
9	INDUSTRIA TEXTILES DEL LAGO	0	0	BUNKER
10	GENERADORA DEL ESTE	70	70.473	BUNKER
11	GENERADORA PROGRESO	21.968	20.904	BUNKER
12	ELECTRO GENERACIÓN	15.75	16.22	BUNKER
13	TERMICA	15.3	14.12	BUNKER
14	TERMICA B-2	37.5	31.178	BUNKER
15	GECSA	0	0	BUNKER
16	GECSA 2	0	0	BUNKER
17	COENESA	10	5.957	DIESEL
18	ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BUNKER	10	0	BUNKER
19	INTECCSA BUNKER	0	0	BUNKER
20	INTECCSA DIESEL	0	0	DIESEL
21	GENOSA	12.4	10.958	BUNKER
22	GENERADORA DEL ATLANTICO	0	0	BIOMASA
<b>TOTAL</b>		<b>640.458</b>	<b>595.854</b>	

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Durante las décadas de los noventa y los dos mil, la demanda de potencia eléctrica se incrementó, lo que conllevó a la necesidad de instalar una mayor potencia.

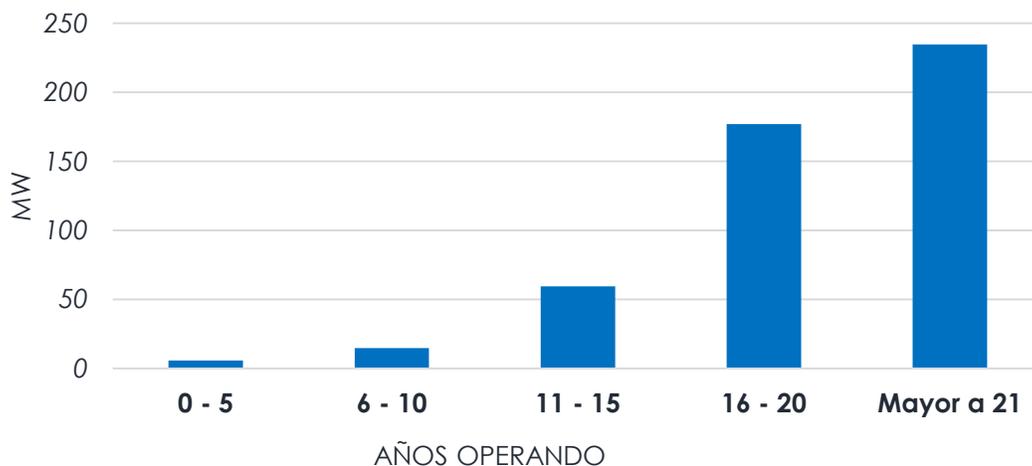
Gráfica 24: Evolución histórica de la capacidad instalada y efectiva del tipo de tecnología motores recíprocentes.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

En la siguiente gráfica, se observa la relación existente entre la potencia efectiva por parte de los motores recíprocentes que operan en el país, y los años que llevan operando a partir de su puesta en funcionamiento; cerca del 39.44 % de la potencia efectiva para estas tecnologías supera los 21 años de antigüedad en operación constante hacia el SNI.

Gráfica 25: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.

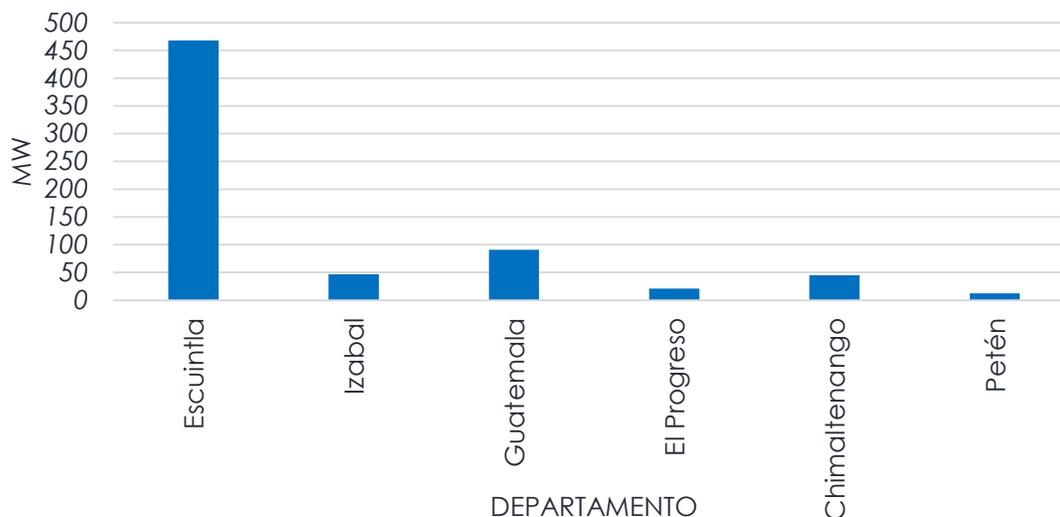


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Relacionando la distribución de la potencia instalada de motores recíprocentes por cada departamento, se observa en la siguiente gráfica que cerca del 78.51 % de esta potencia

se encuentra instalada en Escuintla, y el 15.29 % en el departamento de Guatemala; siendo estos departamentos quienes cuentan con la mayor cantidad de demanda de energía eléctrica por parte del sector industrial.

Gráfica 26: Distribución de la potencia por departamento.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

## • COGENERADORES

La actividad de cogeneración es un tipo de tecnología que, por su versatilidad en el funcionamiento por tipo de combustible, es posible contar con el despacho de su generación durante todo el año estacional.

Tabla 7: Capacidad instalada y efectiva de cogeneradores.

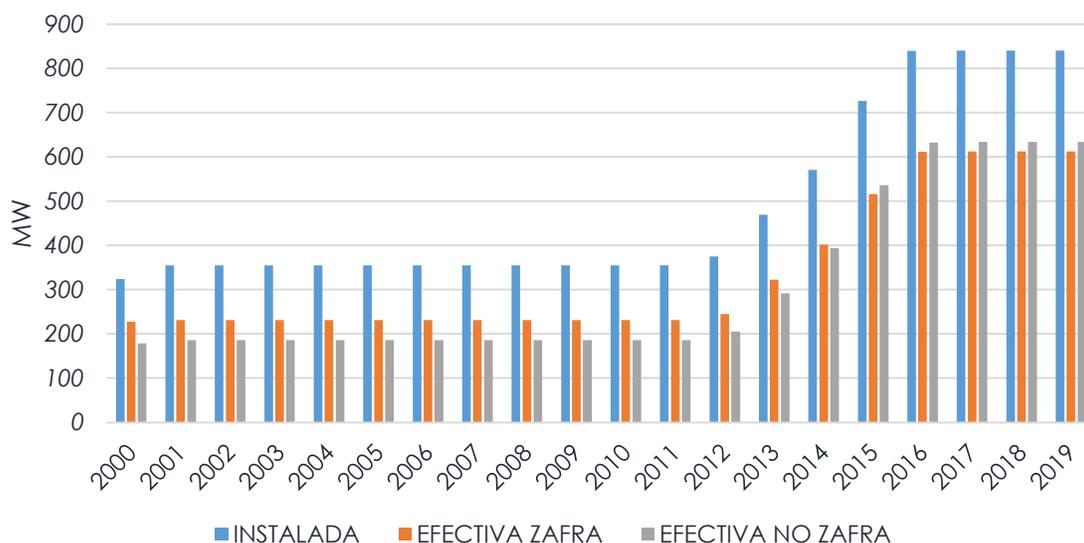
No	PLANTA	BLOQUE	INSTALADA	EFFECTIVA ZAFRA	EFFECTIVA NO ZAFRA	COMBUSTIBLE	
			MW	MW	MW	ZAFRA	NO ZAFRA
1	MAGDALENA	1	12.261	12.261	12.261	BUNKER	N/A
2		3	16.533	16.533	15.366	BIOMASA	BUNKER
3		4	15.62	15.62	N/A	BIOMASA	N/A
4		5	45.605	44.686	42.55	BIOMASA	BUNKER
5		6	57.432	48.705	57.432	BIOMASA/CARBON	CARBON
6		7	57.287	47.015	57.287	BIOMASA/CARBON	CARBON
7	PANTALEÓN	1	60	23.536	27.562	BIOMASA	BUNKER
8		2	66.8	49.415	50.553	BIOMASA/CARBON	CARBON
9	LA UNIÓN	1	78.5	41.44	23.646	BIOMASA	BUNKER
10	SANTA ANA	1	40	24.617	23.908	BIOMASA	BUNKER
11		2	64.2	45.339	57.779	BIOMASA/CARBON	CARBON
12	MADRE TIERRA	1	28	28.281	17.066	BIOMASA	BUNKER
13	GENERADORA SANTA LUCIA	1	44	32.603	44.889	BIOMASA/CARBON	CARBON
14	CONCEPCIÓN	1	27.5	20.57	16.606	BIOMASA	BUNKER

15	TULULÁ	1	31	3.785	7.265	BIOMASA	BUNKER
16		4	19	10.854	11.046	BIOMASA	BUNKER
17	TRINIDAD	3	19.8	13.669	19.409	BIOMASA	CARBON
18		4	46	34.638	41.121	BIOMASA	CARBON
19		5	46	46.142	46.249	BIOMASA/CARBON	CARBON
20	EL PILAR	3	13.75	13.75	13.75	BIOMASA	N/A
21	PALO GORDO	1	46	33.929	42.981	BIOMASA	CARBON
22	GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	1	2.603	2.603	2.603	BIOMASA	N/A
23	GENERADORA DEL ATLANTICO BIOGAS	1	1.3	1.275	1.275	BIOGAS	N/A
24	BIOMASA SANTA ANA	1	1.062	1.06	1.06	BIOMASA	N/A
<b>TOTAL</b>			<b>840.253</b>	<b>612.326</b>	<b>633.664</b>		

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

El registro de la capacidad instalada y efectiva en época de zafra y no zafra de las tecnologías de cogeneración en el territorio nacional, datan del año de 1991, y conteniendo la última adición en el año 2017.

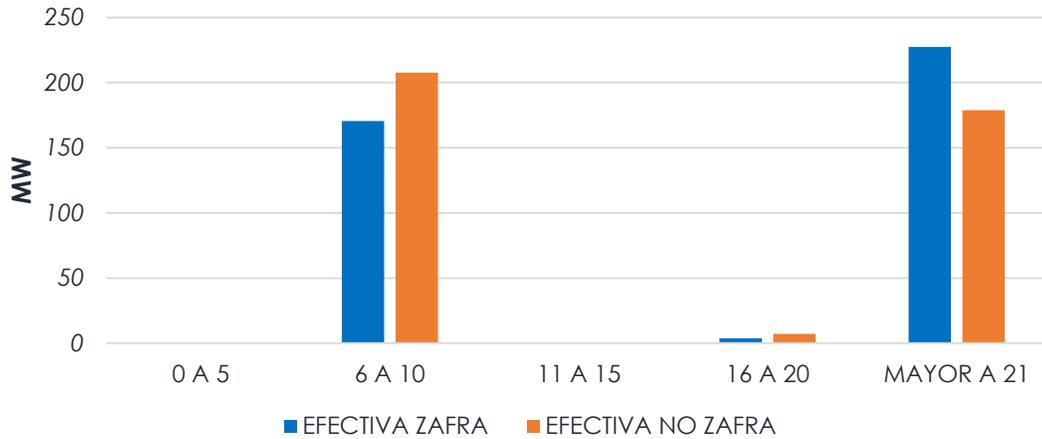
Gráfica 27: Evolución de la capacidad instalada y efectiva en época de zafra y no zafra para la cogeneración.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Los aportes de potencia efectiva al sistema por parte de la cogeneración se han dado en su mayoría a lo largo de los últimos diez años.

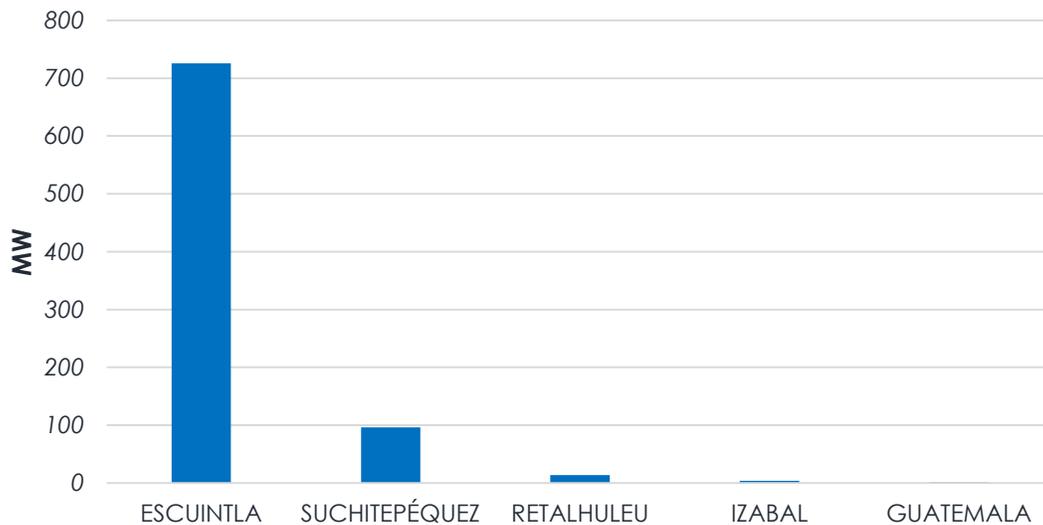
Gráfica 28: Potencia efectiva en época de zafra y no zafra respecto a la cantidad de años operando.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Debido a que la cogeneración se produce en la zona industrial del país, los registros de la potencia instalada de esta tecnología se encuentran concentrados en los departamentos Escuintla, Suchitepéquez, Retalhuleu, Izabal y Guatemala.

Gráfica 29: Distribución de la potencia por departamento.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

- **TURBINAS DE VAPOR**

Las turbinas de vapor operantes en Guatemala dependen predominantemente del carbón, ascendiendo a una capacidad instalada para el año 2019 de 501.70 MW.

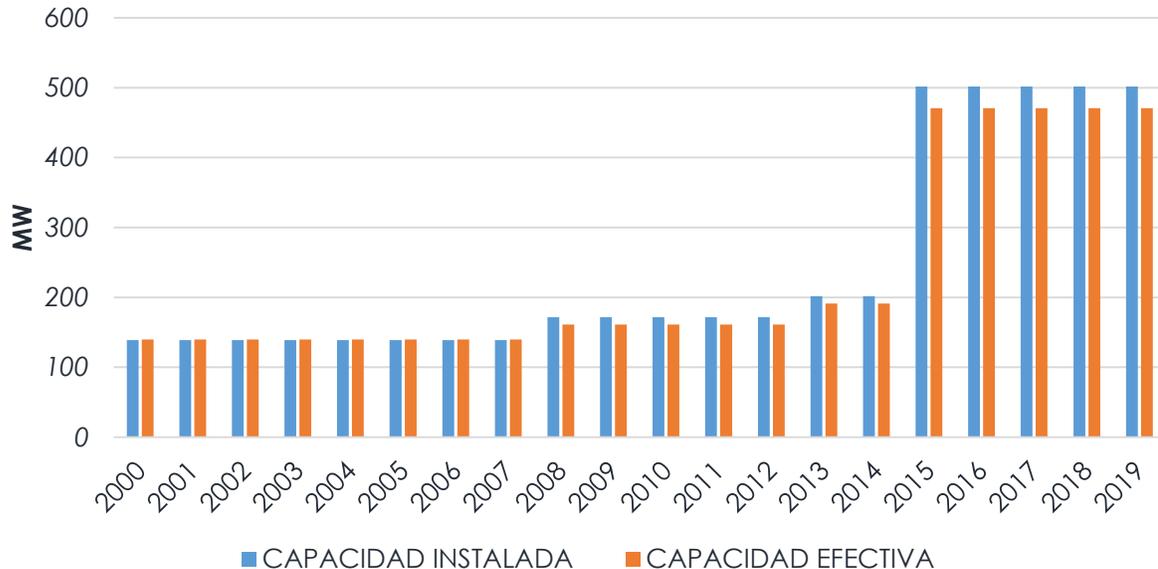
Tabla 8: Capacidad instalada y efectiva de las turbinas de vapor.

No.	PLANTAS	INSTALADA	EFFECTIVA	COMBUSTIBLE
		MW	MW	
1	SAN JOSÉ	139.00	139.87	Carbón
2	LA LIBERTAD	20.00	17.38	Carbón
3	GENERADORA COSTA SUR	30.20	30.25	Carbón
4	JAGUAR ENERGY	300.00	279.51	Carbón
<b>Total</b>		<b>489.20</b>	<b>467.01</b>	

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Las turbinas de vapor tuvieron un incremento importante de su participación en el sistema de generación a partir del año 2015, cuando la generadora Jaguar Energy inició sus operaciones, este fenómeno se puede observar claramente en la siguiente gráfica.

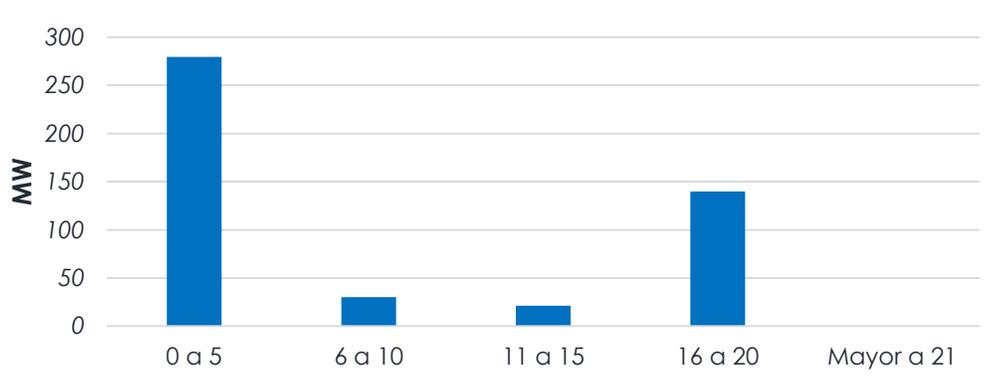
Gráfica 30: Evolución de la capacidad instalada y efectiva de las turbinas de vapor.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La antigüedad de las plantas de vapor para generación de energía eléctrica operantes en el SNI data del año 2000, los quinquenios más importantes de ingreso de operación para estas tecnologías consisten en 16 a 20 años de antigüedad, así como 0 a 5 años de antigüedad.

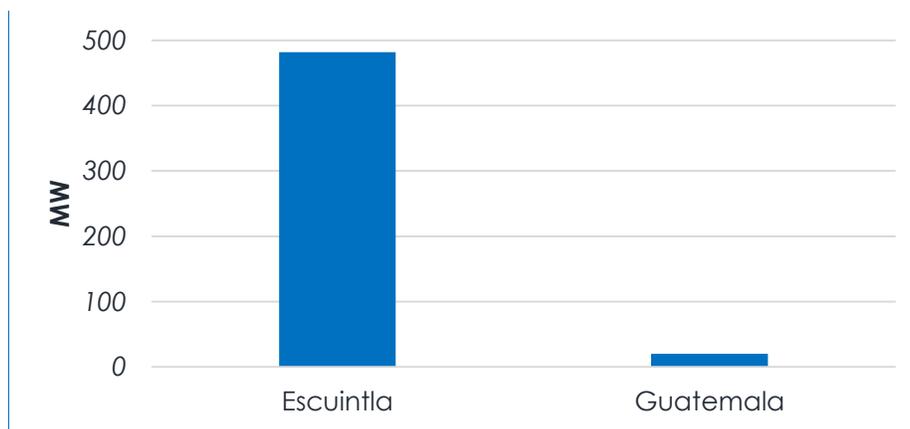
Gráfica 31: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Al igual que en los sistemas de cogeneración, las turbinas de vapor se encuentran instaladas en las zonas industriales de Guatemala, concentrándose en los departamentos Escuintla y Guatemala.

Gráfica 32: Distribución de la potencia por departamento.

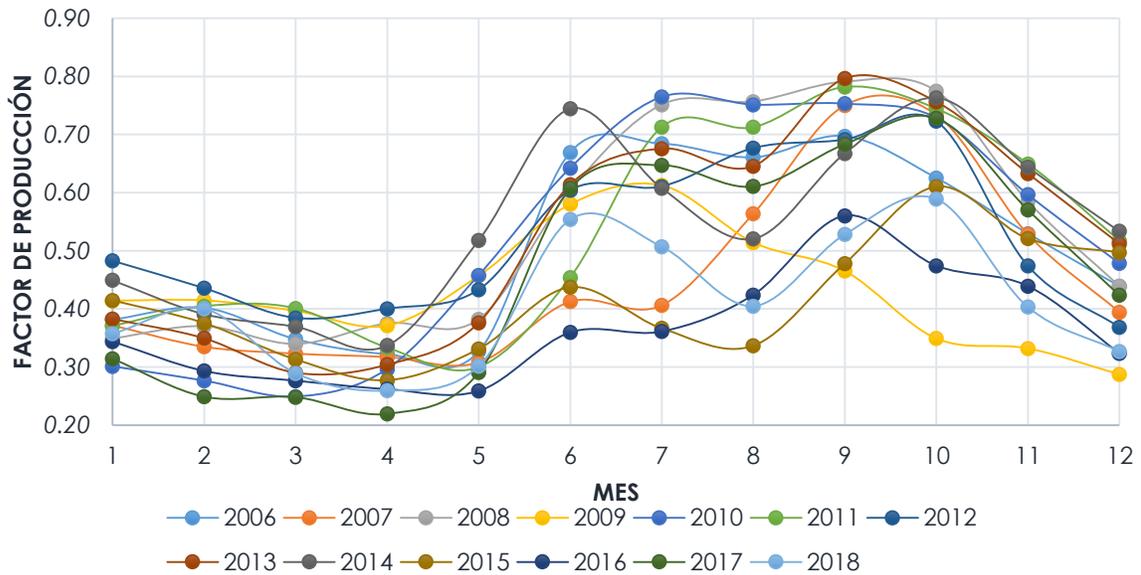


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

## • HIDROELÉCTRICAS

El recurso hídrico en Guatemala es de suma importancia para el abastecimiento de energía eléctrica al SNI, en la siguiente gráfica se observa que, durante los últimos 13 años, el factor de producción de las plantas hidroeléctricas ha sido más efectivo durante los meses de junio a octubre.

Gráfica 33: Factores de producción histórica para hidroeléctricas.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Actualmente se cuenta con 98 plantas hidroeléctricas instaladas y operando para el SNI, en el recuento de estas plantas se toman en consideración aquellas que están clasificadas como Generador Distribuido Renovable.

Tabla 9: Capacidad instalada y efectiva de hidroeléctricas.

No	PLANTAS	INSTALADA	EFFECTIVA
		MW	MW
1	SANTA MARÍA	6	5.67
2	EL SALTO	4	2.37
3	LOS ESCLAVOS	15	13.68
4	EL PORVENIR	2.28	0.00
5	JURÚN MARINALÁ	60	60.45
6	CHICHAÍC	0.6	0.46
7	AGUACAPA	90	79.74
8	CHIXOY	300	285.40
9	EL CAPULÍN	3.5	0.00
10	RIO BOBOS	10	10.35
11	SAN JERÓNIMO	0.25	0.20
12	SECACAO	16.5	16.31
13	PASABIEN	12.75	12.43
14	LAS VACAS	45	41.00
15	MATANZAS	12	11.81
16	SAN ISIDRO	3.932	3.40
17	HIDRO CANADA	48.1	45.93
18	RENACE	68.1	63.24

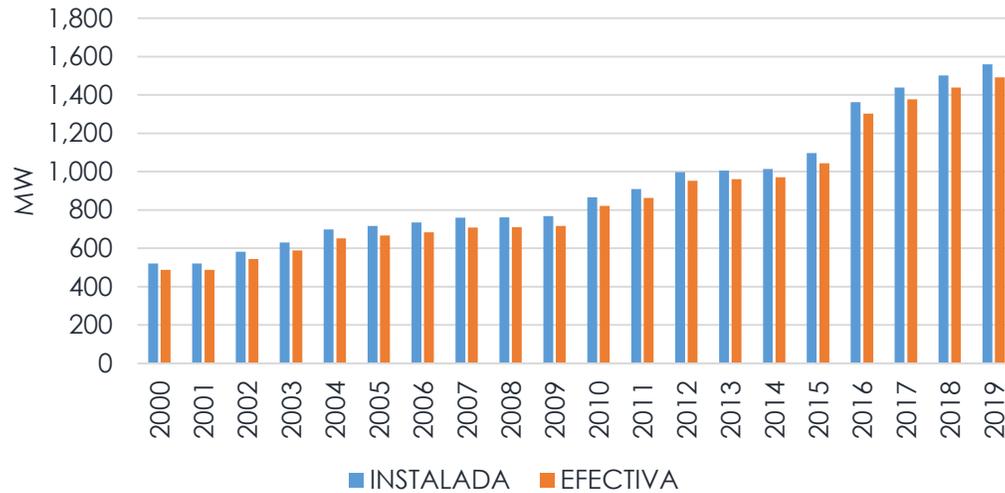
19	POZA VERDE	12.51	9.88
20	PALÍN 2	5.8	3.92
21	MONTECRISTO	13.5	12.73
22	CANDELARIA	4.6	4.43
23	EL RECREO	26	25.31
24	HIDROELECTRICA SANTA ELENA	0.56	0.56
25	KAPLAN CHAPINA	2	1.60
26	HIDROELECTRICA CUEVA MARIA 1 Y 2	4.95	4.95
27	HIDRO XACBAL	94	100.00
28	HIDROELECTRICA LOS CERROS	1.25	1.25
29	HIDROELECTRICA COVADONGA	1.6	1.50
30	HIDROELECTRICA JESBON MARAVILLAS	0.75	0.75
31	CENTRAL GENERADORA EL PRADO (Sn Ant Morazán)	0.5	0.50
32	HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS	0.438	0.44
33	CHOLOMA	9.7	9.53
34	SANTA TERESA	17	16.85
35	PANAN	7.32	7.49
36	HIDROPOWER SDMM	2.16	2.04
37	HIDROELECTRICA LA PERLA	3.7	3.80
38	HIDROELECTRICA SAC-JA	2	2.00
39	PALO VIEJO	85	87.38
40	HIDROELECTRICA SAN JOAQUIN	0.95	0.80
41	HIDROELECTRICA LUARCA	0.51	0.51
42	HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS FASE 2	1.71	1.60
43	VISION DE AGUILA	2.07	2.08
44	HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR	2	2.16
45	HIDROELECTRICA LAS VICTORIAS	1.2	1.00
46	EL CORALITO	2.1	1.93
47	EL ZAMBO	0.98	0.98
48	HIDROELECTRICA MONTE MARIA	0.691	0.69
49	HIDROELECTRICA HIDROAGUNA	2	2.09
50	HIDROELECTRICA LA PAZ	0.95	0.95
51	HIDROELECTRICA IXTALITO	1.634	1.60
52	HIDROELECTRICA GUAYACAN	2.9	2.95
53	HIDROELECTRICA TUTO DOS	0.96	0.96
54	EL MANANTIAL 1	3.78	3.62
55	EL MANANTIAL 2	27.42	23.24
56	EL COBANO	11	8.85
57	OXEC	26.1	24.84
58	HIDROELECTRICA SANTA TERESA	2.171	2.06
59	HIDROELECTRICA EL PANAL	2.5	2.50
60	HIDROELECTRICA PACAYAS	5	5.00
61	HIDROELECTRICA SAMUC	1.2	1.20

62	HIDROELECTRICA CONCEPCION	0.15	0.15
63	HIDROELECTRICA SAN JOSE	0.43	0.43
64	HIDROELECTRICA PEÑA FLOR	0.499	0.50
65	HIDROELECTRICA SANTA ANITA	1.56	1.56
66	HIDROELECTRICA LA LIBERTAD	9.44	9.55
67	RENACE II	114.784	111.16
68	RAAXHA	5.1	4.43
69	HIDROELECTRICA LAS FUENTES 2	14.17	13.73
70	HIDROELECTRICA EL CAFETAL	8.6	8.49
71	HIDROELECTRICA FINCA LORENA	4.2	4.48
72	RENACE III	66	66.01
73	EL RECREO II	24.44	21.99
74	HIDROELECTRICA CERRO VIVO	2.4	2.11
75	HIDROELECTRICA MAXANAL	2.8	2.14
76	HIDROELECTRICA LAS UVITAS	1.87	1.79
77	HIDROELECTRICA EL CONACASTE	3	3
78	HIDROELECTRICA EL BROTE	3.7	3.7
79	HIDROELECTRICA MOPA	0.975	0.98
80	HIDROELECTRICA LOS PATOS	5	4.63
81	XACBAL DELTA	58.44	58.40
82	EL MANANTIAL 3	0.52	0.52
83	HIDROELECTRICA EL COROZO	0.9	0.90
84	HIDROELECTRICA MIRAFLORES	0.837	0.84
85	HIDROELECTRICA LA CEIBA I	0.7	0.70
86	HIDROELECTRICA CARMEN AMALIA	0.686	0.69
87	PEQUEÑA HIDROELECTRICA XOLHUITZ	2.3	2.29
88	HIDROELECTRICA SAMUC II	1.8	1.68
89	HIDROELECTRICA EL TRIANGULO	0.96	0.96
90	HIDROELECTRICA NUEVA HIDROCON	1	1.00
91	MINI HIDROELECTRICA LA VIÑA	0.29	0.29
92	HIDROELECTRICA EL SALTO MARINALA	5	5.00
93	HIDROELECTRICA CUTZAN	1.95	1.95
94	OXEC II	60	57.95
95	HIDROELECTRICA CHOLIVA	0.736	0.70
96	MINI HIDROELECTRICA HIDROXOCOBIL	1.4	1.20
97	HIDROELECTRICA HIDROSAN I	2	2.00
98	RENACE IV	57	53.08
<b>TOTAL</b>		<b>1,558.81</b>	<b>1,491.89</b>

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La generación hidroeléctrica es la tecnología con mayor antigüedad en el sistema eléctrico nacional, registrando plantas instaladas y operantes desde el año 1927.

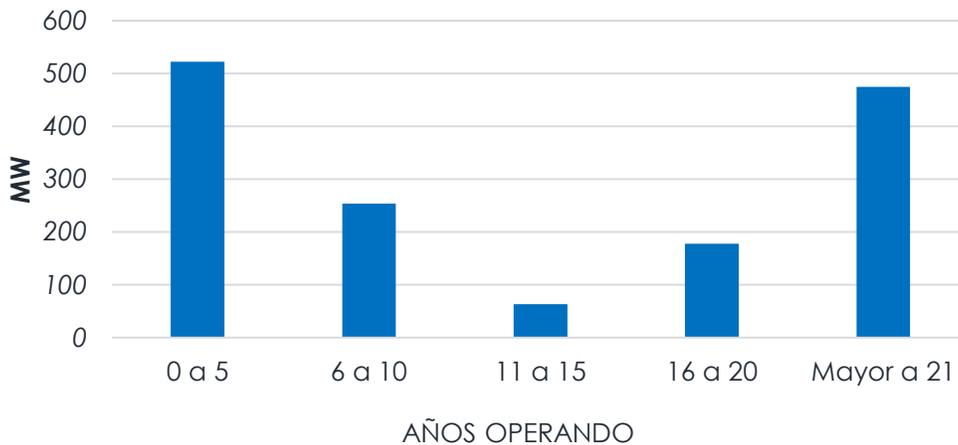
Gráfica 34: Evolución de la capacidad instalada y efectiva para las hidroeléctricas.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

En la siguiente gráfica se observa la potencia efectiva de las hidroeléctricas, agrupadas por años de antigüedad en representación quinquenal.

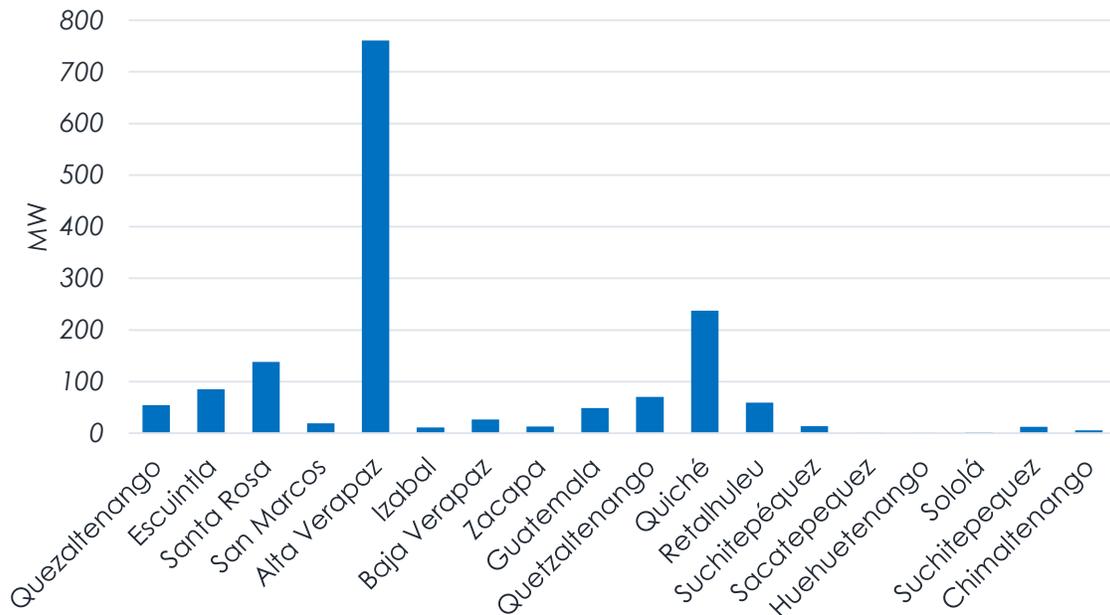
Gráfica 35: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La mayor concentración de potencia instalada de hidroeléctricas se encuentra en el departamento de Alta Verapaz, esto se debe al alto recurso hídrico que en ese departamento se encuentra, entre las plantas instaladas en esa región se encuentra Chixoy.

Gráfica 36: Distribución de la potencia hidroeléctrica por departamento.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Debido a la diversidad de ríos caudalosos existentes dentro del territorio nacional, se puede observar en la Gráfica 36 la distribución de la potencia hidroeléctrica instalada por departamento.

### • TURBINAS DE GAS

Las turbinas de gas se encuentran entre las tecnologías más antiguas y aún operantes adentro del SNI, la planta más antigua y aún operante data el año 1985, siendo esta Escuintla Gas 5.

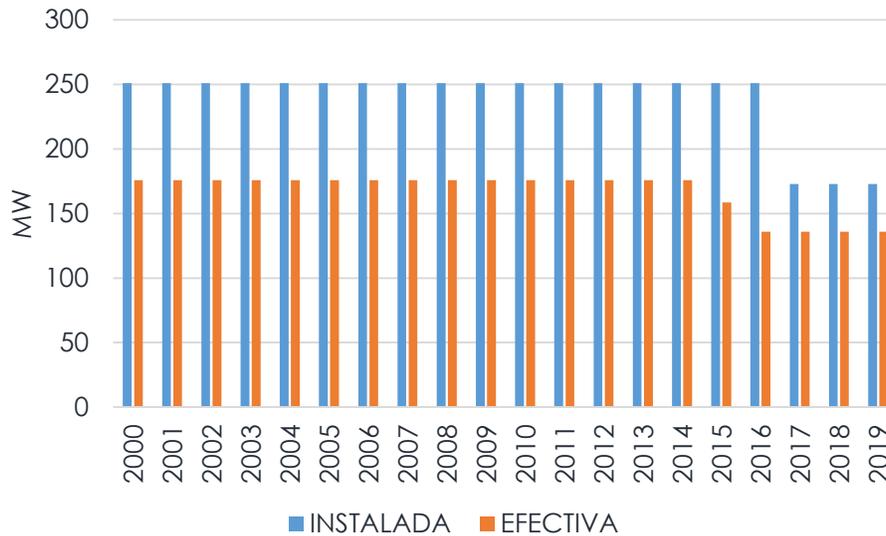
Tabla 10: Capacidad instalada y efectiva de las plantas de vapor.

No.	PLANTAS	INSTALADA	EFFECTIVA	COMBUSTIBLE
		MW	MW	
1	TAMPA	80	75.771	Diesel
2	STEWART & STEVENSON	51	21.459	Diesel
3	ESCUINTLA GAS 5	41.85	38.579	Diesel
<b>Total</b>		<b>172.85</b>	<b>135.81</b>	

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

En la siguiente gráfica se observa la evolución histórica de la potencia instalada y la potencia efectiva de las turbinas de gas en el SNI; con base en la información del Administrador del Mercado Mayorista, los cambios más relevantes durante los últimos años para estas tecnologías, son las salidas de las plantas Escuintla Gas 3, Laguna Gas 1 y Laguna Gas 2, este evento se dio en el año 2017.

Gráfica 37: Evolución de la capacidad instalada y efectiva de las turbinas de gas.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

El parque de generación de turbinas de gas posee una antigüedad total superior a los 20 años, no se han registrado más plantas de este tipo de tecnología en la actualidad. Las tres plantas de gas operantes se encuentran instaladas en el departamento de Escuintla, municipio de Escuintla.

### • GEOTÉRMICAS

Los campos geotérmicos en Guatemala son diversos, sin embargo, actualmente se encuentran únicamente dos plantas instaladas y operando para el SNI.

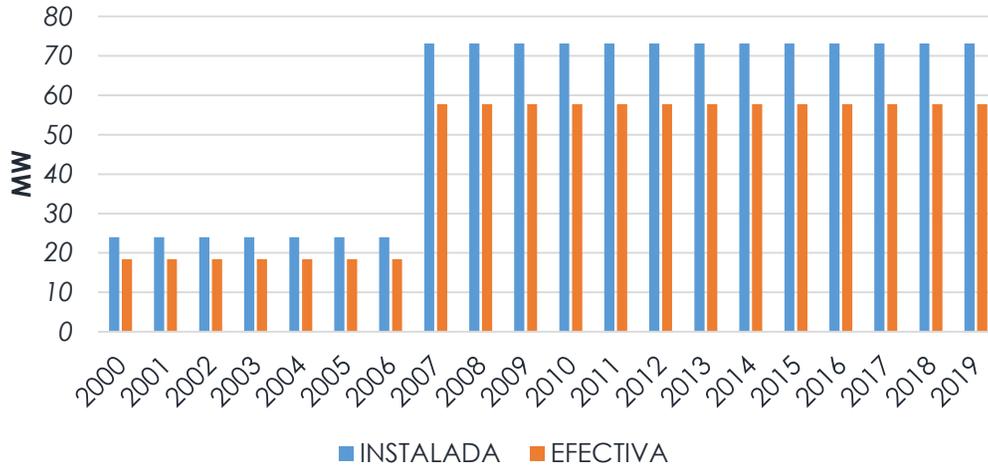
Tabla 11: Capacidad instalada y efectiva de las plantas geotérmicas.

No.	PLANTAS	INSTALADA	EFFECTIVA
		MW	MW
1	ORZUNIL	24	18.44
2	ORTITLAN	25.2	20.83
<b>Total</b>		<b>49.2</b>	<b>39.27</b>

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La generación de energía eléctrica por medio de la geotermia se encuentra operando en Guatemala desde el año 1999, adhiriendo la segunda planta (Ortitlan) en el año 2007.

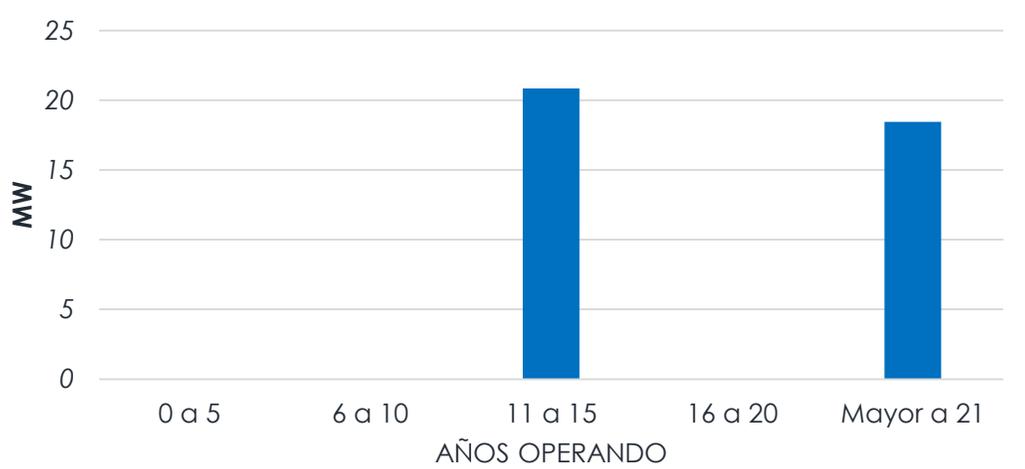
Gráfica 38: Evolución de la capacidad instalada y efectiva de las plantas geotérmicas.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

En la siguiente gráfica se observan la cantidad de años operando de las plantas geotérmicas, catalogadas por su potencia efectiva, es importante resaltar que debido a que son solo dos plantas operantes, los bloques registrados en la siguiente gráfica pertenecen a cada una de las plantas respectivamente.

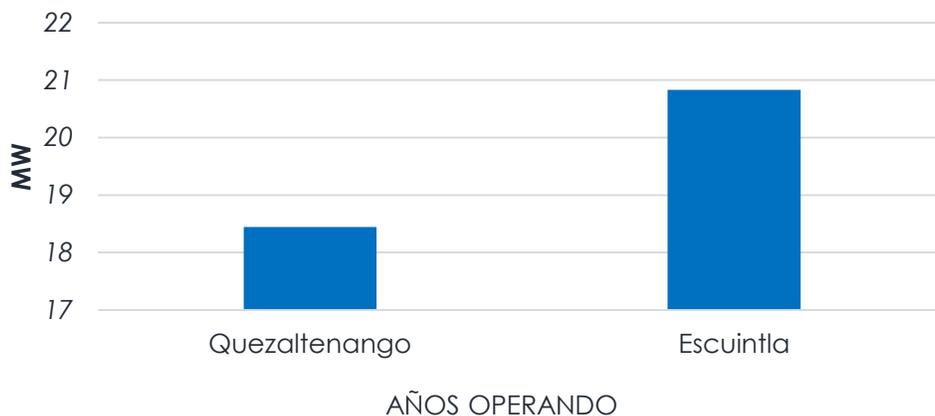
Gráfica 39: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Las dos plantas geotérmicas operantes en Guatemala se ubican en dos departamentos distantes entre sí, los cuales son Quetzaltenango Orzunil, y Escuintla con Ortitlan, tal como se observa la siguiente gráfica.

Gráfica 40: Distribución de la potencia por departamento.

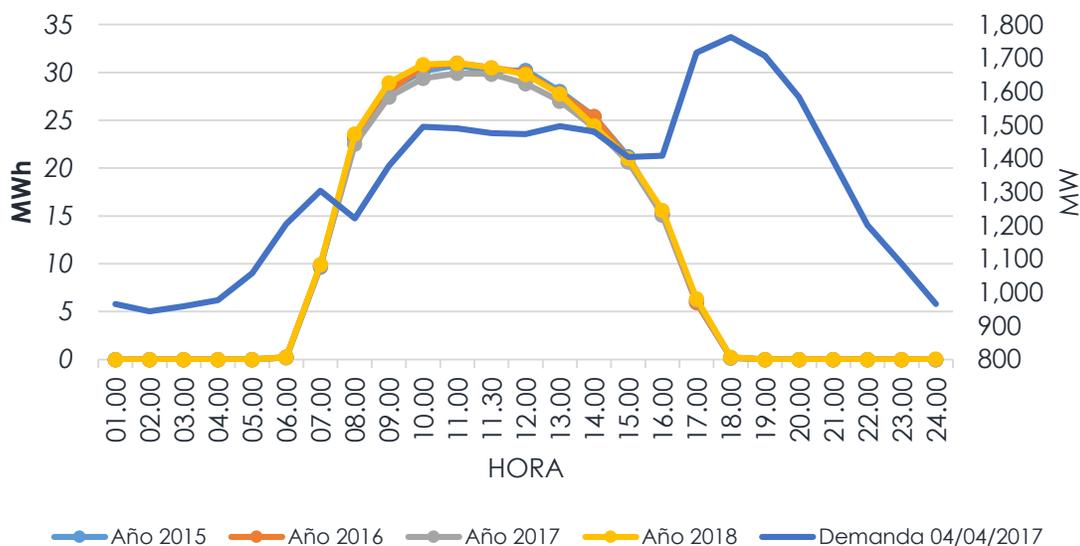


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

• SOLARES

La generación con tecnología fotovoltaica es un fenómeno que aún sigue cobrando auge en Guatemala, la franja horaria de máximo aprovechamiento para este recurso comienza a las 06:00 horas del día, y termina a la 18:00 horas del día aproximadamente, en la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento de la generación promedio horaria durante los últimos cuatro años.

Gráfica 41: Perfil histórico de la generación solar horaria.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Actualmente se cuenta con una capacidad instalada total de 94.3 MW exclusivos para despacho en el Mercado Eléctrico, siendo los proyectos Horus 1 y 2 los únicos no catalogados como Generadores Distribuidos Renovables debido a la envergadura de su capacidad de generación.

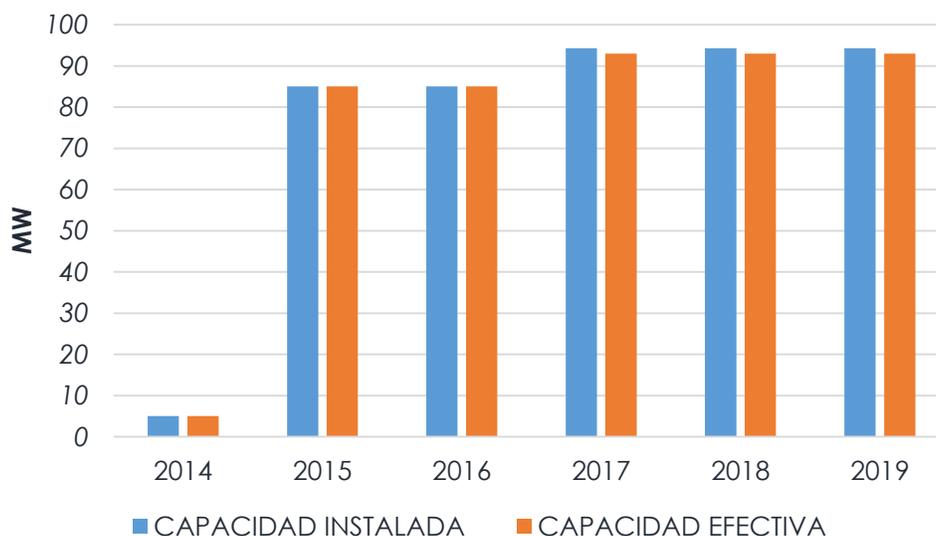
Tabla 12: Capacidad instalada y efectiva de las plantas solares.

No.	PLANTAS	INSTALADA	EFFECTIVA
		MW	MW
1	HORUS 1	50.0	50.0
2	HORUS 2	30.0	30.0
3	GRANJA SOLAR TAXISCO	1.8	1.5
4	GRANJA SOLAR EL JOBO	1.2	1.0
5	GRANJA SOLAR LA AVELLANA	1.2	1.0
6	GRAJA PEDRO DE ALVARADO	1.8	1.5
7	GRANJA SOLAR BUENA VISTA	1.5	1.5
8	CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SIBO	5.0	5.0
9	GRAJA PEDRO DE ALVARADO	1.8	1.5
<b>Total</b>		<b>94.3</b>	<b>93</b>

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La primera planta fotovoltaica registrada para operar en Guatemala fue SIBO, la cual comenzó a operar en el año 2014.

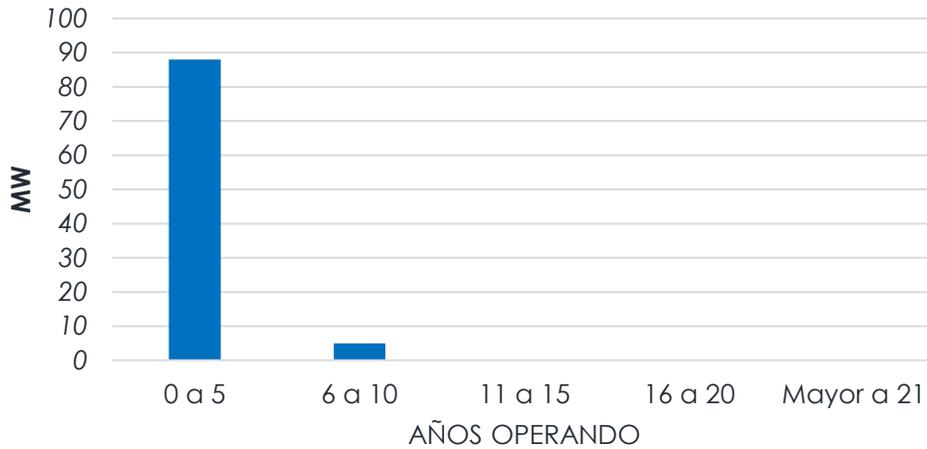
Gráfica 42: Evolución de la capacidad instalada y efectiva de las plantas solares.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Como se ha mencionado anteriormente, la tecnología fotovoltaica es relativamente nueva para el SNI, en la siguiente gráfica se puede observar que la mayor parte de la potencia efectiva para esta tecnología tiene un promedio de antigüedad de 5 años.

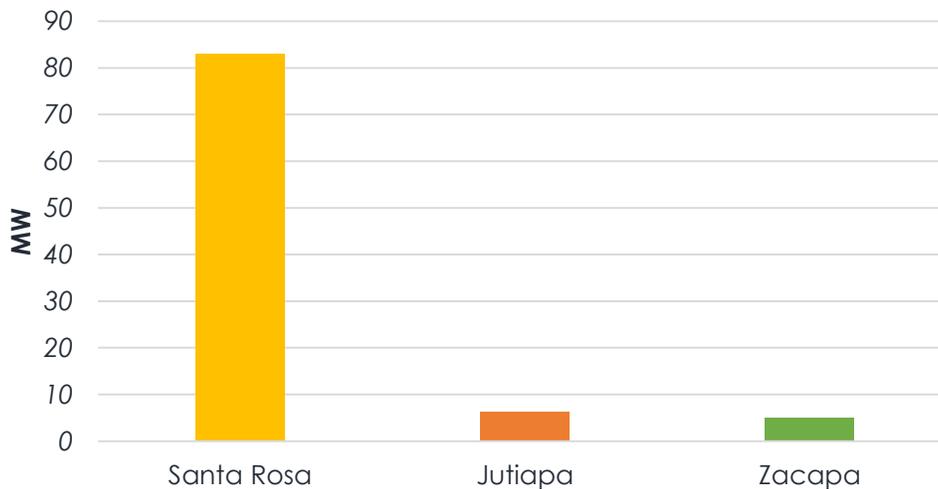
Gráfica 43: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Debido a las condiciones geográficas de Guatemala, las capacidades de captación de potencial solar no son uniformes en todo el territorio nacional, por tal razón la mayor parte de la potencia instalada para la tecnología fotovoltaica se encuentra en el departamento de Santa Rosa, tal como se observa en la siguiente gráfica.

Gráfica 44: Distribución de la potencia por departamento.

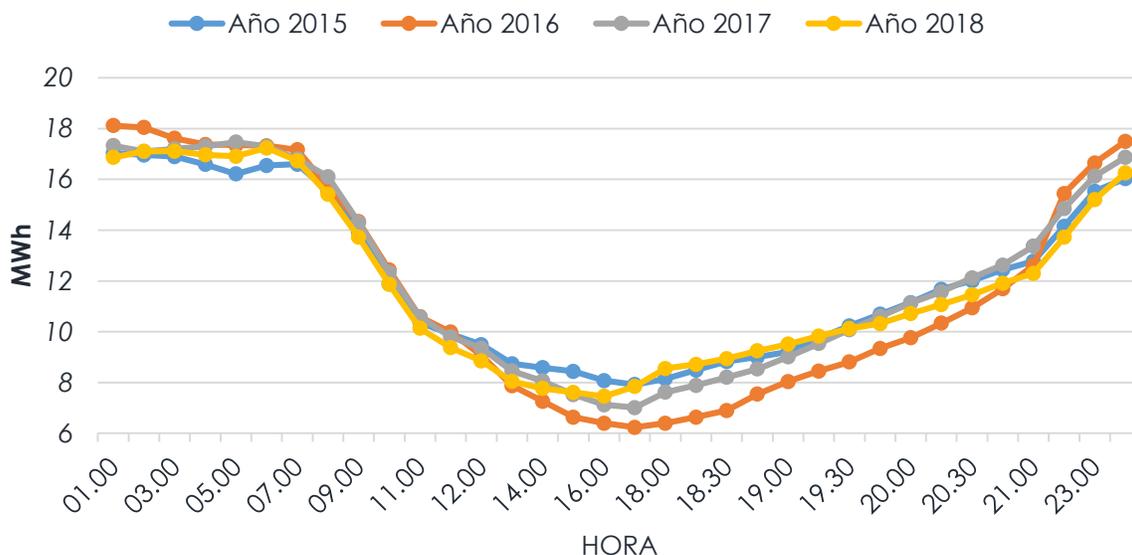


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

- **EOLICAS**

La generación de energía eléctrica por medio de plantas eólicas es una alternativa para las energías limpias que se encuentra en ascenso ante la participación de la matriz de generación del SNI, siendo una tecnología capaz de aportar energía eléctrica durante todo el día, con máximo aprovechamiento durante los horarios nocturnos cuando se suscitan cambios de temperatura en el ambiente, tal como se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfica 45: Perfil histórico de la generación eólica horaria.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Actualmente existe una capacidad instalada de 107.4 MW, estando conformada por tres plantas eólicas con disposición para transar energía eléctrica en el Mercado Mayorista.

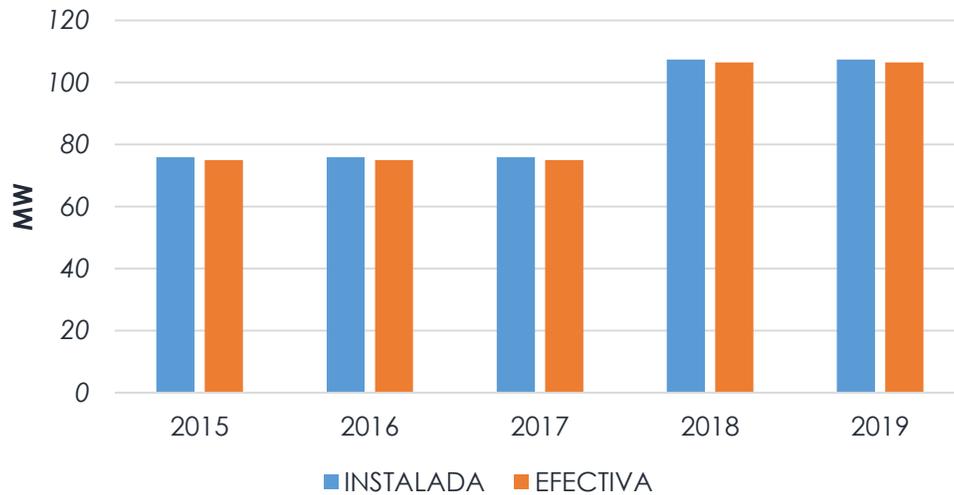
Tabla 13: Capacidad instalada y efectiva de las plantas eólicas.

No.	PLANTAS	INSTALADA	EFFECTIVA
		MW	MW
1	SAN ANTONIO EL SITIO	52.80	51.90
2	VIENTO BLANCO	23.10	23.10
3	LAS CUMBRES	31.50	31.50
<b>Total</b>		<b>107.40</b>	<b>106.50</b>

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La operación de las plantas eólicas en Guatemala comenzó a darse desde el año 2015, en dicho año comenzaron a operar las plantas San Antonio El Sitio y Viento Blanco.

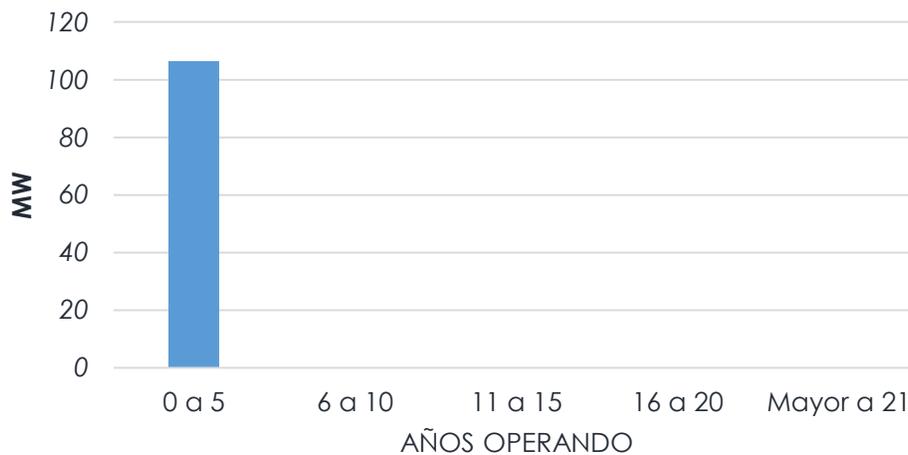
Gráfica 46: Evolución de la capacidad instalada y efectiva de las plantas eólicas.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La generación con plantas eólicas es el sistema más nuevo en operación en Guatemala, su antigüedad se encuentra 4 y 2 años.

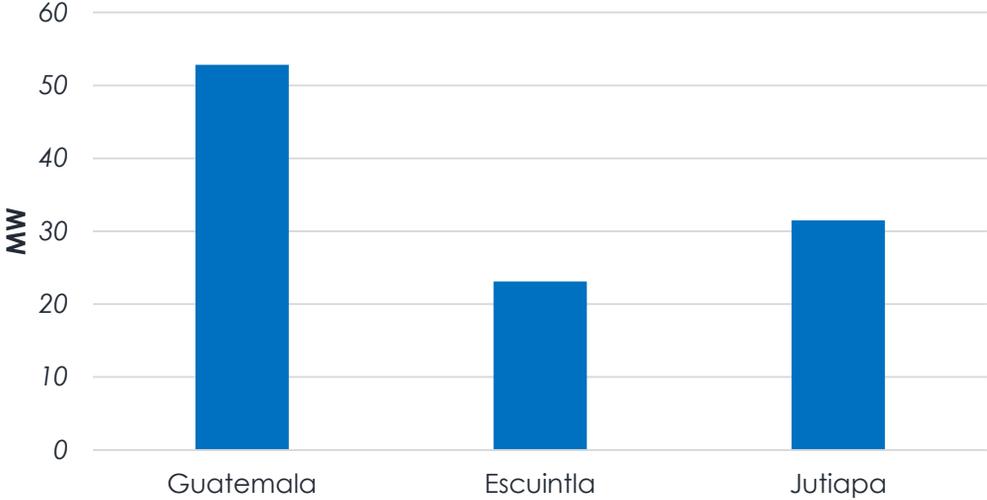
Gráfica 47: Potencia efectiva respecto a la cantidad de años operando.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Al igual que en la capacidad de generación con tecnología fotovoltaica, la tecnología eólica no se puede aprovechar de la misma forma en todo el territorio nacional, por tal razón las tres plantas existentes están distribuidas en tres distintos departamentos, tal como se observa en la siguiente gráfica.

Gráfica 48: Distribución de la potencia por departamento.

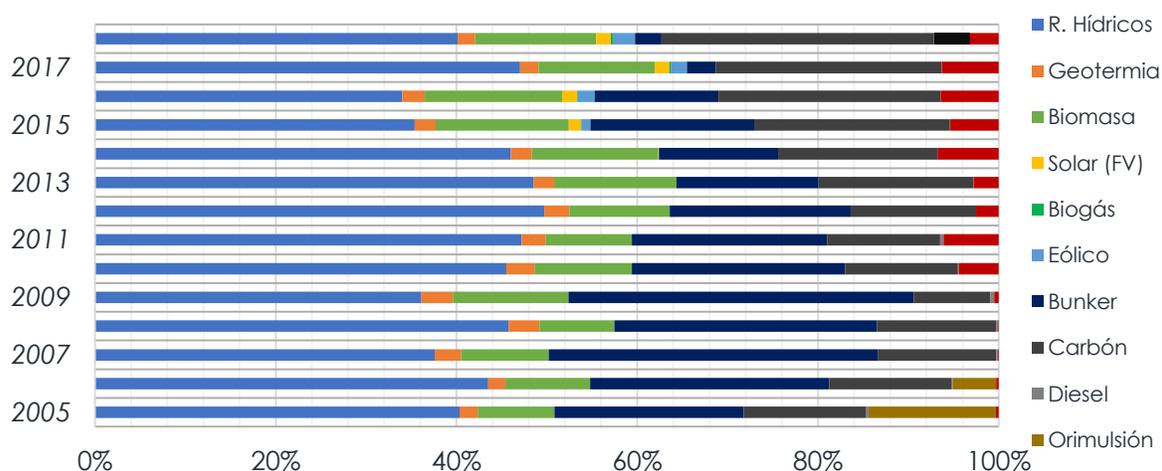


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

## 4.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de energía eléctrica en Guatemala ha sido abastecida de forma histórica por medio del sistema de generación hidro-térmico que consistía en generadoras hidroeléctricas del Estado y centrales térmicas privadas. Desde la vigencia de la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, y luego con las reformas realizadas entre los años 2006 y 2008, el servicio de energía eléctrica ha podido ser abastecido por recursos nacionales naturales aumentando un 10% en la matriz de generación eléctrica desde 2005 hasta 2018.

Gráfica 49: Matriz de generación eléctrica anual histórica.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

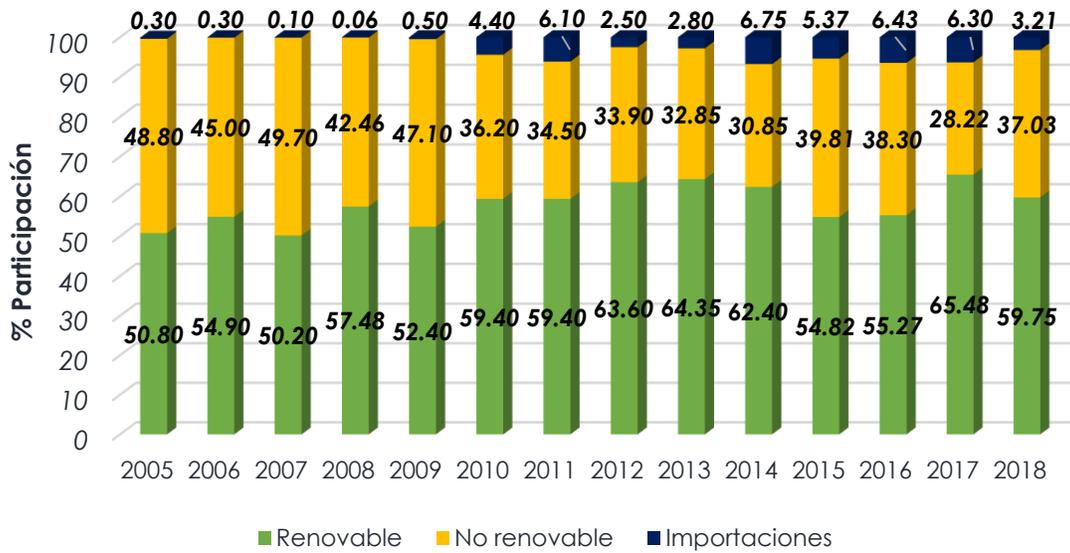
La Gráfica 49 ilustra la matriz de generación eléctrica al año para Guatemala desde el año 2005 hasta 2018, en la cual puede observarse la importancia de las centrales hidroeléctricas en el sistema de generación, participando en un 40% aproximadamente de la matriz del año 2005, al igual que se ha podido observar la transición de las centrales térmicas por medio de derivados de petróleo hacia centrales térmicas de vapor generado por carbón y biomasa, las cuales en 2018 tuvieron una participación del 30.2% y 13.4% respectivamente. Las energías renovables no convencionales con intermitencia, la generación por medio de centrales fotovoltaicas y eólicas, representaron un 4.1% aproximadamente en 2018.

En 2018 la generación por medio de recursos renovables participó en un 60% aproximadamente, los recursos no renovables tuvieron una participación de 37% y al menos un 3% de la demanda de energía fue abastecida por importaciones a través de la interconexión con México o el Mercado Eléctrico Regional; la evolución desde el 2005 hasta 2018 se presenta en la Gráfica 50.

La diversificación de la matriz de generación eléctrica empezó a medirse y cuantificarse por parte de la UPEM desde el año 2016, por medio de los índices Shannon-Wiener (SWI), el cual se utiliza para medir la biodiversidad en los sistemas ecológicos, donde el valor mínimo es cero y mientras más alto sea el índice significa que el sistema es más diverso; y por medio del índice Herfindahl-Hirschman (HHI) el cual posee valores entre 0 y 10,000 y se utiliza para medir la concentración de un mercado en economía donde mientras más concentración exista mayor es el índice, por lo general determina la competitividad de un mercado para asuntos regulatorios.

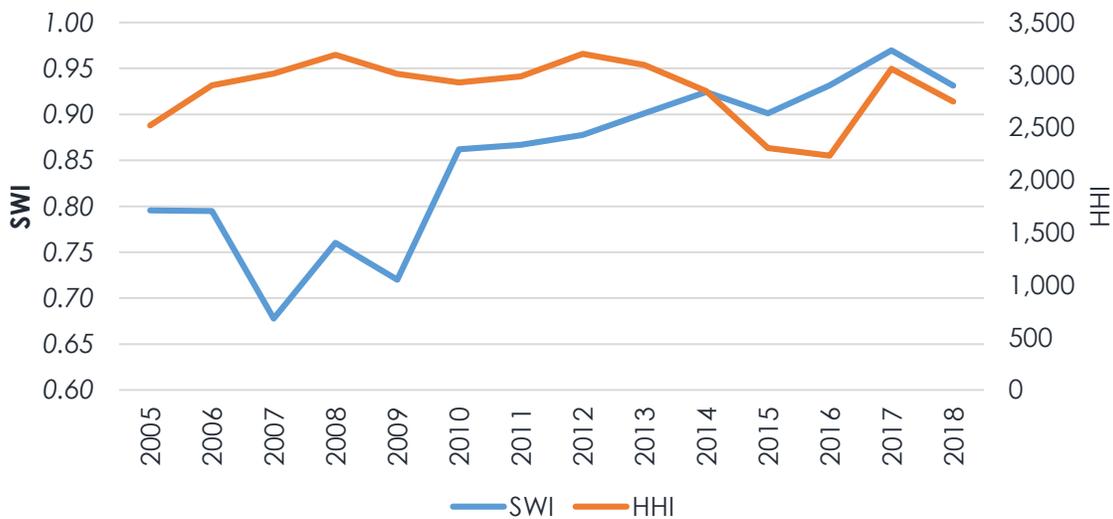
En el año 2018 la diversidad de los recursos dio como resultado un SWI de 0.93, desde el año 2005 se ha observado un crecimiento desde 0.8 hasta los valores actuales que rondan 0.94 desde 2016. La concentración del mercado se redujo de 3060 a 2750 aproximadamente, lo cual indica una menor dependencia en un solo recurso, sin embargo, este índice se incrementó en el año 2017 y 2018 debido a una mayor generación de un solo recurso. El histórico respectivo a los índices de diversificación del periodo 2005 hasta 2018 se presenta en la Gráfica 51.

Gráfica 50: Participación histórica de los recursos renovables vs no renovables.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Gráfica 51: Indicadores de diversificación de la matriz de generación eléctrica anual.

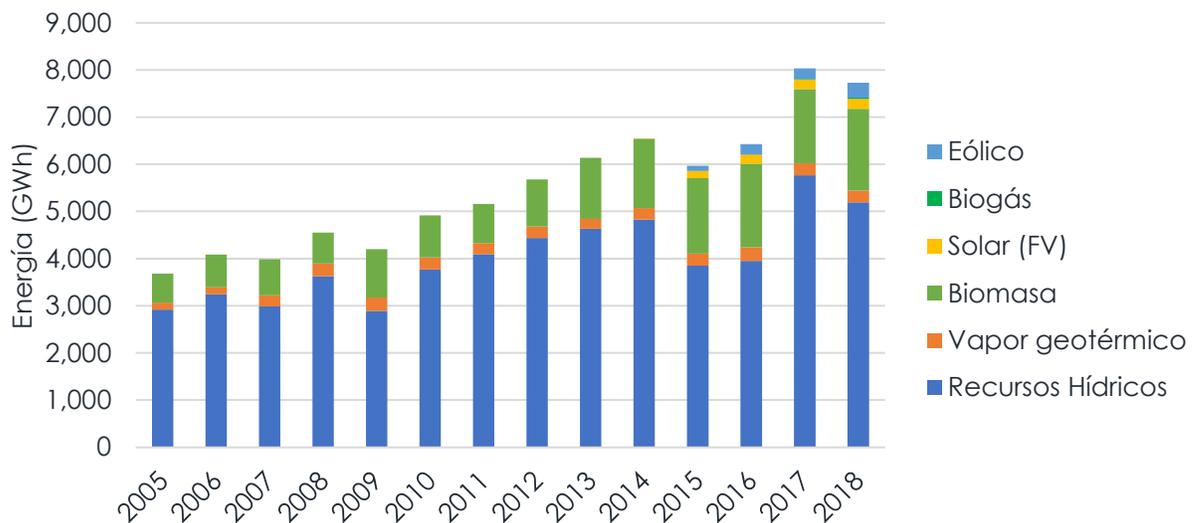


Fuente: Elaboración propia, UPEM.

## 4.2.1. RECURSOS RENOVABLES

La generación de electricidad en el Sistema Nacional Interconectado por medio de recursos renovables ha aumentado de forma consistente desde el año 2005, cuando totalizaba 3,680 GWh, hasta el año 2018 cuando en total fue de 7,731 GWh. La diversificación de las fuentes de generación renovables se ilustra en la 0, donde se presenta la evolución histórica desde el año 2005, además se observa el ingreso en el año 2015 de generación producida por medio de centrales fotovoltaicas y eólicas. La generación por medio de recursos hídricos ha sido una de las que más ha crecido en el parque generador nacional, siendo de 2,920 GWh en el año 2005 e incrementándose hasta 5,191 GWh en el año 2018.

Gráfica 52: Generación anual por tipo de recurso renovable.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Los recursos renovables pueden considerarse como convencionales y no convencionales, siendo esta diferenciación tecnológica un concepto que se espera eliminar para considerar una tecnología renovable solamente de acuerdo con la intermitencia de la fuente de energía primaria. Por ejemplo, la tecnología fotovoltaica y eólica, después de una década de funcionamiento en centrales de generación alrededor del mundo pueden considerarse una tecnología ya madura, siendo la falta de firmeza el aspecto tecnológico que aún está en desarrollo por medio de almacenamiento de electricidad en baterías.

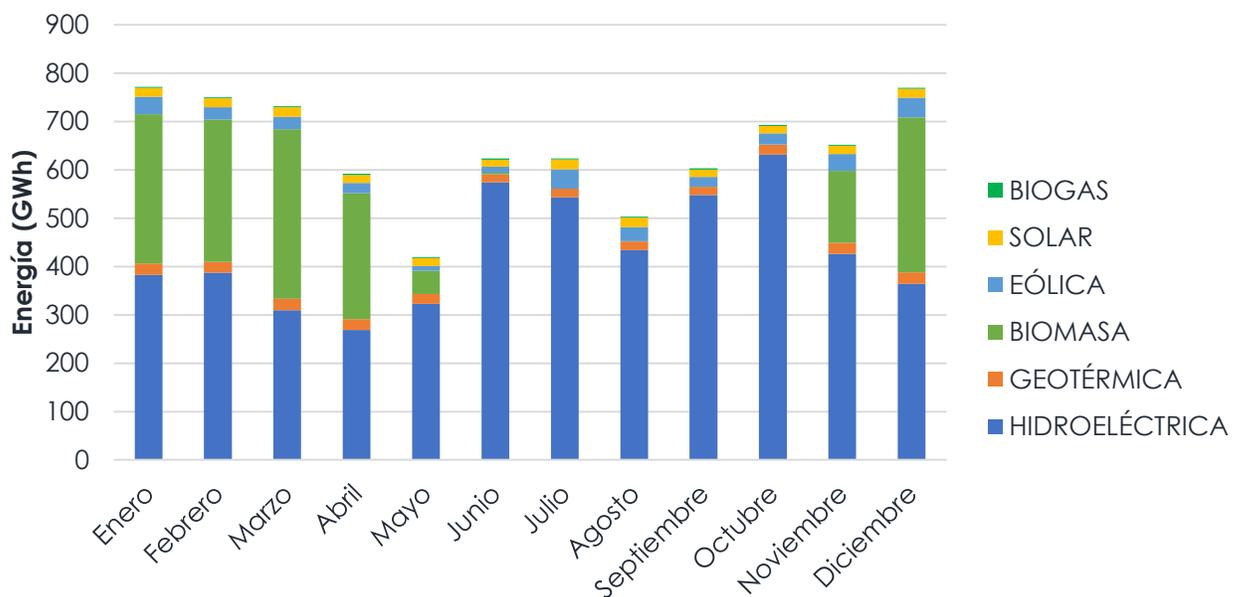
La estacionalidad es un aspecto para considerar de los recursos hídricos sin embargo esto se debe a la perspectiva de la central generadora ya que el almacenamiento de agua en represas sucede solamente en algunas centrales y no es una constante de diseño, ya que las centrales hidroeléctricas pueden poseer almacenamiento anual, mensual y diario por medio de una represa, en el caso de no utilizar una represa se conocen como centrales de pasada.

La producción de electricidad de los cogeneradores sucede principalmente en la época de zafra de los ingenios azucareros, por lo tanto, se considera también como generación

estacional; por lo tanto, la generación por medio del recurso de biomasa sucede mayormente en el período desde diciembre hasta abril del siguiente año, complementando los recursos hídricos que están disponibles entre los meses de junio a octubre.

La generación mensual por medio de recursos renovables del año 2018 se presenta en la Gráfica 53, de la cual puede observarse lo anteriormente comentado. Cabe mencionar que la generación por medio de vapor geotérmico y biogás no son estacionales y poseen factores de planta superiores al 80%; las centrales fotovoltaicas poseen variaciones leves en la generación producida mensualmente y su curva de capacidad es predecible, sin embargo, el factor de planta de esta tecnología y de las centrales eólicas ronda desde los 20 hasta el 40%, sujetos a una variabilidad horaria que supone un desafío para los operadores de red. En 2018 la generación mensual mínima por medio de centrales fotovoltaicas fue de 14.5 GWh en junio, y la máxima fue de 19.95 en julio. Para las centrales eólicas la mínima fue de 10.2 GWh en mayo, y la máxima 40.6 GWh en diciembre.

Gráfica 53. Generación mensual por tipo de recurso renovable del año 2018.



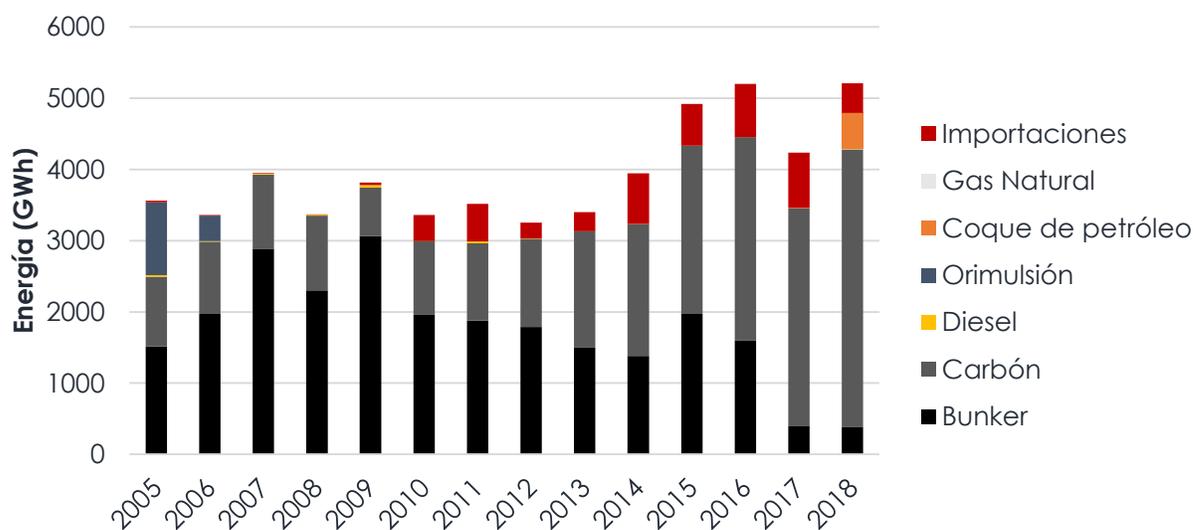
Fuente: Elaboración del AMM.

## 4.2.2. RECURSOS NO RENOVABLES

Guatemala ha sucedido generalmente para abastecer la demanda base del SNI, debido a la estacionalidad de la mayoría de las centrales por medio de recursos renovables. El sistema de generación eléctrica, como parte de un sistema energético más amplio, utiliza recursos importados y por lo tanto recursos que también están sujetos al mercado energético mundial.

La generación por medio de recursos no renovables era en 2005 de 3,540 GWh, y se ha incrementado para abastecer la demanda nacional hasta los 4,792 GWh. Sin embargo, en Guatemala ha existido una transición económica en la producción de electricidad por medio de recursos renovables, ya que en 2005 al menos 1,516 GWh de electricidad era producida por medio de búnker (fuel oil no. 6 de bajo contenido de azufre) y 979 GWh eran producidos por carbón, siendo este energético más barato puede observarse la transición finalmente en 2018 ya que 379 GWh se produjeron con búnker y 3,903 GWh fueron producidos con carbón. En la matriz de generación eléctrica, la generación por medio de carbón térmico importado mayormente de Sudamérica es por mucho el mayor recurso no renovable utilizado para abastecer la demanda guatemalteca. La Gráfica 54 ilustra la evolución en la producción anual por medio de recursos no renovables desde el año 2005 hasta el 2018.

Gráfica 54: Generación anual por tipo de recurso no renovable.

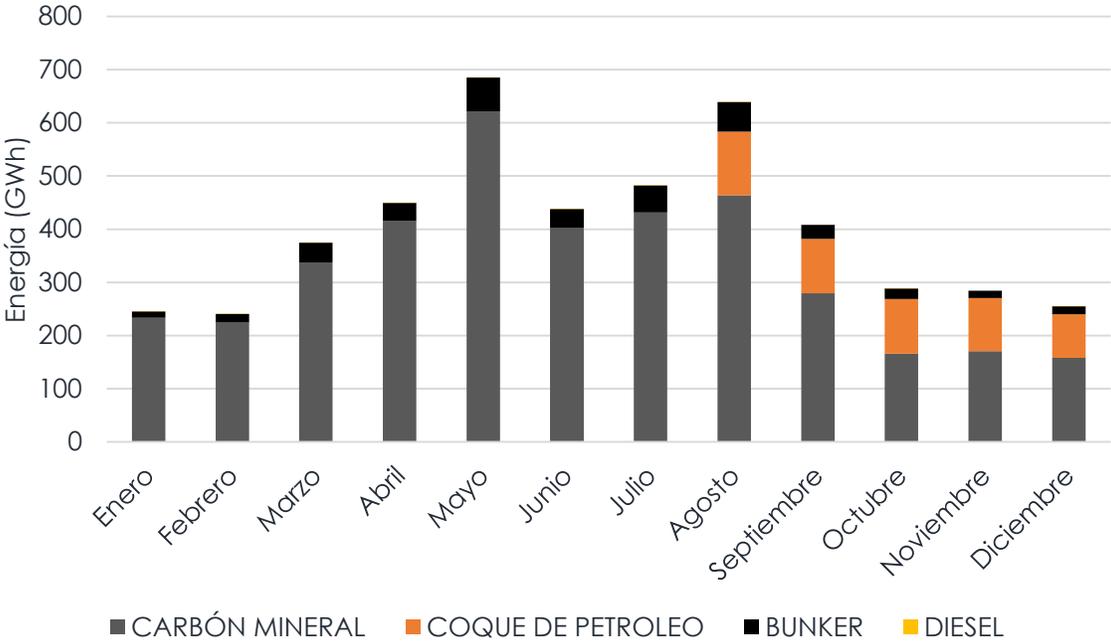


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Las importaciones de energía por medio de la interconexión de México, o de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, se han incrementado desde el año 2010 desde México, sin embargo, para el año 2018 se contabilizaron importaciones de 416 GWh aproximadamente, lo que representó una reducción del 46% respecto del año 2017. Debe corresponderse también la generación de energía no renovable con la de energía renovable, ya que en el año 2017 se registró una mayor generación hidroeléctrica, lo cual redujo la participación de las centrales no renovables en las necesidades de demanda de energía.

La correspondencia entre la generación no renovable con la renovable puede observarse de nuevo en la Gráfica 55, donde se observa que el mes de mayor producción por medio de recursos no renovables del año 2018 es mayo y agosto, el primero debido al final del período de zafra de los ingenios cogeneradores y la falta de la temporada hídrica la cual anualmente inicia precisamente este mes, y en agosto debido a la canícula que sucedió en 2018, lo cual afectó principalmente la cantidad de recursos hídricos. Desde el año 2018 ha empezado a utilizarse en las centrales de vapor el energético conocido como coque de petróleo, el cual ha sido competitivo en los precios al igual que el carbón térmico.

Gráfica 55: Generación mensual por tipo de recursos no renovables del año 2018.



Fuente: Elaboración del AMM.

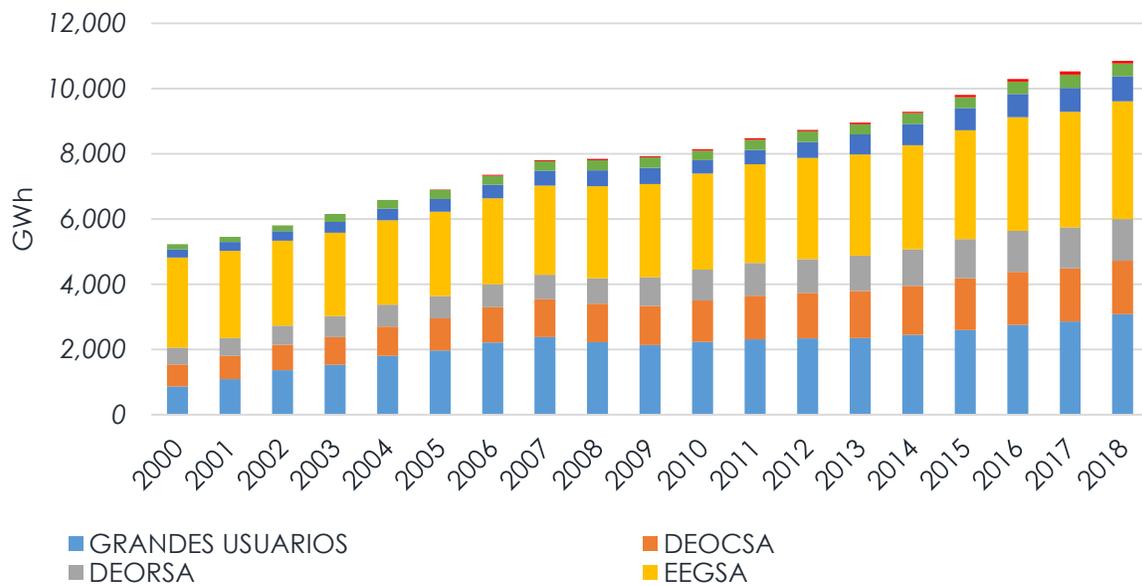
### 4.3. DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para lograr comprender que sectores son los que actualmente empujar el consumo de energía eléctrica, es importante contabilizar que sectores son los que actualmente dominan el subsector eléctrico, por lo que a continuación se describe el detalle de consumo por cada sector.

#### 4.3.1. DEMANDA DE ENERGÍA

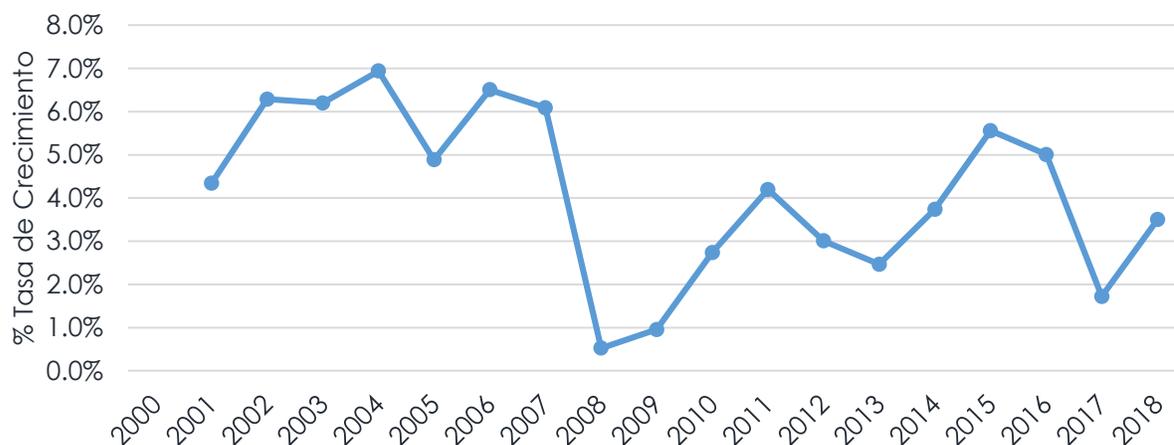
El crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha demostrado correlación con la realidad socioeconómica de un país, desde el año 2000 hasta el 2018 se ha incrementado la demanda nacional a diferentes tasas, cabe resaltar que en el año 2008 solamente se tuvo un crecimiento del 0.5% de la demanda respecto al año anterior, además el año con mayor crecimiento fue el 2004 con una tasa del 6.5%. Solamente en 2018, el consumo de energía anual fue de 10,847.7 GWh, un incremento del 3.5% respecto al año anterior, la Gráfica 56 ilustra la tendencia anual de crecimiento en el consumo, mayormente impulsada por la demanda que representan los grandes usuarios y los agentes distribuidores.

Gráfica 56: Demanda de energía anual histórica, período 2000-2018.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Gráfica 57: Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida anualmente, período 2000-2018.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

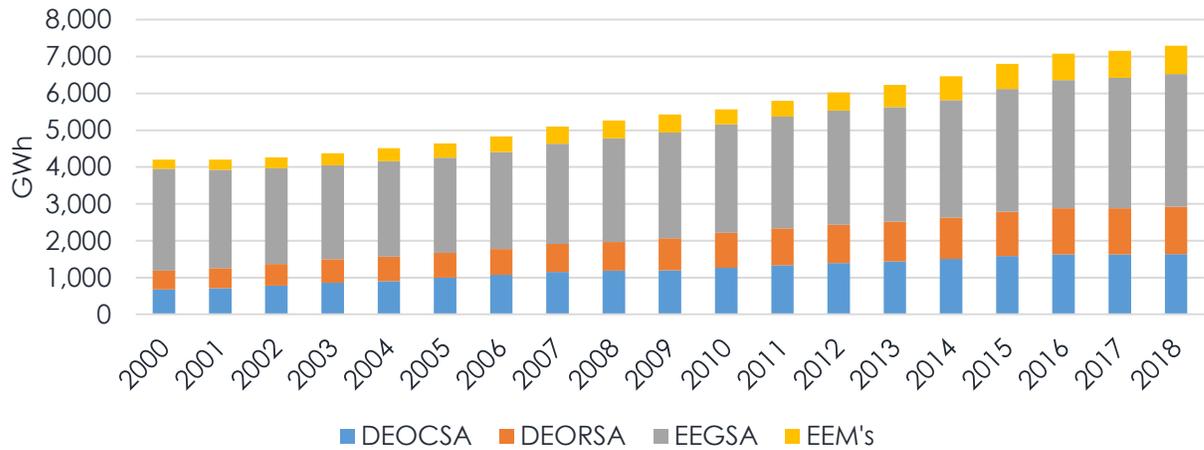
## • DISTRIBUIDORAS

La demanda de energía eléctrica del año 2018 de las empresas distribuidoras en Guatemala fue de 7,293.6 GWh, esto representa aproximadamente un 67% de la demanda de energía nacional. En los últimos ocho años el crecimiento de la demanda de los agentes distribuidores debidamente registrados de acuerdo con la Ley General de Electricidad ha sucedido con una tasa cercana al 2.6% para EEGSA, DEOCSA y DEORSA mantuvieron crecimientos entre el 4 y 6% hasta hace dos años, cuando su crecimiento disminuyó a valores alrededor de 1 y 2%.

En la Gráfica 58 se observa el crecimiento de la demanda de energía histórica de las tres empresas distribuidoras inscritas como agentes de distribución, sujetas a los procedimientos que indica la Ley General de Electricidad. El crecimiento por parte de DEOCSA y DEORSA tiene una relación directa con las obras de electrificación rural realizadas por medio del Plan de Electrificación Rural y el INDE, lo cual permitió que la demanda en conjunto del año 2000, alrededor de 1,186.75 GWh, se incrementara hasta 2,210.98 GWh en el año 2010, y 2,920.79 GWh en el año 2018. En la Gráfica 59 también se puede observar el histórico de las tasas de crecimiento de la demanda por agente distribuidor, en el caso de DEOCSA y DEORSA se observa que en 2008 la tasa de crecimiento disminuyó abruptamente.

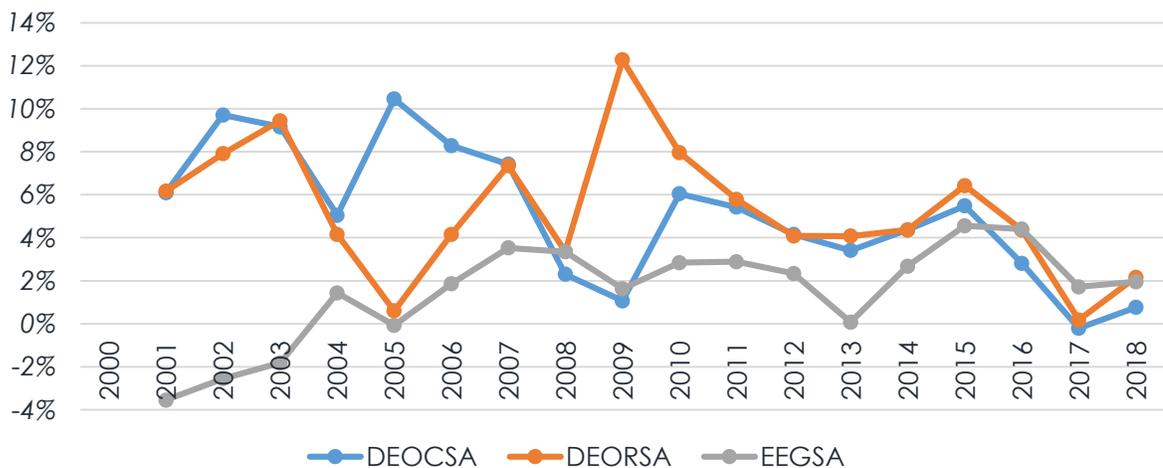
La información histórica del crecimiento de la demanda de energía anual por parte de los agentes distribuidores permite concluir que, a menos que se ejecute otro Plan de Electrificación Rural, la tasa de crecimiento de estos agentes se mantendrá alrededor del 1 y 2%.

Gráfica 58: Demanda de energía histórica anual de las empresas distribuidoras, período 2000-2018.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Gráfica 59: Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por los agentes distribuidores.

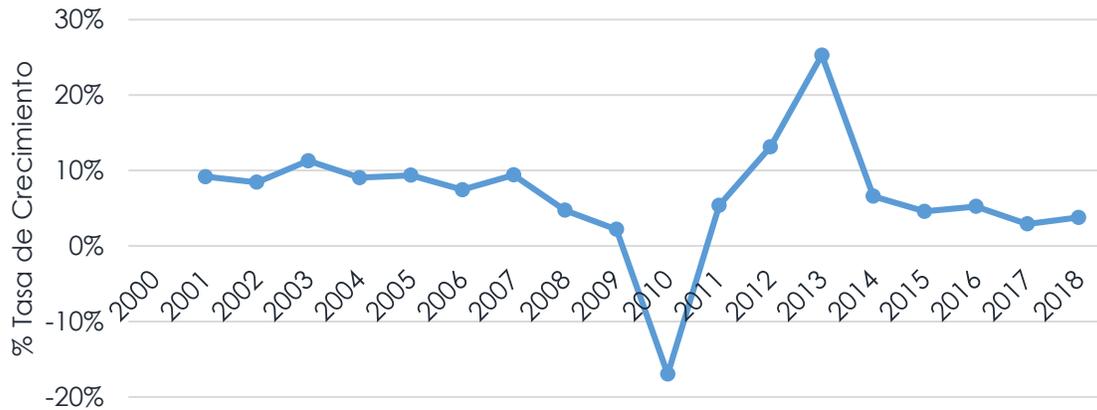


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

## • EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES

Las empresas eléctricas municipales prestan el servicio de distribución de la energía eléctrica, sin embargo, la compra de energía y potencia para los usuarios regulados que poseen se da sin un instrumento legal claro, y con poca o nula supervisión de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. En 2018 la demanda anual fue de 765.8 GWh aproximadamente, con un incremento del 3.8% respecto al año anterior, en promedio durante los últimos cinco años la demanda anual de estas ha crecido un 4.6%. La Gráfica 60 muestra el crecimiento que ha sucedido desde el año 2000 al año 2018, donde resalta un decrecimiento de la demanda del 17% del año 2010 respecto al 2009.

Gráfica 60: Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por las empresas eléctricas municipales.



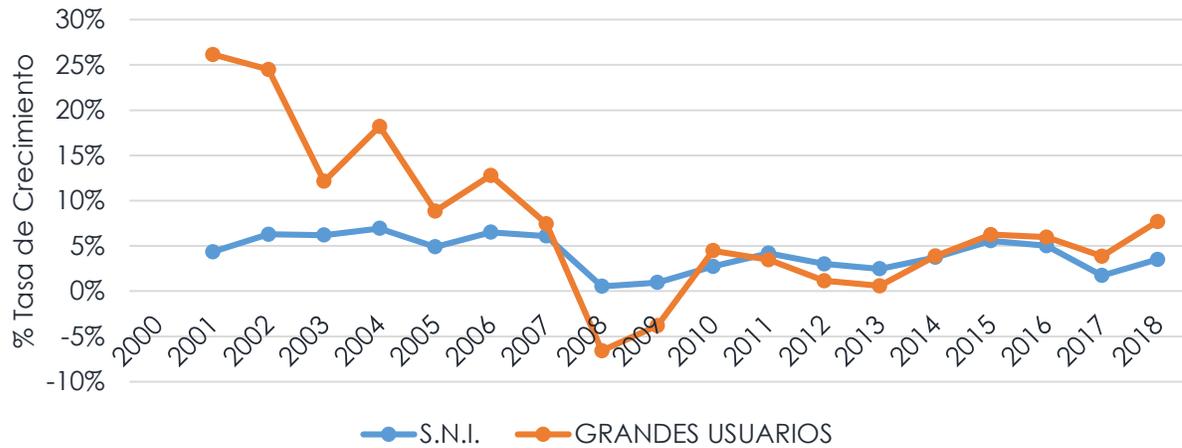
Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

### • GRANDES USUARIOS

El crecimiento económico impulsa el consumo de energía para la producción de bienes y servicios, para el año 2018 la demanda de los grandes usuarios de energía eléctrica fue de 3,081.35 GWh, un 28.4% de la demanda total, con un incremento del 7.7% respecto al año anterior. Sin embargo en los últimos años se ha observado una mayor correlación entre el crecimiento económico nacional y el consumo de energía total, esto en parte porque la demanda de las empresas distribuidoras públicas y privadas ha sucedido de forma vegetativa, por lo tanto podría asumirse que la variable con mayor impacto en las premisas de crecimiento de la demanda nacional no es el crecimiento poblacional, sino el crecimiento económico.

La Gráfica 61 ilustra las tasas de crecimiento tanto del Sistema Nacional Interconectado como de los grandes usuarios, por ejemplo puede observarse en 2007 y 2008 una reducción de las tasas de crecimiento incluso a valores negativos, con su posterior recuperación en 2010, y una nueva caída en 2013. A continuación, durante los años posteriores se observa que el comportamiento está completamente influenciado por las percepciones optimistas o no de la economía, ya que durante 2017 de nuevo se redujo el crecimiento a 3.9%. En promedio, durante los últimos 5 años ha existido un crecimiento del 5.5% de la demanda anual de grandes usuarios.

Gráfica 61: Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por Grandes Usuarios.



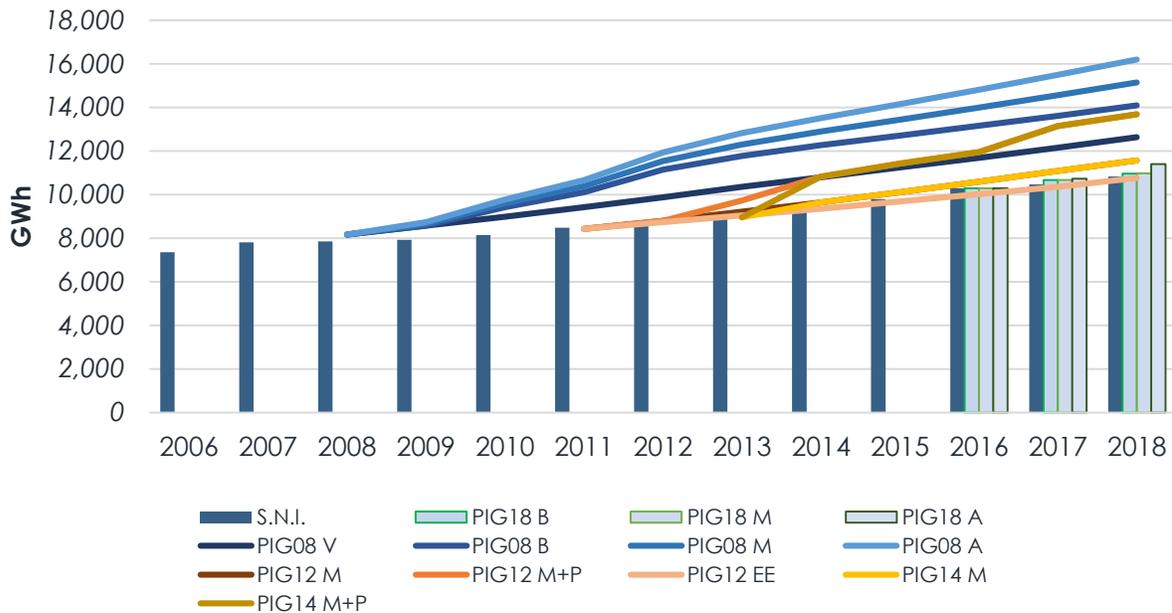
Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

## • EVALUACIÓN DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

En Guatemala la proyección de la demanda de energía eléctrica se realiza con el objetivo de evaluar los planes de expansión tanto de generación como de transporte de electricidad, acciones realizadas desde el año 2008 una vez entraron en vigor las reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad y al Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. En el período 2008 al 2012, los Planes Indicativos fueron realizados por la CNEE, sin embargo, el acuerdo gubernativo no. 631-2007 publicado el 17 de enero de 2008 que reformaba el Reglamento Orgánico Interno del MEM creó la Unidad de Planeación Energético Minero, la cual entre sus funciones posee la elaboración de los Planes de Expansión del sistema eléctrico y establecer la demanda energética de la población y de la actividad económica productiva del país. Desde el año 2013 en adelante los planes de expansión han sido realizados por el Ministerio de Energía y Minas, y desde el año 2016 han sido realizados por la Unidad de Planeación Energético Minero como Órgano Técnico especializado del Ministerio.

La proyección de la demanda de energía eléctrica utilizada en el año 2008 y 2012, realizaba proyecciones optimistas respecto al crecimiento económico y poblacional en los escenarios medio y alto, sin embargo, existían escenarios que al comparar con la información histórica hasta 2018, estaban en el margen de aceptación respectivo a la realidad. Por ejemplo, la demanda de energía anual del escenario vegetativo del Plan de 2008 y del escenario de eficiencia energética de 2012 son representativos de la realidad actual, ya que el porcentaje de error fue del 16.6 y 0.6% respectivamente. Para el Plan del año 2018, el porcentaje de error pasados dos años fueron del 1.2, 1.3 y 5.3% para los escenarios medio, bajo y alto respectivamente.

Gráfica 62: Demanda de energía eléctrica histórica comparada con la proyección de demanda de los Planes anteriores.

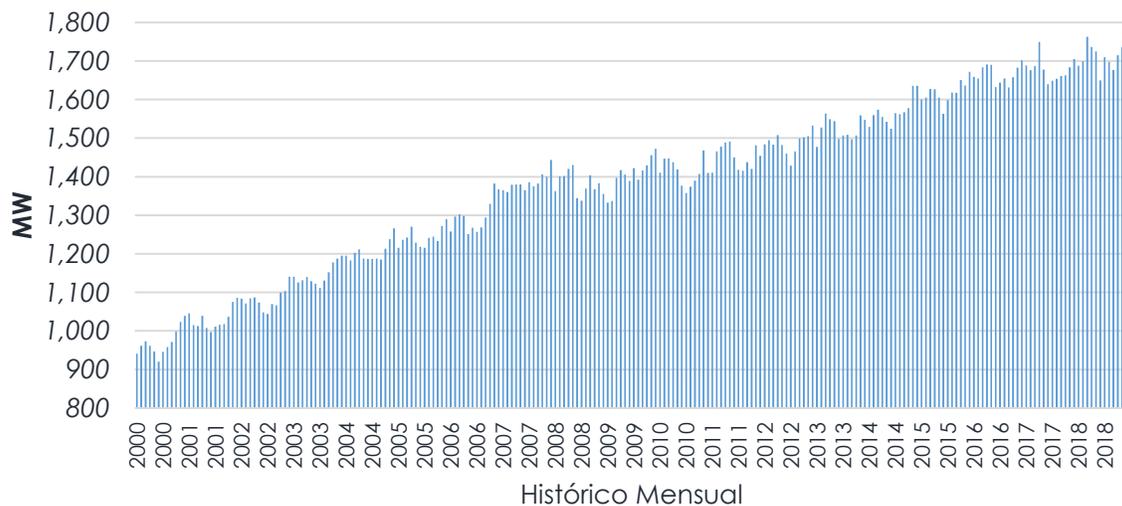


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

#### 4.3.2. DEMANDA DE POTENCIA

La máxima demanda de potencia eléctrica, de cada mes, desde el año 2001 se presenta en la Gráfica 63 la cual ha crecido a un ritmo mensual promedio de 0.3%, y un ritmo anual promedio de 3.0%. Sin embargo, para el año 2018 el crecimiento respecto del 2017 fue solamente 0.7%.

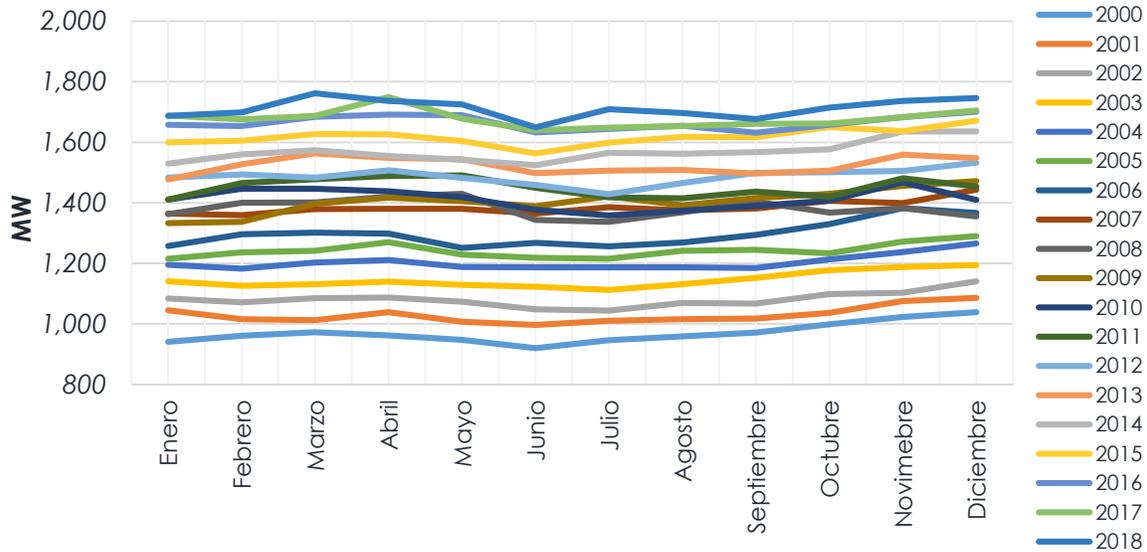
Gráfica 63: Potencia máxima demandada al mes.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La máxima demanda de potencia del 2018 fue de 1,763 MW, la del 2017 fue 1,750 MW y la de 2016 1,702 MW, sin embargo, a diferencia de años anteriores, la máxima demanda se presentó en el primer semestre del año.

Gráfica 64: Potencia máxima demandada cada mes, ordenada anualmente.

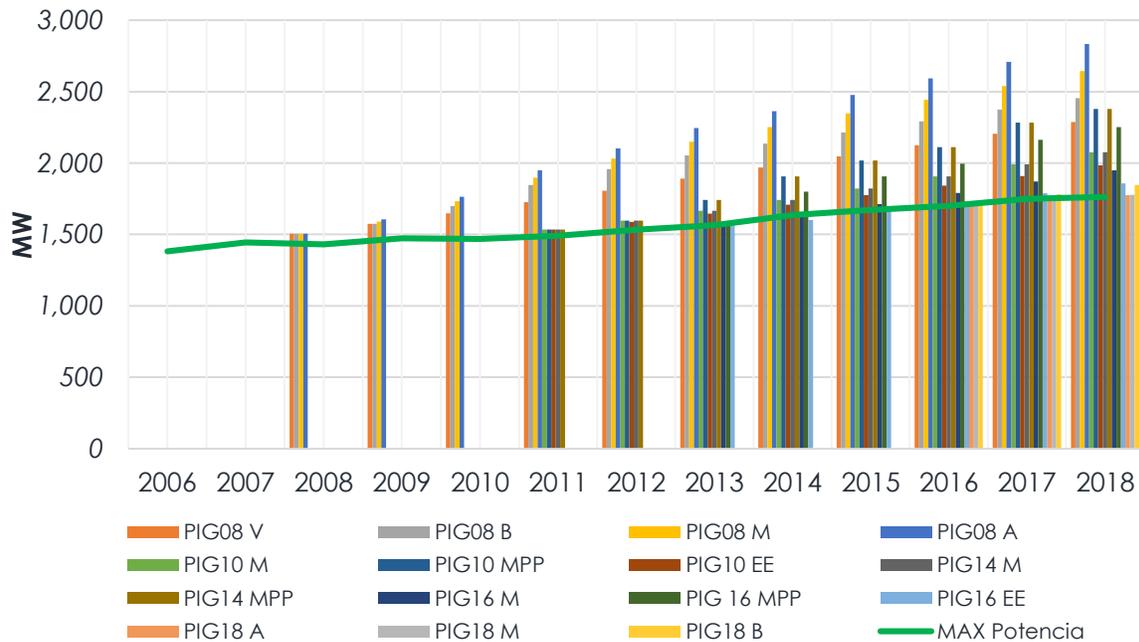


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La Gráfica 64 presenta la potencia máxima demandada cada mes, ordenada para comparar el crecimiento anual desde 2000 hasta 2018, además puede observarse claramente que en los primeros 10 años que la demanda máxima se presentaba en los meses de noviembre o diciembre, luego de 2007 en adelante empezó a presentarse un leve crecimiento en el primer semestre de cada año, siendo 2018 un año donde la demanda de abril y marzo tan alta como en diciembre.

De acuerdo con el marco legal y regulatorio concerniente al sistema de generación guatemalteco, los Planes de expansión indicativos han presentado las proyecciones de demanda máxima esperada desde la primera edición, realizada en 2008 por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, hasta la última edición realizada por la Unidad de Planeación Energético Minero del Ministerio de Energía y Minas. Desde entonces, las proyecciones relacionadas con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la máxima demanda de potencia han permitido la expansión tanto del sistema de generación como del sistema de transporte, esto permite que el subsector eléctrico posea suficiente abastecimiento tanto para el sector residencial como para el industrial y comercial. La Gráfica 65 permite comparar las proyecciones de demanda hechas en su momento para los distintos Planes de Expansión Indicativos de Generación con el histórico de máxima demanda de potencia.

Gráfica 65: Proyecciones de máxima demanda de potencia anual comparadas con el histórico.



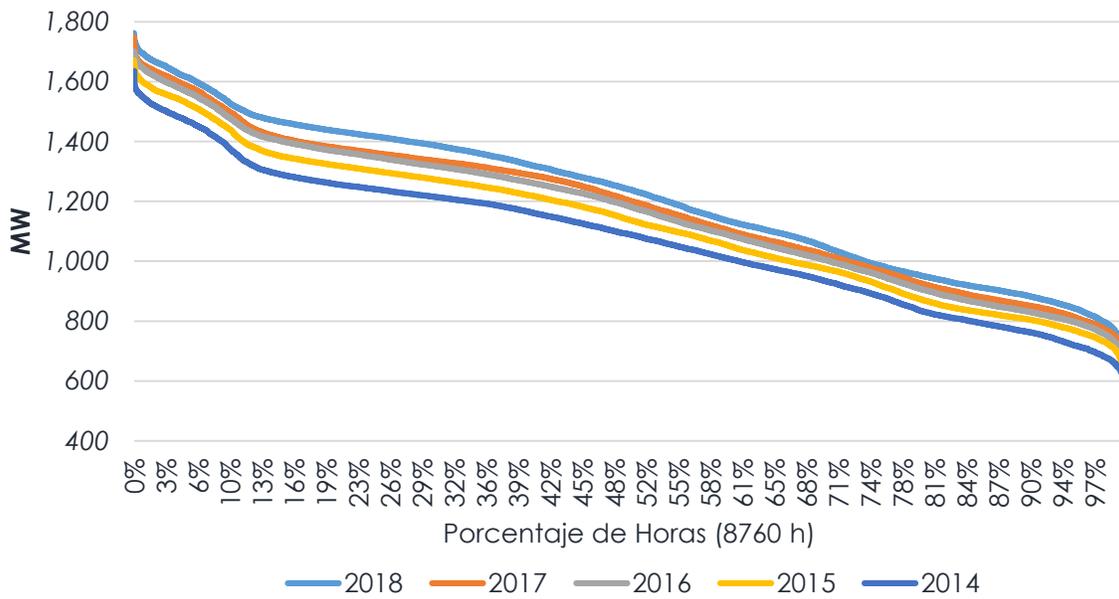
Fuente: Elaboración propia con información de AMM, CNEE y MEM.

#### 4.4. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

El crecimiento de la máxima demanda de potencia de forma histórica ha sucedido vegetativamente debido al crecimiento poblacional y al crecimiento económico. Es este último el rubro que mayor incertidumbre posee y que mayormente influye en el crecimiento de la máxima demanda de potencia en especial cuando se trata de industrias intensivas energéticamente. La información histórica permite recomendar al sistema de generación nacional y a las centrales que componen el parque generador un aproximado del mercado en el cual pueden participar, sin embargo, la atracción de industrias intensivas energéticamente también es una actividad que puede hacerse de forma privada.

La demanda de potencia horaria del Sistema Nacional Interconectado, ordenada desde la mayor a la menor, permite conocer la demanda de potencia desde una perspectiva de mercado donde el 100% del año es necesario abastecer 615 MW para el año 2018, un crecimiento del 8% respectivo al año 2017. Al respecto en el año 2018 solamente fue necesario el 25% del tiempo suplir una demanda de 1,414 MW, y solo 10% del año fue demandada una potencia superior a 1,521 MW.

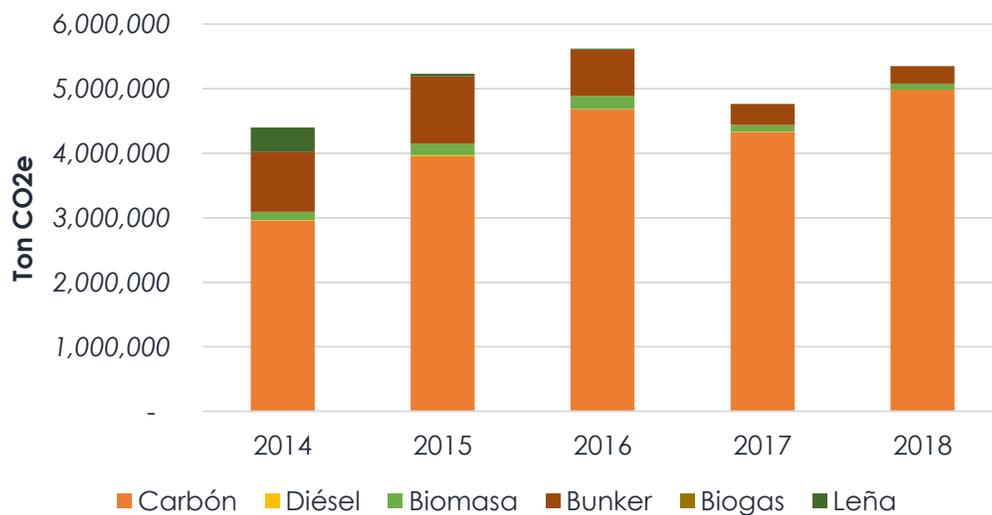
Gráfica 66: Curvas Monótonas Anuales de demanda de potencia horaria.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

El cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero para el sector energético del país es elaborado anualmente por el Ministerio de Energía y Minas bajo la metodología IPCC 2006, de estos cálculos se obtienen las emisiones totales del subsector eléctrico y sus sistemas de generación.

Gráfica 67: Cálculo anual de emisiones de GEI por generación de energía eléctrica.



Fuente: Elaboración propia con información del Ministerio de Energía y Minas.

En la gráfica anterior se observa el cálculo de emisiones de GEI de los últimos cinco años de la generación de energía eléctrica, se observa que el carbón es el energético que proporciona la mayor parte de emisiones en este subsector.

Es importante resaltar que las plantas hidroeléctricas, fotovoltaicas y eólicas no aparecen en este conteo, puesto que sus emisiones directas son cero, y sus emisiones indirectas están contempladas dentro del resto de energéticos.

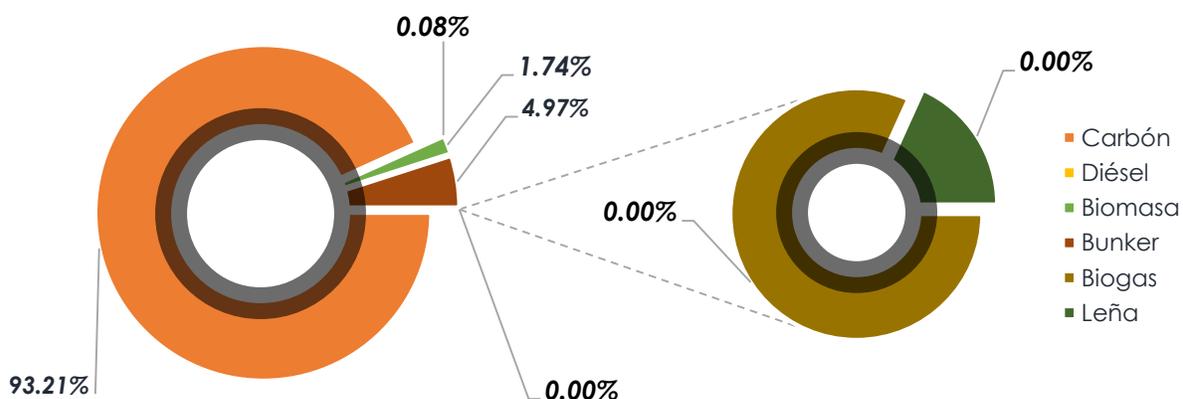
Tabla 14: Cálculo emisiones de GEI por generación de energía eléctrica durante el año 2018.

Energético	Año 2018 (Ton CO2e)	Año 2018 (Ton CO2e)
Carbón	4,983,805	93.21 %
Búnker	4,384	0.08 %
Bagazo de Caña	93,126	1.74 %
Diésel	265,779	4.97 %
Biogás	21	0.00 %
Leña	5	0.00 %
Total	5,347,120	100 %

Fuente: Elaboración propia con información del Ministerio de Energía y Minas.

Durante el año 2018 el carbón utilizado como energético para la generación de energía eléctrica representó el 93.21 % de las emisiones totales de este subsector, tal como se observa en la Tabla 14 y en la Gráfica 68, los energéticos que representan emisiones muy bajas en este subsector corresponden a los energéticos de menor uso para la generación de energía eléctrica.

Gráfica 68: Cálculo emisiones de GEI por generación de energía eléctrica durante el año 2018.



Fuente: Elaboración propia con información del Ministerio de Energía y Minas.

## 4.5. POTENCIAL ENERGÉTICO

Guatemala aún cuenta con un amplio potencial aprovechable de recursos energéticos renovables. Las estadísticas y estimaciones realizadas por el Ministerio de Energía y Minas, publicadas a través del Plan Nacional de Energía indican que:

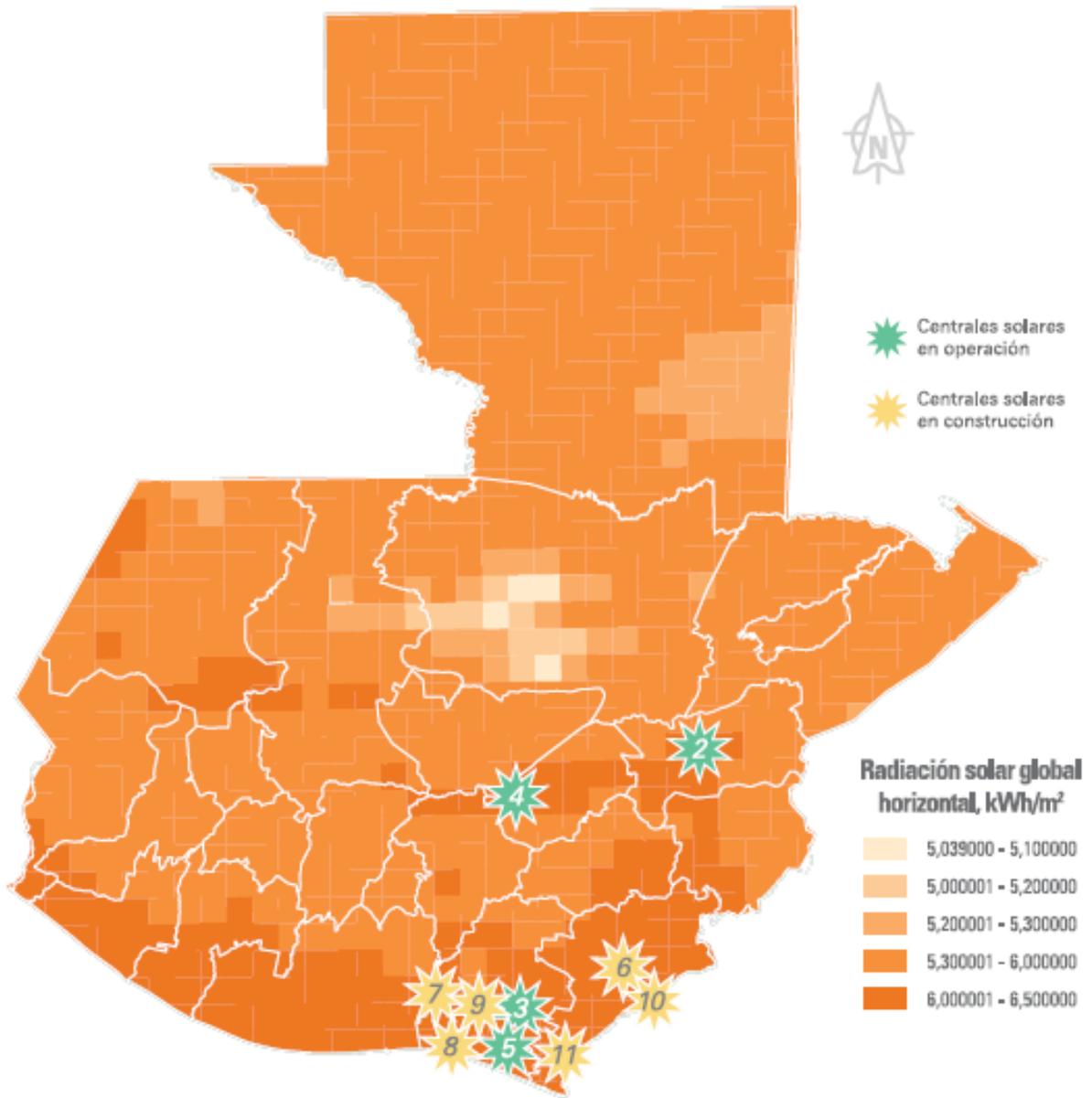
- El mayor potencial aprovechable es el recurso hídrico, ya que es el mayor recurso del país y se estima que quedan por aprovechar 4,690 MW.
- El recurso geotérmico ha sido poco aprovechado, aún se tiene disponibilidad de 966 MW aprovechables.
- Se estima que el potencial eólico de Guatemala es de 204.12 MW.

- **SOLAR**

Los potenciales solares que se encuentran dentro del territorio guatemalteco son sumamente favorables para la instalación de plantas fotovoltaicas, siendo en el departamento de Alta Verapaz, donde se alcanzan potenciales solares más bajos para generación de energía eléctrica entre 5,039000 hasta 5,100000 kWh/m<sup>2</sup>.

En el resto del país, exceptuando algunas partes de la región sur del mismo, se cuenta con potenciales energéticos solares que van desde los 5,200001 hasta los 6,500000 kWh/m<sup>2</sup>; estos valores se pueden observar con detalles en la siguiente ilustración.

Mapa 1: Mapa de potencial solar y plantas fotovoltaicas existentes.



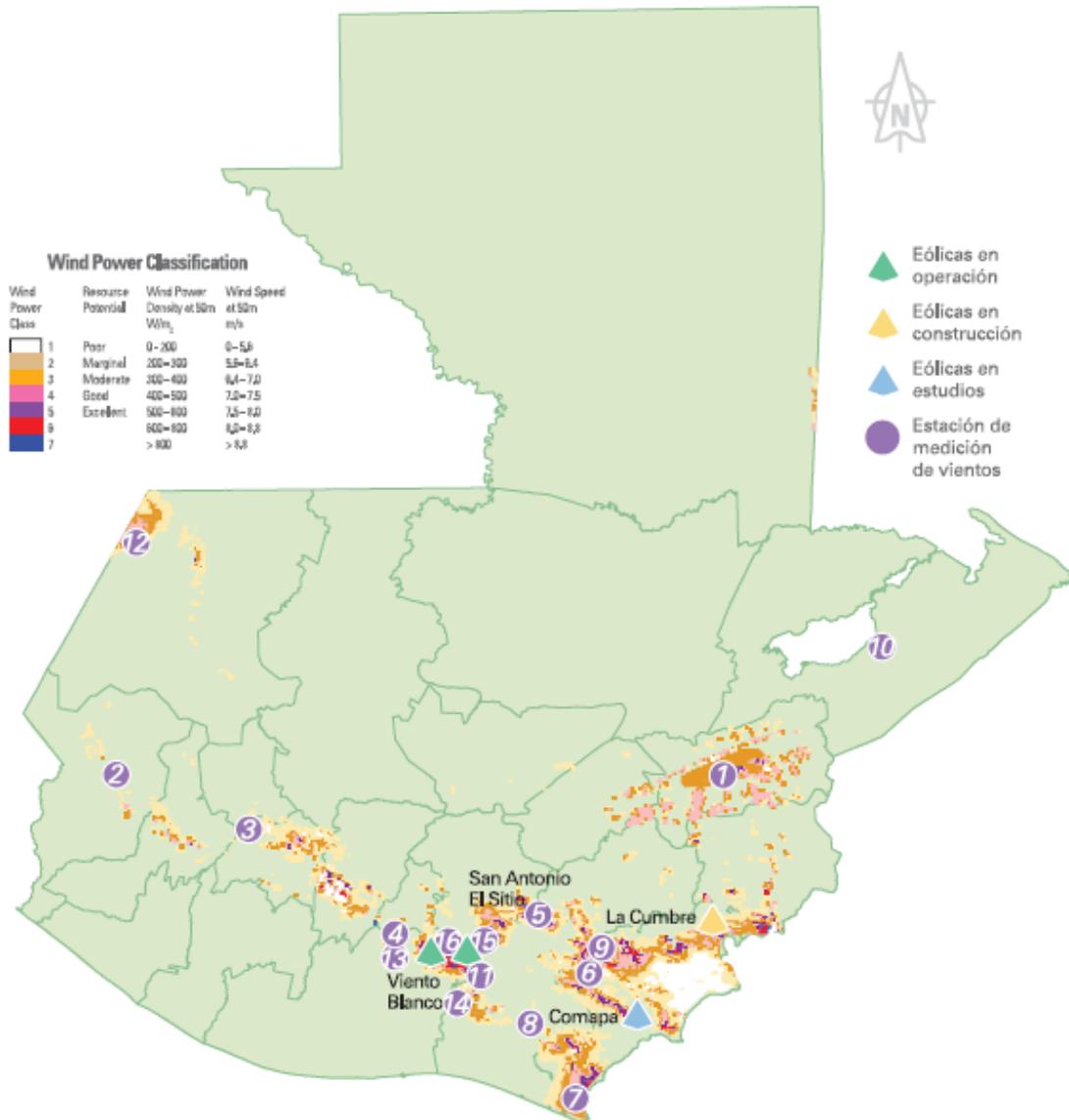
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

### 4.5.1. EÓLICA

El potencial eólico a diferencia del potencial solar, en la región oriente del país se encuentran las mayores capacidades de este recurso; los departamentos más relevantes son Chiquimula, Jutiapa y Zacapa; y de la región central del país, el departamento de Guatemala.

En la siguiente ilustración se observan los puntos de mayores potenciales eólicos en el país, siendo los puntos rojos los de mayor capacidad de generación de energía eléctrica con este recurso.

Mapa 2: Mapa de potencial eólico y plantas eólicas existentes.



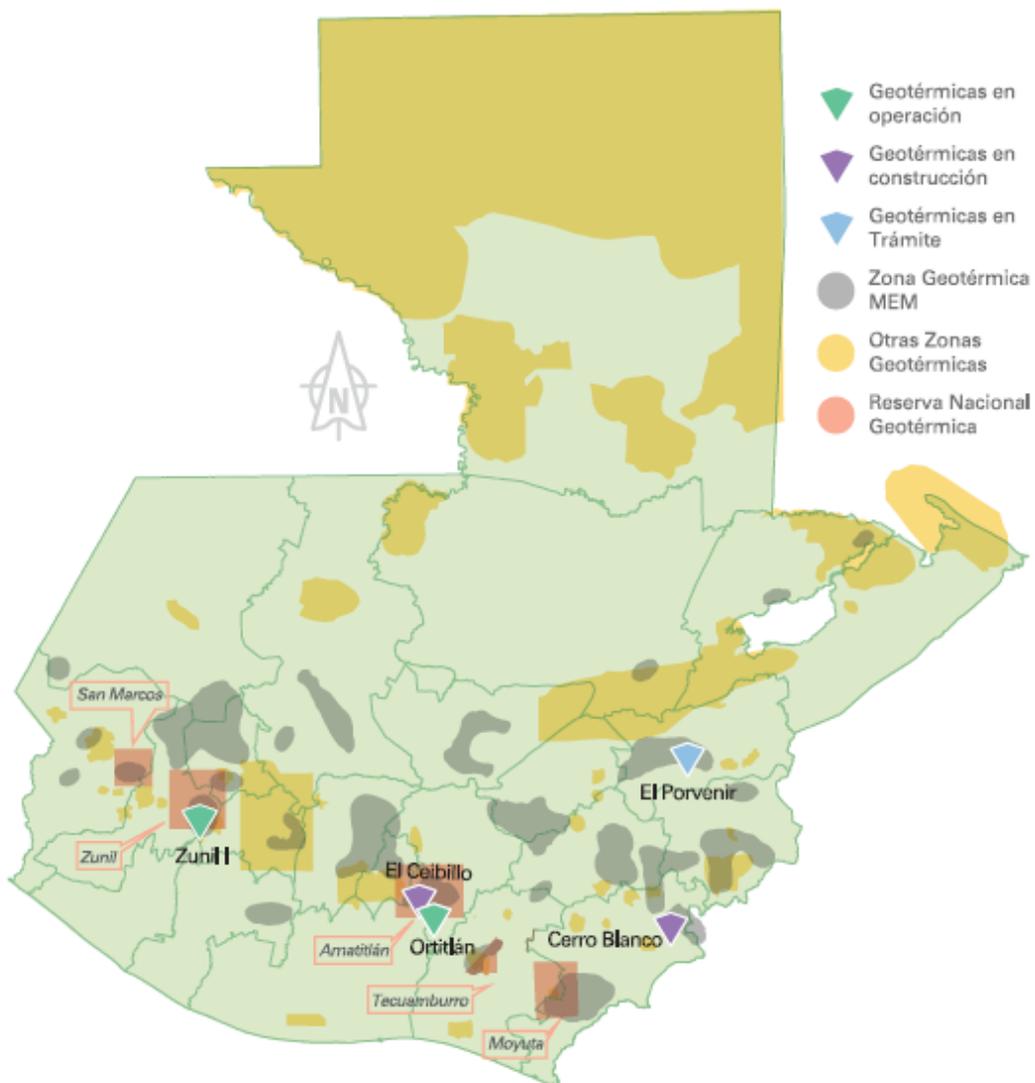
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

#### 4.5.2. GEOTÉRMICA

Guatemala cuenta con potenciales geotérmicos aún no aprovechados para la generación de energía eléctrica, en la siguiente ilustración se encuentra un mapa con las descripciones de los puntos geotérmicos detectados y clasificados dentro del territorio nacional; se observa que en la región norte del país se encuentran las zonas más extensas de potencial de este recurso energético.

Dentro de la misma ilustración se pueden observar las ubicaciones aproximadas de las plantas geotérmicas operantes para el SNI.

Mapa 3: Mapa de potencial geotérmico y plantas geotérmicas existentes.



Fuente: Ministerio de Energía.



# SECCIÓN 2

**Insumos para los planes**

## 5. PREMISAS DE PLANIFICACION DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

La Unidad de Planeación Energético-Minero, en cumplimiento del marco jurídico y político de Guatemala, ha llevado a cabo el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2020-2034 considerando una serie de objetivos y premisas que permitan a la nación el abastecimiento sustentable y eficiente de sus necesidades energéticas, específicamente aquellas que requieren electricidad.

Este Plan utiliza una metodología de evaluación de escenarios, cada uno evaluando el impacto de diversas variables que actúan como premisas, siendo la primera de estas variables medibles aquella relacionada con el rol del Gobierno y el impacto de las políticas públicas en el sistema de generación eléctrico. Esta serie de escenarios se enfocará en dar cumplimiento entre otros a la Política Energética 2013-2027, a la mitigación de gases de efecto invernadero de acuerdo con el compromiso de la nación en la COP21, a la Estrategia nacional de desarrollo con bajas emisiones de GEI, y al Plan Nacional de Energía 2017-2032.

El sistema de generación de Guatemala posee una capacidad efectiva de 3,441 MW de acuerdo con el Administrador del Mercado Mayorista, 50.6% de esta capacidad efectiva utiliza recursos renovables para generación eléctrica. Es por esta razón que se considera conveniente considerar las variables relacionadas con la meteorología y los fenómenos climáticos que científicamente han sido demostrados (cambio climático, el Niño, la Niña) para evaluar las variables relacionadas con los caudales y las temporadas de lluvia, la estacionalidad del viento y la cantidad de horas sol disponibles.

La capacidad efectiva actual que utiliza recursos no renovables es aproximadamente 1,742 MW, por lo tanto, también se considera la variable del costo de combustible en los escenarios evaluados; por último, el abastecimiento de la demanda de energía y potencia eléctrica debe evaluar los ritmos de crecimiento de la demanda, por lo tanto, se evalúan escenarios para crecimiento bajo, medio y alto.

## 5.1.OBJETIVOS

El objetivo principal en el que se enfoca el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación es garantizar la seguridad energética nacional del subsector eléctrico.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Mantener un servicio de energía eléctrica confiable en su operación a través de la diversificación de la matriz de generación eléctrica.
- Analizar por medio de diversos escenarios el desarrollo del sistema de generación nacional bajo las premisas relacionadas con el clima, los costos de combustibles y el crecimiento de la demanda energética.
- Promover la inversión de nuevas plantas de generación, en especial por medio de recursos renovables, para el abastecimiento eficiente de la demanda energética de los próximos quince años.
- Ofrecer seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos, procurando optimizar los costos del suministro de energía eléctrica por medio del ingreso de centrales generadoras con mayor eficiencia y mejor tecnología que las actuales en el parque de generación.
- Evaluar el costo asociado a la implementación de políticas públicas relacionadas con los compromisos nacionales con la mitigación de los gases de efecto invernadero, compromisos adquiridos tanto a nivel nacional como a nivel internacional.

## 5.2. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN

Actualmente se utilizó la metodología propuesta por OLADE para el diseño de los escenarios plasmados en actual plan, así mismo se utilizaron herramientas computacionales que tienen como objetivo ofrecer una optimización de los recursos con los que cuenta el país.

- **Stochastic Dual Dynamic Program [SDDP].**

En Guatemala, el sistema de generación se planifica de forma anual bajo responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista, con el objetivo de operar al menor costo posible respetando una serie de premisas de calidad en la operación del sistema. La UPEM utiliza el modelo SDDP de igual manera para la planificación de largo plazo, simulando la operación del sistema durante quince años continuos.

El modelo toma en consideración la información histórica de variables como los caudales reportados por los agentes generadores. A partir de esta información el modelo produce series sintéticas de caudales a futuro con un modelo autoregresivo de parámetros (ARP), donde cada serie sintética representa para todo el horizonte de planeación, un escenario hidrológico.

Posteriormente, con la información de los costos de operación y mantenimiento, costos de combustibles, parámetros de la red de transmisión, demanda de energía y potencia y las características de plantas de generación hídricas, térmicas y renovables no convencionales, se minimiza el costo operativo del sistema considerando la función de costo futuro. La función objetivo de todo el modelo es la operación al mínimo costo.

Para el presente Plan, se optó por utilizar una serie de cincuenta aportes sintéticos de caudales, con el objetivo de evaluar solamente tres escenarios de largo plazo de caudales: del primero al 20° percentil representan los años con menos lluvia, del 20° percentil al 80° los años promedio y del percentil 80° al cien aquellos años especialmente lluviosos. De esta manera, se procedió a evaluar bajo las mismas condiciones de caudales diversos escenarios relacionados con el crecimiento de la demanda energética y de potencia, el incremento en los costos de los combustibles y el efecto de las políticas públicas en el sistema de generación; por lo tanto, debe concluirse que el presente Plan tuvo un enfoque determinístico.

- **Optimal Generation Environment and Network.**

El objetivo principal del proceso de planificación de la expansión es garantizar un equilibrio apropiado entre el suministro de electricidad y la demanda, es decir, determinar el conjunto óptimo de las plantas de generación y las vías de transmisión que deben ser construido para cumplir con los requisitos de la demanda a lo largo de un horizonte de estudio, mientras minimiza una función de costos considerando:

- Costos de inversión.
- Penalización de energía no suministrada.

En términos generales, este proceso de decisión implica el cumplimiento de criterios económicos de confiabilidad y ambientales, en el ámbito de las políticas nacionales de energía.

En resumen, el objetivo del OptGen es determinar un cronograma de inversiones de mínimo costo para la construcción de nuevas capacidades de generación, interconexiones regionales entre otros.

## 5.3. PREMISAS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Las premisas del plan se fundamentan en la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica, las consideraciones respecto al costo de los combustibles, los aspectos hidrológicos y el costo del déficit. A continuación, se presentará la metodología y los supuestos considerados en los escenarios de proyección de la demanda para el periodo de estudio 2020-2034.

### 5.3.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA

Se analizaron las proyecciones de la demanda de los anteriores planes indicativos; el denominador común que se encontró fue que se ha sobrevalorado dicha proyección. Actualmente el crecimiento de la demanda ha tenido características vegetativas, es decir, el consumo de energía aumentó de manera conservadora respecto a los pronósticos optimistas realizados previamente. La proyección de los escenarios de demanda de energía y potencia eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado es uno de los indicadores más importantes, puesto que este es una señal de mercado.

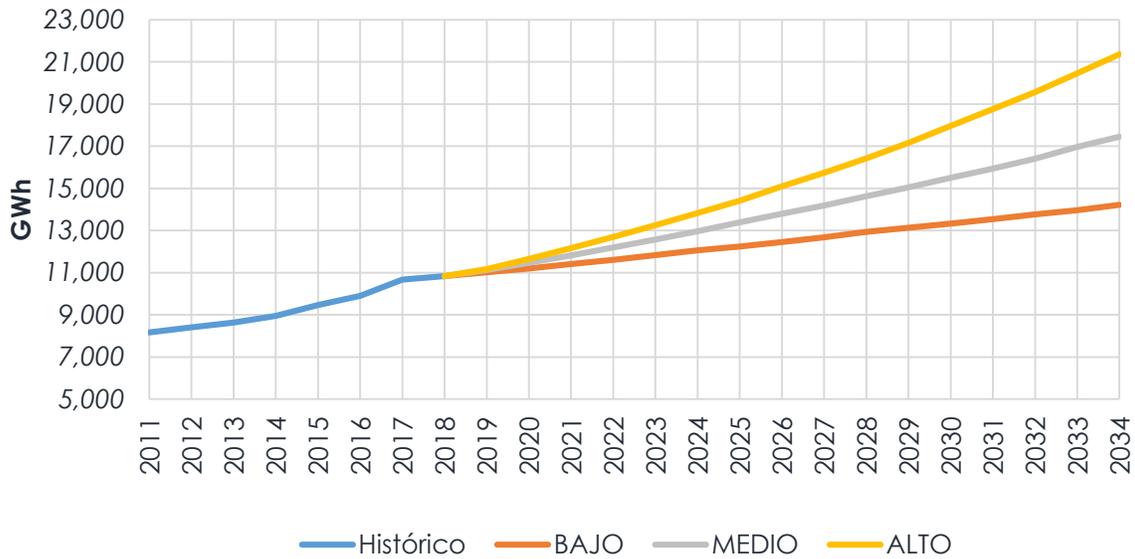
Vale la pena recalcar la importancia de la proyección de energía eléctrica, puesto que por medio de estos cálculos se determinará la necesidad de ejecución de proyectos de generación y transporte, y dada la conflictividad social es necesario establecer plazos más precisos que den la oportunidad de planificar la construcción de estos proyectos.

- **RESULTADOS**

Para realizar la estimación de la demanda de energía existen diversas metodologías que se pueden utilizar para determinar el consumo a lo largo del tiempo, tradicionalmente se han utilizado métodos econométricos que utilizan solamente como variables explicativas el Producto Interno Bruto y el Crecimiento Poblacional entre otros.

Para los presentes planes indicativos, se utilizará una metodología diseñada por la Unidad de Planeación Energético Minero la cual tiene como objetivo aumentar la precisión del modelo, en esta se realizó un desglose mensual donde se relacionaron variables económicas para la proyección de tres escenarios de crecimiento de la demanda y la potencia eléctrica.

Gráfica 69: Proyección de la Demanda de Energía.



Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 15: Demanda de Energía Eléctrica en GWh.

AÑO	BAJO	MEDIO	ALTO
2018	10,833.3	10,833.3	10,833.3
2019	11,022.6	11,119.2	11,168.1
2020	11,199.6	11,470.4	11,653.3
2021	11,407.5	11,819.1	12,160.0
2022	11,614.9	12,191.6	12,695.0
2023	11,831.7	12,574.5	13,247.0
2024	12,059.3	12,968.6	13,827.6
2025	12,249.6	13,387.7	14,423.8
2026	12,459.4	13,791.2	15,094.0
2027	12,676.7	14,197.4	15,745.0
2028	12,936.5	14,625.6	16,417.6
2029	13,132.1	15,052.1	17,164.2
2030	13,336.9	15,503.2	17,962.7
2031	13,541.1	15,942.9	18,764.5
2032	13,771.9	16,414.7	19,567.0
2033	13,966.9	16,962.8	20,449.2
2034	14,215.9	17,454.3	21,360.6

Fuente: elaboración UPEM.

Después de haber analizado las diferentes metodologías que se utilizaron para poder llegar a una demanda lo más apegado a la realidad, se presenta la Gráfica 69, en la cual se observará tres escenarios de la demanda, los cuales servirán para dar cumplimiento a los escenarios planteados, una demanda baja, una demanda media relacionada con la tendencia que ha presentado en los últimos años y una demanda alta.

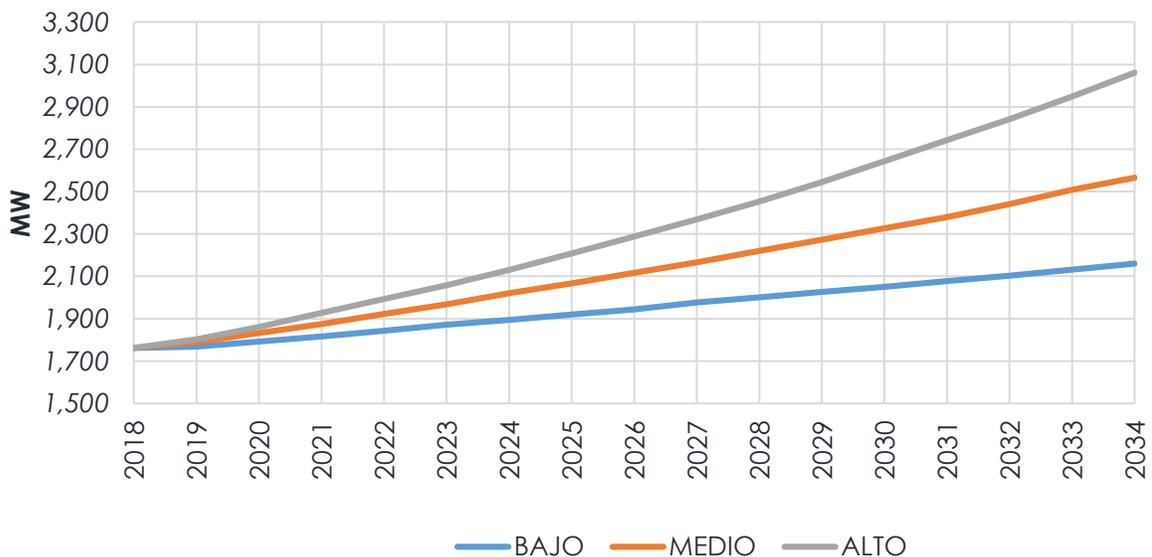
### ○ PROYECCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA

Después de analizar las variables que afectan directamente el crecimiento de la demanda, se determinó que esta proyección de la potencia dará un plan más efectivo, ya que no se está sobrevalorando la demanda de energía. Esta demanda se analizó en tres escenarios directamente relacionados con la demanda de energía eléctrica.

El segundo escenario es el de demanda media o tendencial, es el más cercano a la realidad y se utiliza en un tercio de los escenarios, los cuales muestran la tendencia más probable a la que el país se acerque, cabe mencionar que es bastante reservada y esto es derivado al tipo de proyección que se realizó, ya que en los últimos años la demanda no ha crecido al ritmo elevado que se esperaba a principios de la década 2010-2020.

Por último, se tiene contemplado un escenario de demanda alta, el cual contempla un crecimiento de la demanda derivado a acciones que conlleven un crecimiento en el sector industrial y residencial, además de un crecimiento de usuarios que se conectarán a las redes de las distribuidoras, se debe de analizar este escenario para poder ver el nivel de respuesta que tiene el sistema eléctrico de Guatemala. El crecimiento de la potencia se ve reflejado en la Gráfica 70 y en la Tabla 16, la potencia crecerá, pero no será de una manera optimista, más bien será muy reservado dicho incremento.

Gráfica 70: Proyección de la Potencia Máxima Anual.



Fuente: elaboración UPEM.

Tabla 16: Demanda de Potencia Eléctrica en MW.

AÑO	BAJO	MEDIO	ALTO
2018	1,762.5	1,762.5	1,762.5
2019	1,768.1	1,789.8	1,802.6
2020	1,792.0	1,833.4	1,861.7
2021	1,816.3	1,875.0	1,926.9
2022	1,842.7	1,923.0	1,993.2
2023	1,871.3	1,967.3	2,058.5
2024	1,893.7	2,020.3	2,130.7
2025	1,919.9	2,067.4	2,208.2
2026	1,943.0	2,116.0	2,287.0
2027	1,977.1	2,166.0	2,369.3
2028	2,001.2	2,219.6	2,452.8
2029	2,025.7	2,272.7	2,545.1
2030	2,050.5	2,327.3	2,644.2
2031	2,077.6	2,379.1	2,742.4
2032	2,103.2	2,441.6	2,842.1
2033	2,131.2	2,508.6	2,949.1
2034	2,159.7	2,565.3	3,060.9

Fuente: elaboración UPEM.

### 5.3.2. CONSIDERACIONES DE COMBUSTIBLES

En Guatemala se importan tres tipos de combustibles para generación: carbón, diésel y bunker, adicional a estos se producen dos tipos de combustibles para el mismo fin: leña (bosques energéticos) y biogás; es importante resaltar que todos los combustibles indicados en esta sección conforman el grupo de energéticos no renovables dentro de la matriz de generación de energía eléctrica.

#### ○ PRECIOS DE COMBUSTIBLES

La información de largo plazo de los precios de los energéticos utilizados para la generación eléctrica en Guatemala, se obtuvo de fuentes confiables que toman en cuenta las perspectivas de los mercados internacionales de energéticos<sup>2</sup>; debe considerarse que los precios futuros son inciertos, y poseen fluctuaciones inesperadas, sin embargo existen variables explicativas y eventos que permiten pronosticar su evolución o tener una referencia del precio esperado a través de una trayectoria probable elaborada con premisas coherentes.

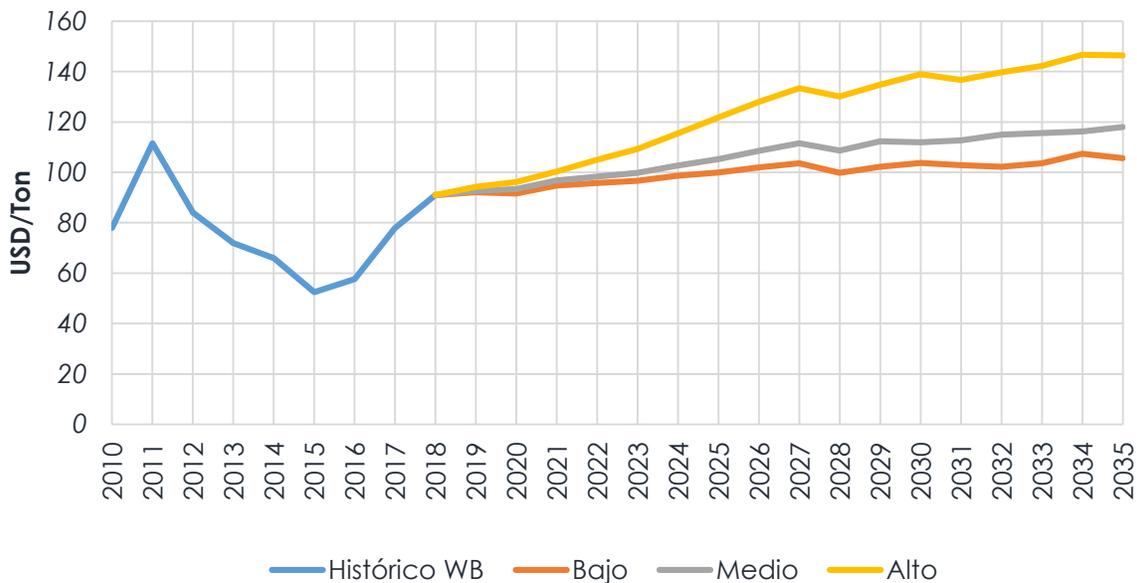
Para Guatemala, estos precios dependen en gran manera de sucesos externos, por ejemplo, la explotación de crudo no convencional; situaciones climáticas extremas, la geopolítica y la especulación en mercados internacionales también afectan el precio de los combustibles necesarios para la generación de plantas térmicas nacionales.

<sup>2</sup> Información obtenida de la Agencia de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés), y del Banco Mundial.

## ○ CARBÓN

Guatemala no posee minas de carbón térmico, por lo tanto, las centrales importan carbón de diversos países de Latinoamérica, en especial Colombia. Los precios de carbón sufren variabilidad especialmente por la demanda de este en los países emergentes como China o India, sin embargo, se trata de un energético de bajo costo de extracción se espera que el precio del carbón se correlacione cada vez más con el costo marginal del despacho del sistema de generación. Los precios de carbón siguen a la baja, en parte debido al aumento de la oferta por parte de varios países exportadores de éste energético, en el escenario de precios altos se espera que el costo ronde los 140 USD la tonelada métrica en 2034, en el escenario medio que llegue a 120 USD y en el escenario bajo se queda alrededor de los 100 USD la tonelada métrica.

Gráfica 71: Proyección de los precios de Carbón Térmico.



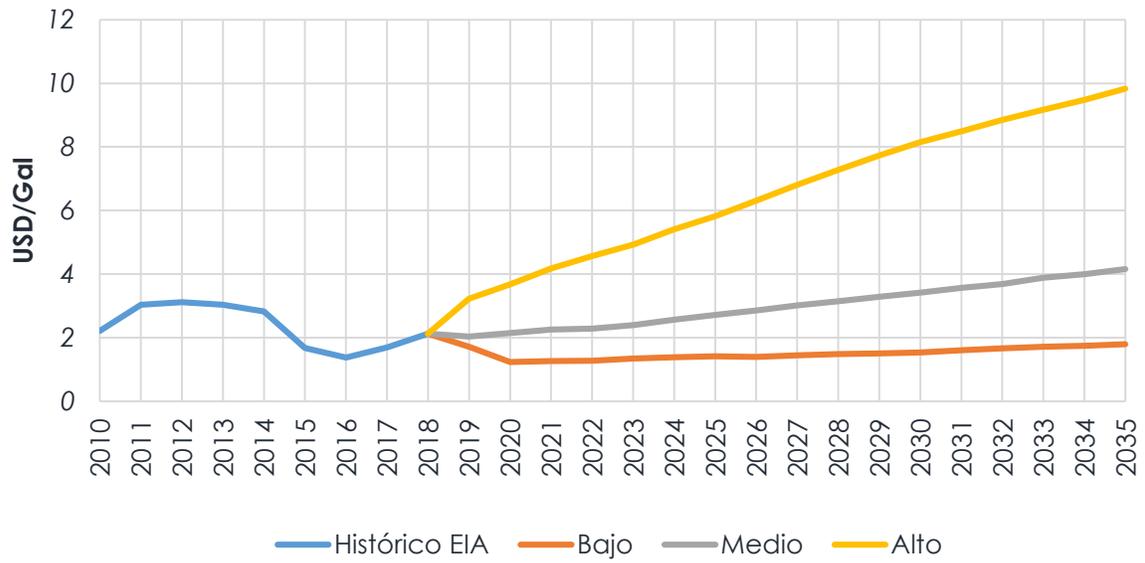
Fuente: Banco Mundial CMO y EIA Annual Energy Outlook 2019.

## ○ DERIVADOS DE PETRÓLEO

El Fuel Oil No. 6, también conocido como Fuel Oil Residual o Búnker, es uno de los derivados de petróleo más utilizados en Guatemala para la generación de energía eléctrica; en menor medida se utiliza también Diésel en motores recíprocos, y debido al proceso de refinamiento que se necesita para obtener estos derivados, no es posible producirlos en el país. Estos combustibles se importan desde aquellos países con refinerías, siendo los más cercanos México y EE. UU.; para la proyección de precios se utilizó información de la EIA (Energy Information Agency, de EE.UU.) los cuales reflejan el precio de venta a centrales eléctricas.

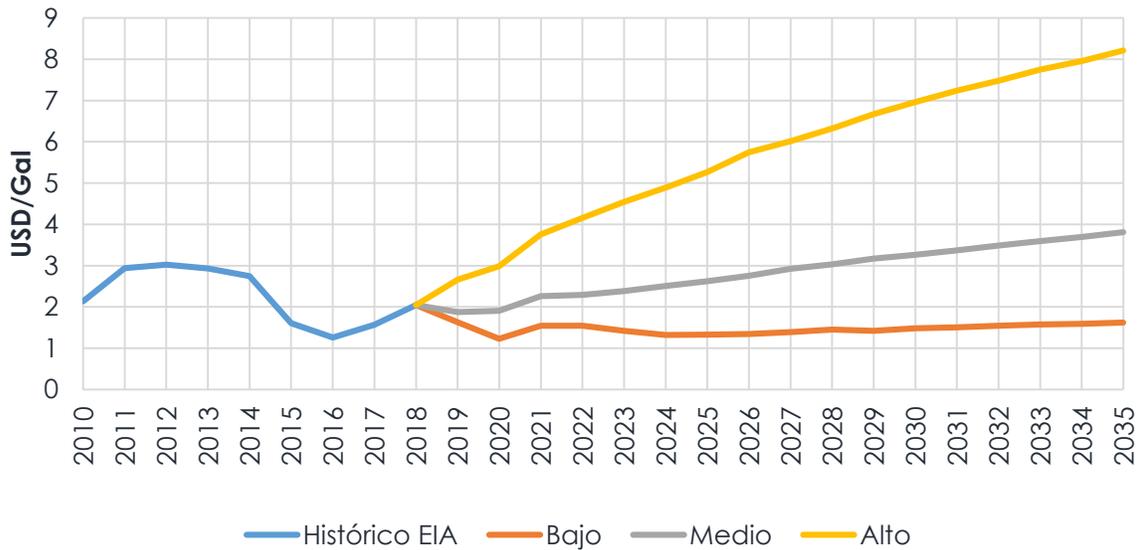
Con el escenario de precios altos, el diésel llega hasta 10 USD el galón en 2034 y el bunker llega a 8 USD al mismo tiempo. El escenario tendencial, que se nombró escenario Medio, estima un incremento del precio hasta los 4 USD para el diésel y el bunker, valores que ya se han alcanzado y que se espera sucedan con mayor probabilidad que los valores de precios Bajos y Altos

Gráfica 72. Proyección de los precios de Diésel a valores nominales.



Fuente: EIA Annual Energy Outlook 2019.

Gráfica 73. Proyección de los precios de Fuel Oil #6 a valores nominales.



Fuente: EIA Annual Energy Outlook 2019.

## ○ GAS NATURAL

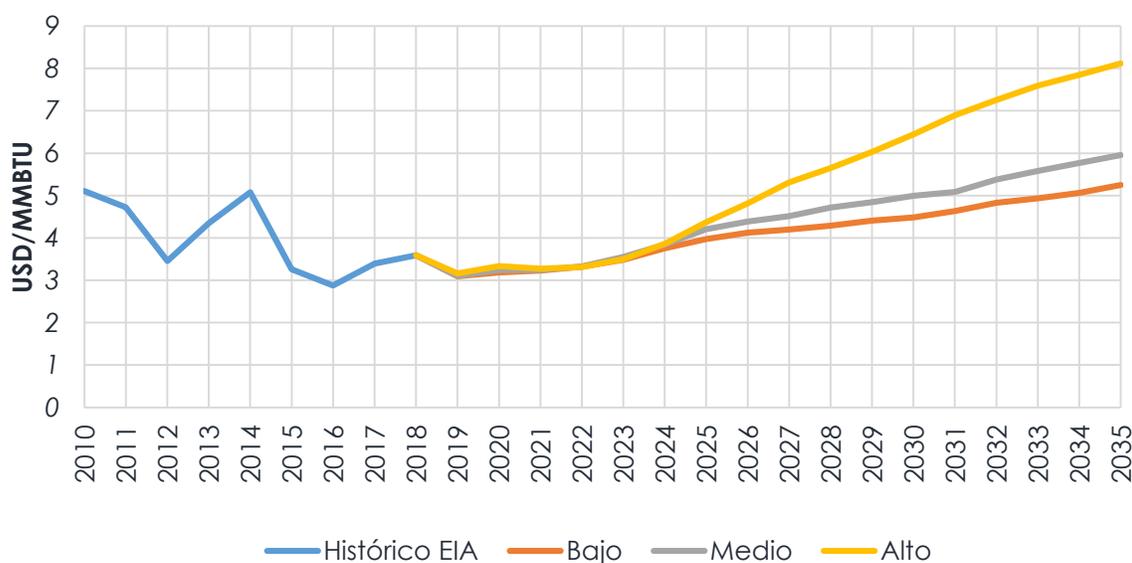
El gas natural ha sido uno de los principales energéticos de exportación y consumo a lo largo de América, donde países como Colombia, México, Argentina, Chile o Brasil satisfacen sus necesidades energéticas por medio del uso directo del mismo y además a través de centrales de generación de energía eléctrica que utilizan este combustible.

En Centroamérica no se conocían antecedentes históricos hasta el año 2018, cuando en Panamá se inauguraron centrales de generación por medio de gas natural licuado -GNL-, además El Salvador tiene planificado inaugurar una central de GNL en 2021. Los principales países exportadores de gas natural licuado en América son Trinidad y Tobago, Perú y EE. UU., países que han invertido en centrales de licuefacción.

Guatemala posee yacimientos de gas natural con reservas probadas, por lo tanto la inversión relacionada con centrales de regasificación las cuales por sí solas necesitan una inversión mínima de 0.4 USD/millón BTU no es considerada en el proyecto candidato ubicado en Petén, haciendo del uso de gas natural guatemalteco una opción interesante en la matriz de generación eléctrica nacional.

El presente Plan también hace la respectiva consideración de una central de generación eléctrica por medio de gas natural licuado ubicada en el Caribe guatemalteco, debido a la posibilidad de abastecimiento desde Sabine Pass (EE. UU.), Point Fortin (Trinidad y Tobago) o desde el Canal de Panamá considerando la inversión en tanques de almacenamiento de GNL que ellos han realizado.

Gráfica 74: Proyección de los precios de Gas Natural.



Fuente: EIA Annual Energy Outlook 2019.

### 5.3.3. ASPECTOS HIDROLÓGICOS Y CLIMÁTICOS

Para el diseño de los caudales sintéticos, se utilizó la base de datos de caudales provista por el administrador del mercado mayorista, para simular las nuevas plantas, se consideró las plantas más cercanas a la planta propuesta, así como la cuenca a la que pertenece.

Para su elaboración se generaron 3 escenarios hidrológicos donde el primero consideraba el 25% de los caudales más secos, el segundo es la mediana y el tercero es el 25% de los caudales más lluviosos.

Los aspectos relacionados con la cantidad de horas sol disponibles y los patrones de viento, también pueden considerarse como intrínsecos a fenómenos climáticos, ya que una baja cantidad de precipitación ha coincidido con períodos más ventosos en los principales cañones del país. La cantidad y calidad de la generación fotovoltaica también ha tenido una correlación en los últimos cuatro años con los factores que afectan la producción hidroeléctrica, por lo tanto, se asumen tres posibles escenarios climatológicos.

### 5.3.4. COSTO DEL DÉFICIT

Se presenta a continuación como se procedió a utilizar los costos de la energía no suministrada que realiza el Administrador del Mercado Mayorista, la prioridad es garantizar el suministro de la demanda proyectada para el largo plazo sin probabilidad de déficit. Para cada escalón de reducción de demanda especificado en la NCC-4, se definió un precio por energía no suministrada, estos se indican en la Tabla 17.

Se presenta a continuación como se procedió a utilizar los costos de energía no suministrada estimados de acuerdo con el criterio del equipo técnico de la Unidad de Planeación Energético Minero, utilizados para cada escalón de reducción de demanda. El costo de falla se consideró tomando en cuenta que la falta de energía afecta el desarrollo económico y social.

Tabla 17: Escalones de Reducción de Demanda.

Escalones de Reducción de Demanda (RD)	Escalones de Costo de Falla	Escalones de Costo de Falla
	% del CENS	US\$/MWh
$0% < RD \leq 2%$	16%*CENS	278.6
$2% < RD \leq 5%$	20%*CENS	348.3
$5% < RD \leq 10%$	24%*CENS	417.9
$RD > 10%$	100%*CENS	1741.4

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.

### 5.3.5. CONSIDERACIONES AMBIENTALES

El presente Plan contempla las consideraciones ambientales dentro del contexto de la variabilidad climática provocada por los efectos del Cambio Climático, en especial respecto a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, tales como el Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Metano (CH<sub>4</sub>) y Óxido Nitroso (N<sub>2</sub>O), expresadas en Toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente (CO<sub>2</sub>e).

Las emisiones de compuestos orgánicos volátiles como el dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno no se tomaron en cuenta para los cálculos debido a su bajo índice de potencial de calentamiento global. Utilizando las metodologías planteadas por las guías del IPCC 2006.

A partir de la tabla anterior, se puede observar que las plantas que generan energía eléctrica a base carbón presentan el factor de emisión más alto, seguido por el bunker y diésel.

### 5.3.6. PLANTAS CANDIDATAS

En este Plan se consideraron sesenta proyectos en condición de evaluación, estas plantas se seleccionaron con criterios apegados a la realidad ya que existe la probabilidad de que entren a operar por iniciativa propia de los agentes. A partir de la recopilación de información estratégica, se integraron los proyectos con los que contaba cada institución y luego del análisis individual de cada uno se estableció el listado final de proyectos factibles para su evaluación.

Estos aspectos y criterios tomados por la Unidad de Planeación Energético Minero, en revisión con la orientación de los Planes Indicativos anteriores y sus resultados tangibles como la Licitación Abierta PEG-1-2010, con la finalidad de obtener precios competitivos en la compra de potencia y energía para las Distribuidoras, la Licitación Abierta PEG-2-2012, que se encaminó para transformar y diversificar la matriz de generación eléctrica con el objetivo de disminuir y estabilizar los precios en la tarifas de electricidad de los usuarios finales y la Licitación Abierta PEG-3-2013 que tiene como propósito la compra de potencia y energía eléctrica de hasta 250 MW para cubrir la demanda de los usuarios finales de las distribuidoras.

Derivado a que, en la Ley General de Electricidad, se menciona que *“Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de ente gubernamental alguno y sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente y de la protección a las personas, a sus derechos y a sus bienes...”*, el Ministerio de Energía y Minas recopiló información y muestras de interés de los distintos agentes generadores relacionado a nuevas plantas de generación.

Además, en cumplimiento de la Política Energética, una vez alcanzado el objetivo de suplir la demanda a precios competitivos, debe procurarse la seguridad energética. Por este motivo se procedió a modelar al menos cincuenta plantas que utilizan recursos renovables, además de plantas térmicas de gas natural en las cercanías de potenciales yacimientos guatemaltecos y en el Caribe. El único recurso de importación que se tomó en cuenta fue el carbón térmico, ya que se utiliza como combustible alternativo de plantas que funcionan con biomasa pues este solo está disponible en la época seca o de zafra; también se modelaron dos centrales térmicas de carbón ubicadas en el Pacífico y en el Atlántico, en la cercanía de los respectivos puertos marítimos. A continuación, se dan a conocer las plantas que fueron seleccionadas para poder ser candidatas en la planificación propuesta.

Tabla 18: Plantas Candidatas.

No.	Plantas	Potencia (MW)	Recurso	Costo de Inversión <sup>3</sup> (M USD)	Costo Fijo \$/kW Año	OyM \$/MWh
1	Hidro HUE 1	30	Hídrico	78	40	10
2	Hidro HUE 2	50	Hídrico	130	40	10
3	Hidro HUE 3	100	Hídrico	260	40	10
4	Hidro AV 1	10	Hídrico	26	40	10
5	Hidro AV 2	15	Hídrico	39	40	10
6	Hidro AV 3	80	Hídrico	208	40	10
7	San Andrés	10.8	Hídrico	28.08	40	10
8	Pojom	20	Hídrico	78	40	10
9	Hidro USU 1	200	Hídrico	600	40	10
10	Hidro USU 2	200	Hídrico	600	40	10
11	Hidro La Paz	140	Hídrico	490	40	10
12	Xalalá	181	Hídrico	633.5	40	10
13	Hidro GDR 1	1.5 - 20	Hídrico	3.9	54	10
14	Hidro GDR 2	1.5 - 20	Hídrico	3.9	54	10
15	Hidro GDR 3	1.5 - 20	Hídrico	3.9	54	10
16	Hidro GDR 4	1.5 - 20	Hídrico	3.9	54	10
17	Hidro GDR 5	1.5 - 20	Hídrico	3.9	54	10
18	Hidro GDR 6	1.5 - 20	Hídrico	3.9	54	10
19	Hidro GDR 7	1.5 - 20	Hídrico	3.9	54	10
20	GN Petén	50	Gas Natural	55	11	9.42
21	GNL Pto. Barrios	100	Gas Natural	110	11	3
22	Térmica ESC	200	Carbón	384	31.6	6
23	Térmica Pto. Barrios	100	Carbón	192	31.6	6
24	Biogás GDR 1	5	Biogás	25	7.11	5
25	Biogás GDR 2	5	Biogás	25	7.11	5
26	Cogenerador Sur 1	40	Bagazo/Carbón	145.68	100	8
27	Cogenerador Sur 2	50	Bagazo/Carbón	182.1	100	8
28	Cogenerador Sur 3	35	Bagazo/Carbón	127.47	100	8

Fuente: Elaboración UPEM.

Las plantas evaluadas en los diferentes escenarios planteados cumplen una distribución que cumple con la premisa de diversificar la matriz de generación eléctrica, además de utilizar diferentes opciones de capacidad, lo cual permitirá que las características de las plantas se evalúen a través de todos los escenarios.

<sup>3</sup> El precio de referencia del kW de potencia instalado para las tecnologías se obtuvieron de IRENA y de EIA.

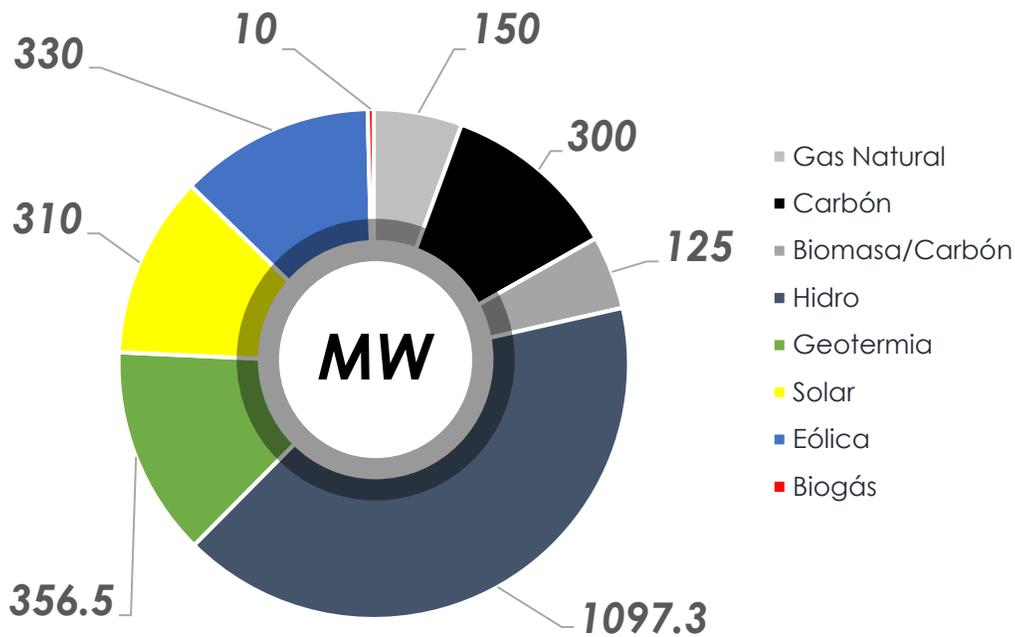
Tabla 19: Plantas Candidatas (continuación).

No.	Plantas	Potencia (MW)	Recurso	Costo de Inversión (M USD)	Costo Fijo \$/kW Año	OyM \$/MWh
29	Geo SMR	24	Geotérmica	96	120	1
30	Geo ZUN	35	Geotérmica	140	120	1
31	Geo ZUN 2	30	Geotérmica	120	120	1
32	Geo TOT	25	Geotérmica	100	120	1
33	Geo AMA	50	Geotérmica	200	120	1
34	Geo El Ceibillo	20	Geotérmica	80	120	1
35	Geo TEC	40	Geotérmica	160	120	1
36	Geo MOY	20	Geotérmica	80	120	1
37	Geo Cerro Blanco	7.5	Geotérmica	30	120	1
38	Geo EST	15	Geotérmica	60	120	1
39	Geo Atitlán	20	Geotérmica	80	120	1
40	Geo Palencia	20	Geotérmica	80	120	1
41	Geo Ayarza	20	Geotérmica	80	120	1
42	Geo Los Achiotes	15	Geotérmica	60	120	1
43	Geo Retana	15	Geotérmica	60	120	1
44	Solar SRO 1	30	Solar Fotovoltaica	36.3	0	13.75
45	Solar SRO 2	20	Solar Fotovoltaica	24.2	0	13.75
46	Solar SRO 3	30	Solar Fotovoltaica	36.3	0	13.75
47	Solar SRO 4	20	Solar Fotovoltaica	24.2	0	13.75
48	Solar SRO 5	10	Solar Fotovoltaica	12.1	0	13.75
49	Solar SUR 1	20	Solar Fotovoltaica	24.2	0	13.75
50	Solar SUR 2	50	Solar Fotovoltaica	60.5	0	13.75
51	Solar SUR 3	100	Solar Fotovoltaica	121	0	13.75
52	Solar SUR 4	30	Solar Fotovoltaica	36.3	0	13.75
53	Eólica JUT 1	50	Eólica Onshore	75	48	9.7
54	Eólica JUT 2	25	Eólica Onshore	37.5	48	9.7
55	Eólica JUT 3	50	Eólica Onshore	75	48	9.7
56	Eólica JUT 4	60	Eólica Onshore	90	48	9.7
57	Eólica JUT 5	60	Eólica Onshore	90	48	9.7
58	Eólica HUE	40	Eólica Onshore	60	48	9.7
59	Eólica GUA	25	Eólica Onshore	37.5	48	9.7
60	Eólica ESC	20	Eólica Onshore	30	48	9.7

Fuente: Elaboración UPEM.

La Gráfica 75 resume la capacidad que se propone por proyectos candidatos agrupados según el recurso que utiliza para la generación de energía eléctrica.

Gráfica 75; Potencia de las Plantas Candidatas en MW.



Fuente: Elaboración propia.

De las Tablas 19 y 20, se tienen sesenta plantas candidatas para poder dar cumplimiento a los escenarios planteados, mismos que se presentan por tipo de recurso en la Tabla 20. En total contabilizan 2,678.8 MW propuestos, con un mínimo de 80% de nueva capacidad renovable.

Tabla 20: Plantas Candidatas por Recurso.

Recurso	Candidatas	Potencia (MW)	Porcentaje
Gas Natural	2	150	5.60%
Carbón	2	300	11.20%
Biomasa/Carbón	3	125	4.67%
Hidro	19	1097.3	40.96%
Geotermia	15	356.5	13.31%
Solar	9	310	11.57%
Eólica	8	330	12.32%
Biogás	2	10	0.37%
<b>TOTAL</b>	<b>60</b>	<b>2678.8</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia.

### 5.3.7. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La planificación de largo plazo con el objetivo de garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia de forma eficiente debe considerar diversas variables que influyen en la producción de electricidad en especial con sistemas de generación renovable en países afectados por fenómenos climatológicos, como el nuestro.

Con la ayuda del software de planificación de la generación eléctrica, se obtienen los cronogramas de expansión del sistema que permitirán el abastecimiento de la demanda futura de forma optimizada. Los supuestos relacionados con este plan son cuatro, en el caso de la variable de acciones del Gobierno, estas actúan como restricciones que deben modelarse. Sin embargo, existen algunas que escapan de la planificación indicativa que se realiza actualmente. La Ilustración 13 muestra las variables consideradas, en síntesis, debe tomarse en cuenta:

- Políticas públicas
- Variabilidad del precio de los combustibles
- Cambio climático
- Sequías o inundaciones

Ilustración 13: Variables de los Distintos Escenarios.



Fuente: Elaboración Propia.

Del análisis anterior de las variables que se consideraron, se presentan 54 escenarios los cuales se resumen en la Tabla 21. Para la variable de mercado eléctrico optimizado se realizaron 27 escenarios, y luego se realizaron con las mismas variables otros 27 escenarios en los cuales se incluían restricciones resultado de las metas país relacionadas con la proporción de energía renovable en la matriz de generación eléctrica y las reducciones de gases de efecto invernadero.

Tabla 21: Resumen de Escenarios.

No.	ESCENARIOS	GRAFEMA	SUB-ESCENARIOS								SIGLA
			DEMANDA	GRAFEMA	COMBUSTIBLE	GRAFEMA	HIDROLOGÍA	GRAFEMA	SOLAR	FÓLICA	
1	BAU	E	ALTA	A	ALTO	A	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EAL1
2	BAU	E	ALTA	A	ALTO	A	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EAAM2
3	BAU	E	ALTA	A	ALTO	A	SECO	S	ALTO	ALTO	EAS3
4	BAU	E	ALTA	A	MEDIO	M	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EAML4
5	BAU	E	ALTA	A	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EAMM5
6	BAU	E	ALTA	A	MEDIO	M	SECO	S	ALTO	ALTO	EAMS6
7	BAU	E	ALTA	A	BAJO	B	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EABL7
8	BAU	E	ALTA	A	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EABM8
9	BAU	E	ALTA	A	BAJO	B	SECO	S	ALTO	ALTO	EABS9
10	BAU	E	MEDIO	M	ALTO	A	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EMAL10
11	BAU	E	MEDIO	M	ALTO	A	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EMAM11
12	BAU	E	MEDIO	M	ALTO	A	SECO	S	ALTO	ALTO	EMAS12
13	BAU	E	MEDIO	M	MEDIO	M	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EMML13
14	BAU	E	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EMMM14
15	BAU	E	MEDIO	M	MEDIO	M	SECO	S	ALTO	ALTO	EMMS15
16	BAU	E	MEDIO	M	BAJO	B	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EMBL16
17	BAU	E	MEDIO	M	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EMBM17
18	BAU	E	MEDIO	M	BAJO	B	SECO	S	ALTO	ALTO	EMBS18
19	BAU	E	BAJO	B	ALTO	A	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EBAL19
20	BAU	E	BAJO	B	ALTO	A	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EBAM20
21	BAU	E	BAJO	B	ALTO	A	SECO	S	ALTO	ALTO	EBAS21
22	BAU	E	BAJO	B	MEDIO	M	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EBML22
23	BAU	E	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EBMM23
24	BAU	E	BAJO	B	MEDIO	M	SECO	S	ALTO	ALTO	EBMS24
25	BAU	E	BAJO	B	BAJO	B	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	EBBL25
26	BAU	E	BAJO	B	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	EBBM26
27	BAU	E	BAJO	B	BAJO	B	SECO	S	ALTO	ALTO	EBBS27
28	POLITICAS PUBLICAS	P	ALTA	A	ALTO	A	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	PAAL28
29	POLITICAS PUBLICAS	P	ALTA	A	ALTO	A	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	PAAM29
30	POLITICAS PUBLICAS	P	ALTA	A	ALTO	A	SECO	S	ALTO	ALTO	PAAS30
31	POLITICAS PUBLICAS	P	ALTA	A	MEDIO	M	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	PAML31
32	POLITICAS PUBLICAS	P	ALTA	A	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	PAMM32
33	POLITICAS PUBLICAS	P	ALTA	A	MEDIO	M	SECO	S	ALTO	ALTO	PAMS33
34	POLITICAS PUBLICAS	P	ALTA	A	BAJO	B	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	PABL34
35	POLITICAS PUBLICAS	P	ALTA	A	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	PABM35
36	POLITICAS PUBLICAS	P	ALTA	A	BAJO	B	SECO	S	ALTO	ALTO	PABS36
37	POLITICAS PUBLICAS	P	MEDIO	M	ALTO	A	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	PMAL37
38	POLITICAS PUBLICAS	P	MEDIO	M	ALTO	A	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	PMAM38
39	POLITICAS PUBLICAS	P	MEDIO	M	ALTO	A	SECO	S	ALTO	ALTO	PMAS39
40	POLITICAS PUBLICAS	P	MEDIO	M	MEDIO	M	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	PMML40
41	POLITICAS PUBLICAS	P	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	PMMM41
42	POLITICAS PUBLICAS	P	MEDIO	M	MEDIO	M	SECO	S	ALTO	ALTO	PMMS42
43	POLITICAS PUBLICAS	P	MEDIO	M	BAJO	B	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	PMBL43
44	POLITICAS PUBLICAS	P	MEDIO	M	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	PMBM44
45	POLITICAS PUBLICAS	P	MEDIO	M	BAJO	B	SECO	S	ALTO	ALTO	PMBS45
46	POLITICAS PUBLICAS	P	BAJO	B	ALTO	A	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	PBAL46
47	POLITICAS PUBLICAS	P	BAJO	B	ALTO	A	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	PBAM47
48	POLITICAS PUBLICAS	P	BAJO	B	ALTO	A	SECO	S	ALTO	ALTO	PBAS48
49	POLITICAS PUBLICAS	P	BAJO	B	MEDIO	M	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	PBML49
50	POLITICAS PUBLICAS	P	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	PBMM50
51	POLITICAS PUBLICAS	P	BAJO	B	MEDIO	M	SECO	S	ALTO	ALTO	PBMS51
52	POLITICAS PUBLICAS	P	BAJO	B	BAJO	B	LLUVIOSO	L	BAJO	BAJO	PBBL52
53	POLITICAS PUBLICAS	P	BAJO	B	BAJO	B	MEDIO	M	MEDIO	MEDIO	PBBM53
54	POLITICAS PUBLICAS	P	BAJO	B	BAJO	B	SECO	S	ALTO	ALTO	PBBS54

Fuente: Elaboración Propia.

En las siguientes descripciones de las variables de los escenarios se dan a conocer las características de los ítems de la tabla anterior.

**Políticas Públicas:** El presente Plan ejerce una planificación indicativa para el sistema de generación, considerando que el negocio de la generación de energía eléctrica es libre, los agentes del mercado deciden de acuerdo con indicadores de este si es de beneficio o no invertir en nuevos proyectos. Esta variable es la primera letra del código asociado al escenario evaluado.

Por lo tanto, se ha considerado que la variable de mercado sin influencia del Estado y sus compromisos en el mercado eléctrico, denominada como BAU e identificado por la letra E, será aplicada a una serie de 27 escenarios con otras consideraciones. Al tomar en cuenta el cumplimiento del objetivo de la Política Energética 2013-2027 respecto al alcance del 80% de generación con energía renovable, aumentar la energía generada por medio de centrales geotérmicas, y el incremento de la capacidad instalada de generación distribuida renovable, se realizó una serie de 27 escenarios más bajo la variable Políticas Públicas, identificado por la letra P. Además, se dio cumplimiento en los 54 escenarios a los 300 MW de exportaciones que acuerda dicha Política, logrando así posicionar a Guatemala como el líder del Mercado Eléctrico Regional.

**Demanda:** El incremento de la demanda anual de energía y potencia es una variable de suma importancia para la planificación del sistema de generación. Se consideraron tres escenarios de crecimiento de la demanda, siendo estas las variables de crecimiento Alto, Medio y Bajo. El detalle de los valores utilizados se encuentra en las Gráfica 69 y Gráfica 70 se aplicó a los 27 escenarios tanto de BAU como de Políticas Públicas. Esta variable es la segunda letra del código asociado al escenario evaluado, y puede ser una letra A, M o B.

**Combustible:** El incremento de los precios de los combustibles también impacta en el costo marginal de la energía, y debido al contexto nacional que carece del recurso ya sea en forma de yacimientos o minas, posee un precio indexado a los valores internacionales de referencia. El detalle de los valores utilizados se encuentra desde la Gráfica 71 hasta la 74, y estas variables de precios pueden ser Alto, Medio y Bajo, esta es la tercera letra del código asociado al escenario evaluado y puede ser una letra A, M o B.

**Fenómenos climáticos:** La generación por medio de recursos renovables es en su mayoría de veces sujeta a los fenómenos climáticos, a excepción de la geotermia y del biogás, ya que dependen de la hidrología, la degradación del suelo, la temporada de vientos y las horas sol. El primer escenario contiene las siguientes condiciones: en cuanto a hidrología, este escenario agrupa el histórico de mayores caudales muy relacionado a eventos del fenómeno La Niña; las horas sol relacionadas con este escenario son menores debido a la alta cantidad de nubes, al igual que el potencial eólico. El segundo contiene un escenario promedio de caudales, al igual que un promedio de horas sol y de potencial eólico. El tercer escenario representa aquellos años que han sufrido sequías pronunciadas, con una mayor cantidad de horas sol y de potencial eólico. Cada variable de esta premisa puede ser según su hidrología un escenario Lluvioso, Medio y Seco, es la cuarta letra asociada al escenario evaluado y puede ser una letra L, M y S respectivamente.

Tabla 22: Resumen de Escenarios.

		BAU			Políticas Públicas		
		D. Alta	D. Media	D. Baja	D. Alta	D. Media	D. Baja
C. Alto	Lluvioso	EAAL1	EMAL10	EBAL19	PAAL28	PMAL37	PBAL46
	Medio	EAAM2	EMAM11	EBAM20	PAAM29	PMAM38	PBAM47
	Seco	EAAS3	EMAS12	EBAS21	PAAS30	PMAS39	PBAS48
C. Medio	Lluvioso	EAML4	EMML13	EBML22	PAML31	PMML40	PBML49
	Medio	EAMM5	EMMM14	EBMM23	PAMM32	PMMM41	PBMM50
	Seco	EAMS6	EMMS15	EBMS24	PAMS33	PMMS42	PBMS51
C. Bajo	Lluvioso	EABL7	EMBL16	EBBL25	PABL34	PMBL43	PBBL52
	Medio	EABM8	EMBM17	EBBM26	PABM35	PMBM44	PBBM53
	Seco	EABS9	EMBS18	EBBS27	PABS36	PMBS45	PBBS54

Fuente: elaboración Propia.

## 6. RESULTADOS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Como bien se ha descrito en el capítulo anterior, en la elaboración de este plan se analizaron 54 escenarios, estos se dividen en dos escenarios base, los cuales el escenario BAU, se desarrolla bajo ningún tipo de restricción, a diferencia del escenario de Políticas Públicas, el cual considera restricciones como el porcentaje de penetración de energía renovable entre otros, cada uno de estos escenarios madre, consideran otras 3 variables fundamentales, como lo son, demanda de energía, precios internacionales de combustibles e hidrología, cada uno de estos escenarios tuvieron una serie de criterios para ser considerados, los cuales fueron descritos en el capítulo 5.

Puesto que la cantidad de resultados es muy amplia, en la sección 6.2 solo se integrarán los resultados de los escenarios que bajo la siguiente metodología se consideran más probables:

Tabla 23: Probabilidad de ocurrencia de cada variable.

Variable	Escenario	Probabilidad [%]
Demanda <sup>4</sup>	Alto	25%
	Medio	55%
	Bajo	20%
Combustibles <sup>5</sup>	Alto	20%
	Medio	40%
	Bajo	40%
Hidrología <sup>6</sup>	Lluvioso	15%
	Medio	40%
	Seco	45%

Fuente: Elaboración Propia.

Como consecuencia de valorar cada uno de los escenarios, se realizó un listado de la combinación de escenarios BAU-Políticas Públicas, que se consideran más probables, los cuales son los siguientes:

<sup>4</sup> La distribución de probabilidades se determinó en función de los datos históricos sobre el incremento de la demanda de energía eléctrica, considerando las cifras reales de crecimiento.

<sup>5</sup> La distribución de probabilidades se pondero en función de las perspectivas realizadas por distintos organismos internacionales, considerando la fuerte inversión en energía renovable que realizan los países desarrollados, por lo que no se espera que exista un incremento considerable de estos energéticos en el largo plazo.

<sup>6</sup> La distribución de probabilidad utilizada para la hidrología, se analiza desde un análisis puramente subjetivo, es prácticamente imposible determinar las condiciones hidrológicas futuras, pero la perspectiva que se obtienen desde distintos organismos internacionales, es que Guatemala afrontara sequías severas, por lo que en la selección de escenarios probables se brinda un mayor peso.

Tabla 24: Probabilidad de ocurrencia de los escenarios.

No.	ESCENARIOS	SUB-ESCENARIOS						ESCENARIOS		PROBABILIDAD DE OCURRENCIA [%]	POSICIÓN JERÁRQUICA
		DEMANDA	PROBABILIDAD	COMBUSTIBLE	PROBABILIDAD	HIDROLOGÍA	PROBABILIDAD				
1	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	ALTO	30%	LLUVIOSO	15%	EAAL1	PAAL28	1.1%	25
2	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	ALTO	30%	MEDIO	40%	EAAM2	PAAM29	3.0%	15
3	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	ALTO	30%	SECO	45%	EAAS3	PAAS30	3.4%	11
4	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	MEDIO	40%	LLUVIOSO	15%	EAML4	PAML31	1.5%	22
5	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	MEDIO	40%	MEDIO	40%	EAMM5	PAMM32	4.0%	8
6	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	MEDIO	40%	SECO	45%	EAMS6	PAMS33	4.5%	7
7	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	BAJO	30%	LLUVIOSO	15%	EABL7	PABL34	1.1%	24
8	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	BAJO	30%	MEDIO	40%	EABM8	PABM35	3.0%	14
9	BAU - Políticas Publicas	ALTA	25%	BAJO	30%	SECO	45%	EABS9	PABS36	3.4%	10
10	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	ALTO	30%	LLUVIOSO	15%	EMAL10	PMAL37	2.5%	19
11	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	ALTO	30%	MEDIO	40%	EMAM11	PMAM38	6.6%	6
12	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	ALTO	30%	SECO	45%	EMAS12	PMAS39	7.4%	4
13	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	MEDIO	40%	LLUVIOSO	15%	EMML13	PMML40	3.3%	12
14	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	MEDIO	40%	MEDIO	40%	EMMM14	PMMM41	8.8%	2
15	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	MEDIO	40%	SECO	45%	EMMS15	PMMS42	9.9%	1
16	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	BAJO	30%	LLUVIOSO	15%	EMBL16	PMBL43	2.5%	18
17	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	BAJO	30%	MEDIO	40%	EMBM17	PMBM44	6.6%	5
18	BAU - Políticas Publicas	MEDIO	55%	BAJO	30%	SECO	45%	EMBS18	PMBS45	7.4%	3
19	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	ALTO	30%	LLUVIOSO	15%	EBAL19	PBAL46	0.9%	26
20	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	ALTO	30%	MEDIO	40%	EBAM20	PBAM47	2.4%	21
21	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	ALTO	30%	SECO	45%	EBAS21	PBAS48	2.7%	17
22	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	MEDIO	40%	LLUVIOSO	15%	EBML22	PBML49	1.2%	23
23	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	MEDIO	40%	MEDIO	40%	EBMM23	PBMM50	3.2%	13
24	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	MEDIO	40%	SECO	45%	EBMS24	PBMS51	3.6%	9
25	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	BAJO	30%	LLUVIOSO	15%	EBBL25	PBBL52	0.9%	27
26	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	BAJO	30%	MEDIO	40%	EBBM26	PBBM53	2.4%	20
27	BAU - Políticas Publicas	BAJO	20%	BAJO	30%	SECO	45%	EBBS27	PBBS54	2.7%	16

Fuente: Elaboración Propia.

## 6.1. CRONOGRAMA DE INGRESO DE PLANTAS PROPUESTAS

A través de los cálculos realizados por el software OPTGEN, se determinó el año óptimo de entrada para las plantas candidatas, y por cada escenario.

Tabla 25: Cronograma de ingreso de plantas, para el escenario BAU y sus Sub-Escenarios.

CAPACIDAD INSTALADA POR ESCENARIO[MW]		1,459	1,829	1,519	1,409	1,429	1,348	0	0	1,422	0	0	1,008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
INVERSION TOTAL POR ESCENARIO [MILLONES USD]		3,705	4,881	3,962	3,521	3,601	3,227	0	0	3,637	0	0	2,226	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
TECNOLOGÍA	PLANTA	BAA11	BAA12	BAA33	BAML4	BAMM5	BAMS6	BABL7	BABM8	BABS9	BMAL10	BMA11	BMAS12	BMML13	BMMM14	BMS15	BMBL16	BMBM17	BMS18	BBAL19	BBAM20	BBAS21	BBML22	BBMM23	BBMS24	BBBL25	BBBM26	BBBS27					
HIDRÁULICA	PJM-H	2027	2026	2028																													
	SAN-H	2027	2026	2027							2033																						
	HUE-HI	2024	2023	2022	2024	2024	2023				2023			2023																			
	HUE-HII	2022	2022	2021	2022	2022	2021				2021			2021																			
	HAV-HI	2031	2033		2032	2027	2034																										
	HAV-HII	2031	2033		2032	2027	2034																										
	HAV-HIII	2030	2033		2032	2027	2034																										
	XLL-H	2026	2025	2032	2026	2026																											
	HUE-HIII		2033				2033				2029																						
	LPA-H		2030																														
	USU-HI			2027																													
	USU-HII																																
GEOTÉRMICA	ZUI-G	2031	2029	2034	2031	2031	2029																										
	ZII-G	2031	2026	2033	2031	2031	2029																										
	TEC-G	2032	2026	2029	2034	2034	2032			2030			2032																				
	MOY-G	2032	2026	2029	2034	2034	2032			2030			2032																				







Tabla 26: Cronograma de ingreso de plantas, para el escenario Políticas Publicas y sus Sub-Escenarios.

CAPACIDAD INSTALADA POR ESCENARIO[MW]		1,848	992	1,623	1,612	992	1,622	1,542	902	1,390	1,409	677	1,012	803	717	1,052	803	707	962	501	543	742	501	478	642	501	503	698			
INVERSION TOTAL POR ESCENARIO [MILLONES USD]		5,037	2,462	4,837	4,155	2,462	4,109	3,946	2,353	4,248	3,365	1,618	2,638	1,519	1,684	2,704	1,519	1,672	2,590	858	996	2,044	858	959	1,833	858	982	1,945			
TECNOLOGÍA	PLANTA	PAAL28	PAAM29	PAAS30	PAML31	PAMM32	PAMS33	PABL34	PABM35	PABS36	PIMAL37	PIMAM38	PIMAS39	PIMML40	PIMMM41	PIMMS42	PIMBL43	PIMBM44	PIMBS45	PIBAL46	PIBAM47	PIBAS48	PIBML49	PIBM50	PIBM51	PIBBL52	PIBM53	PIBBS54			
HIDRÁULICA	PJM-H	2032		2025						2027	2033																				
	SAN-H	2032		2025						2027	2033																				
	HUE-HI	2023	2027	2022	2023	2027		2024	2027	2023	2025			2026			2026		2024				2027				2027			2027	
	HUE-HII	2021	2027	2020	2022	2027	2027	2022	2027	2020	2022		2026	2025		2026	2025		2021	2026			2021	2026			2021	2026		2021	
	HAV-HI	2026	2027	2034	2023	2027		2023	2027		2033			2024			2024			2026			2034	2026				2026			
	HAV-HII	2023		2033					2031			2033			2027		2027						2034								
	HAV-HIII	2033		2024	2024			2026	2023			2033		2027	2025		2027	2025		2024	2027		2027	2027			2027	2027		2027	
	XLL-H	2029		2027	2030						2025	2033																			
	HUE-HIII	2027			2026			2025	2031		2027	2024		2027	2026		2027	2026		2026			2026				2026			2026	
	LPA-H	2032																													
	USU-HI			2025				2026			2026																				
USU-HII							2027																								
GEOTÉRMICA	ZUI-G	2034	2024	2021	2030	2024	2024	2033	2024	2021		2027	2022		2027	2022		2027	2023		2027			2027			2027			2027	
	ZII-G	2033	2027	2027	2030	2027	2024	2033	2027	2024		2026	2021		2026	2021		2026	2024												
	TEC-G	2026	2025	2023	2025	2025	2022	2026	2025	2022	2026	2027	2025		2027	2025		2027	2025			2025					2024			2024	
	MOY-G	2025	2023	2021	2025	2023	2021	2026	2023	2021	2026	2025	2023		2025	2023		2025	2021				2021							2022	
	CBL-G	2025	2025	2022	2027	2025	2024	2025	2025	2023	2026	2026	2027	2024	2026	2027	2024	2026	2026		2027	2022		2027	2021		2027	2021		2027	
	EST-G	2025	2024	2021	2026	2024	2021	2025	2024	2021	2026	2025	2025		2025	2025		2025	2023		2024	2026		2024	2025		2024	2025		2025	
	ATI-G	2026	2023	2024	2027	2023	2025	2025	2023	2023	2026			2023			2023						2024				2024			2024	
	PAL-G	2026	2022	2024	2025	2022	2025	2026	2022	2024	2026	2026	2023		2026	2023		2026	2021				2024				2025			2025	



	AYA-G	2025	2026	2021	2026	2026	2023	2025	2026	2021	2026		2022			2022			2021			2022			2022																				
	LAC-G	2025	2027	2021	2026	2027	2021	2025	2027	2021	2026		2023			2023			2021					2024			2024			2024										2026					
	RET-G	2024	2025	2021	2025	2025	2025	2025	2025	2025	2021	2026	2025	2026		2025	2026		2025	2022			2025			2026															2021				
	SMR-G	2025	2026	2023	2034	2026	2023	2032	2026	2023			2025	2026		2025	2026		2025	2023			2021			2022																			
	TOT-G		2023	2023		2023	2024	2031	2023	2023			2026	2025		2026	2025		2026	2025		2025	2022		2025			2025												2025	2022				
	AMA-G	2032	2026	2022	2034	2026	2022	2032	2026	2022			2024			2024			2022								2023														2023				
	ECE-G	2024	2026	2022		2026	2021	2026	2026	2024			2023	2024		2023	2024		2023	2025			2024			2025																2025			
FOTOVOLTAICO	SRO-SI	2023	2021	2021	2023	2021	2021	2024	2021			2024	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2024	2022	2021	2024		2021	2024	2022	2021	2024															
	SRO-SII	2023	2021	2021	2023	2021	2021	2024	2021	2021	2024	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022		2024	2023	2021	2024	2023		2024	2023	2021	2024	2023															
	SRO-SIII	2023	2021	2021	2023	2021	2021	2023	2021			2023	2021	2021	2023	2021	2021	2023			2024	2022	2021	2024		2021	2024	2022	2021	2024															
	SRO-SIV	2023	2021	2021	2023	2021	2021	2024	2021	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022		2024	2022	2021	2024	2022	2021	2024	2022	2021	2024																
	SRO-SV	2023	2022	2021	2023	2022		2023		2021	2024			2024			2024			2024			2021	2024	2024		2024	2024	2021	2024	2024														
	SUR-SI	2024			2025		2021	2024			2026		2021	2024			2024	2022	2022	2026	2023	2023	2026	2023	2023	2026	2023	2023	2026	2023															
	SUR-SII	2024	2022		2024	2022	2021	2024			2025	2023		2023			2023			2025			2025			2025			2025																
	SUR-SIII	2024			2024		2021	2024			2025			2024			2024			2025			2025			2025			2025																
	SUR-SIV	2024	2022		2023	2022	2021	2025			2025		2021	2024	2022	2021	2024	2022		2025	2023		2025			2025			2025	2023															
EÓLICO	JUT-EI	2027	2024	2026	2029	2024	2021	2027	2024		2034	2024	2021	2027	2024	2021	2027	2024	2026			2026			2026																				
	JUT-EII	2027	2022	2027	2027	2022	2021	2027	2022	2025	2034	2027	2021		2027	2021		2027		2027	2024		2027	2024		2027	2024																		
	JUT-EIII	2027	2024	2026	2027	2024	2023	2027	2024	2026	2034	2024	2021	2027	2024	2021	2027	2024	2027		2027	2024		2027	2024		2027	2024																	
	JUT-EIV	2029	2025	2026	2027	2025	2021	2027	2025	2027	2034				2023	2021		2023	2027		2026			2026			2026																		
	JUT-EV	2029	2023		2027	2023	2021	2027	2023	2027	2034	2024	2026		2024	2026		2024	2027		2025			2025			2025																		
	GUA-EI	2026	2024	2026	2027	2024	2023	2027	2024	2026	2034	2023	2021	2027	2023	2021	2027	2023	2026																										
	ESC-EI	2026	2027	2025	2029	2027	2025	2027	2027	2024	2034	2025	2024	2027	2025	2024	2027	2025	2027		2025			2025			2025																		
	HUE-E	2029	2025	2026	2029	2025	2023	2026	2025		2034	2024	2022		2024	2022		2024	2027		2026	2027		2026	2027		2026	2027																	
GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE	GDR I	2030		2030	2030			2030		2031																																			
	GDR II	2030		2030	2030			2030		2030																																			



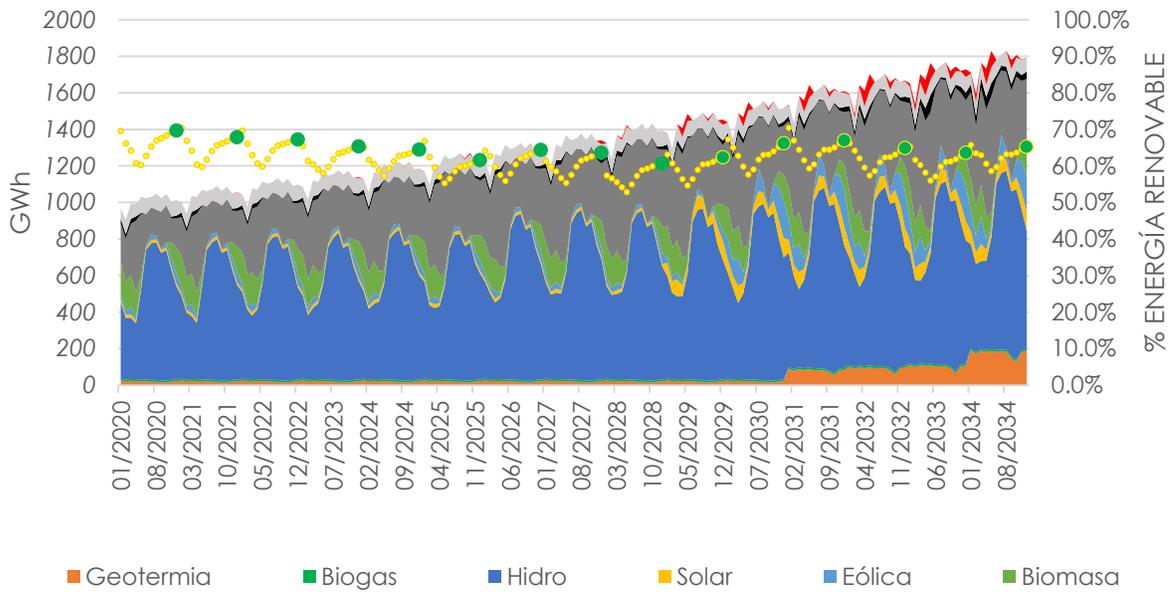
	GDR III	2030		2030	2030			2030		2027										2023			2023			2023	
	GDR IV	2030		2030	2030			2030		2030			2023			2023											
	GDR V	2030		2030	2030			2030		2027																	
	GDR VI	2030		2030	2030			2030		2027																	
	GDR VII	2030		2030	2030		2027	2027		2027		2021	2022		2021	2022		2021		2027	2026		2027	2026		2027	2026
BIOGÁS	BGS-I	2020		2020	2020			2020		2020	2020							2020			2020			2020			2020
	BGS-II	2020	2021	2020	2020	2021	2021	2020	2021	2020	2020	2021	2021	2023	2021	2021	2023	2021	2020	2024	2022	2020	2024	2022	2020	2024	2022
GAS NATURAL	PTN-GNI				2033			2031																			
COGENERADOR	CGS-BGI	2034		2034						2029																	
	CGS-BGII			2026																							
	CGS-BGIII							2031																			

Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.



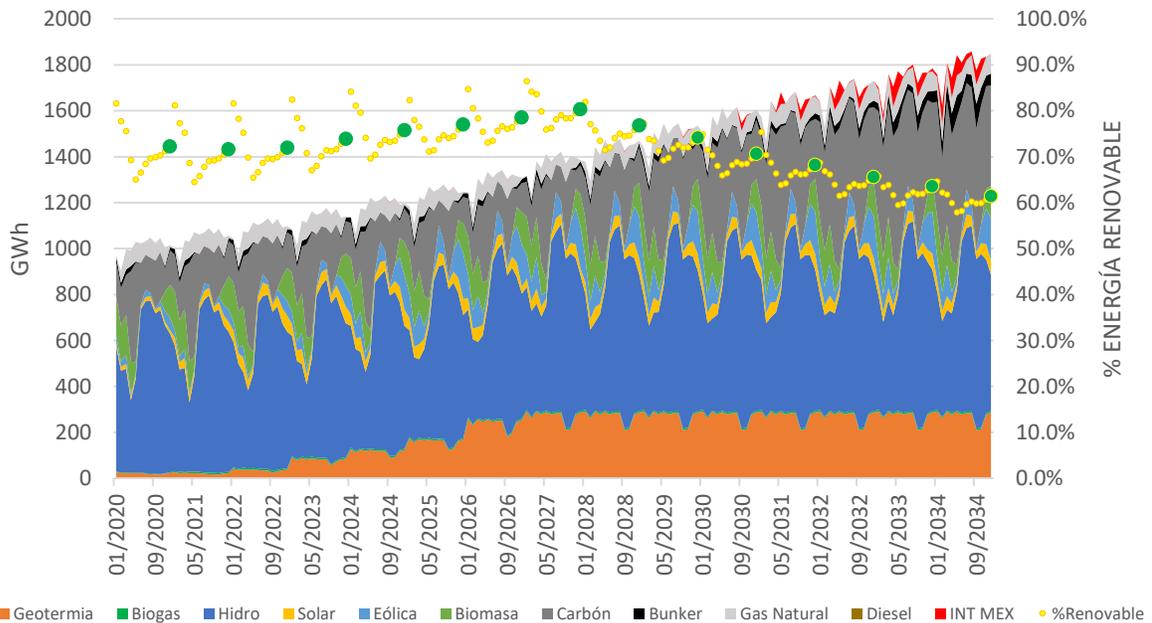
## 6.2. ANÁLISIS POR ESCENARIO: DESPACHO DE ENERGÍA Y COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA

Gráfica 76: Despacho de Energía del escenario EAMM5.



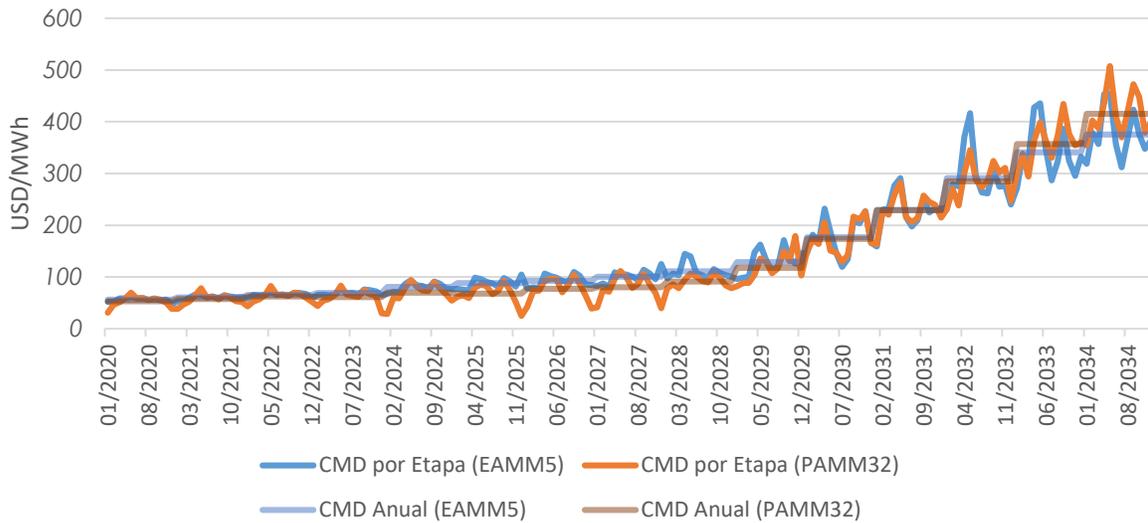
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 77: Despacho de Energía del escenario PAMM32.



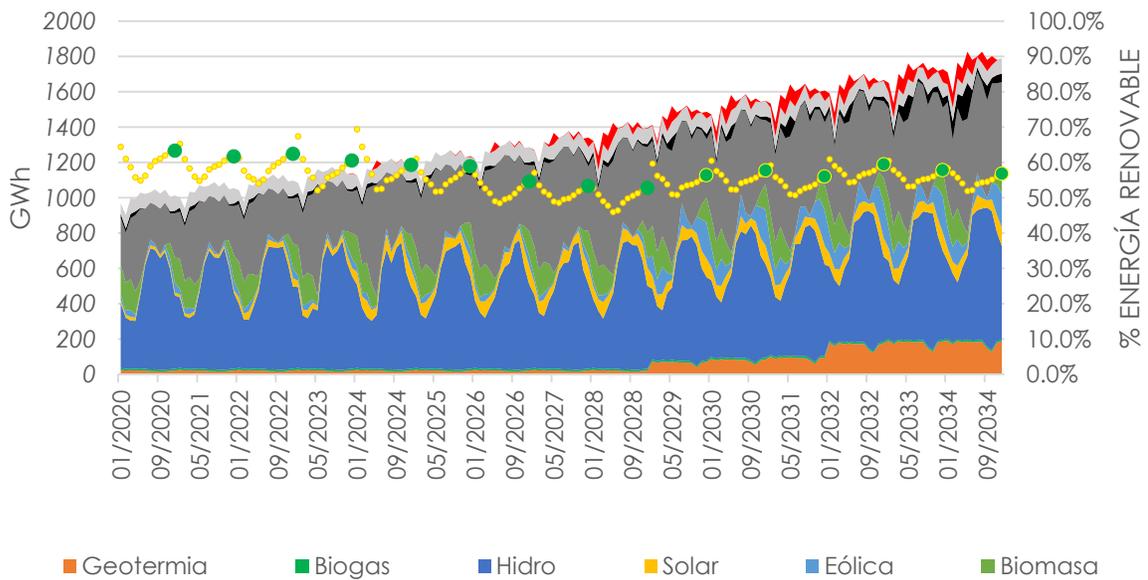
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 78: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EAMM5 y PAMM32.



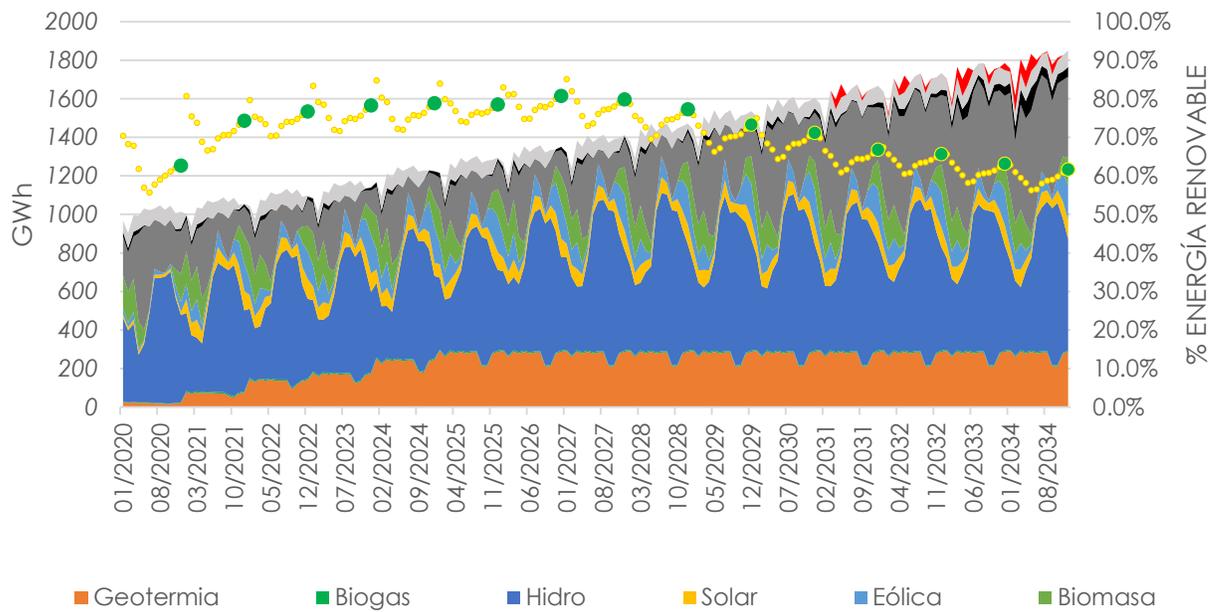
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 79: Despacho de Energía del escenario EAMS6.



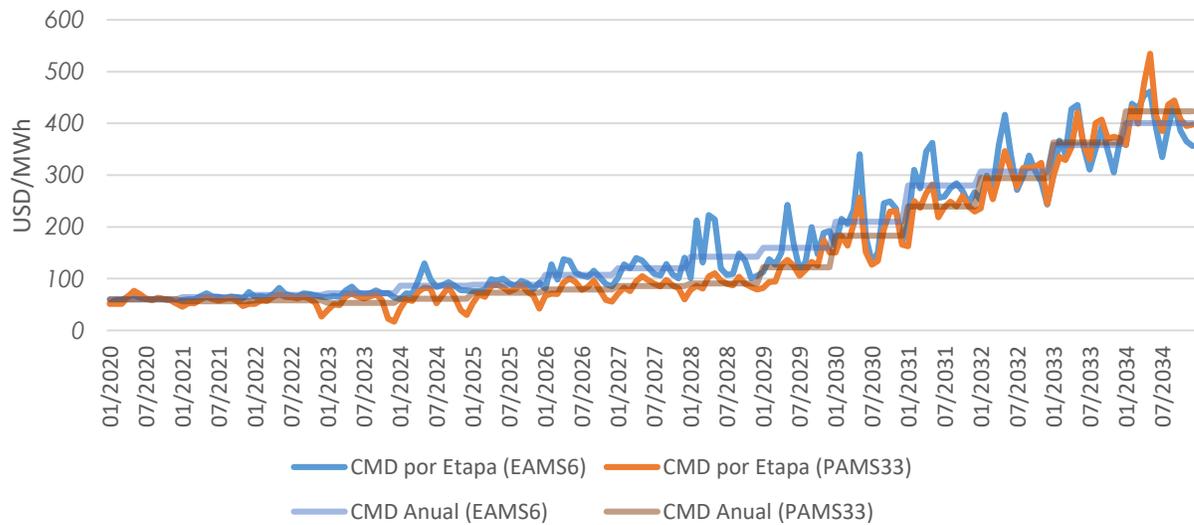
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 80: Despacho de Energía del escenario PAMS33.



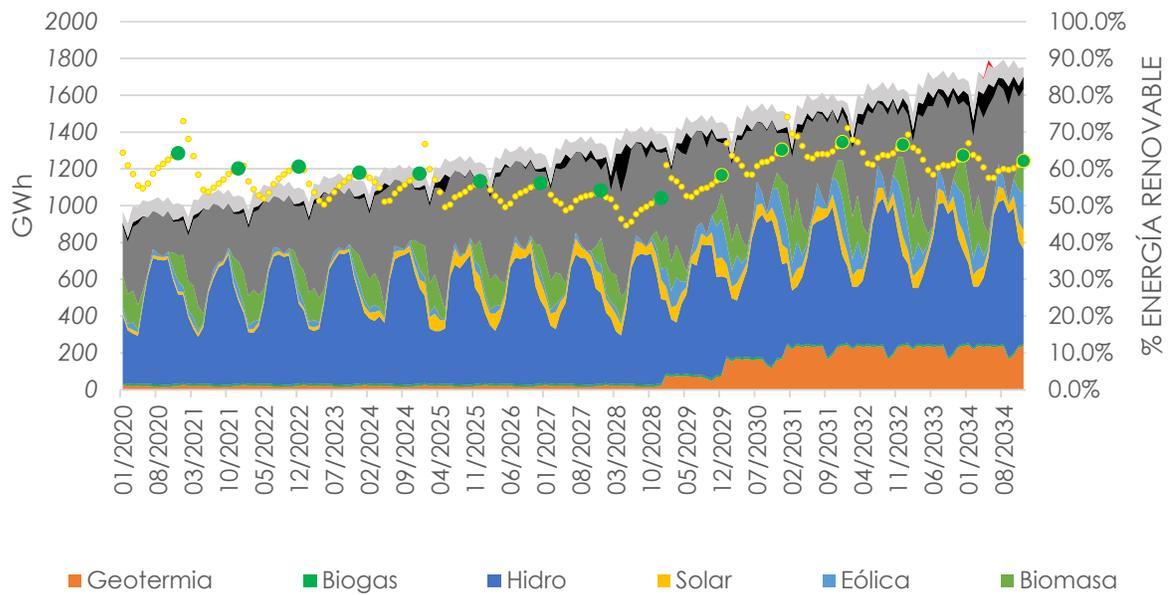
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 81: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EAMS6 y PAMS33.



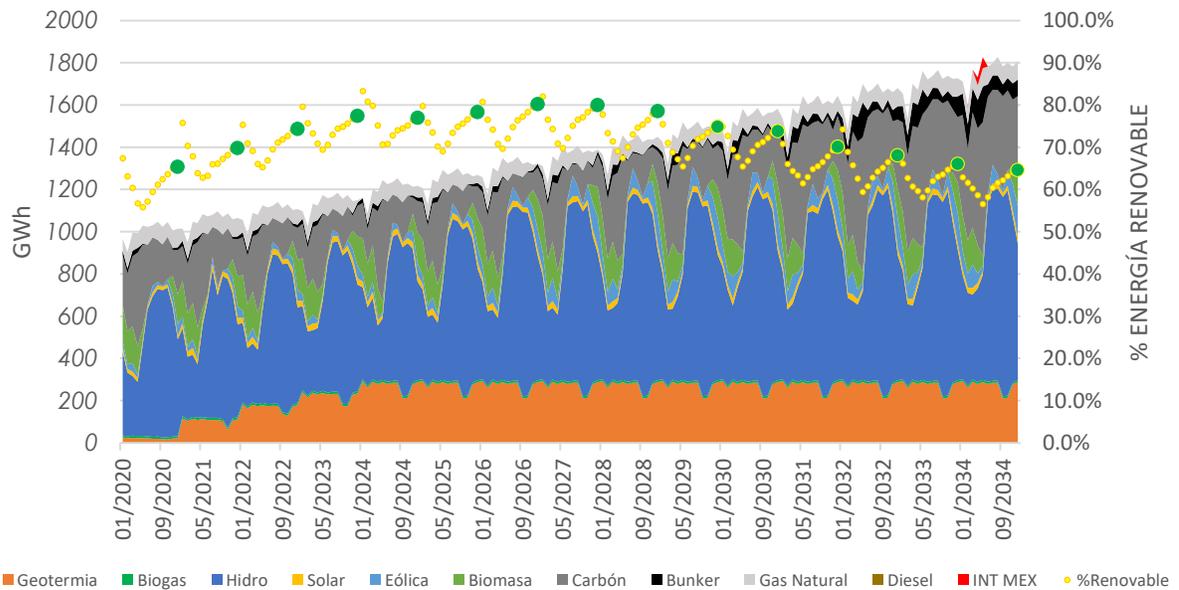
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 82: Despacho de Energía del escenario EABS9.



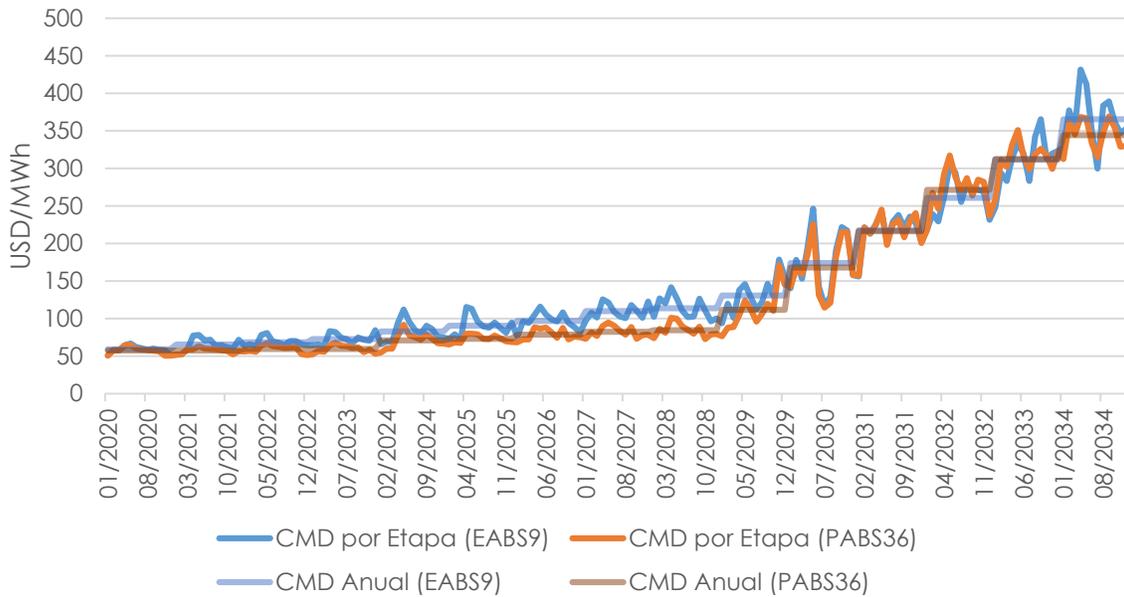
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 83: Despacho de Energía del escenario PABS36.



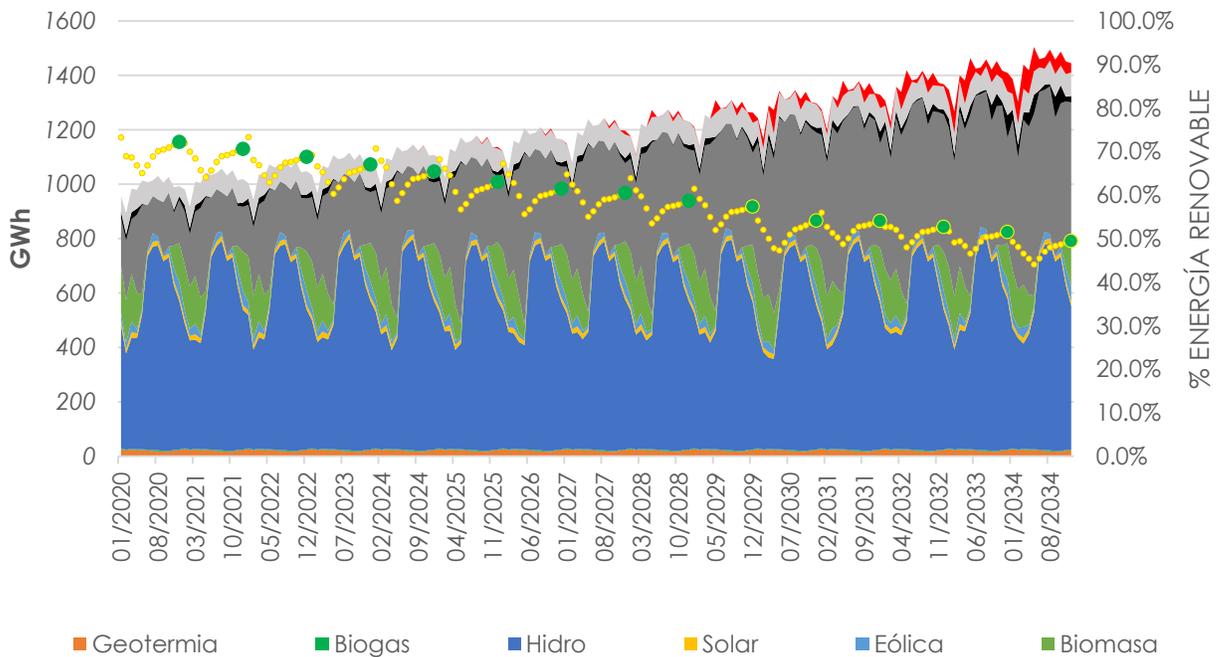
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 84: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EABS9 y PABS36.



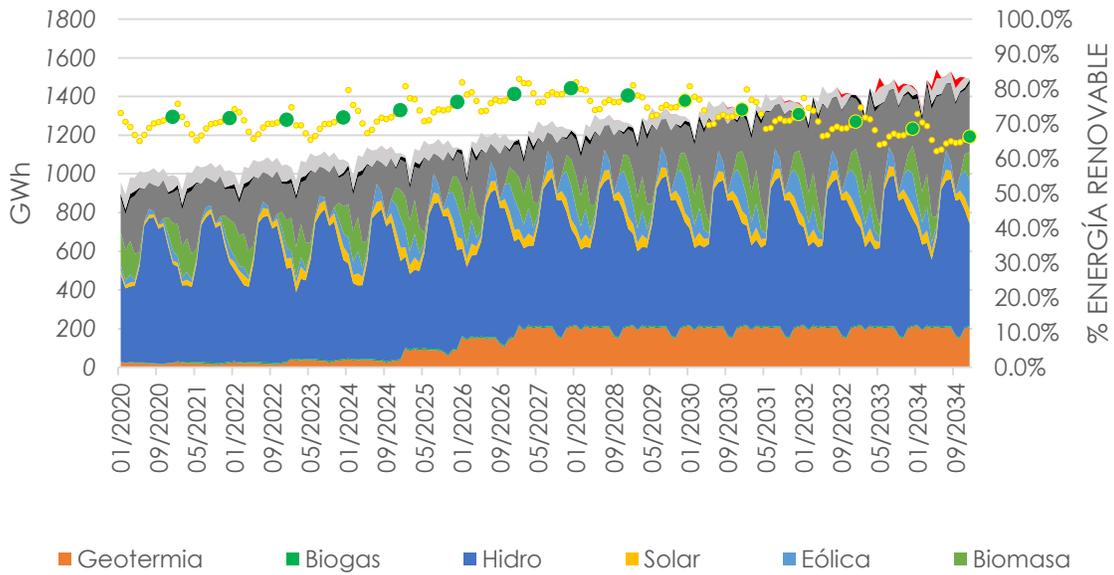
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 85: Despacho de Energía del escenario EMAM11.



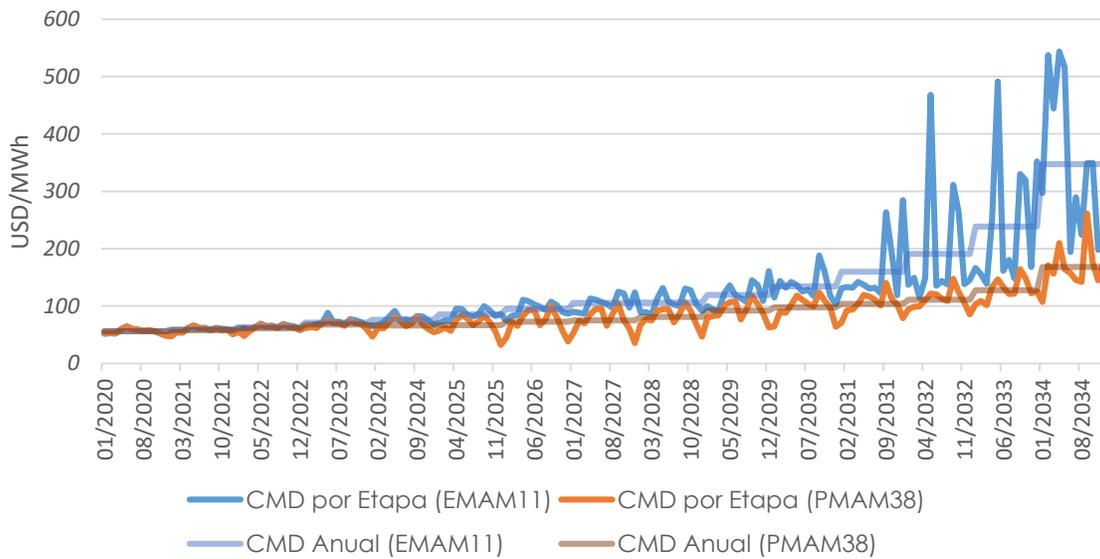
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 86: Despacho de Energía del escenario PMAM38.



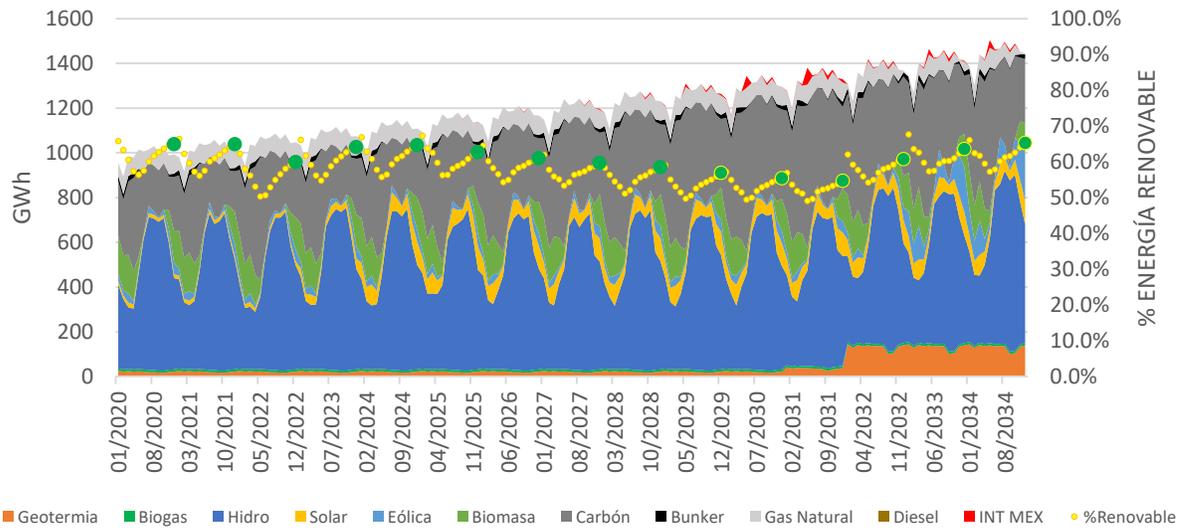
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 87: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMAM11 y PMAM38.



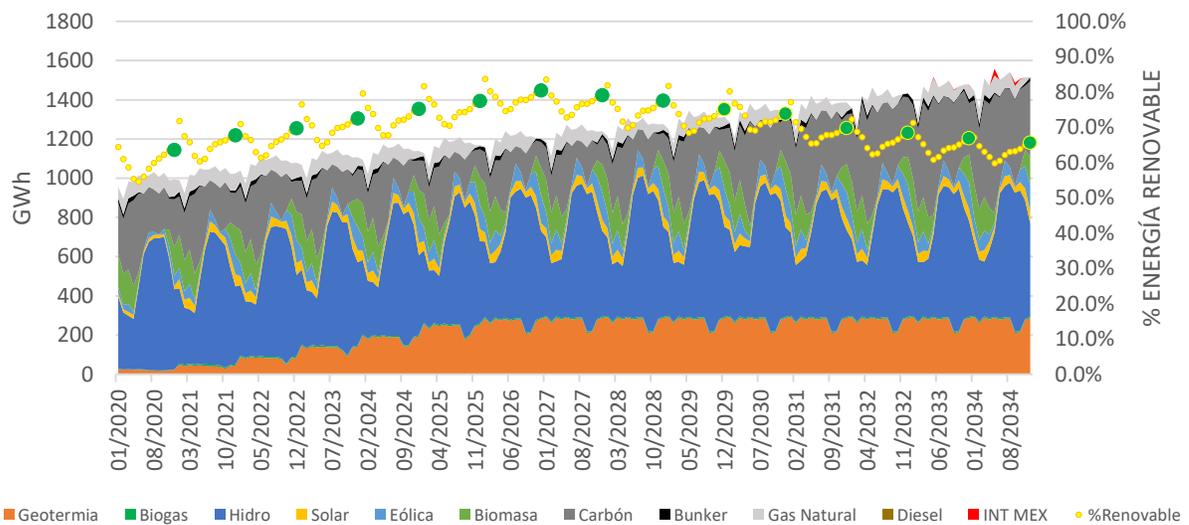
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 88: Despacho de Energía del escenario EMAS12.



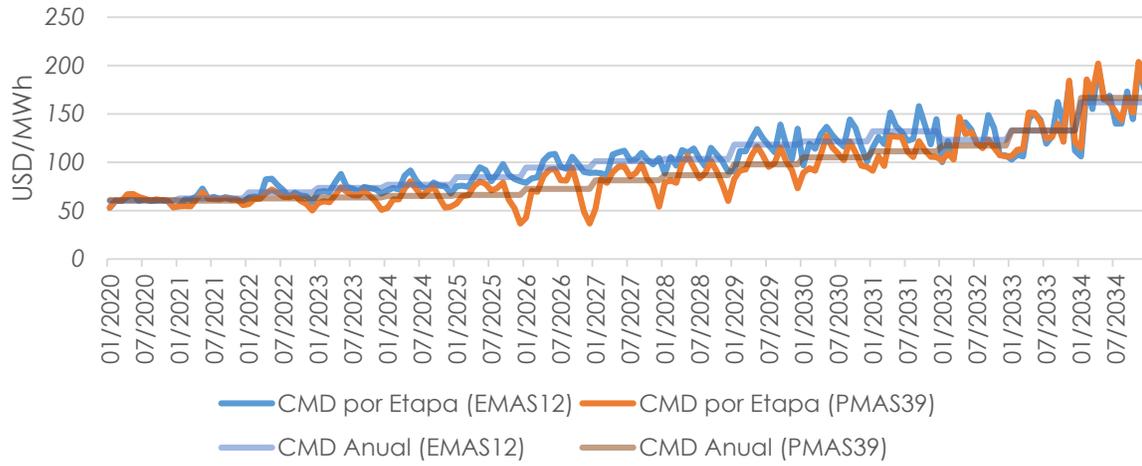
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 89: Despacho de Energía del escenario PMAS39.



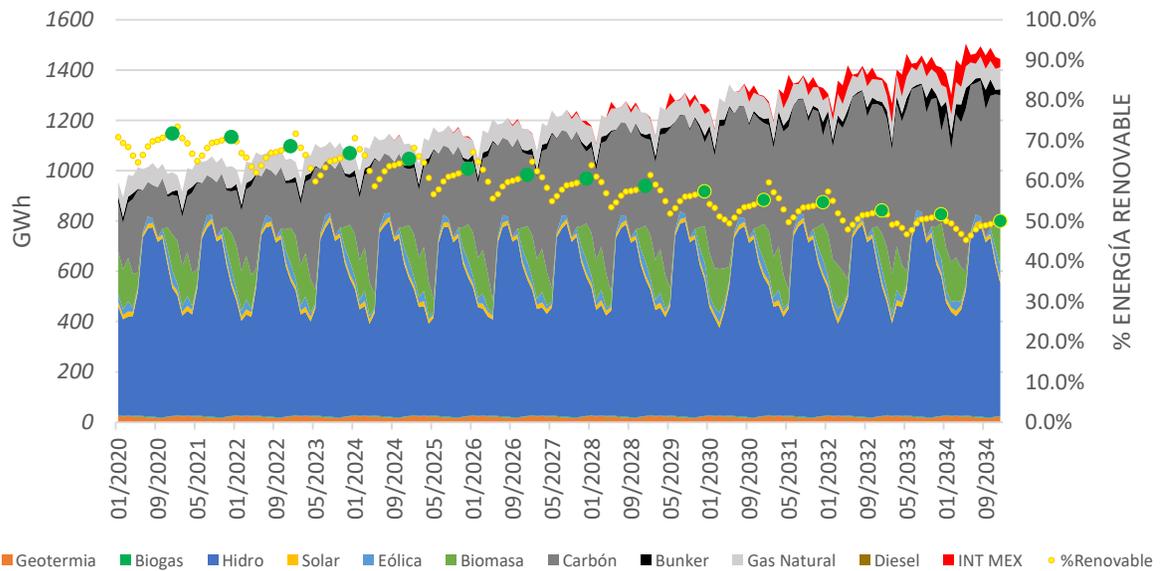
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 90: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMAS12 y PMAS39.



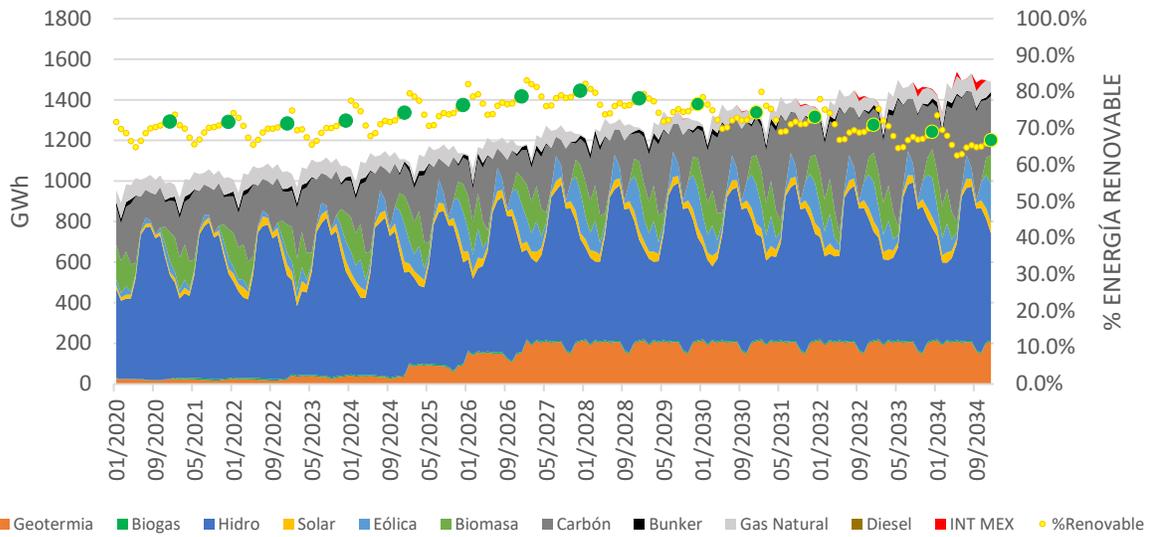
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 91: Despacho de Energía del escenario EMMM14.



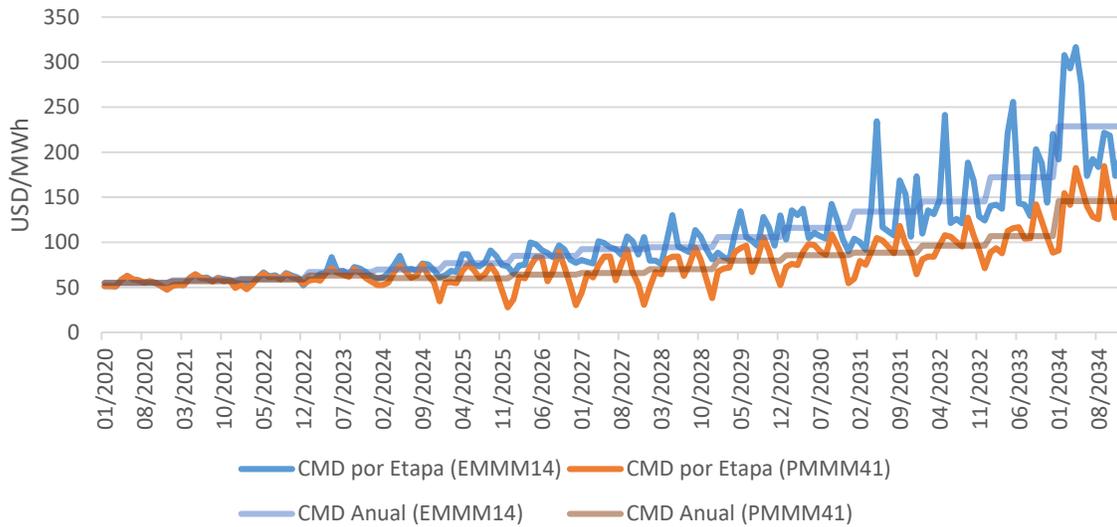
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 92: Despacho de Energía del escenario PMMM41.



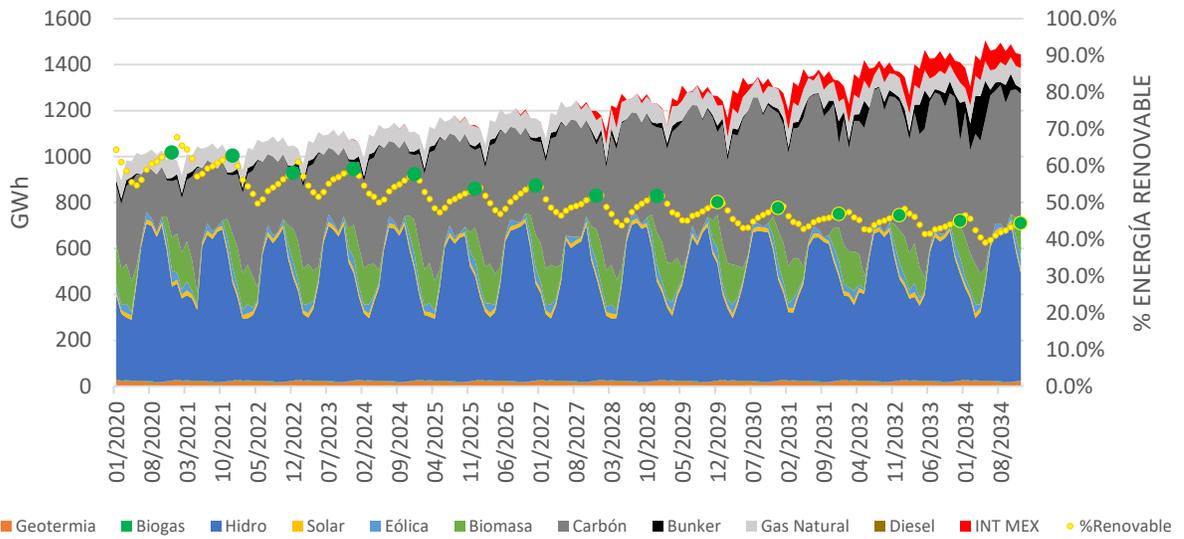
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 93: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMMM14 y PMMM41.



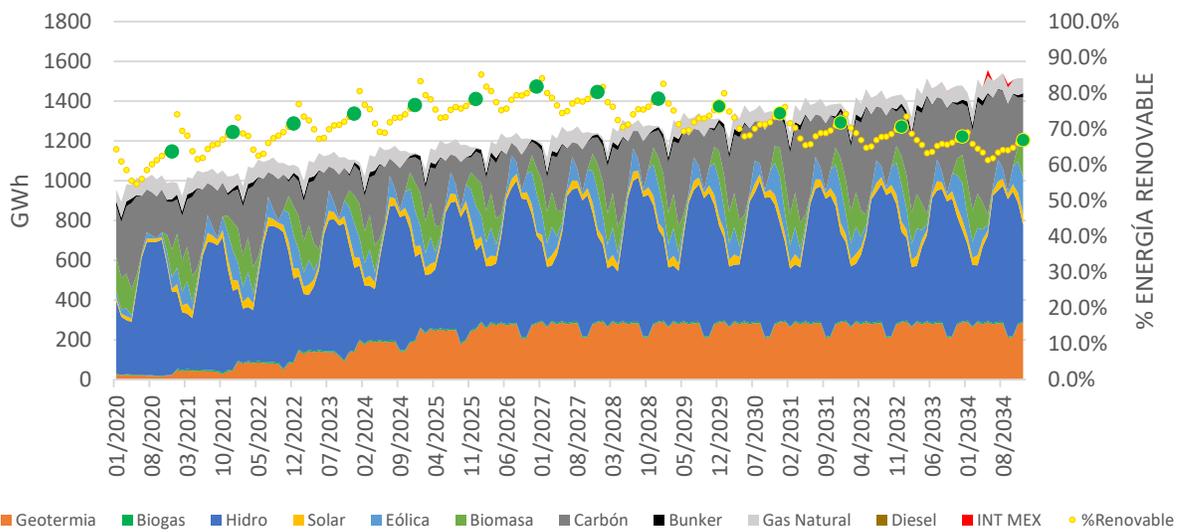
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 94: Despacho de Energía del escenario EMMS15.



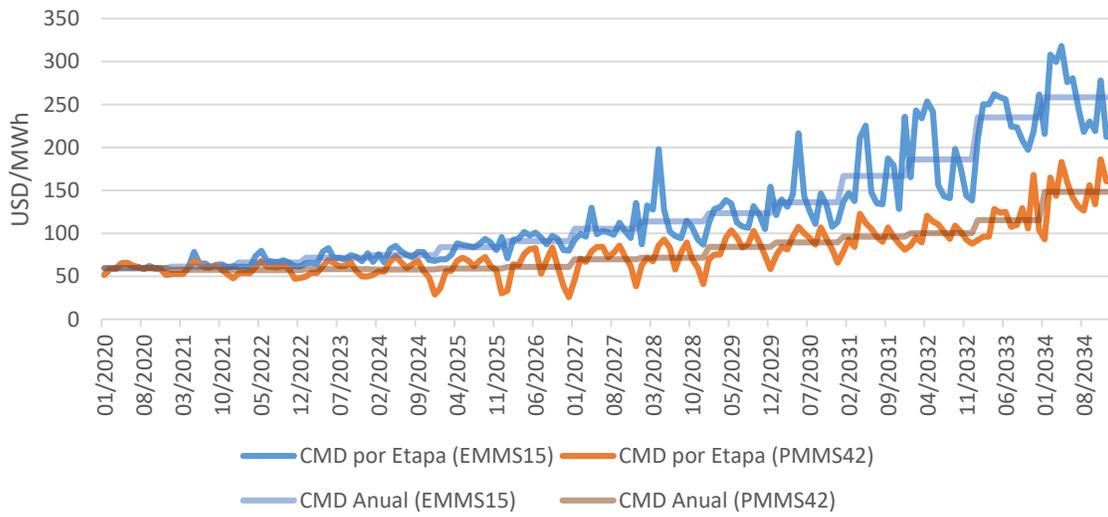
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 95: Despacho de Energía del escenario PMMS42.



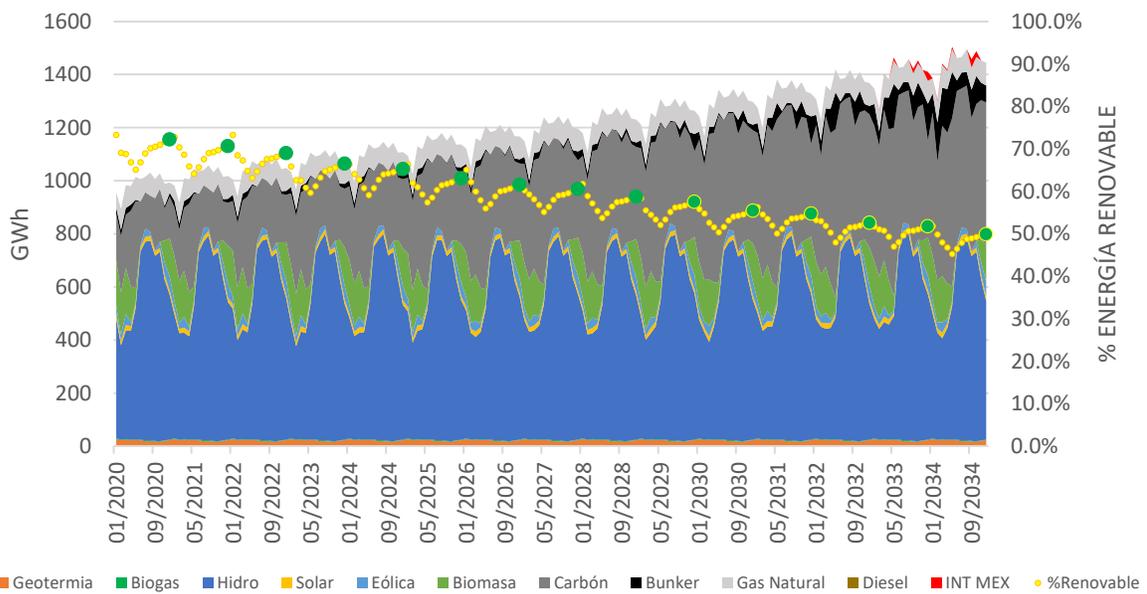
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 96: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMMS15 y PMMS42.



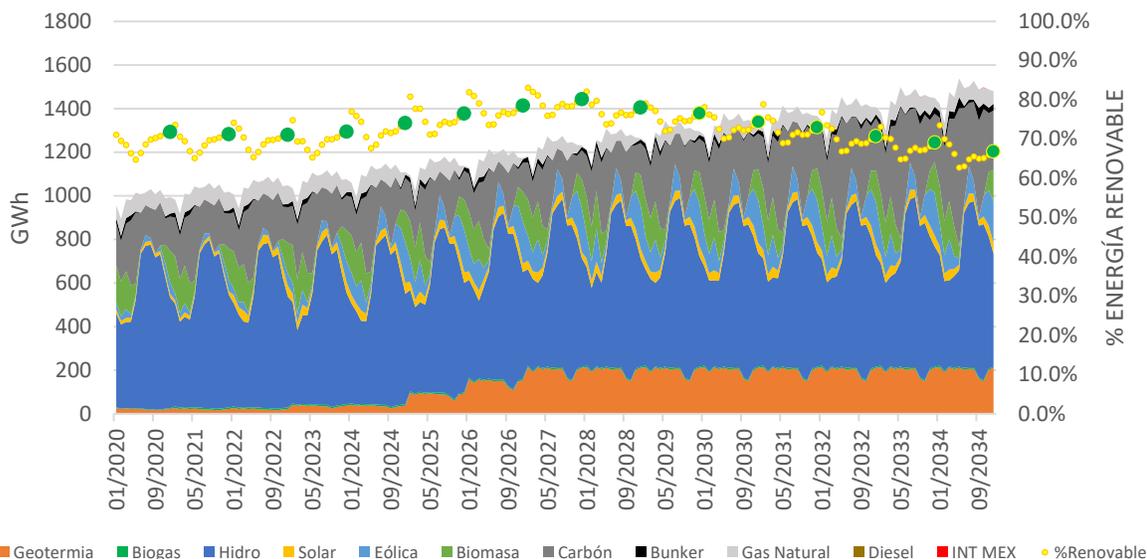
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 97: Despacho de Energía del escenario EMBM17.



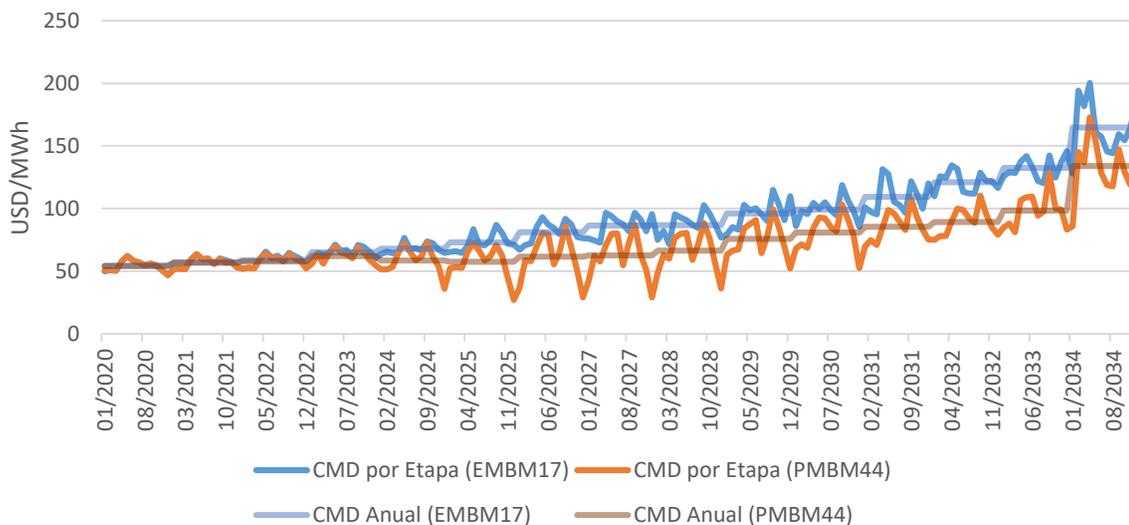
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 98: Despacho de Energía del escenario PMBM44.



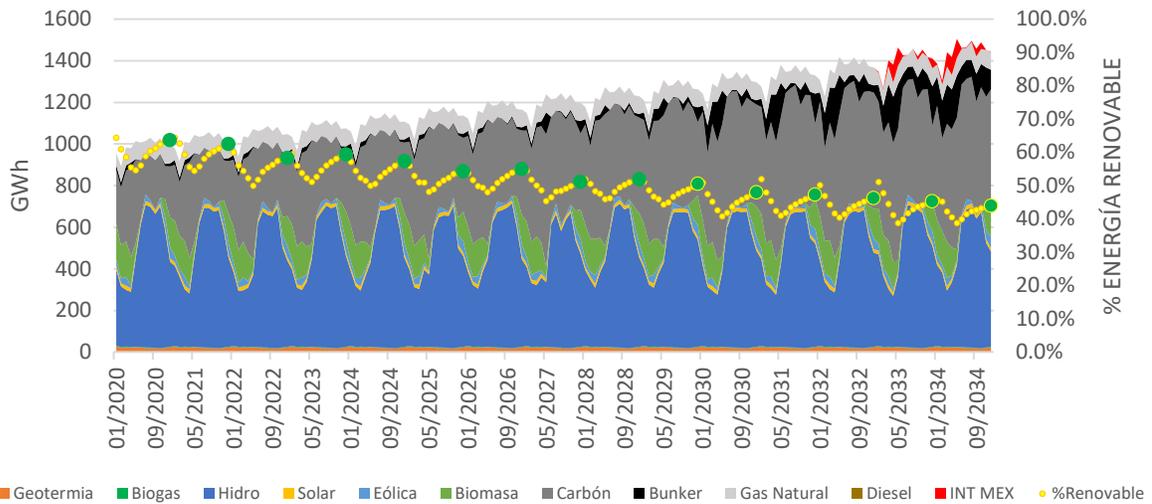
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 99: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMBM17 y PMBM44.



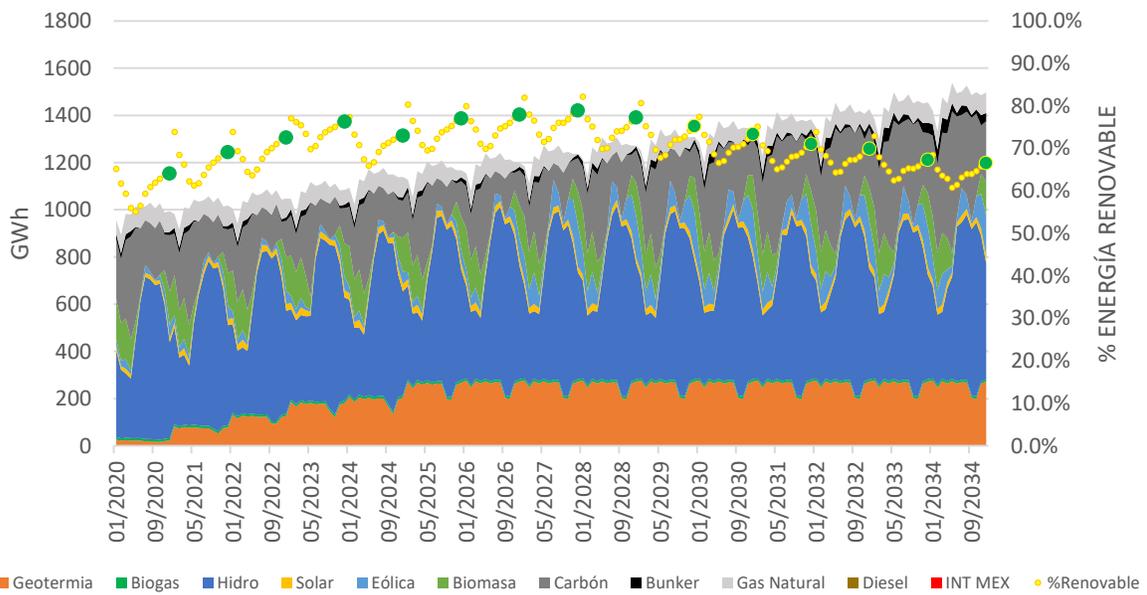
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 100: Despacho de Energía del escenario EMBS18.



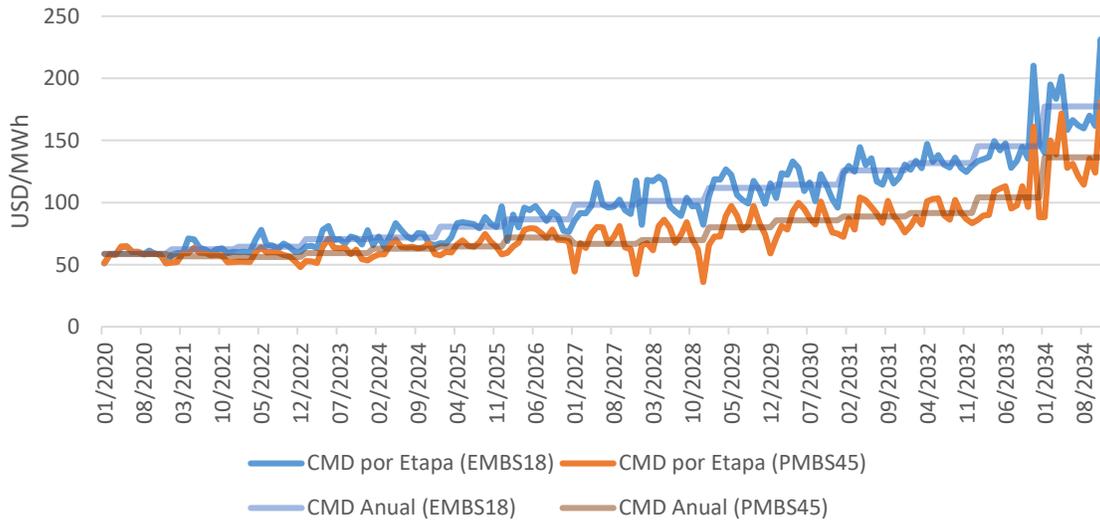
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 101: Despacho de Energía del escenario PMBS45.



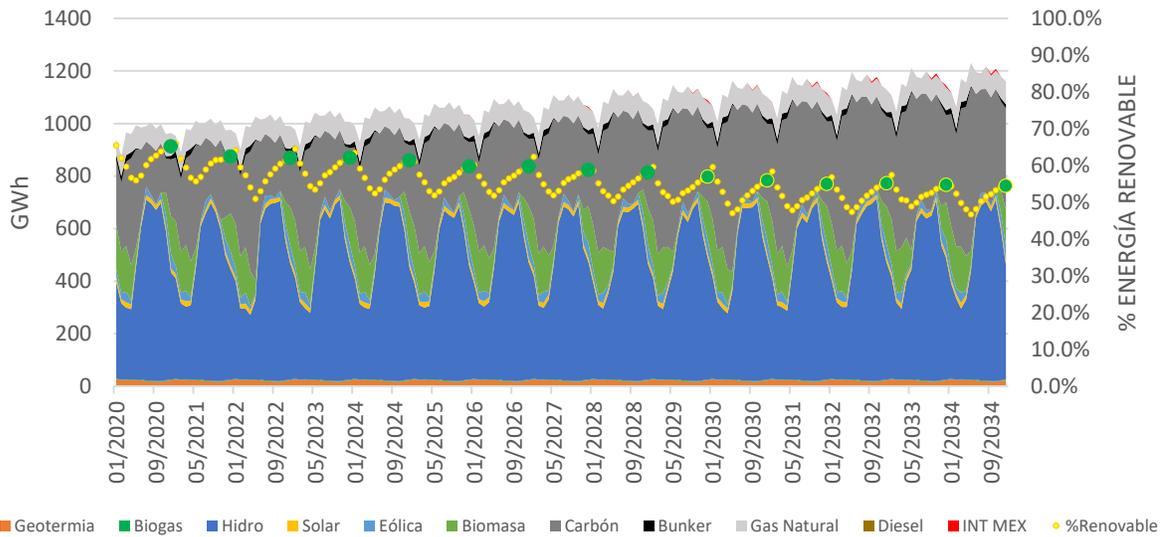
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 102: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMBS18 y PMBS45.



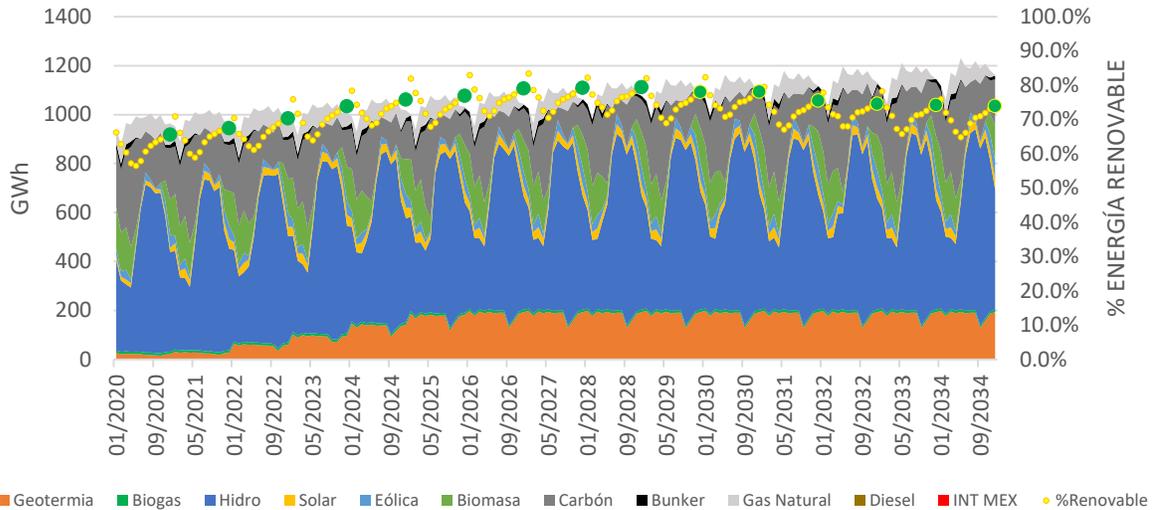
Fuente: Elaboración UPEM,

Gráfica 103: Despacho de Energía del escenario EBMS24.



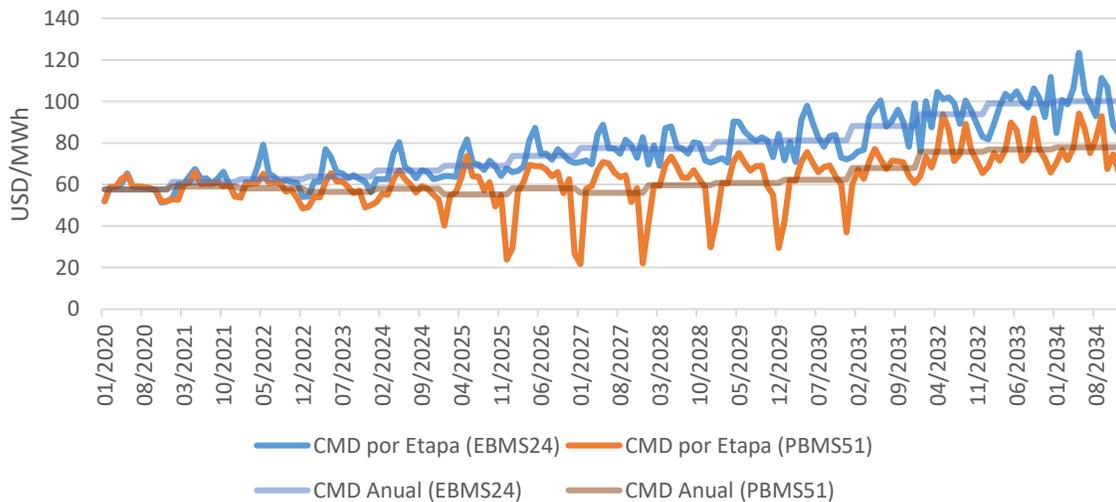
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 104: Despacho de Energía del escenario PBMS51.



Fuente: Elaboración UPEM,

Gráfica 105: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBMS24 y PBMS51.



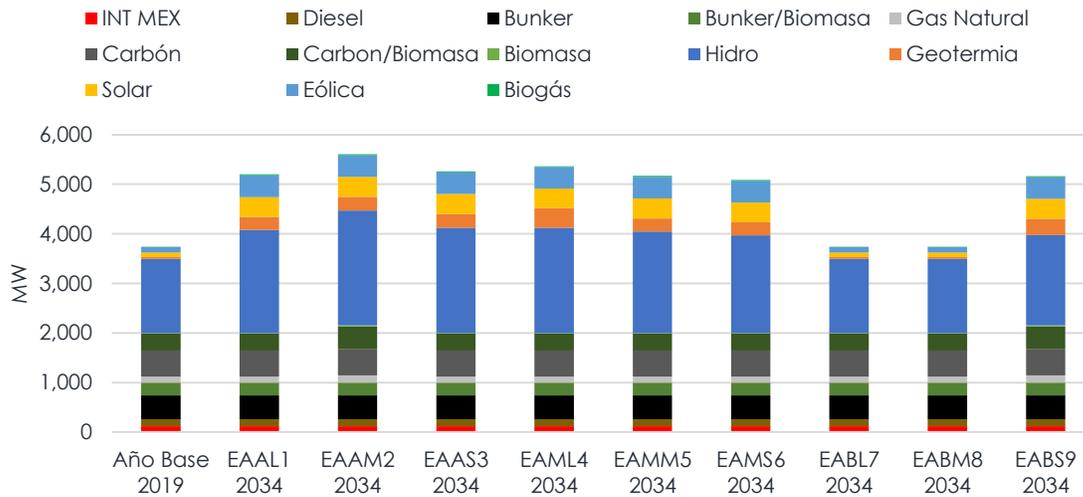
Fuente: Elaboración UPEM,

Los resultados obtenidos en los otros escenarios, pueden visualizarse en la sección ANEXOS RESULTADOS DE OTROS ESCENARIOS

### 6.3. COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ DE CAPACIDAD INSTALADA.

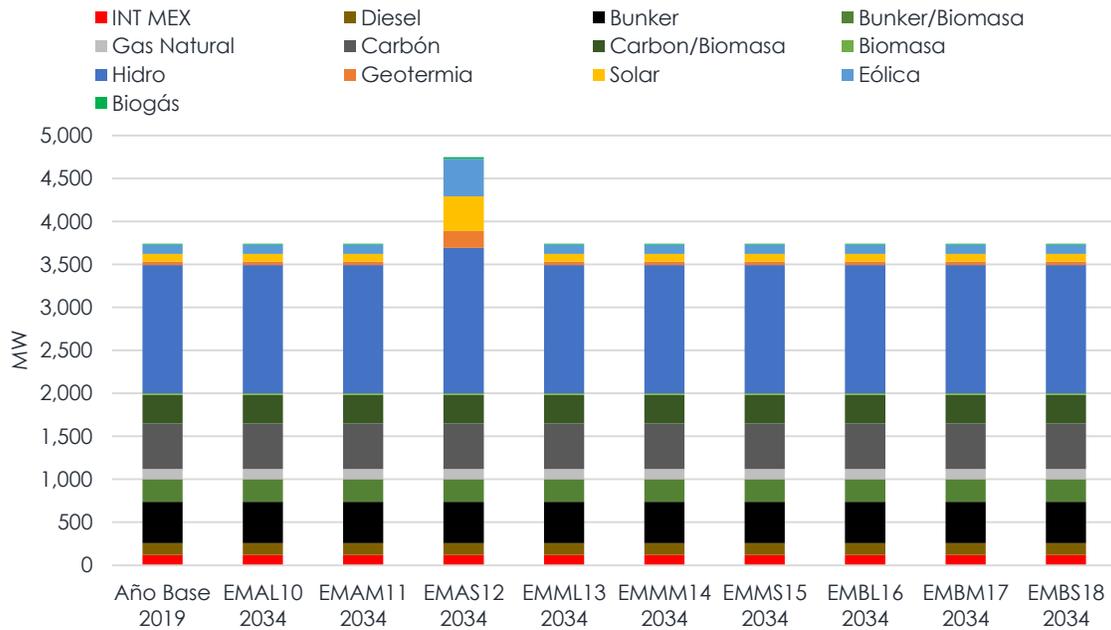
En las siguientes graficas se puede observar la comparación de capacidad instalada en cada uno de los escenarios planteados contra el actual.

Gráfica 106: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda alta BAU.



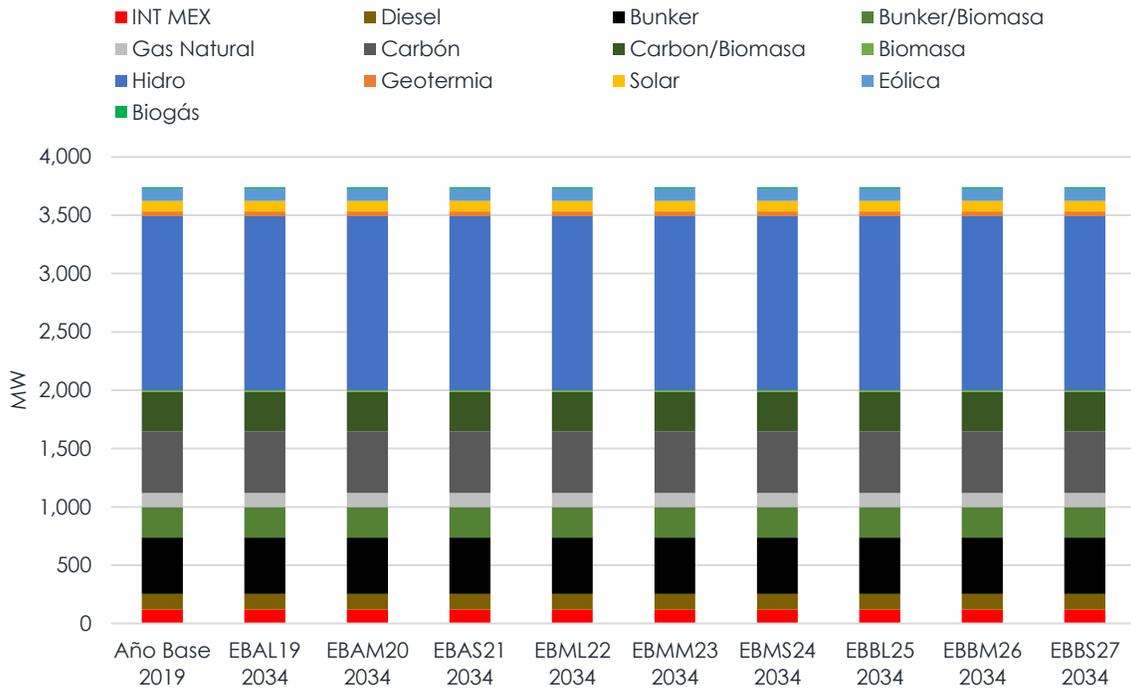
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 107: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda media BAU.



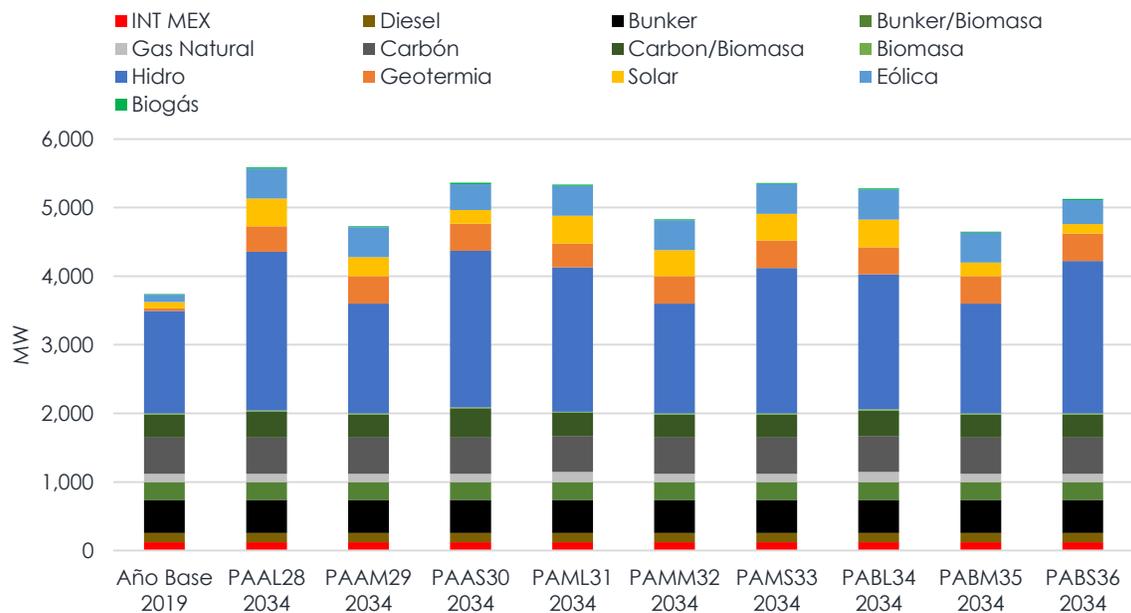
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 108: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda baja BAU.



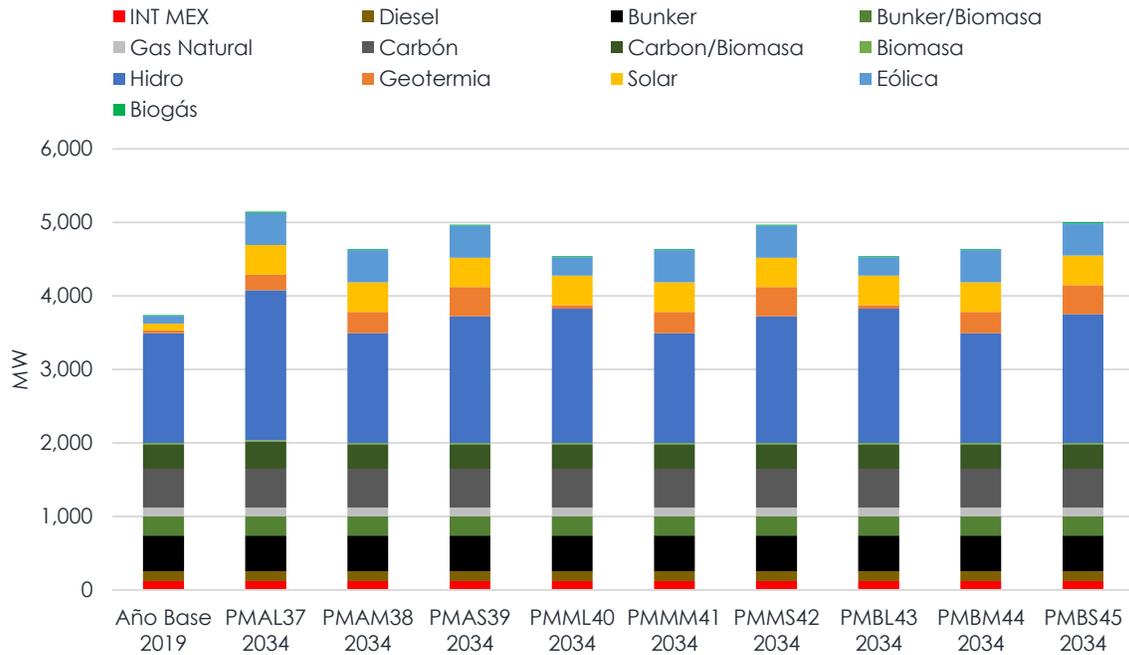
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 109: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda alta cumpliendo Políticas Públicas.



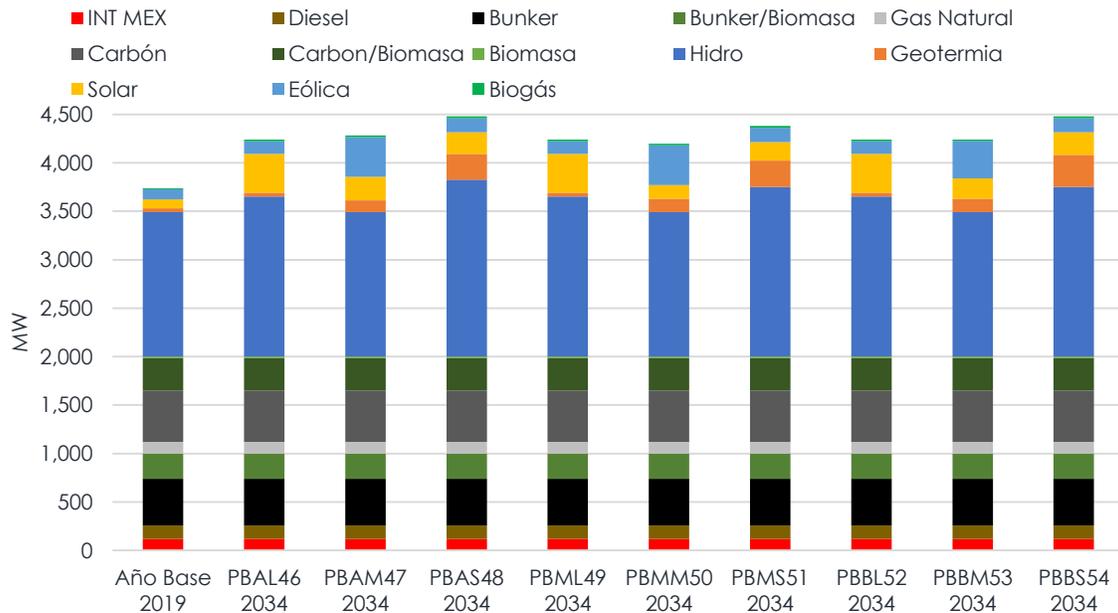
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 110: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda media cumpliendo Políticas Públicas.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 111: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de demanda baja cumpliendo Políticas Públicas.

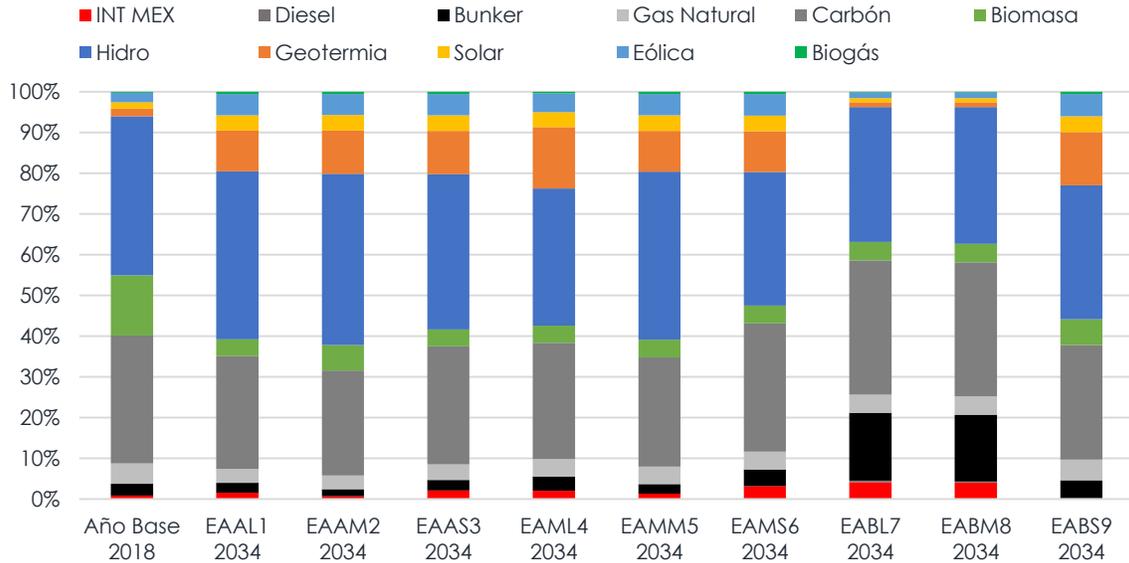


Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

## 6.4. MATRICES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA [GWh]

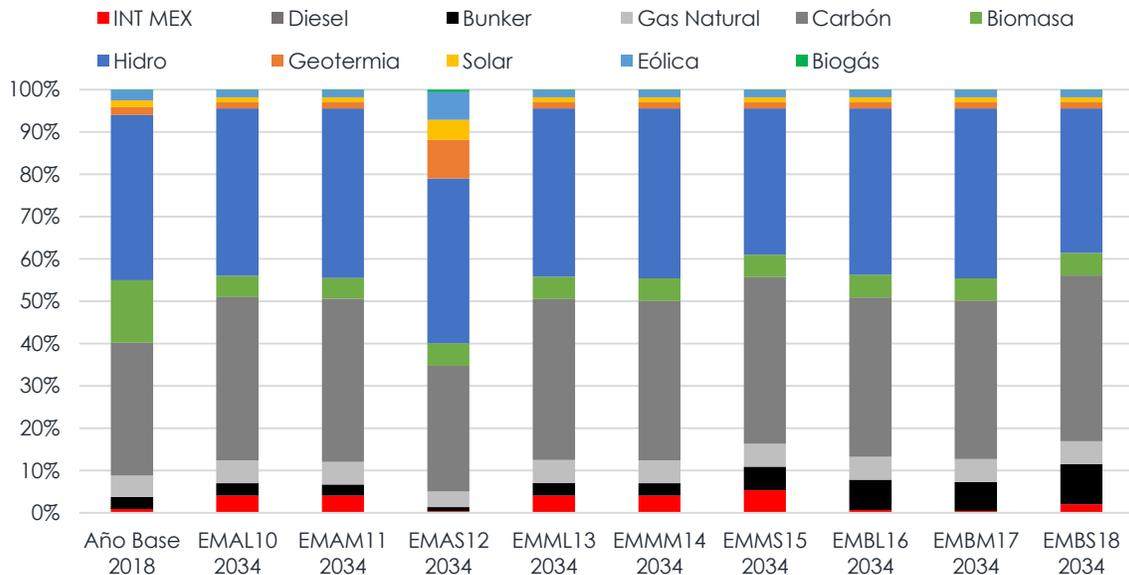
En las siguientes graficas se compara la matriz de generación eléctrica que se alcanza en cada uno de los escenarios evaluados contra la actual.

Gráfica 112: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda alta BAU.



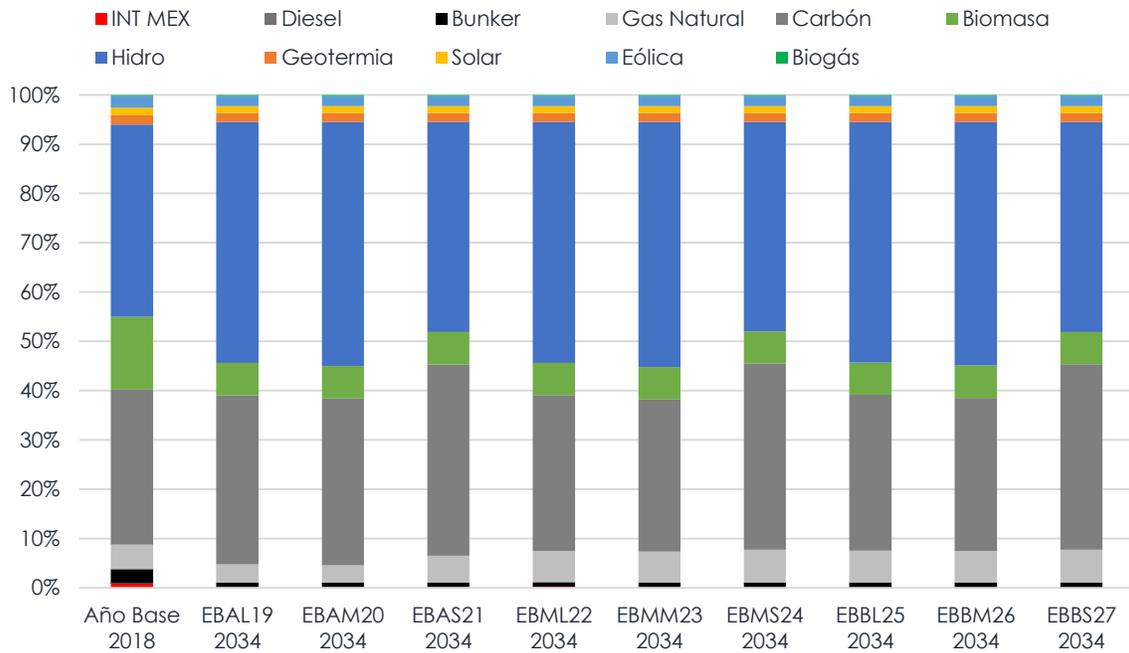
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 113: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda media BAU.



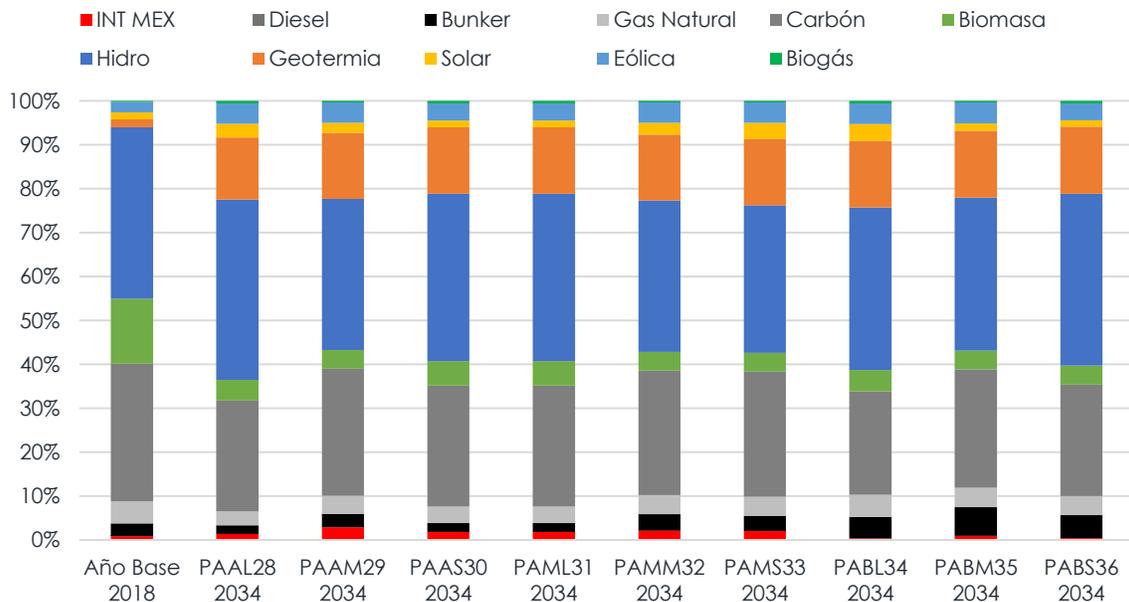
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 114: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda baja BAU.



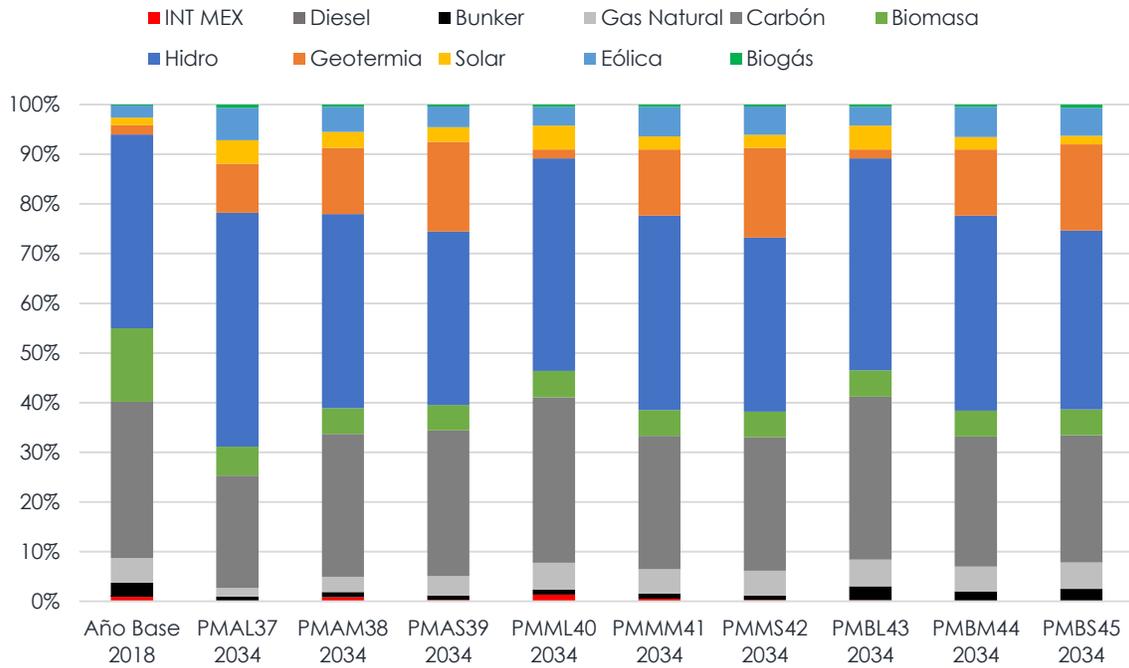
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 115: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda alta cumpliendo Políticas Públicas.



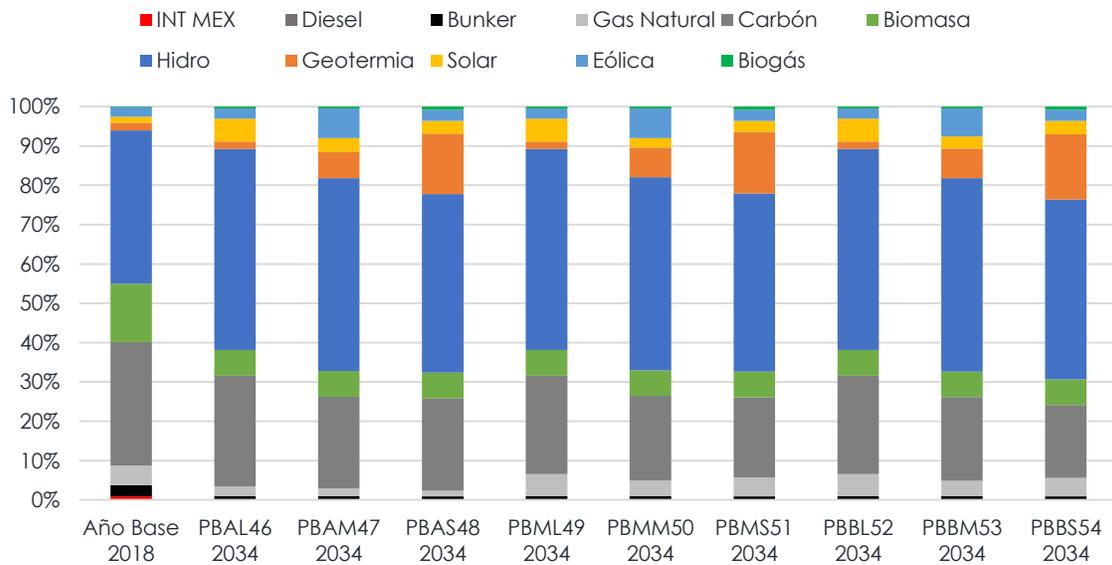
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 116: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda media cumpliendo Políticas Públicas.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

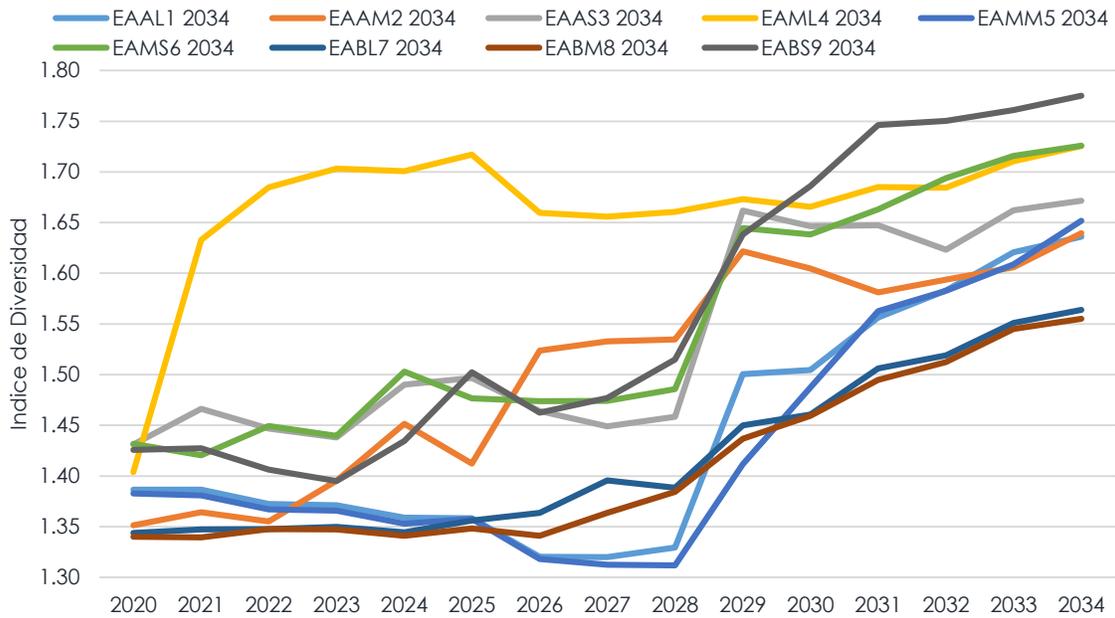
Gráfica 117: Matrices de generación eléctrica de cada escenario de demanda baja cumpliendo Políticas Públicas.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

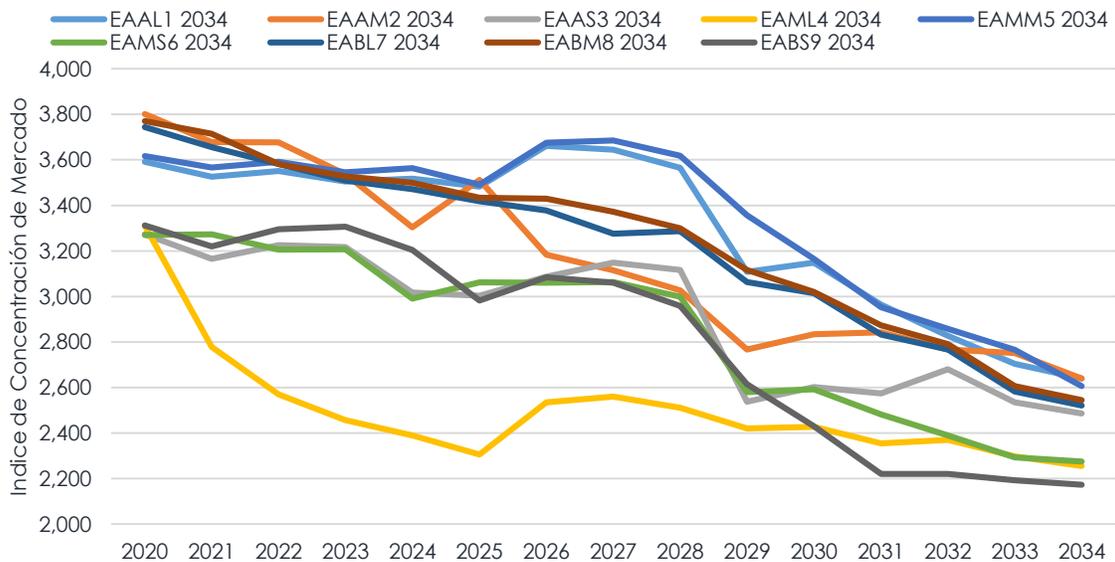
## 6.5. INDICADORES DE DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Gráfica 118: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda alta BAU.



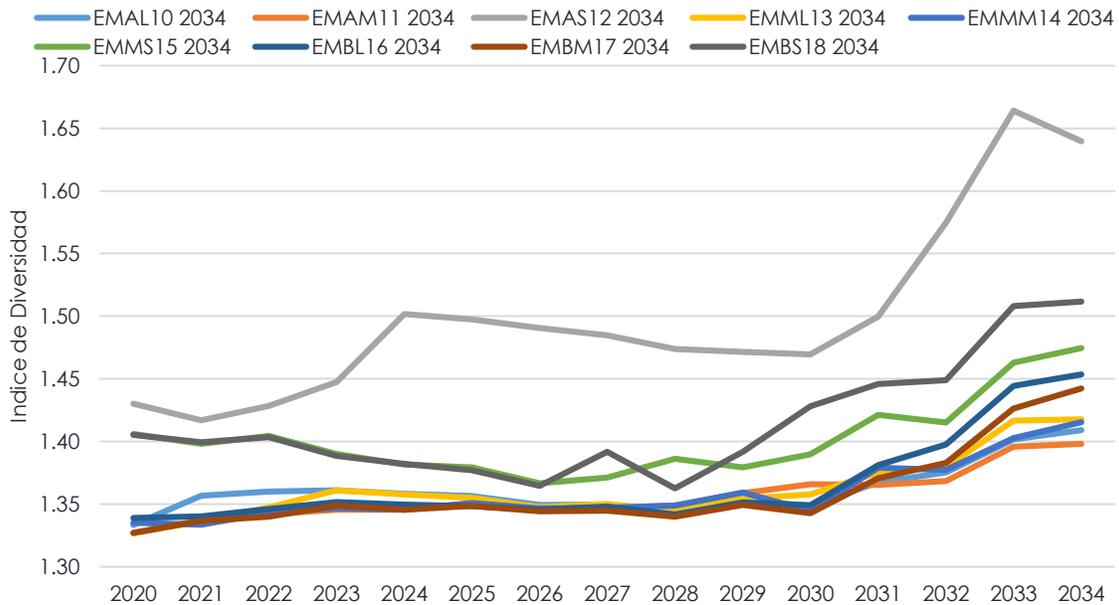
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 119: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda alta BAU.



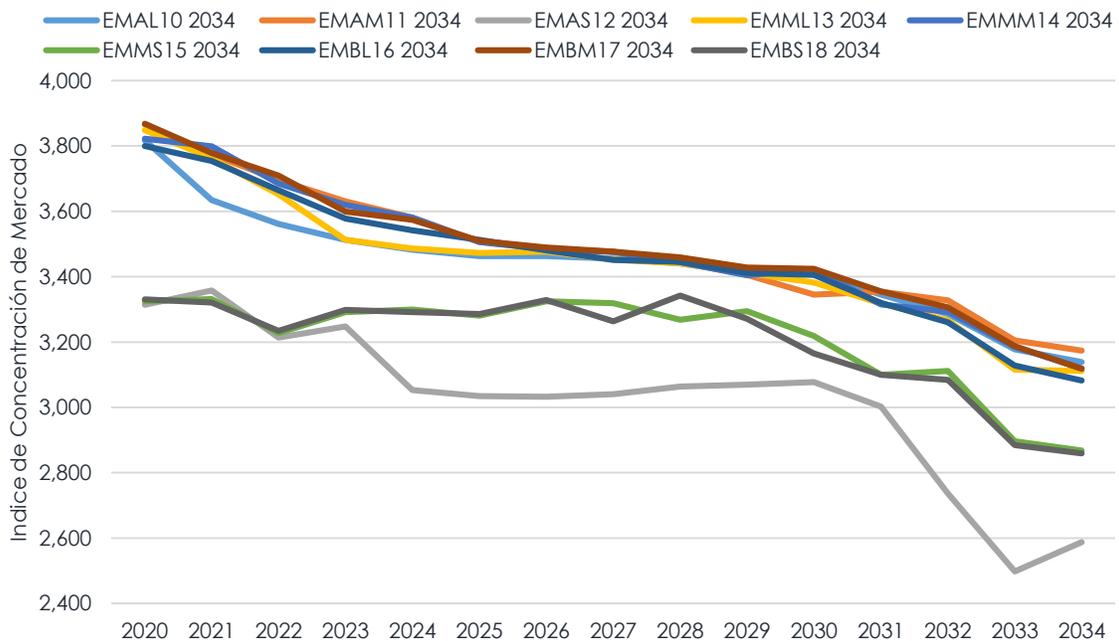
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 120: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda media BAU



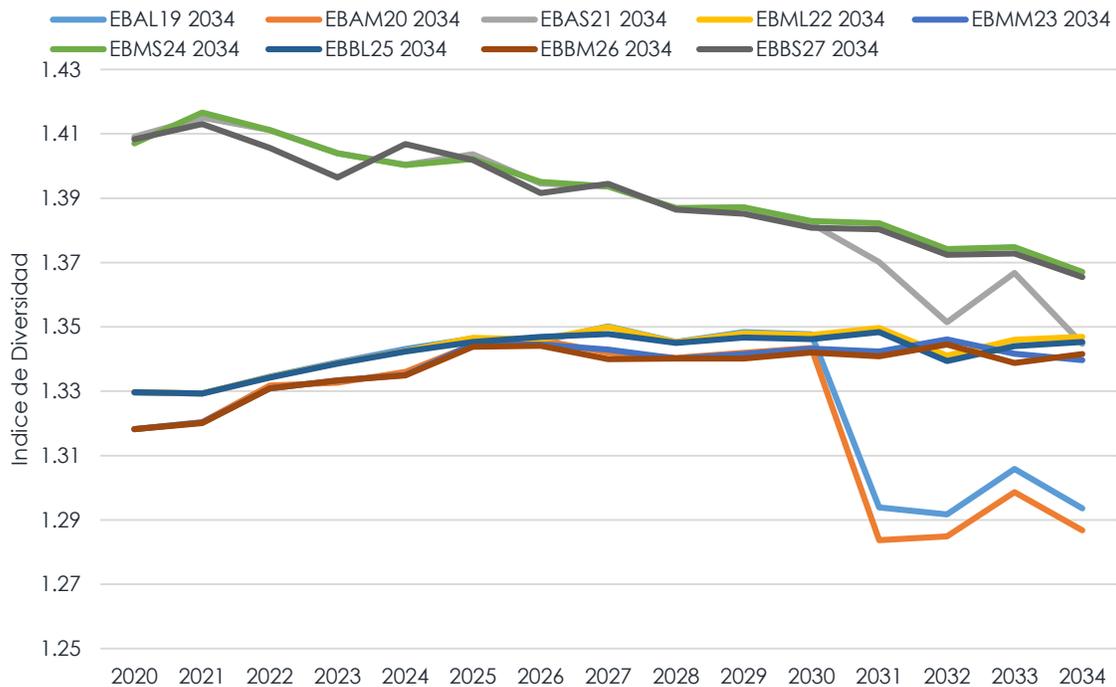
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 121: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda media BAU



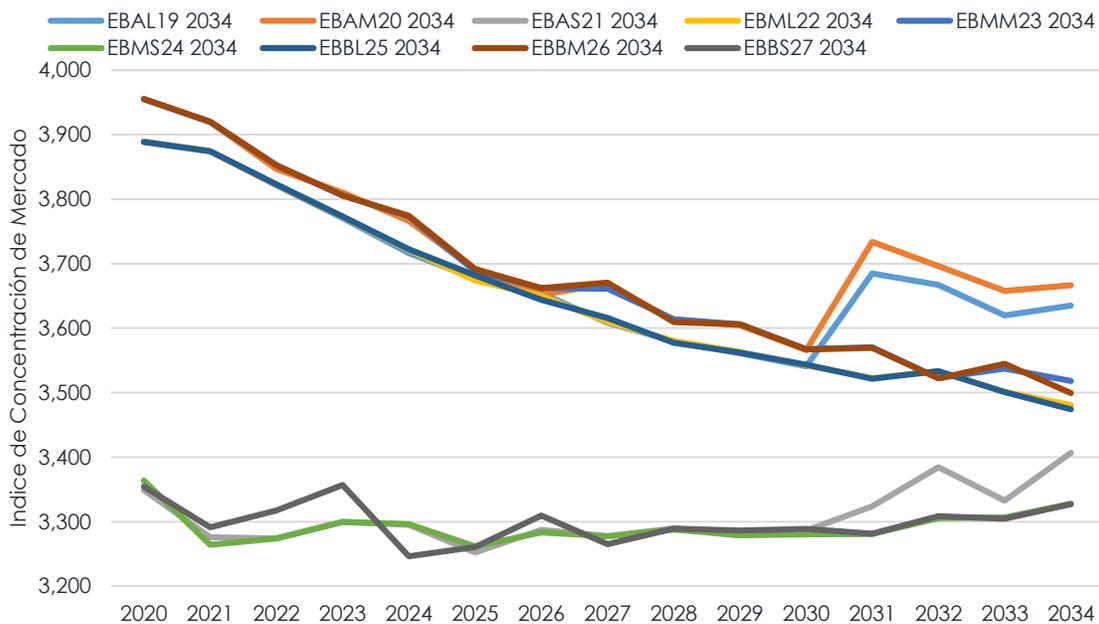
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 122: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda baja BAU



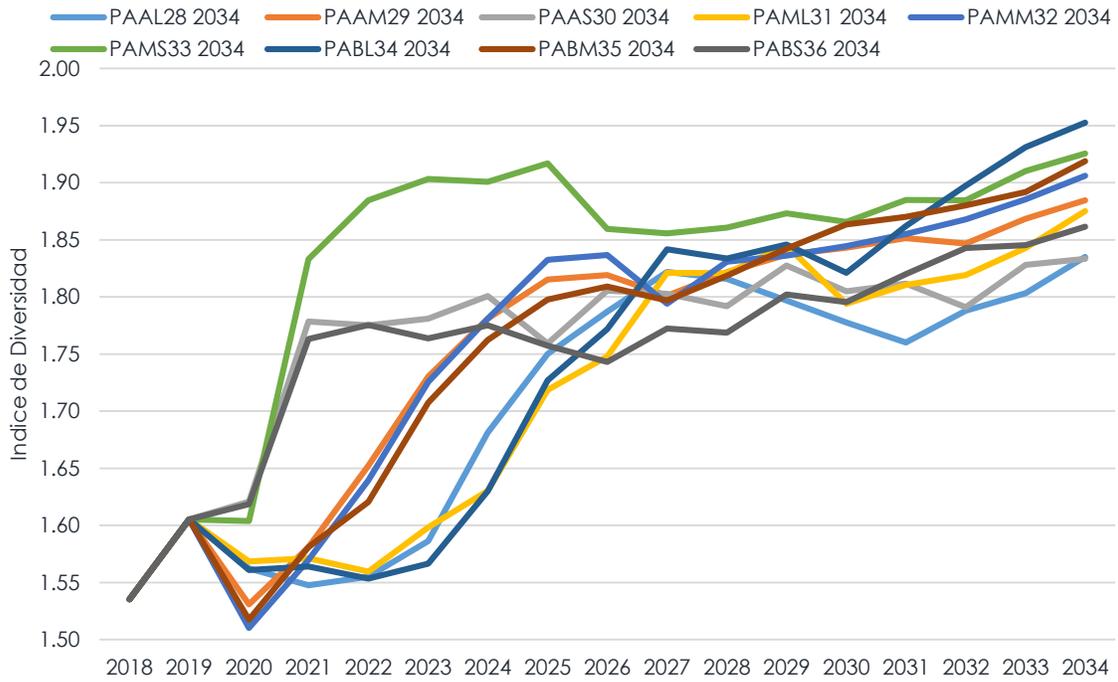
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 123: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda baja BAU



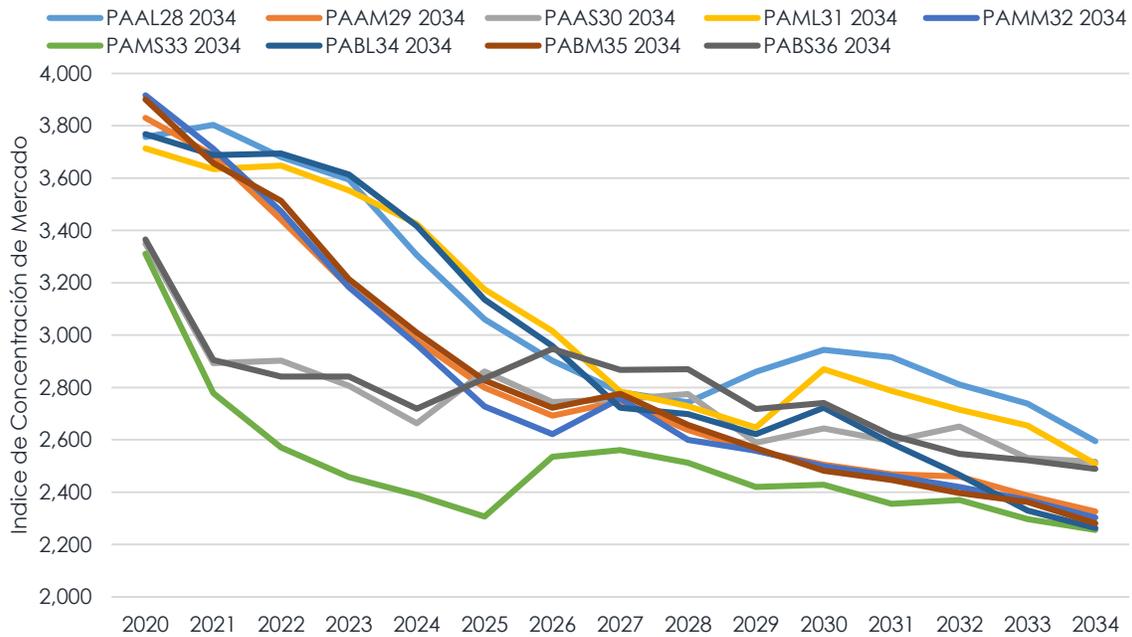
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 124: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda alta cumpliendo Políticas Públicas



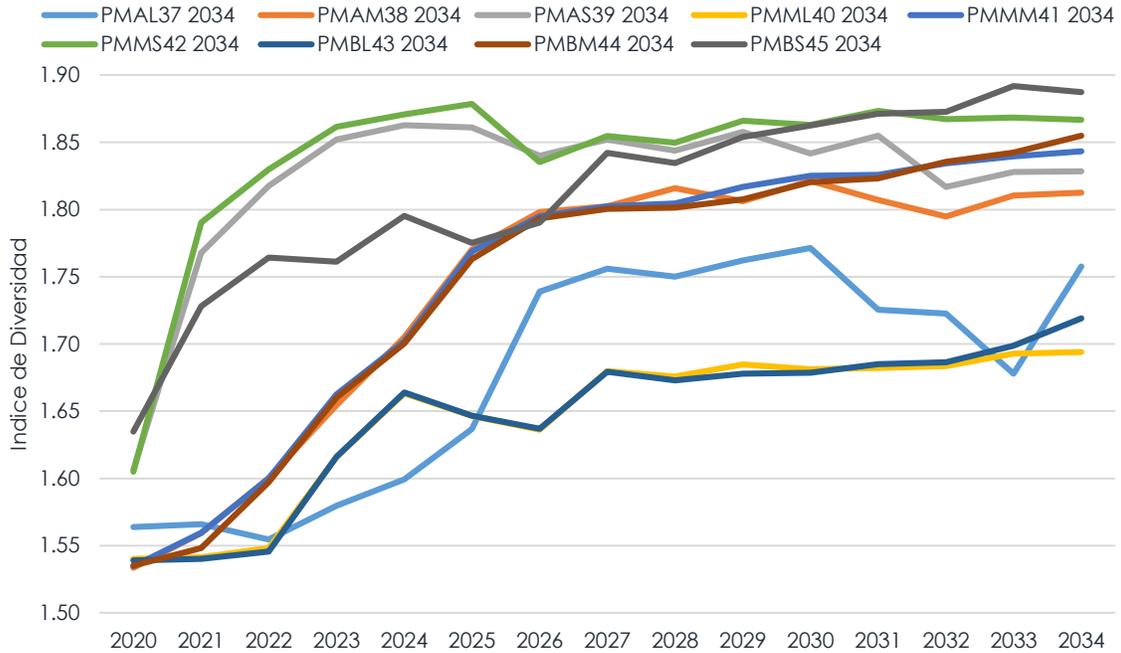
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 125: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda alta cumpliendo Políticas Públicas



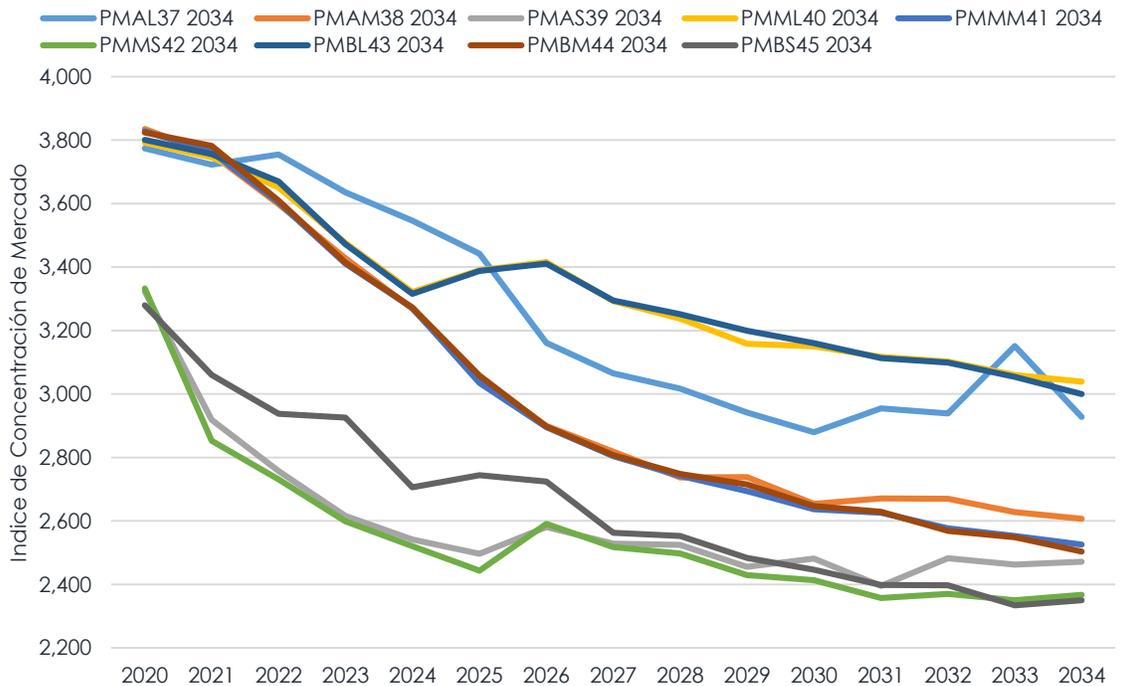
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 126: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda media cumpliendo Políticas Públicas.



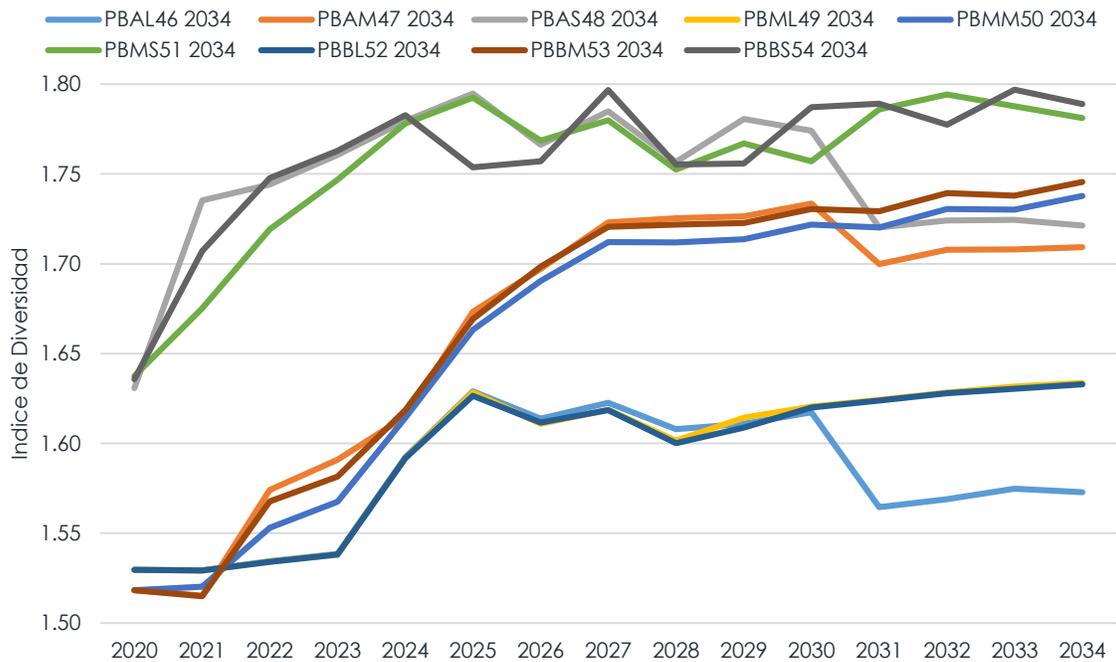
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 127: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda media cumpliendo Políticas Públicas.



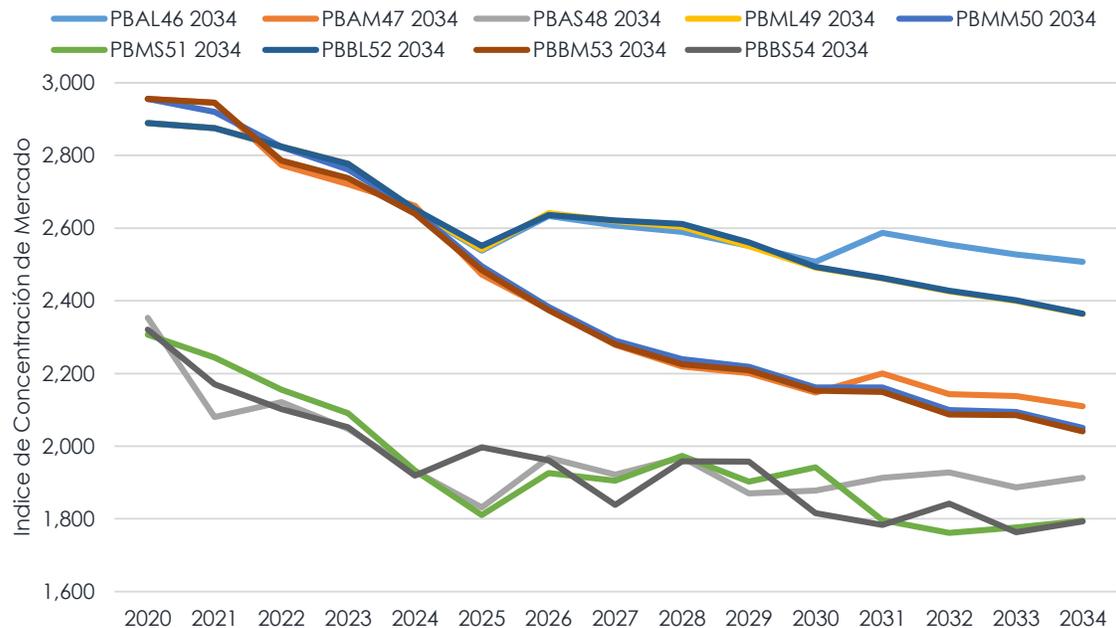
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 128: Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de demanda baja cumpliendo Políticas Públicas.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 129: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de demanda baja cumpliendo Políticas Públicas.

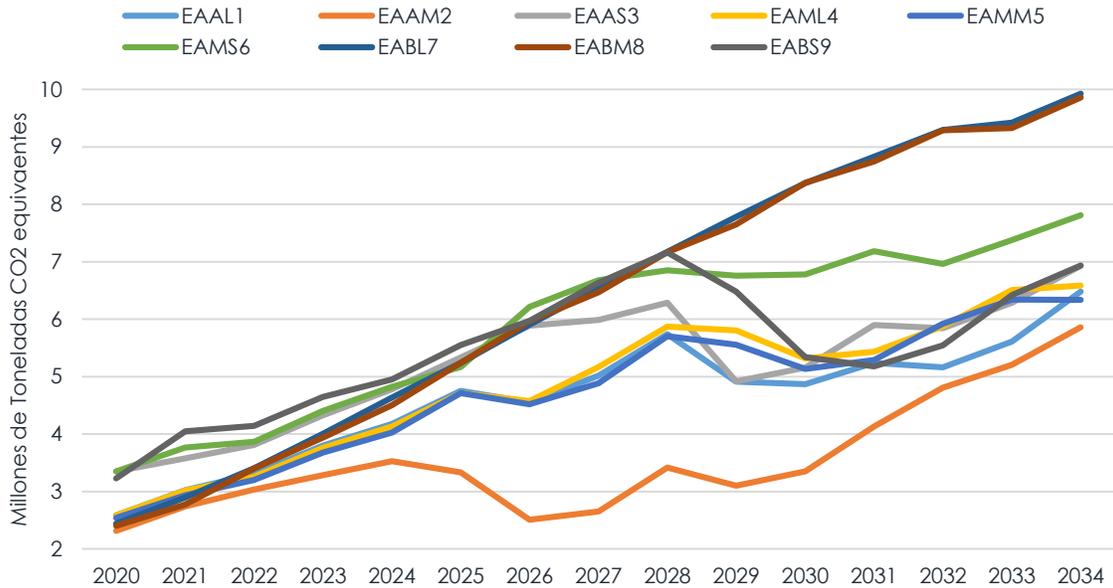


Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

## 6.6. EMISIONES DE CO<sub>2</sub>equivalente ANUALES

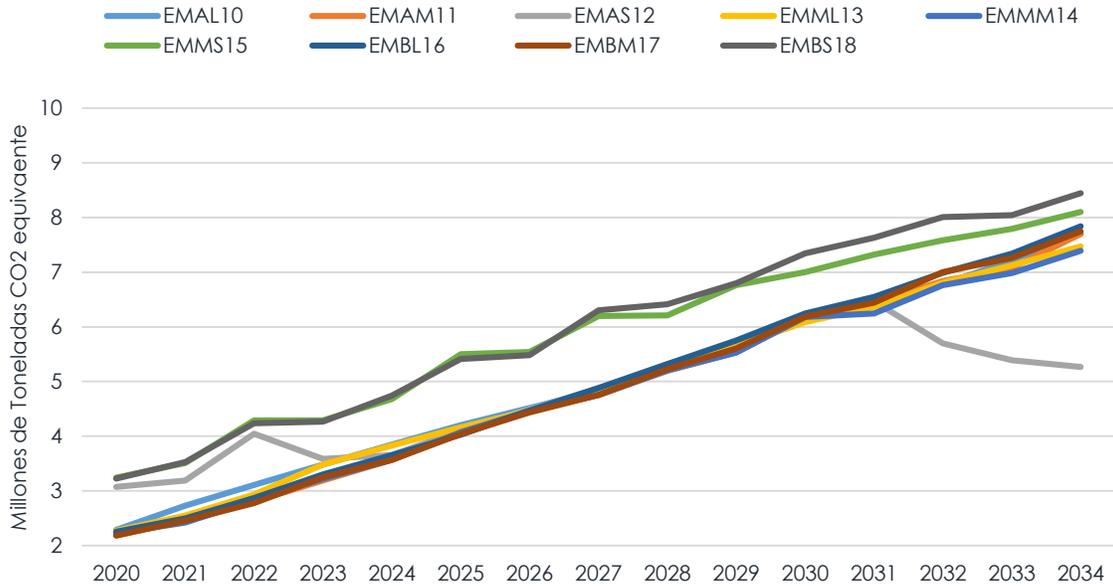
A continuación, se cuantifican las emisiones de gases de efecto invernadero provistas por cada uno de los escenarios indicados en las leyendas.

Gráfica 130: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda alta BAU



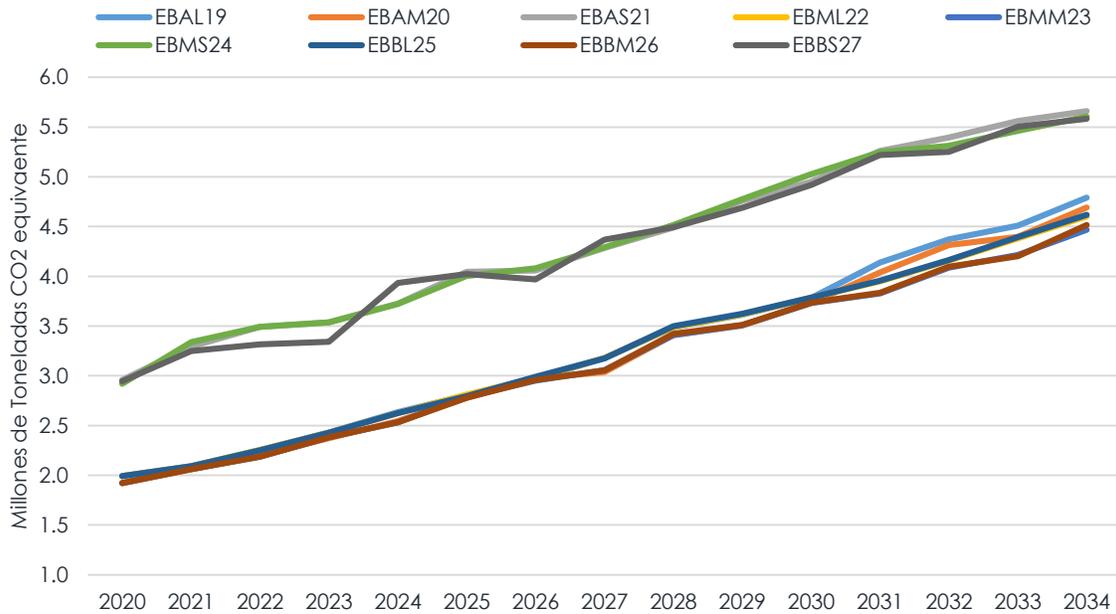
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 131: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda media BAU



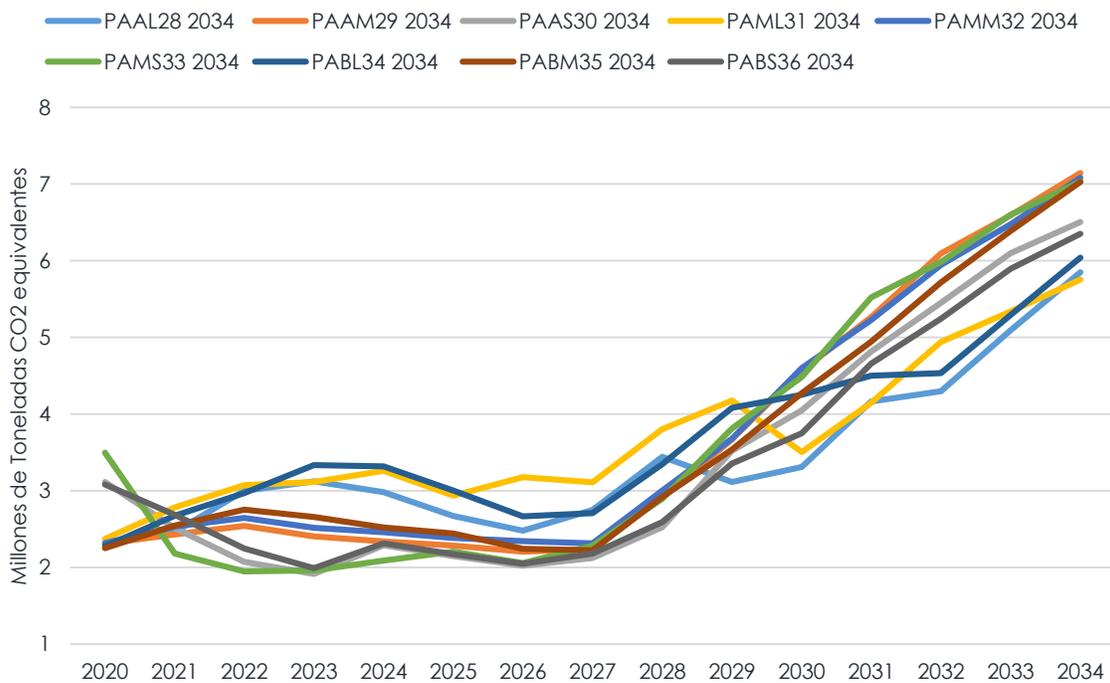
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 132: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda baja BAU



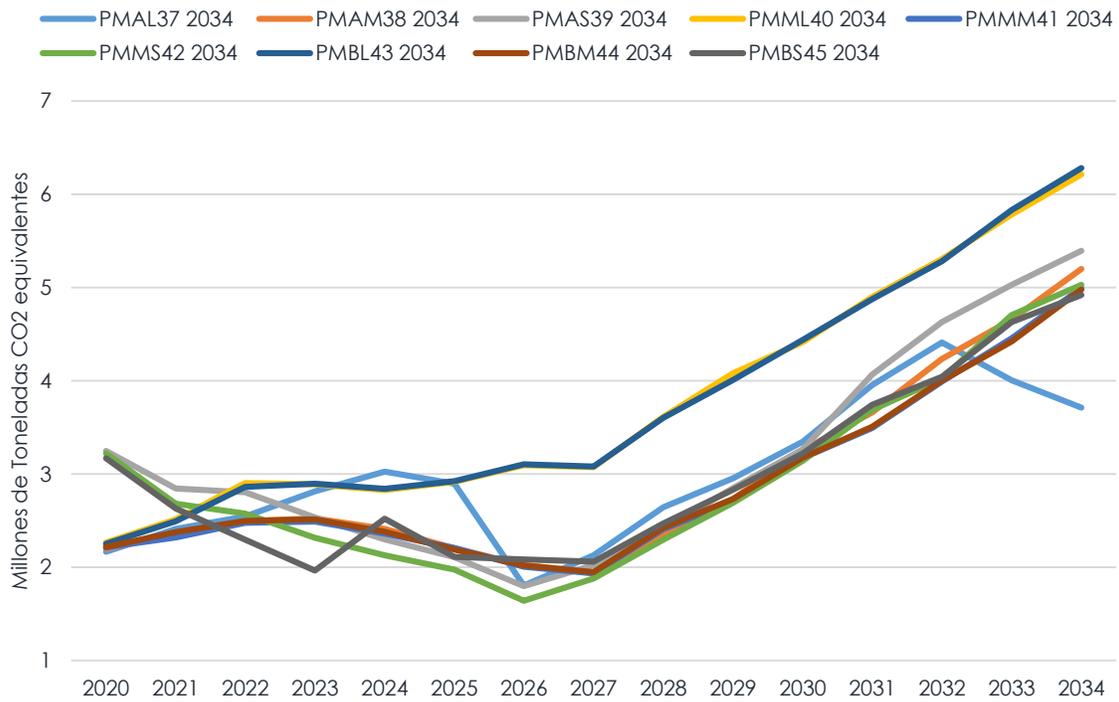
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 133: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda alta Políticas Publicas.



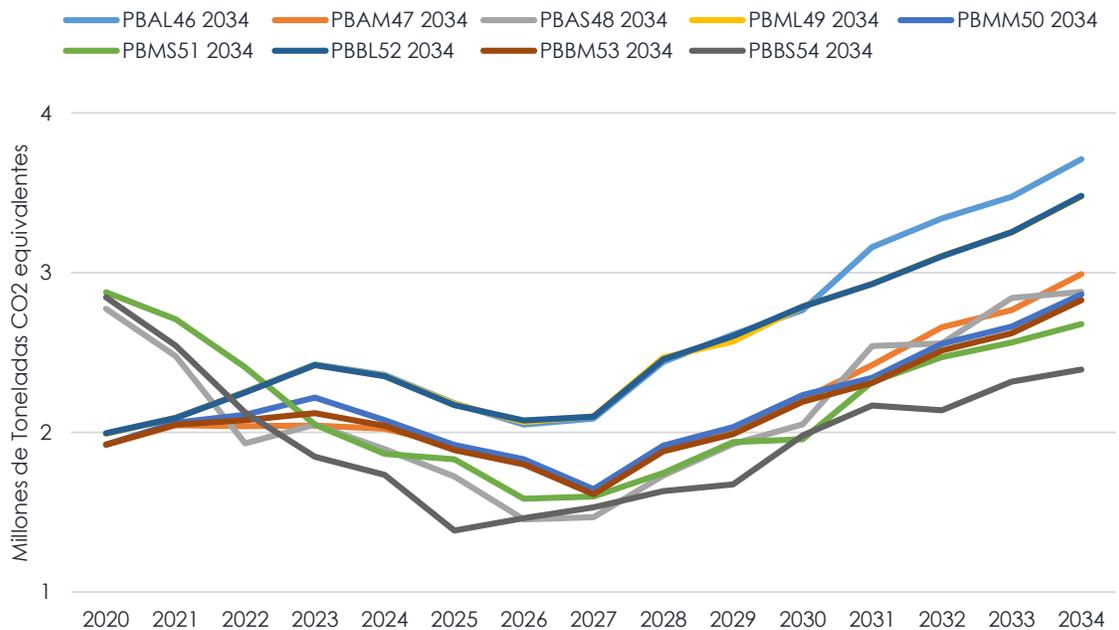
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 134: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda media Políticas Publicas.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 135: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de demanda baja Políticas Publicas.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGE.

## 6.7. CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES POR ESCENARIO

Por cada escenario evaluado, se adjunta la tabla con el consumo total de combustibles en el periodo de estudio, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 27: Consumo de combustibles para todo el período 2020-2034, de los 54 escenarios evaluados.

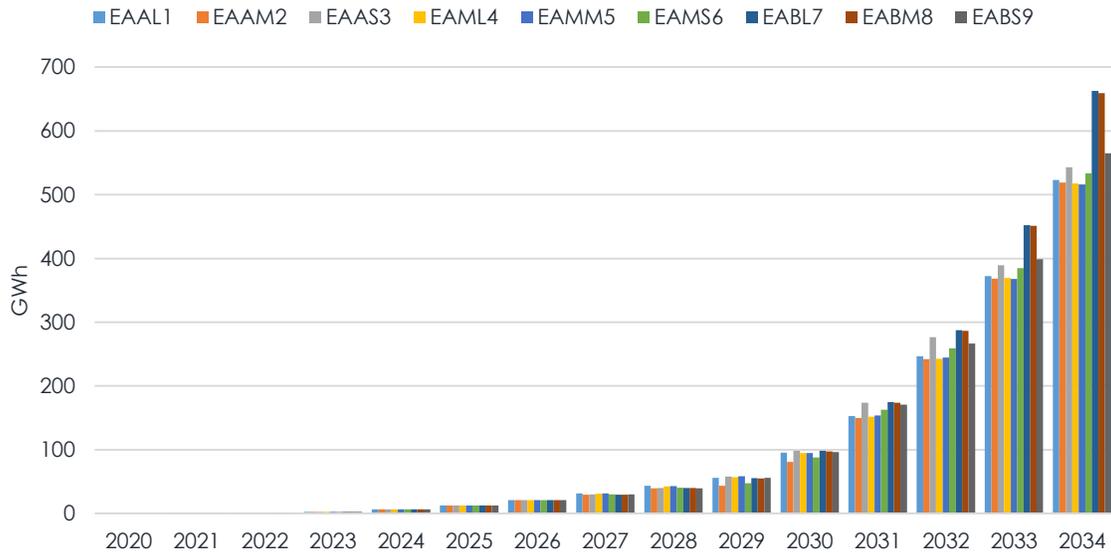
	US Gal	US Gal	MMBTU	Ton Métrica		US Gal	US Gal	MMBTU	Ton Métrica
Escenario	Diésel	Bunker	Gas Natural	Carbón	Escenario	Diésel	Bunker	Gas Natural	Carbón
EAAL1	0	55,026	114,866	24,338	PAAL28	0	47,647	101,826	17,447
EAAM2	0	45,476	101,710	18,331	PAAM29	0	73,463	107,261	18,775
EAAS3	0	65,537	118,479	27,840	PAAS30	0	49,996	105,229	17,388
EAML4	6	73,066	122,833	25,406	PAML31	0	52,146	116,767	18,849
EAMM5	7	67,106	122,634	24,713	PAMM32	0	95,509	106,110	18,905
EAMS6	3	123,984	123,253	31,274	PAMS33	0	87,268	108,013	18,513
EABL7	8,312	929,274	123,069	30,535	PABL34	0	139,880	118,729	18,182
EABM8	5,543	884,117	123,021	30,458	PABM35	0	268,632	113,107	17,487
EABS9	0	192,364	129,646	28,494	PABS36	0	202,550	112,823	16,263
EMAL10	0	56,612	122,081	26,185	PMAL37	0	12,976	94,904	15,301
EMAM11	0	52,112	122,112	25,481	PMAM38	0	14,281	89,810	15,193
EMAS12	0	14,888	116,960	25,183	PMAS39	0	12,755	100,387	16,169
EMML13	0	62,188	121,485	25,800	PMML40	0	14,488	120,317	19,465
EMMM14	0	60,540	122,621	25,173	PMMM41	0	14,435	99,416	14,563
EMMS15	0	118,867	123,253	31,314	PMMS42	0	12,763	102,805	14,794
EMBL16	0	200,654	122,779	25,356	PMBL43	0	51,292	119,427	19,303
EMBM17	0	182,513	122,344	25,029	PMBM44	0	32,671	99,861	14,530
EMBS18	0	354,119	123,253	30,933	PMBS45	0	61,684	110,404	14,661
EBAL19	0	3,091	105,440	16,783	PBAL46	0	2,931	88,470	13,165
EBAM20	0	3,090	103,261	16,409	PBAM47	0	2,933	73,163	10,917
EBAS21	0	3,132	118,591	23,008	PBAS48	0	2,931	76,299	10,809
EBML22	0	3,168	118,385	16,198	PBML49	0	2,932	103,081	12,464
EBMM23	0	3,159	117,514	15,739	PBMM50	0	2,935	83,546	10,675
EBMS24	0	3,200	122,981	22,848	PBMS51	0	2,931	94,541	10,495
EBBL25	0	8,077	118,535	16,190	PBBL52	0	3,182	102,415	12,486
EBBM26	0	8,112	117,548	15,739	PBBM53	0	3,334	82,245	10,485
EBBS27	0	8,107	123,242	22,607	PBBS54	0	2,931	86,102	9,573

Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

## 6.8. RIESGO DE DEFICIT TOTAL (GWh)

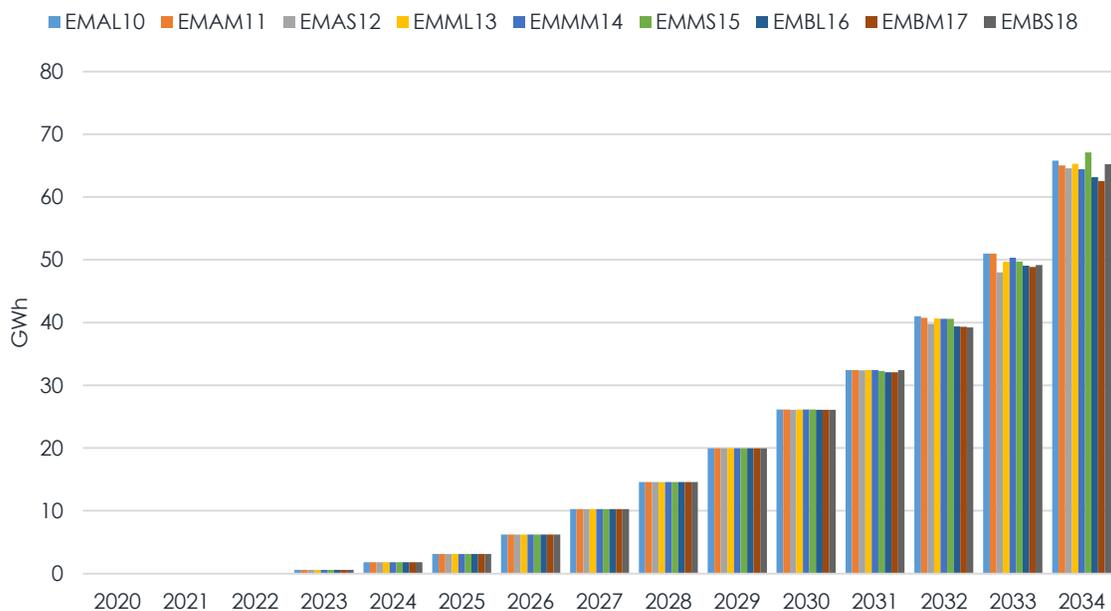
El riesgo de déficit, es la energía que por distintas razones no puede ser proporcionada a los puntos de demanda, por lo regular, se debe a falta de capacidad instalada, restricciones de red u otras razones técnicas.

Gráfica 136: Déficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda alta BAU.



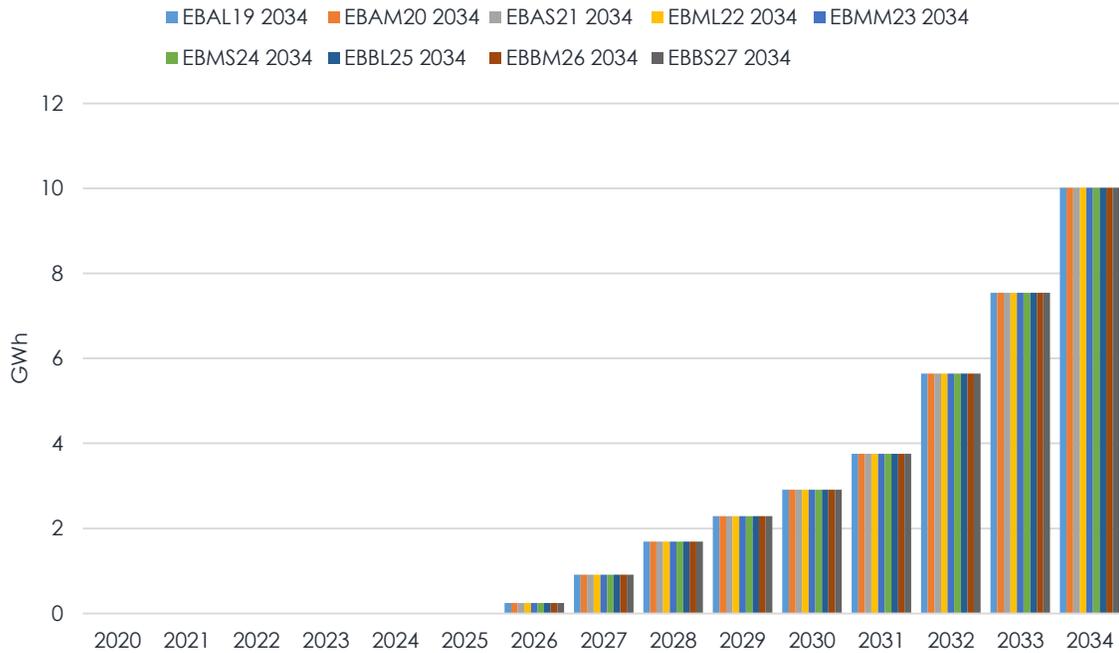
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 137: Déficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda media BAU.



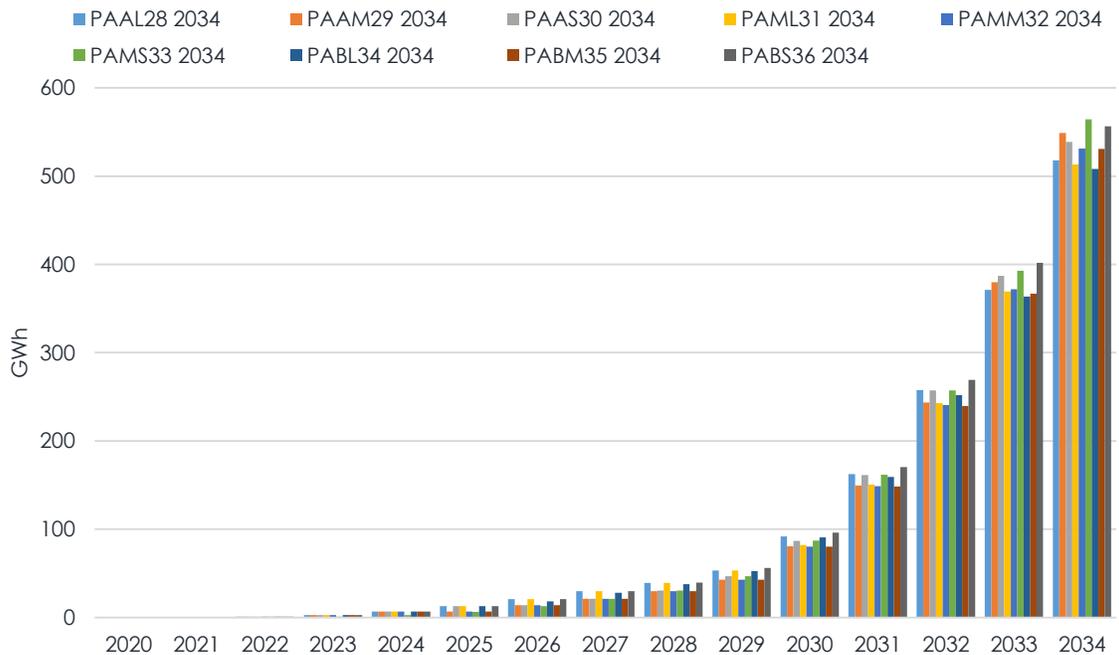
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 138: Déficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda baja BAU.



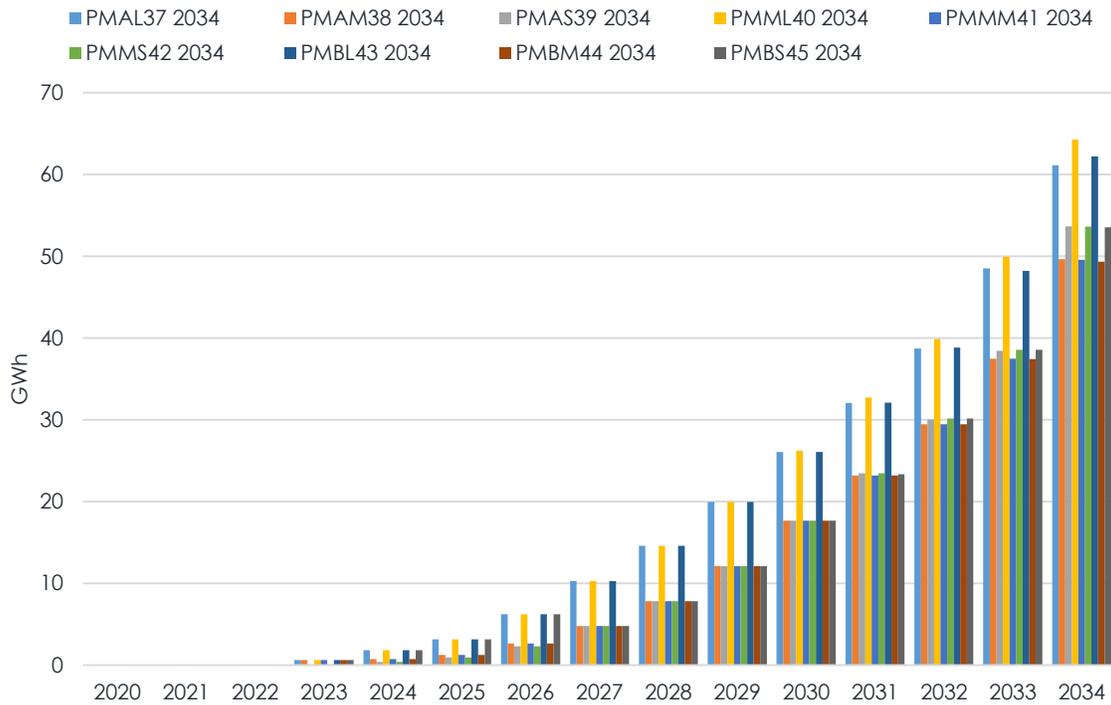
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 139: Déficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda alta cumpliendo Políticas Públicas.



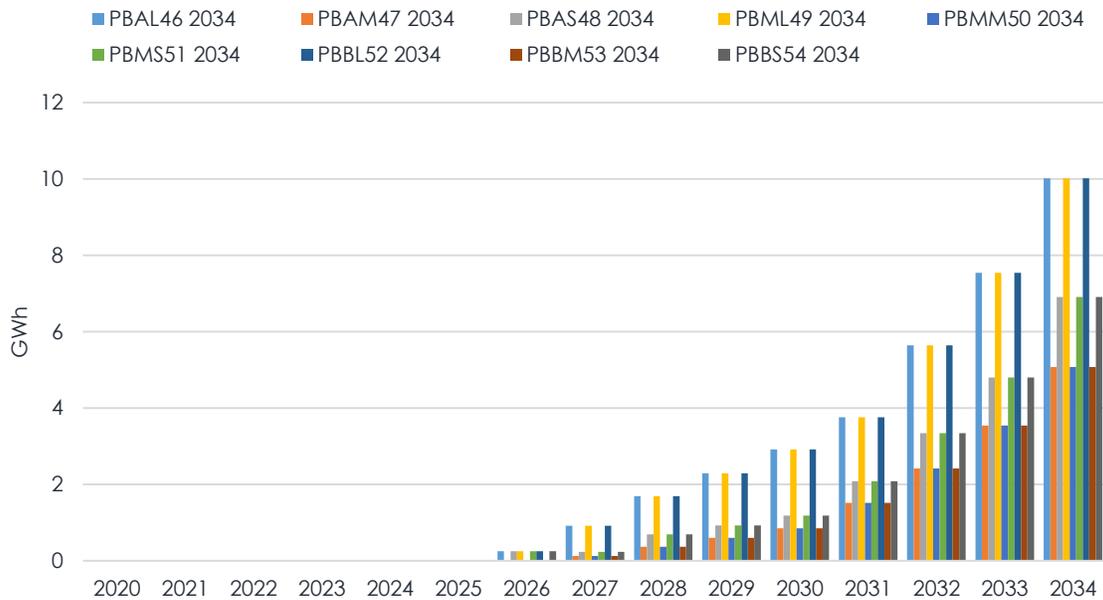
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 140: Deficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda media cumpliendo Políticas Públicas.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Gráfica 141: Deficit de energía eléctrica de cada escenario de demanda baja cumpliendo Políticas Públicas.

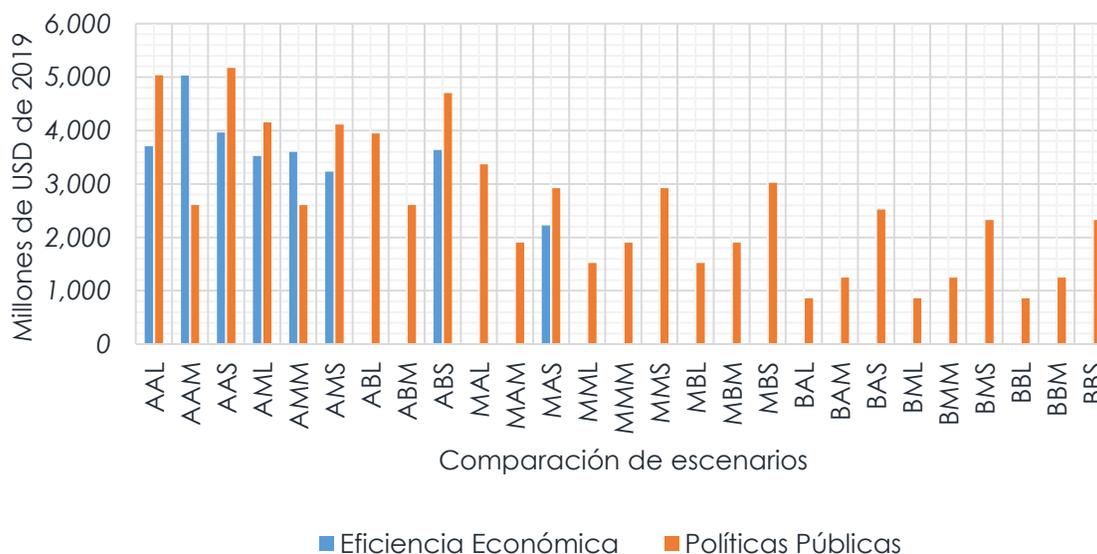


Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

## 7. CONCLUSIONES

- Al evaluar 27 escenarios con tres premisas de crecimiento de demanda, tres de incremento de los precios de los combustibles y tres de caudales hídricos, bajo el supuesto de economía de mercado eficiente, se observa que dado el caso de un crecimiento de demanda bajo o medio, el sistema nacional de generación actual posee suficiente abastecimiento para suplir estas demandas a pesar del elevado costo marginal resultado de la generación de centrales térmicas que utilizan derivados de petróleo.
- El cumplimiento de las políticas públicas vigentes relevantes al sistema de generación se evaluó con 27 escenarios con las mismas premisas que en aquellos económicamente eficientes, concluyendo una diferencia entre los costos de inversión necesarios para el cumplimiento de las políticas públicas en promedio de 1.500 millones de dólares de 2019 para aquellos escenarios que suceden con una baja demanda, para los escenarios de demanda media se tiene un promedio de 2.080 millones de dólares más y para los escenarios de demanda alta en promedio son necesarios 920 millones de dólares más. El sistema de generación nacional bajo las condiciones evaluadas en el presente Plan necesitaría realizar las inversiones anteriormente descritas en promedio para cumplir las metas y objetivos planteados en las políticas y estrategias acordadas para la nación.

Gráfica 142: Comparación de los costos de inversión entre los escenarios con las mismas premisas.



Fuente: Elaboración propia UPEM.

- En conjunto, de los 54 escenarios evaluados, el escenario más caro es el PAAS30, bajo las premisas de cumplimiento de los compromisos políticos, alto crecimiento de la demanda, alto crecimiento de los precios de los combustibles y temporada hídrica seca, añadiendo 1.883 MW al sistema de generación nacional. El escenario más caro bajo el supuesto de economía de mercado eficiente es el BAAM2, bajo la

premisa de mercado económicamente eficiente, alto crecimiento de la demanda, alto crecimiento de los precios de los combustibles y temporada hídrica media.

- El sistema de generación nacional, bajo la premisa de economía de mercado eficiente, ha alcanzado la proporción de generación renovable vs no renovable a la que era capaz de llegar bajo sus propias fuerzas. Bajo la premisa de políticas públicas, existe un costo asociado al cumplimiento de estas relacionado con la inversión en nuevas centrales, a pesar de una reducción drástica en los costos de operación del sistema, ya que una reducción del costo marginal de corto plazo (spot) de la demanda repercute en los retornos necesarios para la inversión inicial.
- El sistema de generación nacional, bajo la premisa de economía de mercado eficiente, produciría para el período 2020-2034 un total de 78.4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes en promedio para los escenarios de demanda alta, 76.4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes en promedio para los escenarios de demanda media, y 53.7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes en promedio para los escenarios de demanda baja. Al evaluar las mismas premisas de los primeros 27 escenarios cumpliendo las políticas públicas vigentes se tuvo un total de 51.1 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes en demanda alta, 44.0 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes en demanda media y 29.6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes en promedio para demanda baja. El cumplimiento de las políticas públicas relativas al subsector eléctrico evitaría la emisión desde 24 hasta 32 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente en un período de quince años.

## 8. RECOMENDACIONES

- Al considerar los escenarios de economía de mercado con crecimiento de la demanda media y baja, se observa que solamente bajo el supuesto de un escenario hídrico seco es necesario invertir en nuevas centrales de generación, especialmente geotérmicas, solares, eólicas y de biogás. Es recomendable en primer lugar, invertir en ampliaciones bilaterales de la capacidad de transmisión, en especial con mercados con potencial de consumo como el mexicano, y en segundo lugar, a los usuarios regulados y no regulados se les recomienda evaluar cada año el riesgo de temporada hídrica seca y su impacto en el costo marginal de corto plazo.
- El supuesto con mayor importancia para la ampliación de la capacidad de generación del SNI para los escenarios de economía de mercado, sería el incremento alto de la demanda de energía y potencia eléctrica; en este caso se esperan inversiones alrededor de los 2,708 millones de dólares como mínimo, ya que solamente en los escenarios EABL7 y EABM8 no fue necesaria la adición de nuevas centrales. Se recomienda al sector privado organizado y aquellas instituciones de Gobierno relacionadas con el desarrollo económico y productivo del país, establecer mesas de dialogo respectivas a la intensidad en el consumo eléctrico de nuevas empresas o medios de transporte, ya que sería necesario considerar escenarios de alto crecimiento de la demanda para nuevas industrias intensivas energéticamente.
- Es recomendable para el cumplimiento de las metas y objetivos de la política nacional la inversión estatal, especialmente en proyectos solares y geotérmicos, ya

sea por medio de alianzas público-privadas o inversiones desarrolladas por el INDE. En el caso de las centrales geotérmicas el INDE posee la reserva geotérmica donde se ubican las centrales ZUI-G, ZII-G, MOY-G, AMA-G, y SMR-G. Estas centrales son necesarias para el cumplimiento de las políticas públicas por lo tanto se recomienda a las instituciones de Gobierno relacionadas con el aprovechamiento energético de la geotermia impulsar estrategias o planes con el objetivo de instalar estas centrales.

- El crecimiento de la demanda en los escenarios medio y bajo, bajo la premisa de economía de mercado eficiente, permite observar que no es necesaria la adición de nuevas centrales de generación ya que el parque generador actual satisface la demanda bajo criterios económicamente eficientes. Los consumidores nacionales, ya sean Grandes Usuarios o Usuarios Regulados, recomendablemente no deberían llevar asociado el costo económico necesario para el cumplimiento de las políticas públicas en especial cuando el objetivo es la reducción de gases de efecto invernadero, siendo Guatemala un país con pocas emisiones comparado con países desarrollados o en vías de desarrollo. Es recomendable, sin embargo, definir planes de acción relacionados con el cambio climático y su impacto en el sistema de generación, ya que la adaptación al cambio climático es clave para un país tan vulnerable a fenómenos naturales además bajo la completa certeza, una vez finalizada la COP25, que globalmente no será posible evitar el incremento de 2 grados Celsius.

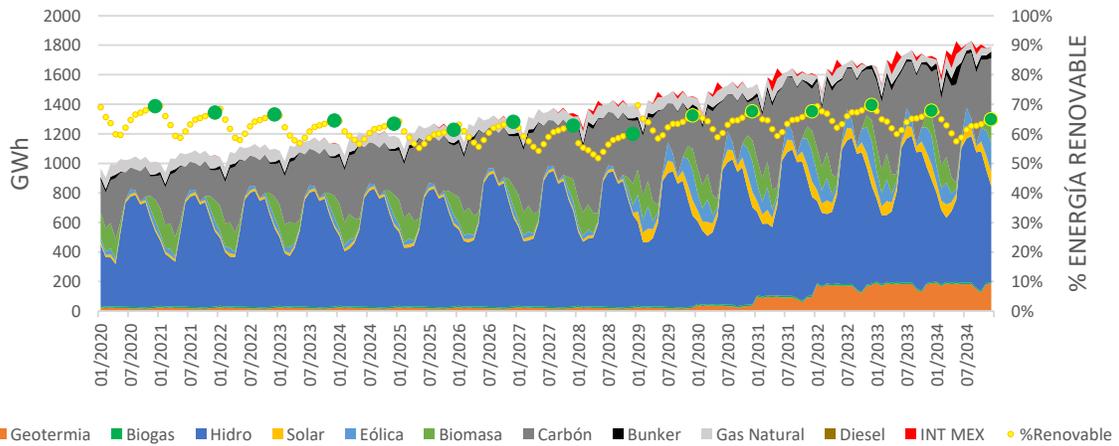
## 9. BIBLIOGRAFÍA

- Administrador del Mercado Mayorista. *Informe Estadístico 2010*. AMM, 2010.
- Administrador del Mercado Mayorista. *Informe Estadístico 2011*. AMM, 2011.
- Administrador del Mercado Mayorista. *Informe Estadístico 2012*. AMM, 2012.
- Administrador del Mercado Mayorista. *Informe Estadístico 2013*. AMM, 2013.
- Administrador del Mercado Mayorista. *Informe Estadístico 2014*. AMM, 2014.
- Administrador del Mercado Mayorista. *Informe Estadístico 2015*. AMM, 2015.
- Administrador del Mercado Mayorista. *Informe Estadístico 2016*. AMM, 2016.
- Administrador del Mercado Mayorista. *Informe Estadístico 2017*. AMM, 2017.
- Administrador del Mercado Mayorista. *Informe Estadístico 2018*. AMM, 2018.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2001. MEM, 2002.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2002. MEM, 2003.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2003. MEM, 2004.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2004. MEM, 2005.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2005. MEM, 2006.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2006. MEM, 2007.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2007. MEM, 2008.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2008. MEM, 2009.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2009. MEM, 2010.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2010. MEM, 2011.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2011. MEM, 2012.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2012. MEM, 2013.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2013. MEM, 2014.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2014. MEM, 2015.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2015. MEM, 2016.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2016. MEM, 2017.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2017. MEM, 2018.

- Banco de Guatemala. *Producto Interno Bruto trimestral*. [en línea]. <https://www.banguat.gob.gt/inc/main.asp?id=84369&aud=1&lang=1>. [Consulta: 2019].
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Pliegos tarifarios*. [en línea]. <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>. [Consulta: 2019].
- Ministerio de Energía y Minas. *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 – 2032*. MEM, 2019.
- Ministerio de Energía y Minas. *Plan Nacional de Energía 2017 – 2032*. Guatemala: MEM, 2017.
- Ministerio de Energía y Minas. *Política Energética 2013 – 2027*. Guatemala: MEM, 2013.
- Ministerio de Energía y Minas. *Política Energética 2019 – 2050*. Guatemala: MEM, 2018.
- Ministerio de Energía y Minas. *Política de Electrificación Rural 2019 – 2032*. Guatemala: MEM, 2018.

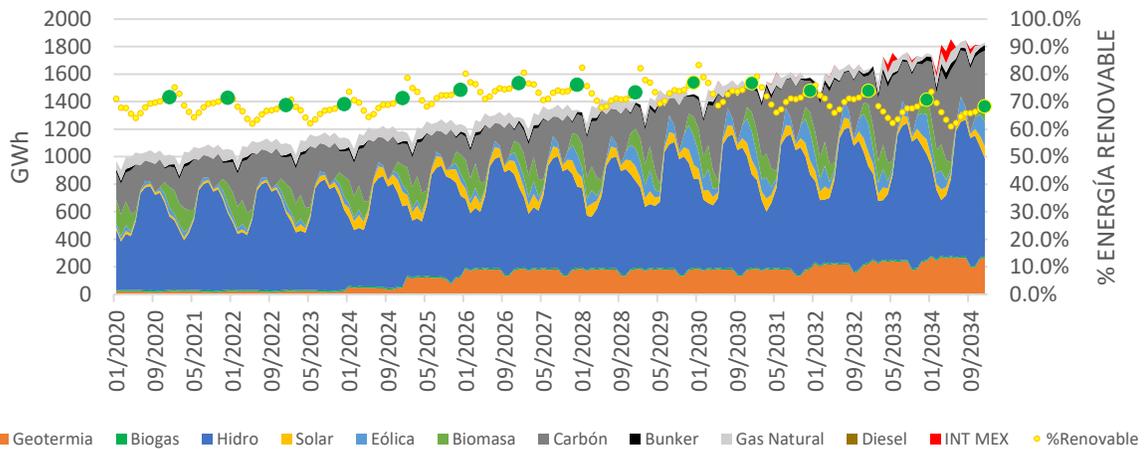
# 10. ANEXO A – RESULTADOS DE OTROS ESCENARIOS

Gráfica 143: Despacho de Energía del escenario EAAL1.



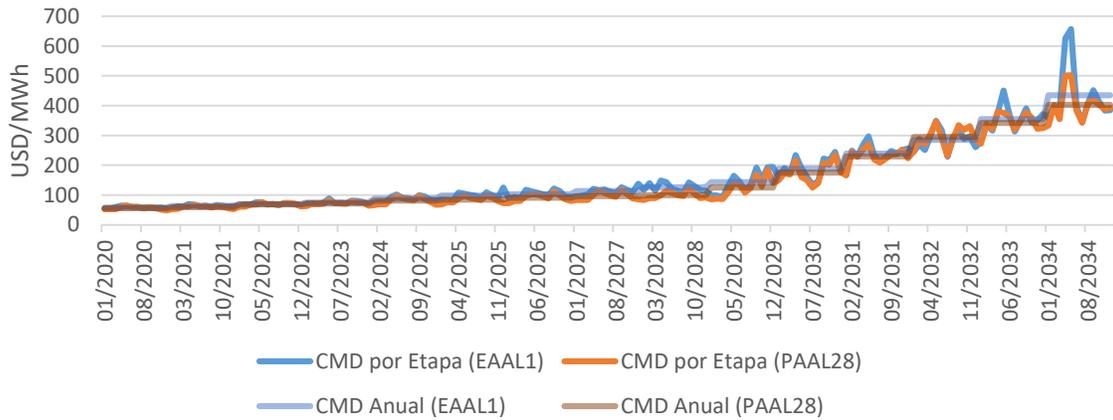
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 144: Despacho de Energía del escenario PAAL28.



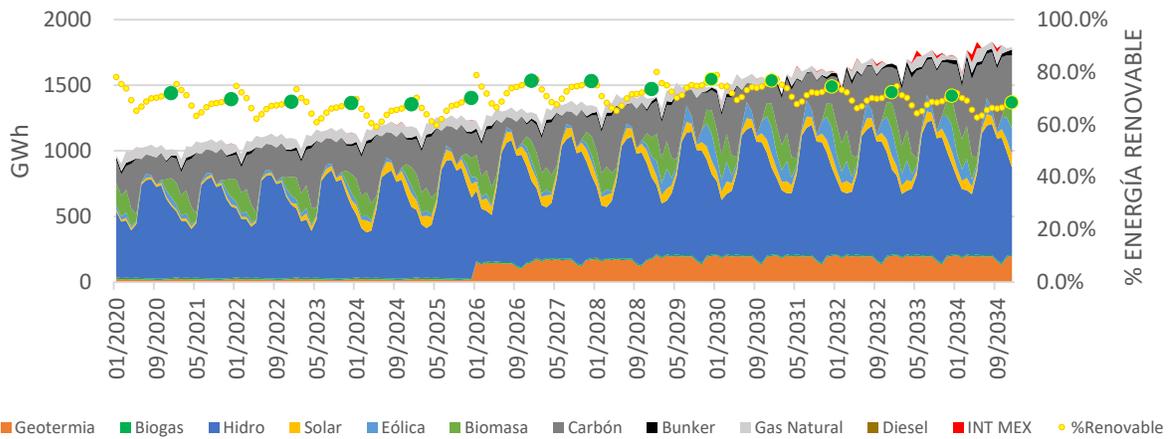
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 145: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo entre escenarios EAAL1 y PAAL28.



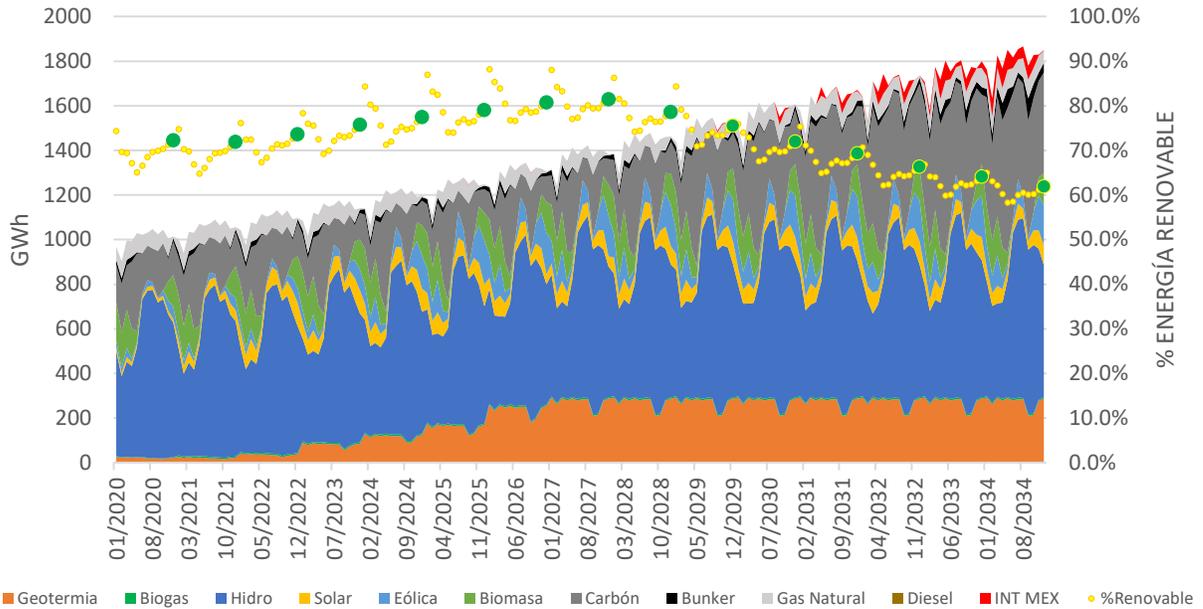
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 146: Despacho de Energía del escenario EAAM2.



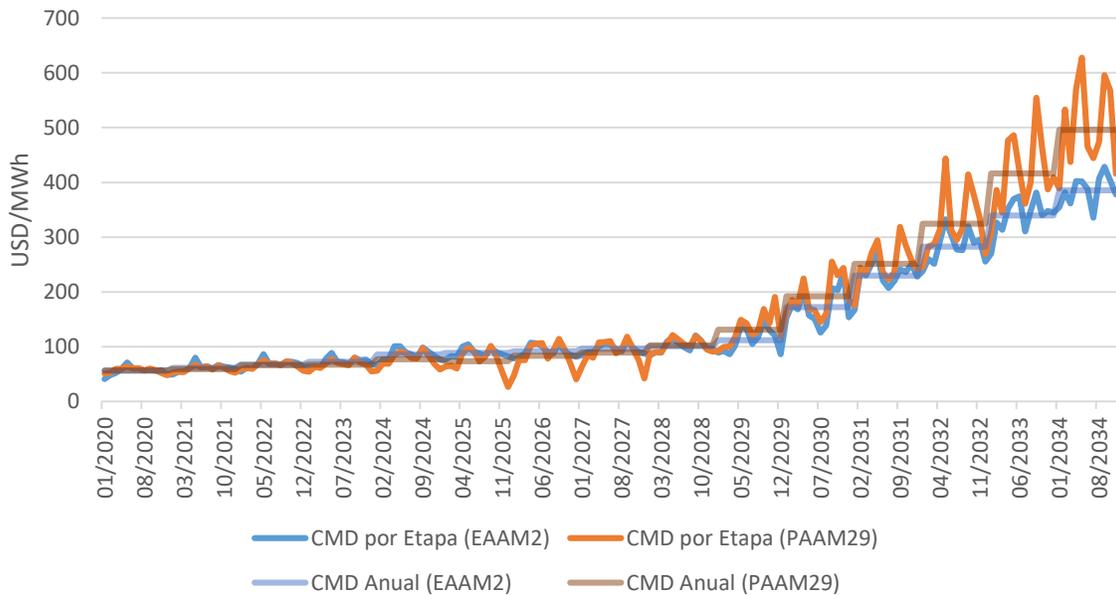
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 147: Despacho de Energía del escenario PAAM29.



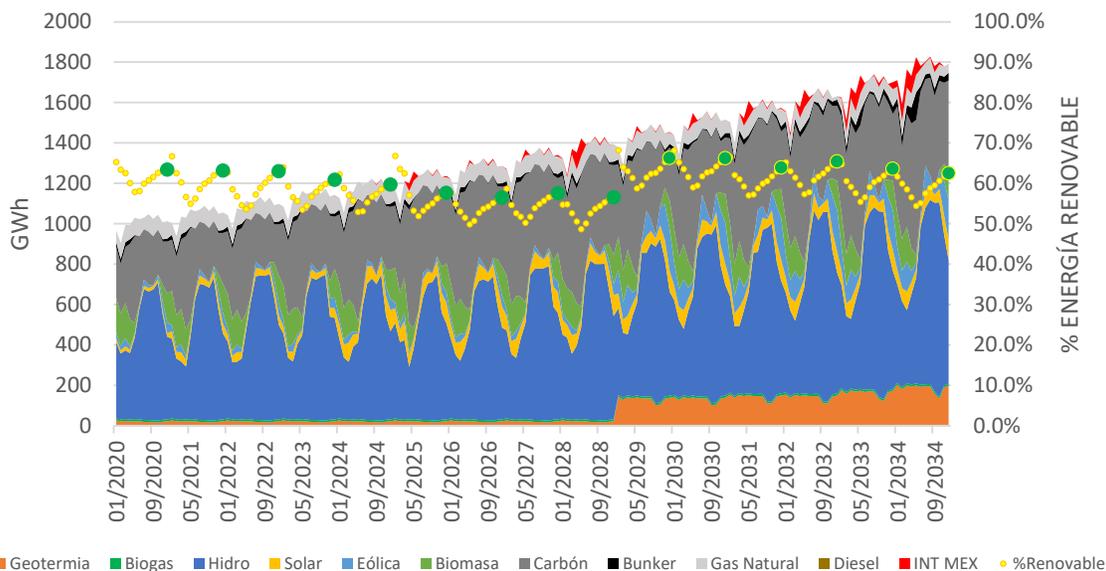
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 148: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EAAM2 y PAAM29.



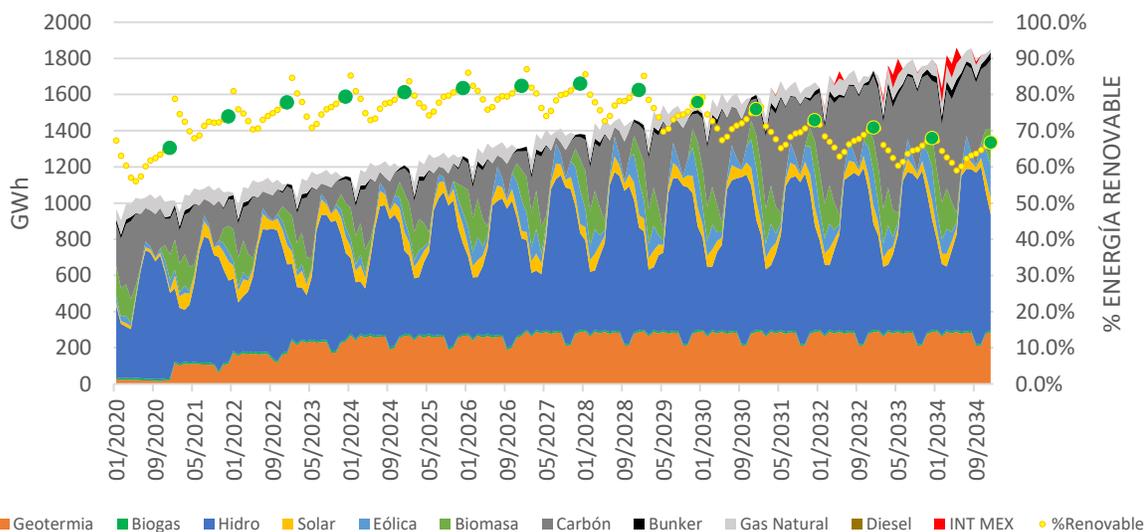
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 149: Despacho de Energía del escenario EAAS3.



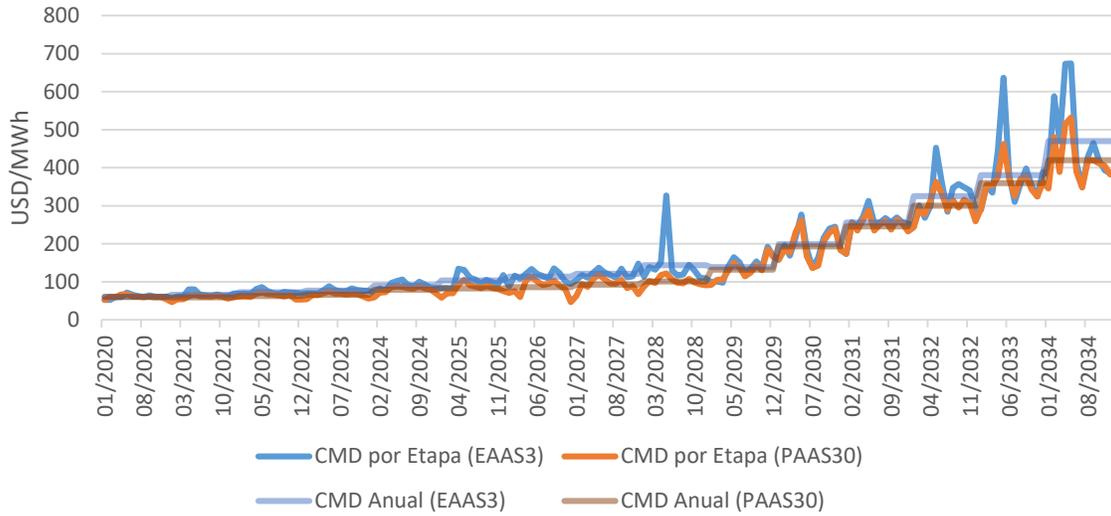
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 150: Despacho de Energía del escenario PAAS30.



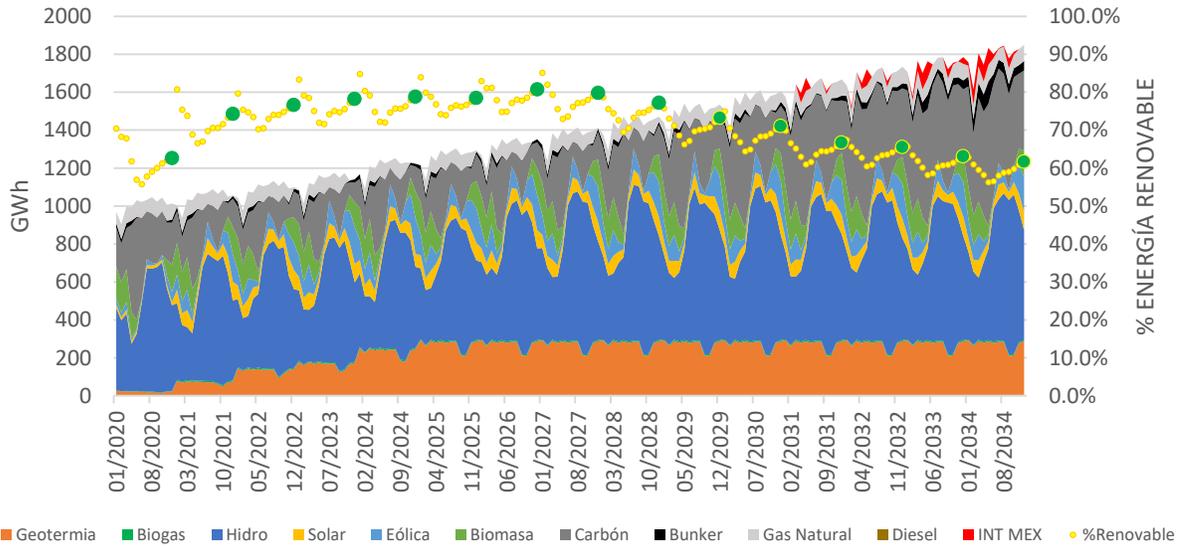
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 151: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EAAS3 y PAAS30.



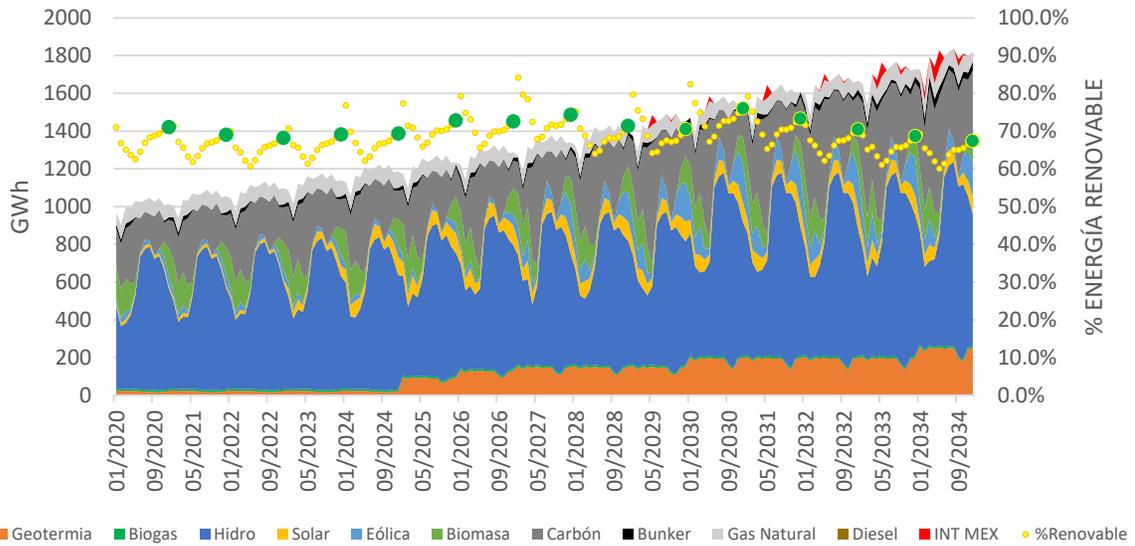
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 152: Despacho de Energía del escenario EAML4.



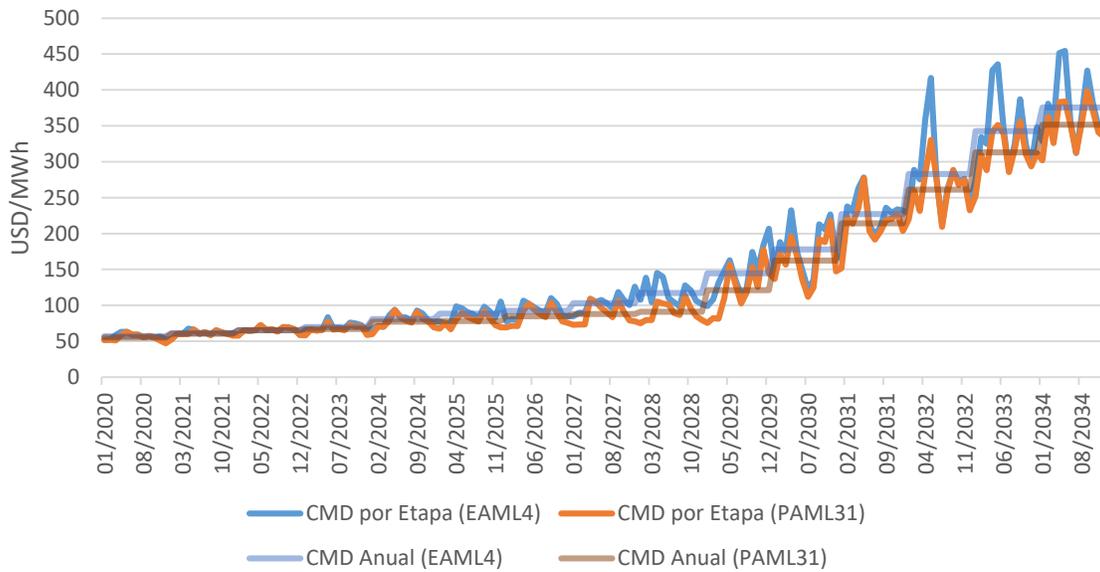
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 153: Despacho de Energía del escenario PAML31.



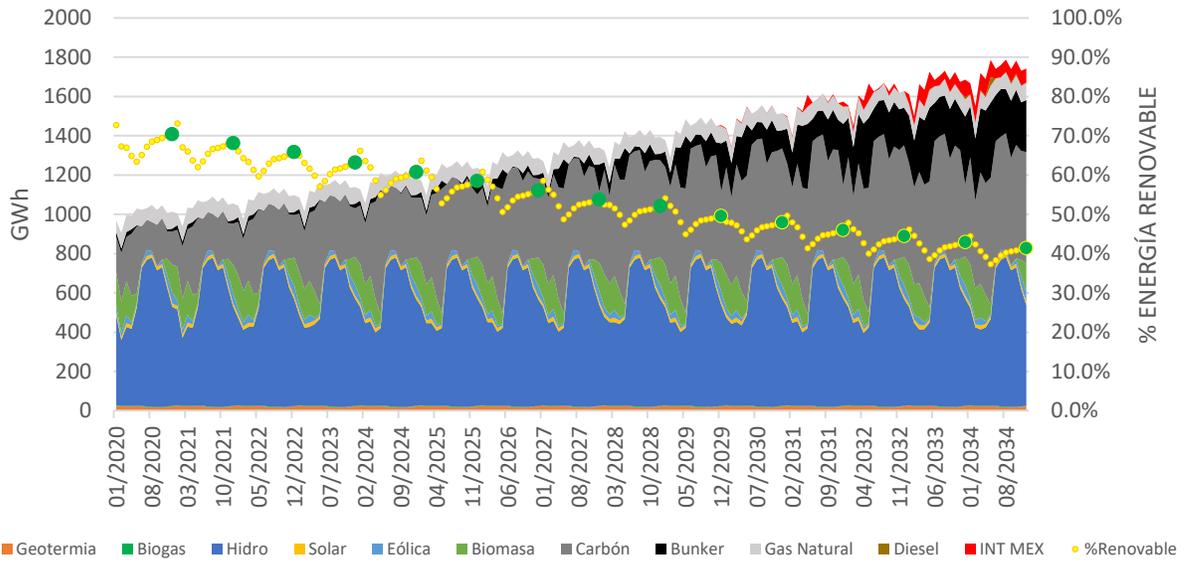
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 154: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EAML4 y PAML31.



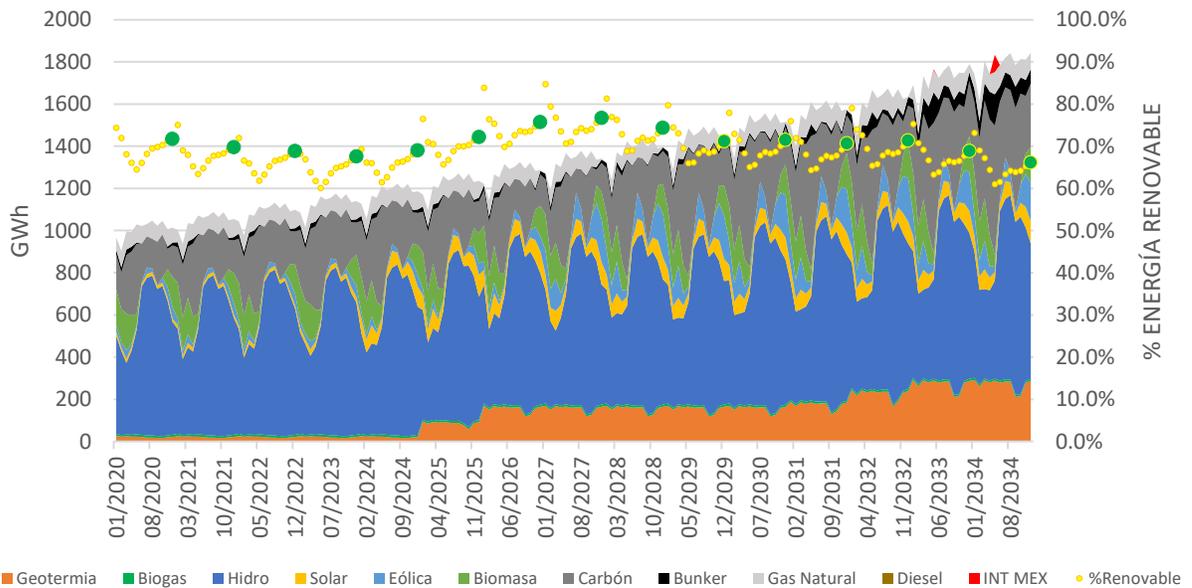
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 155: Despacho de Energía del escenario EABL7.



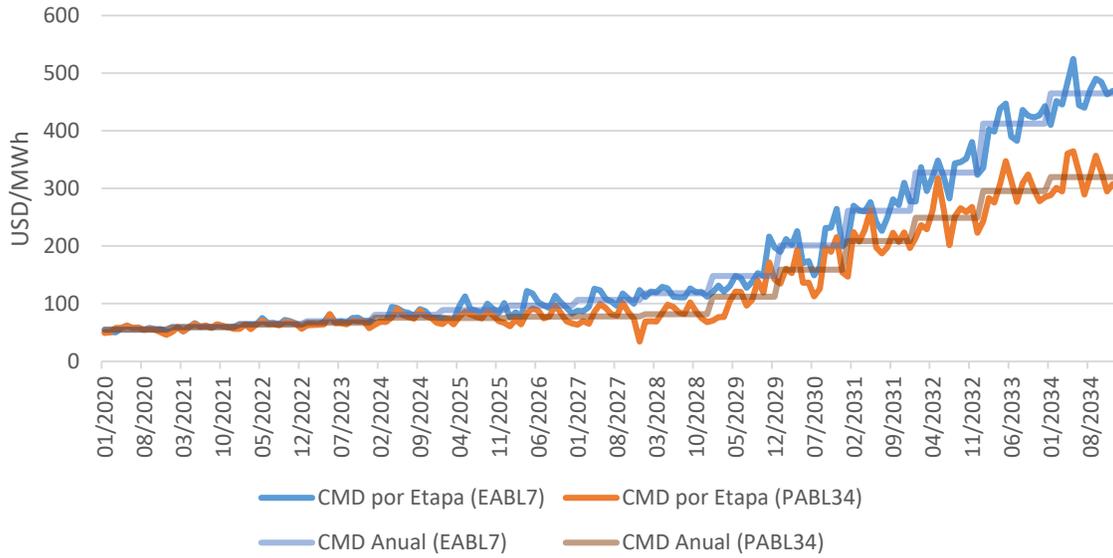
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 156: Despacho de Energía del escenario PABL34.



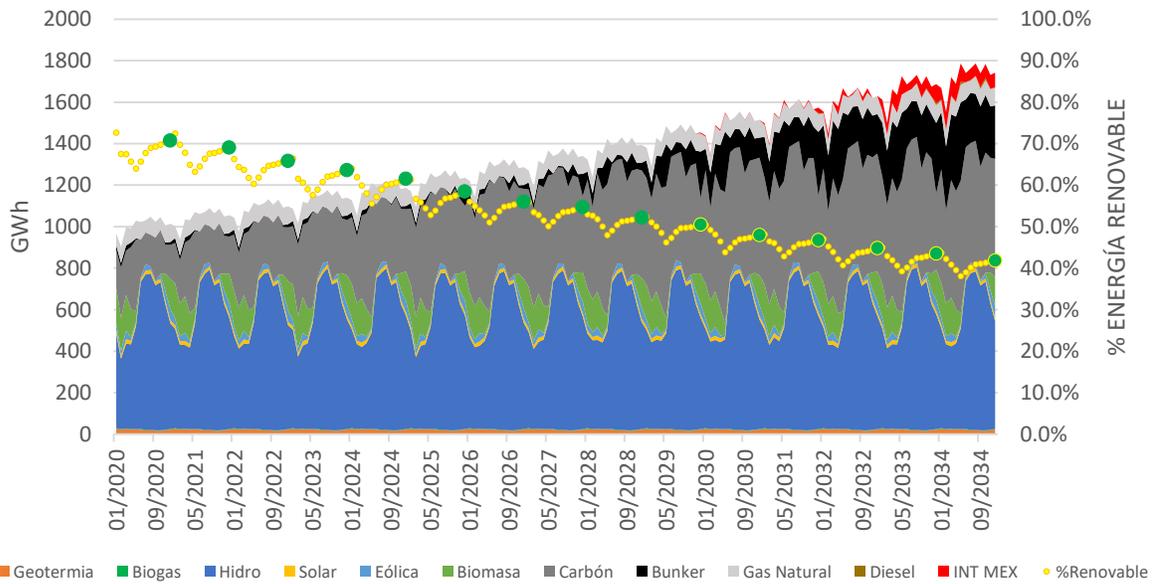
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 157: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EABL7 y PABL34.



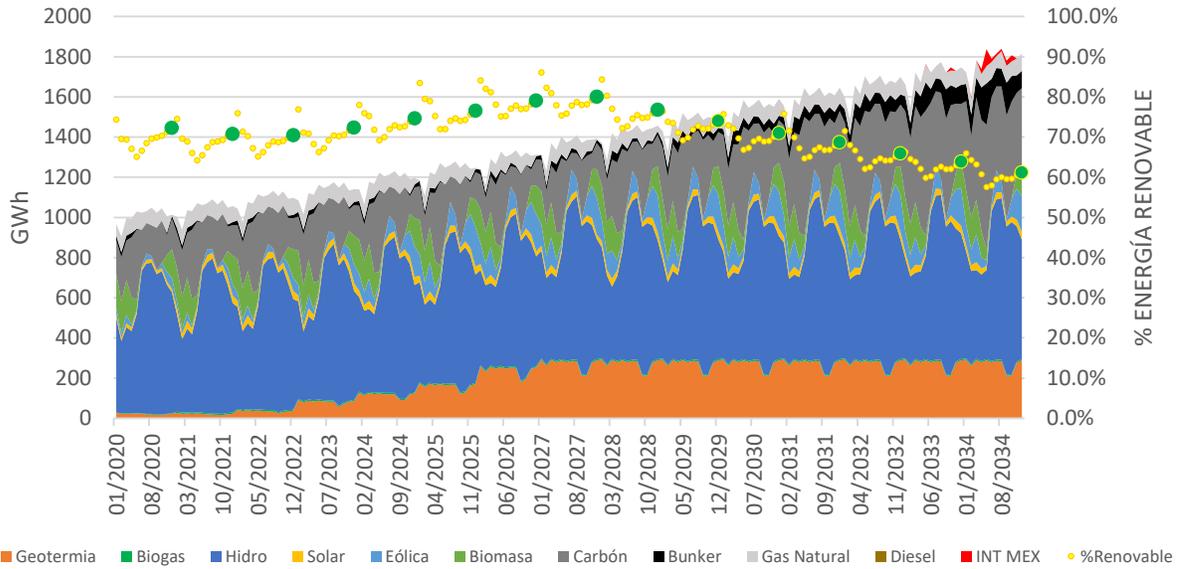
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 158: Despacho de Energía del escenario EABM8.



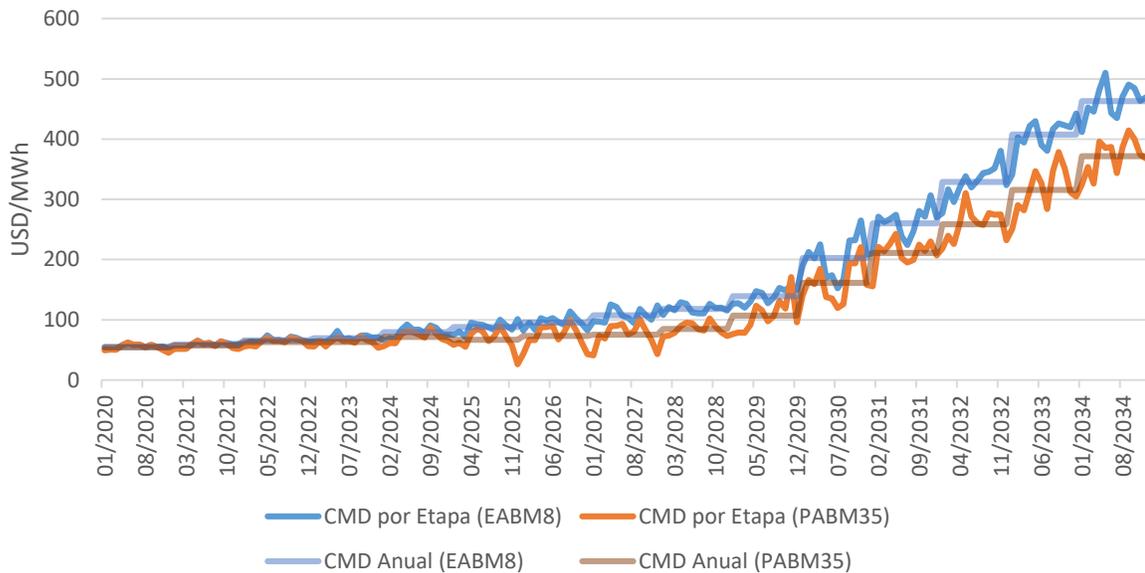
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 159: Despacho de Energía del escenario PABM35.



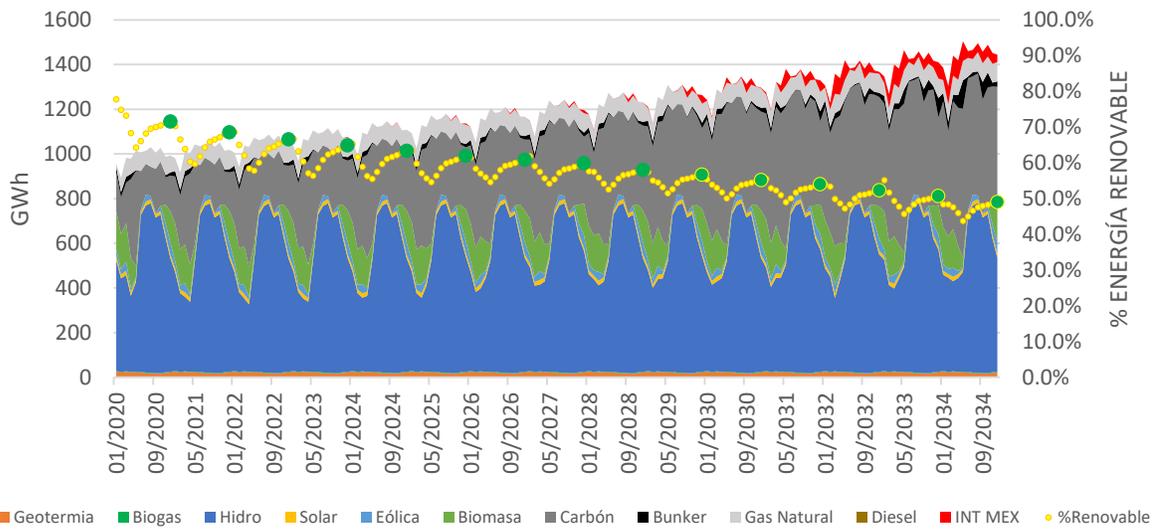
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 160: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EABM8 y PABM35.



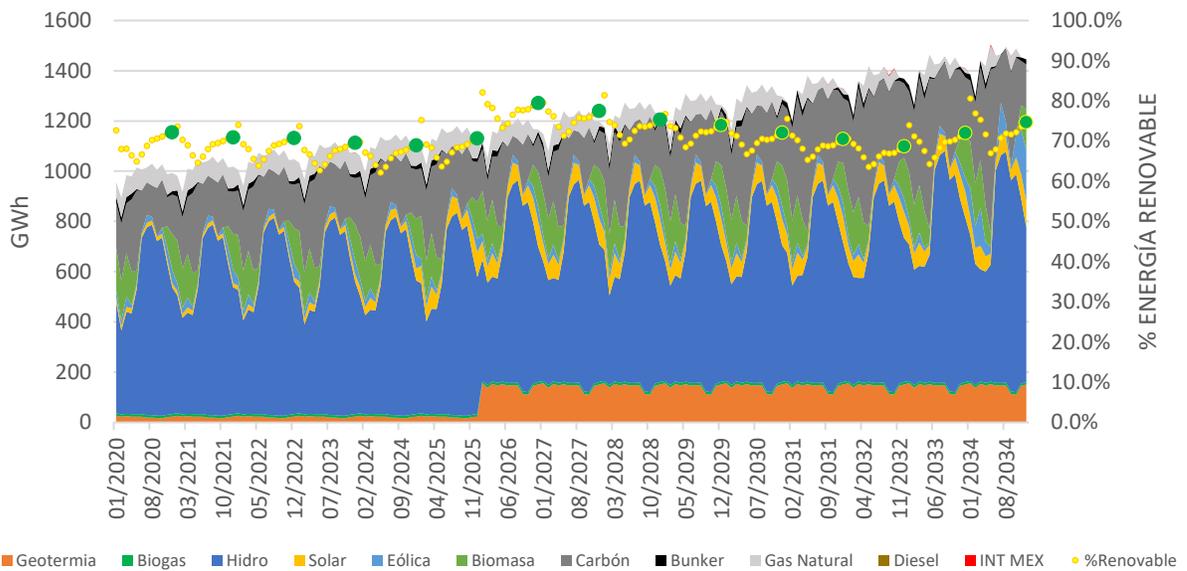
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 161: Despacho de Energía del escenario EMAL10.



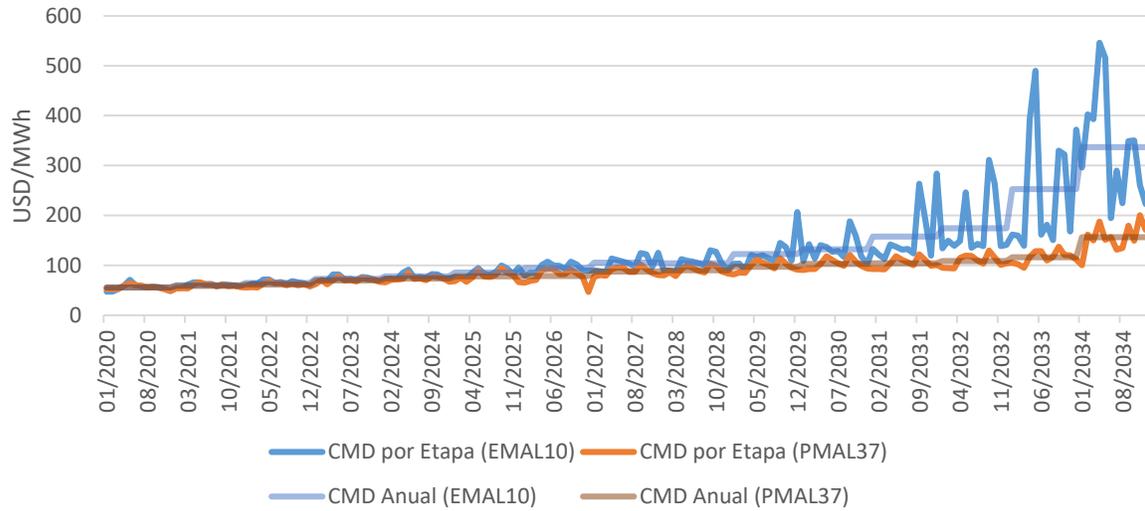
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 162: Despacho de Energía del escenario PMAL37.



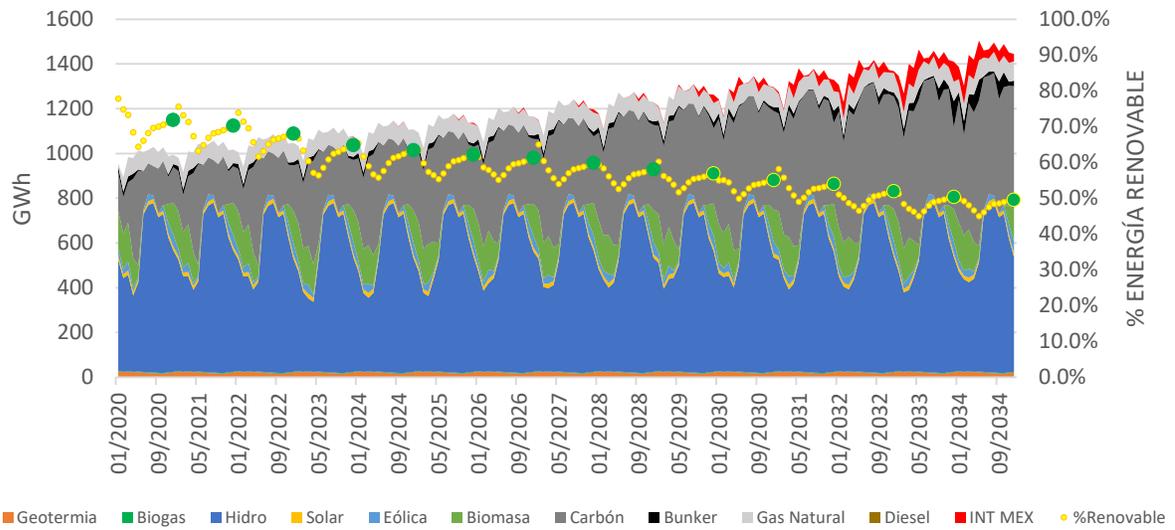
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 163: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMAL10 y PMAL37.



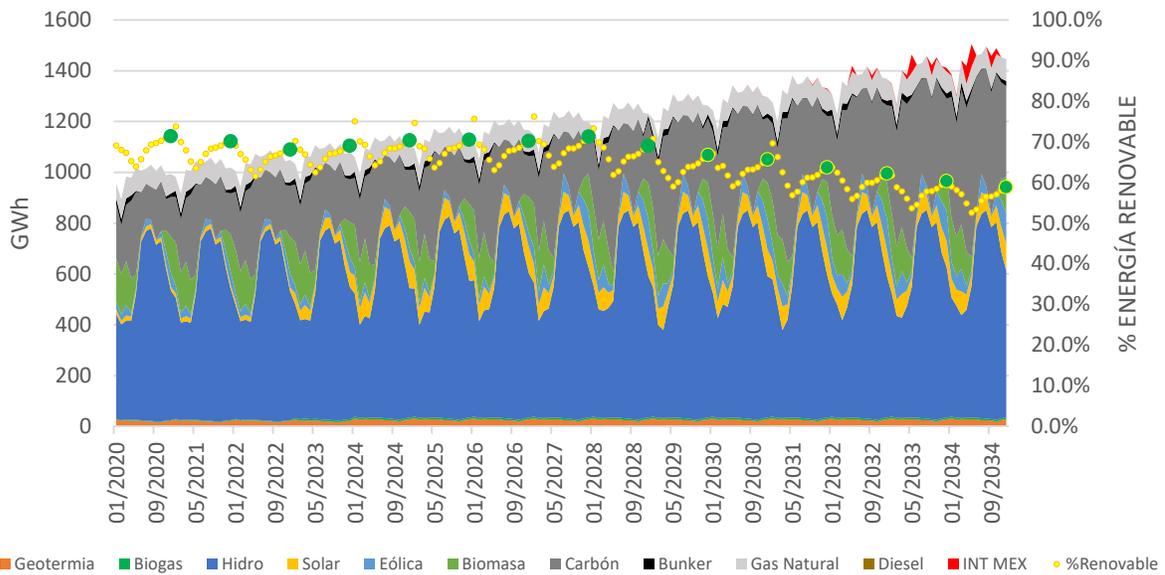
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 164: Despacho de Energía del escenario EMML13.



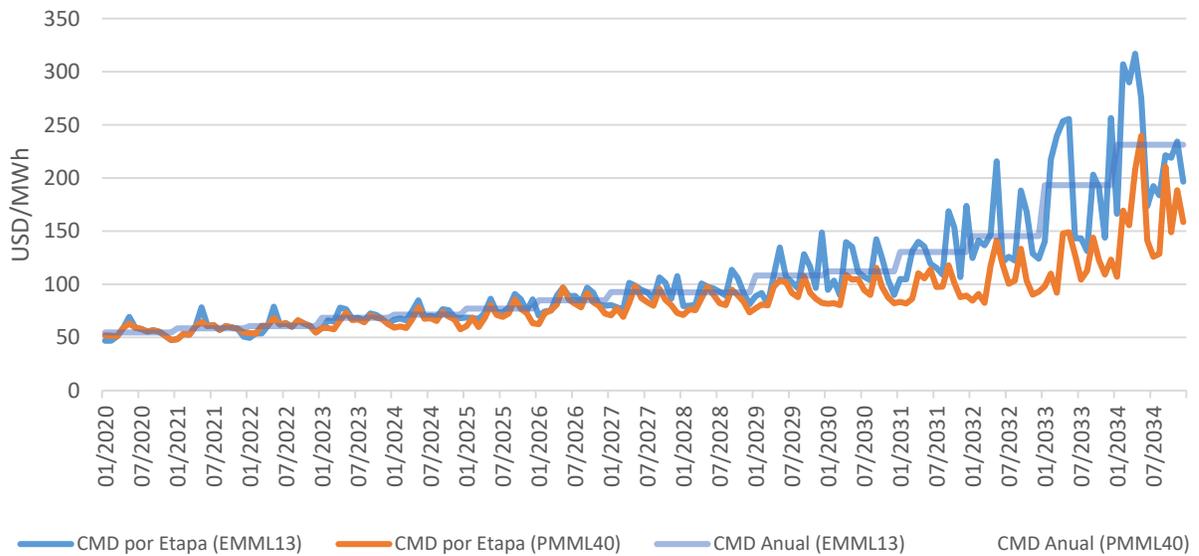
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 165: Despacho de Energía del escenario PMML40.



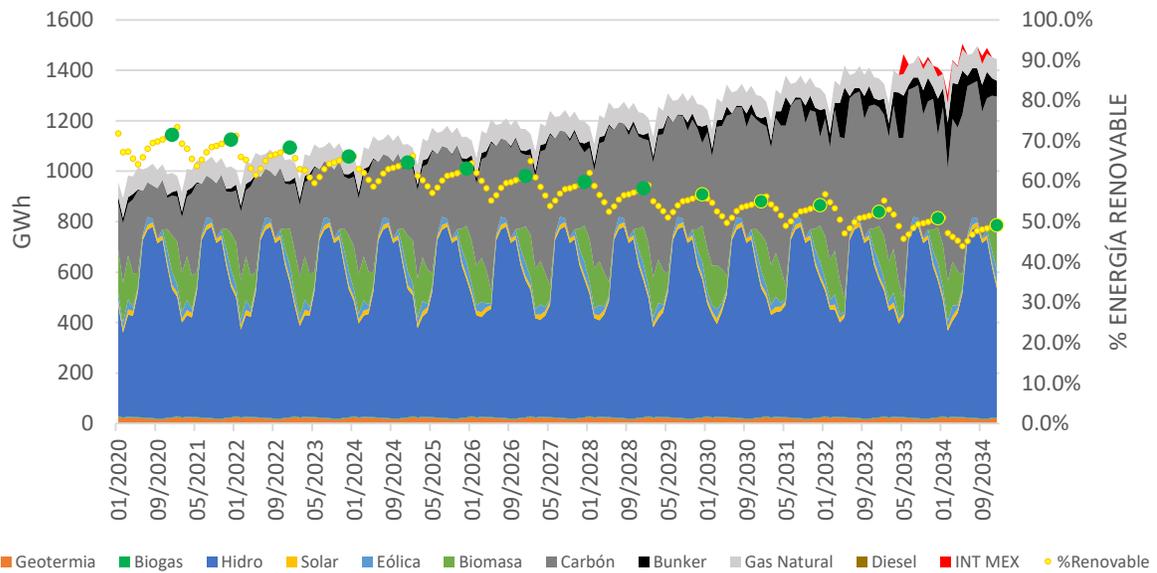
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 166: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMML13 y PMML40.



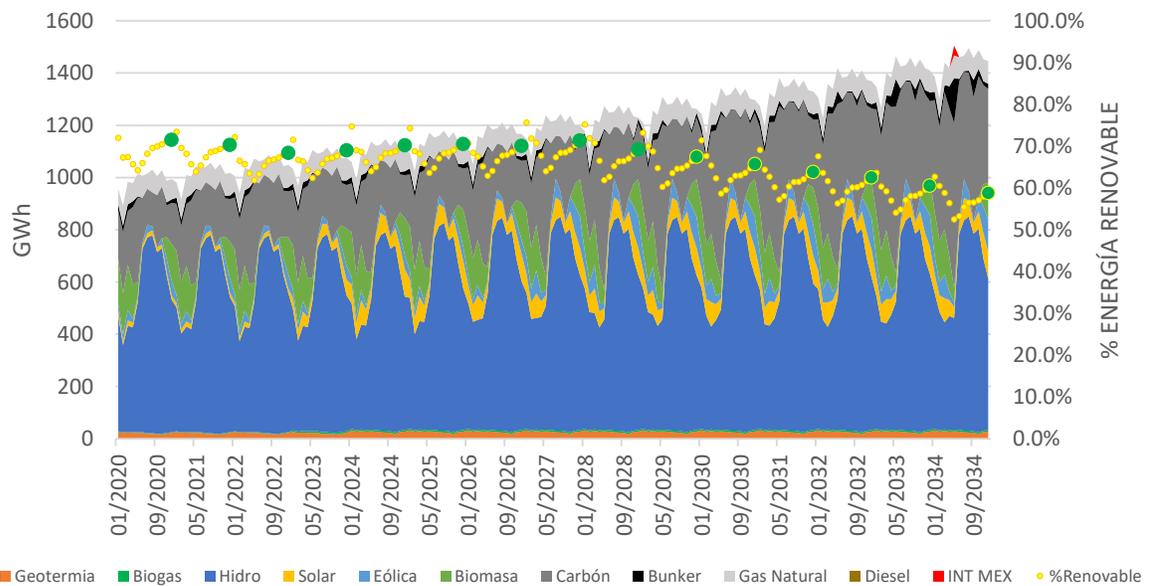
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 167: Despacho de Energía del escenario EMBL16.



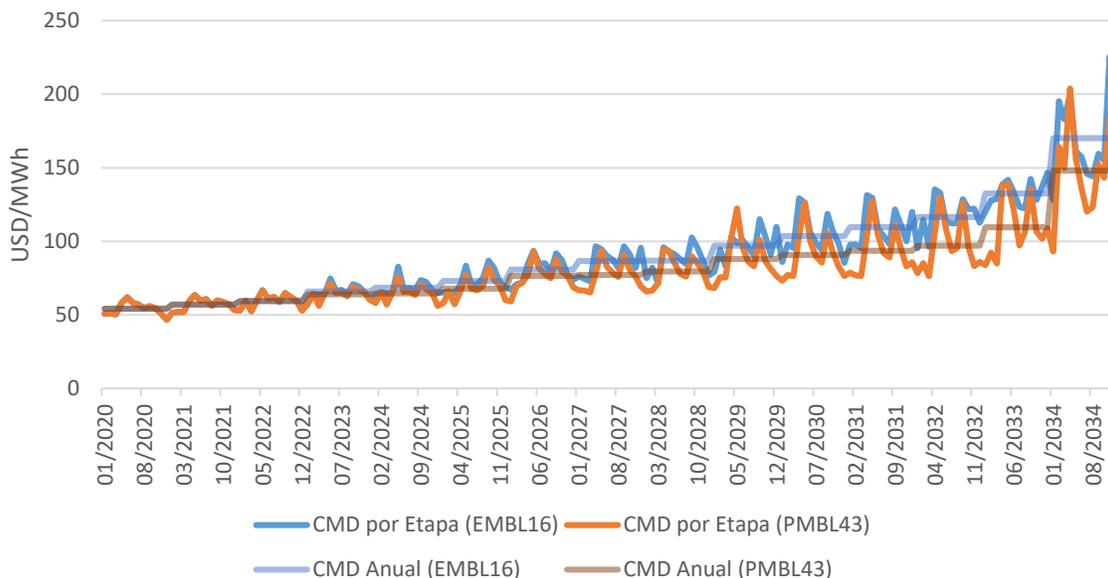
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 168: Despacho de Energía del escenario PMBL43.



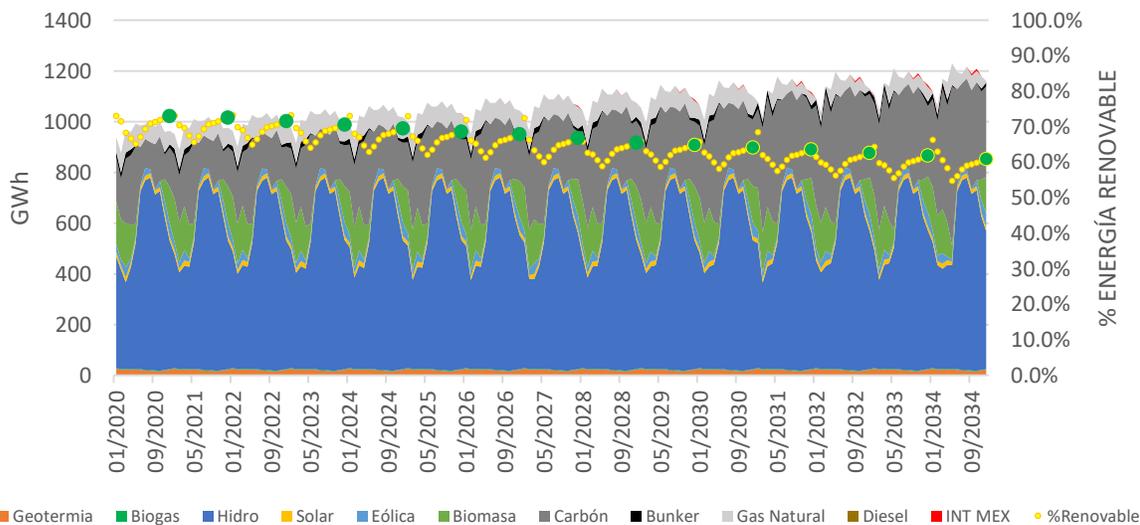
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 169: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EMBL16 y PMBL43.



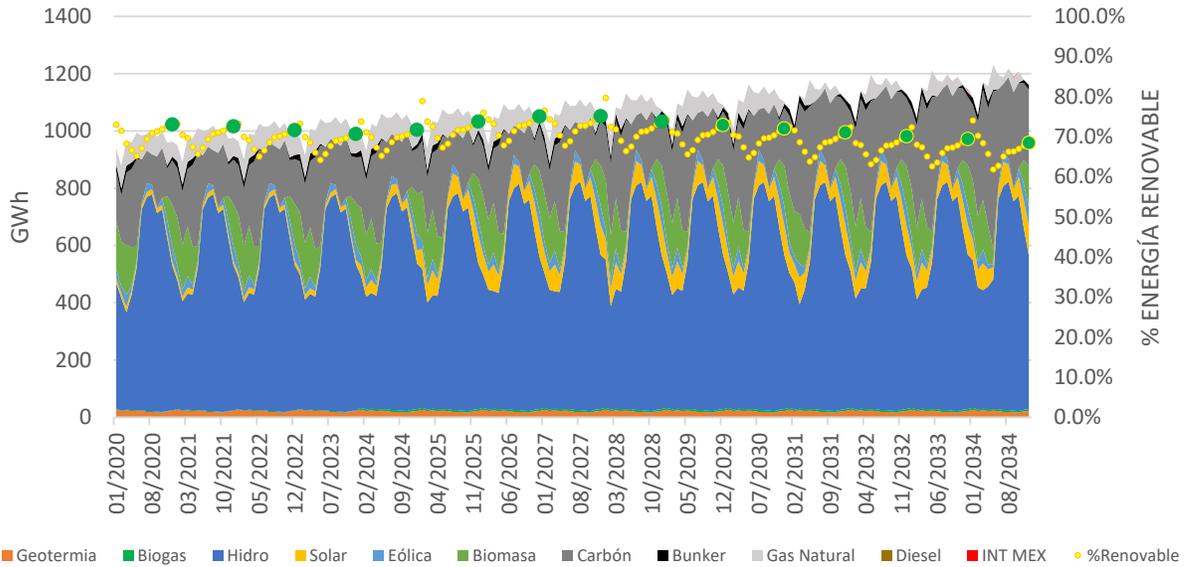
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 170: Despacho de Energía del escenario EBAL19.



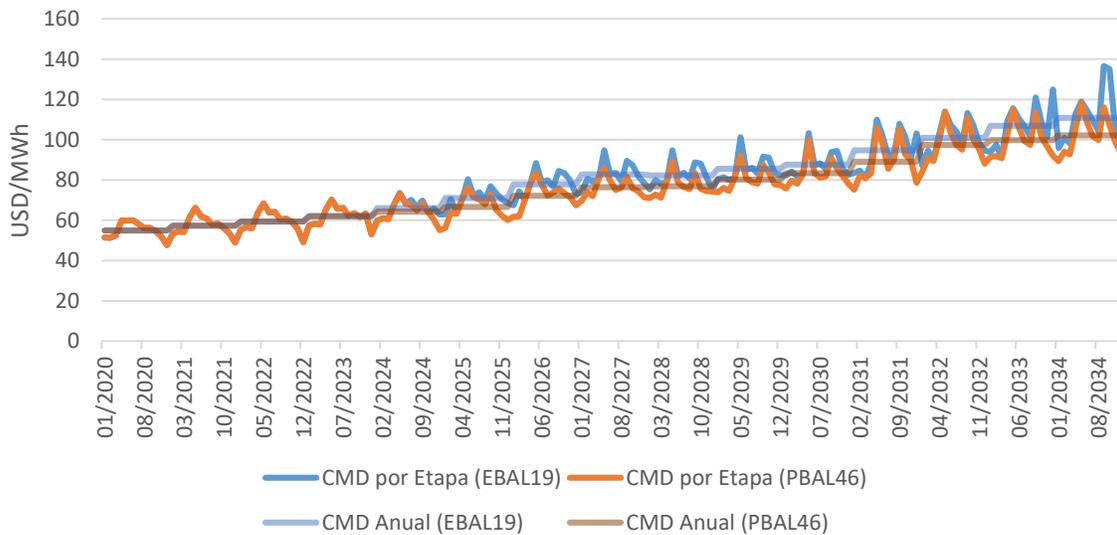
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 171: Despacho de Energía del escenario PBAL46.



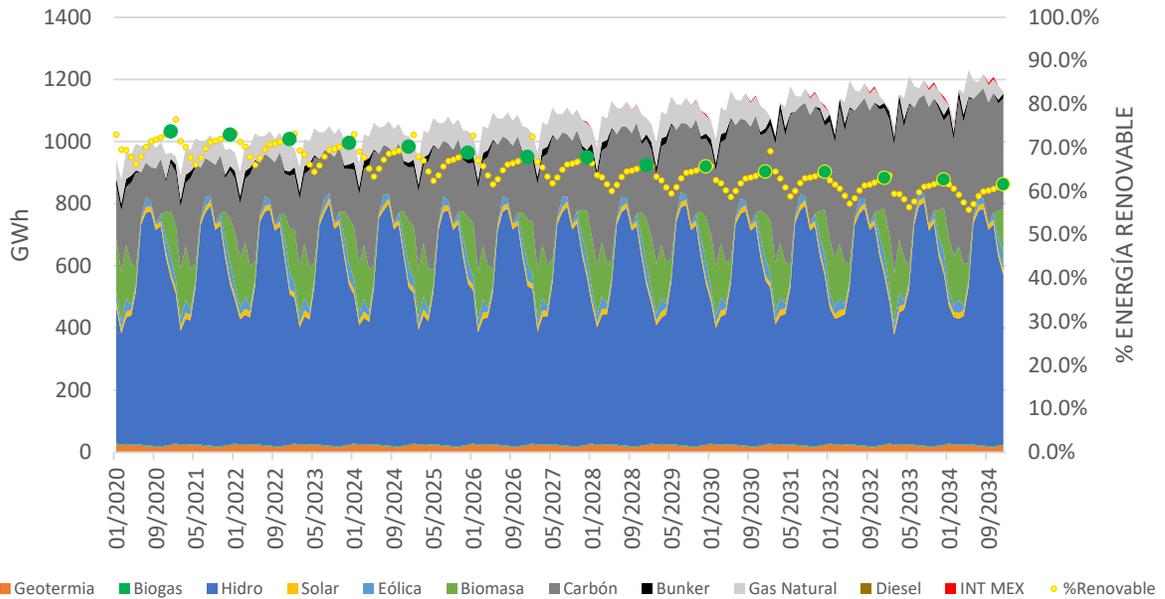
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 172: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBAL19 y PBAL46.



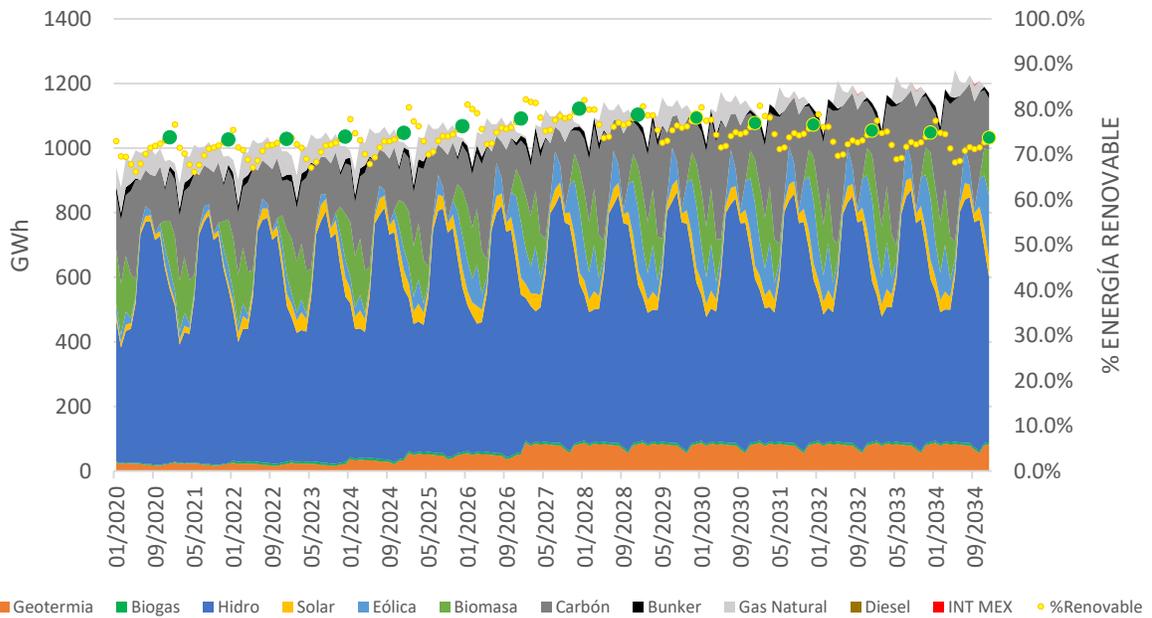
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 173: Despacho de Energía del escenario EBAM20.



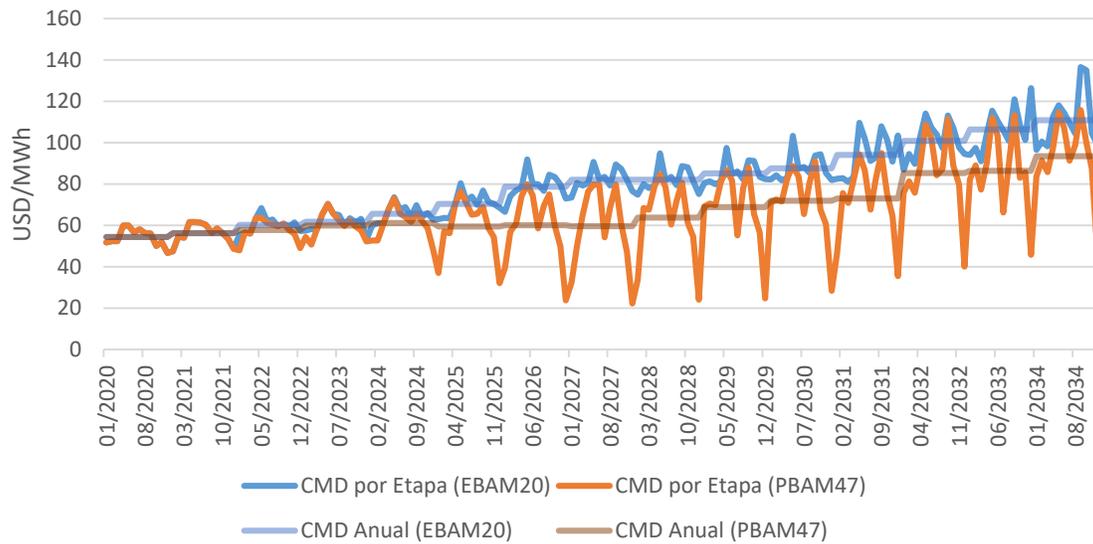
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 174: Despacho de Energía del escenario PBAM47.



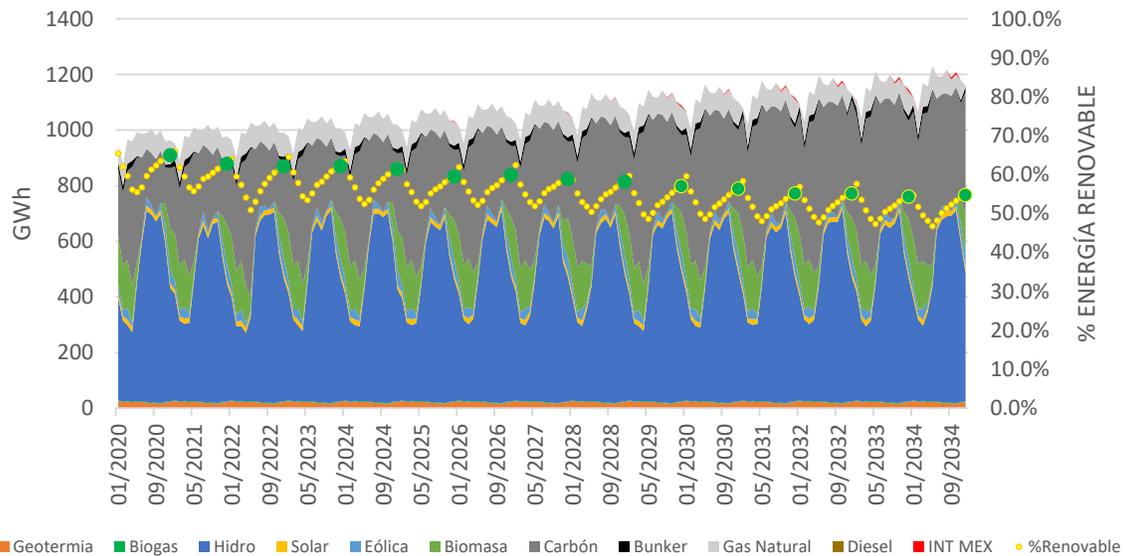
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 175: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBAM20 y PBAM47.



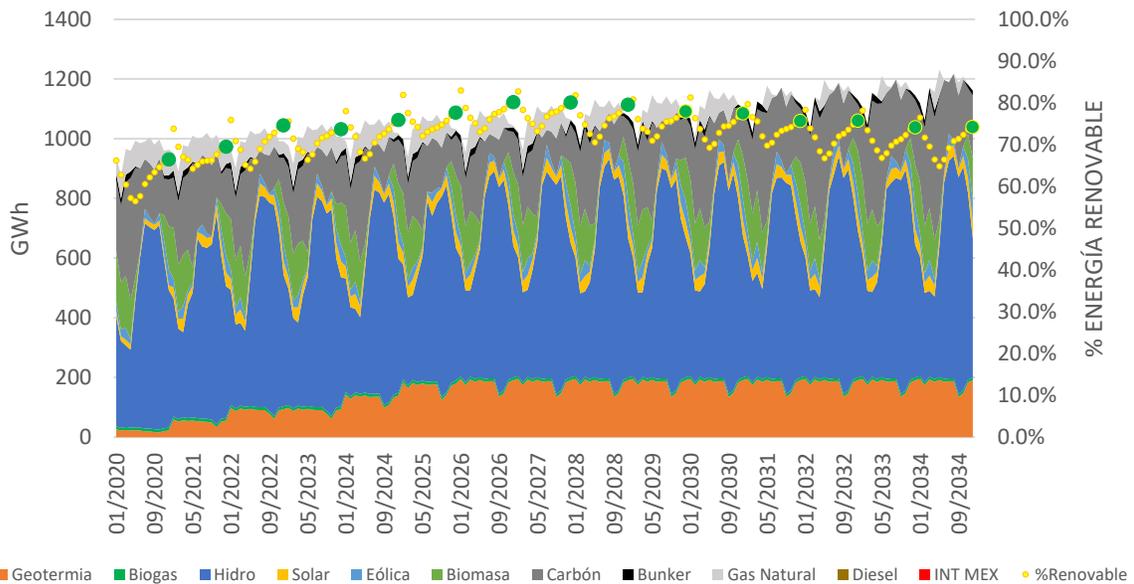
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 176: Despacho de Energía del escenario EBAS21.



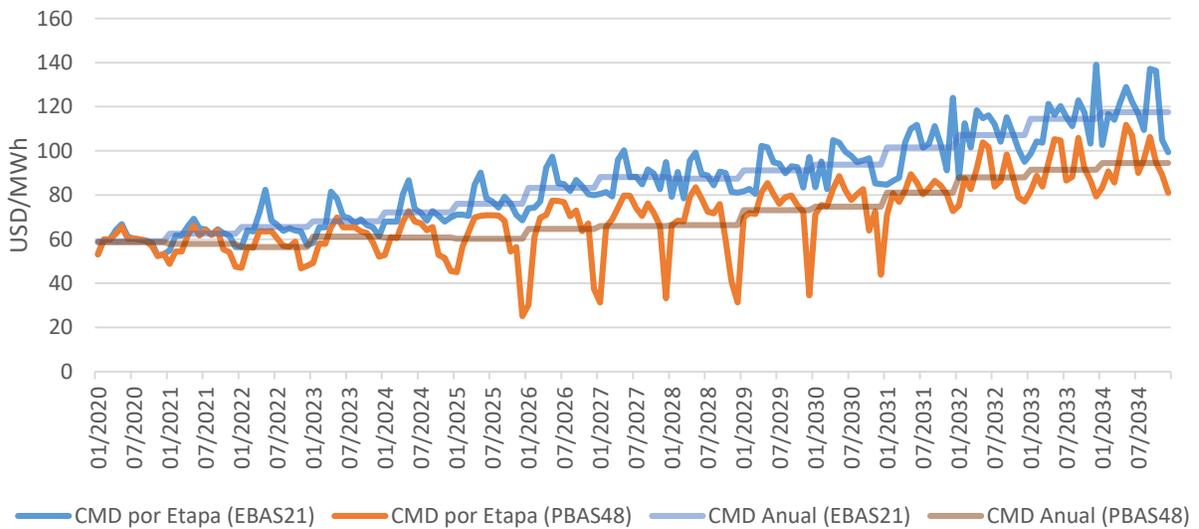
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 177: Despacho de Energía del escenario PBAS48.



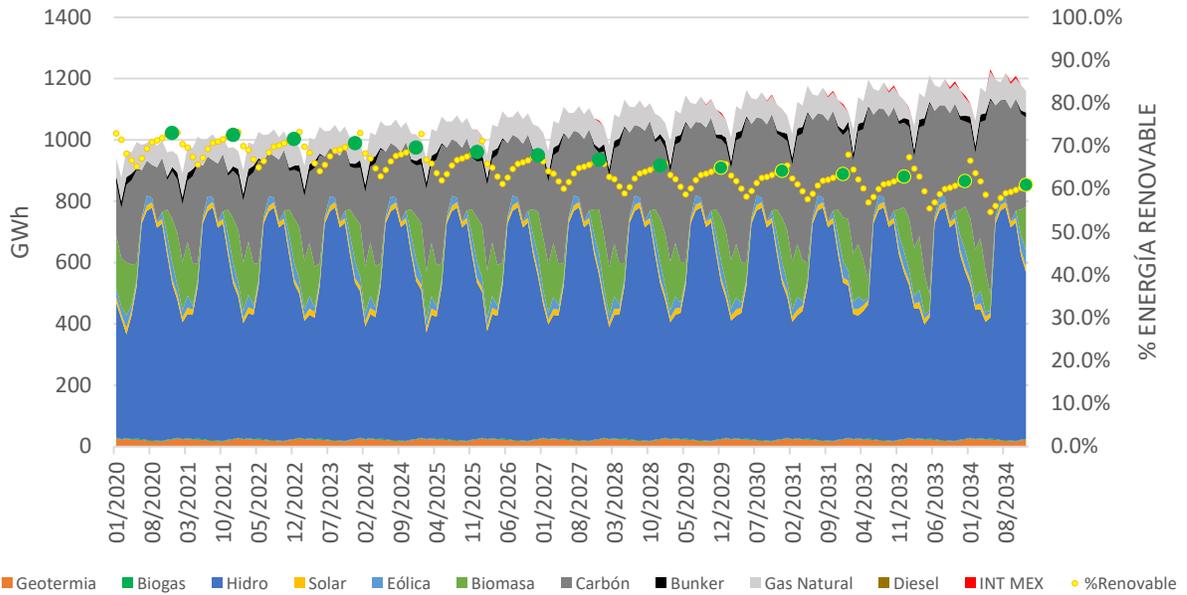
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 178: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBAS21 y PBAS48.



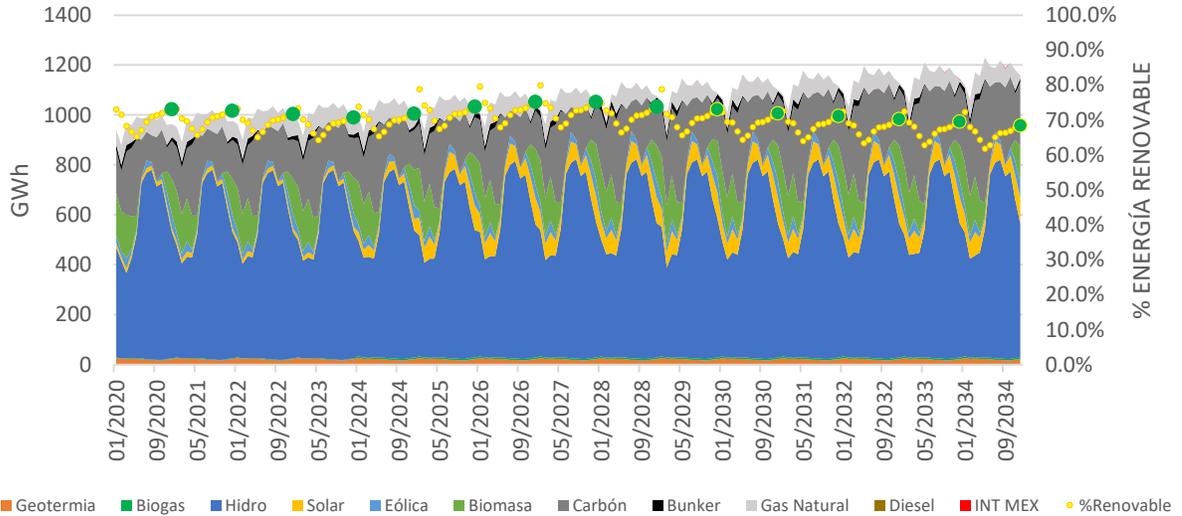
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 179: Despacho de Energía del escenario EBML22.



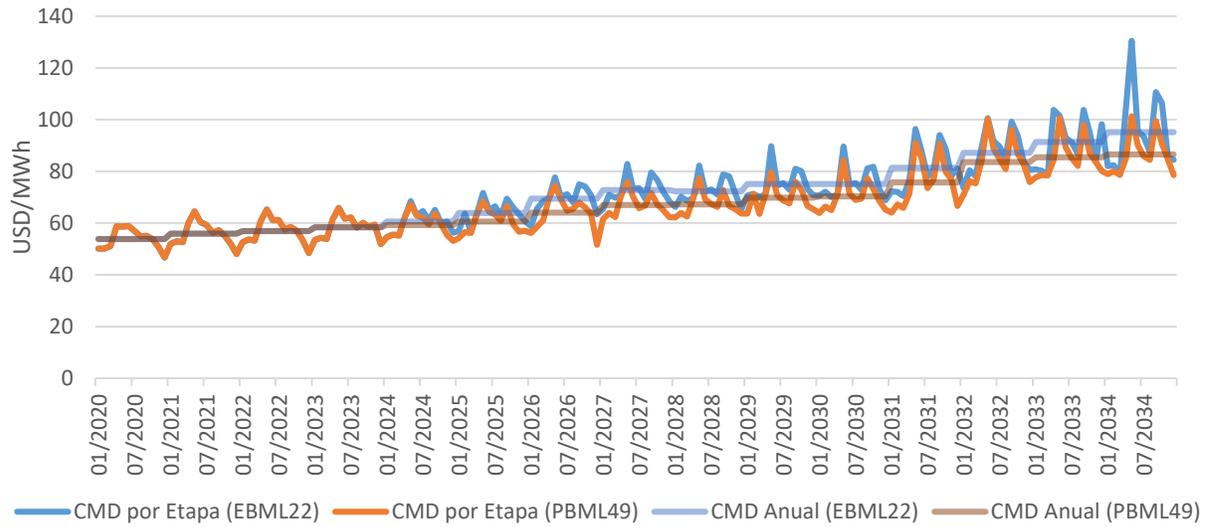
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 180: Despacho de Energía del escenario PBML49.



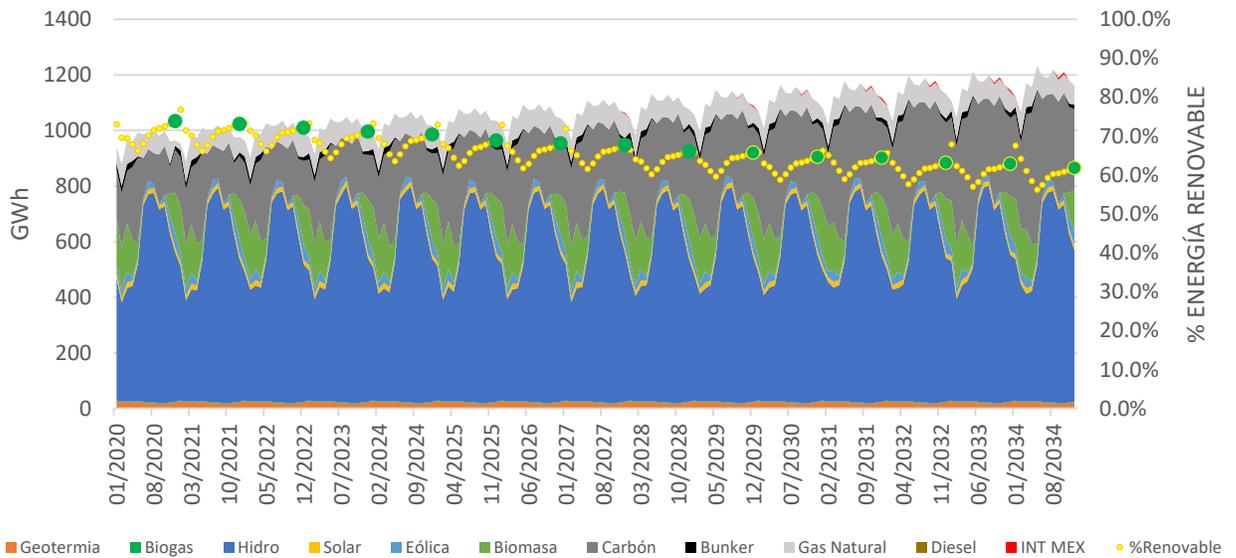
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 181: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBML22 y PBML22.



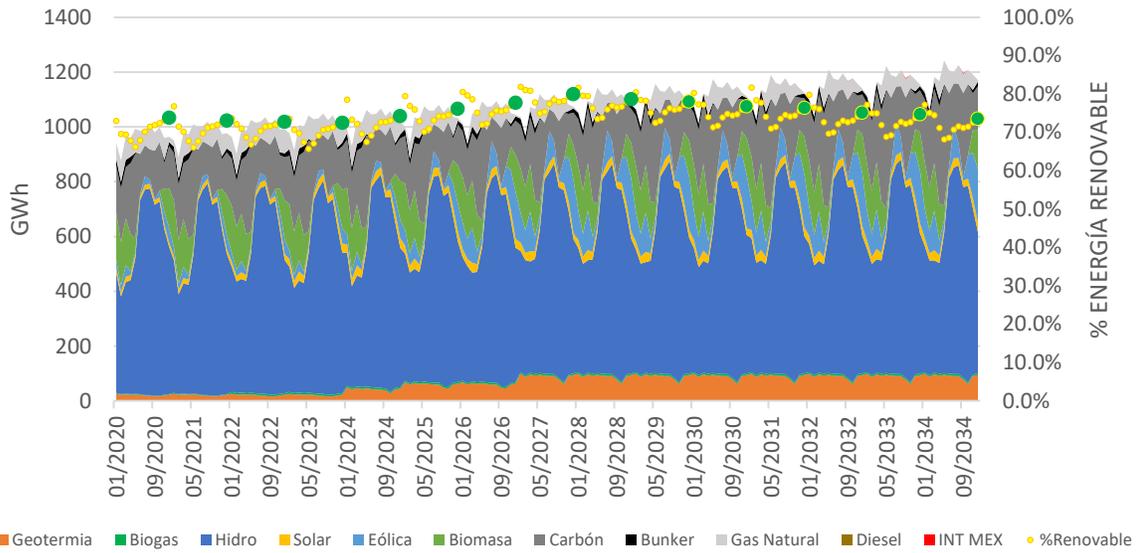
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 182: Despacho de Energía del escenario EBMM23.



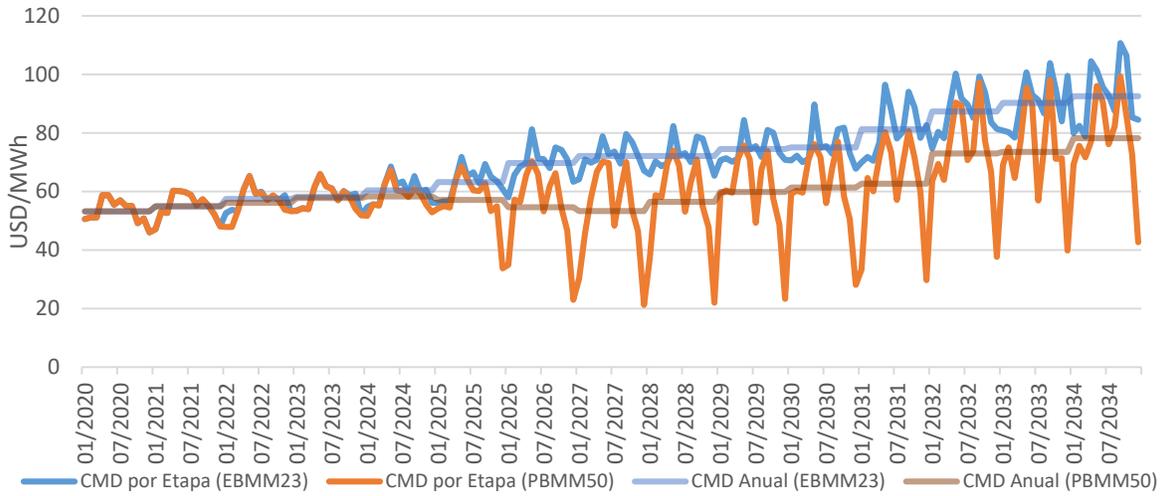
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 183: Despacho de Energía del escenario PBMM50.



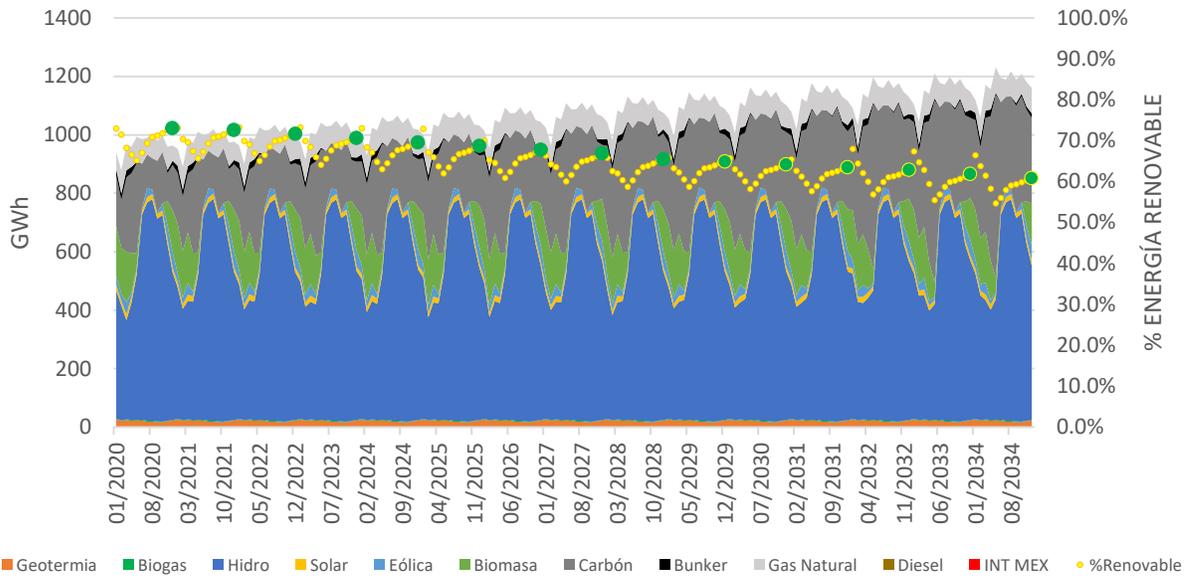
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 184: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBMM23 y PBMM50.



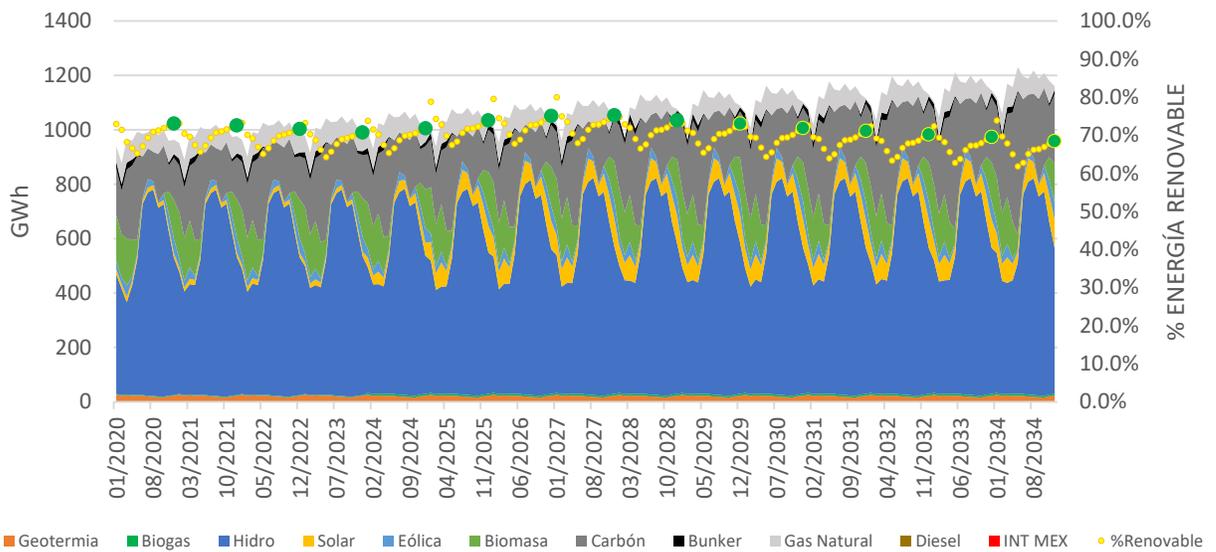
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 185: Despacho de Energía del escenario EBBL25.



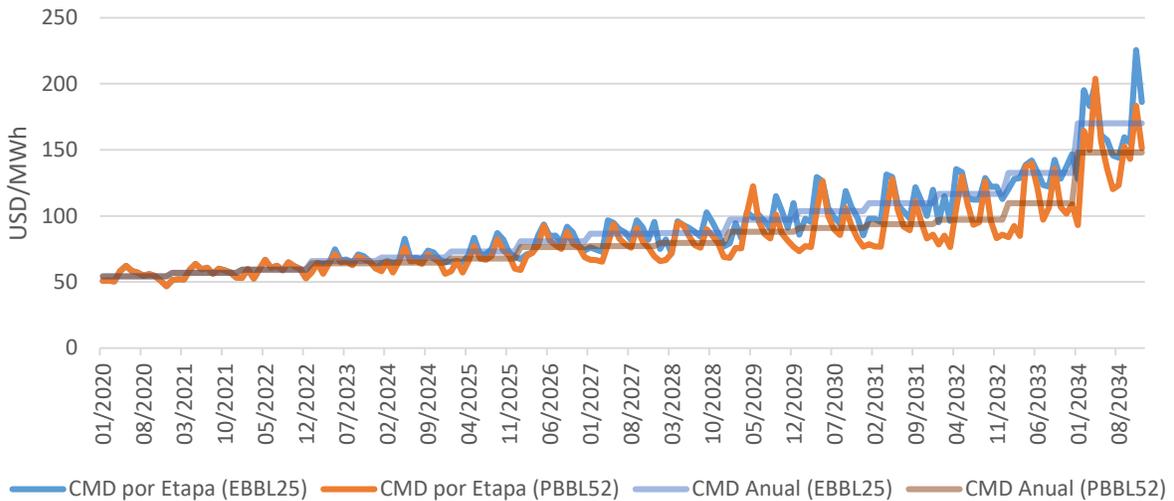
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 186: Despacho de Energía del escenario PBBL52.



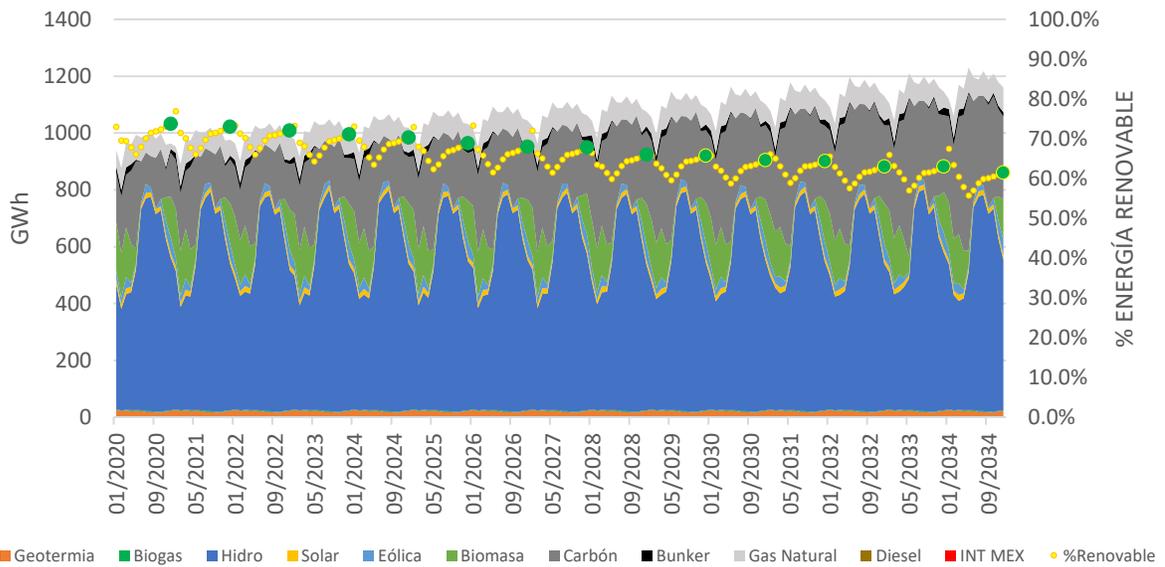
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 187: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBBL25 y PBBL52.



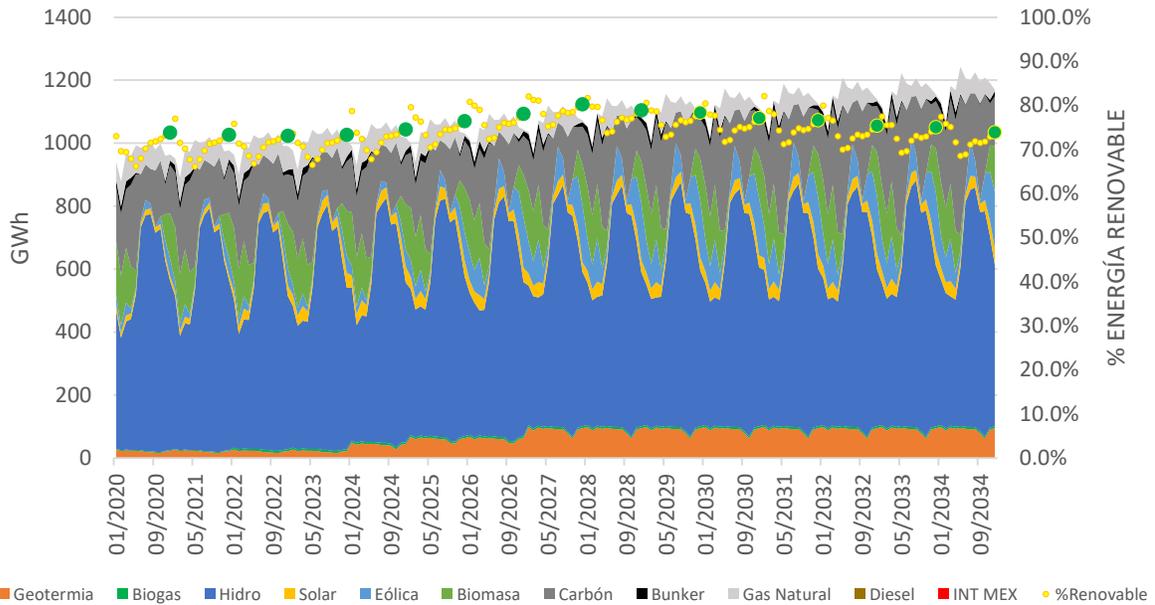
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 188: Despacho de Energía del escenario EBBM26.



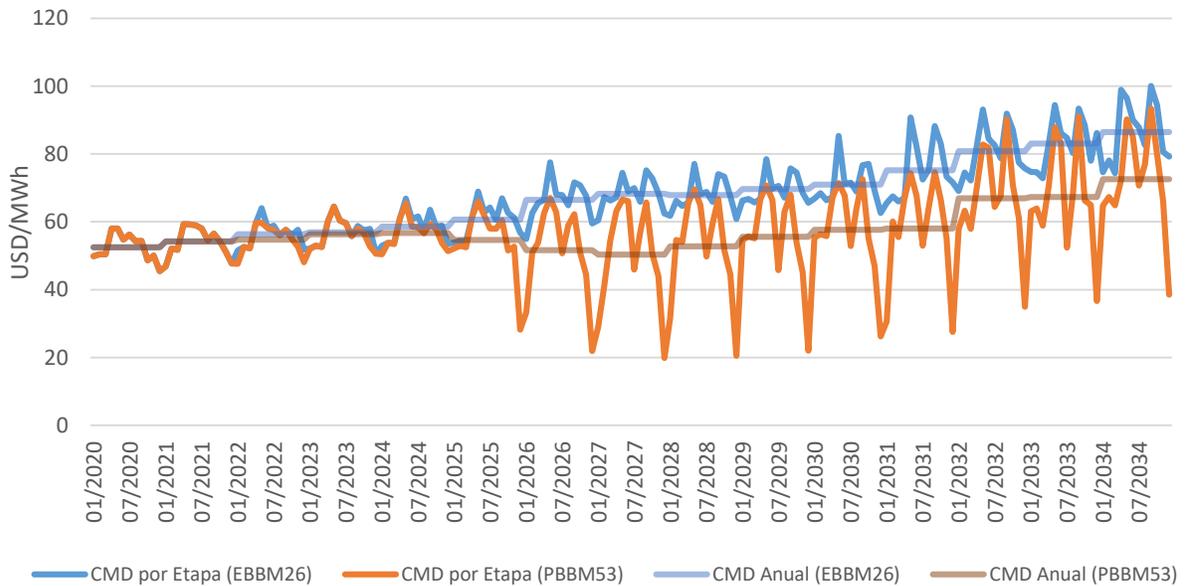
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 189: Despacho de Energía del escenario PBBM53.



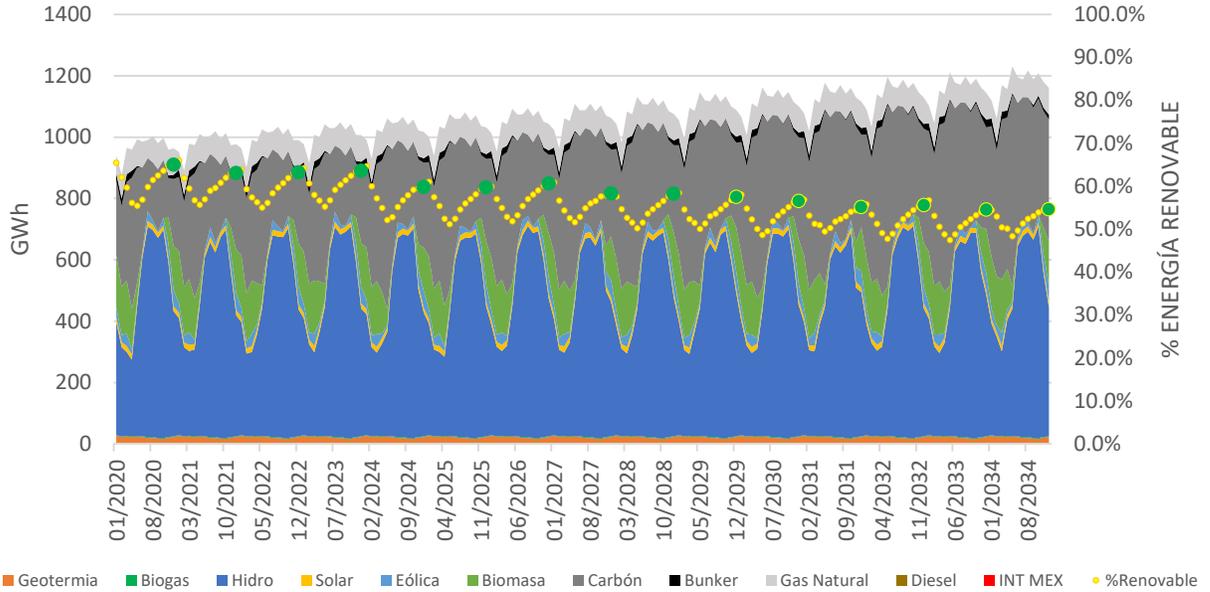
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 190: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBBM26 y PBBM53.



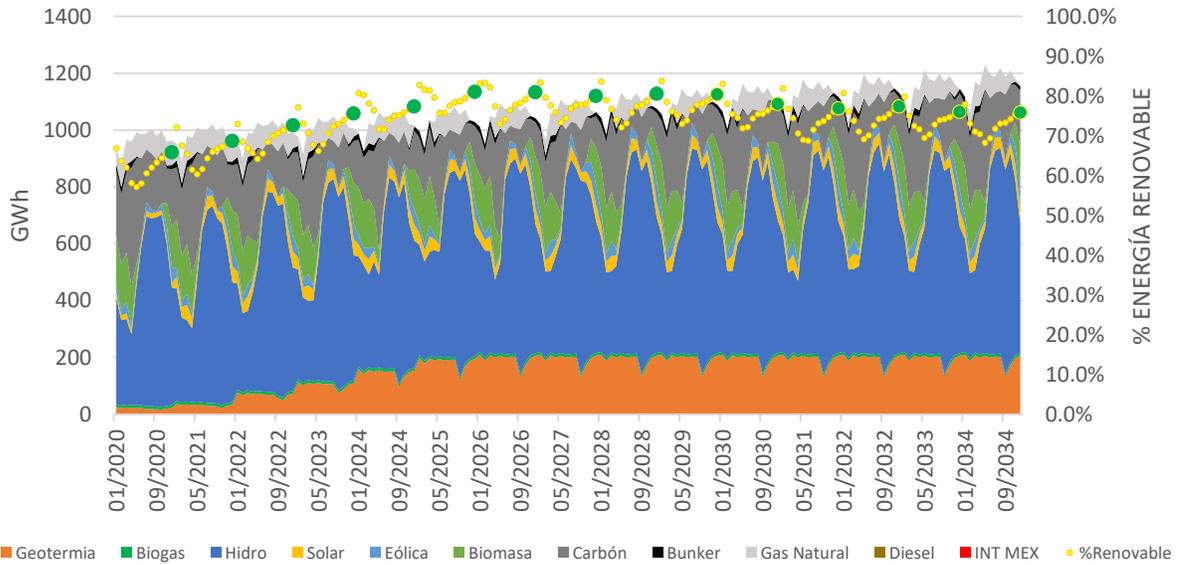
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 191: Despacho de Energía del escenario EBBS27.



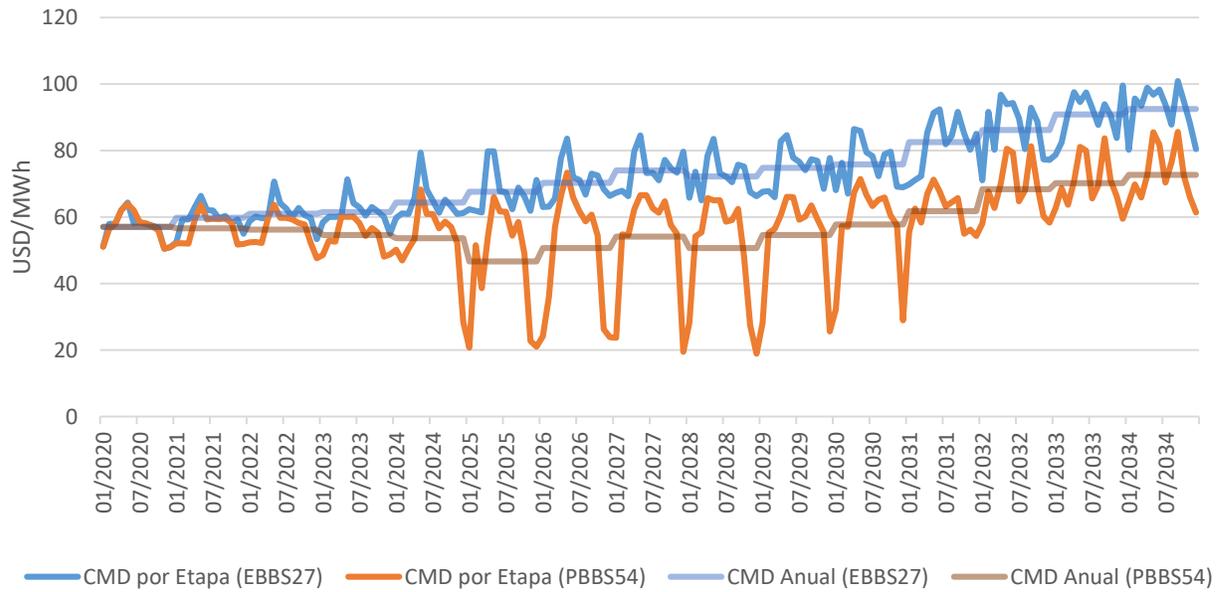
Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 192: Despacho de Energía del escenario PBBS54.



Fuente: Elaboración UPEM.

Gráfica 193: Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual comparativo de los escenarios EBBS27 y PBBS54.



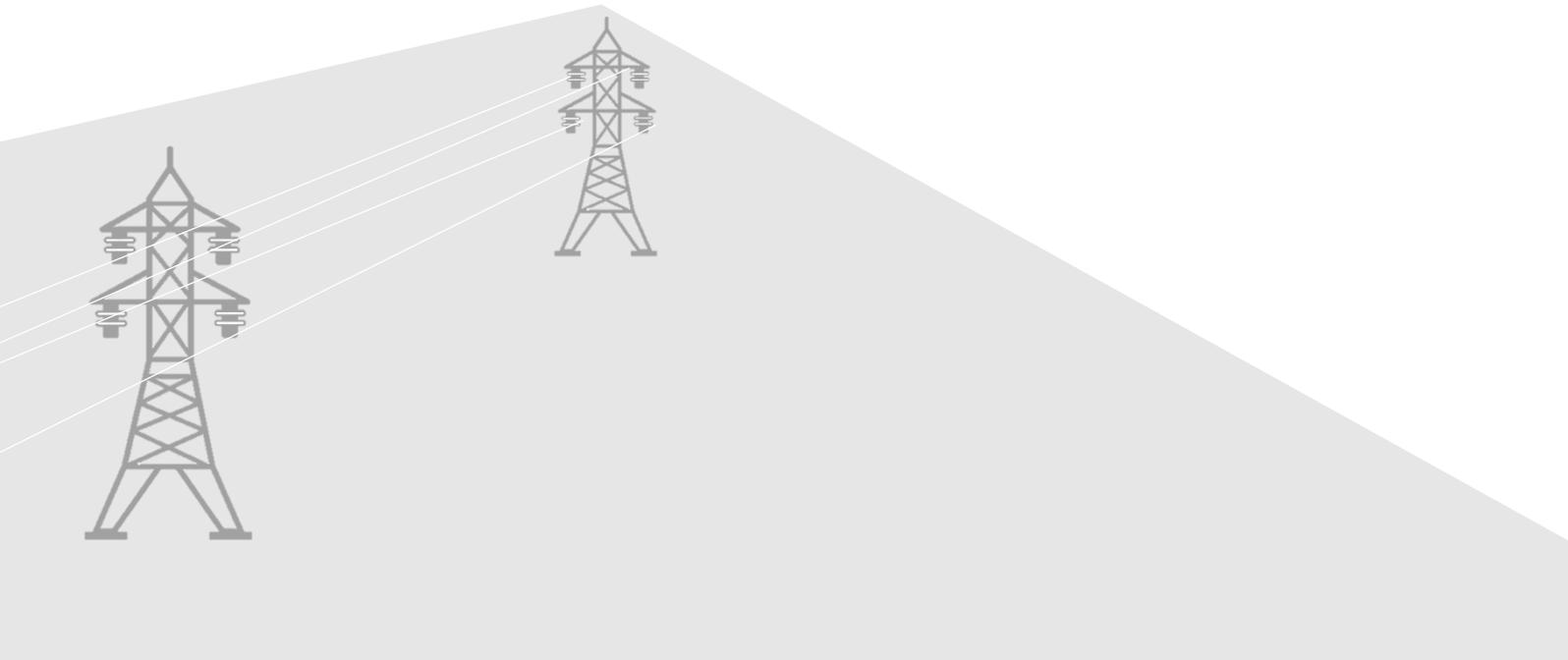
Fuente: Elaboración UPEM.



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE  
**GUATEMALA**  
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

PLAN DE EXPANSIÓN DEL  
**SISTEMA DE  
TRANSPORTE**  
2020-2034





# PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2020-2034

## **PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

Jimmy Morales Cabrera

## **VICEPRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

Jafeth Cabrera Franco

## **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

### **MINISTRO**

Luis Alfonso Chang Navarro

### **VICEMINISTRO DEL ÁREA ENERGÉTICA**

(Período 2016 – 2019)

Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez

### **UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO**

#### **Director Técnico**

Gabriel Armando Velásquez Velásquez

#### **Equipo de Trabajo**

Héctor Luis Orozco Navarro

Fredy Alexander Lepe Milián

#### **Con el apoyo de:**

Cristian Samayoa

Jesus Alvarez

Giancarlo Guerrero

#### **Diagramación**

María del Rosario Gomez Consuegra





# ÍNDICE

PRESENTACIÓN .....	11
RESUMEN EJECUTIVO .....	12
1. INTRODUCCIÓN .....	14
2. MARCO REGULATORIO .....	15
2.1 Ley General de Electricidad y sus Reglamentos .....	16
2.2 Reglamento de la Ley General de Electricidad .....	16
2.3 Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista .....	17
3. FUNDAMENTO LEGAL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE .....	18
4. DIRECTRICES .....	18
4.1 Política Energética 2013-2027 .....	18
4.2 Política Energética 2019-2050 .....	20
4.3 Política de Electrificación Rural .....	21
4.4 Katún .....	22
4.5 Plan Nacional de Energía 2017-2032 .....	23
4.6 Plan de Eficiencia Energética 2019-2032 .....	23
5. SITUACIÓN MACROECONÓMICA DEL PAÍS .....	25
5.1 Tipo de Cambio .....	25
5.2 PIB.....	25
5.3 Tasas de crecimiento por sector de producción.....	27
6. POBLACIÓN .....	30
7. ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD .....	31
8. MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA .....	32
8.1 Actores y agentes.....	32
8.2 Ministerio de Energía y Minas .....	33
8.3 Comisión Nacional De Energía Eléctrica (CNEE) .....	33
8.4 Administrador Del Mercado Mayorista (AMM) .....	34
9. AGENTES TRANSPORTISTAS .....	35
10. DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD .....	36
11. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PAÍS.....	38
11.1 Red en 230 kV .....	38
11.2 Red en 138 kV .....	39
11.3 Red en 69 kV .....	40
12. RED DE TRANSPORTE NACIONAL .....	41
13. REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN .....	42
14. DEMANDA DE POTENCIA .....	43



15.	PÉRDIDAS EN LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	46
16.	EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO .....	47
17.	PLANES DE EXPANSIÓN ADJUDICADOS .....	48
17.1	PET-1-2009 .....	48
17.2	PETNAC-2014.....	51
18.	PROPIEDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	52
19.	PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.....	53
20.	OBJETIVOS.....	54
20.1	General.....	54
20.2	Específicos.....	54
21.	METODOLOGÍA.....	55
22.	PREMISAS.....	57
23.	PERÍODO DE ESTUDIO 2020-2024 .....	58
23.1	DIAGNOSTICO DE RED PARA EL PERÍODO 2020-2024. ....	58
23.1.1	PETÉN.....	58
23.1.2	PUERTO BARRIOS .....	60
23.1.3	SUCHITEPEQUEZ .....	61
23.1.4	CHIMALTENANGO .....	61
23.1.5	HUEHUETENANGO.....	62
	PROPUESTA DE REFUERZOS 2020-2034.....	63
23.1.6	PETÉN.....	63
23.1.7	PUERTO BARRIOS .....	64
23.1.8	SUCHITEPEQUEZ .....	65
23.1.9	CHIMALTENANGO .....	66
23.1.10	HUEHUETENANGO.....	67
23.1.11	LOS ENCUENTROS .....	67
23.2	EVALUACIÓN DE REFUERZOS .....	68
23.2.1	PETEN.....	68
23.2.2	PUERTO BARRIOS .....	69
23.2.3	SUCHITEPEQUEZ: .....	71
23.2.4	CHIMALTENANGO .....	72
23.2.5	HUEHUETENANGO.....	73
23.2.6	LOS ENCUENTROS .....	75
24.	PERÍODO 2025-2029 .....	77
24.1	DIAGNOSTICO DE RED 2025-2029 .....	77
24.1.1	QUETZALTENANGO .....	77
24.1.2	SAN MARCOS .....	77



24.1.3	QUICHE .....	78
24.2	PROPUESTA DE REFUERZOS 2025-2029 .....	78
24.2.1	QUETZALTENANGO .....	78
24.2.2	SAN MARCOS .....	79
24.2.3	QUICHE .....	80
24.2.4	RED EN 230 KV .....	81
24.3	EVALUACIÓN DE REFUERZOS 2025-2029 .....	83
24.3.1	QUICHÉ .....	83
24.3.2	QUETZALTENANGO .....	83
24.3.3	SAN MARCOS .....	84
24.3.4	RED EN 230 Kv .....	87
24.4	PERÍODO 2030-2034 .....	87
24.4.1	DIAGNÓSTICO DE RED 2030-2034 .....	87
24.5	PROPUESTA DE REFUERZOS 2030-2034 .....	88
24.6	EVALUACIÓN DE REFUERZOS 2030-2034 .....	89
25.	ESTIMACIÓN DE COSTOS .....	94
25.1	PERÍODO 2020-2024 .....	94
26.	ANÁLISIS DE PÉRDIDAS .....	98
27.	CONCLUSIONES .....	99
28.	RECOMENDACIONES .....	100
29.	ANEXOS .....	101
29.1	Glosario .....	101
29.2	Acrónimos.....	105
29.3	Unidades de Medida .....	105
29.4	Múltiplos .....	105

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Tipo de Cambio del Quetzal ante el Dólar (Período 1995-2018).....	25
Gráfica 2: Producto interno bruto, a precios de cada año. ....	26
Gráfica 3: Producto interno bruto, a precios de 2001. ....	26
Gráfica 4: PIB a precios de 2001, del sector de suministro de electricidad y agua. ....	27
Gráfica 5: PIB a precios de cada año, del sector de suministro de electricidad y agua. ....	27
Gráfica 6: Porcentaje de participación en el PIB de Guatemala. ....	28
Gráfica 7: Consumo de energía eléctrica por persona.....	28
Gráfica 8: Productividad por generación de energía eléctrica.....	29
Gráfica 9: Elasticidad. ....	29
Gráfica 10: Población y Crecimiento. ....	30
Gráfica 11: Remuneración por el uso del Sistema de Transporte. ....	42
Gráfica 12: Demanda de Potencia Histórica. ....	43
Gráfica 13: Demanda de potencia máxima al mes. ....	43
Gráfica 14. Comparativa, proyección de demanda de potencia. ....	44
Gráfica 15: Curvas Monótonas.....	45
Gráfica 16: Registro de pérdidas anuales del SNI. ....	46
Gráfica 17: Emisiones de GEI anuales producidas por las pérdidas del SNI. ....	47
Gráfica 18: Kilómetros de líneas de Transmisión por tipo de propiedad. ....	52
Gráfica 19: Comparación Resultados. ....	68
Gráfica 20: Comparación Resultados. ....	69
Gráfica 21: Comparación Resultados Puerto Barrios, época húmeda. ....	70
Gráfica 22: Comparación Resultados, Puerto Barrios, época seca. ....	70
Gráfica 23: Comparación de Resultados, Suchitepéquez, época húmeda, 2024. ....	71
Gráfica 24: Comparación Resultados Chimaltenango, 2024. ....	73
Gráfica 25: Comparación Resultados Huehuetenango, época húmeda, 2024. ....	73
Gráfica 26: Comparación Resultados Huehuetenango, época húmeda, demanda mínima 2024. ....	74
Gráfica 27: Comparación Resultados, época seca, Huehuetenango. ....	74
Gráfica 28: Comparación de Resultados, época seca, demanda mínima, Huehuetenango. ....	75
Gráfica 29: Comparación de resultados, demanda máxima, Los Encuentros.....	76
Gráfica 30: Comparación Resultados, niveles de voltaje época húmeda, demanda máxima y mínima. ....	83
Gráfica 31: Comparación de Resultados, San Marcos, Niveles de Tensión, Demanda Máxima, Época Humeda. ....	85
Gráfica 32: Comparación de Resultados San Marcos, Niveles de Tensión, Demanda Mínima, Época Humeda. ....	85
Gráfica 33: Comparación de Resultados, Niveles de Tensión, Demanda Máxima, Época Seca. ....	86
Gráfica 34: Comparación de Resultados, Niveles de Tensión, Demanda Mínima, Época Seca. ....	86
Gráfica 35: Comparación de Resultados, Uspantán, época húmeda. ....	90
Gráfica 36: Comparación de Resultados, Uspantán, época seca. ....	90
Gráfica 37: Comparación de Resultados, Moyuta, época húmeda.....	92
Gráfica 38: Comparación de Resultados, Moyuta, época seca. ....	92
Gráfica 39: Comparación Pérdidas en la Red de Transporte. ....	98

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de Obras .....	12
Tabla 2: Composición de sectores de consumo y ejes transversales, Política Energética 2019 – 2050. ....	20
Tabla 3: Índice de Acceso a la Electricidad, año 2018.....	31
Tabla 4: Agentes Transportistas.....	35
Tabla 5: Empresas Eléctricas Municipales.....	37
Tabla 6: Factor de Red anual de Emisiones de GEI para Guatemala. ....	47
Tabla 7: Avance de Construcción, Líneas de Transmisión PET-1-2009.....	49
Tabla 8: Avance de Construcción, Subestaciones PET-1-2009. ....	50
Tabla 9: Estado de Ejecución del PET-1-2009.....	50
Tabla 10: Estado de Ejecución del PETNAC. ....	51
Tabla 11: Propietarios de red. ....	52
Tabla 12: Niveles de Voltaje en Demanda Máxima, Petén.....	58
Tabla 13: Niveles de Voltaje, Demanda Mínima, Petén.....	58
Tabla 14: Niveles de Voltaje, Puerto Barrios, sin refuerzos. ....	60
Tabla 15: Niveles de Voltaje, Demanda máxima, Puerto Barrios, generación integrada.....	60
Tabla 16: Niveles de Voltaje, Suchitepéquez, sin refuerzos.....	61
Tabla 17: Niveles de Voltaje, Chimaltenango, Época Húmeda, sin refuerzos.....	61
Tabla 18: Niveles de Voltaje, Chimaltenango, época seca, sin refuerzos. ....	62
Tabla 19: Niveles de Voltaje, Huehuetenango, 2020-2024. ....	62
Tabla 20: Evaluación de Refuerzos, Petén. ....	68
Tabla 21: Evaluación de Refuerzos, Puerto Barrios. ....	69
Tabla 22: Evaluación de Refuerzos, Suchitepéquez.....	71
Tabla 23: Cargabilidad Transformador Mazatenango. ....	71
Tabla 24: Niveles de Voltaje, Chimaltenango, Demanda Máxima, Época Húmeda, 2020-2024. ....	72
Tabla 25: Niveles de Voltaje, Chimaltenango Demanda Máxima, Época Seca, 2020-2024. ....	72
Tabla 26: Niveles de Voltaje, demanda máxima, Los Encuentros. ....	75
Tabla 27: Niveles de Voltaje, Quetzaltenango, Época Seca y Húmeda, 2025-2029.....	77
Tabla 28: Niveles de Voltaje, Quetzaltenango, Época Húmeda y Seca, 2024-2029.....	77
Tabla 29: Niveles de Voltaje, Quiché, Época Seca y Húmeda, 2025-2029. ....	78
Tabla 30: Niveles de Voltaje, Quetzaltenango, Época Húmeda, 2024-2029. ....	83
Tabla 31: Cargabilidad, Transformador Quetzaltenango. ....	84
Tabla 32: Niveles de Tensión, San Marcos, demanda máxima.....	84
Tabla 33: Niveles de Voltaje, Demanda Máxima, Época Seca, 2030-2034. ....	87
Tabla 34: Niveles de Voltaje, Uspantán, Época Húmeda, 2030-2034. ....	89
Tabla 35: Niveles de Voltaje, Uspantán, Época Seca, 2030-2034.....	89
Tabla 36: Niveles de Cargabilidad, Uspantán, Demanda Máxima y Mínima, 2030-2034. ....	91
Tabla 37: Niveles de Voltaje, Moyuta, Época Húmeda, 2030-2034. ....	91
Tabla 38: Niveles de Voltaje, Moyuta, Época Seca, 2030-2034. ....	91
Tabla 39: Niveles de Cargabilidad, Moyuta, Demanda Máxima y Mínima, 2030-2034.....	93
Tabla 40: Costos refuerzos Petén.....	94
Tabla 41: Costos Puerto Barrios. ....	94
Tabla 42: Costos Suchitepéquez. ....	94
Tabla 39: Costos refuerzos Chimaltenango. ....	94
Tabla 44: Costos refuerzos Quiché. ....	95
Tabla 41: Costos refuerzos Huehuetenango. ....	95
Tabla 46: Costos refuerzos Salcajá. ....	95

Tabla 47: Costos refuerzos Coatepeque. ....	95
Tabla 48: Costos refuerzos Ixcán. ....	95
Tabla 49: Costos refuerzos Costa Sur. ....	96
Tabla 50: Costo refuerzos Oriente. ....	96
Tabla 51: Costos refuerzos Panaluya. ....	96
Tabla 52: Costos refuerzos Covadonga. ....	96
Tabla 53: Costo Total. ....	97
Tabla 54: Resumen Análisis de Pérdidas. ....	98

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Marco jurídico del Subsector Eléctrico. ....	15
Ilustración 2: Portada de la Ley General de Electricidad. ....	16
Ilustración 3: Portada del reglamento de La Ley General de Electricidad. ....	16
Ilustración 4: Portada del reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. ....	17
Ilustración 5: Portada de la Política Energética 2013 – 2027. ....	19
Ilustración 6: Ejes de la Política Energética 2013 2027. ....	19
Ilustración 8: Portada de la Política Energética 2019 – 2050. ....	20
Ilustración 8: Política de Electrificación Rural. ....	21
Ilustración 9: Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032. ....	22
Ilustración 10: Plan Nacional de Energía 2017-2032. ....	23
Ilustración 5: Actores del mercado eléctrico nacional. ....	32
Ilustración 13: Zonas de Autorización. ....	36
Ilustración 14: Red Eléctrica en 230 kV. ....	38
Ilustración 15: Red Eléctrica en 138 Kv. ....	39
Ilustración 16: Red Eléctrica en 69 Kv. ....	40
Ilustración 17: Red Eléctrica Nacional. ....	41
Ilustración 18: PET-1-2009. ....	48
Ilustración 19: PETNAC. ....	51
Ilustración 20: Escenarios de Demanda. ....	56
Ilustración 21: Red de Distribución y Transporte en Petén. ....	59
Ilustración 22: Diagrama Unifilar, Refuerzo Petén. ....	63
Ilustración 23: Diagrama Unifilar, Refuerzo Puerto Barrios. ....	65
Ilustración 24: Diagrama Unifilar, Refuerzo Suchitepéquez. ....	66
Ilustración 25: Diagrama Unifilar, Refuerzo Chimaltenango. ....	66
Ilustración 26: Diagrama Unifilar, Refuerzos Huehuetenango. ....	67
Ilustración 27: Diagrama Unifilar, Refuerzos Los Encuentros. ....	67
Ilustración 28: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos, Quetzaltenango. ....	79
Ilustración 29: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos. ....	80
Ilustración 30: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos Ixcán. ....	81
Ilustración 31: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos. ....	81
Ilustración 32: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos. ....	82
Ilustración 33: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos. ....	82
Ilustración 34: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos. ....	88
Ilustración 35: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos. ....	88

# PRESENTACIÓN

El Gobierno de Guatemala tiene a bien presentar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2020-2034, el cual fue desarrollado tomando en consideración lo planteado en la política energética, el Plan de Desarrollo Katún 2032 y las estrategias orientadas al desarrollo sostenible de nuestro país.

Actualmente, la mayoría de los países promueve el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible, Guatemala no se aleja de dichas pretensiones. Conociendo el carácter transversal que la electricidad tiene sobre el desarrollo productivo y económico de un país, este Gobierno ha visto de vital importancia el desarrollo del sector y el mantenimiento del respeto al marco jurídico que rige al sector.

Somos conscientes del impacto que tiene el diseño de una red de calidad que garantice la seguridad operativa promoviendo la energía eléctrica como un impulsor en la atracción de inversiones en el sector energético del país y por ende el desarrollo económico. Por tales motivos se le da seguimiento a la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte para darle cumplimiento a lo establecido en el marco regulatorio, en cuanto al desarrollo de los planes de expansión del sector eléctrico.

El presente plan de expansión integrará aquellos refuerzos que garanticen el abastecimiento de energía eléctrica promoviendo la seguridad operativa y confiabilidad, previendo cualquier situación ajena a las condiciones normales de operación, garantizando el funcionamiento seguro a pesar de la ocurrencia de estos eventos fortuitos.

Ing. Luis Chang Navarro

**Ministro de Energía y Minas**

## RESUMEN EJECUTIVO

El Gobierno de Guatemala da a conocer el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2020-2034 el cual se desarrolló teniendo como objetivo principal, darles continuidad a los lineamientos establecidos en la Política Energética actual, específicamente a su eje No. 1 "Abastecimiento y uso final de la electricidad".

El presente documento tiene como objetivo recomendar los refuerzos necesarios en la infraestructura de transmisión eléctrica del país para satisfacer la demanda futura, con ello promover la seguridad operativa y la confiabilidad del sistema eléctrico nacional. De acuerdo con lo proyectado en el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación se evaluaron los refuerzos necesarios para evacuar dicha generación hacia los centros de consumo, fortaleciendo la red de transmisión y coadyuvando a la ampliación de la cobertura eléctrica en departamentos con bajo índice de acceso a la electricidad.

Haciendo uso del software NEPLAN en su versión V558, se integró la base de datos del Sistema Nacional Interconectado proporcionada por el Administrador del Mercado Mayorista, la información de demanda y generación proyectada en el Plan Indicativo del Sistema de Generación 2020-2034, evaluando los refuerzos necesarios para el corto, mediano y largo plazo en la red de transmisión eléctrica del país.

La sección 1 del presente documento contiene información acerca del marco regulatorio del país, el fundamento legal del presente documento, la situación macroeconómica de Guatemala, el estado actual de la red de transmisión eléctrica del país y el avance de los proyectos adjudicados mediante licitación e información relevante del sector.

En la sección 2 se presentan la prospectiva de la red eléctrica. Derivado de los análisis realizados, se identificaron las zonas geográficas que necesitaban ser reforzadas, por lo que se propone la construcción de refuerzos en las siguientes regiones:

Tabla 1: Resumen de Obras.

Período	Ubicación geográfica (departamentos)	No. de subestaciones nuevas	No. de líneas de transmisión
2020-2024	Izabal, Petén, Suchitepéquez, Chimaltenango, Huehuetenango	7	10
2025-2029	Quetzaltenango, Quiché, Huehuetenango, Guatemala, Escuintla, Retalhuleu, Santa Rosa Alta Verapaz, San Marcos.	4	11
2020-2034	Chiquimula, Jutiapa, Quiché	1	2
<b>TOTAL</b>		<b>12</b>	<b>23</b>

Las propuestas de refuerzo descritas en la Sección 2, brindan confiabilidad al Sistema Nacional Interconectado ante la ocurrencia de fallas, así mismo, brinda seguridad en el suministro eléctrico y se mejora la calidad de este en las regiones: sur, nororiental,

noroccidental y la región norte, que depende de generación forzada y compensación reactiva para su operación.

Se propone el fortalecimiento de la red en 230 kV de la región norte del país para posibles proyectos de interconexión regional o proyectos de generación por medio de gas natural. Para la región nororiental se evaluó el impacto que tendría en la red de transmisión eléctrica del país las plantas de generación térmica, solar y fotovoltaica proyectadas proponiendo refuerzos necesarios para la evacuación de dicha generación y que contribuirán al fortalecimiento de la interconexión con el Mercado Eléctrico Regional, promoviendo la integración energética regional con los países vecinos interconectados por medio del SIEPAC.

Como parte de los resultados se determinó que para el horizonte del presente plan se estima una reducción en pérdidas de 166,892MWh. Dicho ahorro en pérdidas también evita la liberación de 66,857 Ton CO2 equivalente, contribuyendo así a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero.

Posterior a la presentación del Plan de Expansión del Sistema de Transporte PET 2020-2034 La Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- será la encargada de definir las obras del presente Plan que forman parte del sistema principal y que son necesarias dentro de los dos próximos años, cuyas condiciones permitirán que las obras calificadas como tal sean objeto de licitación.

# 1. INTRODUCCIÓN

La historia del uso de electricidad en el mundo ha demostrado su importancia en el desarrollo productivo en la economía de un país; debido a su naturaleza y facilidad de conversión, la electricidad juega un rol fundamental sobre todos los sectores productivos de una nación, esto nos lleva a inferir que el acceso a la electricidad tiene una influencia fundamental en el desarrollo de un país y por lo tanto la correcta planificación de la infraestructura para abastecer la demanda futura debe ser un punto obligatorio en cualquier agenda de desarrollo.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM), como ente rector del subsector eléctrico de Guatemala a través de su órgano técnico especializado, la Unidad de Planeación Energético Minero y dando cumplimiento a la legislación vigente del país y del subsector eléctrico, presenta el Plan de Expansión del Sistema de Transporte con una visión de largo plazo para dar cumplimiento a los objetivos y metas de la Política Energética.

El presente documento está compuesto por dos secciones, la primera sección contiene la información necesaria para contextualizar al lector acerca del Plan de Expansión del Sistema de Transporte en Guatemala; la segunda sección describe la información utilizada directamente en el desarrollo del presente plan de expansión, posteriormente se presentan los resultados obtenidos tras el análisis técnico y de costo-beneficio de la expansión de la red.

La primera sección contiene información acerca del contexto económico del país; marco regulatorio; variables y estructura del sector eléctrico; compromisos, metas y objetivos. La segunda sección contiene la situación actual de la red de transmisión; premisas y metodología utilizadas para el desarrollo analítico; escenarios de demandas; refuerzos de corto, mediano y largo plazo; estimación de costos de los refuerzos y análisis de pérdidas.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones de planificación para el Sistema Nacional Interconectado

## 2. MARCO REGULATORIO

El subsector eléctrico se encuentra organizado y operante bajo un marco político y jurídico compuesto por leyes, reglamentos, normas y políticas descritos en el siguiente esquema:

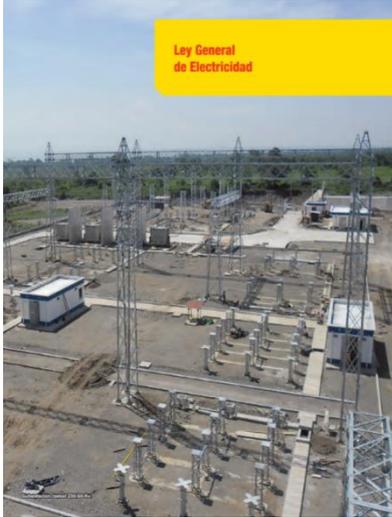
Ilustración 1: Marco jurídico del Subsector Eléctrico.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

## 2.1 Ley General de Electricidad y sus Reglamentos

Ilustración 2: Portada de la Ley General de Electricidad.



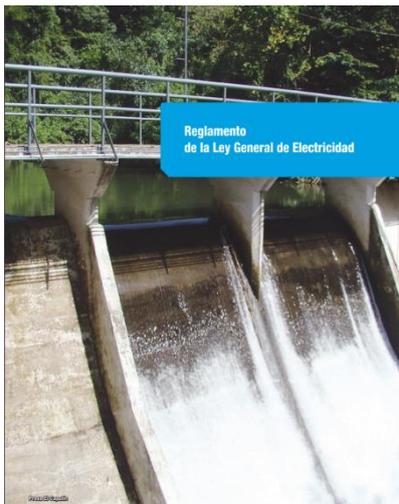
La Ley General de Electricidad fue aprobada por medio del Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, y fue implementada para el desarrollo y aseguramiento del sistema eléctrico nacional.

Esta ley establece los mecanismos que rigen y monitorean las actividades del mercado eléctrico, que está conformado por las actividades de generación, comercialización, transporte, distribución y consumo de electricidad.

Fuente: Ley General de Electricidad, CNEE.

## 2.2 Reglamento de la Ley General de Electricidad

Ilustración 3: Portada del reglamento de La Ley General de Electricidad.



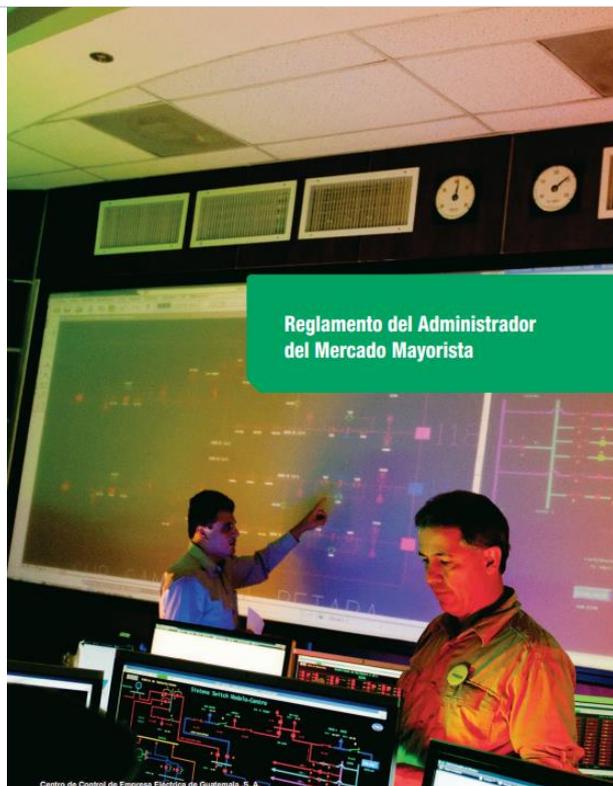
Mediante el Acuerdo Gubernativo No. 256-97, se oficializa el Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), atendiendo así al artículo 4 de las disposiciones transitorias de la Ley General de Electricidad. La finalidad del RLGE consiste en reglamentar las normas necesarias para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad.

En el artículo 54 del presente Reglamento se establece el procedimiento para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, actores involucradas y fechas de presentación.

Fuente: Reglamento de la Ley General de Electricidad, CNEE.

## 2.3 Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Ilustración 4: Portada del reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.



Fuente: Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, CNNE.

Posteriormente, el presidente de la República firma el Acuerdo Gubernativo No. 299-98, el cual permite la entrada en vigor del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM), siendo este la respuesta atendiendo al artículo 38 del RLGE, donde se instruye al Ministerio de Energía y Minas elaborar el reglamento específico que regule el funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista.

El artículo 15 Bis del RAMM, instruye el procedimiento respectivo para la elaboración del Plan de Expansión de Generación, debiendo ser elaborado a cada 2 años, con un horizonte de estudio mínimo de 10 años; siendo presentado al AMM y la CNEE antes del 30 de septiembre de cada año de elaboración, y publicado oficialmente por el MEM antes de finalizar la primera quincena de enero del año respectivo a su publicación.

### 3. FUNDAMENTO LEGAL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

El desarrollo del Plan de Expansión del Sistema de Transporte está contemplado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, Artículo 54. Órgano Técnico Especializado y Plan de Expansión del Sistema de Transporte. (Adicionado por el artículo 10, Acuerdo Gubernativo No.68-2007).

En el artículo en mención se establece que El Ministerio a través de un órgano técnico especializado, y con participación de las instituciones que intervienen en el sub-sector eléctrico, elaborará el Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

Asimismo, se establece que el Plan de Expansión del Sistema de Transporte deberá ser elaborado cada 2 años, con un horizonte de estudio mínimo de 10 años.

### 4. DIRECTRICES

#### 4.1 Política Energética 2013-2027

En respuesta al artículo 3 de la Ley General de Electricidad, el 15 de febrero del año 2013, mediante el Acuerdo Gubernativo 80-2013, se hace oficial la Política Energética 2013-2027, los esfuerzos de esta se centran en fortalecer las condiciones del país para que sea más competitivo, eficiente y sostenible en el uso y aprovechamiento de los recursos, dirigido hacia la conservación de las reservas estratégicas nacionales, la satisfacción de necesidades y el desarrollo tecnológico.

Además, el impulso espacios de diálogo interinstitucional que permitan diligenciar en el marco democrático las iniciativas de desarrollo social y económico, con lo cual se pretende garantizar una visión integral en su implementación, seguimiento y evaluación, además priorizando el uso de energías limpias, amigables con el medio ambiente para el consumo nacional.

Ilustración 5: Portada de la Política Energética 2013 – 2027.



Ilustración 6: Ejes de la Política Energética 2013 2027.



FUENTE: POLÍTICA ENERGÉTICA 2013 – 2027, MEM.

Para efectos del presente plan, se toman en consideración los objetivos, acciones y metas formulados dentro del primer eje "Seguridad y Abastecimiento de electricidad a precios competitivos", y del cuarto eje "Ahorro y uso eficiente de la energía".

## 4.2 Política Energética 2019-2050

Ilustración 7: Portada de la Política Energética 2019 – 2050.



La Política Energética 2019 – 2050 presenta la ratificación de las metas en proceso de cumplimiento de la política energética 2013 – 2027, así como la formulación de nuevos objetivos y metas sectoriales que deben ser desarrollados por el Ministerio.

FUENTE: POLÍTICA ENERGÉTICA 2019 – 2050, MEM.

La estructura de esta política ha sido formulada de la siguiente forma:

Tabla 2: Composición de sectores de consumo y ejes transversales, Política Energética 2019 – 2050.

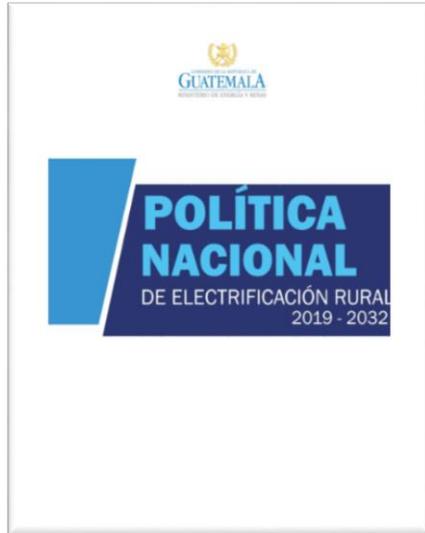
Sectores de consumo		Ejes Transversales			
Residencial	Abastecimiento y Uso final de electricidad	Abastecimiento y Uso final de combustibles	Eficiencia Energética	Desarrollo Sostenible	Consumo de Leña
Industria					
Movilidad y Transporte					
Comercio, Servicios e Institucionalidad					
Industria Energética					

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, CON INFORMACIÓN DE POLÍTICA ENERGÉTICA 2019 – 2050, MEM.

Es importante resaltar que esta Política cuenta con un total de 66 acciones propiciadas en la matriz de sectores de consumo (filas) y ejes transversales (columnas).

### 4.3 Política de Electrificación Rural

Ilustración 8: Política de Electrificación Rural.



Esta política busca el incremento de los usuarios con acceso a la electricidad de forma sostenible en el tiempo; aumentando la cobertura eléctrica considerando la implementación de nuevas tecnologías de abastecimiento e identificando las áreas a electrificar a través de una metodología que permita establecer los proyectos prioritarios, incentivando la productividad local mediante proyectos de electrificación.

La presente política orientará los principios y directrices que fundamentarán los planes, estrategias y acciones que se realizarán para garantizar el suministro eléctrico a cerca de 1.3 millones de guatemaltecos que actualmente no cuentan con este servicio.

La política establece objetivos, acciones y actores que deberán desarrollarse con la intención de aumentar el índice de cobertura eléctrica de forma sostenible.

#### 4.4 Katún

El Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032, propone una visión común de país, con confianza en un futuro mejor y diferente, en la cual considera mejorar la calidad de vida de los habitantes prestando de manera eficiente los servicios básicos, dentro de los cuales se toma en cuenta la energía, que dicho servicio tenga buena calidad y que ayude a contribuir con el desarrollo en el país.

Se establece que la energía es un componente central de sostenibilidad del desarrollo del país dentro los próximos veinte años.

Por lo que para el año 2032, se considera que las acciones establecidas por el Estado en el tema energético a través de políticas de gobierno serán concebidas en el contexto de propuestas integrales de desarrollo para la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables y estarán relacionadas con las dimensiones sociales, económicas y ambientales del desarrollo de medios de vidas sostenibles.

*Ilustración 9: Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032.*



FUENTE: SECRETARÍA DE PLANIFICACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LA PRESIDENCIA-SEGEPLAN.

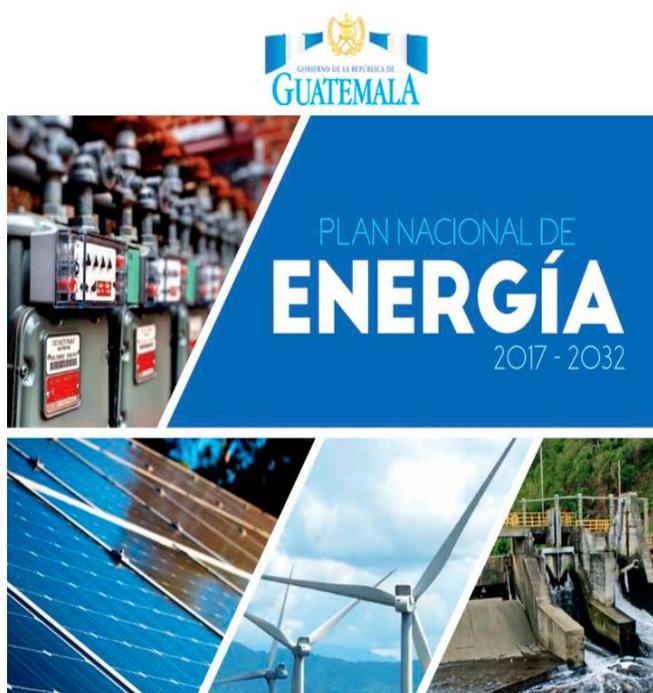
## 4.5 Plan Nacional de Energía 2017-2032

El objetivo principal del Plan Nacional de Energía, es apoyar los esfuerzos de país para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) promoviendo el uso de tecnologías para la eficiencia y el ahorro energético; priorizando el uso de fuentes de energía renovable de manera sostenible para diversificar la matriz de generación de energía eléctrica, así como la sustitución del uso de leña por nuevas fuentes energéticas y tecnológicas, de tal manera que se obtengan beneficios para mejorar las condiciones ambientales utilizando fuentes con bajas emisiones de GEI.

Para dar cumplimiento a las metas de reducción de emisiones, dentro del sector energía, el Plan Nacional de Energía, plantea tres ejes estratégicos:

- 1) Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales.
- 2) Eficiencia y Ahorro Energético.
- 3) Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

Ilustración 10: Plan Nacional de Energía 2017-2032.



El segundo eje del Plan Nacional de Energía fortalece los objetivos y acciones del cuarto eje de la Política Energética 2013-2027, para fomentar el uso eficiente de los consumos energéticos en los sectores residencial, comercial, institucional y comercial del país. El plan también hace énfasis en los mecanismos de implementación existentes y nuevas metodologías para el Ahorro y Uso Eficiente de la Energía. (Ministerio de Energía y Minas, 2017).

Adicionalmente, la acción 1 del segundo eje del Plan Nacional de Energía, establece que el Ministerio de Energía y Minas, elaborará el Plan Nacional de Eficiencia Energética con la finalidad proveer los lineamientos que fomenten el ahorro y uso eficiente de la energía.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2017.

## 4.6 Plan de Eficiencia Energética 2019-2032

El Plan Nacional de Eficiencia Energética caracteriza los sectores de demanda de energía del país, en los grupos residencial, industrial, transporte, comercio y servicios; buscando demostrar los puntos de mayor demanda de energía y de la misma forma identificar los mayores índices de crecimiento anual para esta.

Las acciones planteadas pretenden lograr una mejora en los hábitos de consumos de energéticos convencionales; a través de la correcta aplicación de una legislación energética, la adaptación de normativas que den forma al mercado de consumidores y un cambio de conducta cultural hacia la utilización final de la energía.

Ilustración 11: Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019-2032.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2017.

Los principios rectores de este Plan son Legislación, Normalización y Cultura, los cuales son atendidos bajo los siguientes objetivos:

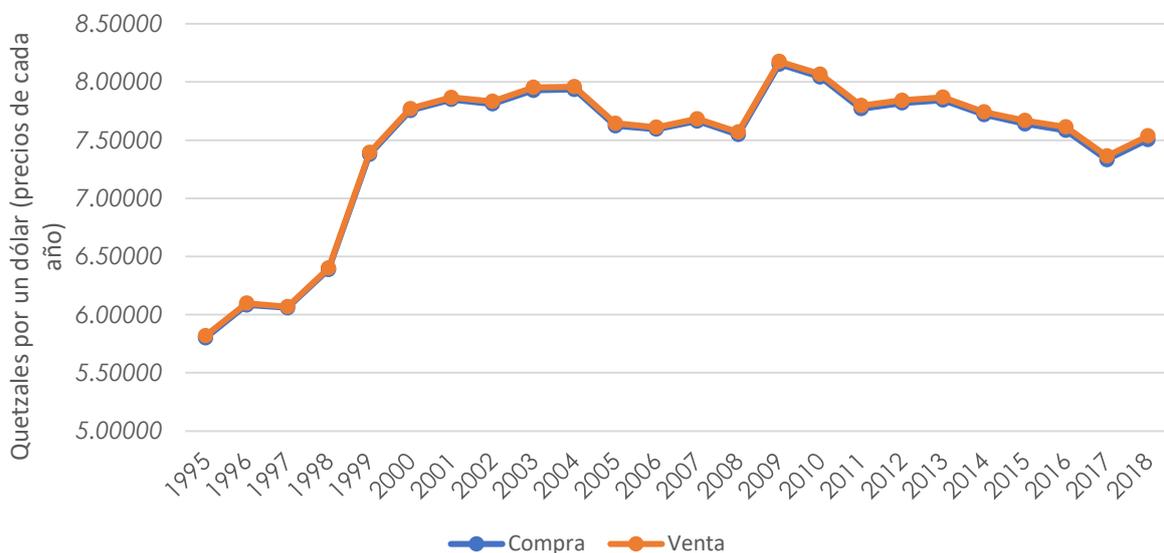
- Obtener una meta de energía evitada para el periodo 2019-2032, priorizando el ahorro energético, limitando la utilización y consumo de energía proveniente de diversas fuentes, a través de la eficiencia energética.
- Alcanzar los objetivos de eficiencia energética descritos en el cuarto eje de la Política Energética 2013-2027.
- Apoyar los objetivos planteados en el Plan Nacional de Energía, en su segundo eje "Eficiencia y Ahorro Energético" alcanzando la reducción de consumos energéticos y de GEI.

## 5. SITUACIÓN MACROECONÓMICA DEL PAÍS

### 5.1 Tipo de Cambio

En la gráfica 1 se muestra el comportamiento que ha tenido el tipo de cambio del quetzal ante el dólar, se puede observar que se ha mantenido en valores estables, a excepción del período 2008 al 2009 debido a la crisis económica mundial. Recientemente la devaluación del dólar del año 2017 involucró la política monetaria y fiscal adoptada por los Estados Unidos, sin embargo, al considerar los intereses del sector exportador guatemalteco, el Banco de Guatemala adoptó políticas monetarias y cambiarias que permitieron estabilizar el tipo de cambio alrededor de 7.5 quetzales por cada dólar comprado en 2018 (cambiarlo en moneda corriente).

Gráfica 1: Tipo de Cambio del Quetzal ante el Dólar (Período 1995-2018).



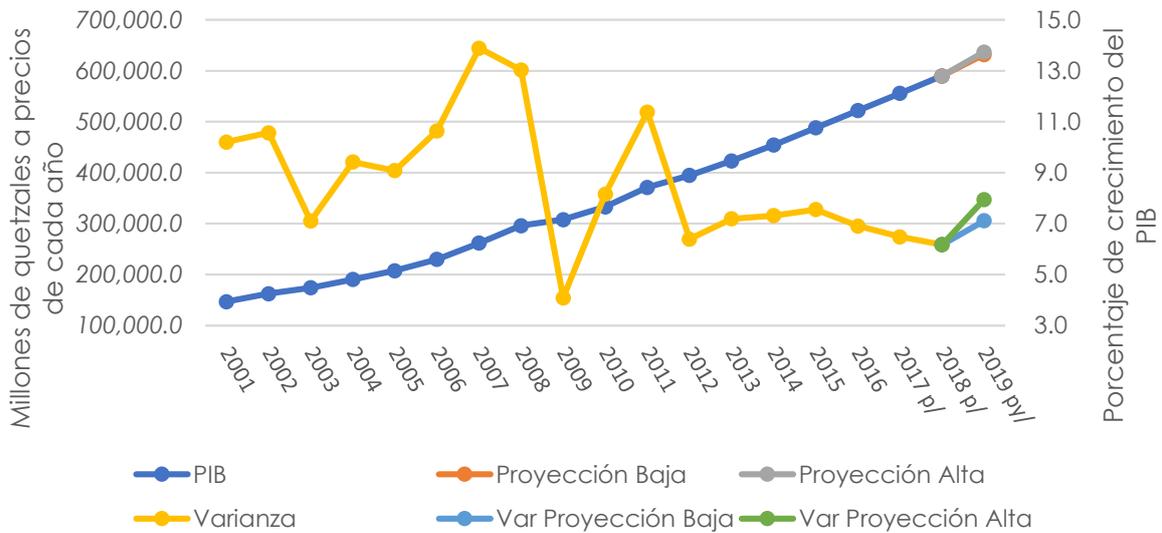
FUENTE: BANCO DE GUATEMALA, [www.banguata.gob.gt](http://www.banguata.gob.gt).

### 5.2 PIB

Según el Banco de Guatemala, para el año 2018 se tuvo un producto interno bruto (PIB) estimado en 589,959.8 millones de quetzales a precios de ese año, reflejando un crecimiento del 6.2% respecto del año anterior. Para el año 2019, se proyectan dos escenarios para moneda corriente:

- ✓ Proyección para escenario de crecimiento alto: 7.9%
- ✓ Proyección para escenario de crecimiento bajo: 7.1%

Gráfica 2: Producto interno bruto, a precios de cada año.

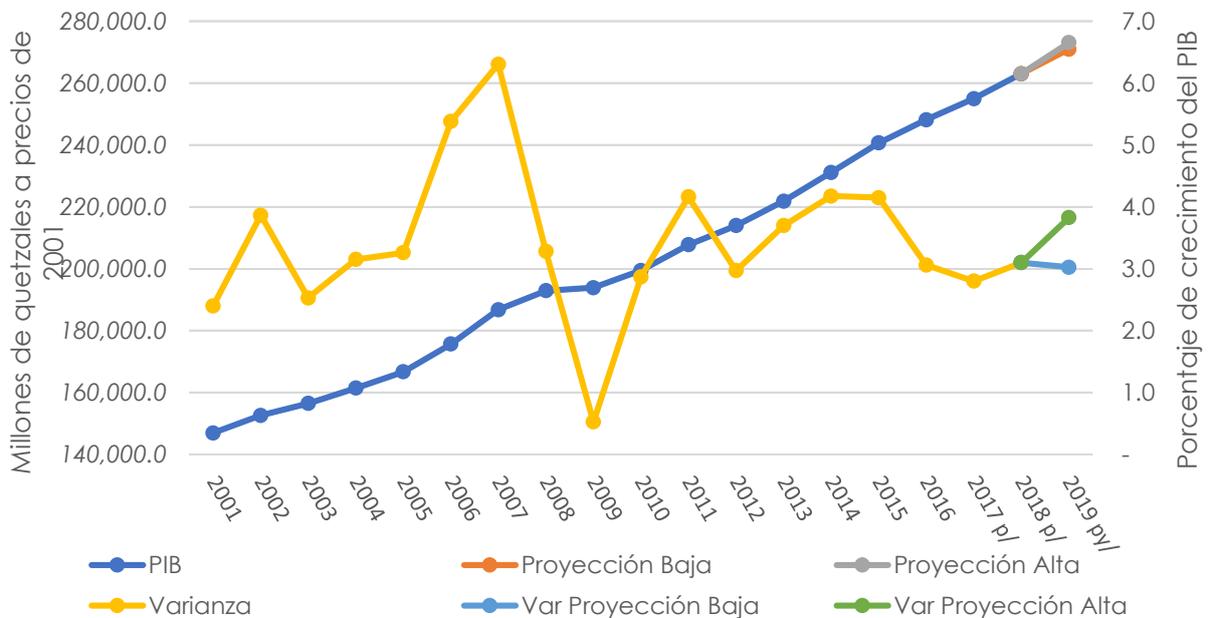


FUENTE: BANCO DE GUATEMALA, [www.banguat.gob.gt](http://www.banguat.gob.gt)

Para comparar el crecimiento económico tomando como referencia el precio del quetzal en 2001, para el año 2018 se tuvo un PIB estimado de 262,998.2 millones de quetzales a precios de 2001, con un crecimiento de 3.1% respecto al año anterior. Para los precios de moneda constante, se proyectan dos escenarios:

- Proyección para escenario de crecimiento alto: 3.8%
- Proyección para escenario de crecimiento bajo: 3.0%

Gráfica 3: Producto interno bruto, a precios de 2001.

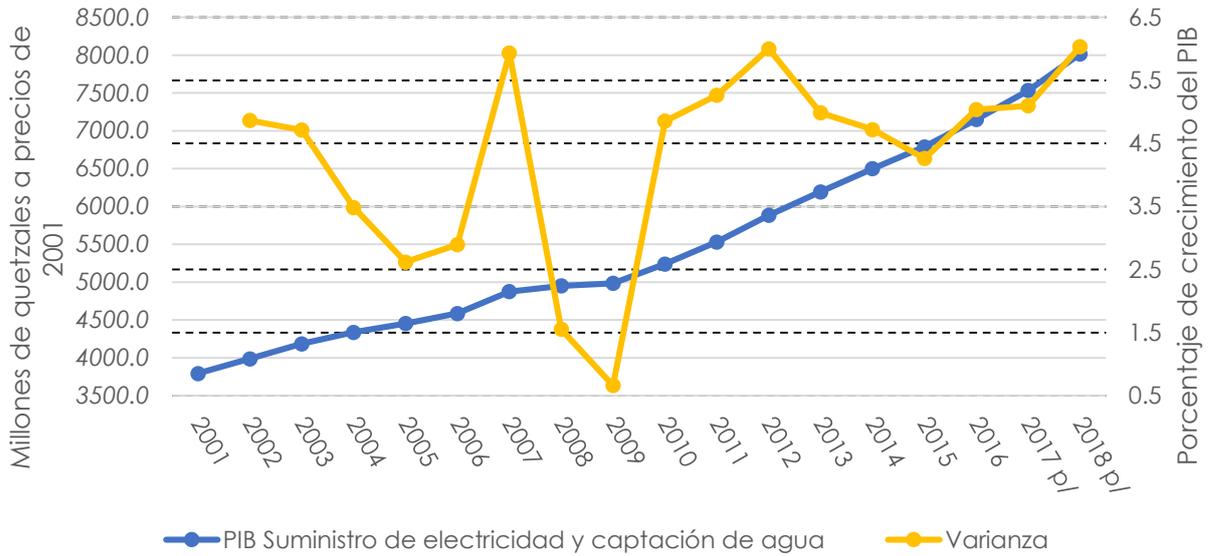


FUENTE: BANCO DE GUATEMALA, [www.banguat.gob.gt](http://www.banguat.gob.gt)

### 5.3 Tasas de crecimiento por sector de producción

Al analizar el PIB por actividad de producción, el crecimiento del sector de suministro de electricidad y agua se mantiene en el 2018, con un valor estimado de 8,017.2 millones de quetzales a precios de 2001, siendo éste un crecimiento del 6.04%, respecto del año anterior.

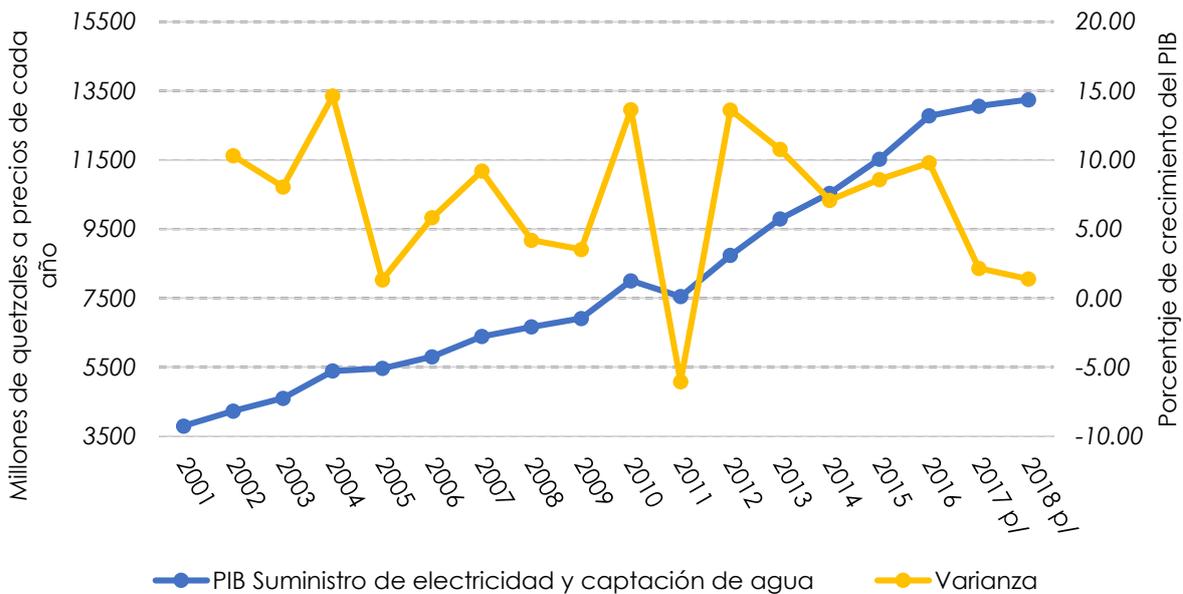
Gráfica 4: PIB a precios de 2001, del sector de suministro de electricidad y agua.



FUENTE: BANCO DE GUATEMALA, [www.banguat.gob.gt](http://www.banguat.gob.gt)

A precios de cada año, el crecimiento del sector de suministro de electricidad y agua en 2018 se estima en 13,244.3 millones de quetzales, con un crecimiento del 1.38% respecto del año anterior.

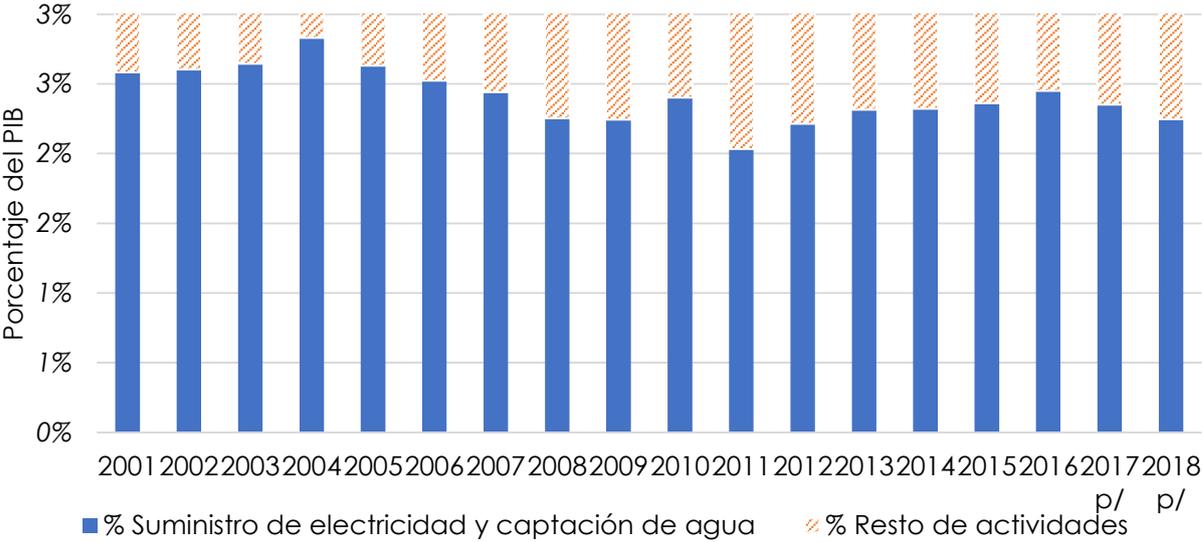
Gráfica 5: PIB a precios de cada año, del sector de suministro de electricidad y agua.



FUENTE: BANCO DE GUATEMALA, [www.banguat.gob.gt](http://www.banguat.gob.gt)

La participación de este sector en el PIB global de la nación disminuyó ligeramente en 2018, a un 2.24%, tomando en cuenta el PIB a precios de cada año. Esta disminución en la participación se debe al incremento en la participación de otras actividades económicas, en especial del sector de construcción y servicios. La participación de la industria energética encargada del suministro de electricidad en la economía impacta indirectamente en la producción industrial de otros bienes y servicios, por lo que se espera mantener una participación cercana al 2.5% en 2019.

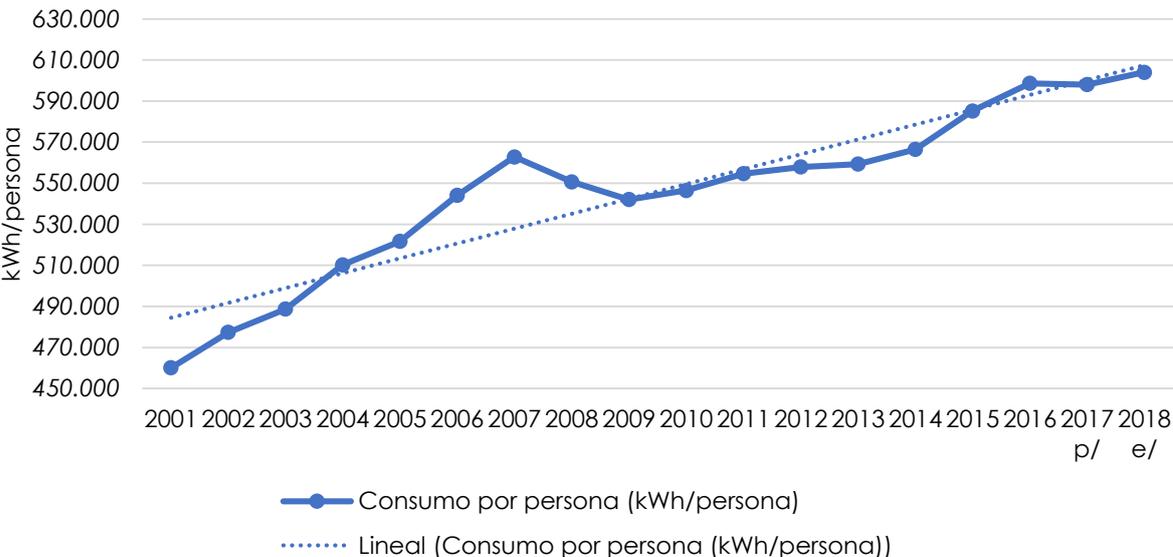
Gráfica 6: Porcentaje de participación en el PIB de Guatemala.



FUENTE: BANCO DE GUATEMALA, [www.banquat.gob.gt](http://www.banquat.gob.gt)

La estimación del consumo de energía eléctrica por persona, Gráfica 7, es un indicador anual resultado de relacionar la demanda de electricidad con la población de Guatemala, siendo para Guatemala un crecimiento constante desde 2001. Para 2018, se estima en 604.02 kWh/persona.

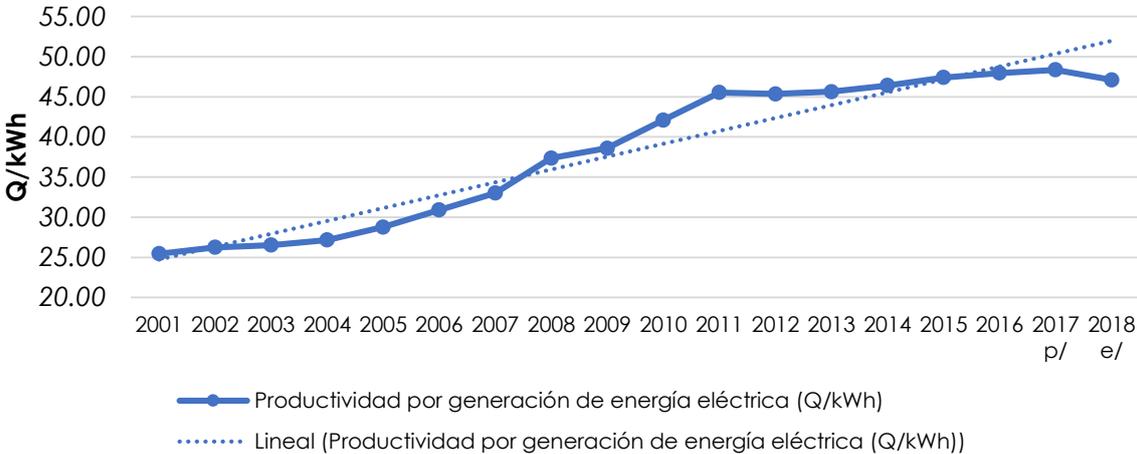
Gráfica 7: Consumo de energía eléctrica por persona.



FUENTE: AMM, INE, MEM.

La productividad por generación eléctrica estima la participación en el producto interno bruto con moneda corriente de cada kWh generado en el país, siendo para 2018 un estimado de 47.11 quetzales por kWh. Esto significa que se produjo un menor impacto económico por cada kWh generado en 2018 comparado con 2017.

Gráfica 8: Productividad por generación de energía eléctrica.

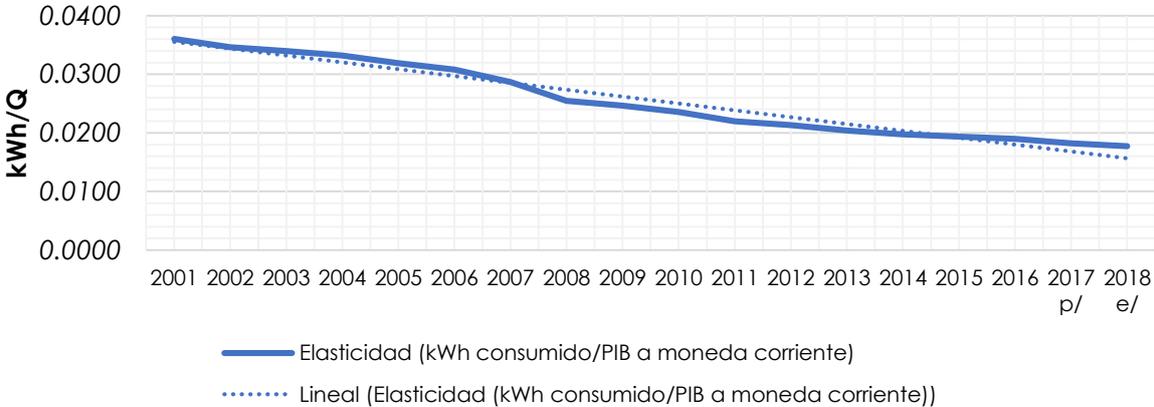


FUENTE: AMM, BANGUAT, MEM.

La Gráfica 8 presenta la intensidad energética específica del subsector eléctrico con la producción local, podemos observar que la generación eléctrica, saludable económicamente debido a las exportaciones de electricidad al Mercado Eléctrico Regional y al Mercado Mayorista Mexicano, se ha constituido en una materia prima y no en un producto de valor agregado que impacte el crecimiento del producto interno bruto.

La Gráfica 9 ilustra el histórico de elasticidad; esta es la relación entre la demanda de energía con el producto interno bruto a moneda corriente, indicando el consumo de electricidad necesario para alcanzar un nivel de actividad económica, en 2018 por cada 0.0177 kWh que se consumió se obtuvo un quetzal de producción, lo cual indica que la producción guatemalteca continúa mejorando en la eficiencia con la cual provee bienes y servicios.

Gráfica 9: Elasticidad.

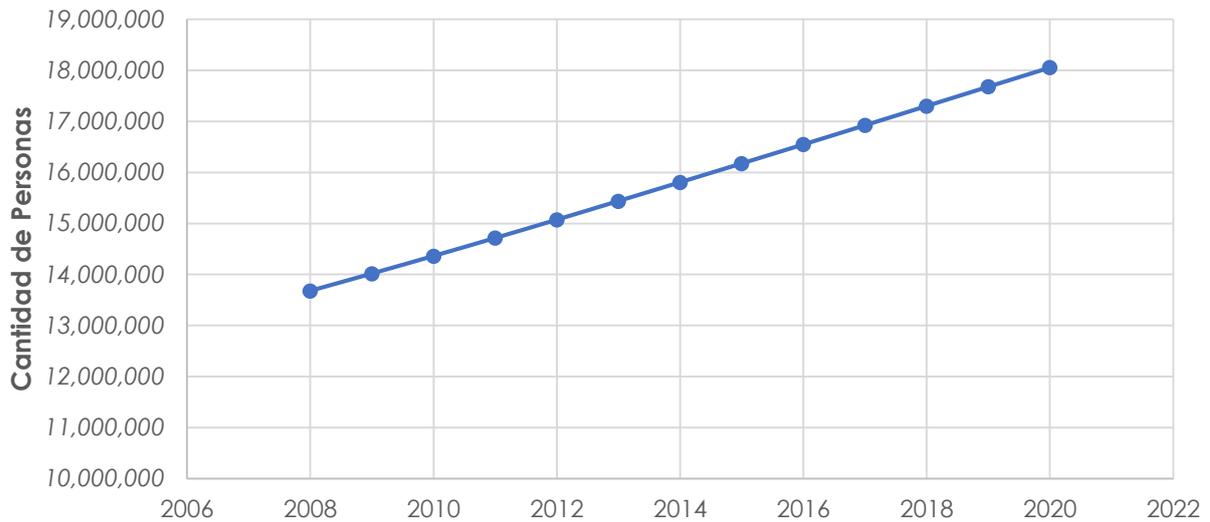


FUENTE: AMM, BANGUAT, MEM.

## 6. POBLACIÓN

Según estimaciones del censo 2018, hoy Guatemala cuenta con 14,901,286 personas viviendo en el país. La ilustración 10 presenta el historial de población desglosado por año.

Gráfica 10: Población y Crecimiento.



Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas, INE.

De acuerdo con estimaciones del Instituto Nacional de Estadísticas, se estiman que para el año 2020 Guatemala posea una población de 18,055,025. Es importante mencionar que los censos nacionales contabilizan a las personas viviendo en el país. La mayor parte de la población se ha concentrado en el departamento de Guatemala siendo este la capital del país. Este comportamiento ha sido así históricamente y se estima que se mantenga en los próximos años.

Del censo 2018 también se determina que en promedio en Guatemala cada hogar este compuesto por 4.5 personas. La proyección de población es un insumo indispensable para el desarrollo del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, dado que es una variable que está directamente correlacionada con la demanda de potencia, factor determinante en la toma de decisiones para la expansión de la infraestructura eléctrica.

## 7. ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD

Guatemala realizó el censo 2018, a partir de la cual se determinó el índice de acceso a la electricidad. Producto de dicha información se estimó que actualmente el 91.23% de los hogares posee acceso a la electricidad, a pesar de ser un número bajo, el porcentaje restante de población sin electrificar son aquellas viviendas cuyas condiciones de factibilidad para el desarrollo de infraestructura eléctrica son complicadas; condiciones tales como dispersión de la demanda, demandas bajas, difícil acceso, entre otras. Estas condiciones dificultan la tarea de construcción de nueva infraestructura. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**<sup>3</sup> se presentan los índices de acceso a la electricidad desglosados por departamento. Se observa que Alta Verapaz es el departamento con menor índice de acceso a la electricidad.

Tabla 3: Índice de Acceso a la Electricidad, año 2018.

Etiquetas de fila	Viviendas	Usuarios con Acceso a la Electricidad	Índice de Acceso a la Electricidad
<b>Alta Verapaz</b>	228446	147594	64,61%
<b>Baja Verapaz</b>	68003	57233	84,16%
<b>Chimaltenango</b>	126803	122031	96,24%
<b>Chiquimula</b>	90917	75747	83,31%
<b>El Progreso</b>	44213	41466	93,79%
<b>Escuintla</b>	184274	178444	96,84%
<b>Guatemala</b>	752843	746417	99,15%
<b>Huehuetenango</b>	226029	195500	86,49%
<b>Izabal</b>	94786	81417	85,90%
<b>Jalapa</b>	73468	65068	88,57%
<b>Jutiapa</b>	116767	107744	92,27%
<b>Petén</b>	124650	104929	84,18%
<b>Quetzaltenango</b>	174830	167988	96,09%
<b>Quiché</b>	170442	146621	86,02%
<b>Retalhuleu</b>	73712	69343	94,07%
<b>Sacatepéquez</b>	76967	76230	99,04%
<b>San Marcos</b>	203694	187805	92,20%
<b>Santa Rosa</b>	98292	91066	92,65%
<b>Sololá</b>	85607	81499	95,20%
<b>Suchitepéquez</b>	124226	116733	93,97%
<b>Totonicapán</b>	77530	73573	94,90%
<b>Zacapa</b>	59432	54045	90,94%

Fuente: Elaboración propia a partir de información del Censo 2018.

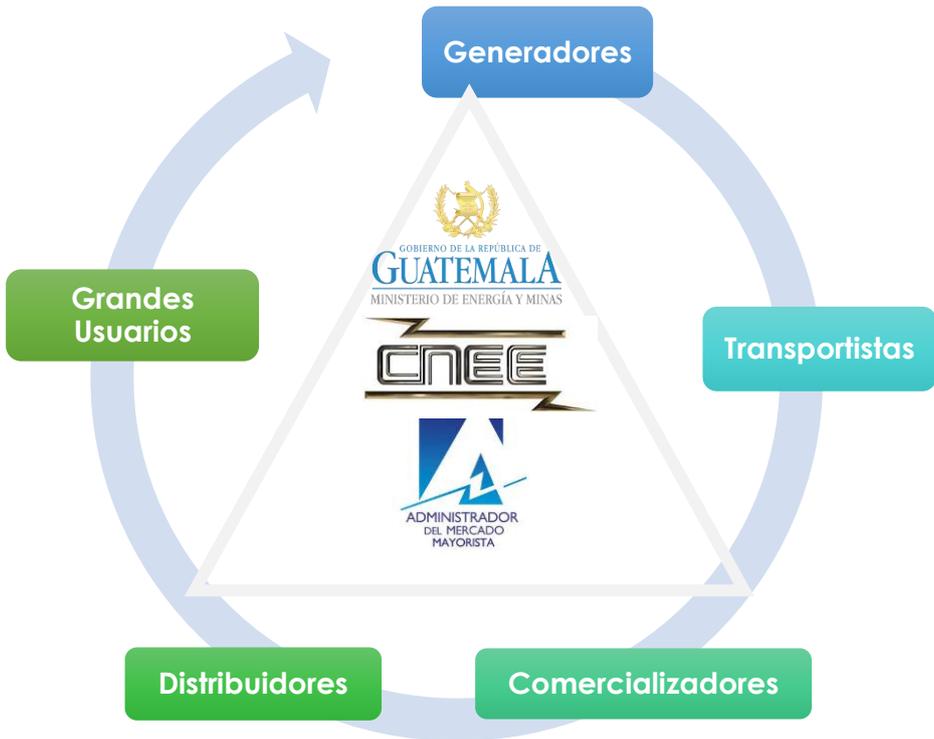
# 8. MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA

El mercado eléctrico en Guatemala ha tenido un desarrollo importante a partir de la apertura del sector a la inversión privado. Producto de ello aparecen nuevas figuras como el comercializador que aportan al mercado una mayor dinámica en cuanto a temas de comercialización de la energía y potencia.

## 8.1 Actores y agentes

La ilustración 12 expone a los agentes participantes dentro del sub-sector eléctrico nacional, en la esfera central se presenta al Ministerio de Energía y Minas, como en Rector; la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como en Regulador; el Administrador del Mercado Mayorista, como en Operador. En los siguientes apartados se describen las funciones de cada ente citado.

Ilustración 12: Actores del mercado eléctrico nacional.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

## 8.2 Ministerio de Energía y Minas

Es el órgano del Estado responsable de aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. De igual forma, es el encargado de exponer y organizar las políticas, planes de estado y programas indicativos relativos al subsector eléctrico y al subsector de hidrocarburos, así como la explotación de los recursos Mineros.

El Ministerio, en el subsector eléctrico, dentro de sus funciones se destacan:

- ✓ Otorgar autorizaciones para uso de bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte y distribución final de electricidad.
- ✓ Elaboración informes de evaluación socioeconómica, que es un requisito indispensable para que se pueda gestionar el financiamiento parcial o total de proyectos de electrificación rural, de las instituciones que ejecutan los proyectos anteriormente citados.
- ✓ Inscripción y actualización de Grandes Usuarios y Agentes del Mercado Mayorista.
- ✓ La promoción del desarrollo de proyectos de energía renovable y calificar proyectos de fuentes renovables de energía, al amparo de la ley de incentivos.

## 8.3 Comisión Nacional De Energía Eléctrica (CNEE)

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada por la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996, como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones descritas en el artículo 4:

- ✓ Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- ✓ Definir las tarifas de transmisión y distribución, de acuerdo a la Ley General de Electricidad, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- ✓ Arbitrar las controversias entre los agentes del subsector eléctrico actuando como mediador entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo.
- ✓ Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas, así como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo establecido en la ley y su reglamento.

## 8.4 Administrador Del Mercado Mayorista (AMM)

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista, cuyas funciones principales son:

- ✓ La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- ✓ Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre sus agentes, cuando estas no corresponden a contratos de largo plazo libremente pactados.
- ✓ Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país, así como la de crear las disposiciones generales para la operación de los agentes del mercado mayorista.

## 9. AGENTES TRANSPORTISTAS

La separación de funciones exigidas en la Ley General de Electricidad da como resultado la aparición de diversos Agentes, para la situación de interés a continuación se presenta el listado de Agentes Transportistas autorizados hasta la fecha de elaboración del plan. En total existen 17 Agentes autorizados para prestar el servicio de transmisión de energía eléctrica.

Tabla 4: Agentes Transportistas.

No.	AGENTES TRANSPORTISTAS
1	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE
2	Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima
3	Orazul Energy Guatemala Transco, Limitada
4	Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima
5	Transporte de Electricidad de Occidente
6	Empresa Propietaria de la Red, Sociedad Anónima
7	Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima
8	Transmisión de Energía, Sociedad Anónima
9	Transportadora de Energía de Centroamérica, Sociedad Anónima
10	Transportes Eléctricos del Sur, Sociedad Anónima
11	Transfosur, Sociedad Anónima
12	Transporte de Energía Alternativa, Sociedad Anónima
13	EEB Ingeniería y Servicios, Sociedad Anónima
14	Transporte de Energía Eléctrica del Norte, Sociedad Anónima
15	TREEGSA
16	FERSA, Sociedad Anónima
17	Electricidad y Transporte, Sociedad Anónima

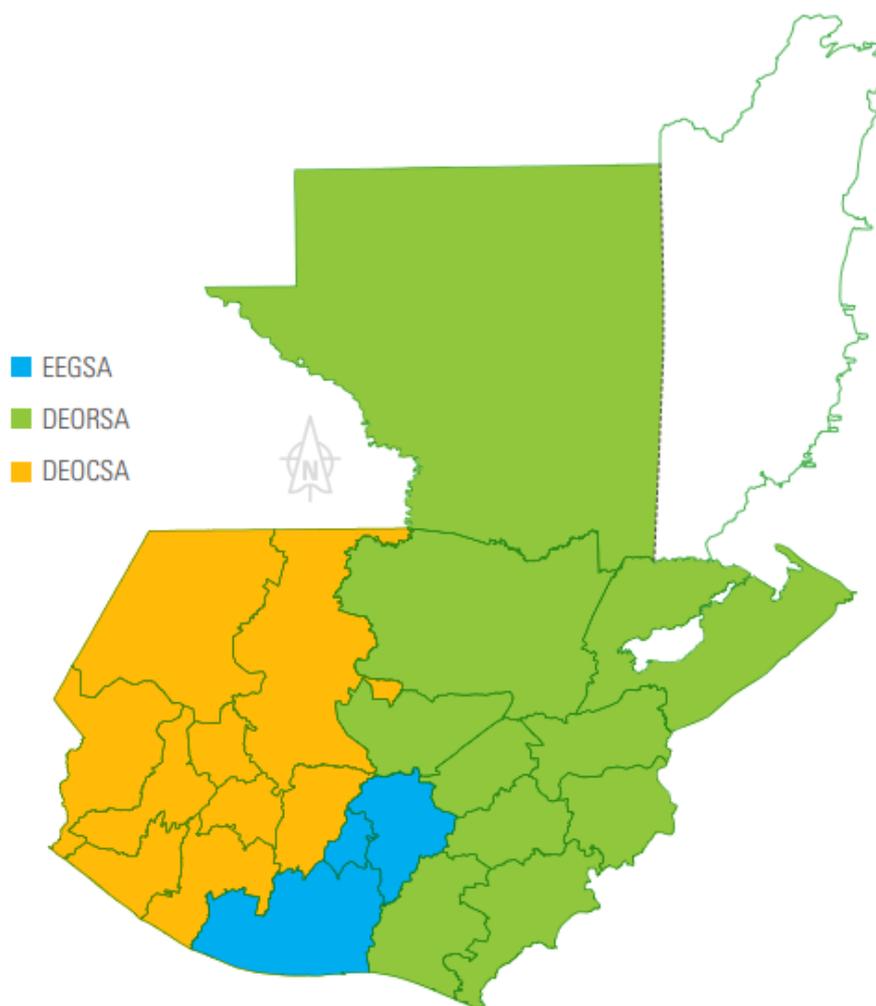
Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas.

Es importante mencionar que Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima es el agente transportista adjudicado para la construcción del PET-1-2009. La construcción del proyecto PET NAC 2014 está bajo la responsabilidad de las siguientes transportistas: Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima y FERSA.

## 10. DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

En Guatemala la función de la distribución de la energía eléctrica es desarrollada principalmente por tres agentes distribuidores: Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima -EEGSA-; Distribuidora de Electricidad de Oriente -DEORSA- y Distribuidora de Electricidad de Occidente -DEOCSA-. La ilustración 13 muestra las regiones de autorización de cada Agente Distribuidor.

Ilustración 13: Zonas de Autorización.



Fuente: Elaboración Propia.

No obstante, dichas distribuidoras no presentan exclusividad en la prestación del servicio de distribución. Actualmente existen empresas eléctricas municipales que también realizan la prestación de este servicio. La tabla 5 describe las Empresas Eléctricas Municipales que actualmente prestan el servicio en mención.

Tabla 5: Empresas Eléctricas Municipales.

No	EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL
1	Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango
2	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos
3	Empresa Eléctrica Municipal Rural de Electricidad, Ixcán
4	Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu
5	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos
6	Empresa Eléctrica Municipal "Río Yulshác" de Santa Eulalia
7	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán
8	Empresa Eléctrica de Guastatoya
9	Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa
10	Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj
11	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios
12	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula
13	Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa
14	Empresa Eléctrica Municipal de Zacualpa
15	Empresa Eléctrica Municipal de Cruz de Paliatz, Joyabaj, Quiché
16	Empresa Eléctrica Municipal San Sebastian, San Marcos
17	Empresa Eléctrica Municipal de Piedra Parada, San Pedro Sacatepequez, San Marcos
18	Empresa Eléctrica Municipal Manzonotes, Zacapa
19	Empresa Eléctrica Municipal de San Pablo, Zacapa
20	Empresa Eléctrica Municipal de Palma, Zacapa
21	Empresa Eléctrica Municipal de El Guayabo, Zacapa
22	Empresa Eléctrica Municipal de San Jorge, Zacapa
23	Empresa Eléctrica Municipal Santa Lucía, Zacapa
24	Empresa Eléctrica Municipal de Santa Rosalia, Zacapa
25	Empresa Eléctrica Municipal de Pie de la Cuesta, Zacapa
26	Empresa Eléctrica Municipal de Piedras Negras, Puerto Barrios
27	Empresa Eléctrica Municipal Quebrada Seca, Puerto Barrios
28	Empresa Eléctrica Municipal El Manantial, Puerto Barrios
29	Empresa Eléctrica Municipal de Las Pavas, Puerto Barrios
30	Empresa Eléctrica Municipal de Punta de Palma, Puerto Barrios
31	Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná

Fuente: Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas.

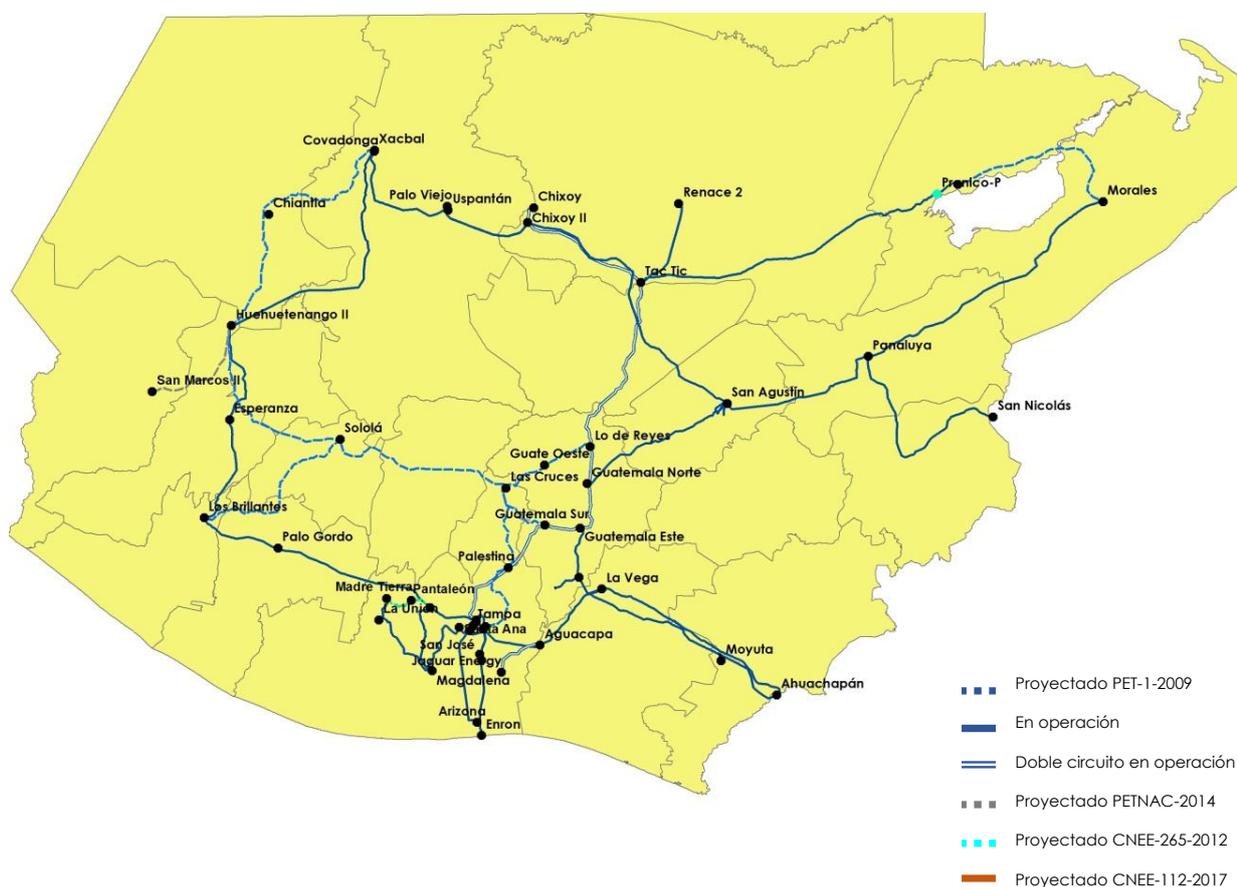
# 11. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL PAÍS

La red de transporte de Guatemala cuenta con infraestructura operando en 230 kV, 138 kV y 69 kV, además posee una interconexión con México en un nivel de tensión de 400 kV; asimismo existen interconexiones con la región centroamericana a través de infraestructura en 230 kV que conectan el sistema nacional interconectado con el Sistema de Integración Eléctrica para países de América Central -SIEPAC-.

## 11.1 Red en 230 kV

Guatemala dispone de una infraestructura robusta en 230 kV gracias al complemento de red aportado por el PET-1-2009 a cargo de Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima -TRECSA-. La ilustración 14 muestra la red eléctrica en 230 kV existente y la red en 230 kV futura.

Ilustración 14: Red Eléctrica en 230 kV.



Fuente: Elaboración Propia.

## 11.2 Red en 138 kV

El Sistema Nacional Interconectado cuenta con una red eléctrica en 138 kV que complementa la red eléctrica en 230 kV y que funciona como enlace para el transporte hacia la red de 69 kV. A futuro se contempla incluir las subestaciones de Jutiapa, Pasaco y Guanagazapa a la red en mención. La ilustración 15 muestra la red eléctrica en 138 kV del Sistema Nacional Interconectado.

Ilustración 15: Red Eléctrica en 138 kV.



Fuente: Elaboración Propia.

### 11.3 Red en 69 kV

La red eléctrica en 69 kV corresponde al nivel de tensión que presenta la mayor parte de la infraestructura eléctrica que conforma la red del Sistema Nacional Interconectado. La Ilustración 16 muestra la distribución de la red sobre el territorio nacional, se incluyen las obras que existen actualmente y aquellas obras que se buscan integrar a la red producto de proyectos por iniciativa propia y por el proyecto de expansión PETNAC.

Ilustración 16: Red Eléctrica en 69 kV.



Fuente: Elaboración Propia.

## 12. RED DE TRANSPORTE NACIONAL

La ilustración 17 presenta la consolidación de la red existente y la red proyectada, cabe mencionar que se agregan las interconexiones hacia México y hacia el Mercado Eléctrico Regional.

Ilustración 17: Red Eléctrica Nacional.



Fuente: Elaboración Propia.

## 13. REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

De acuerdo con la Ley General de Electricidad en el artículo 1. Con respecto a los precios: "Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización". Asimismo, se establece entre las funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación. Esta definición se realiza dado el carácter de monopolio natural que posee la actividad de transporte de energía eléctrica.

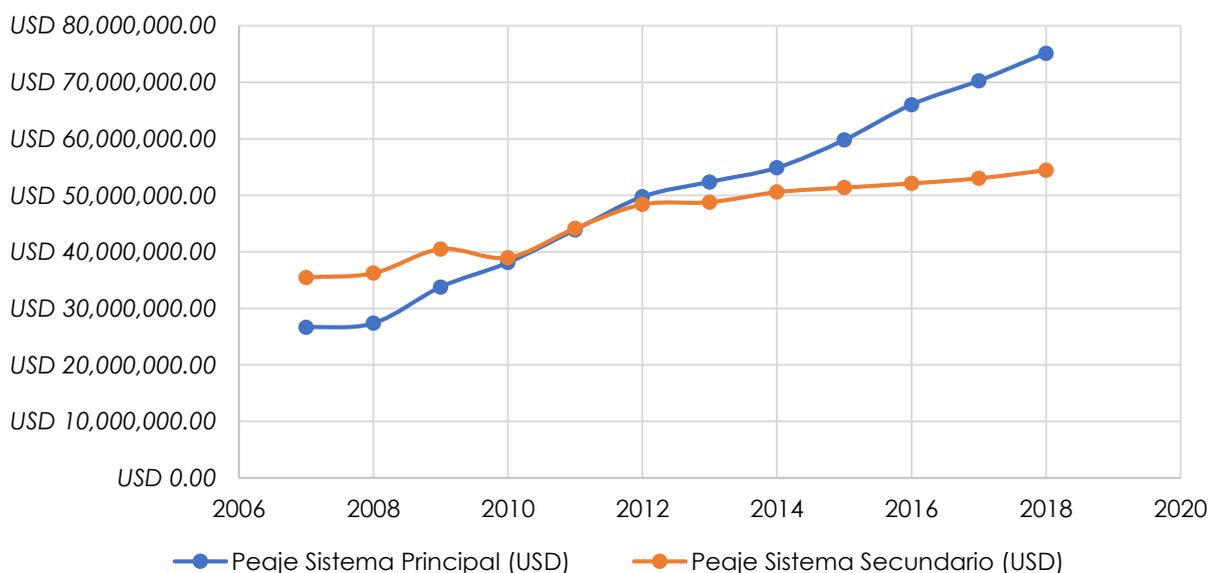
En la regulación se establece que el Transportista recibirá anualmente por sus instalaciones dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), dividido en doce pagos mensuales y anticipados, una remuneración denominada **Peaje**. El peaje es entonces la remuneración recibida por el transportista por el uso de sus instalaciones.

Todos los generadores e importadores de energía eléctrica conectados al Sistema Eléctrico Nacional pagarán peaje por el uso del sistema principal por kW de potencia firme conectada. En los sistemas secundarios, los peajes se pagarán de acuerdo con los usos específicos que los generadores hagan de estos sistemas. Es obligación de los generadores interconectados al Sistema Eléctrico Nacional, construir las instalaciones de transmisión para llevar su energía al sistema principal o bien efectuar los pagos de peajes secundarios para tal finalidad.

El peaje en el sistema principal se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del sistema principal, para instalaciones óptimamente dimensionadas, entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente. Es así como un agente transportista recibe la remuneración por permitir el uso de sus instalaciones, las cuales pueden clasificarse en obras de sistema principal u obras del sistema secundarios.

La gráfica 11 muestra el histórico de remuneración que se ha liquidado a los agentes transportistas. Tales retribuciones están divididas por sistema principal y sistema secundario.

Gráfica 11: Remuneración por el uso del Sistema de Transporte.

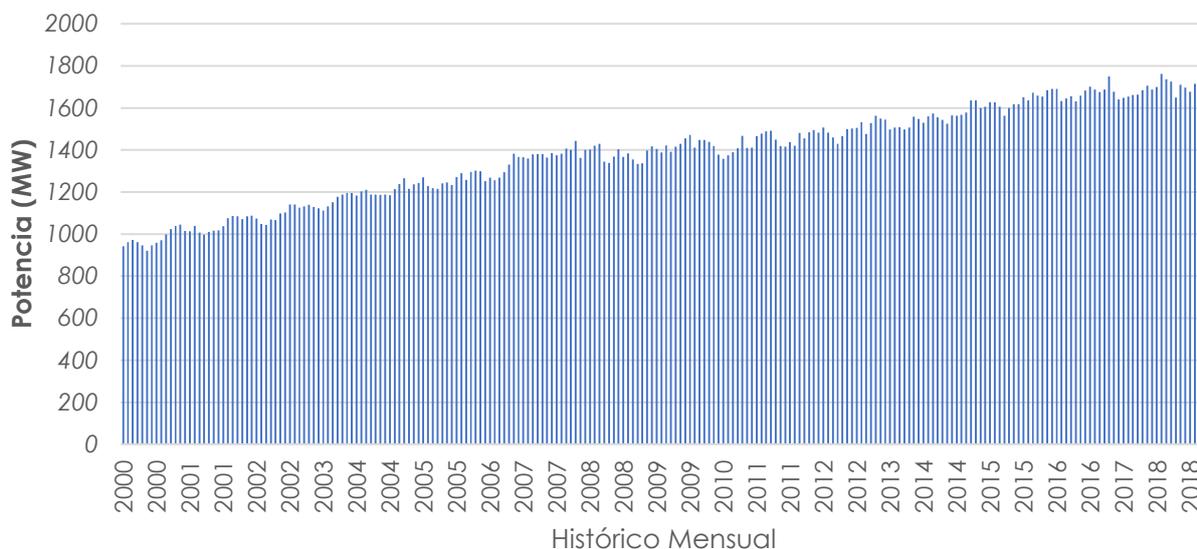


Fuente: Elaboración propia a partir de información de informes anuales del AMM.

## 14. DEMANDA DE POTENCIA

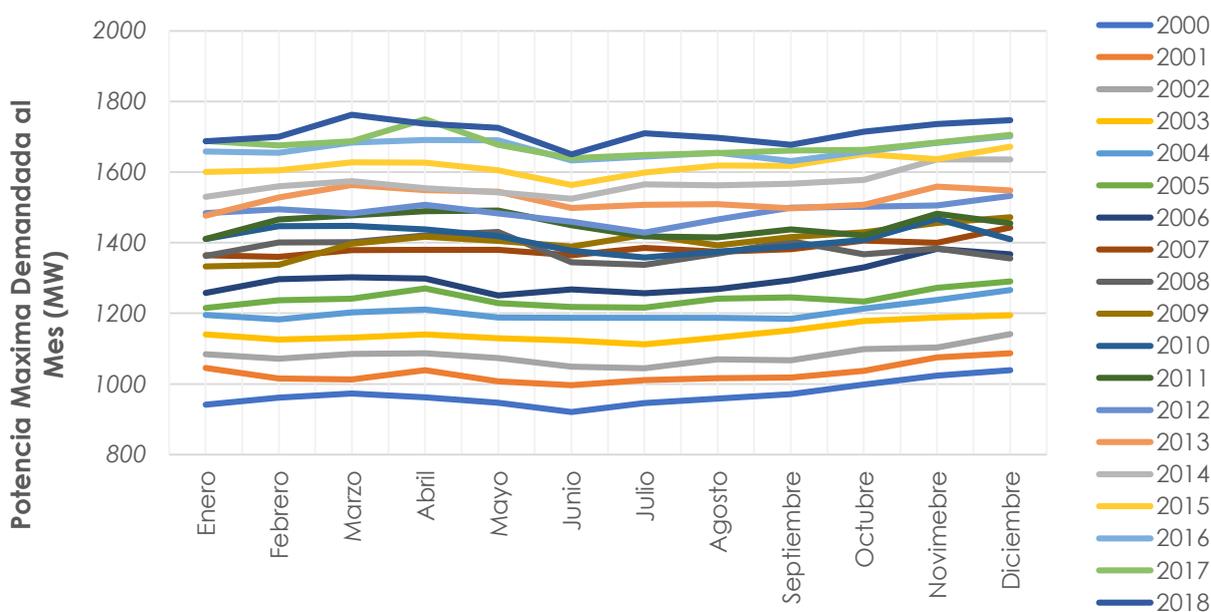
La máxima demanda de potencia eléctrica, de cada mes, desde el año 2001 se presenta en la gráfica 12 la cual ha crecido a un ritmo mensual promedio de 0.3%, y un ritmo anual promedio de 3.0%. Sin embargo, para el año 2018 el crecimiento respecto del 2017 fue solamente 0.7%.

Gráfica 12: Demanda de Potencia Histórica.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Gráfica 13: Demanda de potencia máxima al mes.

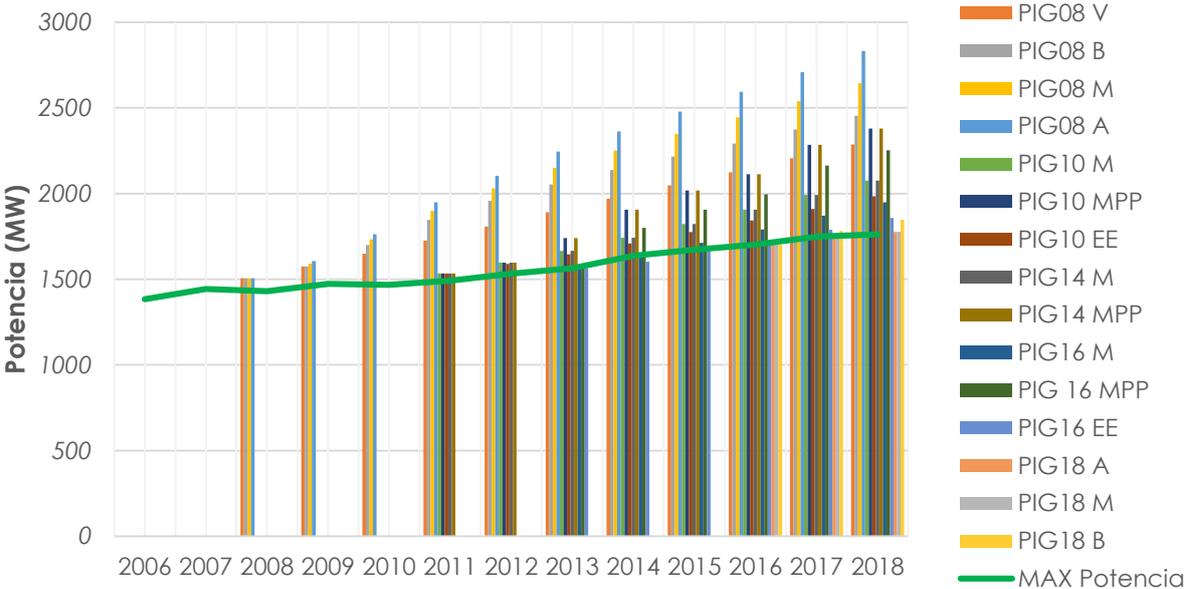


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La máxima demanda de potencia del 2018 fue de 1763 MW, la del 2017 fue 1750 MW y la de 2016 1702 MW, sin embargo, a diferencia de años anteriores, la máxima demanda se presentó en el primer semestre del año. La gráfica 13 presenta la potencia máxima demandada cada mes, ordenada para comparar el crecimiento anual desde 2000 hasta 2018. Puede observarse claramente en los primeros 10 años que la máxima demanda se presentaba en los meses de noviembre o diciembre, luego de 2007 en adelante empezó a presentarse un leve crecimiento en el primer semestre de cada año. En 2018 se observa que en marzo y abril la demanda fue tan alta como en diciembre.

De acuerdo con el marco legal y regulatorio concerniente al sistema de generación guatemalteco, los Planes de expansión indicativos han presentado las proyecciones de demanda máxima esperada desde la primera edición, realizada en 2008 por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, hasta la última edición realizada por la Unidad de Planeación Energético Minero del Ministerio de Energía y Minas. Desde entonces, las proyecciones relacionadas con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la máxima demanda de potencia han permitido la expansión tanto del sistema de generación como del sistema de transporte, esto permite que el subsector eléctrico posea suficiente abastecimiento tanto para el sector residencial como para el industrial y comercial. La gráfica 14 permite comparar las proyecciones de demanda hechas en su momento para los distintos Planes de Expansión Indicativos de Generación con el histórico de máxima demanda de potencia.

Gráfica 14. Comparativa, proyección de demanda de potencia.

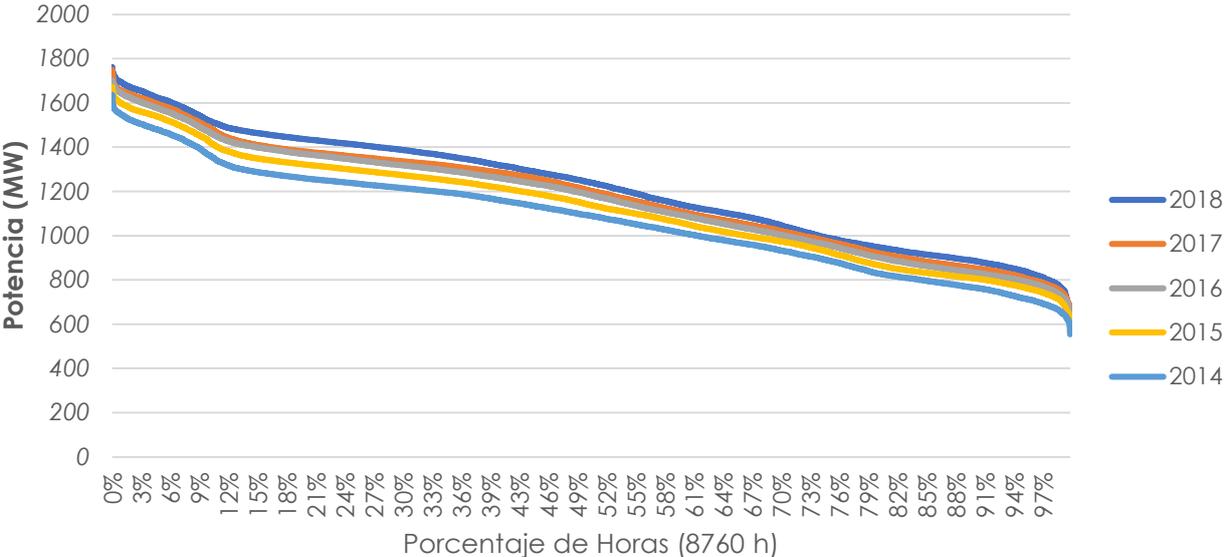


Fuente: Elaboración propia con información de AMM, CNEE y MEM.

El crecimiento de la máxima demanda de potencia de forma histórica ha sucedido vegetativamente debido al crecimiento poblacional y al crecimiento económico. Es este último el rubro que mayor incertidumbre posee y que mayormente influye en el crecimiento de la máxima demanda de potencia en especial cuando se trata de industrias intensivas energéticamente. La información histórica permite recomendar al sistema de generación nacional y a las centrales que componen el parque generador un aproximado del mercado en el cual pueden participar, sin embargo, la atracción de industrias intensivas energéticamente también es una actividad que puede hacerse de forma privada.

La demanda de potencia horaria del Sistema Nacional Interconectado, ordenada desde la mayor a la menor, permite conocer la demanda de potencia desde una perspectiva de mercado donde el 100% del año es necesario abastecer 615 MW para el año 2018, un crecimiento del 8% respectivo al año 2017. Al respecto en el año 2018 solamente fue necesario el 25% del tiempo suplir una demanda de 1414 MW, y solo 10% del año fue demandada una potencia superior a 1521 MW.

Gráfica 15: Curvas Monótonas.



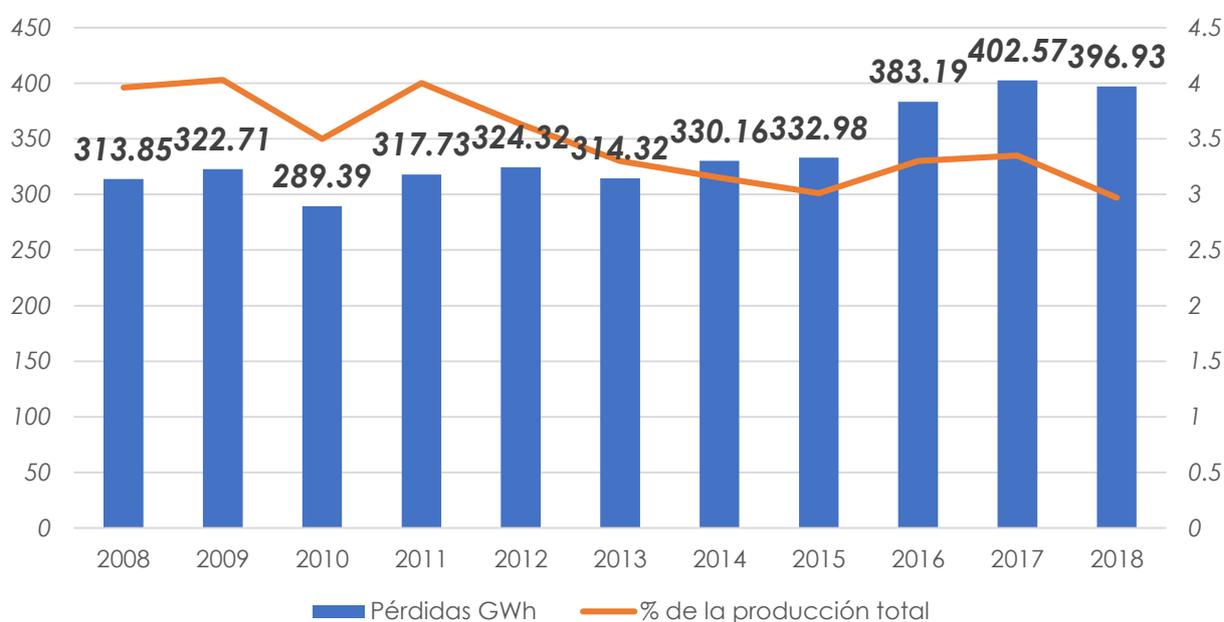
Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

## 15. PÉRDIDAS EN LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el sistema de transmisión de energía eléctrica se producen pérdidas que son inherentes al proceso operativo de las redes eléctricas, no obstante, puede optimizarse la cantidad de energía perdida de acuerdo con las buenas prácticas de planificación. Las pérdidas registradas en los informes estadísticos anuales del Administrador del Mercado Mayorista representan en términos globales las pérdidas que se dan en la red del SNI.

En la gráfica 16 se observan las pérdidas registradas durante los últimos años, atribuibles al sistema principal y secundario de la red de transporte. Adicional se adhiere en un eje secundario la proporción que representa el volumen de pérdidas de la producción total; se observa que el porcentaje se ha ido reduciendo conforme se integran refuerzos a la red.

Gráfica 16: Registro de pérdidas anuales del SNI.



Fuente: Elaboración propia, con información del AMM.

Se observa que en 2018 hubo una leve disminución de pérdidas con respecto al año 2017, y que en 2016 se presentó una variación alta en comparación del año 2015. En el siguiente apartado se presentan las emisiones de gases de efecto invernadero que están asociadas a las pérdidas en la red descritas.

## 16. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

El cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero para el sector energético del país es elaborado anualmente por el Ministerio de Energía y Minas bajo la metodología IPCC 2006, de estos cálculos se obtienen las emisiones totales del subsector eléctrico y un factor RED específico para las líneas de transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica del SNI.

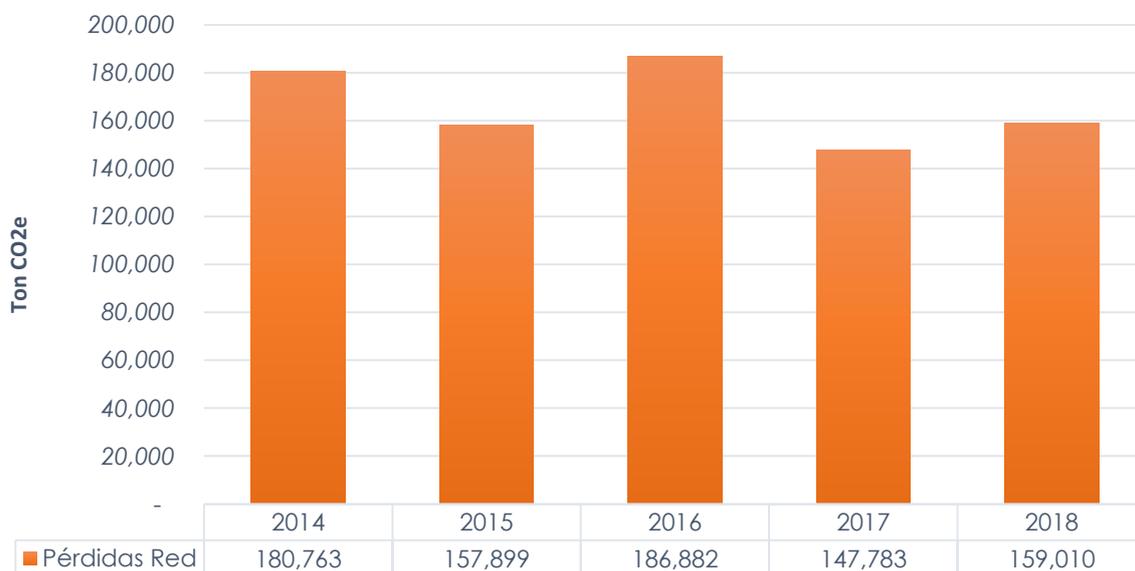
Tabla 6: Factor de Red anual de Emisiones de GEI para Guatemala.

Año	Factor RED (kg CO <sub>2</sub> e/kWh)
2014	0.5475
2015	0.4742
2016	0.4877
2017	0.3671
2018	0.4006

Fuente: Elaboración propia, con información del Ministerio de Energía y Minas.

El Factor RED varía interanualmente, puesto que su cálculo depende de la cantidad y la diversidad de combustibles utilizados para generación de energía eléctrica durante todo el año; estos factores nos permiten observar las emisiones de GEI producidas por las pérdidas en las redes de transmisión y distribución que se declaran en cada informe estadístico anual del Administrador del Mercado Mayorista, en la siguiente gráfica se pueden observar dichas emisiones calculadas para los últimos cinco años.

Gráfica 17: Emisiones de GEI anuales producidas por las pérdidas del SNI.



Fuente: Elaboración propia, con información del Ministerio de Energía y Minas.

## 17. PLANES DE EXPANSIÓN ADJUDICADOS

En Guatemala existe un mecanismo para la construcción de nueva infraestructura necesaria para garantizar el abastecimiento de la demanda. Este procedimiento consiste en realizar un plan de expansión a través de un órgano técnico en el que se propone refuerzos, posteriormente la Comisión Nacional de Energía determina cuales de las obras propuestas se consideran parte del sistema principal y necesarias para los próximos dos años. Una vez sean definidas con estas condiciones, cumpliendo los dos requisitos, estas deben ser licitadas para su construcción. Producto de este mecanismo nacen los proyectos que actualmente están en construcción: PET-1-2009 y PETNAC.

### 17.1 PET-1-2009

Este proyecto consiste básicamente en la adición de red en 230 kV, tal proyecto en sus inicios contemplaba la adición de 12 subestaciones y más de 850 kilómetros de línea. La ilustración 18 muestra de forma georreferenciada la ubicación de la infraestructura contemplada en el PET-1-2009.

Ilustración 18: PET-1-2009



Fuente: Elaboración Propia.

Actualmente el estado de ejecución de las líneas de transmisión, adecuaciones o interconexiones del proyecto es el que se describe en la tabla 7.

Tabla 7: Avance de Construcción, Líneas de Transmisión PET-1-2009.

Lote	Línea de Transmisión	Avance	Voltaje (kV)
A	Adecuación LT Aguacapa-Frontera y conexión a La Vega II	100%	230
	Adecuación LT GuateEste-Jalpatagua y conexión a La Vega II	100%	230
	Adecuación LT Escuintla II-San José y conexión a Pacífico	100%	230
	Adecuación LT San Joaquín-Aguacapa y conexión a Pacífico	100%	230
	Palestina-Pacífico	100%	230
	Interconexión Palestina-Palín	100%	69
	GuateOeste-Lo de Reyes	28%	230
	Las Cruces-GuateOeste	73%	230
	Las Cruces-Palestina	62%	230
	Adecuación LT Tactic-Guate Norte y conexión a Lo de Reyes	7%	230
B	Huehuetenango II- Pologua	100%	138
	Covadonga-Uspantán	100%	230
	Chiantla-Covadonga	29.63%	230
	Chiantla-Huehuetenango II	88%	230
	Huehuetenango II-Sololá	14%	230
C	Morales-Panaluya	100%	230
	Interconexión Morales-Ruidosa 69 kV	100%	69
D	Tactic-Izabal	100%	230
	Interconexión Izabal-Estor	100%	69
	Izabal-Morales	66%	230
E	Interconexión San Agustín-El Rancho	100%	69
	Adecuación Guate Norte-Panaluya y conexión a San Agustín	100%	230
	Chixoy II-San Agustín	100%	230
F	Guate Sur-Las Cruces 230 kV	69.89%	230
	Las Cruces-Sololá	49.35%	230
	Sololá-Brillantes	11.91%	230
	Adecuación LT Sololá-El uiche y Conexión a Sololá	1%	69

Fuente: Elaboración propia a partir de informe mensual de avances noviembre 2019, TRECSA.

La tabla 8 presenta los avances relacionadas a las subestaciones:

Tabla 8: Avance de Construcción, Subestaciones PET-1-2009.

Lote	Subestación	Avance	Voltaje
<b>A</b>	Pacífico	100%	230
	La Vega II	100%	230
	Palestina	100%	230/69
	Adecuación Palín	100%	69
	Lo de Reyes	26%	230
	GuateOeste	18%	230/69
	Las Cruces	92%	230
<b>B</b>	Chiantla	33%	230
	Ampliación Huehuetenango II	100%	230/138
	Ampliación Covadonga	100%	230
	Ampliación Uspantán	100%	230
<b>C</b>	Morales	100%	230/69
	Ampliación Panaluya	100%	230
	Adecuación Ruidosa	100%	69
<b>D</b>	Izabal	100%	230/69
	Adecuación Tactic (GIS)	100%	230/69
	Adecuación Estor 69 kV	100%	69
<b>E</b>	San Agustín	100%	230/69
	Adecuación Rancho	100%	69
	Adecuación Chixoy II	100%	230
<b>F</b>	Sololá	89%	230/69
	Ampliación Guate Sur	83%	230

Fuente: Elaboración propia a partir de informe mensual de avances noviembre 2019, TRECSA.

En resumen, la tabla 9 realiza una síntesis de los avances en la construcción de las obras.

Tabla 9: Estado de Ejecución del PET-1-2009.

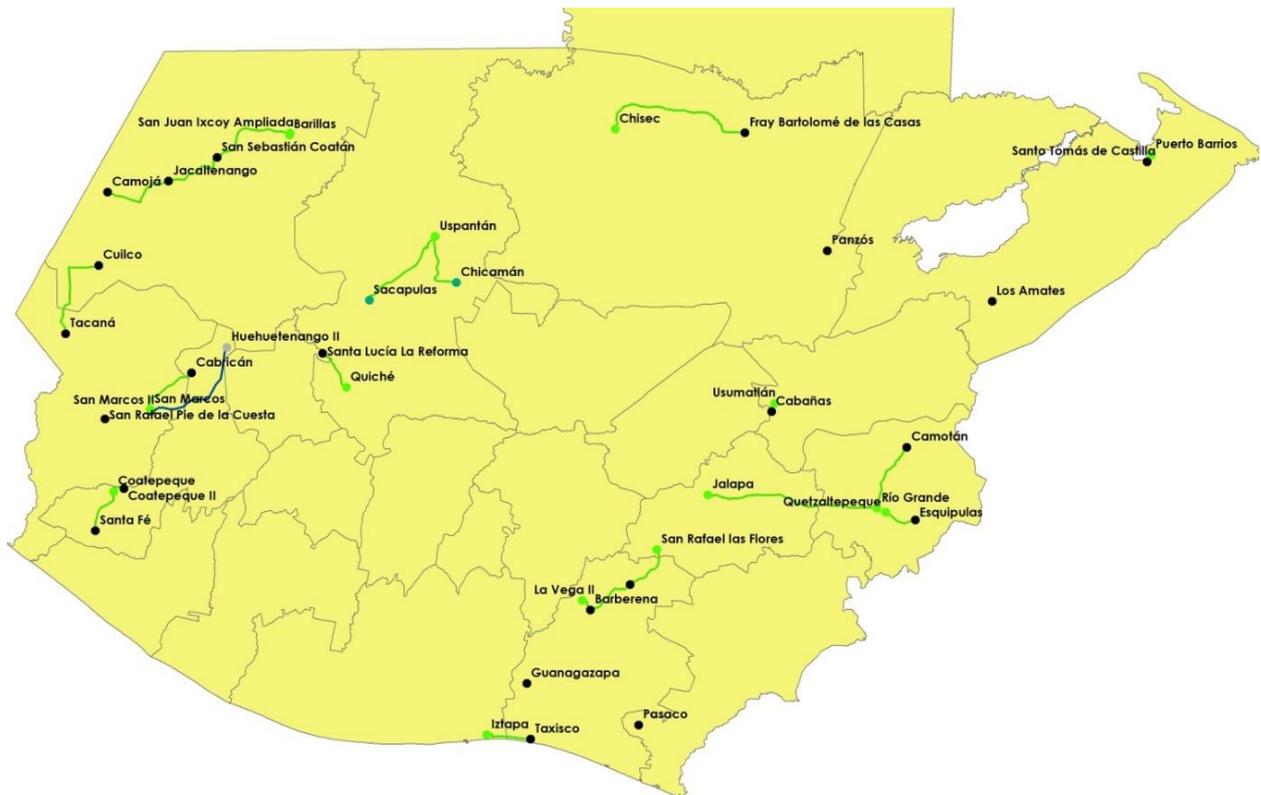
Actividad	Lote A	Lote B	Lote C	Lote D	Lote E	Lote F
Servidumbre	91.67%	65.71%	100.00%	99.09%	100.00%	57.48%
Obra Civil	78.53%	49.08%	100.00%	98.45%	100.00%	40.39%
Montaje	77.71%	46.46%	100.00%	98.45%	100.00%	38.12%
Tendido	53.95%	39.00%	100.00%	97.71%	100.00%	17.23%

Fuente: Dirección General de Energía.

## 17.2 PETNAC-2014

El PETNAC Contempla la inclusión de nueva infraestructura al sistema nacional interconectado, mayormente se pretende construir infraestructura en 69 kV. Este proyecto es importante dado que pretende mejorar la calidad de aquellos puntos en los que el servicio posee ciertas deficiencias. Además, dado que acerca la red a los centros de consumo, tiene un impacto considerable en la reducción de pérdidas del SNI.

Ilustración 19: PETNAC.



Fuente: Elaboración Propia.

El estado de ejecución del PETNAC se describe en la tabla 10.

Tabla 10: Estado de Ejecución del PETNAC.

Actividad	Lote A	Lote B	Lote D	Lote E
Obra Civil	0.00%	10.00%	53.00%	1.50%
Montaje	0.00%	0.00%	45.00%	0.00%
Tendido	0.00%	0.00%	18.00%	0.00%
Servidumbre	0.00%	64.00%	79.00%	71.00%

Fuente: Dirección General de Energía.

## 18. PROPIEDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La tabla 11 describe la cantidad de kilómetros existentes a diciembre del año 2018. Se presenta la información desglosada por transportista propietaria de infraestructura.

Tabla 11: Propietarios de red.

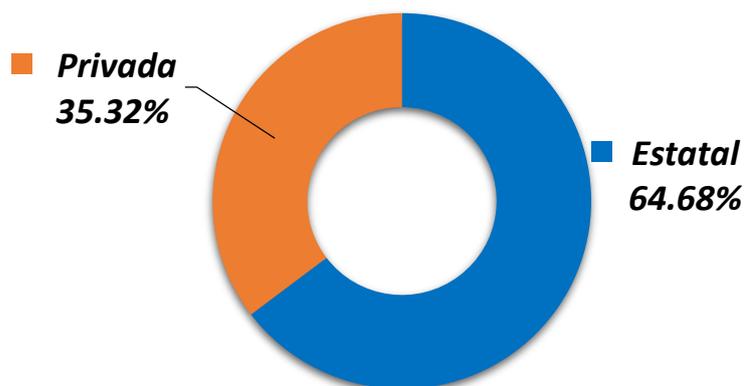
Tipo de Propiedad	Kilómetros de línea de transmisión				TOTAL
	400 kV	230 kV	138 kV	69 kV	
<b>Estatad</b>					
ETCEE	71.2	465.0	367.1	2286.7	3189.9
				<b>Subtotal</b>	<b>3,189.88</b>
<b>Privada</b>					
TREO		132.20			132.2
TRELEC		64.36		620.52	684.88
TRANSNOVA		34.52			34.52
EPR		284.50			284.5
DEGT		32.00			32
RECSA		-		31.12	31.12
TRECSA		401.13		17.84	418.97
TRANSESUSA		28.12			28.12
EEBIS		95.28			95.28
<b>Subtotal</b>					<b>1,741.59</b>

Fuente: Departamento de Estadísticas, Dirección General de Energía.

A manera de resumen, la gráfica 18 muestra la participación amplia que tiene la empresa estatal, siendo propietario de casi el 65 % de la red existente en el país.

Gráfica 18:  
de líneas de  
por tipo de

Kilómetros  
Transmisión  
propiedad.



Fuente: Departamento de estadísticas, Dirección General de Energía.

## 19. PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

La planificación de la expansión del sistema de transporte es un instrumento fundamental para el desarrollo del sector eléctrico, la misma está estrechamente vinculada con la expansión del sistema de generación, su elaboración ayuda a prever condiciones de operación que pudieran poner en riesgo el abastecimiento de energía eléctrica o en situaciones específicas modificar el despacho económico debido a restricciones en la red, la finalidad es establecer una red de transporte segura y confiable, incrementado la eficiencia de la misma al disminuir el porcentaje de pérdidas.

La red de transmisión tiene un impacto importante en la red de distribución ya que cuanto más cerca este la red de transmisión del centro de consumo, menores son las pérdidas de energía necesarias para atender la demanda. Otra característica importante es la vinculación con el plan indicativo de expansión de la generación ya que ayuda a establecer los recursos o infraestructura necesaria para el desarrollo de nuevos proyectos de generación.

La planificación de la transmisión involucra la toma de decisiones de un contenido considerable de variables tales como: nivel de voltaje, demanda a abastecer, configuración de la subestación, compensación reactiva, capacidad de transformación y transporte; considerando necesariamente las interconexiones existentes en cada país. Las decisiones deben siempre tomarse basadas en criterios técnicos en busca del buen funcionamiento del sistema nacional interconectado evaluando los costos estimados para la construcción de las obras y problemas de conflictividad social en el país, dado que son factores que inciden directamente en el usuario.

A continuación, se presenta la prospectiva del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2020-2034.

## 20. OBJETIVOS

### 20.1 General

Planificar el crecimiento de la infraestructura de Transmisión de Energía Eléctrica necesaria para satisfacer la demanda futura del país proyectada, garantizando la calidad del suministro y el cumplimiento de las metas planteadas en la Política Energética.

### 20.2 Específicos

- ✓ Dar seguimiento a los Planes de Expansión anteriores y poder dar cumplimiento a los lineamientos del primer eje de la Política Energética 2019-2050.
- ✓ Proponer los refuerzos de red necesarios para garantizar la seguridad operativa del Sistema Nacional Interconectado.
- ✓ Incorporar refuerzos en la red de transmisión para crear las condiciones adecuadas que coadyuven a la ampliación del índice de cobertura eléctrica.
- ✓ Crear las condiciones necesarias para la integración energética regional mediante el aprovechamiento de las interconexiones existentes y posibles ampliaciones o interconexiones futuras.
- ✓ Facilitar el acceso para la conexión de nueva generación a la red de transmisión, permitiendo la evacuación desde los puntos de generación a los centros de carga.
- ✓ Determinar las ampliaciones necesarias mediante la simulación del sistema de transmisión de energía eléctrica para los diversos escenarios de demanda en congruencia con el plan indicativo de generación 2020-2034.
- ✓ Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a las pérdidas del sistema de transmisión de energía eléctrica.

## 21. METODOLOGÍA

Para la elaboración del presente Plan, se ha tomado en consideración el Plan Indicativo de Generación 2020-2034, los Planes de Expansión del Sistema de Transporte adjudicados: PET-1-2009 y PETNAC 2014, el lote "C" del PETNAC 2014 que no fue adjudicado en una licitación previa, plan de expansión de red de cada transportista y las propuestas enviadas por los Agentes Transportistas, Administrador del Mercado Mayorista, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y sugerencias del Ente Operador Regional.

La demanda por utilizar es la proyectada en el Plan Indicativo de Generación 2020-2034, esta se adiciona a la base de datos para realizar las simulaciones correspondientes.

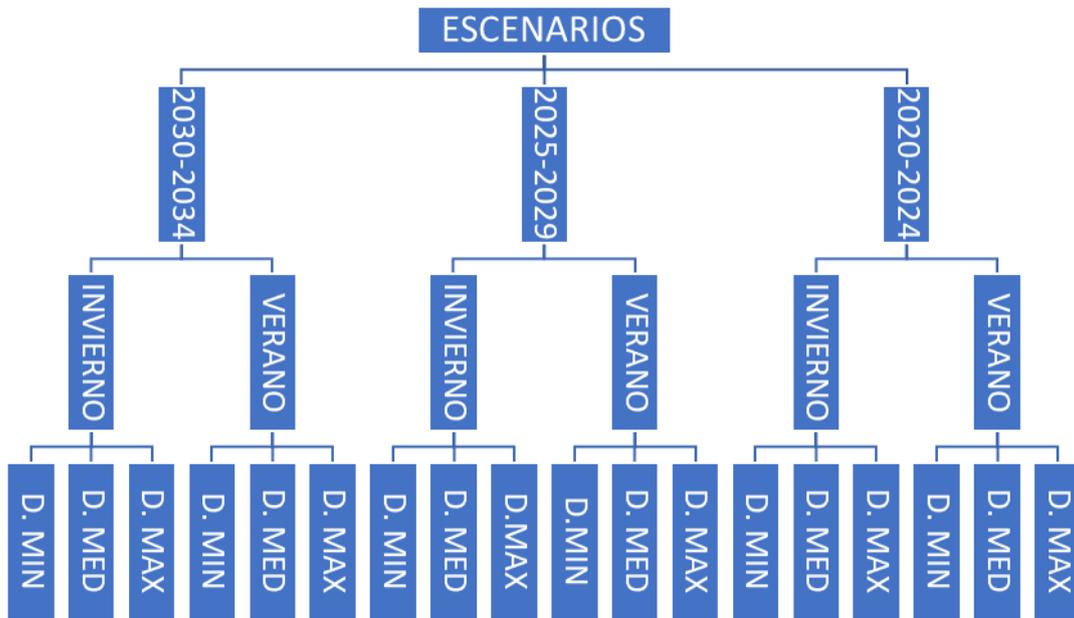
Se define la visión de largo plazo del Plan, quedando como horizonte de análisis, un tiempo de 15 años, el cual se seccionó a los siguientes períodos de estudio: corto plazo (2020-2024), de mediano plazo (2025-2029) y de largo plazo (2030-2034).

Se realiza un diagnóstico de la red de transporte utilizando el Software Neplan V558, tomando como referencia la Base de datos remitida por el Administrador del Mercado Mayorista. El cual incluye toda la información relevante para el correcto modelado de la red de transporte actual.

Para la definición de refuerzos para los tres períodos de estudio, se simula el Sistema Nacional Interconectado bajo un escenario hipotético en el cual no se agrega ninguna infraestructura de transporte a la red en los próximos años, se evalúa el comportamiento definiendo las necesidades correctivas en puntos críticos de la red para el período en evaluación. Posteriormente se definen los refuerzos que pueden corregir las deficiencias, tras la simulación se determina si dichos refuerzos son efectivos en cuanto la corrección de las necesidades identificadas.

Cabe mencionar que para cada período de estudio se realizaron simulaciones para cada escenario de demanda, máxima, media y mínima, correspondientes a cada estación del año, invierno (Época Húmeda) y verano (Época Seca). Por fines prácticos se incluyen los resultados únicamente de zonas afectadas o elementos afectados y condiciones de operación críticas.

Ilustración 20: Escenarios de Demanda.



Fuente: Elaboración Propia.

## 22. PREMISAS

Las premisas que se consideraron para el presente Plan fueron las siguientes:

- ✓ El cumplimiento de las metas de largo plazo establecidas la Política Energética 2019-2050.
- ✓ El Plan de expansión del sistema de generación 2020-2034, rige el desarrollo futuro del parque de generación.
- ✓ La incorporación de centrales eléctricas se hace de acuerdo con el Cronograma del Plan Indicativo de Generación 2020-2034.
- ✓ Se considera que los Proyectos PET-1-2009 y PETNAC 2014 están en operación de acuerdo con las fechas estipuladas en los contratos de adjudicación respectivos.
- ✓ Los Refuerzos en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2018-2032 son evaluados.
- ✓ Propuestas de refuerzos proporcionadas por los agentes transportistas, el Administrador del Mercado Mayorista y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- ✓ La red debe garantizar la seguridad de suministro y soportar contingencias N-1 de acuerdo con lo establecido en la regulación actual.
- ✓ Ampliación de la red de forma tal que propicie la ampliación de interconexiones existentes o futuras.

## 23. PERÍODO DE ESTUDIO 2020-2024

### 23.1 DIAGNOSTICO DE RED PARA EL PERÍODO 2020-2024.

#### 23.1.1 PETÉN

Actualmente los nodos ubicados en la región de Petén presentan problemas de regulación de tensión, a consecuencia, dicha red se encuentra trabajando al límite de su voltaje nominal, es importante mencionar que para el sostenimiento de los niveles de tensión es necesario convocar generación que no necesariamente obedece al despacho económico. Tras la distribución de la demanda proyectada sobre los nodos del Sistema Nacional Interconectado y la incorporación de infraestructura del PETNAC y PET-1-2009, se realizaron simulaciones de flujo de cargas para identificar las necesidades en la red con la premisa de abastecer el crecimiento de la demanda, bajo el supuesto de que no se establece ningún refuerzo en la red de transmisión. Los resultados de las simulaciones se muestran en la tabla 12.

Tabla 12: Niveles de Voltaje en Demanda Máxima, Petén.

NOMBRE	Época Húmeda	Época Seca
	VOLTAJE PU (%)	VOLTAJE PU (%)
Petén	93.04	96.93
Sayaxché	95.90	98.12
Poptún	96.06	97.53
La Libertad	94.71	97.78
La Libertad 1	94.70	97.77

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Los resultados de la tabla 12 muestran que, ante el crecimiento de demanda, los niveles de tensión en los nodos de Petén, La Libertad y La Libertad 1 se encuentran fuera de los límites permisibles en condiciones operativas normales. El nivel de tensión en el resto de los nodos aledaños se encuentra muy cercano al límite inferior.

Los resultados del análisis de la red en demanda mínima se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13: Niveles de Voltaje, Demanda Mínima, Petén.

NOMBRE	Época Húmeda	Época Seca
	VOLTAJE %	VOLTAJE %
Petén	103.25	104.08
Sayaxché	103.58	104.84
Poptún	102.91	103.07
La Libertad	103.62	104.75
La Libertad	103.43	104.85

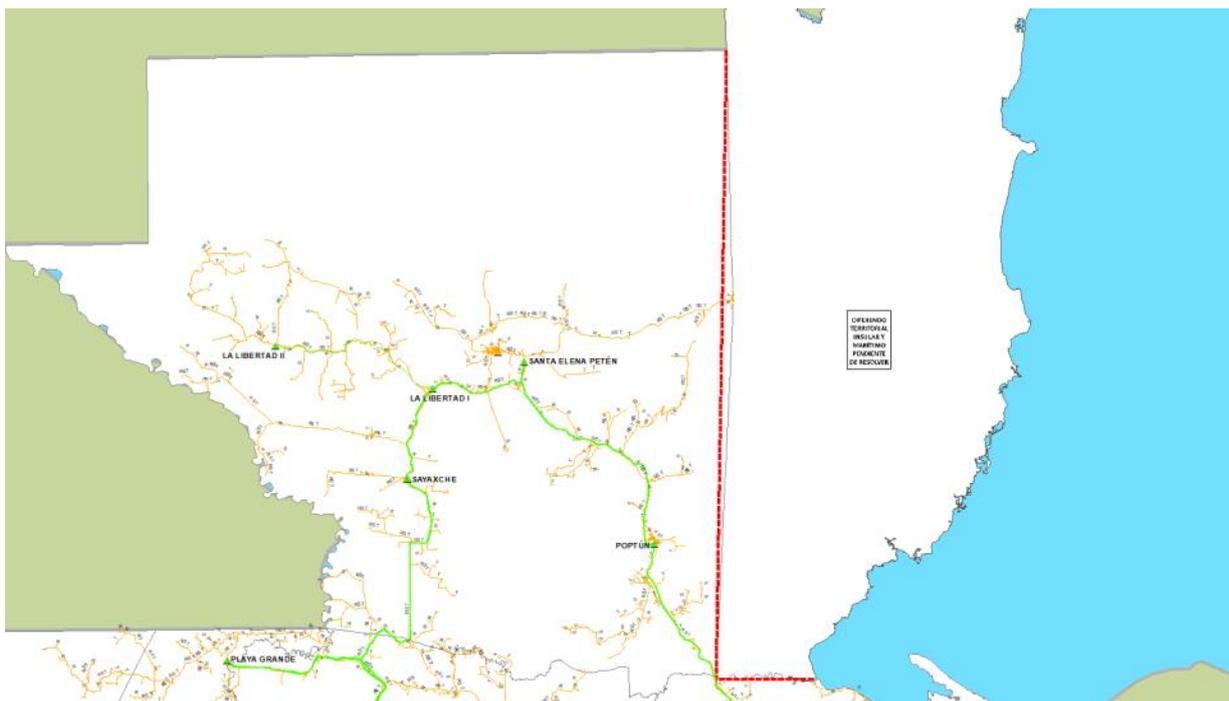
Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

El análisis en condiciones de demanda mínima dio como resultado que la condición operativa de los nodos en la región de Petén se aleja al comportamiento en demanda máxima por el aporte de reactiva que provee la línea en función de la longitud y carga transportada. Esto explica los valores por encima del valor nominal, no obstante, es

necesario contar con los mecanismos de control que eviten la trasgresión por encima del límite superior. Es importante destacar que, debido a la topología de la red, una contingencia simple provocaría el colapso en la zona. Por lo expuesto, se identifica la necesidad de proponer refuerzos que permitan mantener los niveles de tensión dentro del rango permitido en demanda máxima y complementarse con el control de voltajes en demanda mínima.

Se observó que existen condiciones en el servicio de energía que ameritan un refuerzo, en Melchor de Mencos la demanda es suministrada a través de una línea en 34.5 kV de aproximadamente 70 kilómetros, como se puede observar en la Ilustración 22.

*Ilustración 21: Red de Distribución y Transporte en Petén.*



*Fuente: Atlas Interactivo, CNEE.*

La infraestructura eléctrica y correcto funcionamiento del mercado ha propiciado la inversión en el país, esto ha favorecido al incremento en la capacidad instalada en el país, al punto de poseer las condiciones para ser un país exportador. Actualmente se transa energía con México y El Mercado Eléctrico Regional, sin embargo, es necesario ampliar la capacidad de la infraestructura para facilitar dichas transacciones y ampliar las posibilidades de exportación de los Agentes del país. Por lo que es indispensable realizar una propuesta que permita satisfacer las necesidades y que sean vinculadas con los objetivos de ampliación de mercado.

### 23.1.2 PUERTO BARRIOS

La zona de Puerto Barrios presenta similares deficiencias que Petén, la característica topológica de la red impide una buena regulación de tensión debido a la transferencia de carga al nivel de tensión actual y una longitud significativa. En la tabla 14 se presentan los resultados obtenidos tras realizar simulaciones con la demanda proyectada para el año 2024, sin considerar la adición de refuerzos en la red de transmisión.

Tabla 14: Niveles de Voltaje, Puerto Barrios, sin refuerzos.

NOMBRE	DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MÍNIMA	
	ÉPOCA HUMEDA	ÉPOCA SECA	ÉPOCA HÚMEDA	ÉPOCA SECA
Puerto Barrios	95.17	90.57	99.39	97.42
Puerto Barrios	95.22	90.59	99.40	97.41
Santo Tomas de Castilla	95.13	90.55	99.37	97.42
Genor	95.41	90.97	99.51	97.60

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Se observa que en demanda máxima se presentan los valores más bajos de tensión. En demanda húmeda, los valores se acercan al límite inferior (95%), sin embargo, es en la época seca cuando se dan los resultados más críticos, se observa que se alejan por casi 5% del límite. La diferencia entre épocas radica en el principal bloque de generación por temporada; en temporada húmeda Puerto Barrios está más cercano al centro de generación, mientras que en época seca se aleja del centro productor.

De forma alterna se evaluó un escenario en el cual se incluye la generación proyectada en el Plan Indicativo de Expansión de Generación 2020-2034. Los resultados se presentan en la tabla 15.

Tabla 15: Niveles de Voltaje, Demanda máxima, Puerto Barrios, generación integrada.

NOMBRE	Época Húmeda	Época Seca
Puerto Barrios	96.02	91.91
Puerto Barrios	96.06	91.93
Santo Tomas de Castilla	95.97	91.89
Genor	96.24	92.30

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

El resultado de incorporar la generación proyectada es una mejora en los niveles de voltaje en un punto porcentual promedio, lo que ratifica la necesidad de incorporar refuerzos adicionales en la red para poder suministrar la demanda proyectada al año 2024. Es necesario destacar que la incorporación de compensación reactiva no es una solución técnica sostenible debido a que en dicha región hay una restricción por el límite por estabilidad de tensión.

### 23.1.3 SUCHITEPEQUEZ

En el área Suroccidente debido al crecimiento de la demanda se realizaron simulaciones en estado estable para identificar deficiencias en la red, los resultados se presentan en la tabla 16.

Tabla 16: Niveles de Voltaje, Suchitepéquez, sin refuerzos.

NOMBRE	DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MÍNIMA	
	ÉPOCA HÚMEDA	ÉPOCA SECA	ÉPOCA HÚMEDA	ÉPOCA SECA
CHICACAO	99.33	98.77	101.44	101.31
MAZATENANGO	99.35	98.99	101.71	101.43
LA CRUZ	100.00	100.32	102.11	101.82

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Los resultados muestran que, para demanda máxima, los niveles de tensión tienden a reducir su nivel, no obstante, para el período en estudio se mantiene en los rangos permisibles. Una consideración importante es el nivel de cargabilidad del transformador en la subestación Mazatenango 69 kV, dado que producto del crecimiento estimado en la demanda, su capacidad se sobrepasa hasta en un 16% en el peor escenario. La contingencia y apertura de uno de los elementos que conecta las subestaciones Xelajú-Alaska-Tolimán-Cocales agrava la condición operativa de la subestación en mención.

En resumen, los niveles de tensión se posicionan dentro de los límites con la demanda proyectada, sin embargo, la cargabilidad del transformador en Mazatenango 69 kV y la probabilidad de ocurrencia de alguna contingencia en elementos aledaños ponen en riesgo el abastecimiento de demanda.

### 23.1.4 CHIMALTENANGO

Se realizó una simulación de la red en la región central enfocando el análisis a las obras aledañas a Chimaltenango, producto de ello se presentan los resultados obtenidos en la tabla 17.

Tabla 17: Niveles de Voltaje, Chimaltenango, Época Húmeda, sin refuerzos.

NOMBRE	DEMANDA MÁXIMA	DEMANDA MÍNIMA
Chimaltenango	100.1	102.18
Patzún	99.81	102.53
Cruz de Santiago	99.07	102.38

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Para este caso no se presentan trasgresiones a los límites de tensión establecidos. En la tabla 18 se puede identificar el comportamiento de la red bajo un despacho de generación típico de un día de verano.

Tabla 18: Niveles de Voltaje, Chimaltenango, época seca, sin refuerzos.

NOMBRE	DEMANDA MÁXIMA	DEMANDA MINIMA
Chimaltenango	95.83	101.23
Patzún	96.14	101.66
Cruz de Santiago	95.38	101.46

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Se infiere que, bajo este escenario, los niveles de voltaje están próximos al límite inferior en demanda máxima. Esta condición se da bajo el esquema de despacho de temporada seca. Este comportamiento pone en riesgo la calidad del suministro a largo plazo y el abastecimiento por lo que es necesario considerar un refuerzo para limitar el impacto en el largo plazo.

### 23.1.5 HUEHUETENANGO

Se realizó una evaluación de la red en la que se determinó las deficiencias en condiciones de operación normal, asignando la demanda proyectada para este período. Producto de dicho estudio se presenta la tabla siguiente.

Tabla 19: Niveles de Voltaje, Huehuetenango, 2020-2024.

NOMBRE	DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MÍNIMA	
	ÉPOCA HÚMEDA	ÉPOCA SECA	ÉPOCA HÚMEDA	ÉPOCA SECA
SAN SEBASTIAN COATAN	99.08	96.83	103.56	105.71
SAN JUAN IXCOY	101.92	100.54	103.58	104.05
IXTAHUACAN	100.47	99.72	102.71	102.59
HUEHUETENANGO 138 kV	101.12	98.85	103.19	103.19
JACALTENANGO	98.33	96.01	103.31	105.86
CAMOJÁ	98.02	95.69	103.21	105.89
BARILLAS	100.53	98.42	104.04	105.33
CHIANTLA	102.80	100.63	105.76	105.81
CHIANTLA	102.90	100.82	105.77	105.85
CUILCO	99.62	104.36	104.36	101.13

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La tabla 19 presenta los principales resultados de la infraestructura de transporte situada en la zona de Huehuetenango. Se observa que existen condiciones de operación en las que los valores de tensión se acercan a los límites, tanto inferior como superior. Tal es el caso para el escenario en demanda máxima del nodo Camojá, cuyo valor está muy cercano al límite inferior. En las condiciones operativas de demanda mínima se observa un incremento en los valores de voltaje que en algunos casos superan el límite superior, por lo tanto, se requiere de la adición de un refuerzo que permita compensar los voltajes en demanda máxima y controlar los niveles de tensión en condiciones de demanda mínima. Se destaca que en la zona hay un proyecto en ejecución, cuya configuración es radial; ante un evento fortuito, se afecta buena parte de la demanda, esta deficiencia será considerada para la propuesta de refuerzos.

## PROPUESTA DE REFUERZOS 2020-2034

### 23.1.6 PETÉN

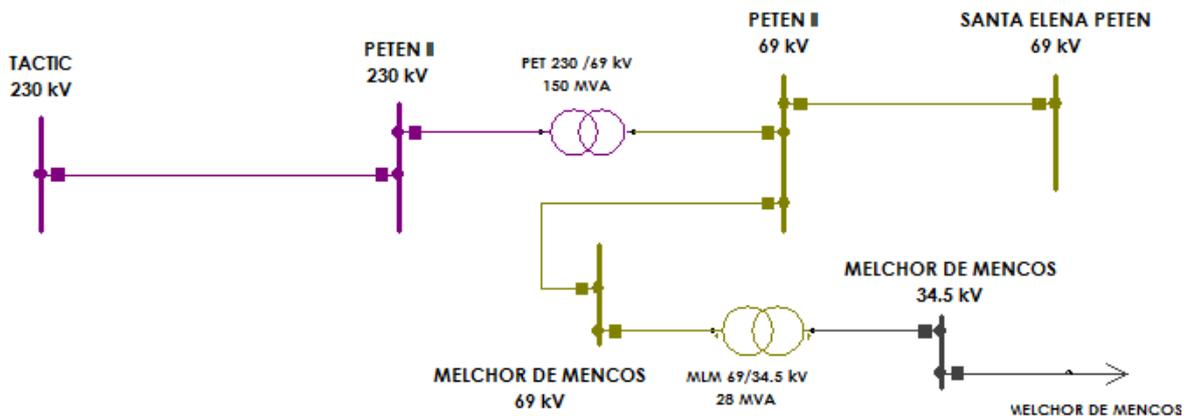
Para corregir las necesidades identificadas y garantizar el abastecimiento de la demanda, se presentan los siguientes refuerzos:

- Nueva Subestación Petén II 230/69 kV.
- Nueva Línea de Transmisión Petén II – Tactic 230 kV.
- Nueva Línea de Transmisión Petén II – Petén Ixpanpajul 69 kV.
- Nueva Subestación Melchor de Mencos 69 kV.
- Nueva Línea de Transmisión Petén Ixpanpajul – Melchor de Mencos 69 kV.

En la ilustración 22 se presenta de forma gráfica la disposición de los elementos que constituyen el refuerzo para la zona del Petén. Es necesario mencionar que debido a la longitud de la línea que conecta las subestaciones Peten II 230 kV y Tactic 230 kV, se debe evaluar la instalación de un banco de reactores que permitan controlar el nivel de tensión debido al aporte capacitivo de la línea en mención, cuando así se requiera.

La construcción de la infraestructura que conecta la subestación nueva Melchor de Mencos con Petén en 69 kV, permite transportar la carga que actualmente circulan en las líneas de distribución la cual suministra la demanda en dicho municipio, adicionalmente se establece la infraestructura eléctrica para propiciar la posibilidad de interconexión a un nuevo mercado eléctrico en el territorio de Belice; dado el potencial para transacciones con este país se considera suficiente la red propuesta para cubrir tanto la demanda de Melchor de Mencos y municipios aledaños como la probable exportación, no obstante debe preverse incrementos futuros y preparar la red para ello.

Ilustración 22: Diagrama Unifilar, Refuerzo Petén.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Conforme los acuerdos bilaterales que para el efecto se puedan suscribir entre los Estados Unidos Mexicanos y la República de Guatemala, con respecto a nuevas interconexiones eléctricas entre sus sistemas eléctricos, principalmente al norte de la República de Guatemala, y atendiendo las disposiciones específicas que para el efecto pueda emitir el Organismo Ejecutivo, por intermedio y a propuesta del Ministerio de Energía y Minas, para viabilizar los posibles acuerdos bilaterales, se debe considerar como opción que el proyecto de la línea de transmisión Tactic – Petén II y la subestación Petén II queden previstas para ser operadas en un nivel de voltaje de 400kV y que la referida línea futura quede prevista para incorporar un segundo circuito de acuerdo a las especificaciones técnicas que se establezcan, para cumplir con la regulación vigente. Lo anterior en función de la definición que realicen ambos Estados del alcance de la interconexión eléctrica

Asimismo conforme los acuerdos bilaterales que para el efecto se puedan suscribir entre Belice y la República de Guatemala, con respecto a interconexiones eléctricas entre sus sistemas eléctricos y atendiendo las disposiciones específicas que para el efecto pueda emitir el Organismo Ejecutivo, por intermedio y a propuesta del Ministerio de Energía y Minas, para viabilizar los posibles acuerdos bilaterales, se debe considerar como opción que el proyecto de la línea de transmisión Petén II – Melchor de Mencos y la subestación Melchor de Mencos queden previstas para ser operadas en un nivel de voltaje mayor a 69kV y que la referida línea futura quede prevista para incorporar un segundo circuito de acuerdo a las especificaciones técnicas que se establezcan, para cumplir con la regulación vigente. Lo anterior en función de la definición que realicen ambos Estados del alcance de la interconexión eléctrica

Dada la longitud de la línea de transmisión Tactic – Petén II 230 kV y su aporte, se sugiere que la compensación sea realizada a través de un reactor de línea.

La magnitud de compensación reactiva necesaria en el área de influencia de los Refuerzos de Petén se obtendrá de los resultados de los estudios eléctricos NTAUCT los cuales deberán realizarse oportunamente previo a la conexión de las obras.

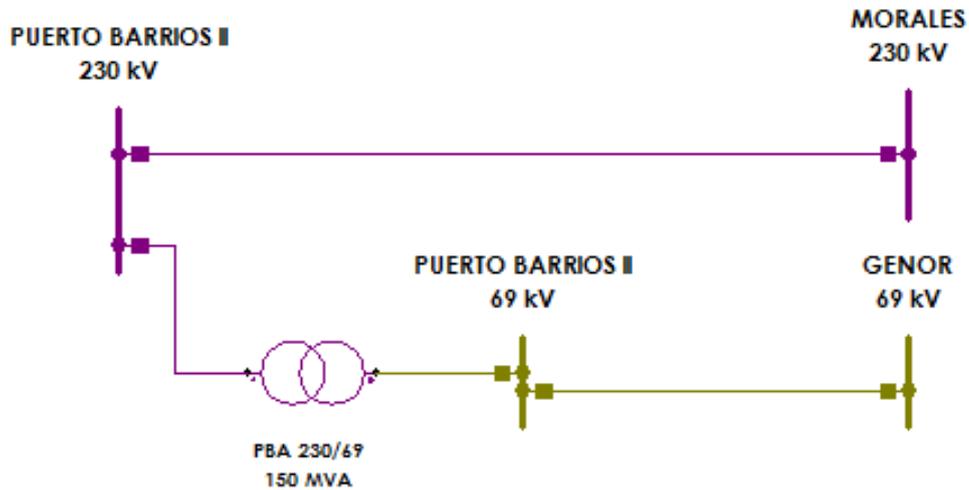
### 23.1.7 PUERTO BARRIOS

Dado la topología en la red y resultados obtenidos se concluye que la mejor alternativa es incorporar un enlace en 230 kV; esta sería una solución que permitiría trasladar mayor capacidad a Puerto Barrios. A continuación, se describen los refuerzos contemplados en la zona para su ejecución entre el período 2020-2034.

- Nueva Subestación Puerto Barrios II 230/69 kV, 150 MVA.
- Línea de Transmisión Morales-Puerto Barrios II 230 kV.
- Línea de Transmisión Puerto Barrios II – Genor 69 kV.

La disposición de los refuerzos propuestos se detalla en la ilustración 23. El enlace se hace a través de la nueva subestación Puerto Barrios II 230/69 kV.

Ilustración 23: Diagrama Unifilar, Refuerzo Puerto Barrios.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La magnitud de compensación reactiva necesaria en el área de influencia de los Refuerzos Puerto Barrios se obtendrá de los resultados de los estudios eléctricos NTAUCT los cuales deberán realizarse oportunamente previo a la conexión de las obras.

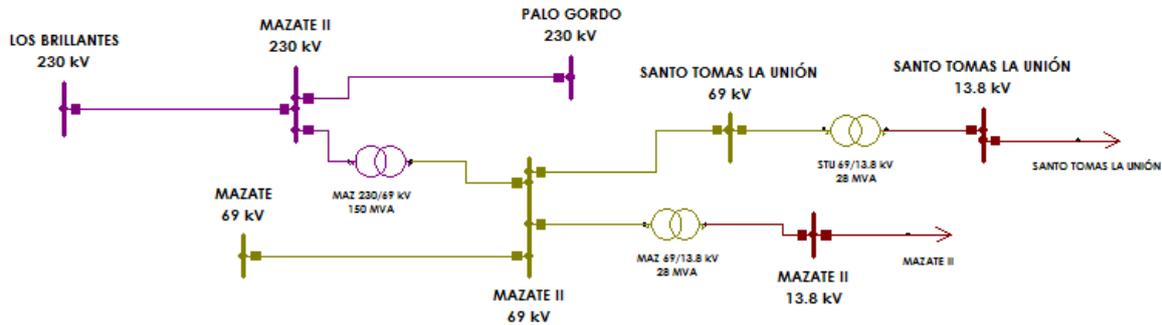
Se debe considerar como opción que el proyecto de la línea de transmisión Morales – Puerto Barrios 230 kV quede preparada para soportar un segundo circuito en prevención de futuras ampliaciones en la capacidad de transferencia con Honduras.

### 23.1.8 SUCHITEPEQUEZ

- Nueva Subestación Mazatenango II 230/69/13.8 kV 150 MVA/28MVA.
- Subestación Santo Tomás La Unión 69/13.8 kV, 14 MVA.
- Adecuación Línea de Transmisión Existente Los Brillantes-Palo Gordo y conexión a Mazatenango II en 230 kV.
- Línea de Transmisión Mazatenango II-Mazatenango 69 kV
- Línea de Transmisión Mazatenango II-Santo Tomás La Unión 69 kV.

Los refuerzos descritos tendrán la disposición que se detalla en la ilustración 24, es importante destacar que el enlace en 230 kV en la zona fortalece la capacidad de transferencia y brinda un soporte robusto provisto por dicha red.

Ilustración 24: Diagrama Unifilar, Refuerzo Suchitepéquez.



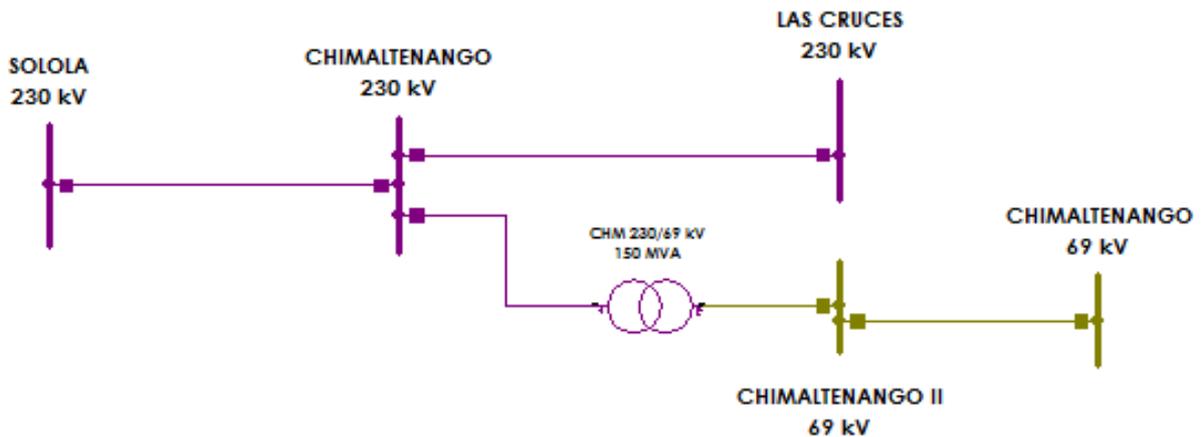
Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

### 23.1.9 CHIMALTENANGO

Para la red de Chimaltenango se propone que se construya un enlace con la red en 230 kV a través de una subestación nueva que seccione la Línea Sololá – Las cruces en 230 kV. Se detalla la estructura del refuerzo a continuación:

- Nueva Subestación Chimaltenango II 230/69 kV, 150 MVA.
- Nueva Línea de Transmisión Chimaltenango II – Chimaltenango en 69 kV.
- Adecuación Línea de Transmisión en Construcción, Las Cruces-Sololá en 230 kV y su conexión a Chimaltenango II 230kV.

Ilustración 25: Diagrama Unifilar, Refuerzo Chimaltenango.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

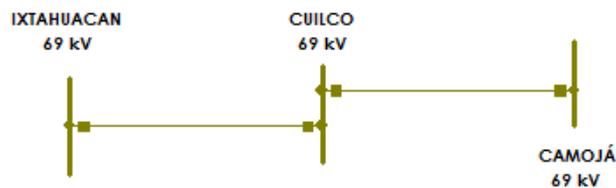
En resumen, el refuerzo consiste en un nuevo enlace en 230 kV a través de una subestación denominada Chimaltenango II en 230 kV. Dicha subestación seccionará la línea en construcción del PET-1-2009 Las Cruces-Sololá en 230 kV, la subestación dispone de un campo en 69 kV que permite la salida de una línea en 69 kV hacia la subestación existente Chimaltenango 69 kV.

### 23.1.10 HUEHUETENANGO

Las deficiencias en la zona de Huehuetenango se estiman que pueden ser mejoradas incluyendo un enlace con la red de 230 kV y reforzando la red en dicha zona para minimizar los cortes de suministro debido a una contingencia simple, dada la configuración actual de la red. Se proponen los siguientes refuerzos:

- Nueva Línea de Transmisión Cuilco-Camojá 69 kV
- Nueva Línea de Transmisión Ixtahuacán – Cuilco 69 kV

Ilustración 26: Diagrama Unifilar, Refuerzos Huehuetenango.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

En resumen, los refuerzos pretenden incrementar la confiabilidad en la zona, dado que la configuración actual tiene una configuración radial. Además, al enlazarse a la red de 230 kV garantiza el acceso a un sistema robusto, mejorando la regulación de tensión en la zona.

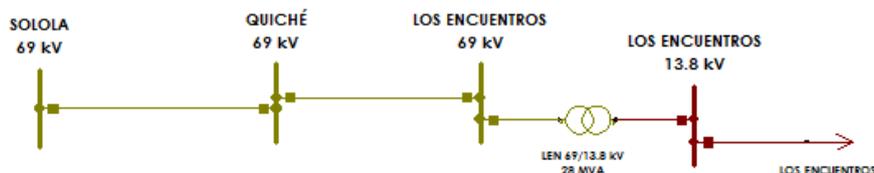
Actualmente en la zona existe un proyecto en ejecución, es importante destacar que los refuerzos descritos complementan y mejoran el proyecto en mención.

### 23.1.11 LOS ENCUENTROS

Para esta región se evaluó la posibilidad de distribuir la carga de los municipios de Chichicastenango y Patzité asociados a la subestación Quiché y la carga de los Encuentros que se suministra desde la subestación Sololá, acercando el punto de entrega a los centros de consumo con la finalidad de garantizar una mejor regulación de tensión en esta región y ampliar el margen de disponibilidad para abastecer incrementos de demanda. Se proponen los siguientes refuerzos:

- Nueva subestación Los Encuentros 69/13.8 kV, 28 MVA
- Adecuación de la línea de transmisión Sololá – Quiché en 69 kV y su conexión en la subestación Los Encuentros

Ilustración 27: Diagrama Unifilar, Refuerzos Los Encuentros.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

En resumen, se incorpora la nueva subestación Los Encuentros, cuya conexión al SIN, se llevará a cabo a través de la adecuación de la línea Sololá-Quiché en 69 kV.

## 23.2 EVALUACIÓN DE REFUERZOS

### 23.2.1 PETEN

En las siguientes tablas se presenta la evaluación de refuerzos propuestos. La tabla 20 integra los resultados de la simulación realizada. Puede observarse que la adición de los refuerzos propuestos mejora la regulación de tensión en la región de Petén, colocando los niveles dentro de los parámetros permisibles.

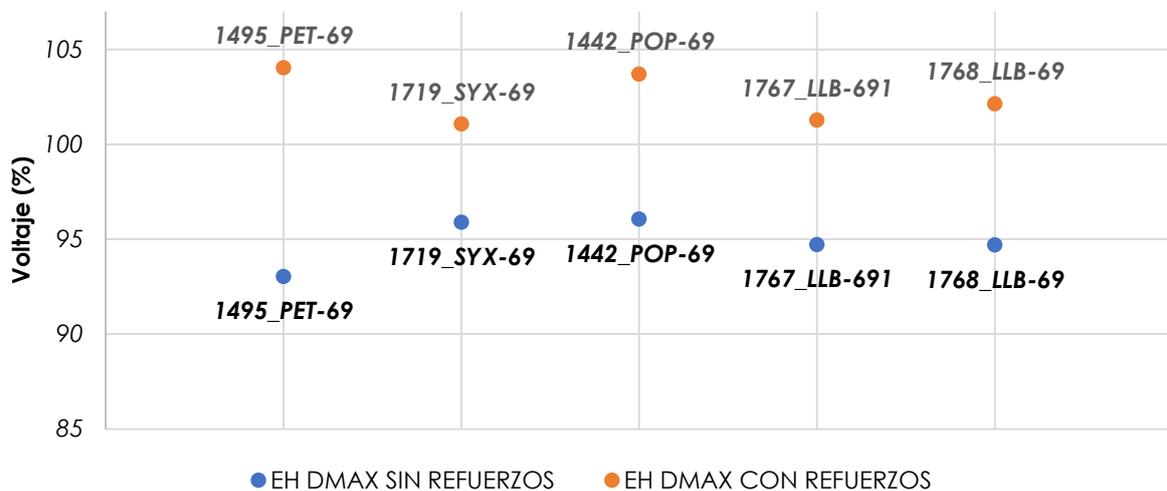
Tabla 20: Evaluación de Refuerzos, Petén.

NOMBRE	EH DMAX	EH DIM	ES DMAX	ES DMAX
	VOLTAJE %	VOLTAJE %	VOLTAJE %	VOLTAJE %
Petén	104.04	104.04	104.04	103.77
Sayaxché	101.07	100.58	100.58	104.59
Poptún	103.7	102.6	102.6	103.7
La Libertad	101.28	101.1	101.1	104.48
La Libertad	102.14	102.11	102.11	104.57
Melchor de Mencos	102.58	102.58	102.58	103.88
Petén II 230 kV	101.87	101.77	101.77	99.25

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

A manera de Comparación se presenta las gráficas 19 y 20, en la que se presentan los nodos en demanda máxima, lo cual constituye la condición operativa con mayores trasgresiones.

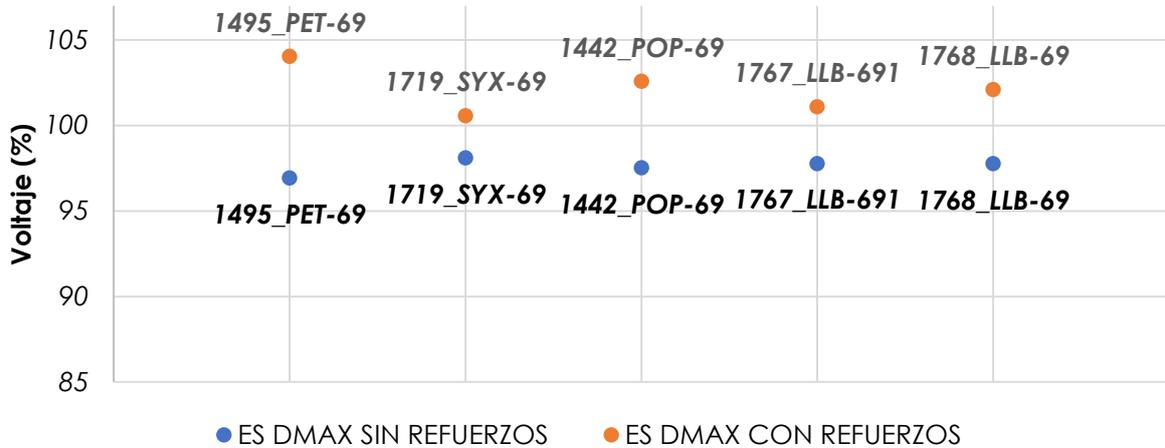
Gráfica 19: Comparación Resultados.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La gráfica 19 presenta los resultados en los niveles de tensión para la época húmeda. Puede observarse que la regulación de tensión mejora y que los niveles están dentro de los límites permisibles.

Gráfica 20: Comparación Resultados.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

De la misma forma, en la Gráfica 20 se presentan los resultados para la época seca. La comparación permite inferir que también mejora notablemente los valores de voltaje en los nodos de la región de Petén.

Puede concluirse que los refuerzos propuestos reparan las violaciones de tensión en la zona de Petén, mejorarán el servicio de energía eléctrica en Melchor de Mencos y municipios aledaños. Adicionalmente amplían la oportunidad de complementar dichos refuerzos con infraestructura para adecuarse a futuras interconexiones.

### 23.2.2 PUERTO BARRIOS

En la tabla 21 se presentan los resultados obtenidos en la simulación integrando los refuerzos para el año 2024.

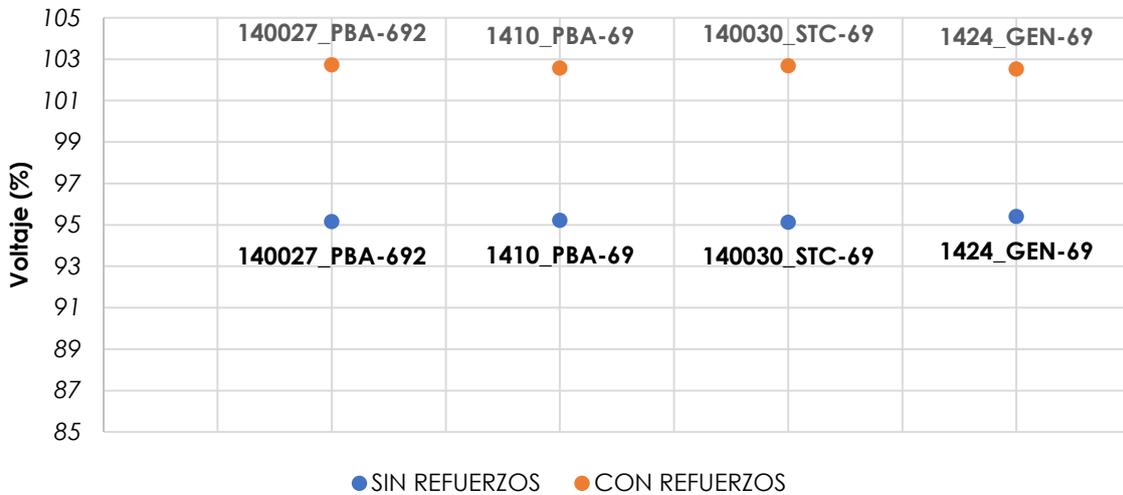
Tabla 21: Evaluación de Refuerzos, Puerto Barrios.

NOMBRE	EH DMAX	EH DMIN	ES DMAX	ES DMIN
Puerto Barrios II 230 kV	103.03	99.46	101.66	99.21
Puerto Barrios 69 kV	102.73	104.33	100.76	103.85
Puerto Barrios 69 kV	102.58	104.22	100.48	103.67
Santo Tomas de Castilla	102.69	104.32	100.74	103.85
Genor	102.54	104.19	100.52	103.67

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Puede observarse que los refuerzos mejoran la regulación de tensión, situándolos dentro de los límites permisible, la condición crítica en demanda máxima para el escenario de época de verano mejora notablemente. Para una mejor comparación puede referirse a la gráfica 21 y 22.

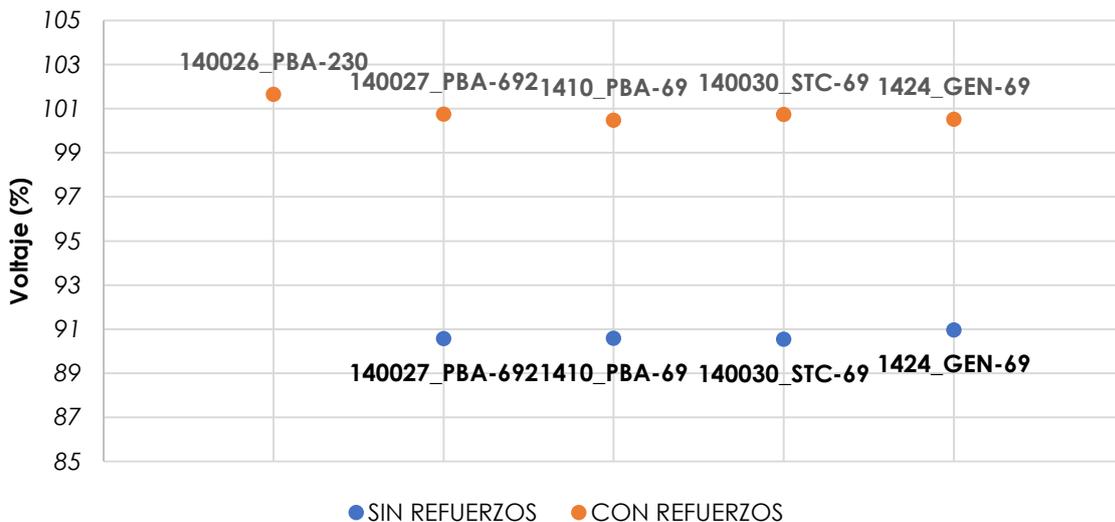
Gráfica 21: Comparación Resultados Puerto Barrios, época húmeda.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La gráfica 21 facilita la comparación de resultados, se observa que los voltajes se alejan del límite inferior y se encuentran más cercanos al valor nominal.

Gráfica 22: Comparación Resultados, Puerto Barrios, época seca.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La gráfica 22, presenta la condición operativa más crítica de los escenarios evaluados, puede observarse que, tras la incorporación de los refuerzos, los niveles de tensión se sitúan dentro del rango permisible y lo que es más importante, este es un refuerzo garantiza el abastecimiento a largo plazo.

En resumen, el crecimiento natural de la demanda en la región de puerto barrios sin ampliaciones limita la capacidad de atender la demanda, dado su configuración topológica, la demanda proyectada pone en riesgo la operación por estabilidad de voltaje, por lo que un refuerzo en 230 kV es el adecuado para garantizar el suministro a largo plazo.

### 23.2.3 SUCHITEPEQUEZ:

En cuanto a niveles de tensión, se observa en la tabla 22 que los voltajes se sitúan dentro de los límites exigidos por la regulación actual, garantizando la calidad del suministro al largo plazo.

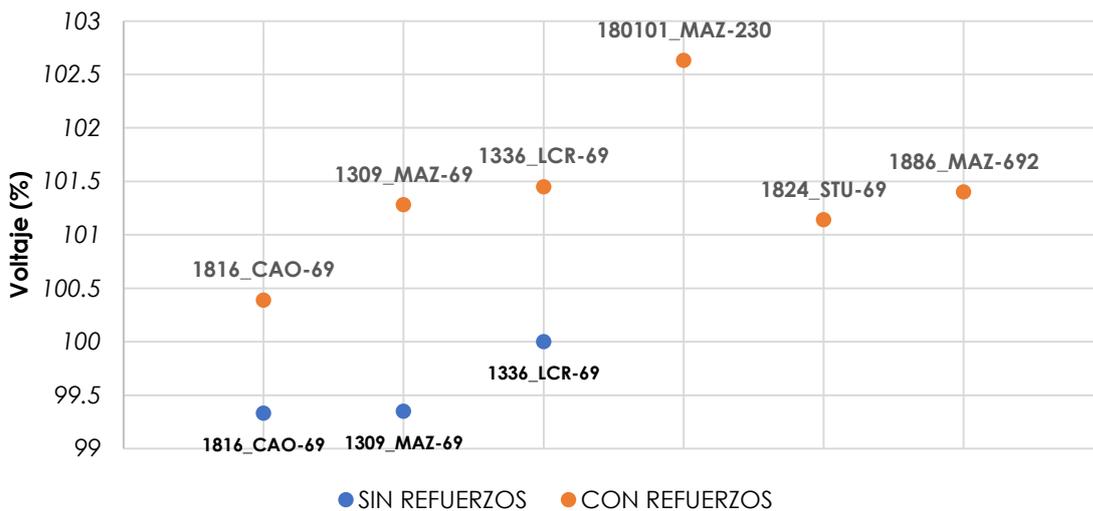
Tabla 22: Evaluación de Refuerzos, Suchitepéquez.

NOMBRE	EH DMAX	EH DMIN	ES DMAX	ES DMIN
CHICACAO	100.39	101.22	100.39	100.50
MAZATENANGO 69 kV	101.28	102.04	101.28	101.78
LA CRUZ	101.45	101.72	101.45	101.14
MAZATENANGO 230 kV	102.63	98.75	102.63	97.13
SANTO TOMAS LA UNION	101.14	102.16	101.14	102.11
MAZATENANGO 69 kV	101.40	102.25	101.40	102.18

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Para una mejor comparación del impacto de la adición de los refuerzos, se presenta la gráfica 23, mostrando un esquema comparativo de los niveles de tensión.

Gráfica 23: Comparación de Resultados, Suchitepéquez, época húmeda, 2024.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

A pesar de no ser un parámetro crítico en la evaluación, se observa que los niveles de tensión aumentan, ampliando el margen de operación para crecimientos de demanda futura.

Tabla 23: Cargabilidad Transformador Mazatenango.

	EH DMAX		ES DMIN	
	SIN REFUERZOS	CON REFUERZOS	SIN REFUERZOS	CON REFUERZOS
TR-MAZ-69-MAZ-13-1	116.77	65.99	140.32	54.38

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

En la tabla 23 se detalla el comportamiento del transformador de Mazatenango en 69 kV, su cargabilidad se ve notablemente reducida debido a la incorporación de refuerzos y el enlace a la red en 230 kV. Estos refuerzos garantizan la operación incluso bajo una contingencia simple en cualquiera de los elementos identificados en el diagnóstico

Los refuerzos sugeridos mejoran los niveles de tensión y refuerza la red en Mazatenango tanto para abastecer demanda futura proyectada como para soportar contingencias dentro de los parámetros permisibles bajo dicha condición.

#### 23.2.4 CHIMALTENANGO

Para evaluar la efectividad de los refuerzos propuestos, se procede a realizar un estudio en estado estable de flujos de potencia.

Tabla 24: Niveles de Voltaje, Chimaltenango, Demanda Máxima, Época Húmeda, 2020-2024.

NOMBRE	SIN REFUERZOS	CON REFUERZOS
Chimaltenango II 230 kV	--	102.02
Chimaltenango	100.1	104.5
Patzún	99.81	102.96
Cruz de Santiago	99.07	102.25

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Para la época húmeda se determinó que no existen transgresiones, tras la evaluación de los refuerzos se observa que de igual manera los límites en el escenario de estudio se sitúan dentro de los límites permisibles de la regulación.

En la tabla 25 se presentan los resultados para los cuales se determinó existía una condición crítica, dado que los niveles de tensión se acercan al límite inferior en el escenario de época seca en demanda máxima.

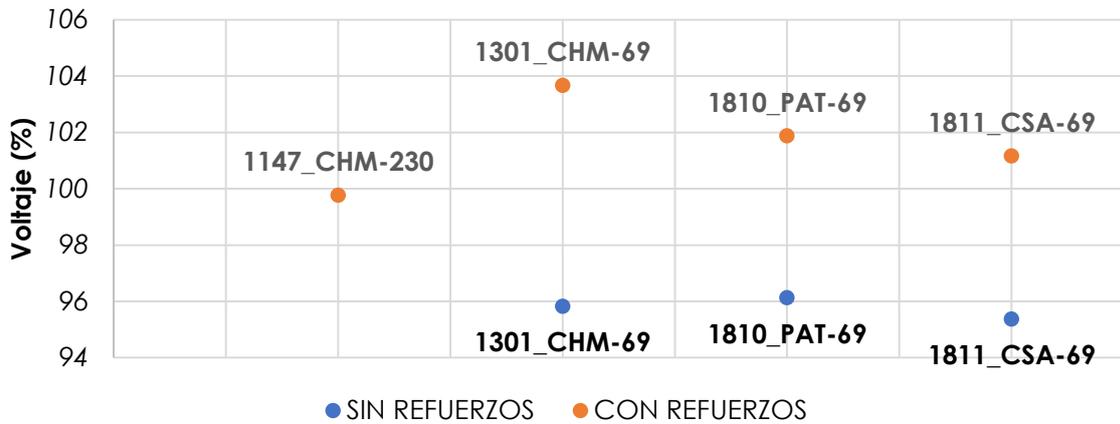
Tabla 25: Niveles de Voltaje, Chimaltenango Demanda Máxima, Época Seca, 2020-2024.

NOMBRE	SIN REFUERZOS	CON REFUERZOS
Chimaltenango II 230 kV	--	99.77
Chimaltenango	95.83	103.68
Patzún	96.14	101.88
Cruz de Santiago	95.38	101.17

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Dicha condición crítica se corrige al adicionar los refuerzos propuestos en la zona, además, al estar enlazado a la red de 230 kV acceden a un suministro confiable y robusto, garantizando el abastecimiento con parámetros de calidad.

Gráfica 24: Comparación Resultados Chimaltenango, 2024.

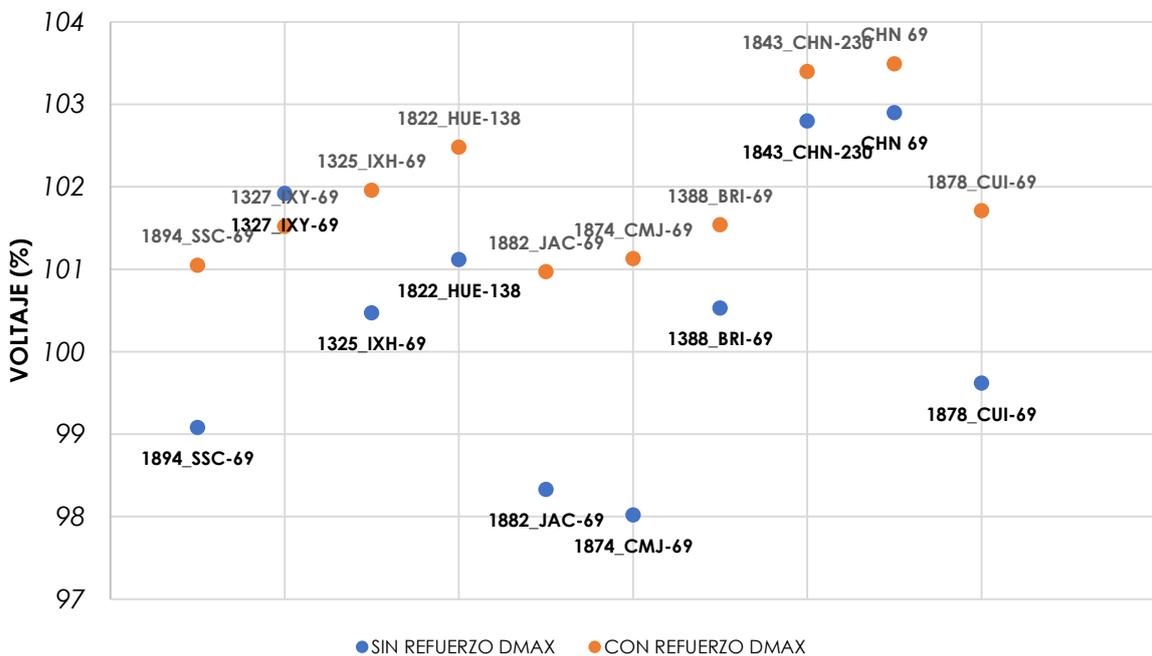


Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La gráfica 24, presenta los resultados de manera gráfica, lo que facilita la evaluación de los resultados y efectividad de los refuerzos propuestos. Se observa que los voltajes en la zona de Chimaltenango mejoran y se sitúan dentro del rango permisible.

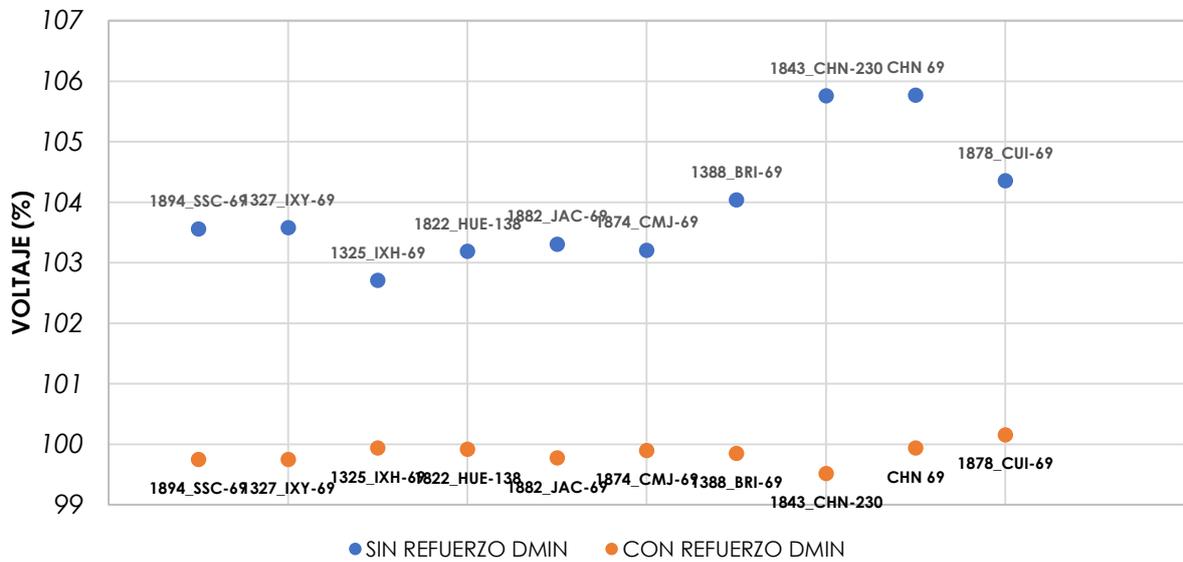
### 23.2.5 HUEHUETENANGO

Gráfica 25: Comparación Resultados Huehuetenango, época húmeda, 2024.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

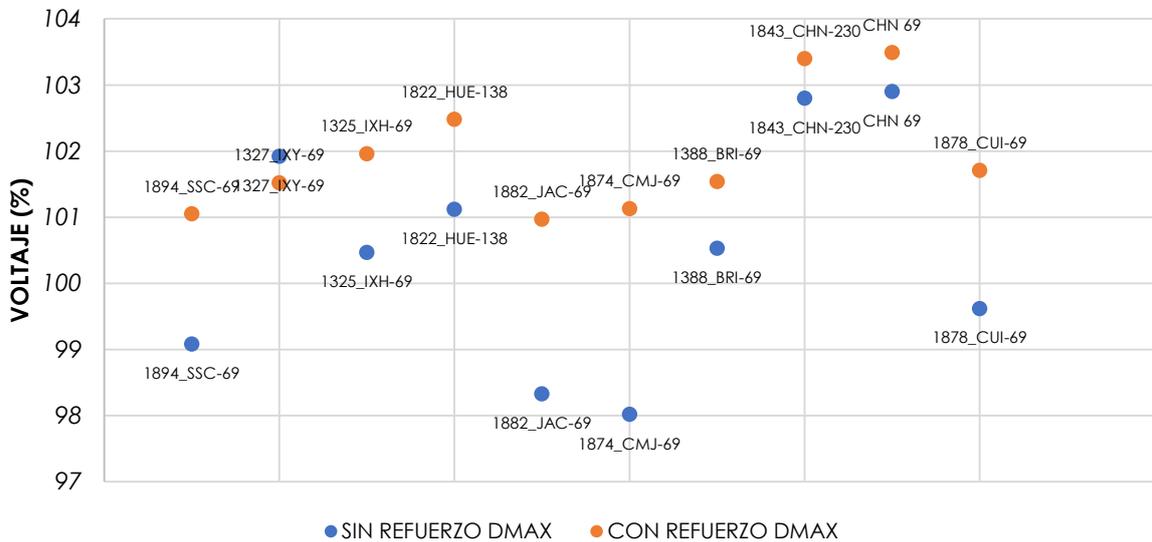
Gráfica 26: Comparación Resultados Huehuetenango, época húmeda, demanda mínima 2024.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

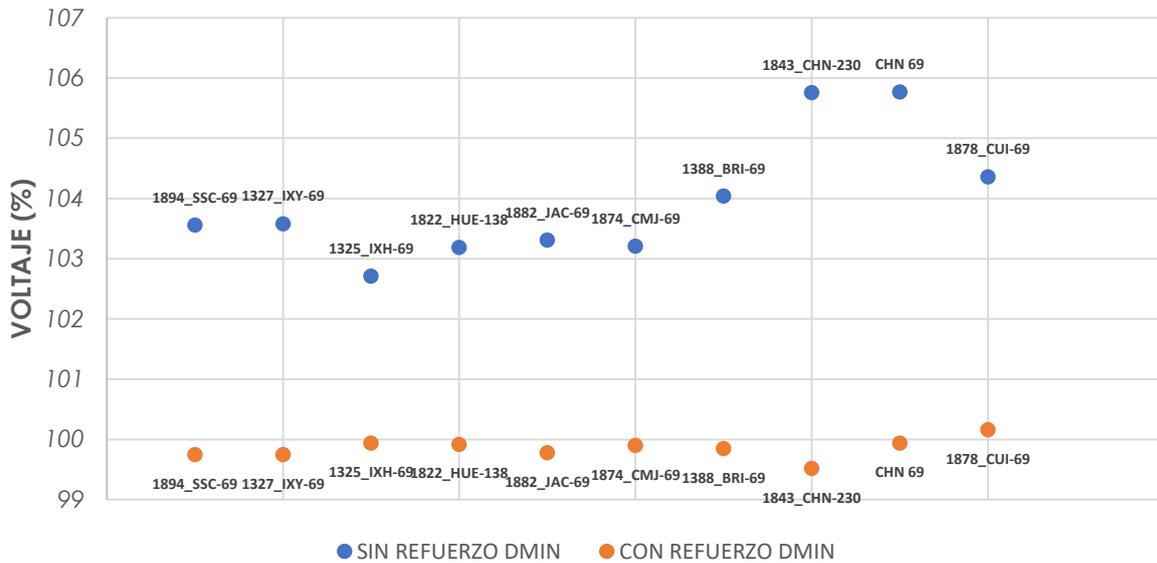
Los resultados descritos en las gráficas 25 y 26, demuestran que los refuerzos propuestos corrigen el problema. En cuanto a niveles de tensión.

Gráfica 27: Comparación Resultados, época seca, Huehuetenango.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Gráfica 28: Comparación de Resultados, época seca, demanda mínima, Huehuetenango.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

De la misma forma que en época húmeda, en época seca los parámetros se sitúan dentro de los niveles permisibles.

Los refuerzos evaluados corrigen los problemas que se dan en demanda máxima, tanto para época seca como para época húmeda. Los niveles de tensión en demanda máxima tienden a reducirse lo que se corrige integrando un enlace en 230 kV. De esta forma se concluye que la propuesta de refuerzos satisface las necesidades futuras del período de estudio 2020-2024. Otra característica importante es el incremento de la confiabilidad en dicha zona, ya que se reduce la configuración radial existente.

### 23.2.6 LOS ENCUENTROS

Los resultados del análisis para la región de los encuentros se muestran en la tabla 26, se observa que los niveles de tensión se posicionan dentro de los valores permisibles.

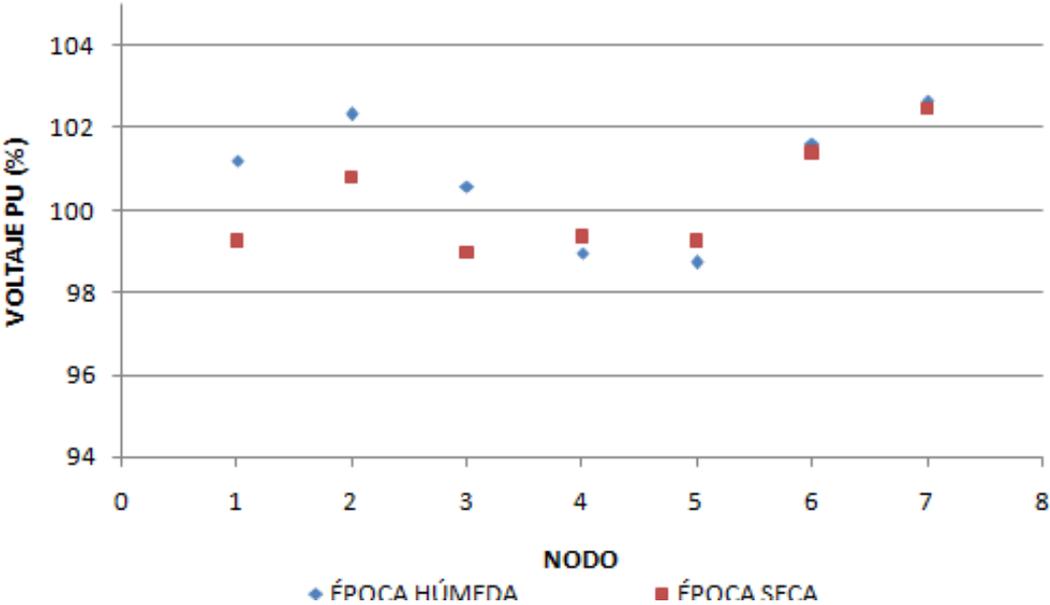
Tabla 26: Niveles de Voltaje, demanda máxima, Los Encuentros.

NOMBRE	ÉPOCA HÚMEDA	ÉPOCA SECA
QUICHE	101.2	99.25
SOLOLA	102.33	100.78
ZACUALPA	100.57	98.94
LOS ENCUENTROS 69 kV	98.96	99.35
LOS ENCUENTROS 13 kV	98.72	99.24
ALASKA	101.62	101.38
SOLOLA 34.5 kV	102.67	102.45

Fuente: Elaboración propia, UPEM.

En la siguiente gráfica se grafican los niveles de voltaje resultantes de la simulación, a manera de comparación.

Gráfica 29: Comparación de resultados, demanda máxima, Los Encuentros.



Fuente: Elaboración propia, UPEM.

Estos refuerzos además de mejorar la regulación de voltaje acercan la transmisión a la demanda lo que se traduce en una reducción de pérdidas cuyo aporte se reflejará en el apartado de análisis de pérdidas del presente plan.

## 24. PERÍODO 2025-2029

### 24.1 DIAGNOSTICO DE RED 2025-2029

#### 24.1.1 QUETZALTENANGO

Se realizó el análisis a través de flujos de potencia para determinar el comportamiento de la red en la zona ubicada en Quetzaltenango, a partir de dicho análisis se tienen los siguientes resultados en la tabla siguiente.

Tabla 27: Niveles de Voltaje, Quetzaltenango, Época Seca y Húmeda, 2025-2029.

NOMBRE	EH DMAX	EH DMIN	ES DMAX	ES DMIN
Xelajú	101.66	100.84	101.44	101.43
Xelajú	101.07	100.63	100.95	101.20
Alaska	101.16	100.76	100.96	101.46
Orzunil	101.51	101.58	101.57	101.42
Orzunil	101.60	101.88	101.80	101.44

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Se observa que la regulación de tensión no tiene problemas al abastecer la demanda, es importante considerar que en la evaluación de este período se asumen que los refuerzos propuestos en el período anterior 2020-2024 han sido integrados a la red, esto provoca que la red soporte adecuadamente los esfuerzos a los que se somete la red al abastecer la demanda proyectada.

Adicionalmente del estudio se estima que la subestación Xelajú 69 supere su capacidad nominal hasta en un 7%. Dicha condición limitara la aptitud de la red para soportar contingencias simples, por lo que se requiere de un refuerzo que pueda corregir la limitante en el mediano plazo.

#### 24.1.2 SAN MARCOS

En la red ubicada en la zona de San Marcos se ha identificado que en un escenario de demanda máxima los niveles de tensión requieren atención, para lo cual se presentan resultado obtenidos tras la elaboración de simulaciones.

Tabla 28: Niveles de Voltaje, Quetzaltenango, Época Húmeda y Seca, 2024-2029.

NOMBRE	EH DMAX	EH DMIN	ES DMAX	ES DMIN
Porvenir	101.44	99.2	96.25	99.65
Malacatán	101.5	99.09	96.67	99.49
San Marcos	102.02	101.19	101.87	101.97

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Se observa que el comportamiento de la red en el escenario de demanda máxima para la época de invierno no presenta ninguna transgresión, tampoco riesgo de sobrepasar los límites permisibles; no obstante, para el escenario de demanda máxima en época seca, se observa que los límites en los nodos del Porvenir 69 kV y Malacatán 69 kV tienen un potencial riesgo de reducir su valor por debajo del límite inferior de 95%, por lo que debe evaluarse un refuerzo para prevenir dicha condición.

Otra consideración importante al tomar en cuenta es la cargabilidad de los elementos en la zona, el transformador de la Subestación San Marcos 69 kV se encuentra próximo a alcanzar su capacidad nominal, por lo que la propuesta de refuerzo puede incluir entre los objetivos el aumentar el margen para atender el crecimiento futuro de la demanda.

### 24.1.3 QUICHE

En la zona del Quiché se ha identificado una limitación en la red de transporte. Dado que para atender la demanda en el norte del departamento se hace a través de la red de distribución en niveles de voltaje inferiores. Se realiza una simulación para identificar posibles restricciones o trasgresiones. En cuanto a niveles de tensión se realiza un análisis de flujo de carga para determinar si existen trasgresiones.

Tabla 29: Niveles de Voltaje, Quiche, Época Seca y Húmeda, 2025-2029.

NOMBRE	EH DMAX		EH DMIN	
	SIN REFUERZOS	CON REFUERZOS	SIN REFUERZOS	CON REFUERZOS
Quiché	100.2	99.93	100.38	100.97
Zacualpa	99.38	99.11	99.85	100.44
Santa Lucía la Reforma	99.98	99.71	100.2	100.79
Sacapulas	100.25	100.26	99.46	99.94
Playa Grande	101.09	100.09	101.81	101.39
Chicamán	100.48	100.49	99.56	100.04
Ixcán	-	99.64	-	101.22

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La tabla 29, presenta los resultados obtenidos para la zona de quiché, se presentan los nodos en quiché o aledaños a este; se concluye que los niveles de voltaje operan dentro de los límites establecidos, no obstante, la dispersión de carga en quiché y la red en la que se transporta la energía tiene un nivel de pérdidas significativo por lo que es recomendable reforzar la red de transmisión en esta zona considerando dicha condición.

## 24.2 PROPUESTA DE REFUERZOS 2025-2029

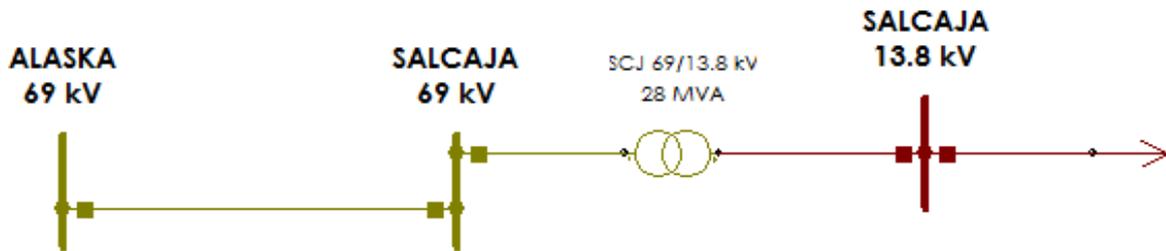
### 24.2.1 QUETZALTENANGO

Para la zona de Quetzaltenango se hace una propuesta que corrija las deficiencias encontradas, para lo cual se proponen el refuerzo siguiente en la red:

#### Subestación Salcajá y obras aledañas

- Subestación Salcajá 69/13.8 kV, 28 MVA
- Trabajos de adecuación en la línea de transmisión La Esperanza – Alaska a 69 kV y su conexión a subestación Salcajá.

Ilustración 28: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos, Quetzaltenango.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

En la ilustración 28, se presenta el diagrama unifilar que resume la disposición de los refuerzos sugeridos; este refuerzo considera la construcción de una nueva subestación en 69 kV denominada Salcajá que pretende aliviar la carga de la subestación en Xelaju 69 kV y acercarse a los centros de consumo de la zona.

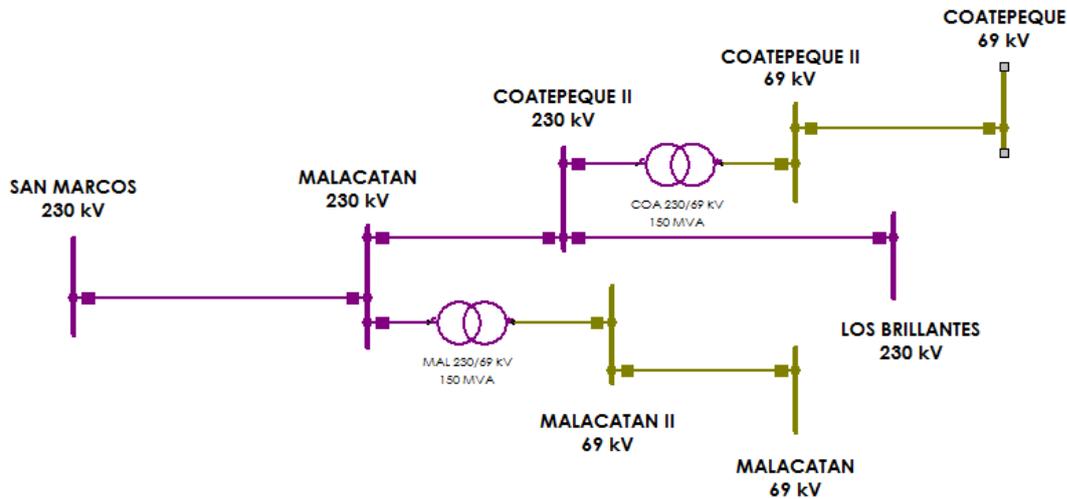
### 24.2.2 SAN MARCOS

Para mejorar las deficiencias identificadas en diagnóstico se propone un listado de refuerzos para los nodos de la región San Marcos.

- Subestación Malacatán II 230/69 kV, 150 MVA
- Subestación Coatepeque II 230/69 kV, 150 MVA
- Ampliación subestación existente Los Brillantes en 230 kV
- Ampliación subestación San Marcos II (en construcción, PETNAC-2014) en 230 kV
- Ampliación subestación existente Malacatán
- Ampliación subestación existente Coatepeque
- Línea de transmisión Malacatán II – San Marcos a 230 kV
- Línea de transmisión Malacatán II – Malacatán a 69 kV
- Línea de Transmisión Malacatán – Coatepeque II 230 kV
- Línea de Transmisión Coatepeque II – Los Brillantes 230 kV
- Línea de Transmisión Coatepeque II – Coatepeque 69 kV

Tales refuerzos se dispondrán como muestra la ilustración 29.

Ilustración 29: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

El refuerzo en mención consiste en un enlace en 230 kV en el departamento de San Marcos. De la subestación Malacatán II parte una línea que se conectará a San Marcos 230 kV. La subestación Malacatán II dispondrá de un campo en 69 kV con la que se enlazará a la subestación existente Malacatán 69 kV, así mismo la subestación Coatepeque II tendrá un enlace en 69 kV que conectará con la subestación existente en Coatepeque.

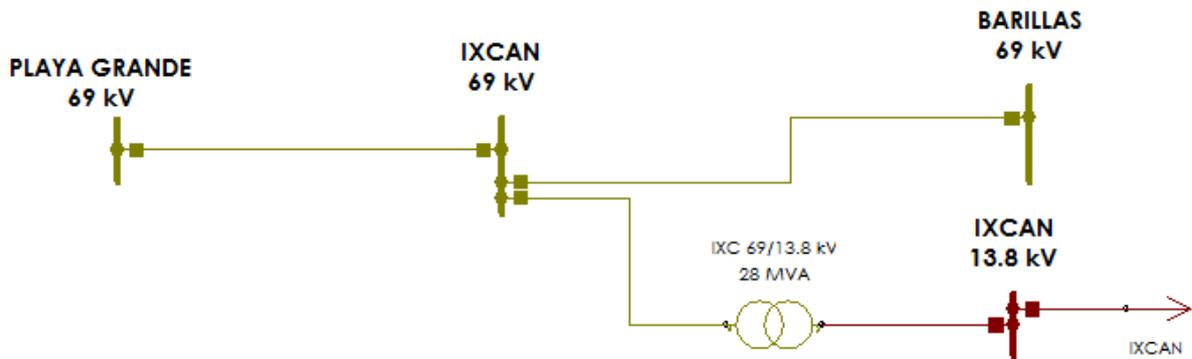
La magnitud de compensación reactiva necesaria en el área de influencia de los Refuerzos de San Marcos se obtendrá de los resultados de los estudios eléctricos NTAUCT los cuales deberán realizarse oportunamente previo a la conexión de las obras.

### 24.2.3 QUICHE

Para solventar las necesidades identificadas en la zona del Quiché se propone que se adhieran a la red los siguientes refuerzos:

- Subestación Ixcán 69/13.8 kV, 14 MVA
- Ampliación subestación existente Barillas 69 kV
- Ampliación subestación existente Playa Grande 69 kV
- Línea de transmisión Barillas – Ixcán a 69 kV
- Línea de transmisión Ixcán – Playa Grande a 69 kV

Ilustración 30: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos Ixcán.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La ilustración 30 presenta la conexión de los refuerzos que se proponen para dicho departamento. El refuerzo consiste en la instalación de una nueva Subestación en 69 kV denominada Ixcán, dicha subestación contará con un campo de transformación 69/13.8 kV que atenderá la demanda circundante. La subestación Ixcán 69 kV se conectará a dos subestaciones a través de 2 líneas en 69 kV, Barillas y Playa Grande.

#### 24.2.4 RED EN 230 kV

El desarrollo del PET-1-2009 incorporando red en 230 kV ha ido mejorando la capacidad de transmisión de la red nacional, propiciando un servicio confiable y de calidad, no obstante, en el Sistema Nacional Interconectado se dan cambios por adición o por crecimiento de demanda por lo que es importante mantener dichos niveles incorporando refuerzos que brinden la capacidad de evacuar nueva generación y soportar contingencias simples o aquellas que pongan en riesgo el suministro. A continuación, se presentan los refuerzos que se proponen para fortalecer la red en 230 kV.

##### Nueva Línea de Transmisión Los Brillantes – Madre Tierra en 230 kV.

- Ampliación subestación Los Brillantes en 230 kV
- Ampliación subestación Madre Tierra en 230 kV
- Línea de transmisión Los Brillantes – Madre Tierra a 230 kV.

Ilustración 31: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

El refuerzo consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión desde la subestación Los Brillantes a Madre tierra en 230 kV. Esta línea, en previsión de fortalecer el aprovechamiento de la interconexión existente con México, debe estar preparada para operar con voltajes de 400 kV y con soporte para un segundo circuito el cual deberá cumplir las especificaciones técnicas que se establezcan para cumplir con la regulación vigente.

### **2do Circuito Guatemala Este- La Vega 2, 230 kV.**

Este refuerzo consiste en la habilitación de una línea en 230 kV que establezca una conexión de un segundo circuito entre las subestaciones Guatemala Este y la Vega 2:

- Nueva línea de transmisión Guatemala Este – La Vega 2 en 230 kV

*Ilustración 32: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos.*



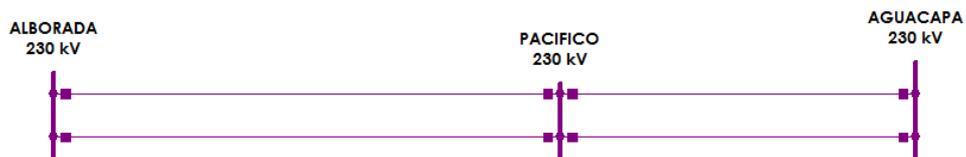
*Fuente: Elaboración Propia, UPEM.*

### **2do Circuito Alborada-Pacífico-Aguacapa en 230 kV.**

Este refuerzo consiste en la construcción del segundo circuito entre los nodos Alborada-Pacífico – Aguacapa en 230 kV.

- Nueva Línea de Transmisión Alborada – Pacífico 230 kV.
- Nueva Línea de Transmisión Pacífico – Aguacapa en 230 kV.

*Ilustración 33: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos.*



*Fuente: Elaboración Propia, UPEM.*

## 24.3 EVALUACIÓN DE REFUERZOS 2025-2029

### 24.3.1 QUICHÉ

Para la evaluación de refuerzos en el departamento del Quiché se realiza un estudio en estado estable, que permite identificar el comportamiento de los refuerzos adicionados a la red.

Gráfica 30: Comparación Resultados, niveles de voltaje época húmeda, demanda máxima y mínima.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La presente gráfica representa los niveles de tensión obtenidos para las épocas de demanda máxima y mínima, tanto para temporada húmeda como para la temporada seca. Se observa que los niveles de tensión en el departamento del Quiché están dentro de los límites permisibles. No se identifica ninguna transgresión en los límites de tensión, tampoco en la cargabilidad de los elementos. La reducción de pérdidas producto de la incorporación de los refuerzos para esta zona se integrará al global de reducción de pérdidas por la adición de todos los refuerzos.

### 24.3.2 QUETZALTENANGO

Los refuerzos recomendados para el departamento de Quetzaltenango se incorporan a la red y se realiza una simulación considerando escenarios de demanda mínima y máxima para temporada seca y húmeda.

Tabla 30: Niveles de Voltaje, Quetzaltenango, Época Húmeda, 2024-2029.

NODO	DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MÍNIMA	
	SIN REFUERZOS	CON REFUERZOS	SIN REFUERZOS	CON REFUERZOS
LA ESPERANZA	101.66	101.41	100.84	100.88
XELAJÚ	101.07	100.84	100.63	100.65
ALASKA	101.16	100.9	100.76	100.94
ZUNIL 1	101.51	101.5	101.58	101.62
ZUNIL	101.6	101.65	101.88	101.94

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

En la tabla 30 puede inferirse que los niveles de tensión se posicionan dentro de los parámetros permisibles. No obstante, el principal aporte de dicho refuerzo es liberar la carga

de la subestación Xelajú en 69 kV, esto amplía la capacidad de maniobras para el desarrollo de mantenimientos mitigando afecciones en la continuidad del servicio.

*Tabla 31: Cargabilidad, Transformador Quetzaltenango.*

NOMBRE	NODO	Cargabilidad Sin Refuerzo	Cargabilidad con Refuerzo
Xelajú	TR-XEL-69-XEL-13-1	119%	87%

*Fuente: Elaboración Propia, UPEM.*

La tabla 31. Muestra la reducción en cargabilidad de la subestación en mención, esto permite liberar un margen que ante una contingencia o mantenimiento puede ser útil para mantener el sistema operativo.

### 24.3.3 SAN MARCOS

Los resultados de regulación de tensión obtenidos al simular la inclusión de los refuerzos propuestos para la región de San Marcos se muestran a continuación.

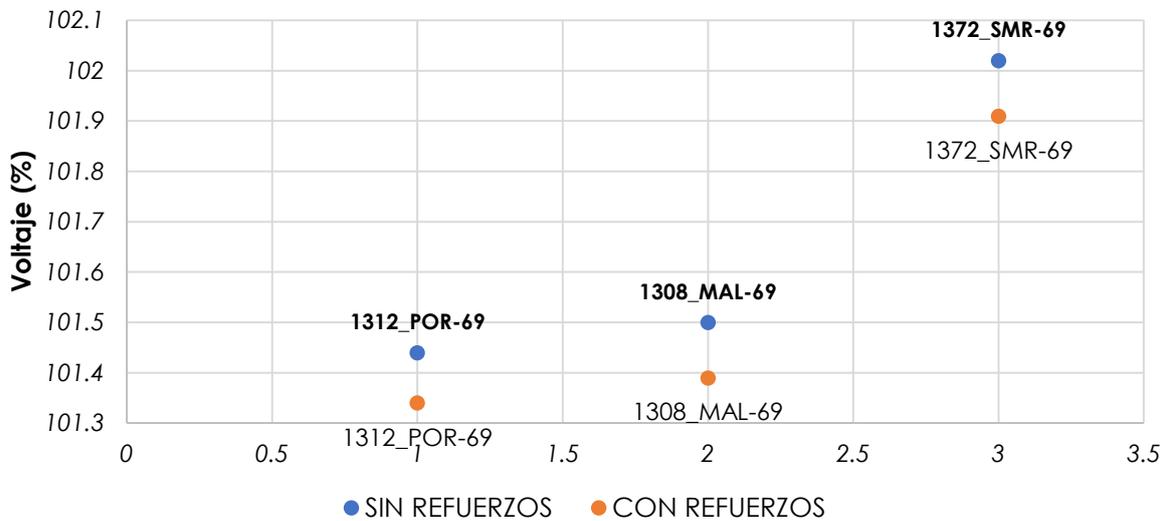
*Tabla 32: Niveles de Tensión, San Marcos, demanda máxima.*

NOMBRE	ÉPOCA HÚMEDA	ÉPOCA SECA
LOS BRILLANTES 230 KV	100.21	97.47
LOS BRILLANTES 400 KV	99.58	98.13
LOS BRILLANTES 69 KV	101.25	101.41
COATEPEQUE 69 KV	100.51	101.06
COATEPEQUE 13.8 KV	102	102.67
COATEPEQUE 2 69 KV	100.89	101.81
COATEPEQUE 230	100.48	97.18
COATEPEQUE 2 13.8 KV	101.85	103
MALACATAN 69 KV	99.07	98.78
MALACATANA 2 13.8 KV	102.5	102.63
MALACATAN 13.8 KV	101.76	102.17
SAN MARCOS 69 KV	101.14	101.63
SAN MARCOS 13.8 KV	101.47	101.57
SAN MARCOS 230 KV	100.6	97.07
SAN MARCOS 2 69 KV	102.35	102.65
MELENDREZ	99.53	99.75
SANTA FE	100.25	100.77
LA LIBERTAD	100.88	101.11
LA LIBERTAD 1	100.77	101.1

*Fuente: Elaboración Propia, UPEM.*

Para evaluar los refuerzos recomendados en el departamento de San Marcos se presentan los resultados de tensión en las gráficas siguientes.

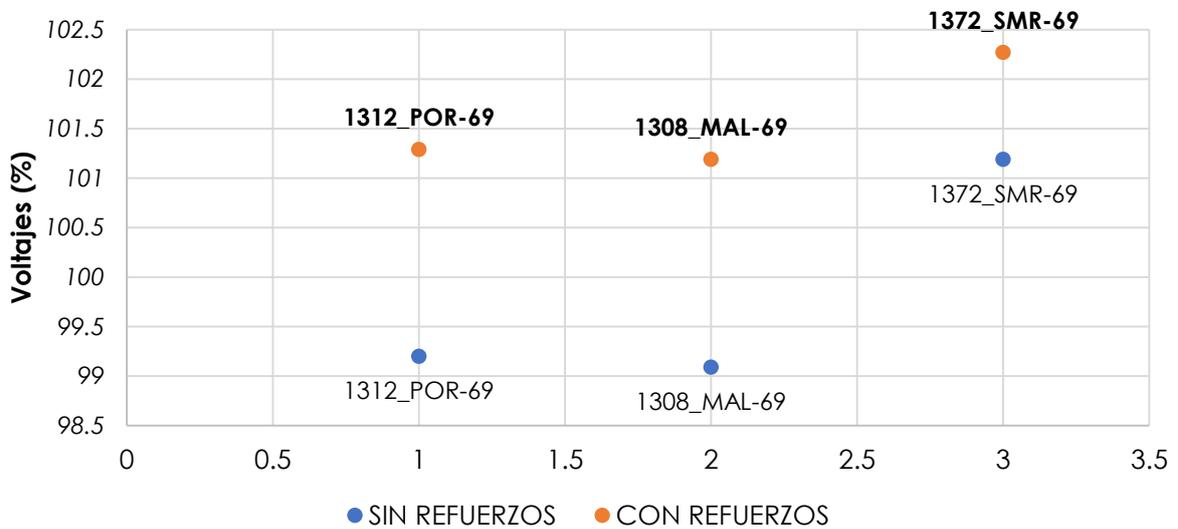
Gráfica 31: Comparación de Resultados, San Marcos, Niveles de Tensión, Demanda Máxima, Época Humeda



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La gráfica 32 presenta los niveles de voltaje obtenidos para el escenario de demanda máxima en época húmeda, no existen transgresiones y se posicionan al valor nominal.

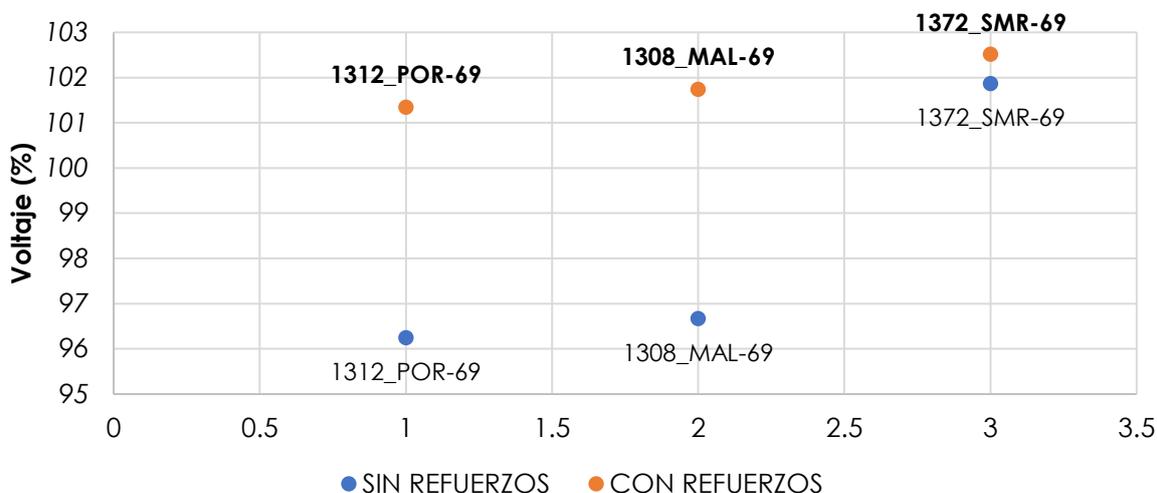
Gráfica 32: Comparación de Resultados San Marcos, Niveles de Tensión, Demanda Mínima, Época Humeda.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La gráfica 33 presenta los niveles de voltaje obtenidos para el escenario de demanda mínima en época húmeda, se observa que tampoco existe alguna transgresión a los límites.

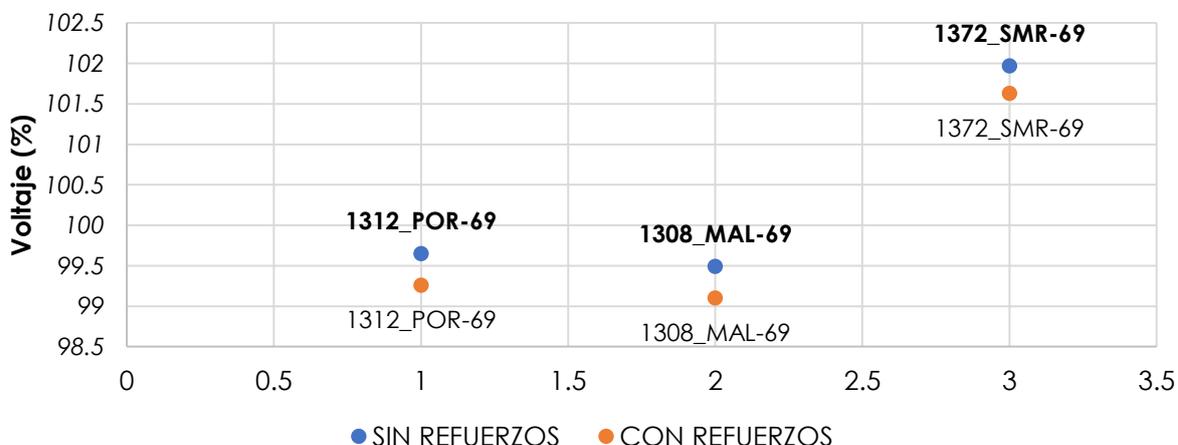
Gráfica 33: Comparación de Resultados, Niveles de Tensión, Demanda Máxima, Época Seca.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

El escenario de demanda máxima en época seca es el que presenta la condición operativa más crítica en la zona, los niveles de tensión se acercan al límite inferior. Tras la adición de refuerzos, los niveles de tensión se posicionan levemente por encima de 101 %, lo que representa una condición de operación sin riesgo de transgresión.

Gráfica 34: Comparación de Resultados, Niveles de Tensión, Demanda Mínima, Época Seca.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La gráfica 34 presenta los resultados en demanda mínima de la época seca, en este análisis se observa que todos están dentro de los límites y con bajo riesgo de transgresión.

Tras la evaluación de los refuerzos se comprueba en varios escenarios de demanda, la efectividad de los refuerzos propuestos, garantizando que el abastecimiento de la demanda pueda sostenerse hasta el largo plazo. Una característica a destacar es que se amplía la red de 230 kV a la zona en estudio; esto mejora el desempeño de la red en dicho nivel de tensión.

## 24.3.4 RED EN 230 Kv

### 2DO CIRCUITO GUATEMALA RED DE 230 kV

Tras la evaluación del refuerzo recomendado se logró determinar que ante una contingencia en la Línea que conecta las subestaciones Aguacapa, Pacífico y Alborada en 230 kV, el enlace entre Guate Este-San Antonio-La Vega sufre un aumento en su cargabilidad del 103% que pone en riesgo la operación del sistema, en su defecto requiere la coordinación de esquemas de control suplementarios.

Al incorporar el segundo circuito Guate Este-La Vega 2, se determinó que el sistema es capaz de soportar las sobrecarga que la apertura del enlace Aguacapa-Pacífico provoca. Así mismo para complementar el desempeño de la red, se evalúa el refuerzo del segundo circuito Alborada-Pacífico para el cual actualmente se tiene un esquema de control suplementario que abre la línea en condiciones de sobrecarga, desconectando generación importante para el sistema nacional interconectado. Adicionalmente se ha propuesto una línea de transmisión Los Brillantes-Madre tierra, que enlaza la interconexión con México con la red en 230 kV y el anillo Pacífico Sur, haciendo la función de un circuito adicional al enlace existente, complementando el objetivo de los refuerzos de la red en 230 kV.

Estos refuerzos dotan al sistema de la capacidad para soportar contingencias simples y evitar sobrecargas que pueden conllevar a la desconexión automática de generación asociada a este tramo.

## 24.4 PERÍODO 2030-2034

### 24.4.1 DIAGNÓSTICO DE RED 2030-2034

Para la evaluación de los refuerzos necesarios en el período de largo plazo se consideró incluir la generación propuesta en el plan de expansión de generación y los refuerzos propuestos en los períodos anteriores.

De los resultados obtenidos de los análisis de flujo de carga para condiciones de demanda mínima no hubo ninguna transgresión de los niveles de voltaje.

Para la época seca, demanda máxima se observa en la tabla 33 los nodos con niveles de voltaje fuera de los rangos permisibles.

Tabla 33: Niveles de Voltaje, Demanda Máxima, Época Seca, 2030-2034.

Nombre	Nodo	Voltaje pu (%)
Moyuta	1126_MOY-230	94.81
Moyuta	1125_MOY-231	94.8
Ahuachapán	28161_AHU-230	94.52

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Para el buen funcionamiento de la regulación de voltaje en la red de 13.8 kV los propietarios de dicha red deben de manejar internamente sus trabajos de expansión de acuerdo con el crecimiento de la demanda, ya que existen algunos nodos y elementos que, con la demanda proyectada, superará su valor nominal de trabajo.

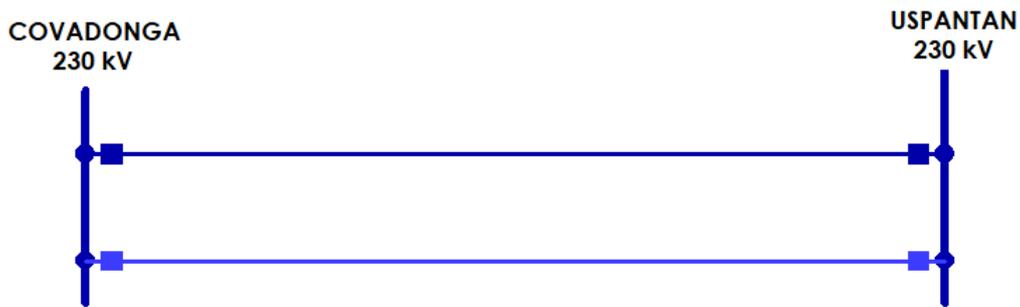
Derivado del análisis de resultados al simular la red de transporte eléctrico, considerando las plantas de generación propuestas y los refuerzos en la infraestructura de transmisión eléctrica, se plantearon los siguientes refuerzos con la finalidad de garantizar la confiabilidad del sistema de transporte eléctrico.

Un aspecto para considerar en la zona de las subestaciones Covadonga y Uspantán, es que a futuro, si se quiere mantener la capacidad de trasferencia proporcional al crecimiento de la demanda, se hace necesario fortalecer el enlace entre las subestaciones en mención.

#### 24.5 PROPUESTA DE REFUERZOS 2030-2034

- Línea de Transmisión Covadonga – Uspantán (segundo circuito).

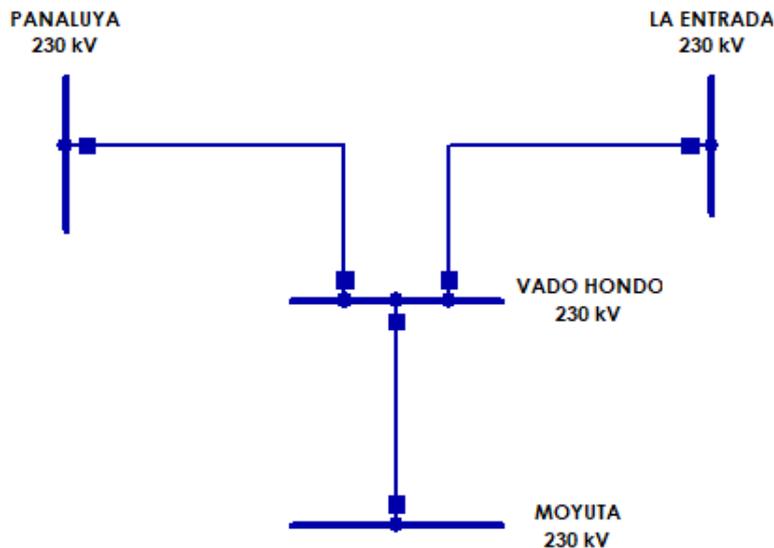
Ilustración 34: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

- Ampliación subestación Moyuta 230 kV
- Nueva Subestación Vado Hondo 230/138 kV 150 MVA
- Línea de Transmisión Vado Hondo – Moyuta 230 kV
- Trabajos de adecuación en línea de transmisión Panaluya – La Entrada 230 kV y su conexión a la subestación Vado Hondo 230 kV

Ilustración 35: Diagrama Unifilar, Propuesta de Refuerzos.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Para la línea Moyuta-Vado Hondo, se sugiere que la infraestructura de dicha línea sea construida para soportar un segundo circuito.

## 24.6 EVALUACIÓN DE REFUERZOS 2030-2034

### Línea de Transmisión Covadonga – Uspantán (segundo circuito)

Con la propuesta de la línea de transmisión Covadonga – Uspantán se cerraría el anillo doble en 230 kV en la región occidental garantizando la confiabilidad en la transferencia de la generación hidroeléctrica de dicha zona.

Inicialmente se observa que los niveles de tensión en las subestaciones aledañas se mantienen dentro de los rangos permisibles, con la adición de este refuerzo el nivel de regulación de tensión se eleva mejorando el funcionamiento de la red de transporte eléctrico.

En la siguiente tabla se observa los niveles de tensión de los nodos aledaños al incluir este refuerzo en la época húmeda.

Tabla 34: Niveles de Voltaje, Uspantán, Época Húmeda, 2030-2034.

NOMBRE	D máxima	D mínima
	V pu (%)	V pu (%)
Palo Viejo 230	99.68	99.73
Chixoy 230	99.31	99.39
Uspantán 69	99.61	99.79
Uspantán 230	99.67	99.73
Xacbal	99.88	99.97
Huehuetenango 230	98.9	99.42
Chiantla 230	99.47	99.86

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

En la siguiente tabla se observa los niveles de tensión de los nodos aledaños, incluyendo este refuerzo para el período de época seca.

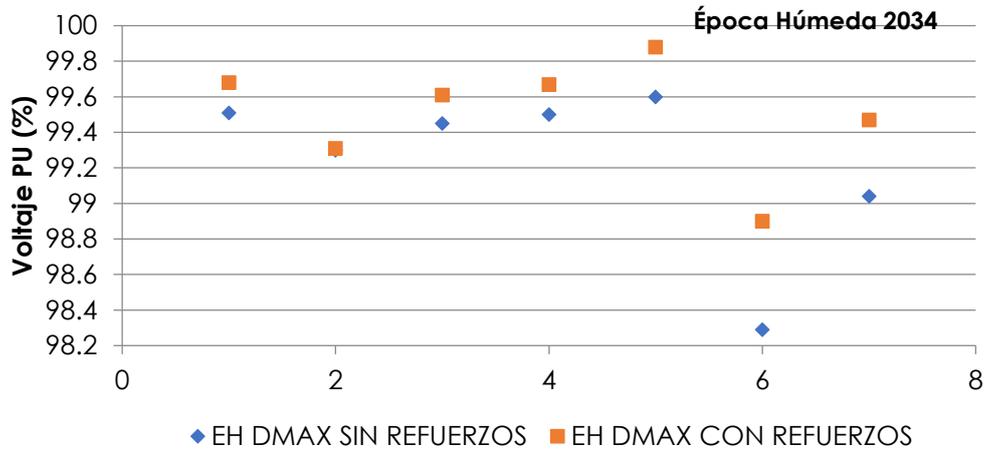
Tabla 35: Niveles de Voltaje, Uspantán, Época Seca, 2030-2034.

NOMBRE	D máxima	D mínima
	V pu (%)	V pu (%)
Palo Viejo	97.68	101.66
Chixoy	97.56	101.4
Uspantán	97.68	101.77
Uspantán	97.66	101.66
Xacbal	97.47	101.69
Huehuetenango	95.94	100.69
Chiantla	96.92	101.36

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

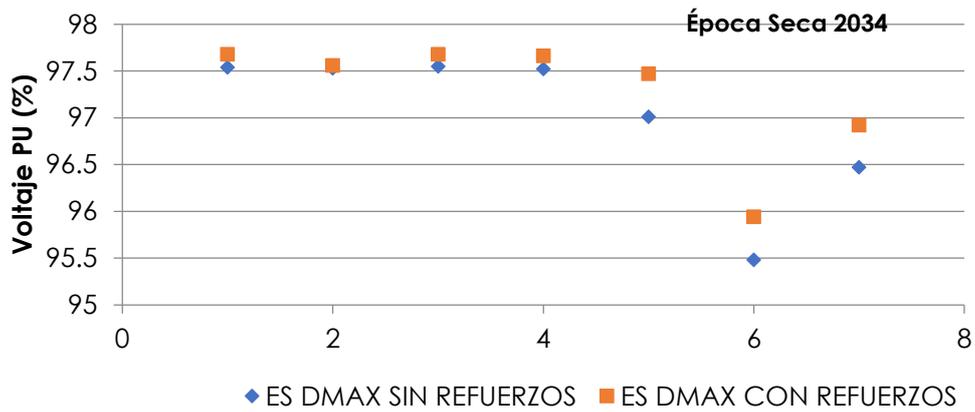
En las siguientes gráficas se observa la mejora en los niveles de voltaje al incluir este refuerzo en los nodos aledaños para demanda máxima.

Gráfica 35: Comparación de Resultados, Uspantán, época húmeda.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Gráfica 36: Comparación de Resultados, Uspantán, época seca.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Los niveles de cargabilidad para el análisis en demanda máxima de los elementos asociados a la obra propuesta, se muestran en la tabla.

Tabla 36: Niveles de Cargabilidad, Uspantán, Demanda Máxima y Mínima, 2030-2034.

Elemento	Época Húmeda		Época Seca	
	S-Refuerzos	C-Refuerzos	S-Refuerzos	C-Refuerzos
	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)
LN-PVI-230-USP-230-1	17.18	17.15	4.58	4.51
LN-PVI-230-USP-230-2	17.18	17.15	4.58	4.51
LN-CHX-233-USP-230-1	6.88	7.89	1.62	2.57
LN-CHX-233-USP-230-2	6.88	7.89	1.62	2.57
LN-COV-230-USP-230-1	2.39	0.78	4.69	2.5
LN-COV-230-USP-230-2	0	0.78	0	2.5
LN-XAC-230-COV-230-1	43.59	43.51	0	0
LN-COV-230-CHN-230-1	25.93	25.21	2.89	2.85
LN-COV-230-HUE-232-1	18.55	18.07	2.23	2.54

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

### Obras asociadas a la Subestación Moyuta

La inclusión de los refuerzos propuestos asociados a la subestación Moyuta brinda una mejor confiabilidad y respuesta en las zonas de interconexión con el MER. En el plan de expansión de generación para este período se propone la construcción de plantas geotérmicas, hidroeléctricas y solares en esta región, por lo que resulta de mucha importancia reforzar la infraestructura de transmisión eléctrica.

Para la época húmeda la adición de estos refuerzos ayuda a mejorar los niveles de tensión en los nodos aledaños a la Subestación Moyuta, acercándolos al valor nominal.

Tabla 37: Niveles de Voltaje, Moyuta, Época Húmeda, 2030-2034.

Nombre	D máxima V pu (%)	D mínima V pu (%)
Panaluya 69	100.93	100.62
Panaluya 138	102.28	101.76
Panaluya 230	97.28	98.18
Vado Hondo 230	97.49	98.34
Moyuta 230	97.06	98.28
Moyuta 230	97.07	98.28
Ahuachapán 230	96.67	98.06
La Vega 230	97.02	98.15
Moyuta 230	97.08	98.29

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

De la misma manera se evaluó que los refuerzos propuestos en la subestación Moyuta mejoran los niveles de tensión en los nodos aledaños para la época seca.

Tabla 38: Niveles de Voltaje, Moyuta, Época Seca, 2030-2034.

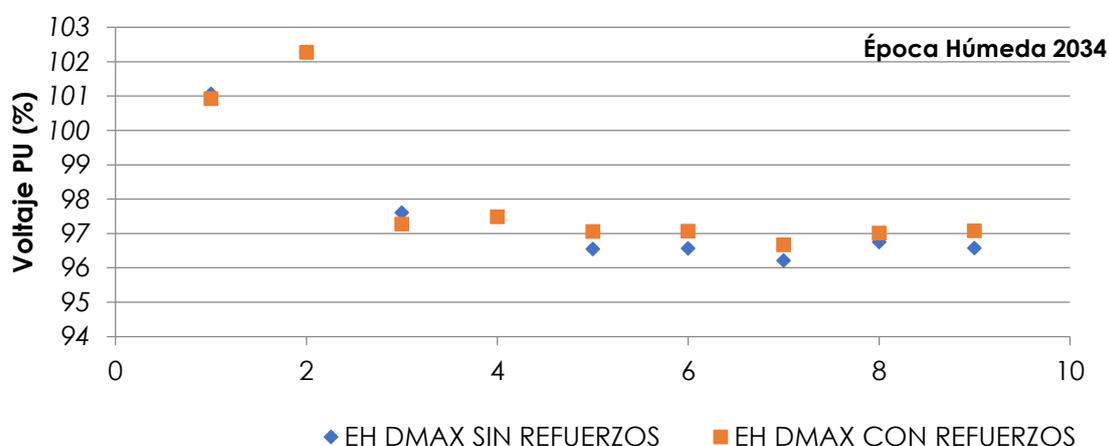
Nombre	D Máxima V pu (%)	D mínima V pu (%)
Panaluya 69	100.78	100.64

Panaluya 138	101.6	101.43
Panaluya 230	96.27	99.96
Vado Hondo 230	96.32	100.13
Moyuta 230	95.15	99.72
Moyuta 230	95.17	99.73
Ahuachapán 230	95	99.33
La Vega 230	95.19	99.58
Moyuta 230	95.18	99.74

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

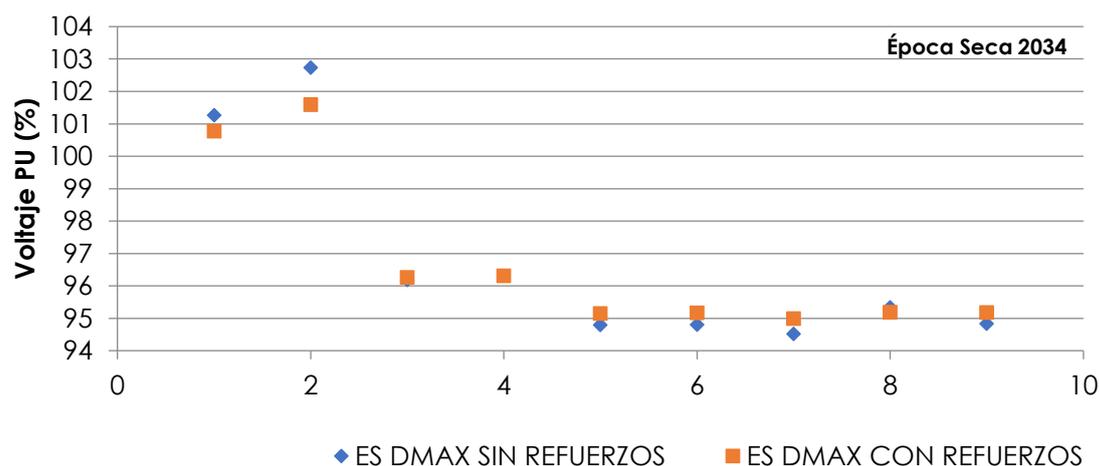
En las siguientes gráficas se observa con más detalle la mejoría en los niveles de tensión de los nodos aledaños a la subestación Moyuta, con la adición de los refuerzos propuestos en demanda máxima.

Gráfica 37: Comparación de Resultados, Moyuta, época húmeda.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Gráfica 38: Comparación de Resultados, Moyuta, época seca.



Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Los niveles de cargabilidad de los elementos asociados a la subestación Moyuta se muestran en la tabla, resultado de simular para condiciones de demanda máxima

Tabla 39: Niveles de Cargabilidad, Moyuta, Demanda Máxima y Mínima, 2030-2034.

Elementos	Época Húmeda		Época Seca	
	S-Refuerzos	C-Refuerzos	S-Refuerzos	C-Refuerzos
	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)
LN-PAN-230-VDH-230	0	12.8	0	1.69
LN-PAN-230-SNC-230-1	17.79	0	14.81	0
LN-PAN-230-SAS-230-1	14.26	11.74	13.9	6.41
LN-PAN-230-MOR-230-1	8.26	5.71	8.09	7.98
TR-PAN-230-PAN-69-PAN-13T-1	0	0	0	0
LN-PAN-230-MOR-230-1	8.26	5.71	8.09	7.98
LN-VDH-230-SNC-230	0	17.21	0	13.73
LN-MOY-230-VDH-230	0	6.77	0	15.22
LN-MOY-231-AHU-230-1	15.34	14.33	15.77	13.46
LN-LVG-230-AHU-230-1	9.22	10.52	9.12	12.19

Fuente: Elaboración Propia.

## 25. ESTIMACIÓN DE COSTOS

En el siguiente apartado se estima el costo de construcción de las otras propuestas en el presente Plan desglosado por períodos.

### 25.1 PERÍODO 2020-2024

Tabla 40: Costos refuerzos Petén.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
SE PETÉN II	Q 77,618,504.09	\$ 10,067,250.85
MELCHOR DE MENCOS	Q 28,920,980.89	\$ 3,751,099.99
LT PETÉN II - TACTIC	Q 282,980,540.49	\$ 36,703,053.24
LT PETÉN II - PETÉN	Q 3,824,061.36	\$ 495,987.21
LT PETÉN- MELCHOR DE MENCOS	Q 61,184,981.73	\$ 7,935,795.30
AMPLIACIÓN SE TACTIC	Q 6,025,354.57	\$ 781,498.65
AMPLIACIÓN SE PETEN IXPANPAJUL	Q 4,598,043.77	\$ 596,374.03

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Tabla 41: Costos Puerto Barrios.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
SE PUERTO BARRIOS II	Q 49,723,203.46	\$ 6,449,183.33
LT MORALES - PUERTO BARRIOS	Q 76,481,227.16	\$ 9,919,744.12
LT PUERTO BARRIOS II - GENOR	Q 1,912,030.68	\$ 247,993.60
AMPLIACIÓN SE MORALES	Q 6,025,354.57	\$ 781,498.65
AMPLIACIÓN SE GENOR	Q 4,598,043.77	\$ 596,374.03

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Tabla 42: Costos Suchitepéquez.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
SE MAZATENANGO II	Q 157,419,788.57	\$ 20,417,612.01
SE SANTO TOMAS LA UNIÓN	Q 28,096,762.55	\$ 3,644,197.48
ADECUACIÓN PALO GORDO - LOS BRILLANTES, CONEXIÓN SE MAZATE	Q 15,296,245.43	\$ 1,983,948.82
LT MAZATENANGO - MAZATENANGO II	Q 6,730,347.99	\$ 872,937.48
LT MAZATENANGO II - STO TOMAS LA UNIÓN	Q 15,296,245.43	\$ 1,983,948.82
AMPLIACIÓN SE MAZATE	Q 4,598,043.77	\$ 596,374.03

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Tabla 43: Costos refuerzos Chimaltenango.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
SE CHIMALTENANGO II	Q 64,968,938.33	\$ 8,426,580.85
LT CHIMALTENANGO II - CHIMALTENANGO	Q 4,971,279.77	\$ 644,783.37
AMPLIACIÓN SE CHIMALTENANGO	Q 4,598,043.77	\$ 596,374.03
ADECUACIÓN LAS CRUCES - SOLOLÁ, CONEXIÓN SE CHIMALTENANGO	Q 22,944,368.15	\$ 2,975,923.24

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Tabla 44: Costos refuerzos Quiché.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
SE LOS ENCUENTROS	Q 36,885,919.16	\$ 4,784,165.91
ADECUACIÓN SOLOLÁ - QUICHÉ, CONEXIÓN SE LOS ENCUENTROS	Q 1,300,180.86	\$ 168,635.65

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Tabla 45: Costos refuerzos Huehuetenango.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
LT CUILCO - CAMOJÁ	Q 4,971,279.77	\$ 644,783.37
LT IXTAHUACAN - CUILCO	Q 4,971,279.77	\$ 644,783.37
AMPLIACIÓN SE CAMOJA	Q 4,598,043.77	\$ 596,374.03
AMPLIACIÓN SE CUILCO	Q 4,598,043.77	\$ 596,374.03

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

## 26.1 PERÍODO 2025-2029

Tabla 46: Costos refuerzos Salcajá.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
SE SALCAJA	Q 35,077,655.60	\$ 4,549,631.08
ADECUACIÓN LT ESPERANZA - ALASKA, CONEXIÓN SE SALCAJÁ	Q 3,441,655.22	\$ 446,388.49

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Tabla 47: Costos refuerzos Coatepeque.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
SE MALACATÁN II	Q 67,753,946.45	\$ 8,787,801.10
SE COATEPEQUE II	Q 67,753,946.45	\$ 8,787,801.10
AMPLIACIÓN SE SAN MARCOS	Q 6,379,100.55	\$ 827,380.10
AMPLIACIÓN SE MALACTÁN	Q 4,225,364.57	\$ 548,036.91
AMPLIACIÓN SE LOS BRILLANTES	Q 14,562,547.55	\$ 1,888,786.97
AMPLIACIÓN SE COATEPEQUE	Q 4,225,364.57	\$ 548,036.91
LT SAN MARCOS - MALACATÁN II	Q 68,833,104.44	\$ 8,927,769.71
LT MALACATÁN II - MALACATÁN	Q 3,824,061.36	\$ 495,987.21
LT MALACATÁN II - COATEPEQUE II	Q 53,536,859.01	\$ 6,943,820.88
LT COATEPEQUE II- COATEPEQUE	Q 1,333,120.00	\$ 172,907.91
LT COATEPEQUE II - LOS BRILLANTES	Q 64,244,230.81	\$ 8,332,585.06

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Tabla 48: Costos refuerzos Ixcán.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
SE IXCÁN	Q 33,487,601.52	\$ 4,343,398.38
AMPLIACIÓN SE PLAYA GRANDE	Q 4,073,171.85	\$ 528,297.26
AMPLIACIÓN SE BARILLAS	Q 4,222,660.84	\$ 547,686.23
LT BARILLAS - IXCÁN	Q 26,768,429.51	\$ 3,471,910.44
LT IXCÁN - PLAYA GRANDE	Q 22,179,555.88	\$ 2,876,725.79

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Tabla 49: Costos refuerzos Costa Sur.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
AMPLIACIÓN SE MADRE TIERRA	Q 6,167,968.30	\$ 799,995.89
LT LOS BRILLANTES - MADRE TIERRA	Q 159,080,952.49	\$ 20,633,067.77

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Tabla 50: Costo refuerzos Oriente.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
AMPLIACIÓN SE GUATE ESTE	Q 6,167,968.30	\$ 799,995.89
AMPLIACIÓN SE LA VEGA II	Q 6,167,968.30	\$ 799,995.89
AMPLIACIÓN SE ALBORADA	Q 6,167,968.30	\$ 799,995.89
AMPLIACIÓN SE PACIFICO	Q 14,562,547.55	\$ 1,888,786.97
AMPLIACIÓN SE AGUACAPA	Q 6,167,968.30	\$ 799,995.89
LT GUATE ESTE - LA VEGA II	Q 43,134,971.52	\$ 5,594,678.54
LT GUATE ALBORADA -PACIFICO	Q 12,221,575.26	\$ 1,585,158.92
LT PACIFICO - AGUACAPA	Q 33,651,739.95	\$ 4,364,687.41

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
SE VADO HONDO	Q 106,551,774.07	\$ 13,819,944.76
AMPLIACIÓN SE MOYUTA	Q 6,076,652.67	\$ 788,152.10
LT VADO HONDO - MOYUTA	Q 146,843,956.15	\$ 19,045,908.71
ADECUACIÓN PANALUYA - LA ENTRADA, CONEXIÓN VADO HONDO	Q 22,944,368.15	\$ 2,975,923.24

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

## 26.2 PERÍODO 2030-2034

Tabla 51: Costos refuerzos Panaluya.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
SE VADO HONDO	Q 106,551,774.07	\$ 13,819,944.76
AMPLIACIÓN SE MOYUTA	Q 6,076,652.67	\$ 788,152.10
LT VADO HONDO - MOYUTA	Q 146,843,956.15	\$ 19,045,908.71
ADECUACIÓN PANALUYA - LA ENTRADA, CONEXIÓN VADO HONDO	Q 22,944,368.15	\$ 2,975,923.24

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

Tabla 52: Costos refuerzos Covadonga.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
AMPLIACIÓN SE COVADONGA	Q 6,076,652.67	\$ 788,152.10
AMPLIACIÓN SE USPANTAN	Q 6,076,652.67	\$ 788,152.10
LT COVADONGA - USPANTÁN (SEGUNDO CIRCUITO)	Q 61,826,792.51	\$ 8,019,039.24

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

La tabla 53 presenta el resumen de costos agrupados por período de estudio, en total se estima una inversión aproximada de 275,220,232.26 USD.

Tabla 53: Costo Total.

	Costo (USD)
Período 2020-2024	\$ 127,903,649.46
Período 2025-2029	\$ 101,091,310.57
Período 2030-2034	\$ 46,225,272.23
<b>Total</b>	<b>\$ 275,220,232.26</b>

Fuente: Elaboración Propia, UPEM.

## 26. ANÁLISIS DE PÉRDIDAS

Para el análisis de pérdidas durante el período comprendido entre los años 2020 y 2034, se considera que los refuerzos propuestos inician operación a partir del año 2023, asimismo, se integran las centrales de generación de acuerdo con el cronograma propuesto en el Plan de Expansión Indicativo de Generación 2020-2034.

La evaluación de pérdidas se realiza por períodos de estudio, es decir, para el año 2024 se asume que se han integrado los refuerzos propuestos y se realiza una comparativa contra un escenario hipotético para el año 2024 en el que no se realiza ningún refuerzo en la red; asimismo para el año 2029 se asume que se integran los refuerzos propuestos para el período 2024-2029 además de las propuestas para el período 2020-2024, se realiza una comparativa contra un escenario hipotético para el año 2029 en el que no se realiza ningún refuerzo más que los incluidos en el período 2020-2024; para el año 2034 se realiza de la misma forma.

Tras la evaluación de pérdidas para el horizonte de estudio, de incorporarse los refuerzos propuestos, se estima que se tendrá un ahorro de aproximadamente 166,892 MWh. De acuerdo con los valores de costos marginales proyectados en el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2020-2034 este ahorro se traduce en 14,772,033 USD. La gráfica 35 presenta el comparativo entre los escenarios en evaluación.

La disminución en las pérdidas tiene un aporte ambiental, dado que dicho ahorro en pérdidas en la red evita la liberación de 66.9 Ton CO<sub>2</sub> equivalente.

Gráfica 39: Comparación Pérdidas en la Red de Transporte.



Fuente: Elaboración Propia.

En la tabla 50 se resumen los resultados relevantes del análisis de pérdidas realizado.

Tabla 54: Resumen Análisis de Pérdidas.

Pérdidas (MWh)	TonCO <sub>2</sub> Equivalente
166,892	66,857

Fuente: Elaboración Propia.

## 27. CONCLUSIONES

- ✓ El Plan de Expansión del Sistema de Transporte garantiza el suministro de electricidad cumpliendo con las normas de calidad emitidas por el ente regulador contribuyendo con el alcance de las metas planteadas en la política energética vigente.
- ✓ Para el Período de corto plazo 2020-2024, se propone reforzar el área de Peten con refuerzos que coadyuvan al buen funcionamiento de la red de transmisión para esta región, evitando la dependencia de la generación local para mantener los niveles de tensión dentro de los márgenes establecidos.
- ✓ Para el período 2025-2029, la propuesta de obra Los Brillantes – Madre Tierra contribuye a mejorar la capacidad de transmisión entre la región en donde se concentra la generación con biomasa y la interconexión con México, garantizando la confiabilidad del sistema de transmisión eléctrica ante una eventualidad.
- ✓ Con las obras asociadas a la subestación Moyuta propuestas en el período de largo plazo, se mejora el desempeño de la red de transmisión en 230 kV en la región oriente, garantizando la estabilidad en los niveles de tensión, fortaleciendo la infraestructura de transmisión en las interconexiones con el Mercado Eléctrico Regional ya que se brinda la confiabilidad necesaria ante una contingencia presentada en dicha área.
- ✓ Las obras Guate Este- La Vega II (segundo circuito) y Aguacapa – Pacifico (segundo circuito), además de mejorar la capacidad de transferencia en el SIN, fortalecen la red de 230 kV ante la ocurrencia de contingencias N-1 y N-2.
- ✓ A través de los refuerzos propuestos en la Región de Petén se potencializa la posibilidad de una segunda interconexión México-Guatemala a través de la frontera noroccidental del departamento de Petén.
- ✓ Las obras resultantes del Plan de Expansión 2020-2034, deben incorporar o modificar los Esquemas de Control Suplementarios que resulten necesarios y sean instruidos en la resolución de conexión que emita la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como parte de la aprobación de los estudios eléctricos de conformidad con las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).

## 28. RECOMENDACIONES

- ✓ Los períodos de estudio son indicativos, el año de ingreso de las obras se tomó considerando criterios de tiempos de puesta en marcha, no obstante, pueden trasladarse al período anterior o posterior siempre que la sugerencia sea hecha basada en criterios técnicos fundamentados.
- ✓ Posteriormente del Plan la Comisión Nacional de Energía determinara las obras que forman parte del Sistema Principal y las obras necesarias para los dos próximos años, producto de las simulaciones realizadas se recomienda como imprescindible la construcción de los refuerzos en la región Norte del País, ya que con el crecimiento de la demanda los problemas de regulación de tensión irán aumentando produciendo el colapso de la red en dicha región.
- ✓ Se observó en la simulaciones realizadas que la cargabilidad en algunos elementos en la red de 13.8 kV y 34.5 kV para los diferentes períodos sobrepasa el 100 % de su valor nominal, por lo tanto se recomienda a los transportistas y distribuidores evaluar la red en prevención de dichas condiciones tomando las ampliaciones necesarias.
- ✓ En las áreas de Mazatenango y Quetzaltenango los elementos están por el 100 % de cargabilidad, es necesario hacer aumentar la capacidad nominal de los transformadores o instalar unos nuevos, ya que como resultados se provocarán racionamientos de energía debido al crecimiento rápido de la demanda en estos departamentos.
- ✓ Que los agentes transportistas, de acuerdo con las necesidades operativas, incluyan dentro de su planificación las acciones pertinentes para garantizar la calidad del servicio de acuerdo a lo estipulado en la regulación actual.
- ✓ Darle continuidad al procedimiento establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, de tal forma que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realice las evaluaciones correspondientes para determinar las obras que son parte del sistema principal y necesarias en los próximos 2 años.
- ✓ Ante la posibilidad de que existan necesidades adicionales a las que fueron previstas en este Plan, el Ministerio de Energía y Minas podrá coordinar con las empresas transportistas, la CNEE y el AMM la evaluación de nuevos proyectos de transmisión, para definir las instalaciones que sean necesarias construir con el fin de optimizar la operación de las redes del Sistema de Transmisión del SNI, incluyendo la definición de proyectos integrales.

## 29. ANEXOS

### 29.1 Glosario

**Adjudicatario:** Es la persona individual o jurídica a quien el Ministerio otorga una autorización, para el desarrollo de las obras de transporte y distribución de energía eléctrica, y está sujeto al régimen de obligaciones y derechos que establece la presente ley.<sup>1</sup>

**Administrador del Mercado Mayorista (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007):** Es el ente encargado de la administración y coordinación del Mercado Mayorista.<sup>3</sup>

**Agentes del Mercado Mayorista:** Son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de esta ley.<sup>1</sup>

**Alta Tensión (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007):** Nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) Voltios.<sup>2</sup>

**Baja Tensión (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007):** Nivel de tensión igual o inferior a mil (1,000) Voltios.<sup>2</sup>

**Comisión:** Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecida de acuerdo con la Ley General de Electricidad.<sup>2</sup>

**Consumidor:** Debe entenderse por tal al usuario.<sup>2</sup>

**Costo de Falla:** Es el costo de energía no suministrada por interrupciones al servicio, que se calculará en base a la metodología que sea establecida por la Comisión.<sup>2</sup>

**Costo Marginal de Corto Plazo de Energía (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007):** Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El valor del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía es

aplicable en el nodo de Sistema Nacional Interconectado en el que se ubica la Unidad Generadora Marginal.<sup>2</sup>

**Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Esperado.** Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía que, como valor medio, se espera para un determinado período futuro, dadas las condiciones previstas de demanda y oferta de energía.<sup>2</sup>

**Demanda Firme (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007):** Es la demanda de potencia calculada por el Administrador del Mercado Mayorista, que debe ser contratada por cada Distribuidor o Gran Usuario, en el Año Estacional correspondiente. La demanda firme del Sistema Nacional Interconectado, es la suma de las demandas firmes de todos los Distribuidores y Grandes Usuarios.<sup>3</sup>

**Demanda Máxima (adicionado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007):** Es la potencia máxima del Sistema Nacional Interconectado, registrada por el Administrador del Mercado Mayorista durante el año calendario.<sup>3</sup>

**Demanda Máxima Proyectada (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007):** Es la proyección de la Demanda Máxima del Sistema Nacional Interconectado que calcula el Administrador del Mercado Mayorista, según lo establecido en las Normas de Coordinación.<sup>3</sup>

**Distribuidor:** Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.<sup>1</sup>

**Exportación (adicionado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007):** Es la actividad por medio de la cual se comercializa electricidad o Servicios Complementarios, desde el Mercado Mayorista al Mercado Eléctrico Regional, o a cualquier otro mercado eléctrico.<sup>3</sup>



Factor de Pérdidas Nodales de Energía (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007): Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, mediante el incremento de generación en el nodo de referencia. Para cada nodo, se calcula como el cociente entre el incremento de generación en el nodo de referencia y el incremento de demanda de energía en el nodo.<sup>2</sup>

Factor de Pérdidas Nodales de Potencia (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007): Corresponde al Factor de Pérdidas Nodales de Energía durante la hora de máxima demanda anual registrado en el Mercado Mayorista.<sup>2</sup>

Función de Transportista (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007): Es una empresa distribuidora que cumple las veces de transportista para un generador o gran usuario, conectado en su red de media o baja tensión.<sup>2</sup>

Gran Usuario con Representación (adicionado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007): Es el Gran Usuario que celebra un Contrato de Comercialización con un Comercializador. El Gran Usuario con Representación está obligado a cubrir su Demanda Firme mediante Contratos de Potencia.<sup>3</sup>

Gran Usuario Participante (adicionado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007): Es el Gran Usuario que participa directamente en el Mercado Mayorista realizando sus compras de potencia y energía por medio de Contratos a Término o bien comprando la energía en el mercado de oportunidad, siendo responsable de las operaciones comerciales que realice en el Mercado Mayorista. El Gran Usuario Participante está obligado a cubrir su Demanda Firme mediante contratos de potencia.<sup>3</sup>

Gran Usuario: Es aquel cuya demanda de potencia excede al límite estipulado en el reglamento de esta Ley.<sup>1</sup>: (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007): Es un consumidor de energía cuya demanda

de potencia excede cien kilovatios (kw), o el límite inferior fijado por el Ministerio en el futuro. El gran usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Para efectos del artículo 59, literal c) de la Ley, las tarifas de los consumidores con demanda de potencia igual o inferior a cien kilovatios (kw), o el límite inferior que en el futuro establezca el Ministerio, serán fijadas por la Comisión.<sup>2</sup>

Importación (adicionado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007): Es la actividad por medio de la cual se comercializa electricidad o Servicios Complementarios al Mercado Mayorista, desde el Mercado Eléctrico Regional o desde cualquier otro mercado eléctrico.<sup>3</sup>

Integrantes (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007). Son los Generadores, Grandes Usuarios, Transportistas y Distribuidores del Sistema Nacional Interconectado (SNI) que sin cumplir todos los requisitos de la condición de Agente, pueden a juicio del Administrador del Mercado Mayorista incorporarse a la actividad de coordinación de la operación técnica y serán reconocidos como integrantes por el Administrador del Mercado Mayorista.<sup>3</sup>

Línea (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007). Es el medio físico que permite conducir energía eléctrica entre dos puntos. Las líneas podrán ser de transmisión o de distribución de acuerdo con su función. La calificación de líneas de transmisión o de distribución corresponderá a la Comisión, en base a criterios técnicos proporcionados por el Administrador del Mercado Mayorista.<sup>2</sup>

Máquina de Falla (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007): Es una máquina ficticia que se modela en el Despacho para tener en cuenta las condiciones de déficit en la oferta de generación.<sup>3</sup>

Media Tensión (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007): Nivel de



tensión superior a mil (1,000 voltios), y menor o igual a sesenta mil (60,000) voltios.<sup>2</sup>

Mercado Eléctrico Regional (adicionado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007): Es el Mercado Eléctrico creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.<sup>3</sup>

Mercado Mayorista: Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado.<sup>1</sup>

Nodo de Referencia (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007): Se establece como nodo de referencia a la Subestación Guatemala Sur. Este nodo de referencia podrá ser modificado por la Comisión.<sup>2</sup>

Normas de Coordinación (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007): Son las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, este Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.<sup>2</sup>

Normas Técnicas (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007): Son las disposiciones emitidas por la Comisión de conformidad con la Ley y este Reglamento, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para complementar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del sector eléctrico.<sup>2</sup>

Participantes del Mercado Mayorista (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007): Son el conjunto de los agentes del Mercado Mayorista más el conjunto de las empresas que sin tener esta última condición realizan transacciones económicas en el Mercado Mayorista, con

excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujetos a regulación de precios.<sup>2</sup>

Peaje: Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.<sup>1</sup>

Servicio de Distribución Final: Es el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión.<sup>1</sup>

Servicio de Distribución Privada: Es el suministro de energía eléctrica que se presta al consumidor, mediante redes de distribución y en condiciones libremente pactadas, caso por caso, entre el usuario y el distribuidor y que no utilice bienes de dominio público.<sup>1</sup>

Servidumbres: Se tendrán como servidumbres legales de utilidad pública todas aquellas que sea necesario constituir teniendo como fin la construcción de obras e instalaciones para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.<sup>1</sup>

Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 68-2007): Es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal de minimizar los costos totales de inversión, de operación y de mantenimiento y de pérdidas de transmisión, para una determinada configuración de ofertas y demandas.<sup>2</sup>

Sistema de transmisión: Es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.<sup>1</sup>

Sistema Eléctrico Nacional: Es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo



eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.<sup>1</sup>

Sistema Nacional Interconectado: Es la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional.<sup>1</sup>

Sistema Principal: Es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión definirá este sistema, de conformidad con el informe que al efecto le presente el administrador del mercado mayorista.<sup>1</sup>

Sistema Secundario: Es aquel que no forma parte del sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario.<sup>1</sup>

Sistemas de Distribución: Es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el reglamento.<sup>1</sup>

Tarifa Residencial de la ciudad de Guatemala (reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo 68-2007): Para los efectos de la aplicación de la Ley y este Reglamento, se entenderá como tarifa residencial de la ciudad de Guatemala, a la tarifa de baja tensión sin medición de demanda de potencia, aplicada en la ciudad de Guatemala, que defina la Comisión.<sup>2</sup>

Transacción Internacional (adicionado por el artículo 1, acuerdo gubernativo 69-2007). Es la transacción de compra o venta de potencia y energía con entidades de otros países y que por las características de los contratos suscritos puedan ser considerados como Oferta Firme o como Demanda Firme dentro del Mercado Mayorista, según corresponda.<sup>3</sup>

Transmisión: Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.<sup>1</sup>

Transportista: Es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.<sup>1</sup>

Usuario: Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica



## 29.2 Acrónimos

ACRÓNIMOS	
SNI	Sistema Nacional Interconectado
MEM	Ministerio de Energía y Minas
UPEM	Unidad de Planeación Energético Minero
DGE	Dirección General de Energía
DGH	Dirección General de Hidrocarburos
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica
AGER	Asociación de Generadores Renovables
AC	Asociación de Cogeneradores
NDC's	"NationalDeterminedContributions", Contribuciones Determinadas Nacionalmente en los Acuerdos de París

## 29.3 Unidades de Medida

UNIDADES DE MEDIDA		Magnitud
BTU	British ThermalUnit	Energía
CO2	Dióxido de Carbono	
GWh	Gigavatio hora	Energía
Kg	Kilogramo	Masa
kV	Kilovoltio	Tensión Eléctrica
MVA	Mega volt-amperio	Potencia Aparente
MW	Megavatio	Potencia Eléctrica Activa
TJ	Terajoule	Energía

## 29.4 Múltiplos

MÚLTIPLOS		
Prefijo	Símbolo	Factor
Kilo	k	1,000
Mega	M	1,000,000
Giga	G	1,000,000,000
Tera	T	1,000,000,000,000

