Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

Gerencia de Planificación

JULIO 2019

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Contenido

Tomo II: Plan Indicativo de Generación 18
Capítulo 1 22
INTRODUCCIÓN 22
Capítulo 2 27
DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO 27
Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica 27
Hidroeléctricas 27
Termoeléctricas 29
Nucleares 30
Solares 35
Energía Solar Fotovoltaica 35
Energía Solar Térmica 37
Concentración Solar 37
Canal Parabólico 38
Reflectores Fresnel 39
Torres Solares 40
Discos Solares 41
Espacial 42
Eólicas 43
Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Tierra 43
Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Alta Mar 45
Turbinas de Ejes Verticales 46
Turbinas de Viento Flotantes 47
Marinas 48
Undimotriz 48
Mareomotriz 51
Maremotérmica 52
Osmótica 53
Geotérmica 55
Vapor Seco 57
Vapor por Destello 58
Ciclo Binario 60

Tecnologías de Almacenamiento de Energía Eléctrica 62
Sistemas de Almacenamiento Mecánicos 66
Hidroeléctricas con Centrales de Bombeo 66
Aire Comprimido 68
Almacenamiento de Aire Comprimido Isotérmico 71
Volantes de Inercia 72
Sistemas de Almacenamiento Electroquímicos 73
Baterías Secundarias 73
Baterías de Flujo 82
Sistemas de Almacenamiento Químicos 84
Hidrógeno 84
Gas Natural Sintético 86
Sistemas de Almacenamiento Eléctricos 88
Capacitores de Doble Capa 88
Bobinas Magnéticos Superconductoras 89
Sistemas de Almacenamiento Térmicos 91
Almacenamiento de Calor Sensible 91
Almacenamiento de Calor Latente 92
Absorción y Adsorción Electroquímica 93
Resumen 94
Aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en la Red Eléctrica 99
Generación Eléctrica 99
Transmisión y Distribución 101
Comercial, Industrial y Residencial 104
Servicios Auxiliares 104
Impactos Ambientales 107
Capítulo 3 115
INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS 115
Pronóstico de Demanda 115
Pronósticos de Precios de los Combustibles 121
Criterios y Parámetros 129
Criterio de Mínimo Costo 129
Criterio de Confiabilidad 129

Costo de Racionamiento de Energía 130
Parámetros Técnicos y Económicos 130
Capítulo 4 134
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE 134
Generación Hidroeléctrica 138
Generación Termoeléctrica 141
Generación Renovable 144
Pequeñas Centrales y Autogeneradores 145
Autoridad del Canal de Panamá 146
Capítulo 5 150
POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA 150
Potencial Energético 150
Potencial Eólico 150
Potencial Solar 152
Potencial Hidroeléctrico 153
Potencial Termoeléctrico 155
Turba 155
Combustibles Fósiles 156
Sistema de Generación Futura 156
Proyectos Eólicos 156
Proyectos Fotovoltaicos 157
Turba 159
Otros Proyectos de Generación 159
Proyectos Hidroeléctricos 159
Proyectos Termoeléctricos 161
Proyectos de Almacenamiento 161
Capítulo 6 166
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO 166
Herramientas de Simulación 166
Plantas Eólicas y Solares 168
Período de Estudio 168
Hidrología 168
Demanda 168
Bloques de Demanda 168

Sistema de Generación Existente 169
Proyectos de Generación Futuros 169
Simulaciones 169
Capítulo 7 178
ESCENARIOS DE EXPANSIÓN 178
Escenario de Referencia 179
Escenario Alternativo I 186
Escenario Alternativo II 193
Escenario Alternativo III 200
Escenario Alternativo IV 207
Escenario Alternativo V 214
Análisis de las Sensibilidades 221
Sensibilidad A 223
Sensibilidad B 224
Sensibilidad C 228
Sensibilidad D 231
Sensibilidad E 233
Sensibilidad F 236
Sensibilidad G 239
Sensibilidad H 242
Sensibilidad I 246
Resumen 249
Variaciones en el Plan Indicativo de Generación 254
Nuevos Proyectos de Generación 254
Proyectos de Generación Finalizados 255
Atrasos de Proyectos de Generación 255
Adelantos de Proyectos de Generación 256
Proyecciones de Precios de los Combustibles 256
Pronósticos de Potencia y Energía 257
Resumen 259
Capítulo 8 263
Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá (ICP) 263
Objetivo 263
Promotores del Proyecto 263

Descripción del Proyecto 264
Beneficios del Proyecto 265
Ventajas Técnicas del Proyecto 266
Ventajas Económicas del Proyecto 266
Duración de la Ejecución del Proyecto 267
Simulación 267
Escenario con Colombia 268
Escenario con Colombia y el Proyecto SIEPAC-2 271
Capítulo 9 273
CONCLUSIONES 273
Referencias 275

Índice de Gráficos

Gráfico 2. 1: Curva de madurez de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica. 64
Gráfico 2. 2: Grafico de Comparación de Tiempos de Descarga por Tecnología. 65
Gráfico 2. 3: Comparación mediante densidades de energía y potencia por Tecnología. 65
Gráfico 2. 4: Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía: potencia nominal, energía y tiempo de descarga. 94
Gráfico 2. 5: Generación de Energía Renovable y Almacenamiento en Rampa. 100
Gráfico 2. 6: Curva de Duración de la Demanda 101
Gráfico 2. 7: Duración de la Demanda Panameña en el Mes de Enero. 101
Gráfico 2. 8: Huellas de Carbono de diferentes tecnologías de Generación 111
Gráfico 3. 1: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base 127
Gráfico 3. 2: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos 128
Gráfico 3. 3: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Bajos 128
Gráfico 4. 1: Composición Porcentual del Sistema de Generación 135
Gráfico 4. 2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación 135
Gráfico 4. 3: Capacidad Instalada por Agente a Mayo de 2019 137
Gráfico 4. 4: Comportamiento de la Generación Año 2018 139
Gráfico 6. 1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación 167
Gráfico 7. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Referencia 182
Gráfico 7. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia 183
Gráfico 7. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia 184
Gráfico 7. 4: Generación vs Demanda del Escenario Referencia..... 184
Gráfico 7. 5: Costo Marginal de Panamá del Escenario Alternativo I 189
Gráfico 7. 6: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo I 190
Gráfico 7. 7: Participación de Generación del Escenario Alternativo I..... 191
Gráfico 7. 8: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo I 191
Gráfico 7. 9: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo II..... 194
Gráfico 7. 10: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo II..... 197
Gráfico 7. 11: Participación de Generación del Escenario Alternativo II..... 198
Gráfico 7. 12: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo II 198
Gráfico 7. 13: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo III..... 201

Gráfico 7. 14: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo III 204
Gráfico 7. 15: Participación de Generación del Escenario Alternativo III 205
Gráfico 7. 16: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo III 205
Gráfico 7. 17: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo IV 208
Gráfico 7. 18: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo IV 211
Gráfico 7. 19: Participación de Generación del Escenario Alternativo IV 212
Gráfico 7. 20: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo IV 212
Gráfico 7. 21: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo V 215
Gráfico 7. 22: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo V 218
Gráfico 7. 23: Participación de Generación del Escenario Alternativo V 219
Gráfico 7. 24: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo IV 219
Gráfico 7. 25: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad A 223
Gráfico 7. 26: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A 224
Gráfico 7. 27: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B 225
Gráfico 7. 28: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad B 226
Gráfico 7. 29: Participación de Generación de la Sensibilidad B 227
Gráfico 7. 30: Participación de Generación de la Sensibilidad B 227
Gráfico 7. 31: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C 229
Gráfico 7. 32: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad C 229
Gráfico 7. 33: Participación de Generación de la Sensibilidad C 230
Gráfico 7. 34: Generación vs Demanda de la Sensibilidad C 230
Gráfico 7. 35: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad D 231
Gráfico 7. 36: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad D 232
Gráfico 7. 37: Participación de Generación de la Sensibilidad D 232
Gráfico 7. 38: Generación vs Demanda de la Sensibilidad D 233
Gráfico 7. 39: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad E 234
Gráfico 7. 40: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad E 234
Gráfico 7. 41: Participación de Generación de la Sensibilidad E 235
Gráfico 7. 42: Generación vs Demanda de la Sensibilidad E 236
Gráfico 7. 43: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad F 237
Gráfico 7. 44: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad F 237
Gráfico 7. 45: Participación de Generación de la Sensibilidad F 238
Gráfico 7. 46: Generación vs Demanda de la Sensibilidad F 239
Gráfico 7. 47: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad G 240
Gráfico 7. 48: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad G 240
Gráfico 7. 49: Participación de Generación de la Sensibilidad G 241

Gráfico 7. 50: Generación vs Demanda de la Sensibilidad G 242
Gráfico 7. 51: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad H 243
Gráfico 7. 52: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad H 244
Gráfico 7. 53: Participación de Generación de la Sensibilidad H..... 245
Gráfico 7. 54: Generación vs Demanda de la Sensibilidad H 245
Gráfico 7. 55: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad I 247
Gráfico 7. 56: Participación de Generación de la Sensibilidad I 248
Gráfico 7. 57 Generación vs Demanda de la Sensibilidad I 248
Gráfico 7. 58: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios..... 252
Gráfico 7. 59: Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades 254
Gráfico 7. 60: Comparación de proyecciones de precios de combustibles 257
Gráfico 7. 61: Variación en los Pronósticos de Energía 258
Gráfico 7. 62: Variación en los Pronósticos de Potencia 258
Gráfico 8. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia Vs Escenario con Colombia. ……268
Gráfico 8. 2: Costos Marginales Mensuales de Panamá del Esc. de Referencia Vs Esc. Ref. con Colombia. 269
Gráfico 8. 3: Intercambios del Escenario Ref. con Colombia 269
Gráfico 8. 4: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia. ... 270
Gráfico 8. 5: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia Vs Escenario con Colombia y SIEPAC-2..... 271
Gráfico 8. 6: Intercambios Anuales del Escenario COL-PA con S2..... 272
Gráfico 8. 7: Intercambios Mensuales del Escenario COL-PA con S2 272

Índice de Tablas

Tabla 2. 1: Comparación de Sistemas de Baterías por su Potencia y Energía Almacenada..... 94
Tabla 2. 2: Comparación de Tecnologías de Almacenamiento. 96
Tabla 2. 3: Comparación de Baterías por Tecnología 97
Tabla 2. 4: Aplicaciones de los Almacenamientos de Energía 98
Tabla 3. 1:Proyección de la Demanda 118
Tabla 3. 2: Demanda de Minera Panamá..... 119
Tabla 3. 3: Demanda de Minera Panamá..... 120
Tabla 3. 4: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Base 124
Tabla 3. 5: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Altos 124
Tabla 3. 6: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Bajos 125
Tabla 3. 7: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base..... 125
Tabla 3. 8: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos..... 126
Tabla 3. 9: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Bajos..... 126
Tabla 3. 10: Poder Calorífico de los Combustibles..... 127
Tabla 4. 1: Matriz Energética a Mayo de 2019 134
Tabla 4. 2: Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a Mayo de 2019 136
Tabla 4. 3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente..... 140
Tabla 4. 4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente..... 142
Tabla 4. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas 143
Tabla 4. 6: Sistema de Generación Eólica Existente..... 144
Tabla 4. 7: Sistema de Generación Solar Fotovoltaica Existente..... 145
Tabla 4. 8: Pequeñas Centrales y Autogeneradores 146
Tabla 4. 9: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá 146
Tabla 5. 1: Licencias Definitivas para Generación Eólica 151
Tabla 5. 2: Licencias Provisionales para Generación Eólica 151
Tabla 5. 3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas 152
Tabla 5. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas 153
Tabla 5. 5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción..... 154
Tabla 5. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite 154
Tabla 5. 7: Resultados de los Ensayos de la Turba 155
Tabla 5. 8: Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica 156
Tabla 5. 9: Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica 156
Tabla 5. 10: Proyectos Eólicos Considerados 157
Tabla 5. 11: Proyectos Solares Considerados 158
Tabla 5. 12: Proyectos Hidroeléctricos Considerados..... 160
Tabla 5. 13: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Identificados 162

Tabla 5. 14: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Genéricos 162
Tabla 6. 1: Porcentajes de crecimiento de la demanda por escenario, en distintos años de análisis. 168
Tabla 6. 2: Parámetros de las Corridas SDDP 170
Tabla 6. 3: Plan de Expansión de Costa Rica 171
Tabla 6. 4: Plan de Expansión de El Salvador 171
Tabla 6. 5: Plan de Expansión de Guatemala 172
Tabla 6. 6: Plan de Expansión de Honduras 173
Tabla 6. 7: Plan de Expansión de Nicaragua 174
Tabla 7. 1: Costos del escenario Referencia 179
Tabla 7. 2: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia 180
Tabla 7. 3: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia (Continuación) 181
Tabla 7. 4: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda 185
Tabla 7. 5: Costos del Escenario Alternativo I 186
Tabla 7. 6: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I 187
Tabla 7. 7: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I (continuación) 188
Tabla 7. 8: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda 192
Tabla 7. 9: Costos del Escenario Alternativo II 193
Tabla 7. 10: Plan de Expansión del Escenario Alternativo II 195
Tabla 7. 11: Plan de Expansión del Escenario Alternativo II (continuación) 196
Tabla 7. 12: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda 199
Tabla 7. 13: Costos del Escenario Alternativo III 200
Tabla 7. 14: Plan de Expansión del Escenario Alternativo III 202
Tabla 7. 15: Plan de Expansión del Escenario Alternativo III (Continuación) 203
Tabla 7. 16: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda 206
Tabla 7. 17: Costos del Escenario Alternativo IV 207
Tabla 7. 18: Plan de Expansión del Escenario Alternativo IV 209
Tabla 7. 19: Plan de Expansión del Escenario Alternativo IV (Continuación) 210
Tabla 7. 20: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda 213
Tabla 7. 21: Costos del Escenario Alternativo IV 214
Tabla 7. 22: Plan de Expansión del Escenario Alternativo V 216
Tabla 7. 23: Plan de Expansión del Escenario Alternativo V (Continuación) 217
Tabla 7. 24: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda 220
Tabla 7. 25: Sensibilidades Analizadas 222
Tabla 7. 26: Costos de Sensibilidad A 223
Tabla 7. 27: Costos de Sensibilidad B 225
Tabla 7. 28: Costos de Sensibilidad C 228
Tabla 7. 29: Porcentajes de disminución con respecto al caso de referencia 228
Tabla 7. 30: Costos de Sensibilidad D 231
Tabla 7. 31: Costos de Sensibilidad E 233
Tabla 7. 32: Costos de Sensibilidad F. 236
Tabla 7. 33: Costos de Sensibilidad G 239
Tabla 7. 34: Costos de Sensibilidad H 242
Tabla 7. 35: Costos de Sensibilidad I 246
Tabla 7. 36: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad I 247

Tabla 7. 37: Comparación de Planes de Demanda Media 250
Tabla 7. 38: Comparación de Planes de Demanda Media 251
Tabla 7. 39: Comparación de Costos por Escenario 252
Tabla 7. 40: Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades 253
Tabla 7. 41: Nuevos Proyectos de Generación considerados 255
Tabla 7. 42: Proyectos de Generación del Plan de Expansión 2017-2031 en Operación 255
Tabla 7. 43: Proyectos de Generación con Retrasos en sus fechas de operación 256

Índice de Figuras

Figura 2. 1: Principio de operación de una central hidroeléctrica 27
Figura 2. 2: Central hidroeléctrica con turbina tipo tornillo de Arquímedes 28
Figura 2. 3: Central nuclear con reactor de agua presurizada..... 32
Figura 2. 4: Central nuclear con reactor de agua hirviendo..... 33
Figura 2. 5: Central nuclear con reactor de agua pesada..... 34
Figura 2. 6: Paneles Fotovoltaicos. 36
Figura 2. 7: Sistema de Concentración Solar utilizando espejos..... 38
Figura 2. 8: Central de concentración solar con reflectores Fresnel..... 39
Figura 2. 9: Ejemplo de reflectores Fresnel..... 39
Figura 2. 10: Central de concentración solar con torre solar 40
Figura 2. 11: Central de concentración solar con discos solares..... 41
Figura 2. 12: Ejemplo de Sistema de Generación Solar Espacial. 42
Figura 2. 13: Parque eólico con turbinas de viento de eje horizontal. 44
Figura 2. 14: Resumen de diferentes fundaciones fijas disponibles para turbinas de viento en alta mar 45
Figura 2. 15: Modelos de turbinas de viento de eje vertical..... 46
Figura 2. 16: Prototipo de una turbina de viento flotante 47
Figura 2. 17: Clasificación de técnicas de generación de energía Undimotriz ... 49
Figura 2. 18: Convertidores de energía Undimotriz por desbordamiento 49
Figura 2. 19: Convertidores de energía Undimotriz con cuerpos oscilantes..... 50
Figura 2. 20: Convertidores de energía Undimotriz con columnas de agua oscilantes 50
Figura 2. 21: Esquema de una central mareomotriz con generación unidireccional 51
Figura 2. 22: Ciclo operativo de una central maremotérmica 52
Figura 2. 23: Ciclo operativo de una central osmótica por presión invertida 54
Figura 2. 24: Diagrama Lindal de temperatura de agua y vapor geotérmico recomendado para diversas aplicaciones 55
Figura 2. 25: Usos directos del recurso geotérmico: Rangos de temperatura de algunos procesos industriales y aplicaciones agrícolas 56
Figura 2. 26: Central geotérmica accionada por vapor seco 57
Figura 2. 27: Central geotérmica accionada por destello de vapor de una etapa 59
Figura 2. 28: Central geotérmica de ciclo binario de una etapa 61
Figura 2. 29: Capacidad Global de almacenamiento de Energía por Uso y Tecnología..... 63
Figura 2. 30: Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica 64
Figura 2. 31: Esquema de una central hidroeléctrica de bombeo. 67
Figura 2. 32: Central Hidroeléctrica con Bombeo de agua dulce Rocky Mountain (1095 MW), ubicada en el estado de Georgia, Estados Unidos. 67
Figura 2. 33: Central con almacenamiento por compresión diabática de aire. ... 69
Figura 2. 34: Central con almacenamiento por compresión adiabática de aire. . 69
Figura 2. 35: Sistema de almacenamiento de energía por compresión submarina de aire. 70

Figura 2. 36: Almacenamiento de Aire comprimido Isotérmico de la Compañía SustainX. 71
Figura 2. 37: Volante de inercia de cuarta generación. 72
Figura 2. 38: Sistema de Almacenamiento de 20MW ubicado en Abu Dhabi. ... 73
Figura 2. 39: Interior de un módulo de baterías (izquierda) y módulo inversor (derecha). 74
Figura 2. 40: Estructura interna de una batería de plomo ácido 75
Figura 2. 41: Banco de baterías de plomo ácido 75
Figura 2. 42: Banco de baterías de níquel cadmio 76
Figura 2. 43: Ejemplo de Batería de Ion Litio..... 77
Figura 2. 44: Batería de zinc aire..... 78
Figura 2. 45: Principio de funcionamiento de una batería de litio aire 78
Figura 2. 46: Estructura de una celda de NaS..... 80
Figura 2. 47: Principio de operación de una batería de sulfuro de sodio..... 80
Figura 2. 48: Batería de Titanato de Litio con encapsulado tipo botella. 81
Figura 2. 49: Componentes de una batería de flujo tipo redox. 83
Figura 2. 50: Ciclo operativo de un sistema de almacenamiento con hidrógeno. 85
Figura 2. 51: Central de almacenamiento de hidrógeno en Noruega. 85
Figura 2. 52: Centro de carga para vehículos con celdas de hidrógeno..... 86
Figura 2. 53: Concepto global del uso de hidrógeno y gas natural sintético como portadores de energía 87
Figura 2. 54: Ejemplo de Supercondensadores..... 88
Figura 2. 55: Ciclo de carga y descarga de un supercapacitor..... 89
Figura 2. 56: Almacenamiento de energía aprovechando el fenómeno de superconductividad..... 90
Figura 2. 57: Esquema de Sistema de Almacenamiento de Calor Sensible..... 92
Figura 2. 58: Principio de funcionamiento de materiales de cambio de fase. 93
Figura 2. 59: Tiempo de descarga según aplicación en la Red Eléctrica. 99
Figura 2. 60: Ejemplo de aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento en la Red Eléctrica. 106
Figura 2. 61: Aspectos considerados en un Análisis de Ciclo de Vida para un recurso energético..... 110
Figura 9. 1: Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso 265
Figura 9. 2: Cronograma esperado en función de estudios y aprobaciones..... 267

Índice de Anexos

Tomo II - Anexo 1 Salidas del Escenario Referencia
Tomo II - Anexo 2 Salidas del Escenario Alternativo I
Tomo II - Anexo 3 Salidas del Escenario Alternativo II
Tomo II - Anexo 4 Salidas del Escenario Alternativo III
Tomo II - Anexo 5 Salidas del Escenario Alternativo IV
Tomo II - Anexo 6 Salidas del Escenario Alternativo V
Tomo II - Anexo 7 Costo Variable de Producción de Centrales Termoeléctricas
Tomo II - Anexo 8 Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019
Tomo II - Anexo 9 Metodología de los Modelos OPTGEN y SDDP
Tomo II - Anexo 10 Topologías de los Proyectos
Tomo II - Anexo 11 Notas Recibidas de Agentes

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Tomo II: Plan Indicativo de Generación

El objetivo del presente estudio es determinar un plan de expansión de la generación que entregue información, de manera indicativa, sobre la evolución del sector generación y que permita verificar la situación actual de suministro y las alternativas potenciales para abastecer la demanda de energía eléctrica, considerando las diversas variables, como lo son la demanda de energía y potencia, hidrología, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos, y la fecha de entrada en operación de los proyectos, que influyen sobre el abastecimiento energético y sus costos.

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 1
INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) es responsable de preparar el Plan de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, según lo establece el texto único de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, en su Artículo 68, Capítulo IV del Título III, y señala lo siguiente:

"Preparar el plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional, el cual será de obligatorio cumplimiento durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley. A partir del sexto año de la entrada en vigencia de la presente Ley, este plan de expansión tendrá carácter meramente indicativo."

En este documento se presentan los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, el cual tiene como propósito principal, plantear una estrategia de desarrollo del sistema de generación del país en el largo y mediano plazo que sirva de referencia para la toma de decisiones de los diferentes actores que participan en el desarrollo eléctrico del país. Además, este busca dar luces y orientar a los estamentos destinados a dirigir la política energética del país sobre las diferentes situaciones a la que estaría sometido el sistema bajo los escenarios planteados.

Este documento se desarrolló durante los primeros meses del año 2019, en el cual podremos encontrar los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan para el período 2019 – 2033, con especial énfasis en las Políticas y Criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía. Además, se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

- La información solicitada a los agentes en enero del año 2019, para la elaboración del Plan de Expansión de Generación.
- Los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema.
- Incluye una revisión de la capacidad instalada del país, y de la situación actual del parque de generación eléctrica.
- Se consideró el proyecto de interconexión SIEPAC posible interconexión con la República de Colombia ICP.

En base a los aspectos antes enunciados, se obtuvo un plan de generación indicativo donde se consideró el crecimiento, moderado, de la demanda de energía eléctrica, resultante de los análisis y resultados del Tomo I Estudios Básicos 2019 – 2033. Con respecto a la generación, se hizo un estudio del potencial

energético con que cuenta el país, además, se evaluaron las diferentes tecnologías de generación que se presentan a nivel mundial, considerando el costo de las mismas.

Dicho esto, se estudian diferentes hipótesis que simulan las distintas afectaciones que se pudiesen presentar en los años futuros en Panamá. Por ende, se realizaron 8 escenarios de sensibilidad, con las cuales se buscó comprobar y analizar las falencias y bondades con que cuenta el sistema para el corto y mediano plazo, con la finalidad de identificar y realizar los correctivos necesarios para subsanar dichas carencias en el Sistema Interconectado Nacional.

Este informe muestra resultados de un estudio del Sistema Eléctrico Nacional, específicamente en el área de generación, bajo condiciones particulares de análisis. Por tratarse de una simulación, los datos presentados no son totalmente reales y sus resultados son proyectados a valor presente con base en el año 2019. Por consiguiente, ETESA no se hace responsable por el uso de los datos en cualquier otro documento o diligencia, sin las reservas del caso.

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 2

DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

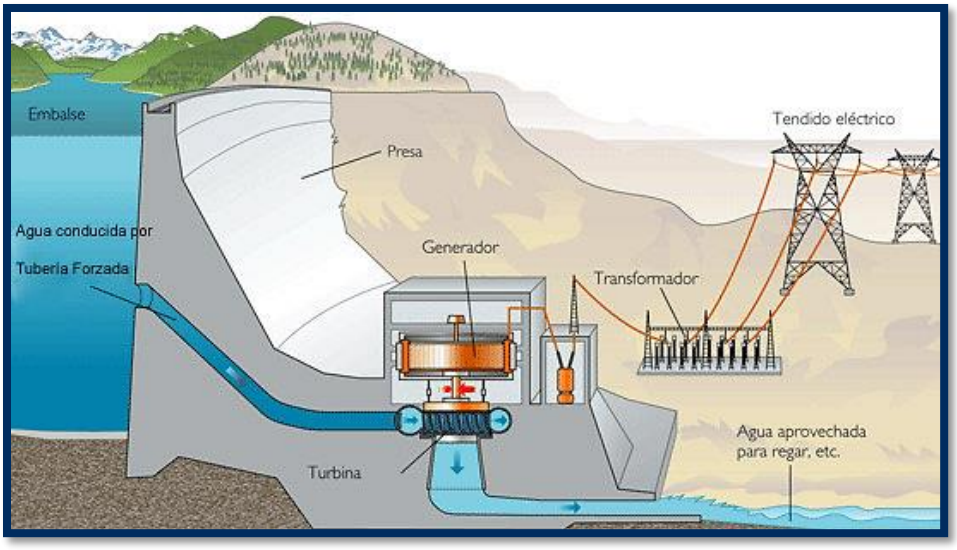
Una revisión del estado del arte actual sobre las diferentes tecnologías en la generación y almacenamiento de energía eléctrica es presentada en este capítulo; también se hace mención a los impactos ambientales que causan dichas tecnologías.

Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica

Hidroeléctricas

La energía hidráulica o hídrica, aprovecha la energía cinética y potencial de los saltos, las mareas y las corrientes de agua. Se conoce como central hidroeléctrica a la infraestructura que utiliza la energía hidráulica para generar energía eléctrica. Dependiendo de las características de cada sitio, caída, caudal, si existe embalse o si es a filo de agua, existen distintos tipos de turbinas apropiadas para cada escenario. Su funcionamiento está basado en un salto de agua que genera dos niveles de un cauce: cuando el agua cae del nivel superior al inferior, pasa por una turbina hidráulica que transmite la energía a un generador y la transformar en energía eléctrica. En la figura x. x se explica el funcionamiento de una central hidroeléctrica.

Figura 2. 1: Principio de operación de una central hidroeléctrica



Referencia: (Ecovive, 2018).

Recientemente se han diseñado e implementado turbinas hidráulicas de baja presión para aprovechar la energía potencial de aguas en ríos no muy caudalosos y con bajas cabezas hidráulicas (usualmente menores a 10 metros). Las turbinas se asemejan y funcionan con el principio del tornillo de Arquímedes: el agua ingresa al tornillo y mientras hace su recorrido su peso mueve los álabes e impulsa la turbina. En la parte inferior del tornillo el agua es desfogada, mientras que en la parte superior se encuentra la caja de cambios y el generador eléctrico.

En la Figura 2. 2 se puede observar en funcionamiento esta turbina.

La principal ventaja de este diseño es que esta tecnología puede implementarse para generación distribuida sin afectar considerablemente la fauna y el ecosistema. Los peces pueden navegar por las turbinas sin ninguna complicación ya que las velocidades de las mismas son relativamente bajas. Además de esto, debido a que las cabezas de agua y caudales son relativamente bajos, no es requerido crear ninguna represa.

Figura 2. 2: Central hidroeléctrica con turbina tipo tornillo de Arquímedes

Referencia: (Paludea, Central Hidroelectrica, 2015).

Termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas involucran el aprovechamiento de la energía térmica producto de la combustión de una fuente de energía o insumo para la generación de energía eléctrica. La gran mayoría de las fuentes de energía usadas son de origen fósil, aunque recientemente se ha estado incursionando en el uso de desechos de materias orgánicas.

En centrales de carbón, el contenido energético de diferentes fuentes de carbón es aprovechado en las calderas para producir vapor y utilizar el ciclo termodinámico Rankine y sus variantes para impulsar una turbina de vapor.

El más reciente es la turba: tiene un porcentaje alto de humedad (hasta 90%), bajo poder calorífico (menos de 2000 kcal/kg) y poco carbono (menos de un 50%). Se debe secar antes de su uso. Se encuentra en zonas pantanosas.

Centrales termoeléctricas que operan con motores de combustión interna usan productos derivados del petróleo. En general, los motores diésel utilizan un destilado ligero del petróleo denominado diésel (Fuel oil No. 2); por otra parte, los modelos más recientes pueden quemar diferentes combustibles como el gas natural, gas asociado a petróleo crudo, combustibles vegetales, emulsiones de residuos pesados y Búnker C (fuel oil No. 6).

Otro producto comúnmente utilizado en la producción de energía eléctrica es el gas natural. Al igual que el carbón y el crudo, yacimientos de gas natural son encontrados en grandes cantidades debajo de la corteza terrestre y son el resultado de la descomposición de animales y plantas de hace millones de años atrás, sometidos a altas presiones y temperaturas. Además de su presencia en yacimientos fósiles, el gas natural puede obtenerse a partir de la descomposición de los restos orgánicos. Este proceso es promovido en plantas de tratamiento especializadas que producen el denominado biogás. Centrales que aprovechan este recurso utilizan turbinas de gas con el ciclo termodinámico Brayton.

Por último, la biomasa consiste en la combustión de desechos orgánicos tales como cañas de azúcar, madera, bambú, cáscaras de arroz, tusa de mazorca de maíz, algas, aserrín, hojas y ramas de árboles, desechos de animales de granja.

En otros casos, se almacenan los desechos para producir biogás, el cual es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno (esto es, en un ambiente anaeróbico).

Nucleares

Una central nuclear es una central termoeléctrica en la que actúa como caldera un reactor nuclear. La energía térmica se origina por las reacciones nucleares de fisión en el combustible nuclear formado por un compuesto de uranio. La fisión es una reacción nuclear que se lleva a cabo en los núcleos atómicos de los elementos químicos y consiste en la separación de núcleos pesados en unos más pequeños.

Reacciones de este tipo liberan grandes cantidades de energía en forma de calor y radiación, por lo que la materia que se encuentre alrededor del espacio en donde se produce la fisión se calentará.

El combustible nuclear se encuentra en el interior de una vasija herméticamente cerrada, junto con un sistema de control de la reacción nuclear y un fluido refrigerante constituyendo lo que se llama un reactor nuclear. El calor generado en el combustible del reactor y transmitido después a un refrigerante se emplea para producir vapor de agua, que acciona el conjunto turbina-alternador, generando la energía eléctrica.

La central se ha realizado con un diseño específico que prevé estructuras civiles adecuadas, sistemas duplicados que responden al fallo previsto de uno de ellos y coeficientes de sobredimensionamiento para resistir el sismo máximo esperable, proteger contra las radiaciones ionizantes, prevenir los accidentes posibles y mitigar sus consecuencias. Por este motivo, los edificios de una central nuclear en comparación con una convencional de similar potencia son mucho más robustos y más grandes para alojar los sistemas redundantes instalados.

Los elementos de una central nuclear son: el circuito primario donde se produce la reacción nuclear, el circuito secundario para la generación de electricidad, el sistema de refrigeración y el sistema de seguridad. El circuito primario contiene el reactor nuclear, el combustible fisible (uranio 235 o el plutonio 239), las barras de control que ayudan a acelerar o frenar las reacciones en cadena de liberación de neutrones; todos estos elementos se albergan dentro de una estructura de contención hecha de hormigón designada para impedir que la radiactividad sea liberada al ambiente.

En un reactor nuclear, cuando un neutrón libre es bombardeado hacia las barras de combustible, el núcleo lo absorbe y se produce una versión inestable del átomo; posteriormente se lleva a cabo la separación de núcleo en varios fragmentos, que a su vez chocan con átomos vecinos y producen una reacción en cadena.

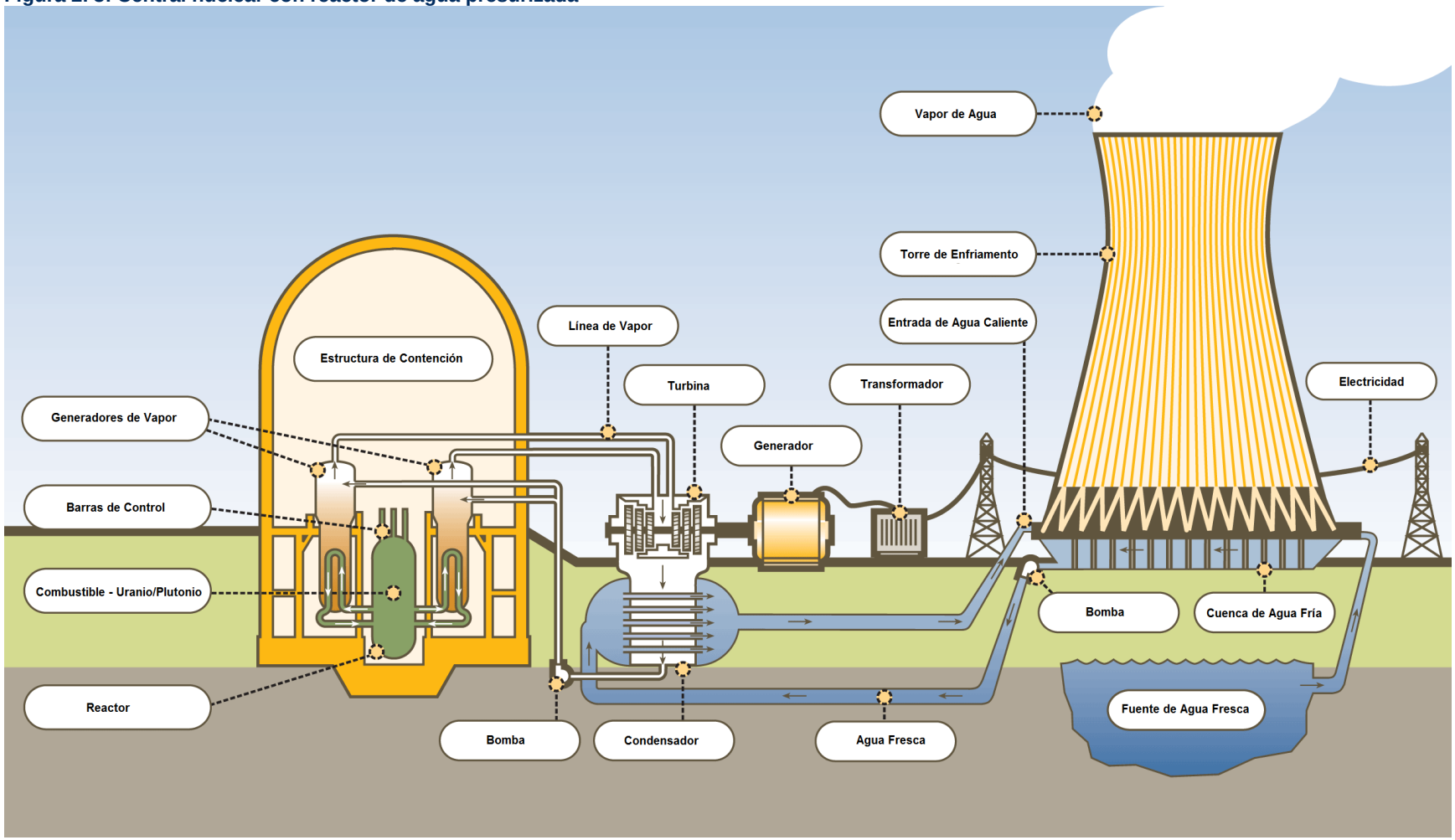
La energía liberada en forma de calor gracias a este proceso es utilizada para la producción de vapor, y dicho vapor es usado de igual manera que en un ciclo termodinámico de centrales termoeléctricas.
Existen distintas configuraciones de reactores: de agua presurizada, de agua hirviendo, de agua pesada y grafito-gas. Estos diseños utilizan agua (ya sea de río o de mar) como medio de enfriamiento; sin embargo, el aprovechamiento de la propiedad intensiva del agua varía a cada caso.

- **Reactor de agua presurizada (PWR):** El combustible se encuentra dentro de un recipiente con agua, y las altas presiones dentro del reactor impiden que el agua se convierta en vapor pero que sí aumente su temperatura. La energía contenida en el agua a altas temperaturas es transferida en forma de calor al circuito de agua, el cual cambia de fase de líquido a vapor y es usado para impulsar las turbinas.
- **Reactor de agua hirviendo (AWR):** El arreglo es similar al del reactor de agua presurizada, excepto que la presión del reactor es menor; por consiguiente, se le permite al agua cambiar de fase líquida a vapor, el cual es utilizada directamente para impulsar las turbinas.
- **Reactor de agua pesada (HWR):** este tipo de arreglo permite utilizar como combustible el uranio natural sin necesidad de enriquecimiento, ofreciendo así un grado de dependencia energética. Aunque requiere la necesidad de instalaciones de producción de agua pesada (D_2O).
- **Reactor de Grafito-Gas:** este tipo de reactores usan grafito como moderador y CO_2 como refrigerante. Mientras que los primeros reactores de este tipo emplearon uranio natural en forma metálica, los actuales denominados avanzados de gas (AGR) utilizan óxido de uranio enriquecido.

La gran ventaja de las centrales nucleares es que debido a la gran cantidad de energía que producen, éstas son utilizadas como centrales base para suplir la demanda del sistema; además, no producen emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente ya que el combustible utilizado no es de origen fósil.

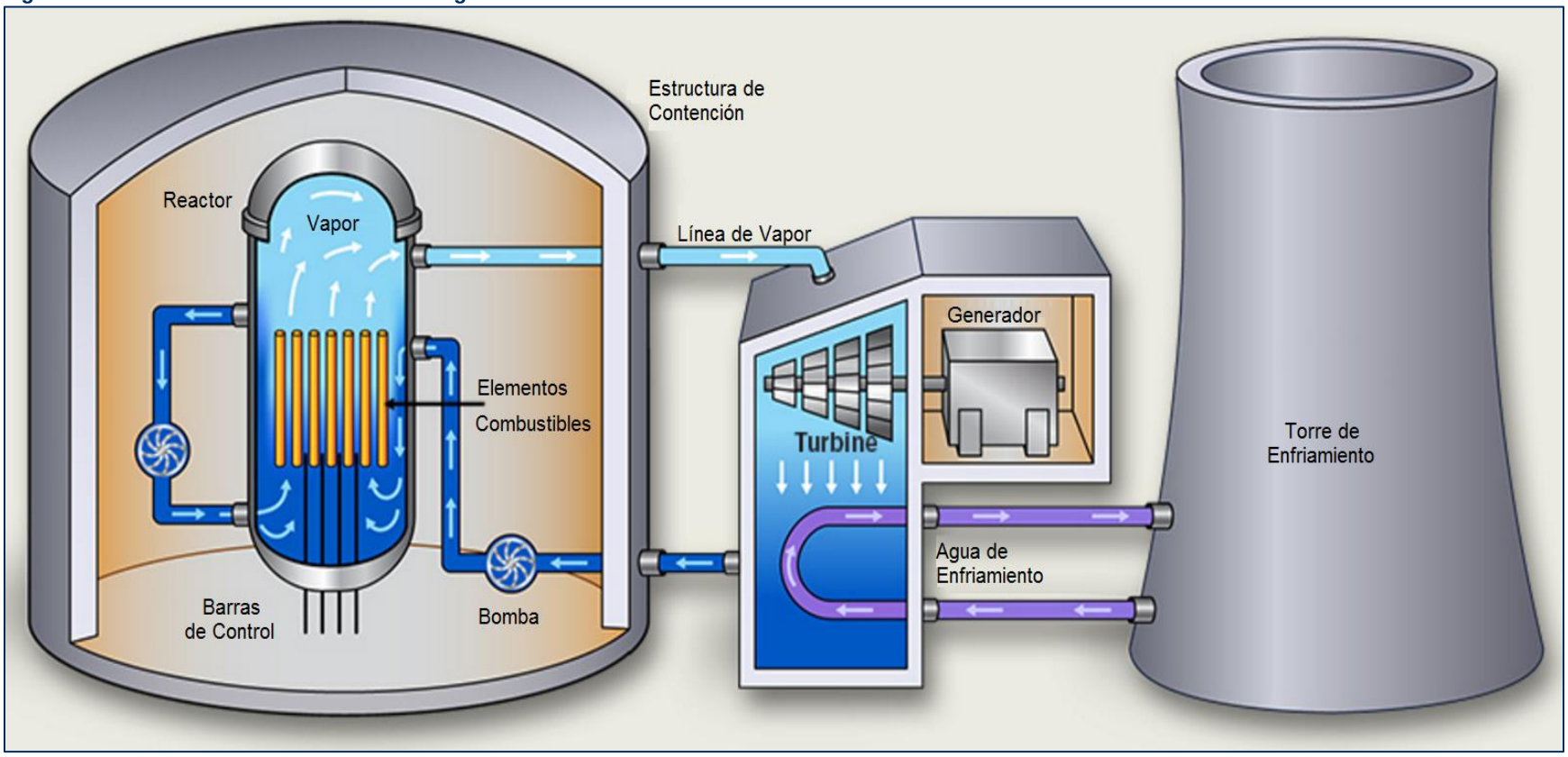
A pesar de ello, tiene la gran desventaja de producir grandes cantidades de residuos radiactivos nocivos para la salud y, por consiguiente, su manejo y descarte es muy delicado. Otra gran preocupación que surge con la dependencia de centrales nucleares es la posible pérdida del refrigerante, el cual conllevaría a que el reactor se funda y la radiación contenida en él se libere hacia el ambiente. En la Figura 2. 3, Figura 2. 4 y Figura 2. 5 muestran los ciclos de operación de centrales nucleares.

Figura 2. 3: Central nuclear con reactor de agua presurizada



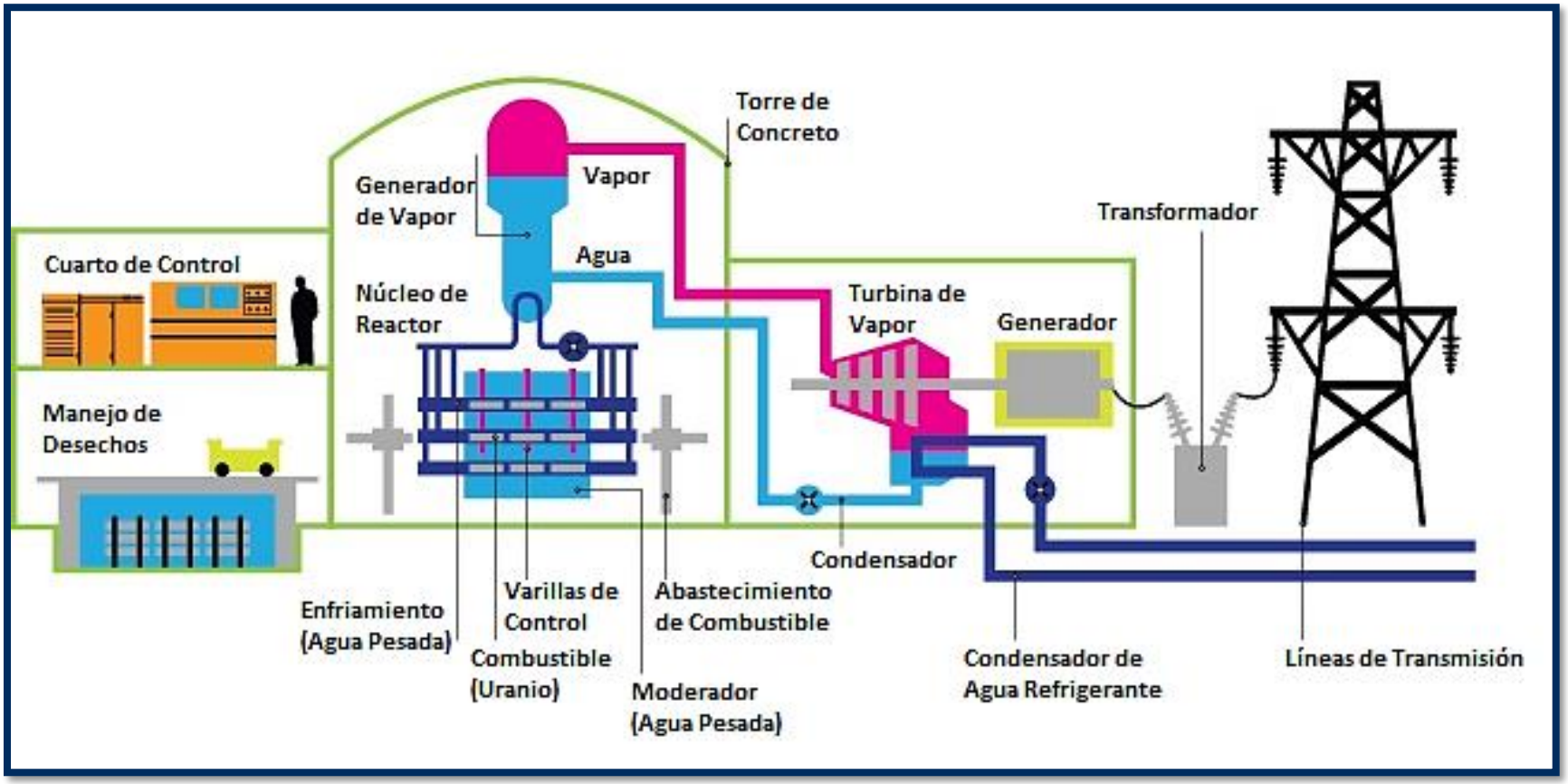
Referencia: (Nuclear Power, 2014).

Figura 2. 4: Central nuclear con reactor de agua hirviendo



Referencia: (Nuclear Power, 2014).

Figura 2. 5: Central nuclear con reactor de agua pesada



Referencia: (Reactor Heavy Water, 2016).

Solares

El término energía solar se refiere al aprovechamiento de la energía que proviene del Sol. Se trata de un tipo de energía renovable. La energía contenida en el Sol es tan abundante que se considera inagotable. El Sol lleva 5 mil millones de años emitiendo radiación solar y se calcula que todavía no ha llegado al 50% de su existencia.

La energía solar, además de ser inagotable es abundante: la cantidad de energía que el Sol vierte diariamente sobre la Tierra es diez mil veces mayor que la que se consume al día en todo el planeta. La radiación recibida se distribuye de una forma más o menos uniforme sobre toda la superficie terrestre, lo que dificulta su aprovechamiento.

La energía solar es la energía contenida en la radiación solar que es transformada mediante los correspondientes dispositivos, en forma de energía térmica o energía eléctrica, para su consumo posterior allá donde se necesite.

El elemento encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía útil es el panel solar. Los paneles solares pueden ser de distintos tipos dependiendo del mecanismo escogido para el aprovechamiento de la energía solar:

- Mediante módulos fotovoltaicos (energía solar fotovoltaica)
- Mediante captadores solares térmicos (energía solar térmica)
- Sin ningún elemento externo (energía solar pasiva)

Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica. Este tipo de energía, a menudo se la denomina directamente energía fotovoltaica. Esta transformación en energía eléctrica se consigue aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores mediante las celdas fotovoltaicas. El material base para la fabricación de paneles fotovoltaicos suele ser el silicio. Cuando la luz del Sol (fotones) incide en una de las caras de la célula solar genera una corriente eléctrica.

Las celdas fotovoltaicas pueden configurarse para crear módulos que a su vez pueden conectarse en serie y/o paralelo para incrementar el voltaje y/o corriente y conectarse a la red eléctrica, o bien en sitios aislados, por medio de sistemas que incluyen baterías.

A la fecha se pueden definir claramente tres generaciones de desarrollo tecnológico:

1. Placas planas de silicio cristalino.
2. Láminas delgadas hechas con silicio amorfo o materiales sin silicio.

Tecnologías emergentes e innovadoras, tales como la concentración fotovoltaica (espejos o lentes plásticos dirigen rayos solares a celdas fotovoltaicas), celdas fotovoltaicas orgánicas, láminas delgadas diseñadas con impresoras de tinta y plásticos conductivos, etc.

Dependiendo de la construcción, los módulos fotovoltaicos pueden producir electricidad a partir de una gama concreta de frecuencias de la luz, pero en general no puede cubrir toda la gama solar (en concreto, la luz ultravioleta, infrarroja y baja o difusa).

Por tanto, otro concepto de diseño es la de dividir la luz en diferentes longitudes de onda y dirigir los haces en diferentes células sintonizadas en estos rangos. Esto ha sido proyectado para ser capaz de elevar la eficiencia en un 50%. Científicos de Spectrolab, una filial de Boeing, informaron del desarrollo de células solares multi-unión con una eficiencia de más del 40%, un nuevo récord mundial de células solares fotovoltaicas. Los científicos de Spectrolab también predicen que las células solares de concentración podrían llegar eficiencias de más de 45% o incluso 50% en el futuro, con eficiencias teóricas de alrededor del 58% en las células con más de tres uniones.

En base a lo observado con el transcurso de los años se espera que se siga invirtiendo aún más en investigación y mejoramiento de la misma. La producción de energía eléctrica mediante fuentes solares fotovoltaicas será más competitiva en comparación con fuentes de energía convencionales en términos de precio, vida útil y eficiencia.

Figura 2. 6: Paneles Fotovoltaicos.

Referencia: (Laboratory National Renewable Energy, 2019).

Energía Solar Térmica

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento de la energía procedente del Sol para transferirla a un medio portador de calor, generalmente agua o aire. Entre las distintas aplicaciones de la energía solar térmica existe la posibilidad de generar energía eléctrica. La tecnología actual permite calentar un fluido con la luz solar para luego producir vapor y posteriormente obtener energía eléctrica.

Concentración Solar

En este tipo de centrales se aprovecha directamente la energía proveniente del sol. La radiación solar es recolectada a una zona en específico, provocando que un fluido de trabajo se caliente, que a su vez será utilizado para mover una máquina térmica y un generador eléctrico vía ciclo termodinámico convencional con el objetivo de producir energía eléctrica; como beneficio adicional, puede aprovecharse la energía térmica del fluido para usos directos, tales como calefacción, enfriamiento y procesos industriales entre muchos otros. El calentamiento del fluido se hace por lo general por medio de dispositivos ópticos (espejos) que concentran la radiación solar, logrando altas temperaturas.

Las centrales de concentración solar tienen la ventaja adicional de que pueden permitir, mediante inversiones adicionales, almacenar la energía en forma de calor, de manera que es posible generar electricidad aun cuando no hay radiación solar, incluyendo días con alta nubosidad y/o después del ocaso. Cuando se cuenta con un sistema de almacenamiento térmico, permite:

- Evitar fluctuaciones en el suministro.
- Continuar la producción en horas de ausencia de radiación solar, en las que no es posible la generación directa.
- Trasladar los picos de producción de acuerdo con las necesidades de la demanda.

Por ejemplo, si se utiliza un fluido con alta capacidad térmica para almacenar la energía solar durante las horas de mayor incidencia, dicha energía puede aprovecharse en las horas de la noche mediante la producción de electricidad. Centrales con almacenamiento de energía obtienen mejores factores de planta en comparación con aquellas que no cuentan con dicho almacenamiento.

Hasta la fecha se han diseñado e implementado cuatro configuraciones de concentradores solares, los cuales serán presentados en las siguientes secciones.

Canal Parabólico

Un colector solar cilíndrico parabólico (CCP) está compuesto por un canal cuyo perfil tiene forma de parábola. Esta geometría permite que la radiación solar que incide paralela al eje focal de la parábola se concentre en el foco de la misma. El sistema cuenta con un sistema de seguimiento solar automático. En el foco de la parábola se extiende como una línea focal a lo largo de todo el canal.

Sobre esta línea se coloca un tubo receptor que contiene un fluido térmico (generalmente aceite) que se calienta cuando el tubo absorbe la radiación solar. Las tuberías están pintadas con un recubrimiento para maximizar la absorción de energía y minimizar la radiación infrarroja. adicionalmente, para reducir las pérdidas de calor por convección hacia el ambiente, las tuberías operan dentro de un tubo de vacío de vidrio.

Estos sistemas suelen trabajar por encima de los 100°C, y pueden acoplarse a un ciclo Rankine de agua vapor para producir electricidad. El sistema en su conjunto tiene 3 componentes: el sistema de concentración, el generador de vapor, y el sistema de potencia.

Por ser la primera configuración desarrollada a nivel mundial, esta representa la tecnología más madura.

Figura 2. 7: Sistema de Concentración Solar utilizando espejos

Referencia: (Plataforma Solar de Almería, 2014).

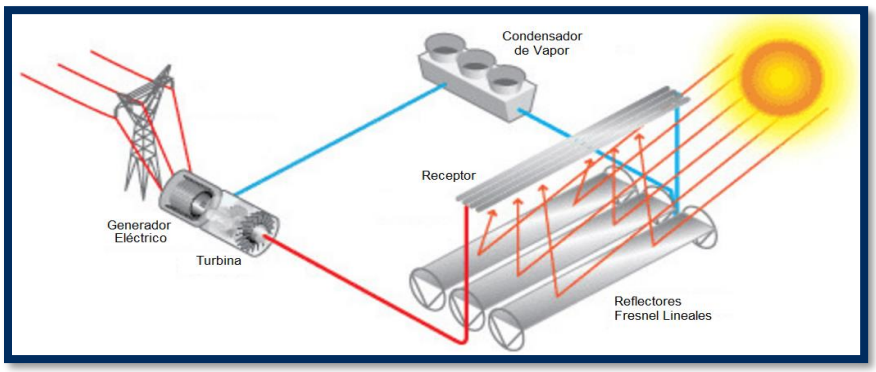
Reflectores Fresnel

Son una nueva tecnología que pretende abrirse camino en competencia directa con los captadores de tipo cilindro-parabólicos. Son sistemas de foco lineal, es decir, concentran la radiación solar a lo largo de una línea, que corresponde a un tubo de absorción por el que circula un fluido térmico. Son orientados a diferentes ángulos de inclinación con la finalidad de concentrar la energía solar en un receptor fijo ubicado a varios metros de altura por encima del campo de espejos.

El sistema concentrador está constituido por superficies reflectoras con un elevado radio de curvatura que interceptan, concentran y reflejan la radiación solar dirigiéndola hacia el tubo receptor, situado en un plano diferente al de reflexión.

Las eficiencias ópticas obtenidas son menores en comparación con centrales parabólicas; sin embargo, este tipo de centrales son más simples que las primeras, por lo que la hacen económicamente más viable.

Figura 2. 8: Central de concentración solar con reflectores Fresnel



Referencia: (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013).

Figura 2. 9: Ejemplo de reflectores Fresnel

Referencia: (Millennium Energy Systems, 2016).

Torres Solares

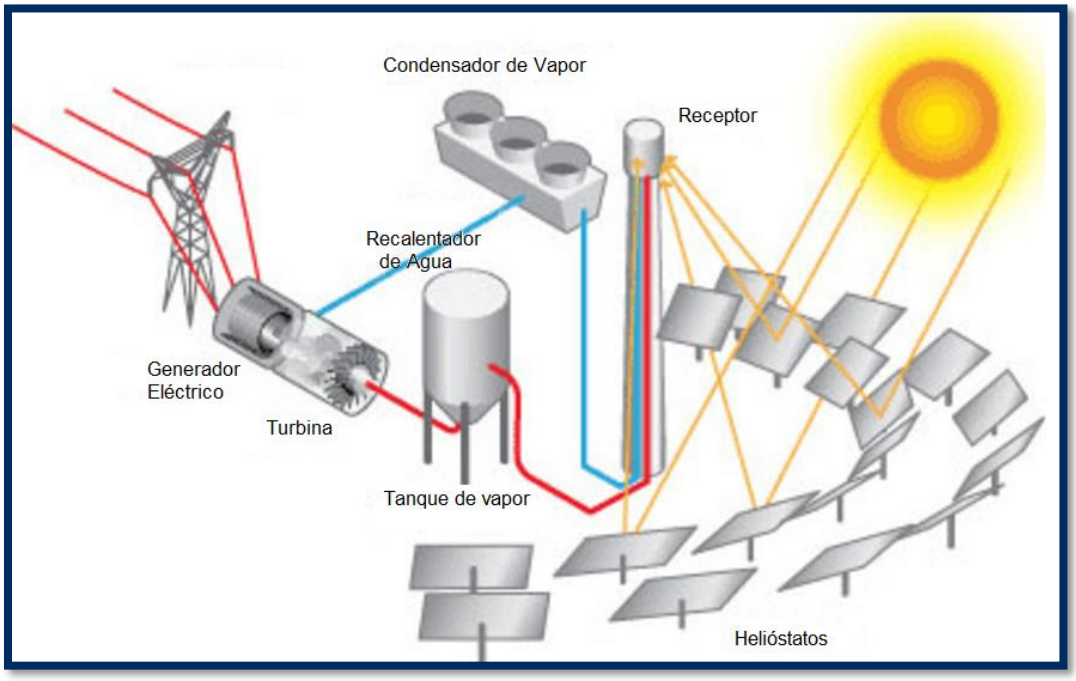
Una central solar de torre central, es un tipo de calentador solar que utiliza una torre para captar la luz solar de manera concentrada. Utiliza un conjunto de espejos planos, móviles (llamados heliostatos) para concentrar los rayos del sol sobre una torre colectora.

Los diseños iniciales usaban estos rayos enfocados para calentar agua y utilizan el vapor resultante para impulsar una turbina, con nuevos diseños implementados a lo largos de los años, se ha demostrado que utilizando un fluido diferente (sodio liquido) o fluidos de trabajo de sales fundidas, se obtiene un mejor rendimiento. Implementando sistemas de almacenamiento de energía, con este tipo de tecnología es posible seguir produciendo energía eléctrica en horas de la noche.

Con los helióstatos se pueden conseguir temperaturas de operación mucho más elevadas que con centrales parabólicas y de reflectores Fresnel; por consiguiente, esta alternativa posee la ventaja de altas eficiencias, mejor almacenamiento térmico y altos factores de planta (Figura 2. 10).

Sin embargo, la principal desventaja de centrales con torres solares es el alto costo de inversión y mantenimiento por el uso de los helióstatos.

Figura 2. 10: Central de concentración solar con torre solar



Referencia: (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013)**.**

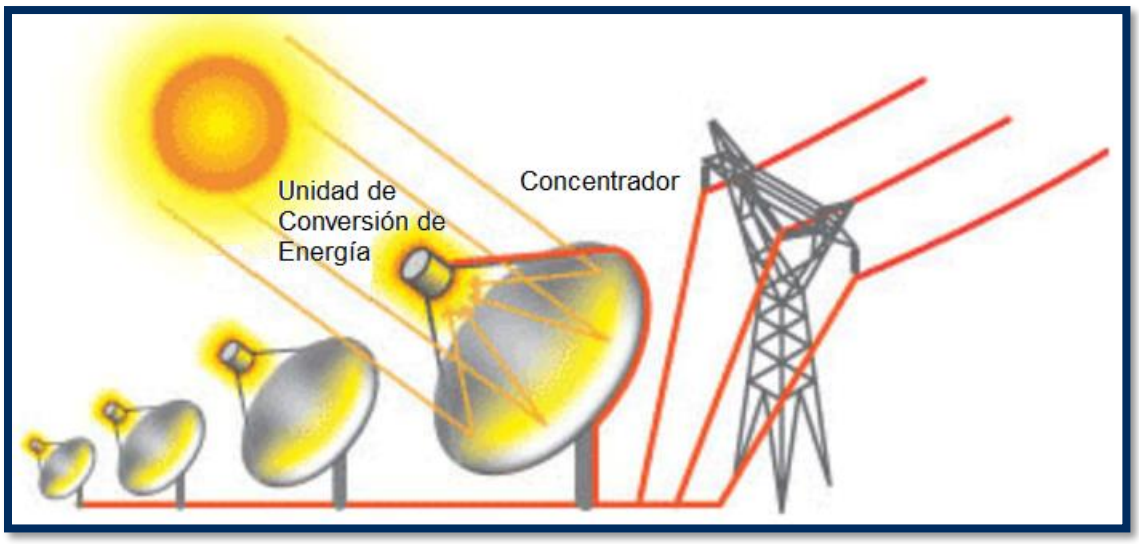
Discos Solares

Los sistemas de generación con esta configuración disponen de concentradores con forma parabólica, parecidos a los discos satelitales, con el objetivo de dirigir la radiación solar a un receptor ubicado exactamente en el punto focal del disco.

Como toda tecnología de concentración solar, la reflexión de la componente directa de la radiación solar se consigue a través de una superficie de alta calidad óptica para disminuir posibles errores, el receptor puede ser una máquina Stirling o una micro turbina. Dado a la naturaleza de su configuración, esta variante tiene la gran ventaja de modularidad, lo cual es ideal para generación distribuida; sin embargo, sistemas seguidores de rayos solares de dos ejes son requeridos para obtener altos factores de concentración y por consiguiente altas temperaturas de operación. Este elemento es aquel en el que se proyecta el flujo concentrado. Por tanto, se trata de un elemento donde se presentan muy elevadas temperaturas y que hace la función de captar la máxima energía térmica posible incidente para hacerla pasar al motor

Esta opción ha sido implementada exitosamente y se han reportado altas eficiencias y resulta una alternativa prometedora, el sistema no ha sido implementado a grandes niveles comerciales. En la Figura 2. 11 se muestra un esquema de esta configuración.

Figura 2. 11: Central de concentración solar con discos solares



Referencia: (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013).

Espacial

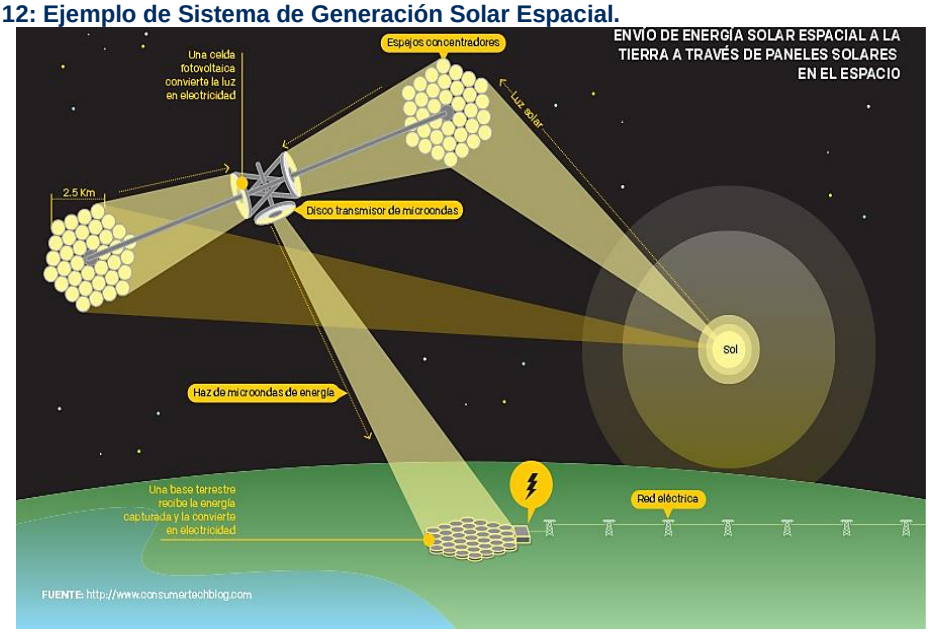
La principal limitación de las centrales fotovoltaicas instaladas en tierra consiste en la cantidad de horas en el día en el que se puede obtener el recurso solar y, si con suerte, el día no se encuentra demasiado nublado para su máximo aprovechamiento.

Por tal motivo se ha considerado la alternativa de obtener continuamente la energía solar mediante la instalación de concentradores de rayos solares en el espacio y enviarlos hacia los módulos fotovoltaicos instalados en los campos solares en la superficie terrestre.

Los satélites enviados al espacio tienen varios reflectores y un transmisor de potencia de microondas o láser. Los reflectores y espejos se encargan de recolectar los rayos solares y son dirigidos hacia el transmisor de potencia para convertir la energía solar en un rayo láser o de microonda. El rayo es orientado ininterrumpidamente hacia centrales receptoras de potencia, donde reciben el rayo y realizan posteriormente la conversión de energía eléctrica.

Como es de esperarse, esta tecnología resulta tener altos costos por los envíos de los satélites al espacio y la construcción de los elementos. A pesar que se ha probado exitosamente en fase de experimentación la transmisión de 10 kW de potencia en tierra, aún le falta mucha inversión en desarrollo para ser implementada a nivel comercial. En la Figura 2. 12 se muestra el modelo conceptual de esta tecnología.

Figura 2. 12: Ejemplo de Sistema de Generación Solar Espacial.



Referencia: (Carrera por Energía Solar Espacial, 2017)

Eólicas

La energía eólica es una energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, correspondientes a "molinos de viento" de tamaño variable que utilizan sistemas de conversión para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. La energía del viento puede obtenerse instalando los aerogeneradores tanto en suelo firme como en el suelo marino. El potencial eólico se calcula en función de la distribución de la velocidad del viento.

Las variables que definen el régimen de vientos en un punto determinado son:

- Situación geográfica
- Características climáticas
- Estructura topográfica
- Irregularidades del terreno
- Altura sobre el nivel del suelo

Para clasificar las centrales eólicas existen tres criterios: orientación de las turbinas (horizontal/ vertical), características de la instalación (en tierra / mar) y conectividad a la red (conectadas / no conectadas). A continuación, detallaremos la diferencia entre turbinas de eje horizontal y vertical.

No obstante, gracias al ingenio y creatividad del ser humano, en los últimos años la tecnología de las turbinas eólicas ha ido evolucionando drásticamente, causando que se desarrollen nuevas configuraciones y que sus costos sean igual de competitivos con las tecnologías convencionales. Las siguientes secciones complementan con mayor información el avance de las configuraciones mencionadas.

Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Tierra

Las primeras centrales eólicas fueron construidas bajo este principio, por lo que existen comercialmente en todas partes del mundo. El eje es montado de manera paralelo al flujo del viento y del suelo y las aspas están diseñadas de tal forma que se aprovecha al máximo la captura de la energía del viento para convertirla a energía mecánica rotacional. El movimiento rotacional producido es transmitido y multiplicado mediante un multiplicador de velocidad (caja de cambio) hasta un generador que es el que se encarga de producir la energía eléctrica. Una caja de cambios es una caja con arreglos de engranajes que hace la función de amplificador de velocidad baja a alta para el generador.

El número de aspas también juega un papel muy importante en la eficiencia del generador; tres resulta ser el número adecuado ya que otorgan mejor balance a las fuerzas giroscópicas ejercidas a la turbina.

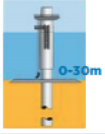
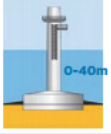
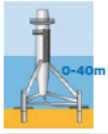
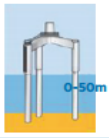
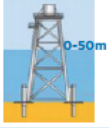
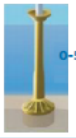
Figura 2. 13: Parque eólico con turbinas de viento de eje horizontal.

Referencia: (Energy Sources and Energy Use, 2018)

Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Alta Mar

Esta tecnología surge debido a que en alta mar las velocidades del viento son mucho más estables y mayores que en tierra firme. Otra diferencia significativa es el tipo de fundación diseñada: las de tierra firme son de concreto mientras que las de alta mar pueden estar en el agua (tipo flotante) o fijadas en el suelo marino. La Figura 2. 14 muestra una gama de diseños utilizados en proyectos eólicos junto con sus características, ventajas y desventajas.

Figura 2. 14: Resumen de diferentes fundaciones fijas disponibles para turbinas de viento en alta mar

	Pilar alto con tapa	Monopilar	Base de gravedad de concreto	Trípode	Tres pilares	Estructura Metálica	Cubeta de succión
Diseño							
Ejemplo	Sakata (JP)	Kamisu (JP)	Choshi (JP)	Longyuan Rudong intertidal (CH)	Bard Off-shore 1 (DE)	Kitakyushu (JP)	Dogger Bank (UK)
Ventajas	• Tapa protege contra colisiones	• Diseño sencillo	• Económicas • No requiere de perforaciones	• Más estable que monopilares	• Pueden ser instaladas con barcazas convencionales de elevación	• Estabilidad • Liviana	• Menos acero • No requiere de perforaciones
Desventajas	• Profundidad de agua limitada • Fabricación compleja	• Diámetro aumenta significativa mente con la profundidad • Perforaciones	• Preparación del fondo del mar es requerida	• Instalación más compleja	• Costos	• Costos	• No es aplicable en fondos de mar sólidos
Comentarios	• Muy común en industrias de tierra firme	• Tipo de fundación más común • Limitaciones en la profundidad del agua	• Instaladas actualmente en aguas poco profundas	• Altos costos de producción debido a la complejidad de la estructura y peso	• Altos costos de producción debido a la complejidad de la estructura y peso	• Comercialmente atractivo > 35m por su flexibilidad y bajo peso (40-50% menos acero que monopilares)	• Aún a desplegarse a escala

Referencia: (Energy Techonology Systems Analysis Programme & International Renewable Energy Agency, 2016).

Según lo recopilado mediante investigación, la configuración más sencilla y comúnmente usada es la monopilar; sin embargo, dicha configuración solamente puede ser instalada en aguas de hasta 30 metros de profundidad. Las fundaciones flotantes han sido instaladas usualmente en aguas con profundidades mayores a los 50 metros debido a que los costos requeridos para una fundación en el suelo marino son extremadamente altos; no obstante, tales estructuras se encuentran en fase de demostración.

De acuerdo con el estudio presentado por la Organización de Nuevas Energías y Desarrollo Tecnológico Industrial NEDO en 2013, las pérdidas energéticas en el proceso de conversión son las siguientes: entre un 50% a 60% de la energía aerodinámica en las aspas y rotor de la turbina, 4% de la energía mecánica en la caja de cambios y un 6% de la energía en el generador.

Turbinas de Ejes Verticales

Esta configuración corresponde a una de las modalidades más modernas en la actualidad y, por sus resultados obtenidos a la fecha, tiene un potencial muy prometedor para competir con fuentes de producción convencionales. En comparación con las turbinas de generación de eje horizontal, estas requieren menos espacio por lo que permiten la instalación de más generadores, además de ser más fácil la fabricación y transporte de los elementos. Otros beneficios de esta configuración son: la reducción considerable de ruido, un mantenimiento más sencillo del generador debido a que éste se encuentra en el suelo, y el efecto sombra o de atenuación de la fuerza del viento es beneficioso. Finalmente, estas pueden instalarse tanto en tierra firme como en alta mar; sin embargo, por ser una tecnología relativamente nueva, sus costos de inversión son muy elevados y varios proyectos de este tipo se encuentran en fase experimental. Puede notarse en la Figura 2. 13 el espacio reducido requerido para la instalación de un parque eólico con esta tecnología. De forma general podemos decir que el rendimiento de los aerogeneradores de eje vertical se encuentra por debajo de la mitad que el correspondiente a aerogeneradores de eje horizontal, hecho que ha dirigido la industria al desarrollo de esto últimos frente a los primeros.

Figura 2. 15: Modelos de turbinas de viento de eje vertical

Referencia: (U.S. Energy Information Administration, 2017).

Turbinas de Viento Flotantes

Un aerogenerador flotante es un concepto de diseño para un aerogenerador con un rotor soportado en el aire sin una torre, que se beneficia de opciones más mecánicas y aerodinámicas, la mayor velocidad y la persistencia del viento en grandes altitudes, al tiempo que evita el gasto de la construcción de la torre.

Esta tecnología surge por el hecho de que a mayor altura la instalación de la turbina de viento, mayor será la velocidad de los vientos y por consiguiente una mayor potencia podrá ser extraída del mismo. Combina las propiedades de una turbina de viento de eje horizontal y las de un dirigible. El dirigible se infla con helio y es mantenido en su posición con cuerdas y estructuras fijadas en el suelo para soportar las fuerzas del viento a elevadas alturas. Ya que estos dispositivos se encuentran a gran altitud, el ruido producido por las aspas es despreciable y requiere de poco mantenimiento. Un prototipo de esta tecnología es mostrado en la Figura 2. 16.

Figura 2. 16: Prototipo de una turbina de viento flotante

Referencia: (Inhabitat, 2012).

Marinas

La energía marina es un conjunto de tecnologías para el aprovechamiento de la energía de los océanos. El mar tiene un gran potencial energético, que se manifiesta principalmente en las olas, las mareas, las corrientes y en la diferencia de temperatura entre la superficie y el fondo marino.

El uso de la energía marina no genera impactos ambientales ni visuales considerables y constituye un recurso energético con gran capacidad de predicción. Sin embargo, las condiciones hostiles del mar, la fuerza del oleaje y de la corrosión marina, así como la necesidad de contar con mecanismos para trasladar la energía a tierra, hacen que esta tecnología requiera de grandes inversiones y que aún esté, salvo alguna excepción, en fase pre comercial.

Debido a que la variabilidad mareas y de las olas es menor en comparación con la de los vientos, es más fácil predecir y estimar la generación. A continuación, se describen cada una de las alternativas de generación eléctrica con este recurso renovable.

Undimotriz

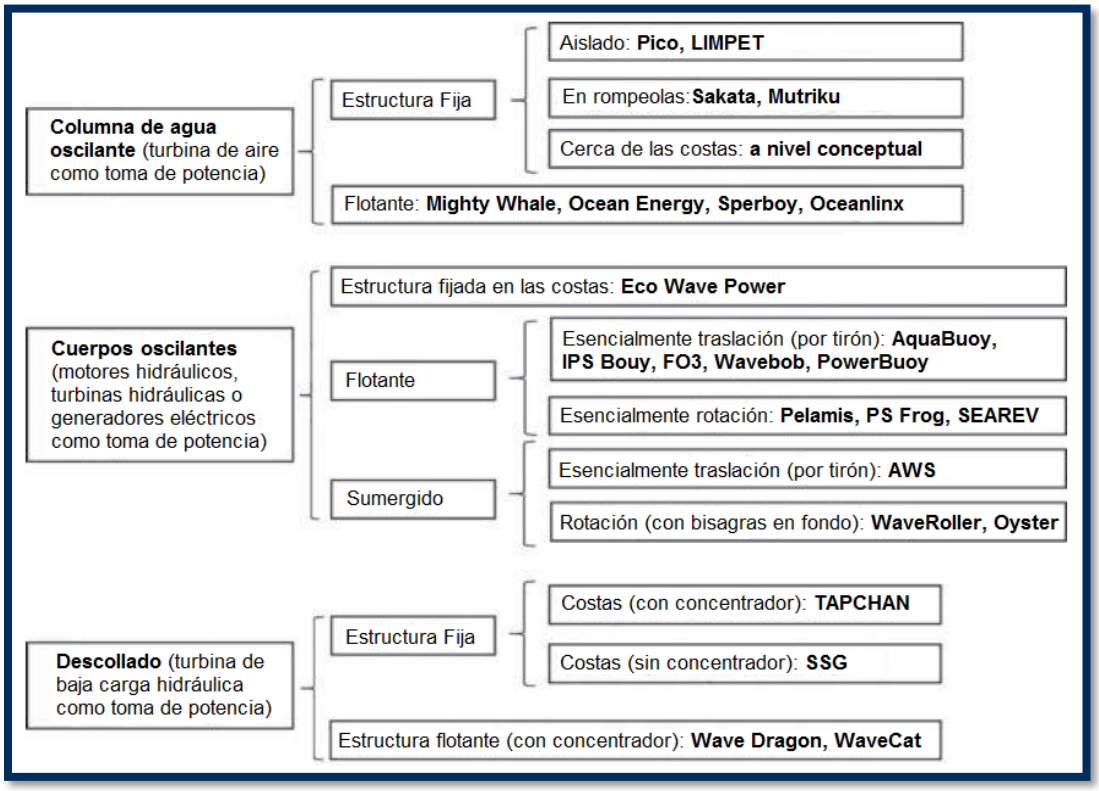
Consiste en el proceso de conversión de energía mecánica proveniente de las olas superficiales en los océanos a eléctrica. Toda central de producción de energía de esta categoría cuenta con cuatro componentes principales:

1. La estructura y el motor principal encargado de capturar la energía de la ola y convertirla a energía mecánica.
2. La fundación o anclaje que mantendrá en su lugar la estructura y el motor principal.
3. El sistema de toma de potencia, el cual convierte la energía mecánica en eléctrica.
4. Los sistemas de control que salvaguardan y optimizan el rendimiento durante las condiciones de operación.

De acuerdo a la información presentada en el informe de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA por sus siglas en inglés) en su documento “Energía de Olas: Resumen Tecnológico” del año 2014, los dispositivos utilizados para capturar la energía de las olas se clasifican en tres tipos: columna de agua oscilante, cuerpos oscilantes y de desbordamiento.

La Figura 2. 17 muestra a mayor detalle las diferentes opciones que hay actualmente desarrolladas. Complementariamente, en las Figura 2. 18 a Figura 2. 20 se puede observar diseños de dispositivos que han sido implementados exitosamente.

Figura 2. 17: Clasificación de técnicas de generación de energía Undimotriz

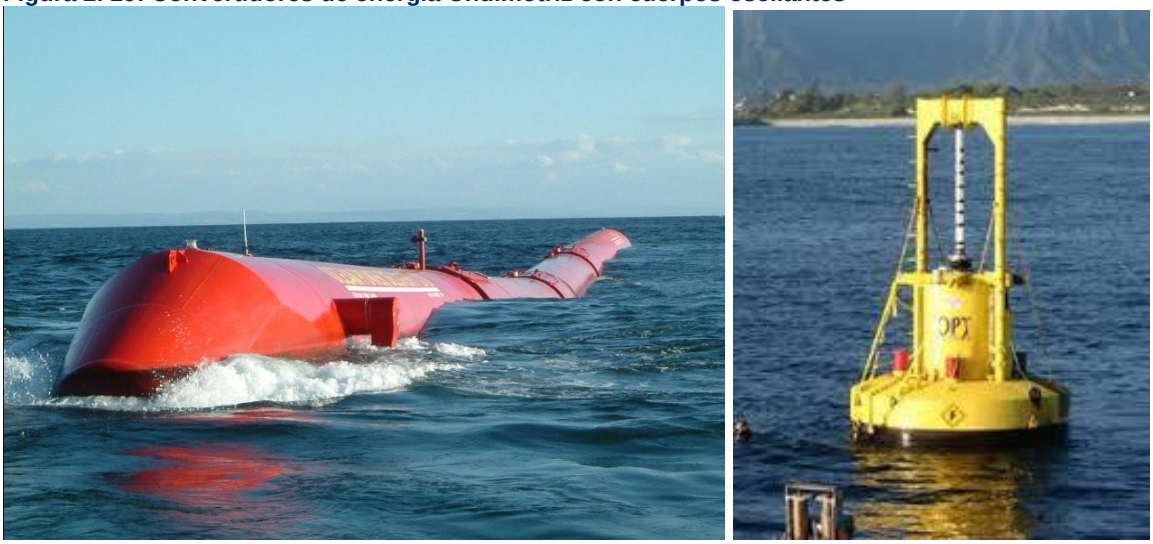


Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014).

Figura 2. 18: Convertidores de energía Undimotriz por desbordamiento

Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014)

Figura 2. 19: Convertidores de energía Undimotriz con cuerpos oscilantes



Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014).

Figura 2. 20: Convertidores de energía Undimotriz con columnas de agua oscilantes

Referencia: (UTNBA, s.f.)

Mareomotriz

Las mareas son producto de las interacciones gravitacionales del sol y la luna con la Tierra; las centrales aprovechan la energía cinética (corrientes de la pleamar y bajamar) y potencial (diferencia de altura entre la pleamar y bajamar) de las masas de agua al implementar turbinas de bulbo similares a las utilizadas en centrales hidroeléctricas instaladas en presas.

La generación de energía con este recurso es posible con las siguientes alternativas:

1. Generación unidireccional en la bajamar: Durante la pleamar, las compuertas permanecen abiertas para llenar el reservorio y mantenerlo en su nivel más alto. Cuando inicia la bajamar, el agua del mar desciende del reservorio y pasa por las turbinas. Este ciclo permite generar electricidad por cuatro horas una sola vez al día.

2. Generación unidireccional en la pleamar: Durante la pleamar, las compuertas permanecen cerradas para aislar el reservorio y mantenerlo en su nivel más bajo. Cuando inicia la pleamar, el agua del mar asciende al reservorio y pasa por las turbinas. Este ciclo permite generar electricidad por cuatro horas una sola vez al día.

3. Generación bidireccional: combina los ciclos operativos de los dos primeros escenarios. El ciclo permite generar electricidad por cuatro horas dos veces al día; sin embargo, el sistema requiere de turbinas reversibles, lo cual hace los costos de inversión más elevados en comparación con las dos primeras alternativas.

Figura 2. 21: Esquema de una central mareomotriz con generación unidireccional

Referencia: (University of Bristol, s.f.).

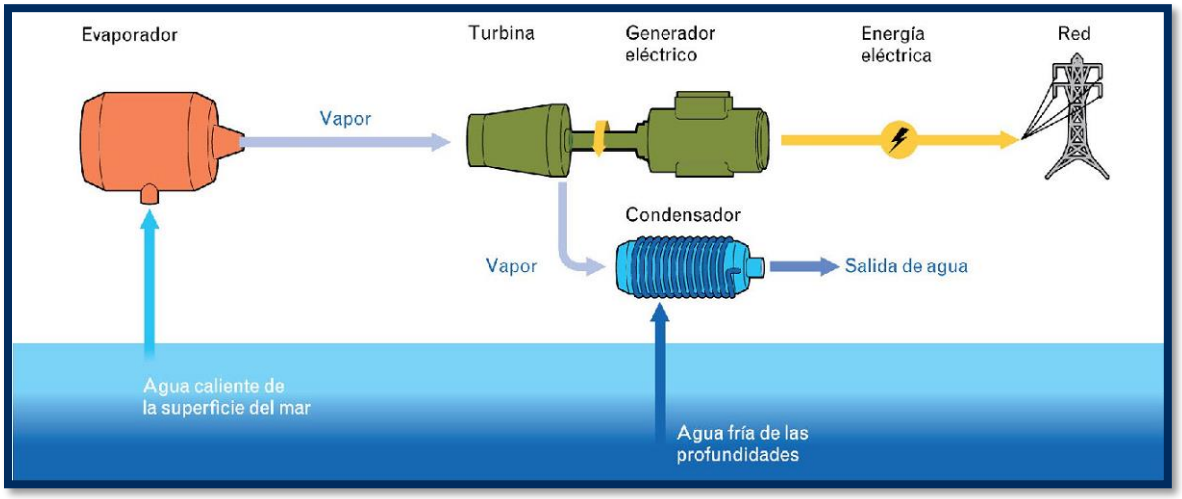
Maremotérmica

La energía maremotérmica, también conocida como Conversión de Energía Térmica-Oceánica (C.E.T.O), en contraste con las tecnologías olamotriz y mareomotriz que aprovechan la energía cinética y potencial de las olas y mareas, la generación maremotérmica es un tipo de conversión energética mediante un ciclo termodinámico

Se basa en la diferencia de temperaturas entre las aguas profundas, más frías, y las cercanas a la superficie, más cálidas, el agua tibia calienta un fluido de trabajo hasta convertirlo en vapor para mover una máquina térmica y producir trabajo útil, generalmente en forma de electricidad. Una ventaja respecto a otras energías renovables es su funcionamiento 24 horas al día, sin dependencia de condiciones eólicas o solares.

Con estas centrales se pueden llegar a obtener factores de carga de entre 90 y 95%, una de las más altas dentro de las tecnologías de generación existentes; por otra parte, la producción de energía se logra de manera continua y el recurso es ilimitado. No obstante, es necesario recalcar que esta tecnología se encuentra en fase de desarrollo para niveles comerciales, por lo que hace de esta una tecnología muy costosa. Igualmente, los costos se elevan aún más por el hecho de requerir tuberías y sistemas de bombas más resistentes a la corrosión.

Figura 2. 22: Ciclo operativo de una central maremotérmica



Referencia: (ENGIMIA, 2019)

Osmótica

También conocida como energía de gradiente de salinidad y energía azul. Se basa en la diferencia de concentración de salinidad que hay entre dos cuerpos de agua, usualmente agua salada del mar y agua dulce de ríos que desembocan al mar. En la actualidad existen dos maneras de obtener energía eléctrica mediante esta tecnología: mediante ósmosis por presión retardada y la electrodiálisis invertida.

En la ósmosis por presión retardada, una membrana delgada separa los reservorios de agua dulce y agua salada. El agua dulce fluye a través de la membrana semipermeable hacia el reservorio de agua salada, provocando un aumento en la presión del reservorio.

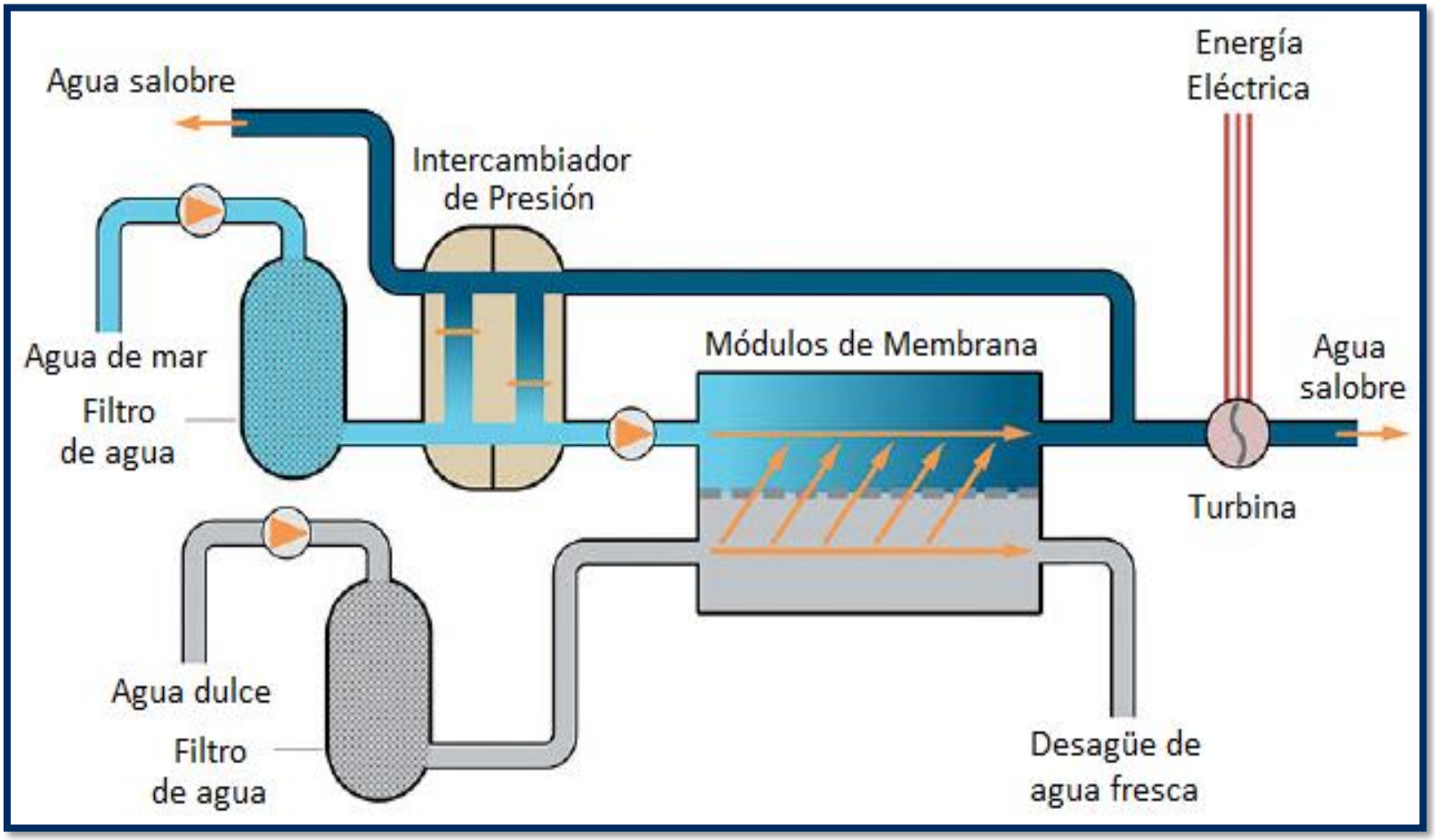
Cuando la presión acumulada en dicho reservorio es considerable se hace pasar por una turbina el cual realiza la conversión de energía eléctrica.

La técnica de electrodiálisis invertida; utiliza un principio físico diferente al ósmosis por presión retardada para producir electricidad: crea una diferencia de potencial mediante el transporte de iones de sal por un grupo de membranas. Las membranas selectivamente permeables están en un arreglo de tal manera en que se produce un intercambio alternado de cationes y aniones. Asimismo, entre las membranas se encuentran compartimientos que almacenan alternadamente agua dulce y agua salada, garantizando así el gradiente de salinidad.

A pesar de ser una tecnología muy innovadora, aún se requiere de mucha inversión en investigación y desarrollo para ser competitiva comercialmente con otras fuentes renovables.

Los principales retos aunados a esta tecnología son el mejoramiento del diseño y calidad de las membranas para tener alta durabilidad en los procesos de conversión energética, así también como el desarrollo de los módulos que contienen las membranas, y el pretratamiento del agua.

Figura 2. 23: Ciclo operativo de una central osmótica por presión invertida



Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2012).

Geotérmica

Las centrales geotérmicas aprovechan el potencial energético de algún tipo de fluido de trabajo proveniente de reservorios encontrados bajo tierra para el uso indirecto de producción de energía eléctrica y/o uso directo. El uso directo no involucra conversiones de energía térmica a eléctrica, por consiguiente, ésta es utilizada para calefacción y/o enfriamiento de recintos, procesos industriales y agrícolas.

La alta temperatura de la energía geotérmica se encuentra en zonas activas de la corteza. El vapor llega a la superficie y mediante una turbina se puede generar la electricidad.

Con todo, se necesita que haya condiciones favorables regidas por ciertos parámetros para que se dé la posibilidad de un campo geotérmico.

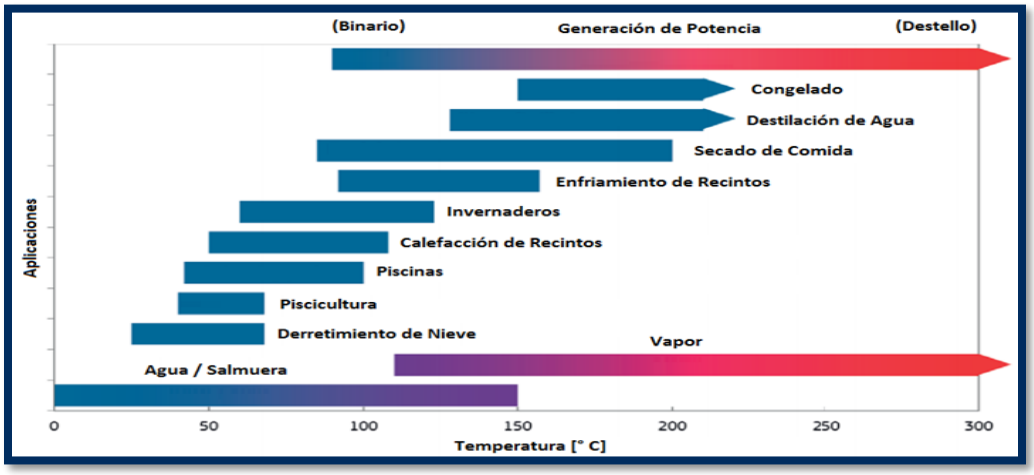
En las

Figura 2. 24 pueden observarse algunas de las aplicaciones más comunes para el cual el potencial geotérmico es aplicado y su rango de temperatura.

Para describir una central geotérmica tenemos que comenzar diciendo que se trata de una zona “sembrada” de grandes tuberías, que conducen el vapor desde los pozos geotérmicos hasta las plantas generadoras.

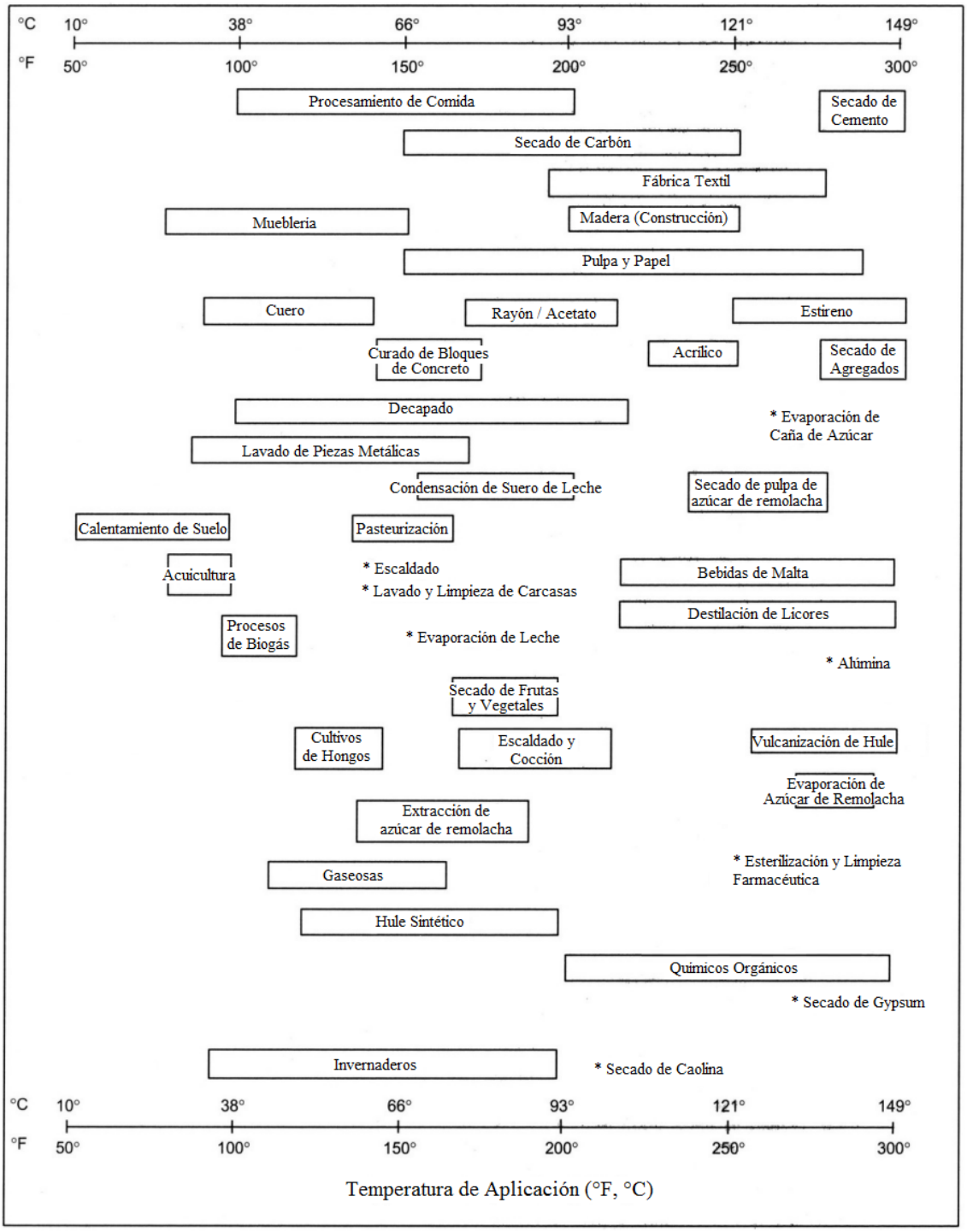
Otras tuberías extraen vapor de los pozos. Las cañerías tienen forma de curvas a intervalos regulares que hacen posible que los enormes tubos se expandan y contraigan al calentarse y enfriarse. Actualmente existen tres tipos de configuraciones de centrales geotérmicas, y la selección de éstas depende del estado del fluido de trabajo (vapor o agua) y sus temperaturas. En las siguientes secciones se explican cada una de las configuraciones con mayor detalle.

Figura 2. 24: Diagrama Lindal de temperatura de agua y vapor geotérmico recomendado para diversas aplicaciones



Referencia: (European Commission, 2015).

Figura 2. 25: Usos directos del recurso geotérmico: Rangos de temperatura de algunos procesos industriales y aplicaciones agrícolas

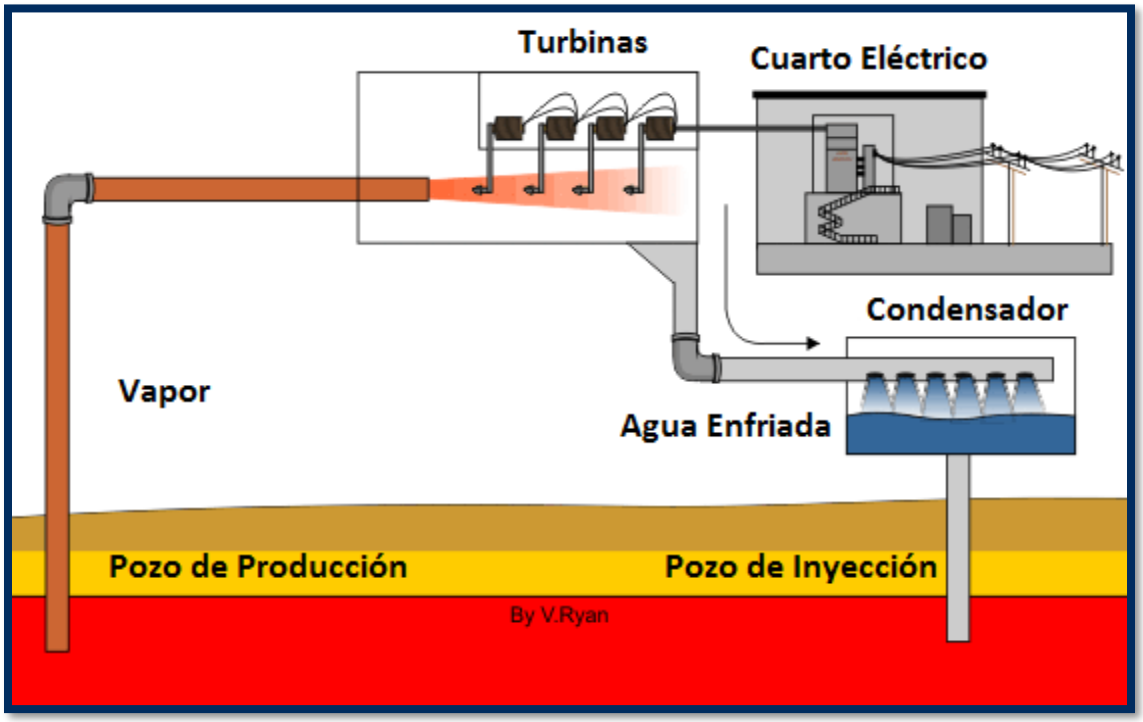


Referencia: (Jóhannesson & Chatenay, 2014).

Vapor Seco

Es una de las configuraciones convencionales más antiguas, siendo la primera construida en el año 1904. Con este diseño, agua en fase de vapor sobrecalentado y de temperaturas superiores a 150°C es extraído desde los reservorios y es utilizado para impulsar las turbinas y producir energía eléctrica. Una porción del vapor es posteriormente condensado y reingresado al reservorio con la finalidad de reutilizarlo en el ciclo, mientras que la otra porción del vapor es evacuada hacia el ambiente. En la Figura 2. 26 se presenta una configuración típica de una central geotérmica que opera con vapor seco. Centrales de generación geotérmica con este esquema tienen costos de inversión relativamente bajos en comparación con los demás esquemas; adicionalmente, son altamente eficientes, llegando a valores de entre 50% y 70%. La principal restricción para implementar esta tecnología es encontrar reservorios con buen potencial de vapor. Otros aspectos que deben tomarse en cuenta con estas centrales son las concentraciones de gases no condensables en el vapor que sean expulsados al ambiente, la alta corrosividad que puede afectar los elementos de la central.

Figura 2. 26: Central geotérmica accionada por vapor seco



Referencia: (Save The Earth, 2016).

Vapor por Destello

Una de las configuraciones convencionales más utilizadas para la producción de energía eléctrica. A diferencia de las centrales geotérmicas de vapor seco, éstas utilizan agua en fase líquida con temperaturas mayores a 200°C y altas presiones de operación. Siguiendo el esquema de referencia de la Figura 2. 27, el agua es bombeada y transportada a un tanque en donde la presión del fluido es reducida drásticamente, lo cual provoca el repentino cambio de fase de líquido a vapor (de ahí el nombre de destello o flasheo de vapor).

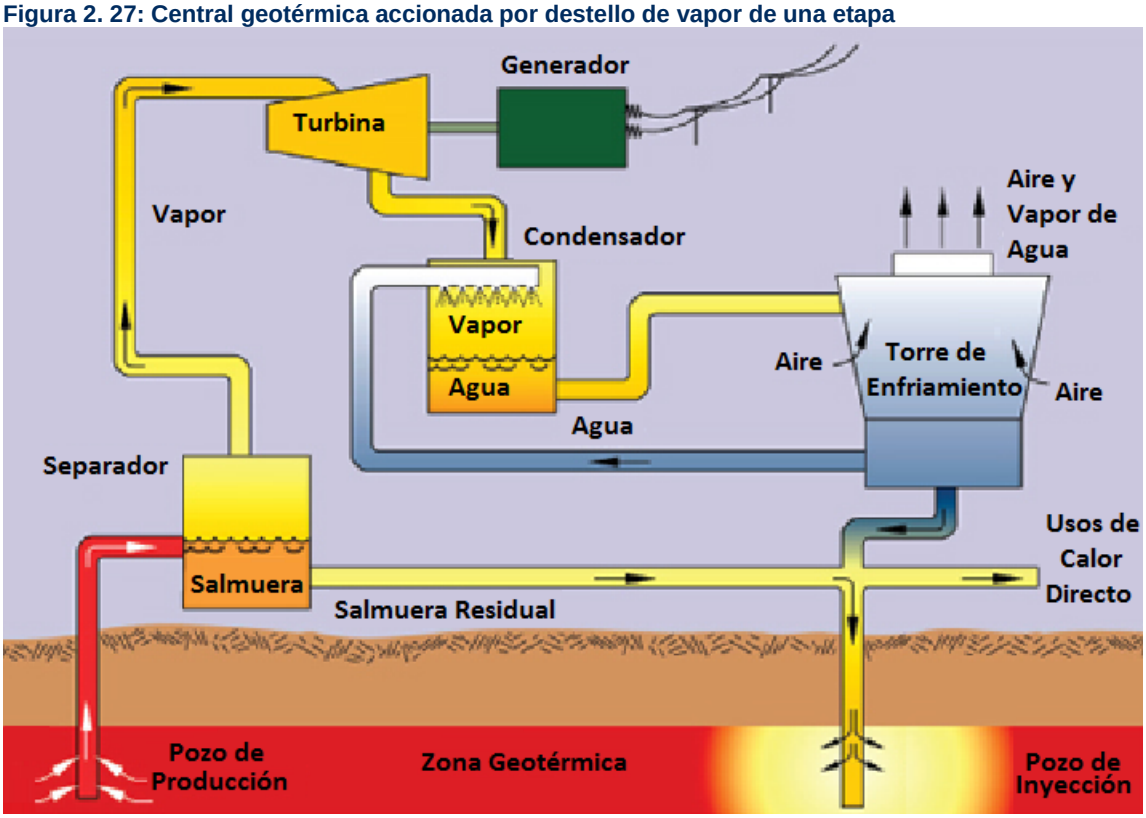
La parte del agua convertida a vapor sigue el mismo recorrido que en la configuración de una central de vapor seco; la parte del agua que se mantuvo en fase líquida se combina con el condensado del vapor usado en las turbinas para ya sea ser reinyectado al reservorio, para un segundo tanque para producir vapor por destello nuevamente y generar más electricidad, o algún uso directo de calor. Las eficiencias energéticas globales son función de las veces que el fluido es destellado y si éste es utilizado para otros procesos aparte de el de la producción de generación eléctrica: si se destella una vez, eficiencias se encuentran entre 30% y 35%; si se destellan dos veces, 35% y 45%.

Si se agregan intercambiadores de calor para el proceso de producción de agua caliente, la eficiencia global es incrementada gradualmente.

Centrales geotérmicas de vapor por destello sencillo requieren de un bajo costo de inversión, pero para poder ser competitivas deben disponer de un recurso geotérmico a temperaturas superiores a los 200°C; por otra parte, centrales con destello doble demandan mayor costo de inversión y para ser competitivas deben contar con el recurso geotérmico a temperaturas superiores a los 240°C.

Independientemente de la cantidad de veces que sea destellado el vapor, los costos de operación y mantenimiento aumentan considerablemente si el recurso tiene una alta concentración de minerales.

Figura 2. 27: Central geotérmica accionada por destello de vapor de una etapa



Referencia: (The National Academies of The National Academies Press, 2013).

Ciclo Binario

Es la configuración más reciente e innovadora dentro del grupo y se espera que futuras instalaciones de centrales geotérmicas adopten este arreglo ya que operan con el ciclo Rankine orgánico o también con el ciclo Kalina.

El agua está a temperaturas cercanas a 60°C son transportadas a un intercambiador de calor en donde se transfiere su energía a un fluido de trabajo secundario con una temperatura de ebullición muy inferior que la del agua, causando que éste cambie de fase líquida a vapor e sea el que impulse las turbinas. La Figura 2. 28 permite visualizar mejor el principio de funcionamiento del ciclo.
En comparación con las tecnologías antes mencionadas, éste es un ciclo cerrado, lo cual significa que los fluidos primarios y secundarios no se mezclan durante el proceso y esto conlleva a una disminución en las evacuaciones de vapor y gases nocivos al ambiente virtualmente nulas.

Adicionalmente, no se requiere que las temperaturas del agua proveniente del reservorio sean tan elevadas. Una gran desventaja de este ciclo de operación es que la eficiencia del sistema es ligeramente inferior a las demás técnicas. Por ejemplo:

- Usando el ciclo Rankine Orgánico se pueden alcanzar eficiencias entre 25% y 45%.
- Con el ciclo Kalina pueden obtenerse eficiencias entre el 30% y 65%.

Los costos de operación y mantenimiento para una central de ciclo Rankine Orgánico son muy elevados debido a que el recurso contiene una mayor concentración de salinidad que puede afectar los elementos de la planta. En contraste, los costos de inversión y la complejidad tecnológica son muy elevados para centrales que utilizan el ciclo Kalina debido a que este esquema es relativamente nuevo.

La reducción de los costos de inversión para centrales con el ciclo Kalina la harán más competitiva contra la del ciclo Rankine Orgánico solamente cuando haya se efectúen más estudios de diseño y desarrollo.
Las centrales geotérmicas superan a las centrales térmicas que utilizan recursos no renovables (combustibles fósiles) en los siguientes aspectos:

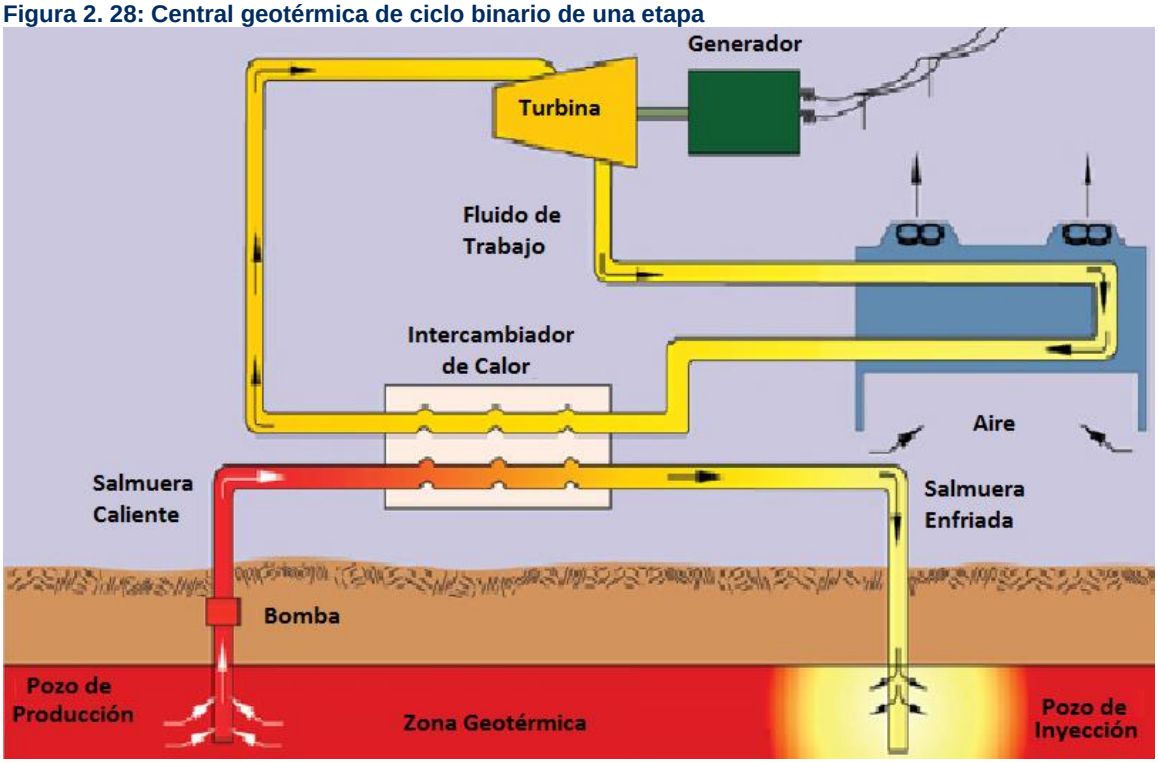
- Cuentan con recurso energético confiable, abundante y renovable puesto que el agua puede ser reingresada al reservorio para producir más vapor.
- Reducción en el espacio físico de la central generadora ya que no se requiere de un depósito para el almacenamiento del combustible.
- Sus costos efectivos son más baratos debido a que no dependen de las variaciones de los precios del combustible.

- Las emisiones de gases de efecto invernadero son menores.

A pesar de las ventajas descritas anteriormente, la producción de energía eléctrica mediante esta tecnología lleva integrado intrínsecamente las siguientes desventajas:

- La producción de energía puede verse limitada por el agotamiento del recurso hídrico en los reservorios.
- Los respiraderos naturales no son accesibles en su totalidad y solamente lo están en ubicaciones selectas. Por otra parte, los respiraderos artificiales son muy lejanos y muy profundos en la tierra para ser lo suficientemente efectivos.

Figura 2. 28: Central geotérmica de ciclo binario de una etapa



Referencia: (The National Academies of The National Academies Press, 2013).

Tecnologías de Almacenamiento de Energía Eléctrica

El sistema de energía eléctrica debe abordar dos requisitos únicos: la necesidad de mantener un equilibrio casi en tiempo real entre la generación y la carga, y la necesidad de ajustar la generación (o carga) para administrar los flujos de energía a través de las instalaciones de transmisión individuales.

La demanda eléctrica es la suma de los requisitos de energía de miles de usuarios diferentes, desde hogares individuales hasta grandes empresas industriales y comerciales, todos los cuales pueden cambiar las cargas, con magnitudes muy diferentes, en horarios convenientes para cualquier actividad que realicen en el momento.

Esperan que la energía esté disponible a pedido y no consultan a la empresa de servicios públicos para advertirles con anticipación.

Debido a los impactos ambientales notorios en la actualidad, el almacenamiento de electricidad juega un papel crucial en la búsqueda de una matriz energética con más fuentes de energía renovable. Junto con el impulso de generación de energía solar y eólica, se permite la aguda descarbonización en segmentos clave del mercado energético.

Las tecnologías de producción de energía renovables no convencionales dependen de la disponibilidad momentánea del recurso, por lo que son consideradas como fuentes intermitentes. Con la finalidad de mitigar tal variabilidad, se recurren a los sistemas de acumulación de energía, los cuales permiten almacenar la energía en el momento en que se tiene disponible y posteriormente utilizarla cuando sea necesario.

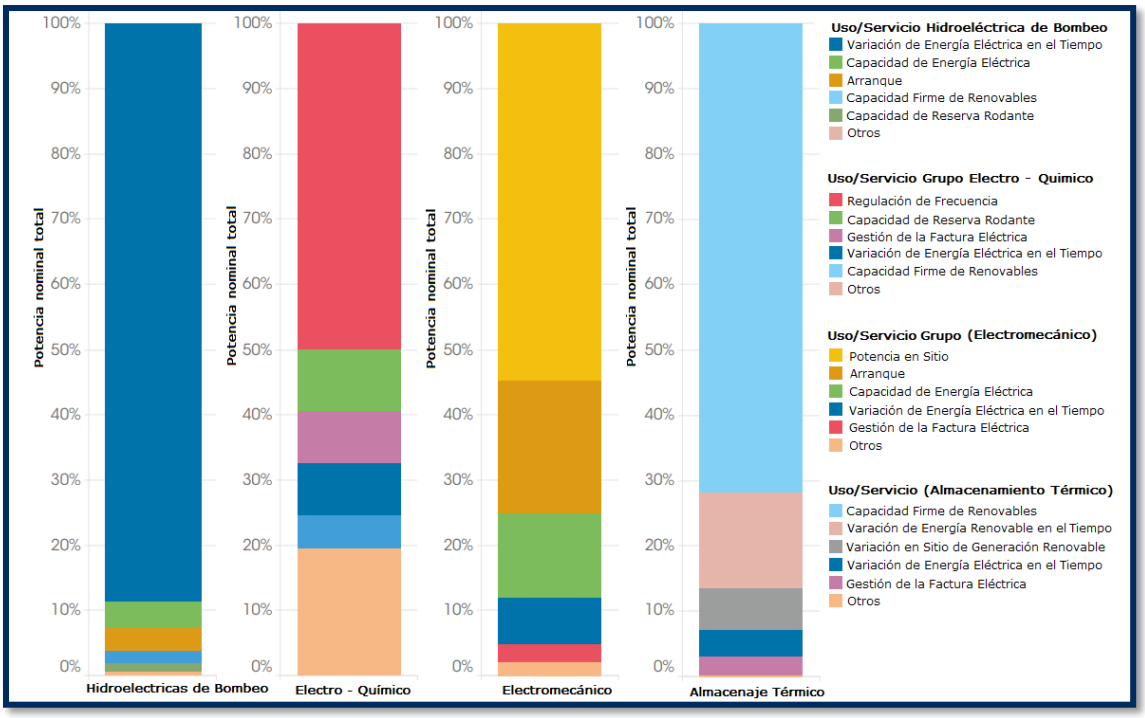
La capacidad de almacenamiento de electricidad puede reducir las restricciones en la red de transmisión y puede aplazar la necesidad de grandes inversiones en infraestructura. Esto también se aplica a la distribución, independientemente de si las restricciones reflejan el crecimiento en energías renovables o un cambio en los patrones de demanda.

Dependiendo de la duración de la falta de coincidencia, el suministro inmediato se mantiene mediante la llamada "reserva rodante" o baterías hasta que un generador alternativo a más largo plazo entre en funcionamiento para asumir la carga.

Para satisfacer esta demanda, el sector eléctrico debe evaluar una gama de activos "lentos" y "rápidos" optimizados para satisfacer los componentes fijos y variables de la demanda y de sus necesidades.

Pero generalmente se necesitan activos de almacenamiento con acción particularmente rápida, que proporcionen la flexibilidad necesaria para enfrentar este desafío

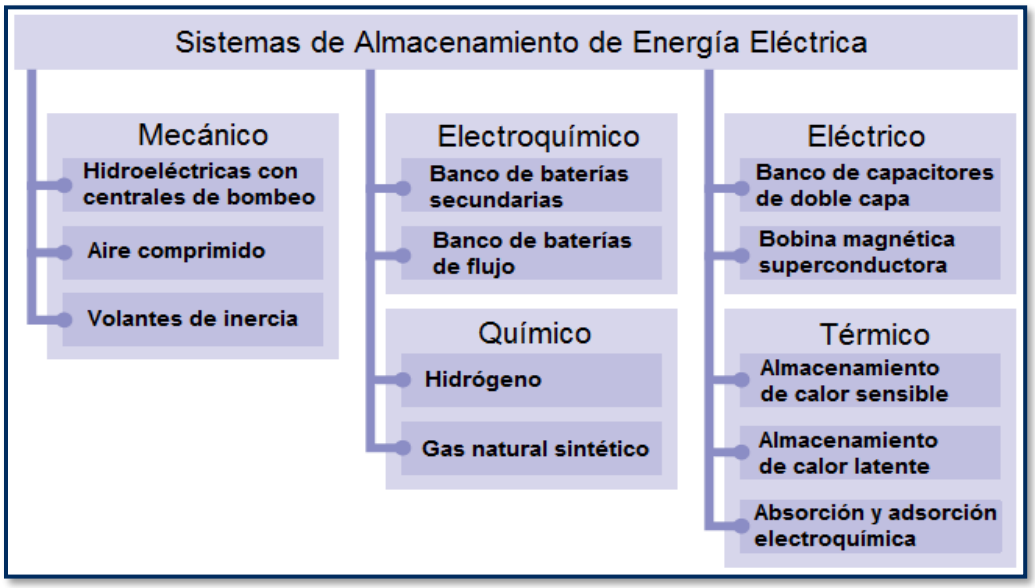
Figura 2. 29: Capacidad Global de almacenamiento de Energía por Uso y Tecnología.



Referencia: (Irena Electricity Storage Cost, 2017)

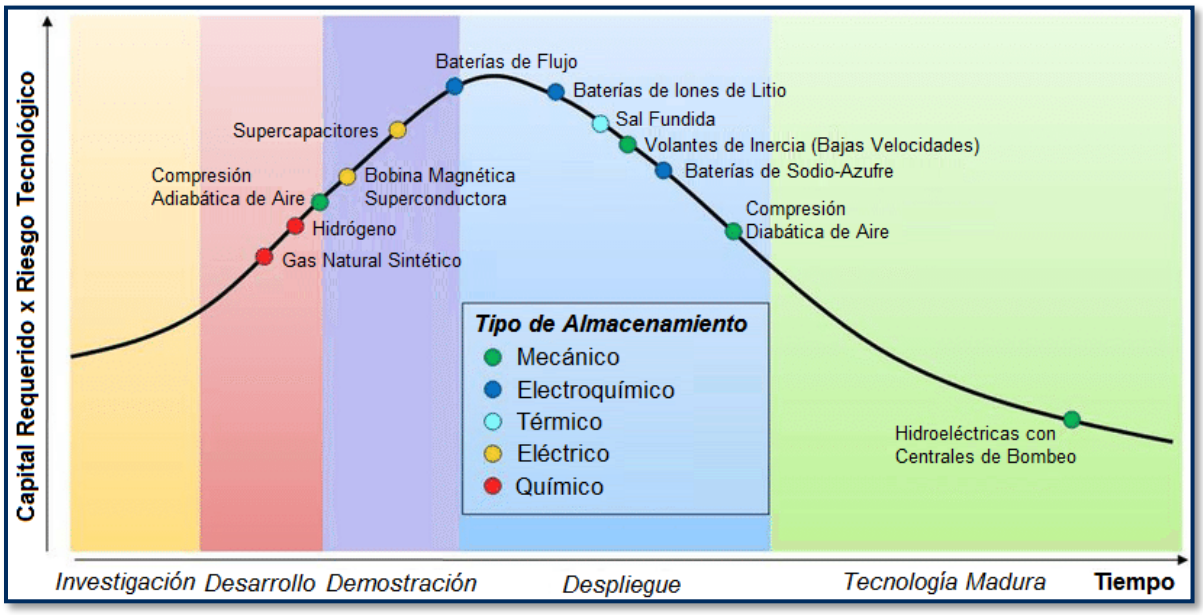
En función de la tecnología de generación de energía eléctrica, se presentan en las siguientes secciones las diferentes alternativas disponibles de sistemas de acumulación de energía. La Figura 2. 30 presenta un resumen de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica; análogamente, en el Gráfico 2. 1 se muestra la curva de madurez de las tecnologías de almacenamiento de energía.

Figura 2. 30: Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica



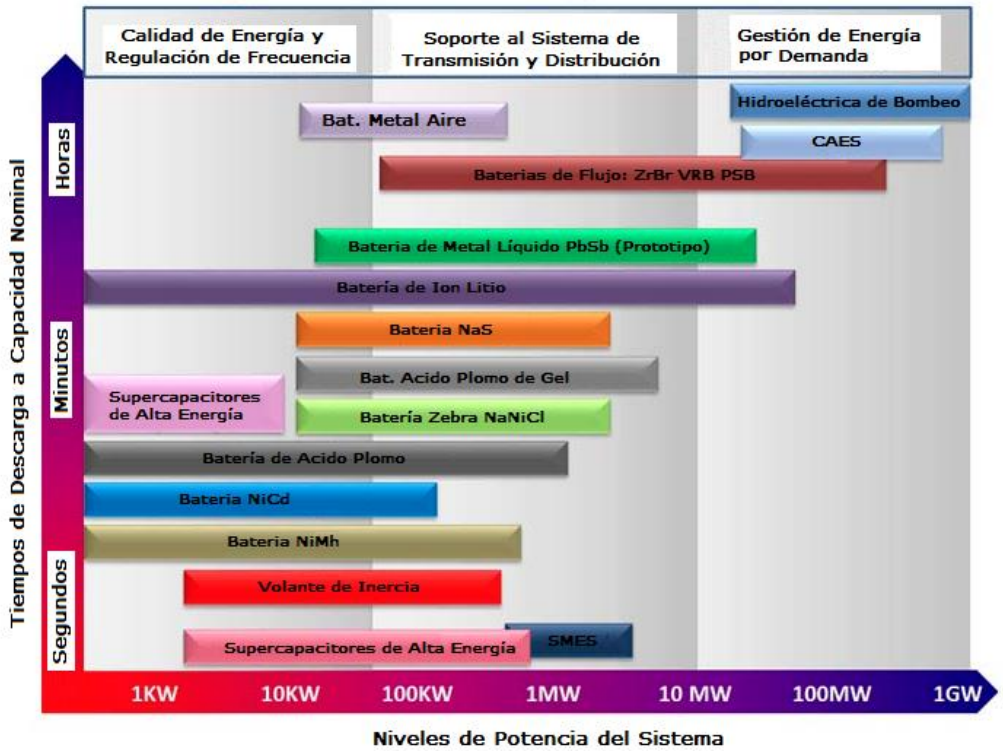
Referencia: (International Electrotechnical Commission, 2011).

Gráfico 2. 1: Curva de madurez de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.



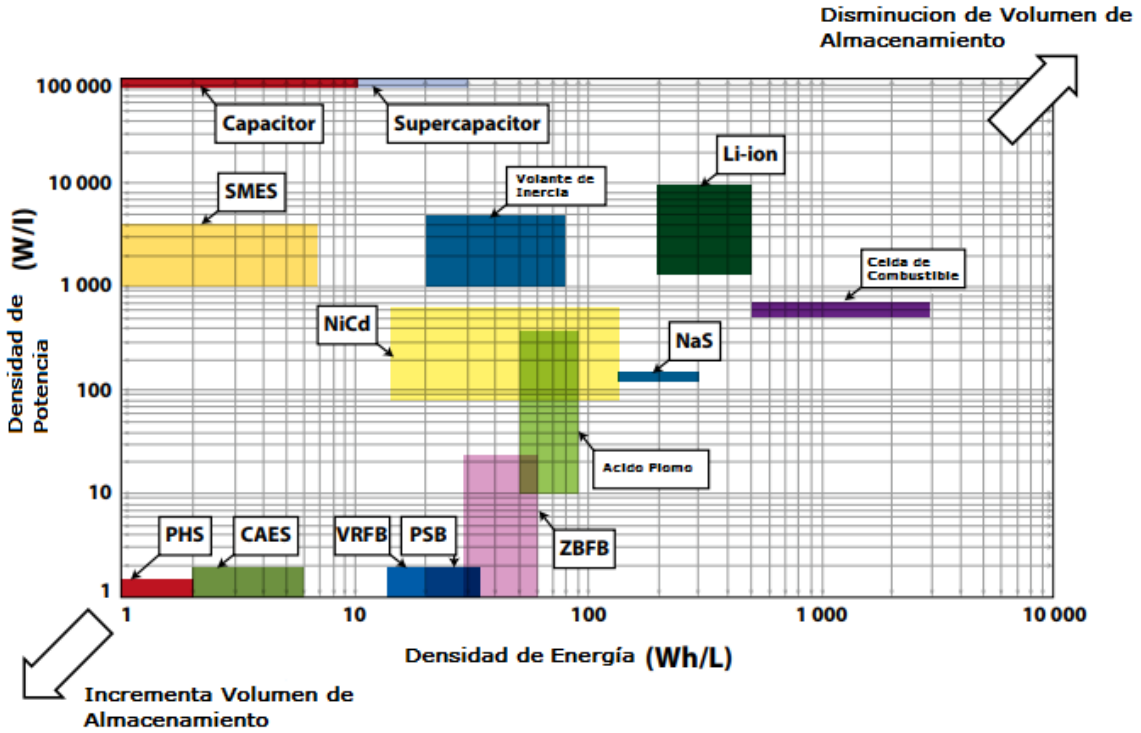
Referencia: (Scottish Renewables, 2016).

Gráfico 2. 2: Grafico de Comparación de Tiempos de Descarga por Tecnología.



Referencia: (Irena Electricity Storage Cost, 2017)

Gráfico 2. 3: Comparación mediante densidades de energía y potencia por Tecnología.



Referencia: (Irena Electricity Storage Cost, 2017)

Sistemas de Almacenamiento Mecánicos

Hidroeléctricas con Centrales de Bombeo

El bombeo hidráulico es un sistema de almacenamiento muy desarrollado y utilizado para producción de energía a gran escala, el cual, es su único fin, y se combina muy fácilmente con sistemas eólicos, donde la energía sobrante se utiliza para revertir el agua. Son centrales hidroeléctricas que tienen dos reservorios a diferentes elevaciones, en el cual se bombea agua durante horas valle desde el reservorio inferior hacia el reservorio superior.

En horas pico o cuando sea requerido por el sistema, el agua es turbinada desde el reservorio superior hacia el inferior para producir energía eléctrica. Mientras que los reservorios superiores son usualmente los mismos embalses o un embalse a mayor altura, existen varias alternativas técnicamente viables para los reservorios inferiores: pozos de minas inundadas, cavernas u otras cavidades subterráneas, e incluso el mar abierto. De ser posible, es recomendable que el reservorio inferior sea subterráneo, ya que se logra evitar la evaporación del agua.

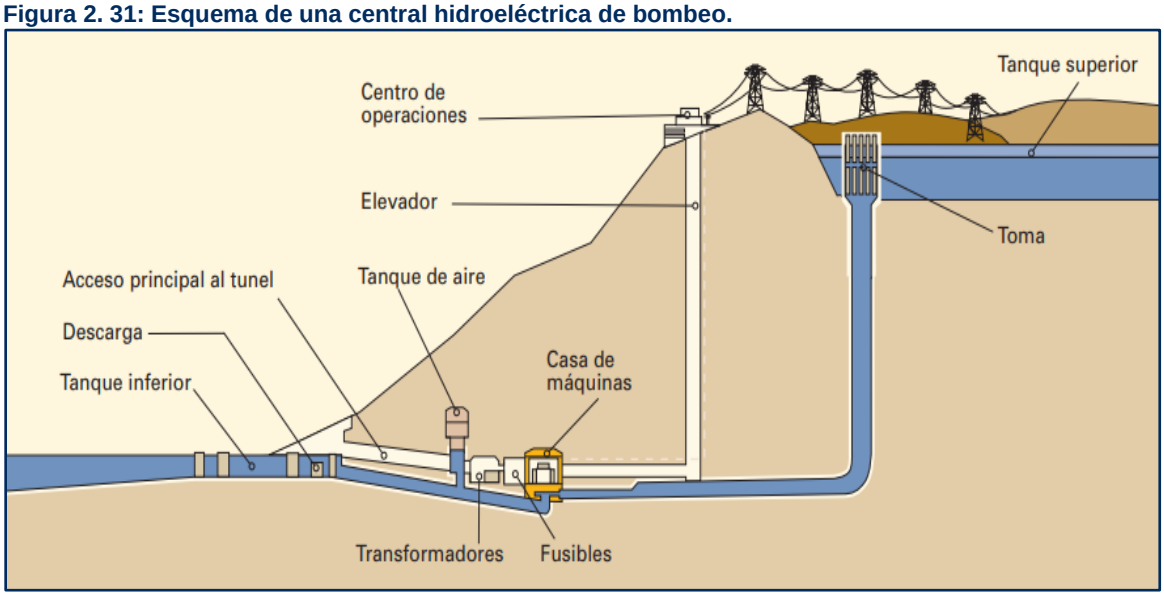
Este tipo de centrales hidroeléctricas son reversibles, ya que los generadores pueden operar como motores, y las turbinas como bombas. Bajo esta configuración de central hidroeléctrica, su eficiencia oscila entre un 70% y 85%: tienen un rendimiento más bajo cuando operan como bombas que como turbinas.

Las principales ventajas de estas centrales son un tiempo de vida más extendido y la disposición del recurso virtualmente inagotable; por otra parte, las mayores limitaciones de las centrales son una gran dependencia de las condiciones topológicas y un mayor uso requerido de tierra inundable. En cuanto a problemas operativos se han identificado:

- Problemas de cavitación: la casa de máquinas debe ubicarse de tal manera que la bomba opere sumergida en todo momento.
- El cambio de dirección del flujo del agua incrementa la probabilidad de agrietamiento debido a fatiga en la estructura.
- El flujo del agua durante el modo de bombeo tiende a elevar la máquina axialmente, provocando mayores esfuerzos de tensión en cojinetes.
- Las parrillas retenedoras de basura sufren de vibraciones extremas en modo de bombeo.

En la Figura 2. 32 puede apreciarse un proyecto desarrollado de central hidroeléctrica con bombeo. La central más grande del mundo (Bath County) tiene una capacidad instalada de 2100 MW está ubicada en Virginia, Estados Unido.

Figura 2. 31: Esquema de una central hidroeléctrica de bombeo.



Referencia: (Sistemas de Almacenamiento de Energía, 2016)

Figura 2. 32: Central Hidroeléctrica con Bombeo de agua dulce Rocky Mountain (1095 MW), ubicada en el estado de Georgia, Estados Unidos.

Referencia: (Canary Systems, 2016).

Aire Comprimido

El almacenamiento de energía mediante aire comprimido o CAES (Compressed Air Energy Storage) consiste en almacenar aire a altas presiones de 60-70 bar en cubículos bajo tierra.

Dicho aire se presurizará de forma progresiva con enfriamientos intermedios en el proceso para lograr un mayor rendimiento de energía en periodos donde se posea energía excedente. La compresión de aire se realizará normalmente en las horas de bajo consumo (horas valle) para después producir energía en las horas pico.

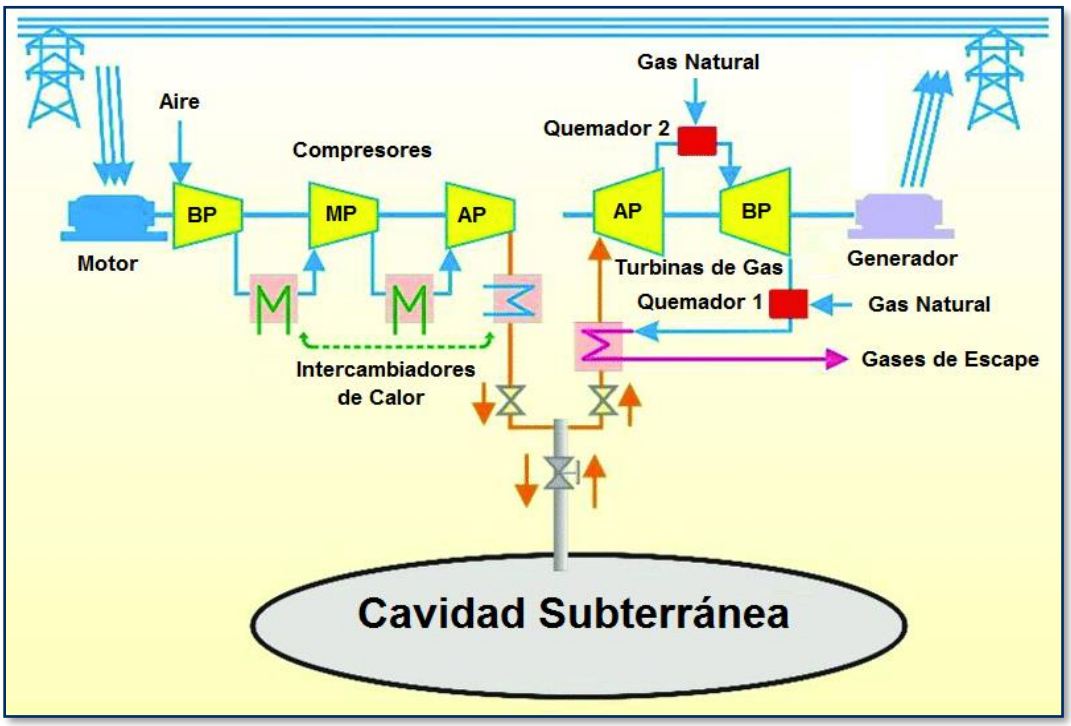
Posteriormente mezclarlo con gas natural, quemarlo y expandirlo en una turbina de gas modificada y producir energía eléctrica en las horas de demanda pico.

Existen actualmente dos tipos de compresión: diabática y adiabática; la primera alternativa ha sido implementada y demostrada desde el siglo XIX, mientras que la última se encuentra en fase de desarrollo. En un proceso de compresión diabática, el calor liberado durante la compresión es disipado por enfriamiento y éste no se almacena, por lo que el aire debe recalentarse previamente para su expansión en la turbina. En contraste, en un proceso de compresión adiabática, el calor liberado durante la compresión del aire es almacenado en un depósito térmico (por ejemplo, rocas porosas) y utilizado durante su expansión en la turbina.

En la mayoría de ocasiones estos compartimentos donde se almacena el aire son antiguas minas, pozos petrolíferos o de gas natural o acuíferos, lo cual permite un almacenaje de aire masivo y sin los enormes costes que supondrían la realización del cubículo subterráneo.

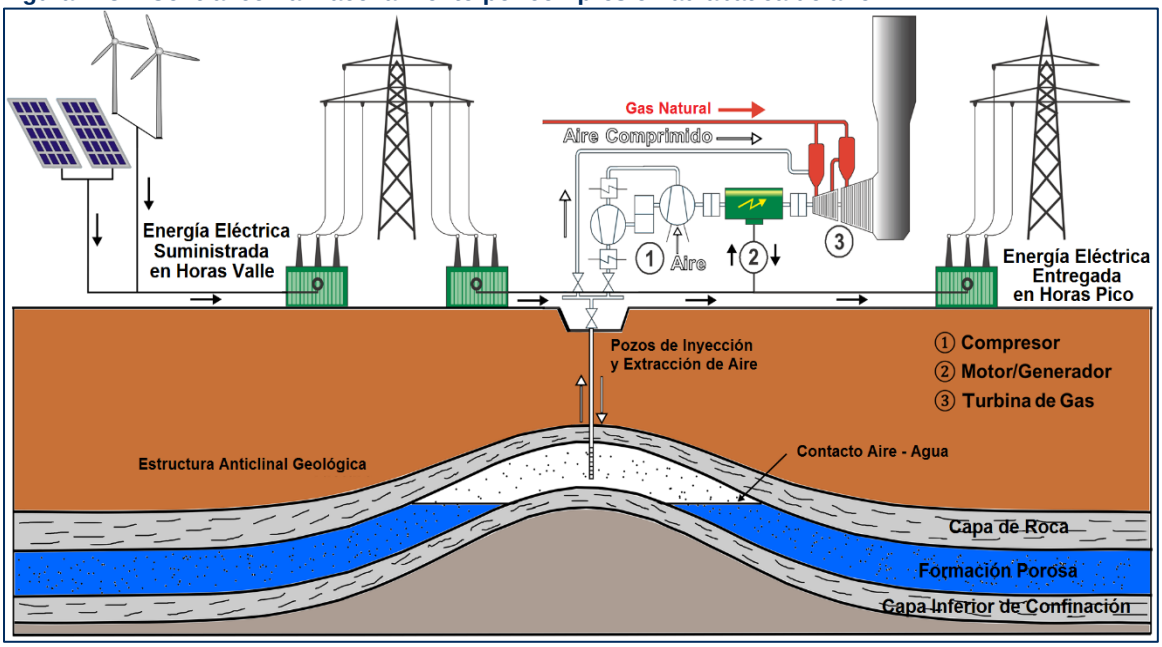
La principal ventaja de estas centrales es su gran capacidad de almacenamiento; sin embargo, se restringen por su baja eficiencia global (menores a 50%) y por su disponibilidad geográfica. En la Figura 2. 33 y Figura 2. 34 se puede observar los esquemas de funcionamiento.

Figura 2. 33: Central con almacenamiento por compresión diabática de aire.



Referencia: (Huang, y otros, 2017).

Figura 2. 34: Central con almacenamiento por compresión adiabática de aire.



Referencia: (Wang & Bauer, 2017).

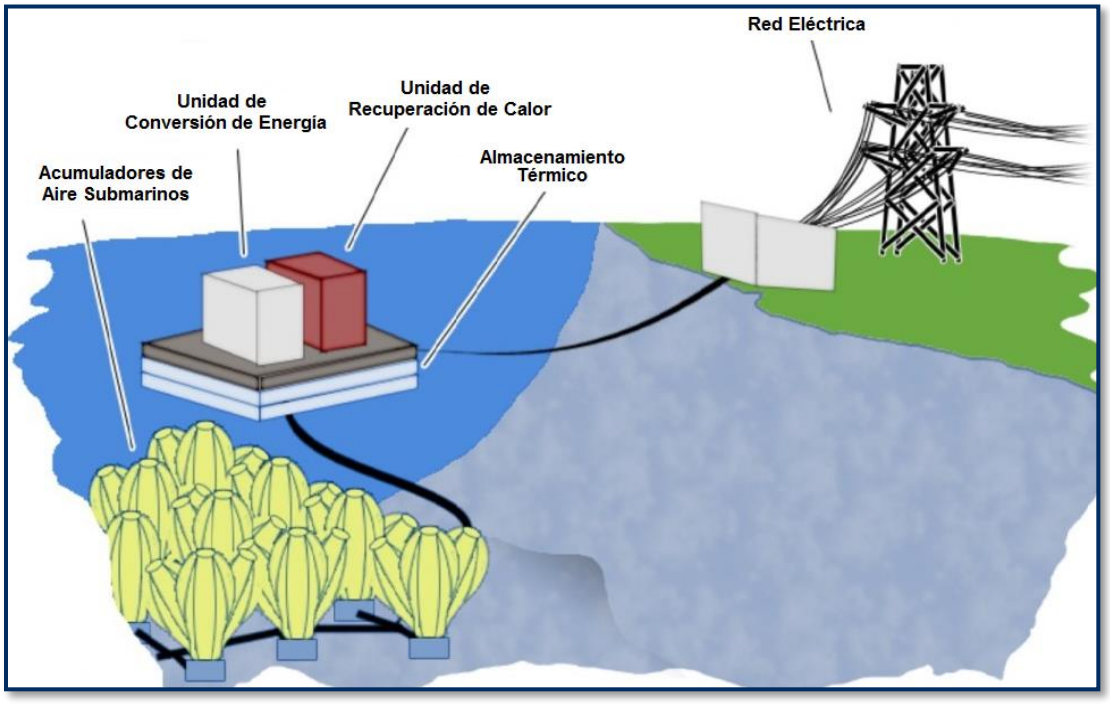
Una innovadora alternativa de almacenamiento de energía por compresión de aire ha sido implementada: compresión submarina de aire. La idea consiste en aprovechar los principios y conceptos termodinámicos y mecánica de fluidos en un sistema de almacenamiento submarino: el almacenamiento del aire comprimido se da en acumuladores flexibles instalados cerca del fondo de lagos y océanos.

A medida que el aire ingresa, los acumuladores se expanden como un globo; la presión de diseño del aire dentro del acumulador se iguala a la presión hidrostática ejercida por el agua que rodea el acumulador, lo cual mantiene el aire comprimido en el acumulador incluso cuando éste se encuentra parcialmente lleno.

Esta alternativa resulta ser muy ventajosa en comparación con el uso de contenedores rígidos que experimentan una reducción en la presión a medida que el volumen de aire almacenado disminuye. En otras palabras, el aire comprimido en sistemas submarinos mantiene una presión constante independientemente del volumen.

Adicionalmente, durante el proceso de compresión del aire, el calor es almacenado en una plataforma cercana hasta por ocho horas antes de ser utilizado en el ciclo de descarga. Cada uno de estos principios físicos contribuyen a una mejora en la eficiencia global del ciclo de un 60% hasta un 80%. Se puede observar un diagrama de este sistema en la Figura 2. 35.

Figura 2. 35: Sistema de almacenamiento de energía por compresión submarina de aire.



Referencia: (Windpower Engineering & Develpment, 2014).

Almacenamiento de Aire Comprimido Isotérmico

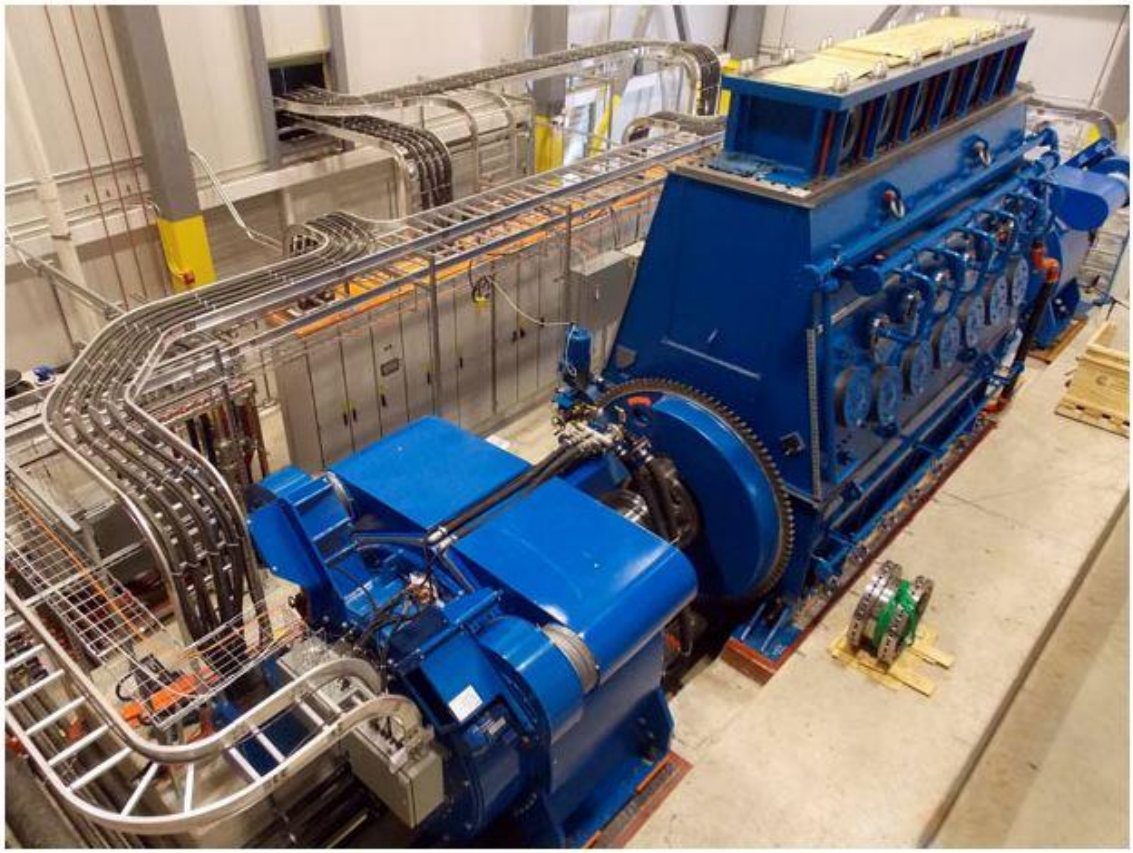
La energía se puede almacenar en aire comprimido, con pérdidas mínimas de energía, y liberarse cuando más tarde se deja expandir el aire al igual que muchos almacenamientos de energía de aire comprimido tradicional, almacenan energía en formaciones geológicas subterráneas como las cavernas de sal. Sin embargo, en estos sistemas isotérmicos, el aire se calienta cuando se comprime y se enfría cuando se expande.

Los sistemas de aire comprimido convencionales generalmente utilizan turbinas de combustión de gas para recalentar el aire enfriado antes de expansión. Este proceso crea ineficiencias y emisiones.

El sistema ICAES (isothermal compressed air energy storage) captura el calor de la compresión en el agua y almacena la captura el calor hasta que se necesita nuevamente para la expansión.

El almacenamiento del calor capturado elimina la necesidad de una turbina de combustión de gas y mejora la eficiencia. Así se logra el ciclo isotérmico combinando innovaciones patentadas con un control de diseño en componentes y principios industriales.

Figura 2. 36: Almacenamiento de Aire comprimido Isotérmico de la Compañía SustainX.



Referencia: (Isothermal Compressed Air Energy Storage, 2012)

Volantes de Inercia

El volante de inercia es un elemento capaz de almacenar la energía en forma de cinética mediante una rotación, la cual será liberada en el momento que sea necesario. Los volantes se cargan y descargan gracias a la acción de una máquina eléctrica que actúa como motor o generador y gracias a esta máquina y utilizando la energía proporcionada por la red eléctrica provocamos el movimiento del rotor del volante hasta alcanzar su velocidad nominal (proceso de carga).

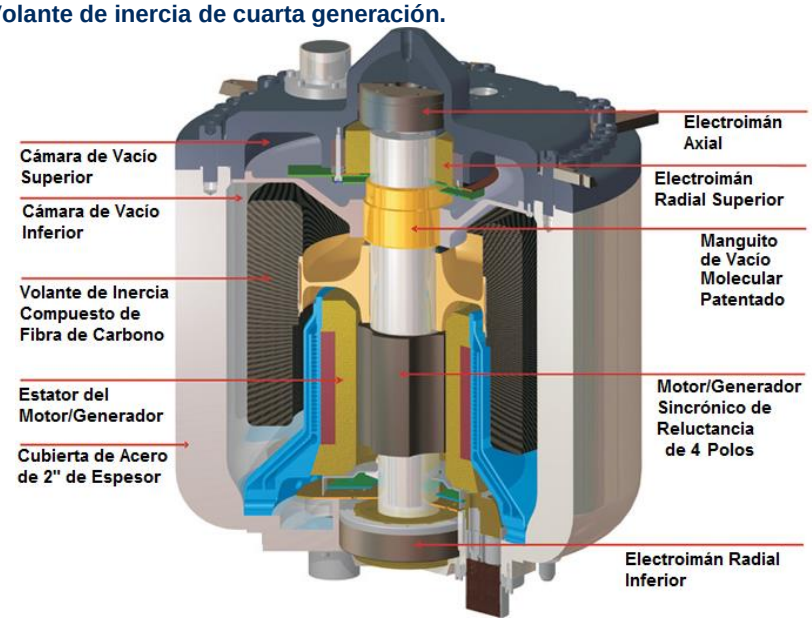
Después la energía mecánica almacenada se transformará en el momento de su utilización a energía eléctrica mediante el generador, disminuyendo en el proceso la velocidad del rotor del volante hasta su valor mínimo de diseño. Luego se transformará a corriente alterna mediante un inversor y un sistema de control se encargará de controlar los valores de utilización.

Existen dos tipos de volantes de inercia en base a su velocidad:

- Volante de inercia a bajas velocidades: < $6x10^3$ rpm , su principal uso es en aplicaciones de calidad de energía (regulación de frecuencia, y sistemas de alimentación ininterrumpida).
- Volantes de inercia a altas velocidades: $10^4 - 10^5$ rpm, su principal uso es en aplicaciones de la industria del transporte (vehículos híbridos) e industria aeroespacial (satélites y catapultas en portaviones).

Entre las ventajas de implementar volantes de inercia como acumuladores de energía se pueden mencionar un mantenimiento reducido, densidad de potencia alta, larga vida útil, excelente estabilidad en los ciclos de carga/descarga y el uso de materiales ambientalmente inertes.

Figura 2. 37: Volante de inercia de cuarta generación.



Referencia: (Powerthru, 2016).

Sistemas de Almacenamiento Electroquímicos

Esta sección describe el principio de funcionamiento de una gran variedad de baterías; pueden clasificarse principalmente en dos grupos: baterías secundarias y de flujo.

Baterías Secundarias

Son baterías recargables utilizadas como respaldo ante interrupciones en el suministro de energía a una carga eléctrica, mitigación de fluctuaciones energéticas provenientes de centrales eólicas, y sistemas aislados con paneles solares fotovoltaicos; usualmente están dispuestas en bancos, e inclusive en subestaciones de almacenamiento. En la actualidad existen subestaciones de este tipo en Estados Unidos, Canadá, Alemania, Australia, Indonesia, China y Japón; el proyecto de mayor capacidad instalada fue construido en Abu Dhabi (Figura 2. 38), son 15 sistemas, en diez ubicaciones distintas, que suman 108 MW / 648 MWh, mediante baterías de sulfuro de sodio. Cada sistema es capaz de almacenar energía durante seis horas. El compromiso total incluye 12 sistemas de 4 MW y tres sistemas de 20 MW. Este es un sistema virtual ya que no se encuentra en una sola ubicación, pero puede ser controlado de manera unitaria. En la Figura 2. 39 se muestra el interior de los módulos de baterías e inversores, elementos importantes de las subestaciones de almacenamiento de energía. Las siguientes secciones explican las tecnologías disponibles en almacenamiento de energía con baterías secundarias.

Figura 2. 38: Sistema de Almacenamiento de 20MW ubicado en Abu Dhabi.

Referencia: (Energy Storage News, 2019)

Figura 2. 39: Interior de un módulo de baterías (izquierda) y módulo inversor (derecha).

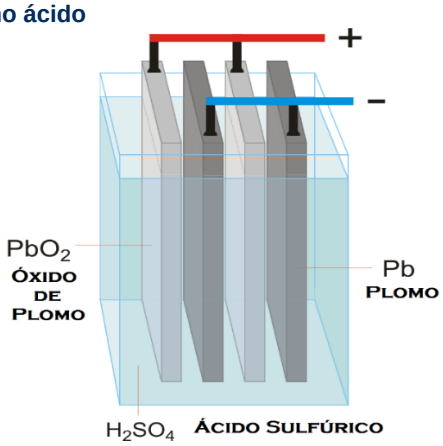
Referencia: (Saur Energy, 2019).

1. **Plomo ácido:** Las baterías de plomo-ácido son ampliamente utilizadas en sistemas fotovoltaicos. Además, tienen una vital importancia actualmente en aplicaciones en automóviles de motor de combustión para su utilización en el arranque del vehículo. No suele ser una opción recomendable para implantar en coches eléctricos debido a sus inconvenientes, sino que se utilizan su variante (plomo-gel).

   Tiempos típicos de vida útil varían entre 6 a 15 años con unos 1500 ciclos de vida a un 80% de descarga, y se obtienen eficiencias de ciclo entre 80% y 90%. Entre sus ventajas se encuentran: una favorable razón costo/rendimiento, son fáciles de reciclar, y disponen de una tecnología simple para ser cargadas. Pese a esto, se puede mencionar entre sus desventajas que su capacidad de almacenamiento decrece cuando se descarga una gran cantidad de energía, tienen una baja densidad energética, y está el hecho de que utilizan plomo – un metal peligroso y prohibido en algunos países.

   Acerca del futuro de las baterías de plomo-ácido, son más utilizadas por el aumento constante de la flota de vehículos, y debido a su precio y su disponibilidad son en muchas ocasiones una mejor opción. Además, con el surgimiento de una nueva generación de baterías de plomo ácido, cuyo rendimiento alcanza el 90%, sigue haciendo a estas antiguas baterías aún atractivas a todos los niveles de aplicación.

Figura 2. 40: Estructura interna de una batería de plomo ácido



Referencia: (Chemical Glossary, 2017).

Figura 2. 41: Banco de baterías de plomo ácido

Referencia: (Storage Battery Solutions, LLC, 2018).

2. Níquel cadmio e hidruro metálico de níquel:

En contraste a las baterías de plomo ácido, este tipo de baterías tienen una mayor densidad energética, una densidad de potencia ligeramente superior, y un número de ciclos de vida más alto.

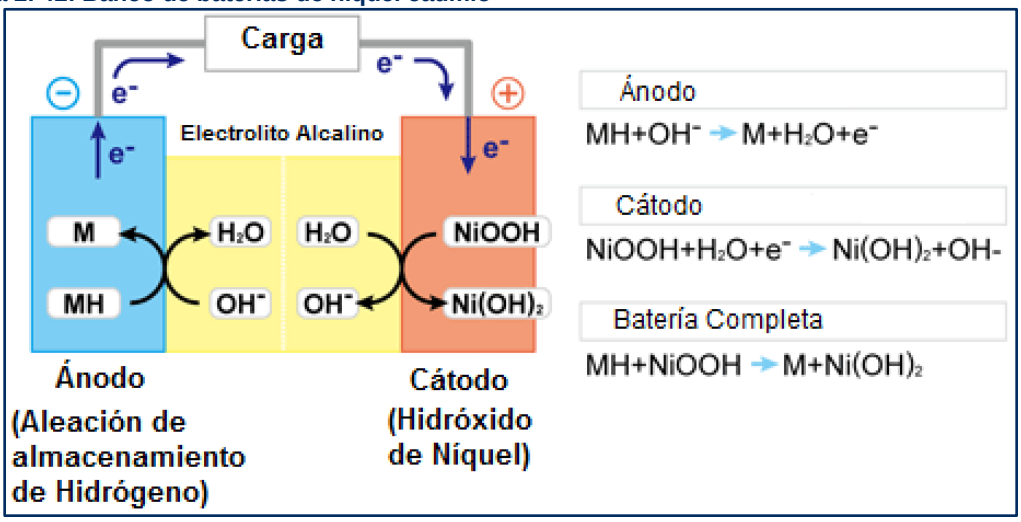
Las baterías de Ni-Cd presentan un largo ciclo de vida, más de 3500 ciclos combinados con bajos requerimientos de mantenimiento. Sin embargo, su vida útil depende principalmente de los niveles de descarga en cada ciclo, pudiendo alcanzar hasta 50.000 ciclos con un 10% de descarga.

Estas baterías requieren mantenimiento con menor frecuencia, pueden entregar más corriente en un menor tiempo y su duración es mayor con respecto a las baterías de Pb-ácido. Pueden mantener estados de descarga por periodos largos, siendo más robustas que otras tecnologías al mantener una tensión estable durante ciclos de carga/descarga profundos. Poseen una resistencia interna muy baja, por lo que son ideales para disponer en conexiones en serie.

Baterías de níquel cadmio han estado comercialmente activas desde el año 1915, mientras que aquellas de hidruro metálico de níquel desde el año 1995 (ver Figura 2. 42). Debido a la alta toxicidad del cadmio, en Europa su uso fue permitido exclusivamente para aplicaciones estacionarias, y desde el 2006 han sido prohibidas para consumidores.

En la actualidad, estas baterías han sido reemplazadas por las de iones de litio, salvo para en el uso de vehículos híbridos, debido a su robustez y seguridad.

Figura 2. 42: Banco de baterías de níquel cadmio



Referencia: (Kawasaki, 2018).

3. Batería de Ion Litio:

La batería de iones de litio, también denominada batería Li-Ion, es un dispositivo diseñado para almacenamiento de energía eléctrica que emplea como electrolito, una sal de litio que procura los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.

Las propiedades de las baterías de Li-ion, como la ligereza de sus componentes, su elevada capacidad energética y resistencia a la descarga, la ausencia de efecto memoria o su capacidad para operar con un elevado número de ciclos de regeneración, han permitido el diseño de acumuladores livianos, de pequeño tamaño y variadas formas, con un alto rendimiento, especialmente adaptados para las aplicaciones de la industria electrónica de gran consumo. Poseen una mayor densidad energética y una reducción considerable en costos por medio de producciones en masa.

Adicionalmente, pueden llegar hasta 5000 ciclos de vida, son altamente eficientes (95% - 98%) y tienen la flexibilidad de tiempos de descarga desde segundos hasta semanas.

Los problemas de seguridad más frecuentes asociados a esta tecnología son las fallas estructurales de los aislantes debido a sobrecargas o sobre descargas, causando calentamiento en los materiales activos debido a la reacción exotérmica acumulando presión y una subsecuente explosión de la batería, con riesgo adicional de combustión como resultado de la exposición al oxígeno.

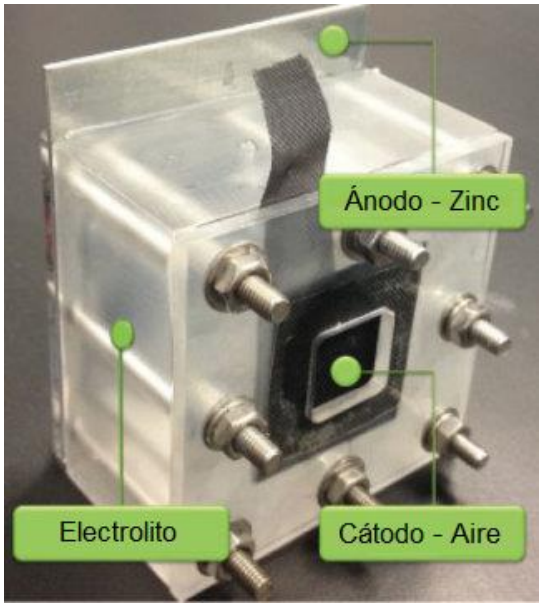
Figura 2. 43: Ejemplo de Batería de Ion Litio.

Referencia: (AUTOMOTIVE BLOG, 2019).

4. Metal – Aire:

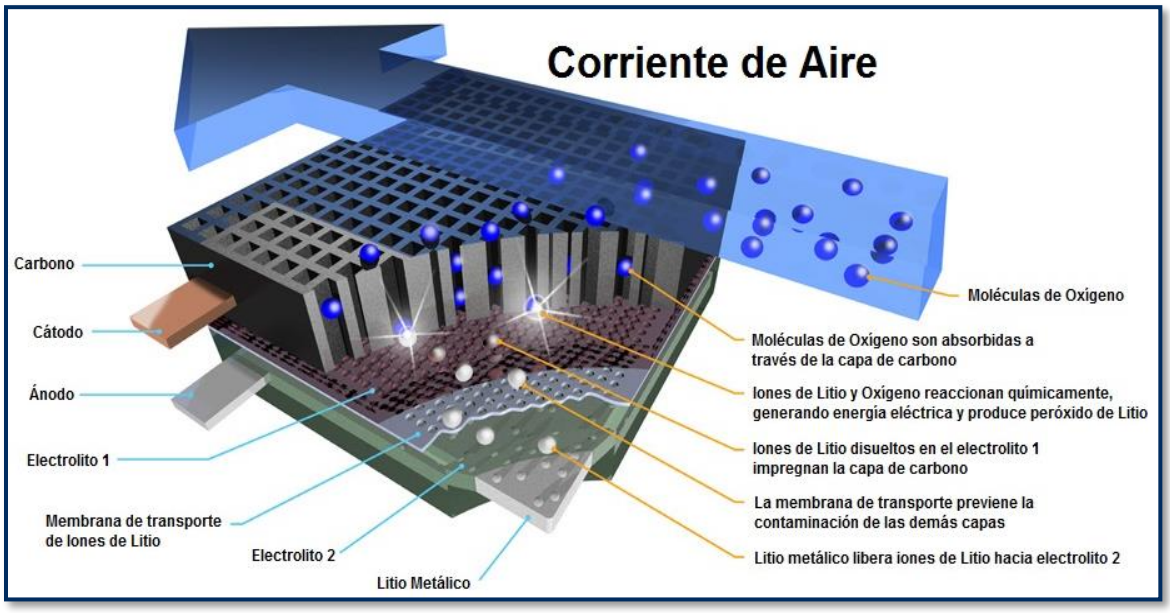
Están compuestas por un ánodo hecho de metal puro, y el cátodo conectado a una fuente inagotable de aire, en donde solamente el oxígeno presente en el aire es utilizado para producir la reacción electroquímica. Bajo esta configuración, técnicamente cualquier metal podría ser utilizado para la reacción electroquímica; sin embargo, se prefiere el uso de baterías de zinc aire sobre las de litio aire por el hecho de que el litio es muy reactivo con el aire y la humedad y puede provocar riesgos de seguridad, incluyendo explosiones e incendios. Con el zinc, la velocidad de reacción puede controlarse adecuadamente al variar el flujo de aire, y la pasta de electrolito / zinc oxidado puede sustituirse fácilmente con una pasta nueva. Una batería recargable de este tipo tiene el potencial de brindar una alta energía específica y un bajo costo de materiales; no obstante, en la actualidad ninguna batería ha alcanzado el nivel de madurez comercial. En las Figura 2. 44 y Figura 2. 45 se muestran respectivamente modelos de baterías de zinc aire y litio aire. Dentro de la familia metal/aire, el par electroquímico de mayores posibilidades de éxito comercial en su aplicación a las diversas necesidades relacionadas con Smart Grids, es el basado en el Aluminio/aire. El aluminio es accesible en el mercado, reciclable y, frente a otros sistemas de la misma familia, presenta una gran densidad energética (8 kWh por cada kg) y un voltaje por celda similar al conocido de baterías alcalinas, basadas en electrodos de Níquel. En las baterías de Al-Aire la placa de aluminio constituye el ánodo y el aire realiza las funciones del cátodo. La ecuación química básica está formada por cuatro átomos de aluminio, tres moléculas de oxígeno y seis moléculas de agua, que se combinan para producir cuatro moléculas de óxido de aluminio hidratado más la energía.

Figura 2. 44: Batería de zinc aire



Referencia: (The Agency for Science, Technology and Research, 2017).

Figura 2. 45: Principio de funcionamiento de una batería de litio aire



Referencia: (IBM, 2012).

5. Sulfuro de Sodio:

Físicamente en las baterías NaS el electrodo positivo consiste en azufre (S), mientras que el material activo del electrodo negativo corresponde a sodio (Na).

Este tipo de tecnología trabaja normalmente a altas temperaturas, entre 300 °C y 350 °C con la finalidad de mantener los electrodos fundidos debido a las reacciones exotérmicas, en consecuencia, existen cambios de presión y consecuentes riesgos de explosión o incendio, pero esto no ha detenido el desarrollo de esta prometedora tecnología, si hay un cauteloso control de la temperatura, los riesgos son mínimos y las pérdidas por auto descarga son bajas.

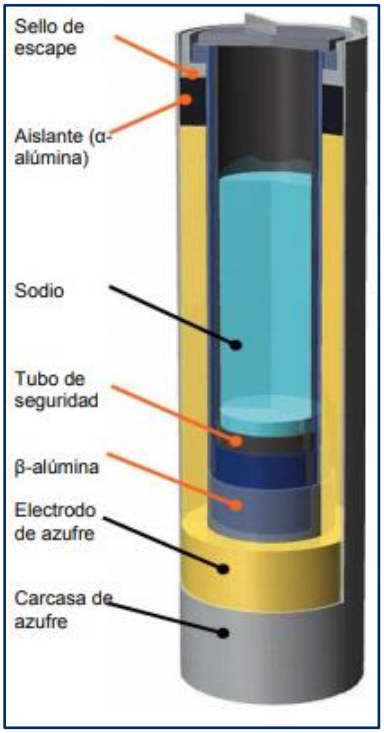
En comparación con otras baterías, las NaS tienen una respuesta extremadamente rápida, siendo adecuadas para aplicaciones relacionadas con Calidad de Energía, Adicionalmente, estas baterías pueden inyectar hasta un 600% su potencia por pulso (Rated Power Pulse) alcanzando hasta 30 segundos de duración, lo que está limitado por las subidas de temperatura en las celdas, y la profundidad de descarga. Esto permite que esta tecnología pueda ser utilizada en aplicaciones de calidad y almacenamiento reduciendo picos rápidos en la demanda o en la producción de un parque eólico. Las baterías de NaS presentan una larga vida útil debido a que los electrodos son líquidos, eliminando la corrosión que afecta al resto de las tecnologías de electrodos sólidos.

Son insensibles a cambios de temperatura externos, facilitando su instalación en interiores o exteriores, lo que reduce su impacto respecto al lugar físico que se utiliza, los módulos son reubicables, no producen ruidos o vibraciones por esto permiten su integración cercana a las cargas.

Esta tecnología no es adecuada para sistemas de respaldo (UPS), en los cuales se pueden llegar a descargar totalmente con el consecuente deterioro de los electrodos, sumado a que mantener una temperatura y voltajes adecuados es esencial en este tipo de baterías, además son necesarios sistemas de control y protección que ocupan un espacio físico adicional.

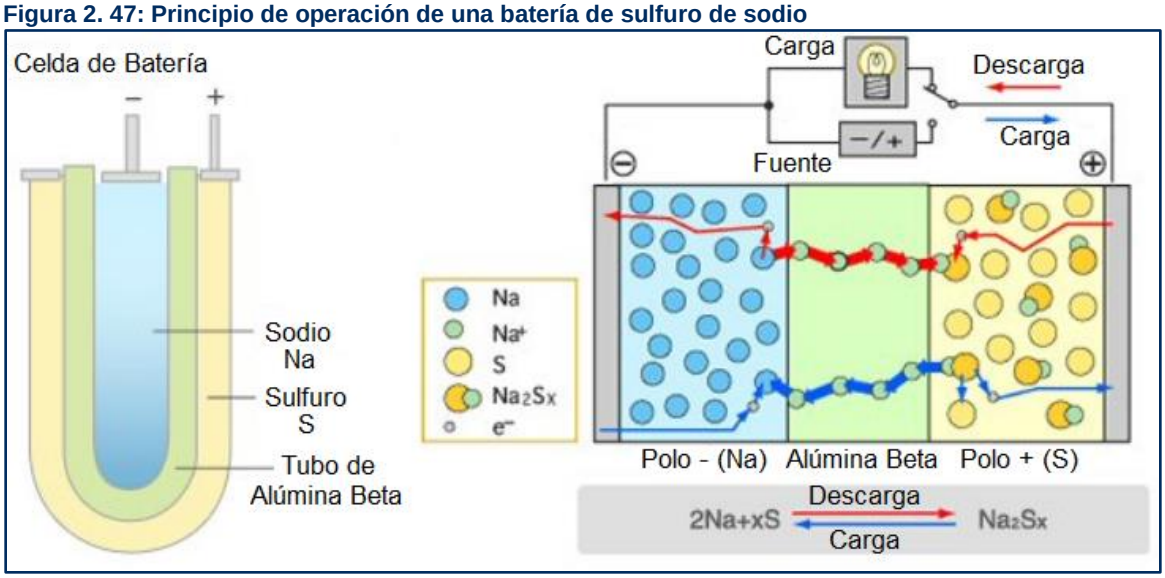
En Japón se ha demostrado la efectividad de esta tecnología en alrededor de 200 sitios, principalmente utilizada en supresión de picos de demanda; adicionalmente se ha implementado en Alemania, Francia, Estados Unidos y Emiratos Árabes Unidos.

Figura 2. 46: Estructura de una celda de NaS.



Referencia: (Universidad Distrital Fransisco José de Caldas, 2015)

Figura 2. 47: Principio de operación de una batería de sulfuro de sodio



Referencia: (Leadbetter & Swan, 2012).

6. Titanato de Litio:

El Titanato de litio es una clase relativamente nueva de iones de litio. Se caracteriza por un ciclo de vida muy largo medido en miles de ciclos, junto con muy alta capacidad de velocidad de descarga y carga. Titanato de litio también es muy seguro y comparable a la de fosfato de hierro en este sentido.

La densidad de energía es más baja que otras químicas de iones de litio y la tensión nominal es 2.4V. Esta tecnología es conocida por su carga muy rápido, resistencia interna baja / alta carga y velocidad de descarga, el ciclo de vida muy alto, y una excelente resistencia / seguridad. Se ha encontrado un uso principalmente en vehículos eléctricos y de almacenamiento de energía, y los relojes de pulsera. Más recientemente, se está comenzando a encontrar uso en dispositivos médicos móviles debido a su alta seguridad. Una de las razones subyacentes de esta característica de la tecnología es que la química utiliza nanocristales en el ánodo en lugar de carbono, lo que proporciona un área de superficie mucho más eficaz.

Desafortunadamente, sin embargo, esta batería tiene tensiones en los terminales más bajos que otros tipos de litio. Debido a los beneficios del titanato de litio en términos de alta seguridad, alta estabilidad, larga vida útil y características ecológicas, las baterías de titanio de litio se pueden usar ampliamente en vehículos militares, aeroespaciales, eléctricos y estaciones de carga, así como sistemas de energía de respaldo críticos para el sistema.

Figura 2. 48: Batería de Titanato de Litio con encapsulado tipo botella.

Referencia: (EV Lithium, s.f.)

Baterías de Flujo

Son baterías en las cuales la energía es almacenada en una o más sustancias disueltas en electrolito líquido. Dichos electrolitos son almacenados externamente en tanques y son bombeados a través de la celda electroquímica que convierte directamente la energía química a eléctrica y viceversa. La potencia de las baterías es definida por el tamaño y diseño de la celda electroquímica, mientras que la energía es definida por el tamaño de los tanques. Originalmente desarrolladas por la NASA en los años 1970 para vuelos espaciales de largo plazo, las baterías de flujo proveen una solución alternativa y prometedora para el almacenamiento de energía, con duraciones de horas e incluso hasta días, y con potencias del orden de los MW. A la fecha, existen dos tipos de baterías: reducción-oxidación (redox) e híbridas.

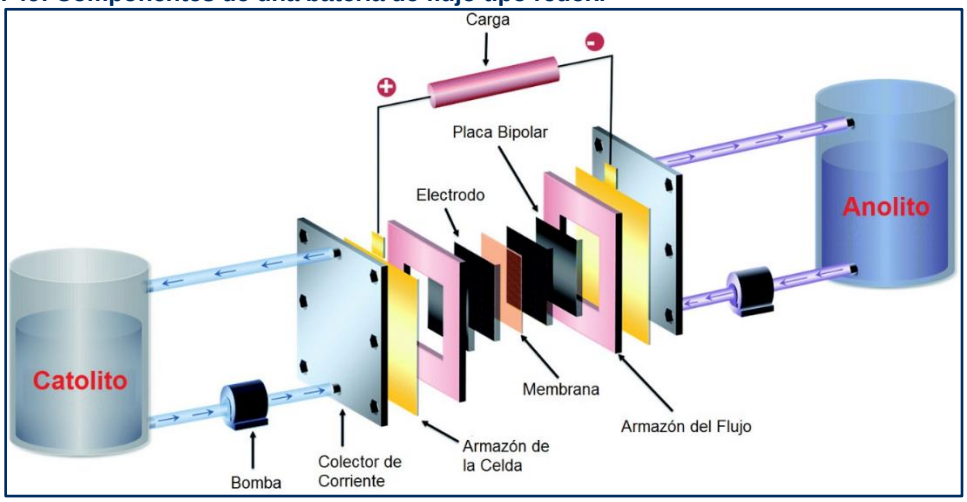
1. **Reducción-oxidación:**

Como puede observarse en la Figura 2. 49 dos disoluciones de electrolitos líquidos con iones de metal como masas activas son bombeadas a los lados opuestos de una celda electroquímica. Los electrolitos en los electrodos negativo y positivo son llamados respectivamente anolito y catolito.

Durante los ciclos de carga y descarga, los iones metálicos permanecen disueltos en el electrolito como líquido; no se produce algún cambio de fase. Durante el proceso de carga, el anolito y catolito fluyen por los electrodos porosos, separados por una membrana que permite el paso de protones a través de ella para efectuar la transferencia de electrones, produciendo una corriente eléctrica. En el proceso de descarga, los electrodos son suministrados continuamente con las masas activas disueltas de los tanques; una vez convertido, el producto final es removido del tanque. Poseen un sistema de bajo impacto, que no utiliza metales pesados contaminantes y de no ser por el deterioro de la membrana de carbono, tendrían un ciclo de vida prácticamente indefinido, en el cual el electrolito permite un reciclaje completo, sin problemas de disposición de desechos.

El tipo de batería de flujo más conocido es el flujo redox de vanadio. El mecanismo de almacenamiento de la batería de flujo redox de vanadio (VRFB) involucra reacciones redox en la célula que son alimentadas por materiales activos de vanadio iónico de los tanques, que resultan en electrones.

Figura 2. 49: Componentes de una batería de flujo tipo redox.



Referencia: (Kim, y otros, 2015).

2. **Híbridas:** En este tipo de baterías, una de las masas activas es almacenada internamente dentro de la celda electroquímica, mientras que la otra masa permanece en el electrolito líquido y es almacenada externamente en un tanque. Bajo esta configuración, baterías híbridas combinan las ventajas de las baterías secundarias convencionales y las de flujo de reducción-oxidación: su capacidad depende del tamaño de la celda electroquímica.

   Ejemplos típicos de baterías híbridas son las de zinc-cerio y zinc-bromo: en ambos casos el anolito consiste en una solución ácida de iones de zinc (Zn^{2+}), durante la carga el zinc es depositado en el electrodo y durante la descarga, Zn^{2+} regresa a la solución. Una membrana de material poliolefina microporosa es utilizada; la gran mayoría de los electrodos son compuestos de carbono y plástico. Esta tecnología está en fase de comercialización, habiendo sistemas con capacidades de hasta 1 MW/3 MWh. La batería de flujo de zinc bromo (ZBFB) es probablemente el más conocido de los tipos de baterías de flujo híbrido. Una célula ZBFB consiste de dos compartimentos separados típicamente por una membrana microporosa.

   Electrodos en cada lado de la celda (uno en el lado de zinc uno en el lado del bromo) está hecho de materiales compuestos de plástico al carbono, dado que los electrodos de metal sufrirían corrosión en presencia de un ambiente rico en bromo. Dos tanques externos bombean el electrolito acuoso hacia las pilas de células durante la carga y descarga (es decir, en una configuración a la del VRFB).

Sistemas de Almacenamiento Químicos

Hidrógeno

El almacenamiento gracias al hidrógeno trata de, mediante la energía eléctrica o térmica procedente de centrales térmicas, nucleares, eólicas, convertir compuestos químicos para convertirlo más adelante en energía eléctrica. Este elemento se encuentra en grandes cantidades en nuestro planeta, aunque este no se encuentra en su estado puro.

El hidrógeno es un vector de energía que puede ser obtenido de varios productos, como el gas natural, el agua o el refinado de aceites pesados. Sin embargo, la única producción considerada como limpia es la que implica su obtención a base de agua y energía procedente de fuentes renovables.

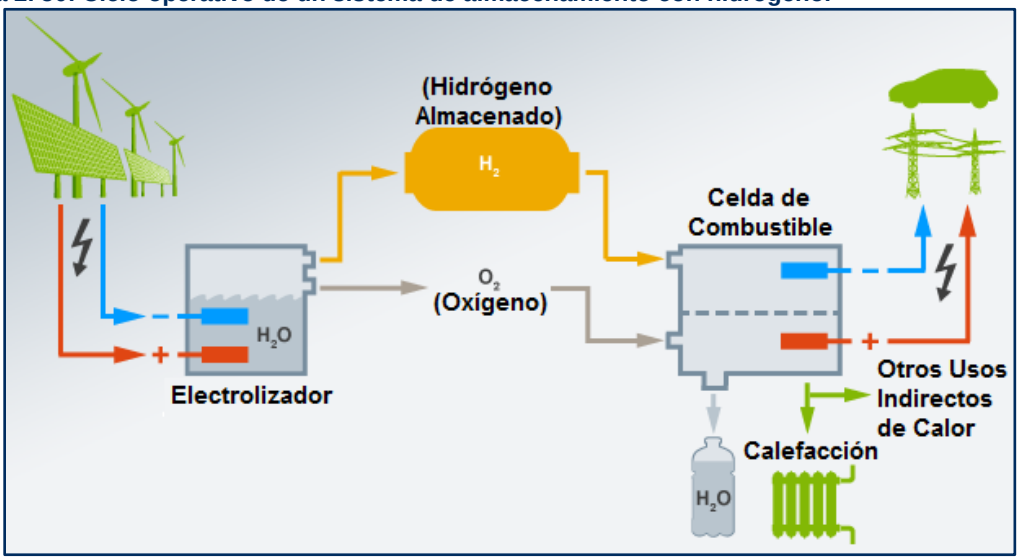
Permite tanto el almacenamiento masivo como el almacenamiento a pequeña escala, sin embargo, es más atractiva la idea de almacenamiento masivo, debido a la reducción de costes.

Como se ha dicho anteriormente, este sistema de almacenamiento puede combinarse con cualquier fuente de energía, renovable o no, además de poder utilizarse incluso como fuente de energía en sí mismo.

La utilidad del almacenamiento de hidrógeno se basa en la producción de energía eléctrica a partir del hidrógeno; luego de su almacenamiento, se puede utilizar posteriormente como:

- Combustión de hidrógeno: Para la generación de energía eléctrica, se obtiene oxígeno de la atmósfera y se combina con el hidrógeno gracias a unas turbinas de gas, ciclos combinados o utilizado simplemente a modo de combustible (de motores, por ejemplo). Esta aplicación tiene un potencial inconveniente: la temperatura en la llama supera los 3000ºC. Como solución a este problema se puede añadir agua para controlar la temperatura alcanzada.
- Pilas de combustible de hidrógeno: se trata de la principal aplicación del hidrógeno, en el que el hidrógeno actúa como combustible en la pila, la cual genera electricidad a partir de la reacción química. Aunque la pila de combustible también funciona con combustibles fósiles, su rendimiento es mayor con hidrógeno, debido a su mayor densidad energética.

Figura 2. 50: Ciclo operativo de un sistema de almacenamiento con hidrógeno.



Referencia: (Deutsche Welle, 2016).

Actualmente no existe ningún sistema de almacenamiento con hidrógeno de forma comercial, pero sí existen varios proyectos en fase de desarrollo que han demostrado su viabilidad exitosamente. Entre algunos casos de éxito pueden mencionarse el proyecto en la isla de Utsira en Noruega, el cual puede apreciarse en la Figura 2. 51, la central híbrida de Enertag en Alemania y Groenlandia. Futuros proyectos consideran la instalación de centros de carga de hidrógeno para vehículos como alternativa para el reemplazo de productos derivados del petróleo, como el de la Figura 2. 52.

Figura 2. 51: Central de almacenamiento de hidrógeno en Noruega.

Referencia: (New Energy and Fuel, 2010).

Figura 2. 52: Centro de carga para vehículos con celdas de hidrógeno.

Referencia: (International Fleet World, 2018).

Gas Natural Sintético

Otro sistema alternativo de almacenamiento químico disponible en la actualidad es la metanación, el cual es el proceso de sintetización del metano para la producción de gas natural sintético (GNS). Posterior al proceso de electrólisis y separación del hidrógeno, éste se mezcla con dióxido de carbono para producir metano en un reactor de metanación.

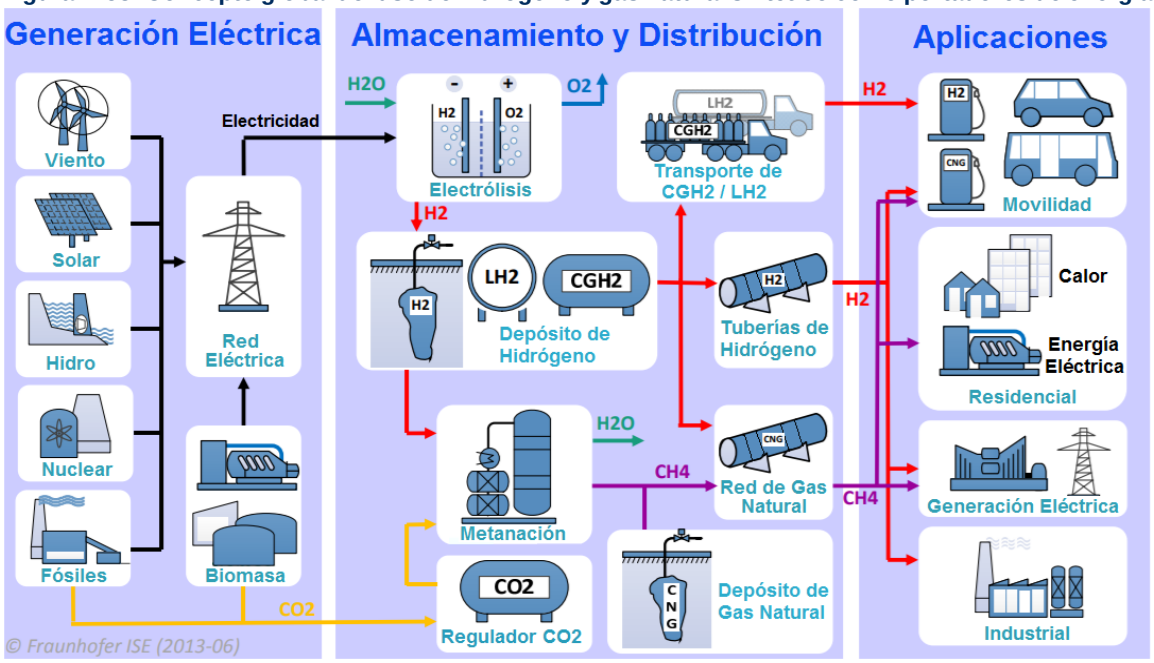
El gas natural sintético puede almacenarse en tanques a presión, contenedores, cavernas para su posterior uso, o suministrarse directamente a la red de gas.

Excelentes fuentes de dióxido de carbono para la metanación son centrales termoeléctricas, instalaciones industriales o centrales de biogás. Para reducir pérdidas energéticas, debe evitarse el transporte del CO_2 (procedente de la fuente) y H_2 (proveniente del proceso de electrólisis) hacia la central de metanación; la producción del GNS es preferible en ubicaciones donde hayan excedentes de CO_2 y electricidad. Centrales de producción de biogás son excelentes lugares con excesos de CO_2, sin embargo, un almacenamiento intermedio en sitio del gas es necesario, debido a que la metanación es un proceso continuo.

En la Figura 2. 53 se muestra el esquema del uso del hidrógeno y GNS como almacenamiento de energía química.

La principal desventaja en sistemas de almacenamiento de energía con GNS es la relativamente baja eficiencia global, debido a las pérdidas energéticas en la conversión durante la electrólisis, metanación, almacenamiento, transporte y posterior generación eléctrica. Eficiencias suelen ser inferiores al 35%.

Figura 2. 53: Concepto global del uso de hidrógeno y gas natural sintético como portadores de energía



Referencia: (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, s.f.).

Sistemas de Almacenamiento Eléctricos

Capacitores de Doble Capa

Los condensadores electroquímicos o EDLC (Electrochemical Double Layer Capacitors) también son conocidos como supercondensadores. Los ultracondensadores son componentes electrónicos pasivos que permiten el almacenamiento de energía en pequeños periodos de tiempo.

El principio de funcionamiento en el que se basan los ultracondensadores es la pseudocapacitancia que es el almacenamiento de energía asociado a la acumulación de carga eléctrica entre las láminas del condensador gracias al medio aislante. Es un fenómeno que depende de la tensión, por lo que posee una capacitancia variable.

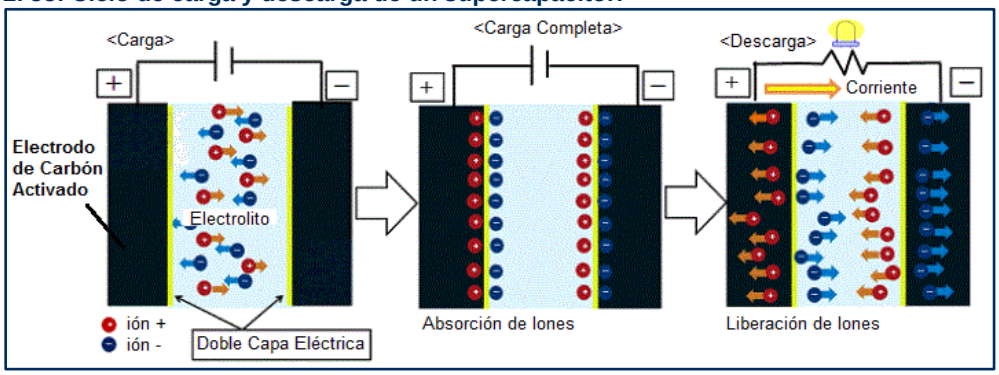
Figura 2. 54: Ejemplo de Supercondensadores.

Referencia: (Energy Storage Technologies in the Electricity grid, 2017)

El cambio principal frente a los condensadores consiste en acercar las cargas de distinta polaridad dentro del dispositivo a nivel molecular y además aumentar la superficie efectiva de los conductores.

Se encuentran entre la categoría de capacitores convencionales utilizados en circuitos electrónicos y baterías de uso general, por su prácticamente ilimitado ciclo de estabilidad como por su elevada capacidad de potencia y de almacenamiento. A diferencia de los capacitores convencionales de cerámica y los electrolíticos de aluminio, estos no contienen un material dieléctrico, pero sí un electrolito sólido o líquido introducido entre dos electrodos. Esta configuración hace que se forme una doble capa eléctrica, haciendo de éste el nuevo material dieléctrico. La capacitancia del supercondensador es proporcional al área superficial de la doble capa; por consiguiente, al usar carbón activado como electrodos se logran capacitancias muy elevadas. Al aplicar un voltaje en los electrodos, los iones se desplazan hacia las paredes de la doble capa eléctrica, resultando en el proceso de carga del supercondensador; cuando se descarga, se produce el proceso opuesto, tal como aparece en la Figura 2. 55.

Figura 2. 55: Ciclo de carga y descarga de un supercapacitor.



Referencia: (Murata, s.f.).

En sistemas fotovoltaicos se utilizan ultracondensadores dispuestos en paralelo para estabilizar la tensión de salida de las células, permitiendo además disminuir picos de tensión. Los ultracondensadores no solo tienen una mayor vida útil que las baterías para el almacenamiento solar, sino que además su eficiencia de carga es mayor que en las baterías (pérdida de energía en la carga 30% en baterías de plomo-ácido frente a un 10% de los EDLC). También su rango de temperaturas de trabajo se presenta como un factor clave para la elección de los mismos.

No obstante, el uso de supercapacitores no son recomendables para el almacenamiento de energía por periodos extendidos de tiempo porque estos dispositivos tienen una tasa de auto descarga alta, otro motivo por el cual en la mayoría de ocasiones se descartan como opción válida es su densidad de energía, muy baja comparado con las baterías, lo que para el mismo espacio de almacenamiento tendríamos una cantidad mucho menor de energía almacenada, además de su mayor coste.

Bobinas Magnéticos Superconductoras

Los superconductores son capaces de transportar altos niveles de corrientes en la presencia de altos niveles de campos magnéticos a bajas temperaturas con cero resistencia al flujo de corriente eléctrica, a menos que sus valores críticos: temperatura (Tc), densidad de flujo magnético (Bc) y densidad de corriente (Ic), sean excedidos. La energía es almacenada en el campo magnético creado por el flujo de corriente directa en una bobina superconductora, el cual se mantiene a una temperatura inferior a su temperatura crítica superconductora.

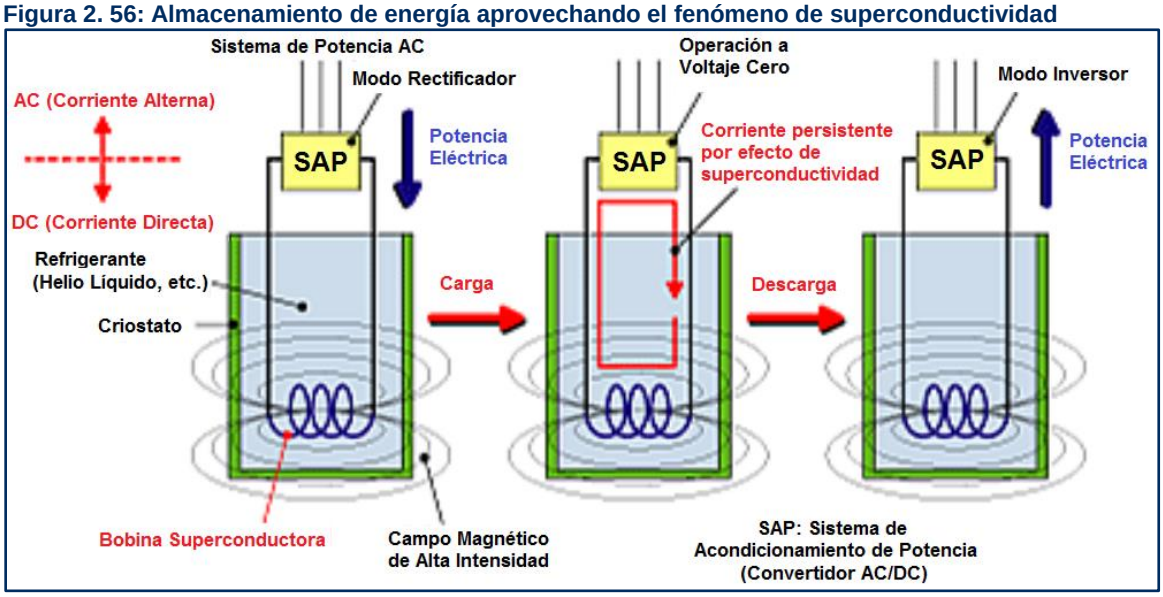
El componente principal de esta tecnología es la bobina compuesta de un material superconductor; componentes complementarios incluyen el sistema de refrigeración criogénica y el equipo de acondicionamiento de potencia.

La superconductividad fue descubierta en 1911 por Heike Kamerlingh Onnes, quien se encontraba estudiando la resistencia del mercurio sólido a temperaturas criogénicas, utilizando helio líquido como refrigerante. Una temperatura de 4 K era requerida; debido a estudios e investigaciones científicas, en la actualidad se han diseñado materiales con capacidad de funcionar a temperaturas críticas más altas, alrededor de los 100 K.

En la Figura 2. 56 se muestra el método de almacenamiento de energía mediante esta tecnología. La principal ventaja de este sistema es su virtualmente instantáneo tiempo de respuesta ante el suministro de energía. Adicionalmente, se caracteriza por ser altamente eficiente (85% - 90%), brindar grandes cantidades de energía en un reducido periodo de tiempo, y no disponer de partes móviles en su sistema principal.

Teóricamente, la energía puede almacenarse indefinidamente, siempre y cuando el sistema de refrigeración se encuentre en funcionamiento, aunque tiempos extendidos de almacenamiento son limitados significativamente por la demanda energética del sistema de refrigeración.

Figura 2. 56: Almacenamiento de energía aprovechando el fenómeno de superconductividad



Referencia: (Nomura, 2015).

Sistemas de Almacenamiento Térmicos

Se caracterizan por almacenar la energía en forma de calor disponible en depósitos aislados térmicamente para luego emplearla en aplicaciones residenciales o industriales tales como calefacción o enfriamiento, producción de agua caliente o generación de energía eléctrica.

Los sistemas de almacenamiento térmico tienen el potencial de incrementar el uso efectivo de la energía térmica y de facilitar el control de la producción térmica a gran escala. Suelen ser especialmente útiles para la corrección de la discordancia entre demanda y producción de energía.

Almacenamiento de Calor Sensible

Es una de las tecnologías más conocidas y con múltiples aplicaciones implementadas comercialmente, tal como es el uso de un tanque para un sistema de agua caliente doméstico.

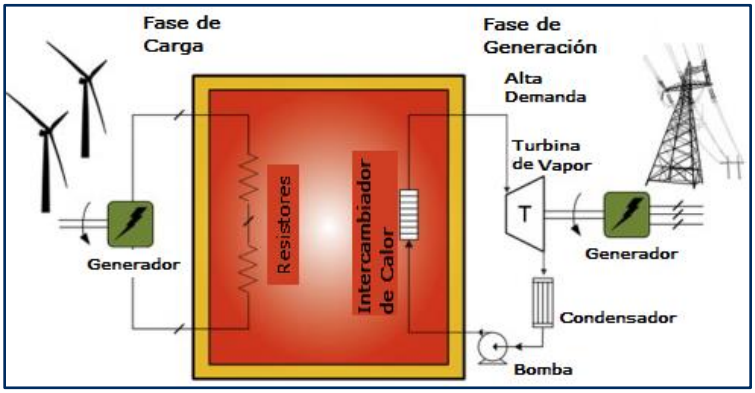
El almacenamiento de calor sensible se lleva a cabo mediante transferencia de calor a un elemento que lo almacena sin cambiar de estado. Los materiales usados para almacenar energía sensible se mantienen sin cambio de fase en el rango de temperaturas del proceso de almacenamiento y el calor almacenado.

Además de la densidad y del calor específico, existen otras propiedades que influyen en el almacenamiento de calor sensible, como son la temperatura de operación, la conductividad térmica, difusión, presión de vapor y por último es muy importante tener en cuenta los costes. Una gran variedad de fluidos ha sido probada como materiales de almacenamiento, agua, aceites y sodio; destacando entre ellos, las sales fundidas.

Su elección atiende a que son líquidas a presión atmosférica, presentan una excelente relación entre la capacidad de almacenamiento y el precio, sus temperaturas de operación son compatibles con las altas presiones y temperaturas en las turbinas de vapor, y no son inflamables ni tóxicas (a diferencia de los aceites sintéticos).

Sus principales aplicaciones son el almacenamiento de calor solar, centrales térmicas con turbinas de vapor y la climatización, siendo este último donde más extendida está su aplicación.

Figura 2. 57: Esquema de Sistema de Almacenamiento de Calor Sensible.



Referencia: (Energy Storage Toolbox, 2018)

Almacenamiento de Calor Latente

Se basa en la energía almacenada en un cambio de fase, fusión o vaporización, mientras que, en sentido inverso, con la solidificación o condensación se recupera la energía. Este método se caracteriza por tener siempre una temperatura constante.

Este método posee una densidad de energía mayor que el calor sensible. Otras ventajas destacables son que, como la temperatura constante a lo largo del proceso, no tendremos variaciones de volumen, además de una extensa variabilidad en los materiales a utilizar y temperaturas de operación. Sin embargo, los materiales son más costosos que en calor sensible y es más complicado transmitir calor al medio.

La energía térmica en forma de calor latente puede almacenarse al utilizar como medio de almacenamiento materiales que cambian de fase, los cuales pueden ser orgánicos (parafinas) o inorgánicos (hidratos de sales). El material más común empleado para el almacenamiento de calor latente son los materiales de cambio de fase sólido líquido (PCM).

En cualquier caso, son capaces de almacenar grandes cantidades de calor durante el cambio de fase de líquido a sólido. Los materiales PCM pueden almacenar entre 5 y 14 veces más energía en el mismo volumen en comparación con otros materiales como el agua o la roca.

Sin embargo, la mayoría de éstos materiales presentan el gran inconveniente de un bajo coeficiente de conductividad del calor, por lo que se deben emplear métodos de mejora de la transmisión energética para así aumentar el rendimiento y utilidad del sistema de almacenamiento.

La gran ventaja que tienen estos sistemas en comparación con los sistemas de calor sensible es su gran capacidad de almacenamiento de energía en un volumen reducido de medio y a una diferencia de temperatura reducida, traduciéndose en una transferencia de calor más efectiva y eficiente.

Absorción y Adsorción Electroquímica

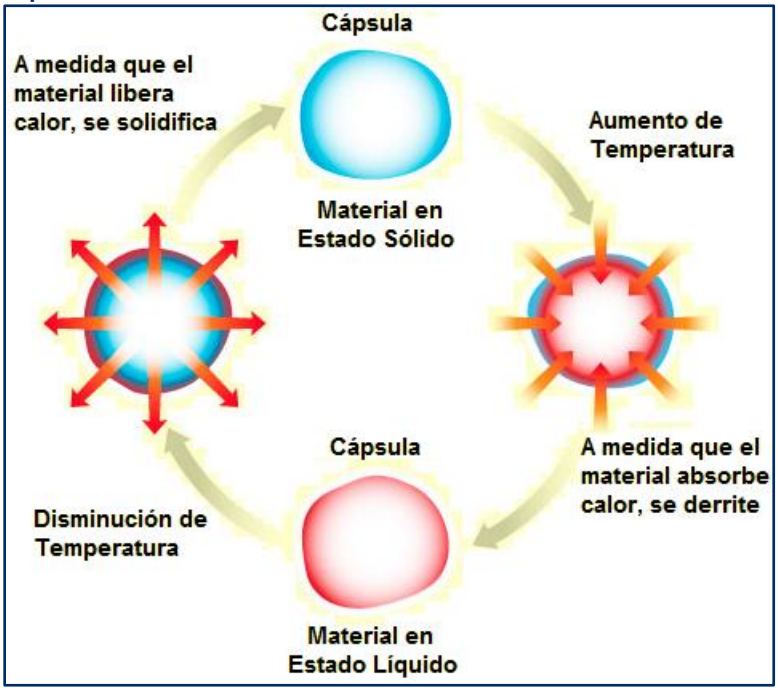
Sistemas de este tipo fungen como bombas de calor termoquímicas bajo condiciones de vacío; por consiguiente, tienen un diseño mucho más complejo y tienen un costo muy elevado.

Durante el proceso de almacenamiento, calor proveniente de una fuente a alta temperatura es transferido a un adsorbente (gel de sílice o zeolita), y vapor de un fluido de trabajo como el agua es desorbido y condensado a bajas temperaturas en un condensador, removiendo así el calor de condensación del sistema. Posteriormente, el adsorbente seco y el fluido de trabajo separado puede almacenarse por el tiempo deseado.

En el proceso de descarga, el fluido de trabajo recibe calor a bajas temperaturas dentro de un evaporador; seguidamente, el vapor del fluido de trabajo adsorbe en el adsorbente y calor de adsorción es liberado a altas temperaturas. El funcionamiento puede observarse gráficamente en la Figura 2. 58.

Dependiendo de la combinación de adsorbente y fluido de trabajo, la temperatura del calor liberado puede llegar hasta 200°C y la densidad de energía puede llegar a ser hasta tres veces más alta que la del calor sensible almacenable en el agua.

Figura 2. 58: Principio de funcionamiento de materiales de cambio de fase.



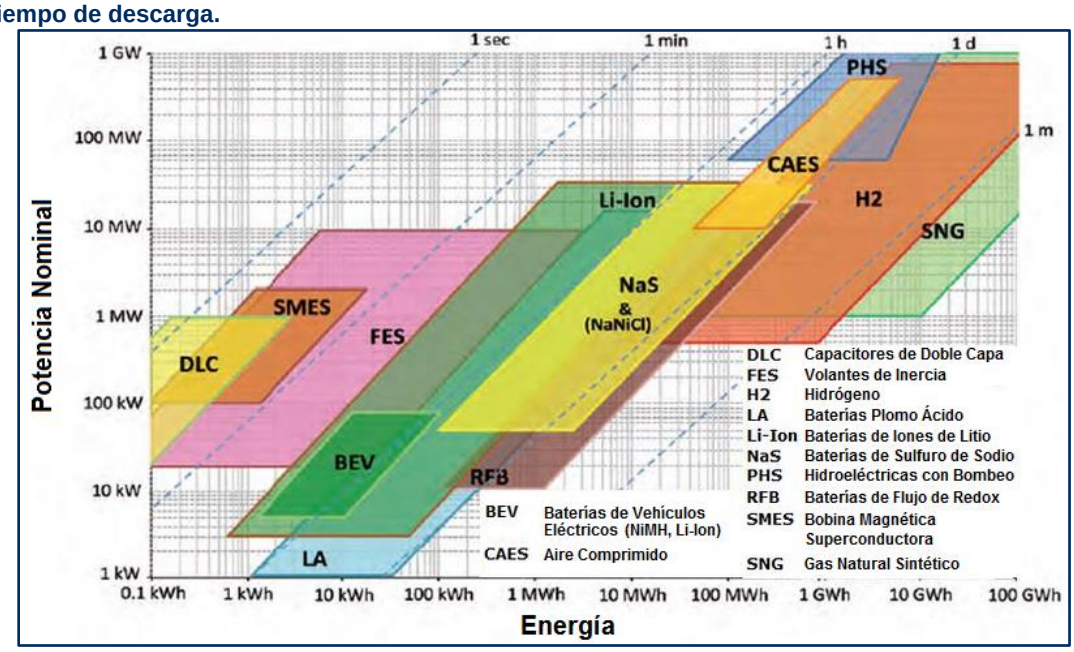
Referencia: (University of Southern California, 2010).

Resumen

En la Tabla 2. 1, Tabla 2. 2,

Tabla 2. 3 y en la Gráfico 2. 4 se presenta un resumen comparativo de las tecnologías de almacenamiento de energía.

Gráfico 2. 4: Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía: potencia nominal, energía y tiempo de descarga.



Referencia: (International Electrotechnical Commission, 2011).

Tabla 2. 1: Comparación de Sistemas de Baterías por su Potencia y Energía Almacenada.

Tipo de batería	Rango de potencia	Potencia específica (W/kg)	Energía específica (Wh/kg)	Densidad de energía (Wh/L)
Pb-ácido	Alta (decenas de MW)	Media	Muy baja	Baja
Ni-Cd	Alta (decenas de MW)	Media	Baja	Media-baja
NiMH	Baja	Media	Media	Media-alta
Zebra	Baja (decenas de KW)	Baja	Alta	Alta
Sodio-sulfuro	Alta (decenas de MW)	Baja	Media	Media
Metal-aire	Media (MW)	Media	Alta	Alta
Titanato de bario	N/A	N/A	N/A	N/A
Ión-Litio	Baja (decenas de KW)	Alta	Alta	Alta
Litio-Fosfato de Hierro	Baja	Alta	Media-alta	Alta
Li-Po	Baja	Alta	Alta	Alta

Referencia: (Universidad de Valladolid, 2016)

Tabla 2. 2: Comparación de Tecnologías de Almacenamiento.

Tipo de Almacenamiento	Voltaje Nominal (V)	Tiempo de Respuesta	Energía Especifica (Wh/Kg)	Densidad Energetica (Wh/L)	Vida Util (Años)	Ciclos de Vida	Temperatura de Trabajo (°C)	Tiempo Típico de Carga	Tiempo Típico de Descarga	Porcentaje de Perdidas por día	Eficiencia Energetica (%)	Costo por kWh (USD/kWh) [1]
Hidroelectricas con Central de Bombeo	–	Minutos	0.2 - 2	0.2 - 2	> 30	> 15000	–	–	Horas	0 - 0.5	70 - 80	20 - 105
Aire Comprimido	–	Minutos	–	2 - 6	> 30	> 10000	–	–	Horas	0 - 10	41 - 75	44 - 53
Volantes de Inercia	–	< segundos	5 - 30	20 -80	15 - 20	2x10^7	–	–	Segundos	–	80 - 90	1500 - 6000
Hidrogeno Centralizado	–	Segundos	33330	600 (200 bar)	10 - 30	10^3 - 10^4	–	–	Horas - Semanas	0 - 1	24 - 45	10
Gas Natural Sintetico	–	Minutos	10000	1800 (200 bar)	10 - 30	10^3 - 10^4	–	–	Horas - Semanas	–	30 - 38	
Capacitores de Doble Capa	2.3 - 2.75	< Segundos	1 - 15	3.6	4 - 20	10^6	-40 - 65	Segundos	< Segundos	–	80 - 98	7200
Bobinas Magnéticas Superconductoras	–	< Segundos	1 - 10	6	Ilimitados	Ilimitados	-224	Segundos	Segundos	0 @ 4 Kelvin	75 - 95	300 - 1000

Referencia: Los datos para cada tecnología fueron obtenidos de International Renewable Energy Agency (IRENA), U.S Energy Information Administration (EIA) y otras fuentes

Definiciones

- **Tiempo de Respuesta**:
- **Energía especifica**: Medida de la densidad de energía almacenada en vatios-hora / kilogramo.
- **Densidad Energética**: Medida de la densidad de energía almacenada en vatios-hora / Litro.
- **Vida Útil**: Número de años que el sistema de almacenamiento puede realizar satisfactoriamente antes
- necesidad de ser reemplazado.
- **Ciclos de Vida**: Número total de ciclos de carga y descarga que el sistema de almacenamiento puede
- Administrar en su vida.
- **Temperatura de Trabajo:** temperatura necesaria para un funcionamiento óptimo.
- **Tiempo Típico de Carga**:
- **Tiempo Típico de Descarga**:
- **Porcentaje de Perdidas por día**:
- **Eficiencia**: Relación de "salida de potencia útil" sobre "entrada de potencia total".
- **Costo por kWh**: costo de almacenamiento por kWh de cada tecnología.

Tabla 2. 3: Comparación de Baterías por Tecnología

Tipo de Almacenamiento	Voltaje Nominal (V)	Tiempo de Respuesta	Energía Especifica (Wh/Kg)	Densidad Energetica (Wh/L)	Vida Util (Años)	Ciclos de Vida	Temperatura de Trabajo (°C)	Tiempo Típico de Carga	Tiempo Típico de Descarga	Porcentaje de Perdidas por día	Eficiencia Energetica (%)	Costo por kWh (USD/kWh) [1]
Plomo - Acido	2.1	< segundos	35 - 40	80 - 90	10	250 - 1500	—	Horas	Minutos	0.3	85	147 - 263
Plomo - Acido (GEL)	2 - 6	< segundos	42	30 - 80	12	100 - 2000	—	Horas	Horas	0.3	81	150 - 369
Litio (NMC)	3.6 - 3-7	< segundos	175	345	14	1000 - 2000	—	Horas	Horas	0.1	92.5	480 - 775
Litio (LFP)	3.2	< segundos	120	220	10	1000 - 2000	—	Horas	Horas	0.1	86.5	600 - 1020
Titanato de Litio	2.4	< segundos	110	177	17	6000 - 20000	—	Horas	Horas	0.1	96.5	473 - 1260
Litio (NCA)	3.8	< segundos	215	120	14	± 500	—	Horas	Horas	0.2	92.5	450 - 729
Bateria de Sal Fundida (ZEBRA)	2.58	Minutos	90	160	20 - 30	± 7000	400 - 700	—	Horas	1 - 8	90 - 99	219
Sulfuro de Sodio (NaS)	2	< segundos	206	150 - 300	16	± 5500	300	Horas	> Horas	7	85	386 - 735
Redox de Vanadio	1.15 - 1.55	segundos	45	15 - 25	10 - 20	> 10000	—	Horas	> Horas	0.2	75 - 80	150 - 1000
Redox (ZnBr)	1.8	segundos	50	39	12	> 2000	—	Horas	> Horas	15	75.9	525 - 1000
Niquel - Cadmio	1.2	< segundos	40 - 70	50 - 120	15	1500 - 3000	—	Horas	Minutos	0.32	70 - 90	400 - 1200
Niquel - Metal Hidruro	1.2	< segundos	70 - 120	140 - 300	8	500 - 2000	—	Horas	> Horas	0.5	75	800 - 3500

Referencia: Los datos para cada tecnología fueron obtenidos de International Renewable Energy Agency (IRENA), U.S Energy Information Administration (EIA) y otras fuentes

Tabla 2. 4: Aplicaciones de los Almacenamientos de Energía

Tipo de Tecnología	Balance Energetico	Calidad de Energia	Generación Eléctrica	Servicios Auxiliares	Generación Eléctrica en Horas punta	Alto consumo de Corriente	Almacenamiento	Transporte	Integración con Renovables
Hidroelectricas con Central de Bombeo	✓	✓			✓		✓		
Volantes de Inercia	✓	✓					✓	✓	
Aire Comprimido	✓				✓		✓		✓
Hidrogeno Centralizado	✓	✓	✓		✓				
Gas Natural Sintetico			✓		✓				
Capacitores de Doble Capa	✓	✓							
Bobinas Magnéticas Superconductoras	✓	✓							
Plomo - Acido	✓	✓		✓				✓	
Plomo - Acido (GEL)	✓	✓		✓			✓	✓	
Litio (NMC)				✓			✓	✓	
Litio (LFP)				✓		✓	✓		
Titanato de Litio				✓			✓		
Litio (NCA)				✓			✓	✓	
Bateria de Sal Fundida (ZEBRA)			✓		✓		✓		
Sulfuro de Sodio (NaS)	✓	✓	✓	✓	✓		✓		✓
Redox de Vanadio	✓			✓			✓		
Redox (ZnBr)	✓			✓			✓		
Niquel - Cadmio	✓							✓	
Niquel - Metal Hidruro	✓							✓	

Referencia: (ETESA, 2019)

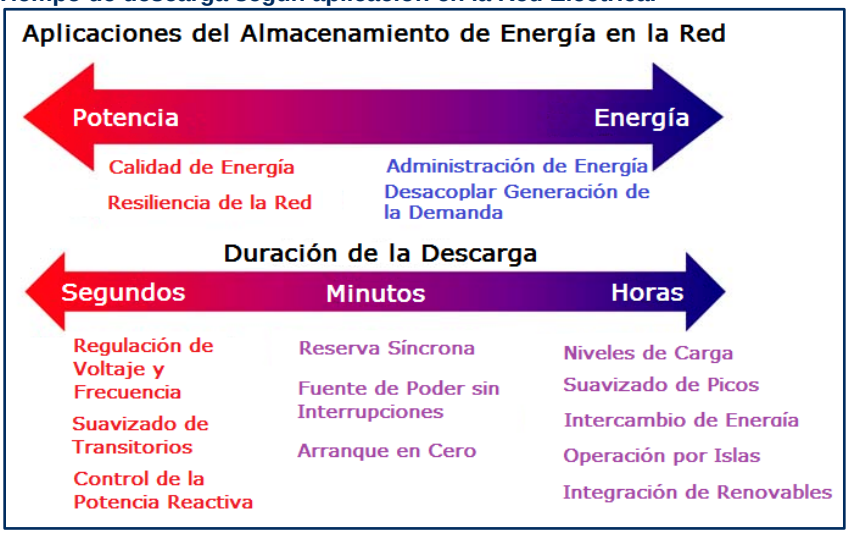
Aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en la Red Eléctrica

En años anteriores, la energía eléctrica no podía almacenarse económicamente en grandes cantidades y tenía que producirse en el instante en que se necesitaba y se consumía tan rápido como era su producción.

Las tecnologías modernas de almacenamiento de energía han cambiado todo eso, allanando el camino para la adopción de fuentes de energía renovables, la oferta de nuevos servicios al cliente y una red más segura y rentable.

Con el avance de la electrónica de potencia y la reducción de costos en los materiales de construcción de los sistemas de almacenamiento, se hace viable su aplicación en los sistemas eléctricos de potencia.

Figura 2. 59: Tiempo de descarga según aplicación en la Red Eléctrica.



Referencia: (Grid Scale Energy Storage Systems, s.f.)

Generación Eléctrica

- **Integración de Renovables**:

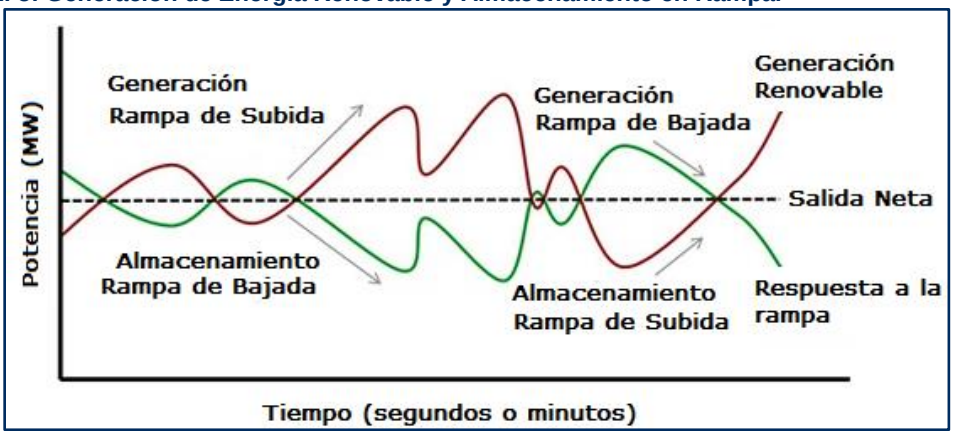
Aparte de la variabilidad del suministro, el problema con estas fuentes de energía intermitentes es que la energía puede estar disponible cuando no se necesita y puede no estar disponible cuando se necesita. Aunque no hay Sol durante la noche, al menos sabemos que el Sol sale todos los días y la variación de la intensidad de radiación recibida tiende a coincidir aproximadamente con el perfil de demanda de electricidad. El viento sin embargo es menos predecible.

Sin embargo, el almacenamiento de energía es especialmente adecuado con estas tecnologías para amortiguar y suavizar la variabilidad de estos sistemas y se está utilizando ampliamente para este propósito.

- **Seguimiento de las Rampas de Generación:**

Es el cambio de generación de potencia de salida a lo largo de marcos de tiempo que van desde unos pocos segundos a unos pocos minutos. Similar al seguimiento de la demanda, el servicio auxiliar de respuesta a rampa de generación implica recursos que compensan la rampa de salida. Por lo tanto, los recursos utilizados para el servicio de rampa proporcionan una variabilidad de salida que es la inversa de la variabilidad de salida de otras generaciones debido a la rampa.

Gráfico 2. 5: Generación de Energía Renovable y Almacenamiento en Rampa.



Referencia: (E&I Consulting, s.f.)

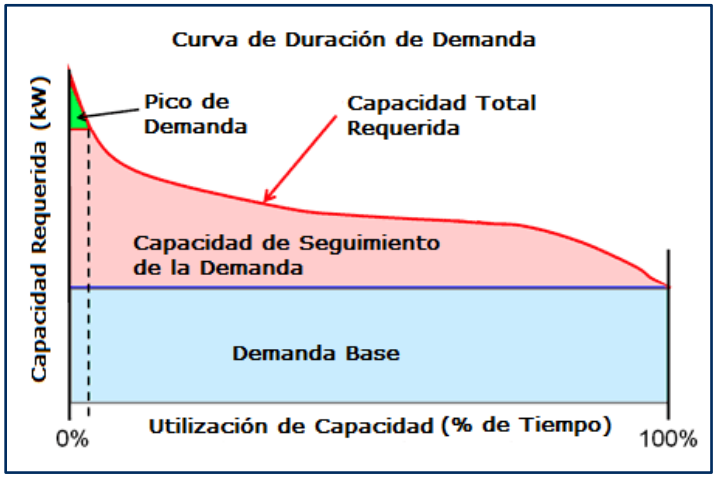
- **Seguimiento de la Demanda**

El seguimiento de carga se requiere durante las llamadas "horas de carga" en el ciclo de demanda eléctrica diaria:

- Mientras que la demanda eléctrica aumenta en la mañana a medida que las personas comienzan su día y se preparan para el trabajo y la escuela y otras actividades diarias normales.

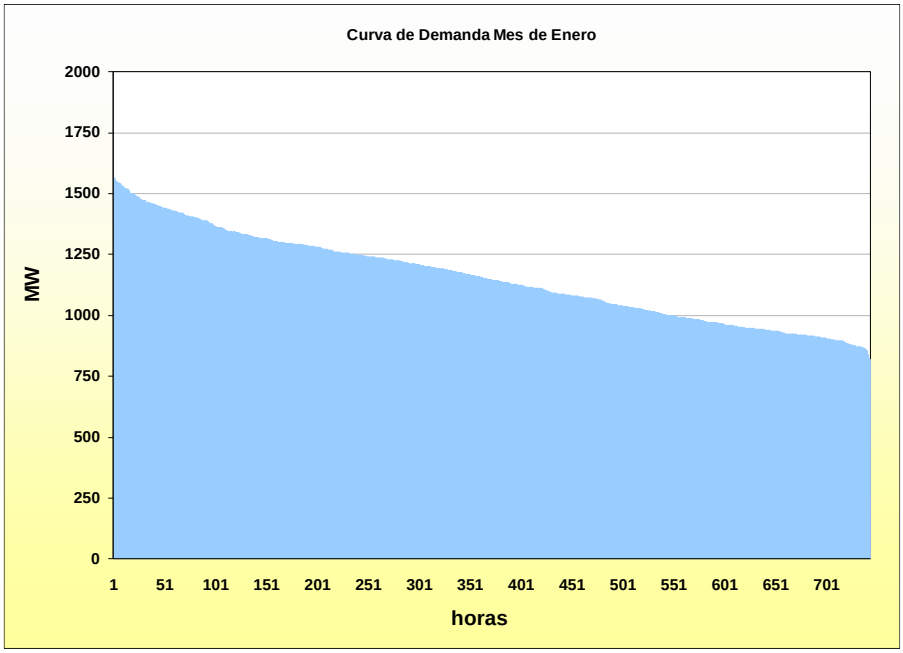
- A medida que la demanda eléctrica disminuye por la noche, el trabajo y las actividades domésticas disminuyen.

Gráfico 2. 6: Curva de Duración de la Demanda



Referencia: (Grid Scale Energy Storage Systems, s.f.).

Gráfico 2. 7: Duración de la Demanda Panameña en el Mes de Enero.



Referencia: (Analisis de la Demanda PESIN , 2018)

Transmisión y Distribución

- **Calidad de Energía**

La calidad de energía describe la capacidad de la red eléctrica para suministrar un flujo de energía limpio y estable que actúa como una fuente de alimentación que siempre está disponible, tiene una forma de onda sinusoidal sin ruido y está siempre dentro de las tolerancias de voltaje y frecuencia.

Los principales factores que contribuyen a la inestabilidad del voltaje y la interferencia en, o la distorsión de la forma de onda del voltaje, son el flujo de potencia reactiva y la presencia de transitorios y armónicos en la red como resultado de las cargas reactivas y los circuitos de conmutación de alta potencia conectados a ella.

La mayoría de las cargas conectadas al sistema de distribución de la red, como motores, transformadores y cables, son de naturaleza inductiva y hacen que fluya en el circuito un componente reactivo de la corriente que los alimenta, así como un flujo de corriente resistiva que alimenta el dispositivo.

La energía para suministrar esta corriente reactiva (ya sea para cargas inductivas o capacitivas) tiene que ser suministrada por el generador, que debe desviar parte de su energía disponible para satisfacer esta demanda.

La consecuencia es que la tensión que crea la corriente resistiva disminuye, lo que reduce la tensión en la red y, por lo tanto, la potencia disponible para la carga. Esto significa que el voltaje en cualquier punto de la red será menor que el voltaje disponible para una carga resistiva pura y dependerá de la magnitud de la potencia reactiva transportada por la línea de transmisión.

El método aplicado para este inconveniente es la corrección del factor de potencia, que busca contrarrestar los flujos de potencia reactiva con pérdida introduciendo componentes reactivos compensadores para equilibrar las reactancias positivas y negativas para devolver el factor de potencia a la unidad y así reducir la corriente del generador.

La mayoría de las cargas en la red son inductivas y la compensación pasiva del factor de potencia se puede proporcionar en la subestación conectando los capacitores en paralelo con la carga.

Sin embargo, las cargas en la red suelen ser variables, ya que son el agregado de las cargas de numerosos consumidores, mientras que la capacidad de los bancos de condensadores solo está disponible en incrementos fijos, de modo que la compensación solo es efectiva en un rango de reactancia estrecho. Los consumidores industriales pueden proporcionar esta compensación en sus propias instalaciones.

De manera similar, los reguladores de voltaje y los transformadores de potencia con cambiadores de tomas en carga (OLTC) se instalan en subestaciones para proporcionar control de voltaje.

- **Aplazamiento de Actualización de los Sistemas**

El almacenamiento de energía puede retrasar la sustitución tanto de antiguos equipos como de sistemas de la red eléctrica, gestionando así un ahorro de dinero para los propietarios de infraestructuras de transmisión. Por ejemplo; cuando un transformador se reemplaza por un transformador nuevo, más grande, su tamaño se selecciona para manejar incremento de la demanda eléctrica en los próximos 15 a 20 años. Esto conduce a la subutilización de transformadores para la mayoría de sus vidas. Sistemas de almacenamiento de energía puede descongestionar los transformadores existentes durante las horas pico, evitando así la necesidad de equipos de mayor potencia.

- **Extensión de la vida útil de los equipos de Transmisión y distribución**

Al igual que con los aplazamientos de la actualización de Transmisión y Distribución, se pueden utilizar pequeñas cantidades de almacenamiento para prolongar la vida útil del equipo T&D si el uso del almacenamiento reduce la carga y, por lo tanto, el calentamiento y desgaste excesivos del equipo existente que se acerca a su vida útil prevista. El resultado es una extensión de la vida útil de los equipos existentes. Quizás el ejemplo más convincente en nuestro caso sea las líneas de transmisión. La prolongación de la vida útil se logra reduciendo la carga máxima de estas líneas que, a su vez:

- Evita la sobrecarga excesiva de las líneas.
- Reduce el número o la posibilidad de fallas a tierra que tienen un efecto dramático en la vida útil del cable.

- **Suavizado de Picos de Demanda**

Sin almacenamiento de energía, las cargas pico de corta duración normalmente son suministradas por generadores de acción rápida como las turbinas de gas. Estos son activos costosos, generalmente con menor eficiencia térmica que los generadores de carga base, y pueden tener un factor de carga de solo 2% o menos debido al tiempo limitado que se requieren.

El suavizado de picos se refiere al recorte de la demanda de capacidad de generación inmediata durante los cortos períodos de demanda máxima y al suministro de cargas en lugar de fuentes de energía almacenadas. Por lo tanto, la capacidad de generación o transmisión máxima se puede reducir por el potencial total de todo el almacenamiento más las cargas diferibles, lo que ahorra el gasto de esta capacidad.

Comercial, Industrial y Residencial

- **Transferencia de Energía en función de la hora**

La transferencia de energía eléctrica en función de la hora, implica el almacenamiento de energía eléctrica cuando el uso y el valor de la energía son bajos, de modo que la energía se puede usar o vender, más adelante, cuando el uso y el valor de la energía son altos.

El objetivo es utilizar energía de bajo precio en momentos en que el costo para producir la energía o el precio para comprar la energía son altos (es decir, durante los períodos de "demanda máxima"). El precio para comprar esa energía en tiempo real (cuando sea necesario) es alto porque la demanda de electricidad es alta. El costo de producción de energía en ese momento también es alto, principalmente porque se utiliza la generación con menor consumo de combustible.

- **Funcionamiento como islas**

Pueden requerirse medidas especiales para garantizar suministros a clientes remotos. Algunas comunidades isleñas o sitios industriales sin capacidad de generación local pueden estar conectadas a la red a través de un único enlace vulnerable. En tales casos, la energía de emergencia puede ser proporcionada por baterías grandes capaces de mantener el suministro por un día o más.

Servicios Auxiliares

- **Regulación y Respuesta de Frecuencia**

Cuando el consumo de energía eléctrica excede momentáneamente la energía que se está generando actualmente, ya sea debido a un mayor uso por parte del cliente o una capacidad de generación reducida en algún lugar de la red, el aumento de la carga en los generadores hará que disminuyan su velocidad y, dado que los generadores son máquinas sincrónicas, la frecuencia de la corriente alterna de la red también disminuirá.

Del mismo modo, si el consumo cae repentinamente por debajo de la potencia generada o si se cambia la capacidad de generación a la red, el generador se acelerará y la frecuencia de la red aumentará. La razón principal para un control de frecuencia preciso es sincronizar la velocidad de rotación de los muchos generadores conectados a la red.

El desajuste de frecuencia entre los generadores en la red puede tener

serias consecuencias. Cuando los dos generadores síncronos se conectan en paralelo y suministran la misma carga, solo hay una corriente a través de la carga, de modo que la velocidad de rotación y la salida de frecuencia de ambos generadores serán iguales y estén bloqueadas a la frecuencia de la corriente a través de la carga.

Los pares de torque del generador pueden ser diferentes, pero son máquinas síncronas y, como tales, se sincronizarán entre sí. Si el motor primario de una máquina no produce suficiente energía para mantener el rotor de su generador girando a la velocidad síncrona deseada, la energía fluirá desde el otro motor primario para que ambos giren a una nueva velocidad síncrona. Esto se conoce como "motorización" del generador.

El generador "motorizado" más lento se convierte en una carga para el sistema y, de hecho, comenzará a impulsar su propio motor primario que, en consecuencia, estará sujeto a fuerzas involuntarias. Además, esto puede dar lugar a corrientes excesivas en la red. Esta no es una condición normal y puede dañar el generador o su motor principal, así como la inestabilidad en la red. a regulación de frecuencia es el medio por el cual se mantiene la sincronización de los generadores de la red dentro de límites aceptables y se controla la estabilidad de la red.

Para evitar la posibilidad de dañar los escenarios de desequilibrio de energía que afectan adversamente a la red, el operador de la red debe mantener una capacidad de generación de reserva para cubrir los desequilibrios con diferentes magnitudes y duraciones para mantener la capacidad de generación lo más cerca posible en línea con la demanda en todo momento.

La gestión de este requisito requiere una capacidad de reserva de acción rápida que se puede conectar a la red para proporcionar un balanceo inmediato a corto plazo y, posiblemente, una respuesta más lenta, generando capacidad para cubrir los desajustes de capacidad de mayor duración.

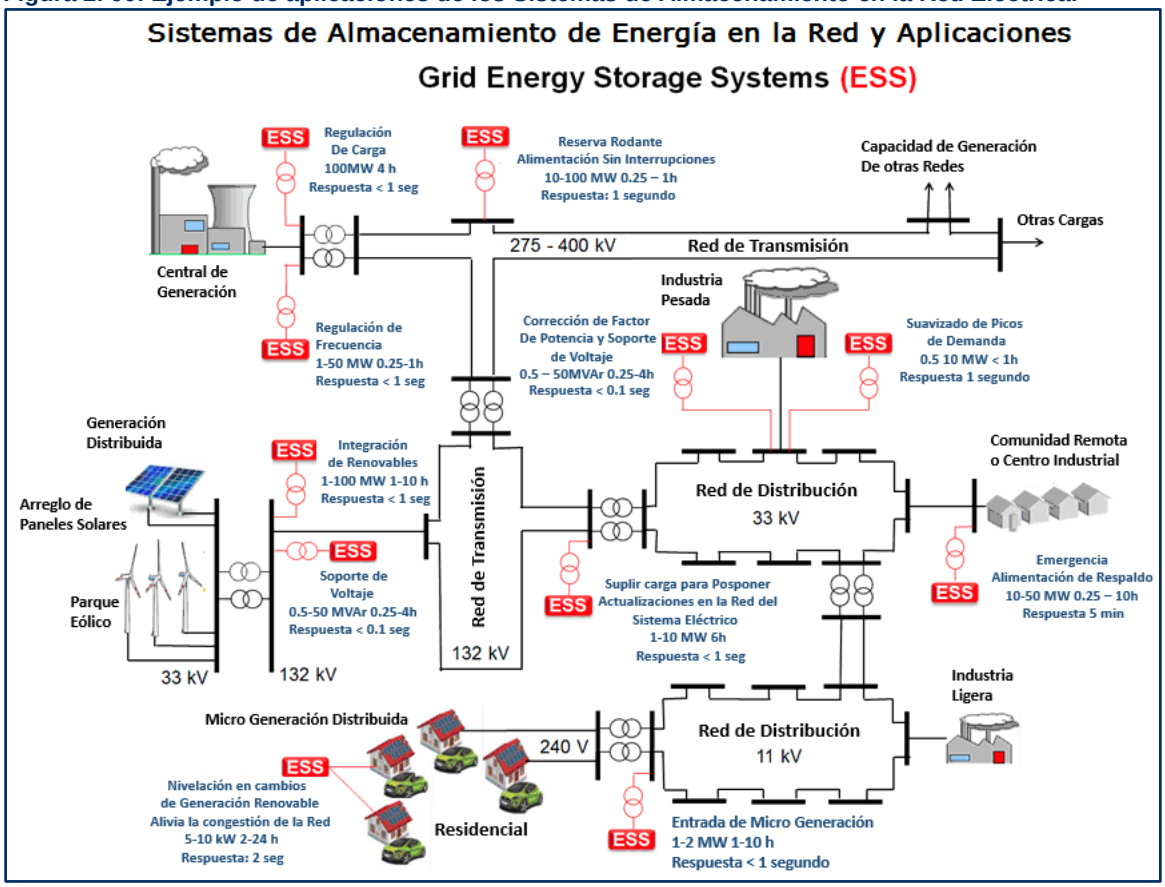
La regulación de frecuencia implica la conciliación momento a momento de la demanda de electricidad y el suministro. La conciliación se realiza cada pocos segundos y la duración de la intervención o el soporte puede ser de milisegundos a minutos.

- **Reserva**

La capacidad de reserva es esencialmente una generación de respaldo para la red eléctrica, para su uso si una o dos fuentes de energía grandes no están disponibles de forma inesperada. Por lo tanto, al

utilizar el almacenamiento como capacidad de reserva de suministro eléctrico, la necesidad y el costo de las reservas basadas en la generación se compensan y, en menor medida, los costos de operación incurridos para la capacidad de reserva basada en la generación se reducen / evitan. La cantidad de capacidad de reserva necesaria depende de las normas relacionadas con la confiabilidad del suministro eléctrico (generalmente, 10 a 20% de la capacidad de suministro eléctrico normal). Cuando está cargado, el almacenamiento puede, en la mayoría de los casos, proporcionar reservas simplemente al estar listo para descargar. Además, las reservas se necesitan con poca frecuencia, por lo que el almacenamiento utilizado para la capacidad de reserva en realidad se descarga con poca frecuencia. Eso le da al almacenamiento una ventaja sobre las reservas de hilatura basadas en la generación, ya que la generación utilizada debe estar realmente "girando" y lista para recuperar la carga en cualquier momento.

Figura 2. 60: Ejemplo de aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento en la Red Eléctrica.



Referencia: (Grid Scale Energy Storage Systems, s.f.)

Impactos Ambientales

Al momento de evaluar y de comparar las distintas fuentes de energía que pueden ser utilizadas para la producción eléctrica, cada vez cobran mayor importancia las consideraciones referidas a su impacto ambiental. Estas consideraciones son tan importantes que están afectando decisivamente la configuración del futuro energético de muchos países.

En la actualidad, la generación de energía eléctrica se realiza optimizando los sistemas de producción para minimizar y eliminar los contaminantes; esto es gracias a la evolución tecnológica. Debido a esto, es posible utilizar combustibles con un alto poder energético generando un menor impacto ambiental y a la vez emplear materias primar que de lo contrario no serían aprovechadas.

Como cualquier otra actuación humana, las actividades necesarias para generar, transportar y distribuir la electricidad dan lugar a determinados efectos sobre el medio ambiente que se controlan y se tratan de minimizar, mediante medidas preventivas y correctoras.

La generación de energía eléctrica conlleva el consumo de recursos naturales (principalmente combustibles), emisiones a la atmósfera que generan de forma directa e indirecta una serie de impactos tanto a nivel local como global.

Cada tecnología de generación de energía eléctrica presentada tiene sus ventajas y desventajas operativas, innovación, costos, riesgos e impactos ambientales.

Dentro de esos impactos ambientales pueden mencionarse los siguientes:

1. **Impactos locales:**
   - **Explotación de los suelos:** La producción, transporte, almacenamiento y consumo de energía suponen una importante ocupación de suelos, y desplazan otros usos de la corteza terrestre.

   - **Agotamiento progresivo de los recursos de origen fósil no renovables:** Hay un gran número de las fuentes actuales de energía que son recursos no renovables, con riesgo de agotamiento, con el consiguiente impacto en las generaciones futuras.

   - **Generación de residuos sólidos:** La producción y consumo de energía produce residuos sólidos, que a menudo son de difícil y costoso tratamiento para evitar impactos ambientales significativos. Los residuos radioactivos representan un problema particularmente importante.

- **Contaminación del aire:** La producción, transporte y consumo de energía es hoy fuente de emisiones atmosféricas: el dióxido de carbono, los óxidos de azufre y de nitrógeno, el metano, el monóxido de carbono, los metales pesados, las partículas en suspensión y los clorofluorocarbonos, son algunos de los contaminantes principales.

- **Contaminación del suelo y del agua:** La producción, transporte y consumo de energía es hoy fuente de emisiones atmosféricas: el dióxido de carbono, los óxidos de azufre y de nitrógeno, el metano, el monóxido de carbono, los metales pesados, las partículas en suspensión y los clorofluorocarbonos, son algunos de los contaminantes principales.

- **Contaminación visual:** Las instalaciones de generación de energía eléctrica conllevan un impacto visual, que puede ser significativo cuando se afecta a un entorno natural. En lo relativo a la distribución de energía eléctrica, el impacto visual más significativo es el de las redes y de las diferentes actuaciones acometidas a su alrededor en entornos en algunos casos con un alto valor ambiental.

- **Contaminación auditiva:** Otro de los impactos de la generación y distribución de la energía eléctrica es la inevitable generación de ruidos. La huella sonora de las instalaciones está determinada por su ubicación y por sus condiciones técnicas, por lo que no se puede generalizar el impacto para todas las instalaciones.

2. **Impactos globales:**

- **Contribución al cambio climático:** En la generación de energía eléctrica en centrales térmicas, la quema de combustibles fósiles da lugar a emisiones de dióxido de carbono (CO_2) y óxido nitroso (N_2O).

  Con el fin de minimizar lo máximo posible estas emisiones, se tiene en cuenta el valor calorífico neto de los combustibles utilizados (contenido energético), su factor de emisión de CO_2 y N_2O (emisiones por cantidad de combustible utilizado) y las tecnologías disponibles (incremento de eficiencia energética), como consecuencia de la acentuación del efecto invernadero. Con sus consecuencias, entre otras, de posible subida del nivel del mar, extensión de la aridización, y difusión de enfermedades.

- **Reducción drástica de la capa de ozono:** En los años setenta se descubrió que ciertos productos químicos, clorofluorocarbonos, o CFCs, usados hasta entonces como refrigerantes y como propelentes en los aerosoles, dan lugar a la destrucción de la capa de ozono que rodea el planeta tierra, presenta consecuencias para la salud humana (mayores cánceres de piel y enfermedades de visión, por ejemplo).

- **Incremento en la formación de lluvias ácidas:** La lluvia ácida es un fenómeno ambiental generado por las emisiones de óxidos de nitrógeno y azufre a la atmósfera, tiene consecuencias negativas para los ecosistemas y para las infraestructuras humanas. No se trata de un fenómeno local, ya que las emisiones de estas sustancias pueden dar lugar a lluvias ácidas a miles de kilómetros de distancia del foco de emisiones.

- **Pérdida de los ecosistemas y biodiversidad:** La conservación de la biodiversidad se viene haciendo más difícil a lo largo de los años con el actual desarrollo económico. Debido a esto, disminución de la biodiversidad es un grave problema no sólo estético y cultural, sino también, y, sobre todo, de disminución de la información genética que necesitamos para producir nuevos fármacos y nuevos materiales.

Si bien las energías renovables no utilizan combustibles fósiles en su generación esto no es suficiente argumento como para aseverar que son tecnologías que no impactan el medioambiente. Si la matriz de generación energética es optimizada basándose únicamente en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, nuevos impactos podrían ser introducidos en la región estudiada a partir de otras emisiones (por ejemplo, NOx y SO2).

Así, se vuelve imperante una nueva perspectiva respecto a los impactos ambientales que puede ocasionar la generación eléctrica, de modo de tener claridad de los impactos transversales de estas tecnologías y entregar elementos de análisis que puedan servir para balancear la penetración de cada tecnología de generación renovable no convencional.

La herramienta de análisis de ciclo de vida (ACV) es cada vez más utilizada a nivel nacional e internacional y ha demostrado su utilidad en todos los campos de producción/generación. La metodología de ACV permite la evaluación de impactos ambientales en productos y servicios a lo largo de todo su ciclo de vida.

El análisis de ciclo de vida es una herramienta de toma de decisiones muy útil a la hora de seleccionar entre diferentes alternativas que proveen de un mismo producto, en este caso la energía.

La Figura 2. 61 es una representación visual del ciclo de vida general para cualquier fuente de generación.

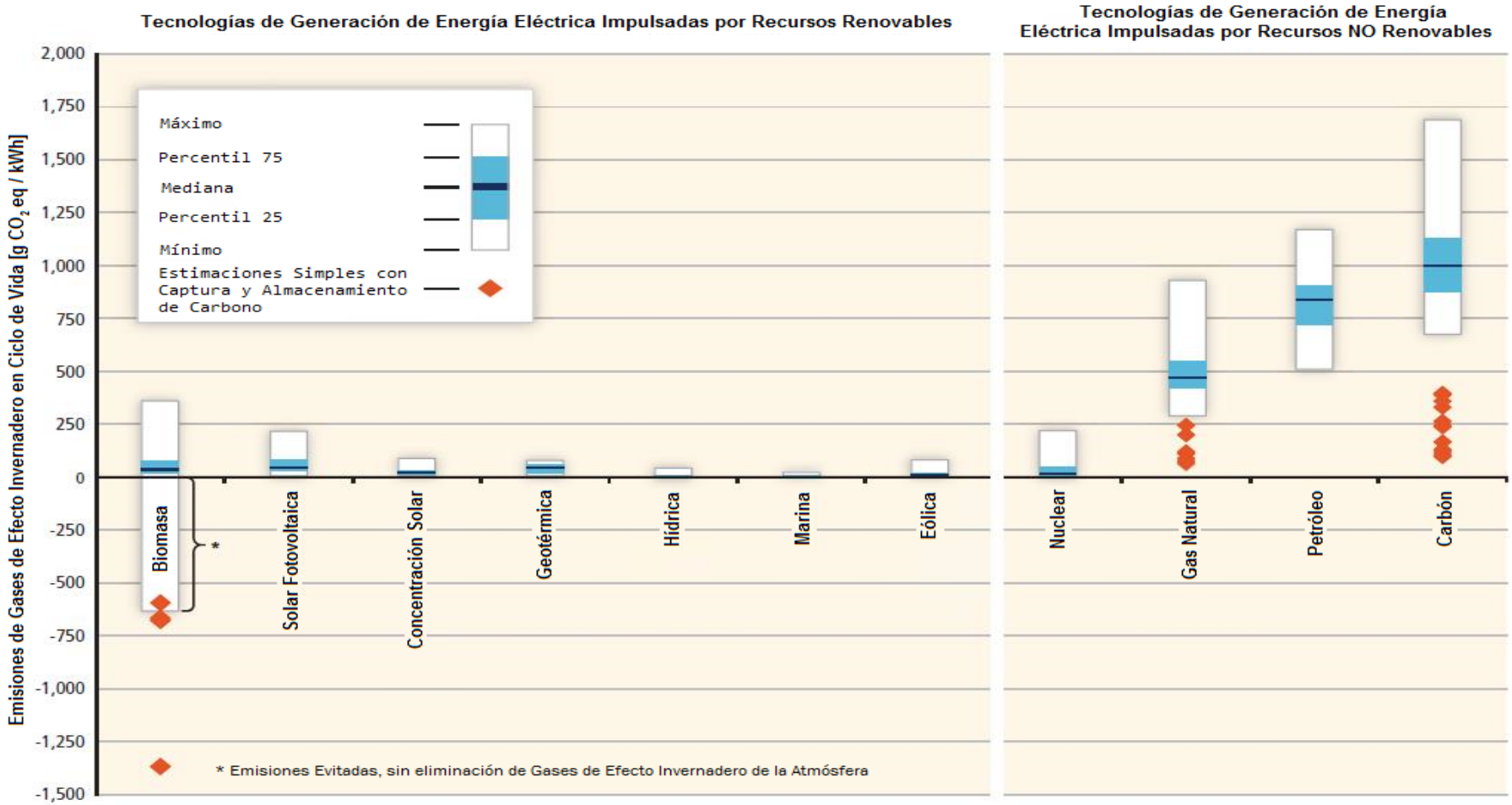
Figura 2. 61: Aspectos considerados en un Análisis de Ciclo de Vida para un recurso energético

Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2013).

Basados en los análisis del ciclo de vida presentado en la Figura 2. 61, las tecnologías más responsables por impactos negativos al ambiente son aquellas dependientes de combustibles fósiles como el carbón y derivados del petróleo; seguidamente por las centrales que operan con gas natural y por las centrales nucleares por sus nocivos residuos de índole radiactiva. Por otra parte, tecnologías de generación con recursos renovables presentan huellas de carbono muy bajas.

A pesar de que estas tecnologías renovables no liberan emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente como lo hacen las termoeléctricas convencionales, las principales fuentes de huellas de carbono surgen de los procesos de extracción de la materia prima y manufactura de los materiales de construcción. Dentro de los elementos de construcción que contribuyen a las huellas de carbono pueden mencionarse: las aspas de las turbinas de viento para los parques eólicos, los paneles de silicio cristalino para los parques solares fotovoltaicos y los espejos reflectores en centrales de concentración solar.

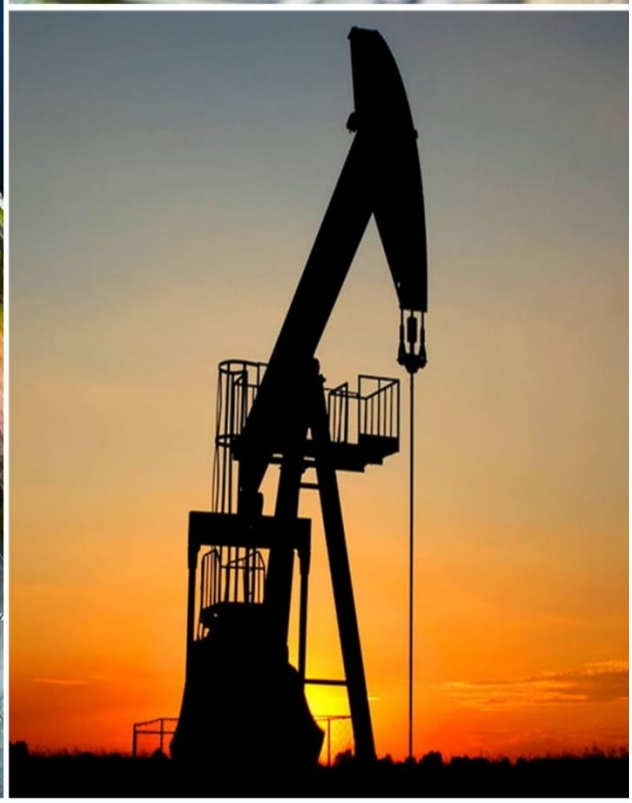
Gráfico 2. 8: Huellas de Carbono de diferentes tecnologías de Generación



Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2011)

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 3

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 3

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

Pronóstico de Demanda

El Plan Indicativo de Generación 2019 – 2033, utilizó el crecimiento de la demanda analizada en el Tomo I: Estudios Básicos 2019, primera parte del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Como resultado de estos análisis, la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 2.19, 3.31 y 3.53% a corto plazo (2019-2022), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto u Optimista, respectivamente.

En el Escenario de Largo Plazo (2023-2033) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 2.41 y 5.36% de crecimiento anual sostenido. Para todo el período de análisis, 2019-2033, los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán anualmente en 2.35, 3.57 y 4.87%.

Las proyecciones para los tres escenarios no presentan representativas variaciones, estas son debido a los objetivos/requisitos de cada escenario de pronóstico de la demanda eléctrica. Cada uno de estos escenarios representan alternativas de desarrollo de la economía, realistas y viables, que en condiciones actuales son difieren en gran medida, a su vez no permiten desarrollar demandas eléctricas muy disparejas entre sí.

Los responsables de la formulación de políticas deben hacer lo posible por contener los riesgos a corto plazo derivados de las vulnerabilidades financieras y la escalada de las controversias comerciales, y al mismo tiempo promover una estrategia de desarrollo a más largo plazo para alcanzar los objetivos económicos, sociales y ambientales.

Los fundamentos de estos análisis en el corto plazo se encuentran en las premisas tomadas para la duración de este escenario en específico, esto abonado a que el Canal ha mantenido su expansión; las operaciones portuarias un poco menos y la Zona Libre de Colón (ZLC) ha repuntado, pero los sectores vinculados a la economía interna están en descenso y eso tiene un impacto en la misma situación económica, todo esto provoca un perfeccionamiento de la plataforma logística de intercambio.

Adicionalmente, se tienen los beneficios de los proyectos estatales

de la modernización de la infraestructura física, económica y social, especialmente del área metropolitana, todos los cuales están intrínsecamente relacionadas con las hipótesis de crecimiento económico, utilizadas en el pronóstico de demanda eléctrica.

Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento anual en el corto plazo (2019-2022) entre 2.83, 3.45 y 4.16%.

Para el largo plazo los pronósticos están entre 2.04, 2.38 y 4.98% para los escenarios pesimista, conservador y optimista. Para toda la extensión del plan de expansión (2019-2033) los resultados previstos se colocan entre 2.25 y 4.76%.

Es conveniente destacar, que las tasas de crecimiento de los pronósticos de generación y potencia, alcanzados en el presente análisis para los tres escenarios alternativos, son significativamente menores con respecto a los estimados presentados en el PESIN del año anterior por dos motivos, uno es el cambio en el modelo de proyección de la demanda y por ultimo debido a la leve tendencia de desaceleración de la economía nacional y por los ajustes que se realizan en el comercio y la economía mundial.

A lo interno de nuestra economía, la disminución de tasas de consumo y potencia de energía con respecto al desempeño estimado para años anteriores, son consecuentes con recientes y más realistas expectativas económicas aplicadas a las proyecciones de demanda, a nivel estatal y privado, en las que se revalúan la prioridad de necesidades y se enfatiza en la administración de los recursos disponibles.

Por lo cual, los plazos de culminación de algunos de los proyectos, fueron prolongados en el tiempo, o fueron postergados al mediano y el largo plazo, mientras otros han vuelto a las etapas de pre-factibilidad, a la espera de mejores condiciones, para el inicio de su ejecución.

Las actuales proyecciones de energía eléctrica en el largo plazo, van de la mano con las expectativas económicas nacionales, en donde los parámetros de crecimiento de la economía, se acercan al potencial de crecimiento de Panamá.

Esperando, que luego de la reducción del impulso reciente de la evolución económica, los periodos subsiguientes se caracterizarán por un proceso económico más ordenado, con tasas de crecimiento del PIB estables, entre 4 a 5.6%, siendo un 6% el crecimiento óptimo para nuestra economía; que se reflejarán en pronósticos de consumo y potencia de energía eléctrica, inferiores al 5%.

“Estos nuevos pronósticos están sintonizados, con las actuales perspectivas del crecimiento económico mundial y de la región latinoamericana, este crecimiento

económico mundial se mantuvo estable en 2018, en un 3,1 % gracias a que la aceleración que se produjo con los cambios en las políticas fiscales en los Estados Unidos de América contrarrestó la disminución del ritmo de crecimiento de otras economías importantes." [1]

"Se prevé que la actividad económica a nivel mundial se expandirá a un ritmo sostenido del 3 % en 2019, pero cada vez hay más indicios de que el crecimiento podría haber alcanzado su punto máximo." [1]

Los principales indicadores señalan un debilitamiento menor del crecimiento económico en muchos países en 2019, en medio de una escalada de las disputas comerciales, riesgos de tensiones financieras y de volatilidad y un trasfondo de tensiones geopolíticas.

Al mismo tiempo, varias economías desarrolladas están enfrentando limitaciones de capacidad, que pueden ser un lastre para el crecimiento a corto plazo.

Si las mayores economías del mundo no hacen un esfuerzo por disminuir las grandes tensiones y se mantienen en la tesitura de imponer aranceles a cada vez más productos, se verán seriamente amenazadas las perspectivas del comercio mundial.

Si bien el crecimiento mundial podría dar una sorpresa favorable en caso de que las diferencias comerciales se resuelvan rápidamente, de modo que la confianza de las empresas repunte y el optimismo de los inversionistas se afirme en mayor medida, los riesgos para las perspectivas continúan inclinándose a la baja.

El impacto en la economía mundial podría ser muy significativo: ralentización de la inversión, aumento de los precios al consumidor y disminución de la confianza de las empresas.

Esto crearía graves perturbaciones en las cadenas de valor mundiales y regionales, en particular para los exportadores de las economías de Asia Oriental, que están profundamente insertas en las cadenas de suministro del comercio entre China y los Estados Unidos.

Un crecimiento más lento en China y/o los Estados Unidos también podría reducir la demanda de productos básicos, lo que afectaría a los exportadores de esos productos de África y América Latina.

[1] Situación y perspectivas de la economía mundial en 2019: Resumen Ejecutivo, Nueva York 2019; UN, Página 3.

Tabla 3. 1:Proyección de la Demanda

Proyección de Demanda 2019 - 2033	Año	Escenario Pesimista				Escenario Moderado				Escenario Optimista			
		Generación		Potencia		Generación		Potencia		Generación		Potencia	
		GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
	2007	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%
	2008	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%
	2009	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%
	2010	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%
	2011	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%
	2012	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%
	2013	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%
	2014	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%
	2015	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%
	2016	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%
	2017	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%
	2018	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%
	2019	10,887.39	0.97%	1,747.08	4.93%	11,063.02	2.60%	1,749.75	5.09%	10,840.41	0.53%	1,739.54	4.48%
	2020	11,160.36	2.51%	1,782.72	2.04%	11,444.01	3.44%	1,802.49	3.01%	11,301.35	4.25%	1,805.24	3.78%
	2021	11,453.16	2.62%	1,821.15	2.16%	11,849.19	3.54%	1,854.70	2.90%	11,814.62	4.54%	1,878.63	4.07%
	2022	11,757.27	2.66%	1,860.99	2.19%	12,280.73	3.64%	1,906.41	2.79%	12,381.70	4.80%	1,959.83	4.32%
	2023	12,068.33	2.65%	1,901.52	2.18%	12,733.60	3.69%	1,957.60	2.69%	12,997.53	4.97%	2,047.92	4.50%
	2024	12,383.68	2.61%	1,942.31	2.15%	13,205.19	3.70%	2,008.29	2.59%	13,660.06	5.10%	2,142.51	4.62%
	2025	12,701.57	2.57%	1,983.09	2.10%	13,694.23	3.70%	2,058.47	2.50%	14,369.08	5.19%	2,243.44	4.71%
	2026	13,021.10	2.52%	2,023.71	2.05%	14,192.24	3.64%	2,108.16	2.41%	15,117.56	5.21%	2,349.54	4.73%
	2027	13,341.55	2.46%	2,064.07	1.99%	14,707.31	3.63%	2,157.35	2.33%	15,915.37	5.28%	2,462.26	4.80%
	2028	13,662.67	2.41%	2,104.11	1.94%	15,239.84	3.62%	2,206.04	2.26%	16,764.99	5.34%	2,581.89	4.86%
	2029	13,984.22	2.35%	2,143.82	1.89%	15,790.41	3.61%	2,254.25	2.19%	17,669.41	5.39%	2,708.77	4.91%
	2030	14,306.16	2.30%	2,183.18	1.84%	16,359.81	3.61%	2,301.98	2.12%	18,632.06	5.45%	2,843.33	4.97%
	2031	14,628.51	2.25%	2,222.20	1.79%	16,972.15	3.74%	2,349.22	2.05%	19,680.07	5.62%	2,989.57	5.14%
	2032	14,951.26	2.21%	2,260.88	1.74%	17,605.18	3.73%	2,395.98	1.99%	20,794.42	5.66%	3,144.46	5.18%
	2033	15,274.46	2.16%	2,324.24	2.80%	18,259.96	3.72%	2,468.85	3.04%	21,979.80	5.70%	3,344.56	6.36%

Referencia: (ETESA, 2019)

En la demanda mostrada en la Tabla 3. 1, no se toma en cuenta la demanda del Proyecto Minera Panamá, el cual cumple el rol de autogenerador.

Por conveniencia del Modelo de Demanda SiProDe, utilizado por ETESA, la demanda de potencia y energía del sistema por Minera Panamá, se modelan como incrementos, a la proyección 2019-2033 resultante del modelo. Esto se considera de esta forma ya que típicamente la demanda de un proceso minero, el factor de carga es del 90% o mayor, ya que son cargas relativamente constantes.

Tabla 3. 2: Demanda de Minera Panamá

MW	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max
2019	19.00	45.625	77.15	97.75	108.75	147.55	178.00	213.55	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2020	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2021	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2022	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2023	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2024	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2025	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2026	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2027	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2028	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2029	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2030	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2031	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2032	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2033	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2034	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2035	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 3. 3: Demanda de Minera Panamá

MWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max
2019	14,136.00	30660	57,399.60	70380	80,910.00	106236	132,432.00	158881.2	171,900.00	177630	171,900.00	177630	1,350,094.80
2020	177,630.00	166170	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,989,780.35
2021	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	112082.4	103,008.42	159972.3	1,939,353.11
2022	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2023	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2024	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2025	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2026	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2027	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2028	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2029	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2030	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2031	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2032	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2033	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2034	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2035	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35

Referencia: (ETESA, 2019)

Pronósticos de Precios de los Combustibles

Según lo predispuesto en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018, para la proyección de los precios de los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica existente y futura, se considera un escenario base de precios medios, altos y bajos, aplicándole respectivamente las tendencias de Referencia, ("Reference"), Alta ("High Price") y Baja ("Low Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA (Energy Information Administration)/DOE (Department of Energy).

Estas proyecciones reflejan los eventos globales del mercado del petróleo hasta finales de 2018, tomando en consideración nuevas tecnologías de exploración, el crecimiento en la producción de crudo no tradicionales, y las intempestivas bajas y subidas de los precios mundiales del petróleo crudo.

Para el **Escenario de Referencia**, a partir del 2018, el crecimiento de la demanda de los no miembros de la OCDE- países fuera de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) – empujara el precio del Brent a 105.16 $/bbl en el año 2040 (en dólares del 2018).

El aumento de los precios del petróleo es compatible con los supuestos del crecimiento de la producción doméstica nacional de petróleo crudo en los Estados Unidos. El **Escenario de Precios Altos** supone una mayor demanda mundial de productos derivados del petróleo, menos inversión en exploración por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), y mayores costos de no-OPEP en exploración y desarrollo.

Todos estos factores contribuyen a un aumento en el precio promedio del mercado spot de crudo Brent a 197.34 $/bbl en 2040, 88% por encima del caso de la referencia.

Lo contrario es cierto para el **Escenario de Precios Bajos**: menor demanda fuera de la OCDE, una mayor inversión exploración por la OPEP, y menores costos de no-OPEP en exploración y desarrollo, hacen que el precio spot del crudo Brent aumenten lentamente a 47.45 $/bbl, o sea un 55% por debajo del precio del **Escenario de Referencia** en el año 2040.

Para el año 2033, término de la proyección de la demanda, se alcanzará en el Largo Plazo un precio de 138.34 $/bbl, en términos nominales una tasa de crecimiento anual sostenida de 3.5%.

En términos constantes, en los escenarios de Referencia, de Altos y Bajos Precios de los hidrocarburos, se alcanzarán para el año 2033, precios reales del año 2018, de 97, 184 y 47 dólares por barril, con tasas anuales de crecimiento de los precios, para el periodo de pronósticos, de 1.2, 3.3 y -1.3%, respectivamente.

Las últimas previsiones EIA, para los precios del petróleo crudo del Mar del Norte, Brent, a corto plazo son en promedio de 74.43 por barril ($/bbl) en el año 2018, 75.06 $/bbl en el año 2019, 77.15 $/bbl en el año 2020, y 80.47 $/bbl en el año 2021, precios muy superiores, respectivamente, a los precios proyectados en las ediciones anteriores del EIA.

El EIA-DOE supone que los precios del West Texas Intermediate (WTI) promediarán los precios al igual que el Brent en los años 2018 y 2019, basado en la hipótesis de que los dos crudos competirán en el mercado de las refinerías de la Costa del Golfo de Estados Unidos, durante el período de pronóstico, con diferenciales de transporte similares, a sus respectivos puntos de fijación de precios a ese mercado.

La reciente concepción del EIA sobre los precios para el crudo de petróleo, refleja una noción futura, de la búsqueda de depósitos, de la producción y precios del crudo y de los combustibles.

Los cambios en el precio del barril de petróleo de septiembre del 2018 recuerdan bastante a la sufrida en el año 2014**,** cuando el precio se despeñó desde los 107 dólares por barril hasta los 43 dólares en un primer impulso.

En este caso, la corrección parece que ha terminado en los 42 dólares donde también frenó en una corrección anterior de grado menor. El precio del barril de petróleo se está recuperando de nuevo después de que el Gobierno de Trump dijera que no renovará las exenciones que permitían a los países comprar crudo iraní sin tener que enfrentarse a las sanciones de Estados Unidos tras el plazo que expiró el pasado 2 de mayo. Irán ha iniciado intensas conversaciones con sus socios en Oriente Medio intentando mitigar las consecuencias de la decisión, amenazando con cerrar el Estrecho de Ormuz, un paso clave para el transporte de petróleo.

Todo ello podría tener un impacto más allá de los mercados petroleros y ya está provocando que algunos hagan apuestas sobre un aumento inminente de la inflación, lo que está manteniendo al alza los precios del petróleo, tanto de la referencia europea Brent como de la americana West Texas. El crudo se ha recuperado alrededor de un 40% este año, cuando la OPEP y sus socios se embarcaron en una misión para reducir la producción y evitar un exceso de producción mundial.

A esta circunstancia se le han sumado las incertidumbres en Venezuela, Nigeria y Libia, que han reducido aún más el suministro. La campaña de Estados Unidos para aislar a Irán, que una vez fue el segundo mayor productor de la OPEP, ha provocado el efecto contrario, es decir, reducción de barriles a un coste más elevado.

Ante esta situación, nos encontramos que la decisión unilateral de Estados Unidos provoca una insuficiencia de suministros que genera la utilización y búsqueda de otras fuentes como son Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Arabia Saudí y México para solventar el problema con el que se pueden encontrar algunas compañías de estas regiones, con el posible déficit energético.

Por lo cual, ETESA, de considerar nuevamente, la variación de los pronósticos de precios de los combustibles utilizados para generación térmica de la electricidad, o en su defecto el precio internacional del crudo, puede recurrir a los pronósticos emitidos por el EIA.

La Secretaría Nacional de Energía propone que para el pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse tres escenarios en el Plan de Expansión de 2019: Alto, Medio y Bajo.

Para proyectar los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomarán como punto de partida los promedios de los precios reales reportados al Centro Nacional de Despacho en el periodo inmediatamente anterior, y se aplicarán las tendencias de referencia (“Reference”), alta (“High Price”) y baja (“Low Price”), respectivamente, de las proyecciones estimadas por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.

Para el cálculo del costo de combustible utilizado en el PESIN2019, se utilizaron como referencia los precios del CND de la semana 16.

Los datos del CND se presentan por semana, y para nuestro cálculo se necesitaron estos datos mensuales, por lo que se realizó un procedimiento para pasarlos de semanas a mes. Luego con los valores mensuales, se calculó un promedio anual para el año 2019 y de esta forma se obtuvo el precio del caso referencia para cada combustible.

Para la proyección del combustible se utilizó la tendencia de crecimiento anual del DOE, en otras palabras, se utilizó sus tasas de incremento anual, a la cual se le aplico el precio referencia promedio calculado para el 2019 del CND.

Por último, una vez se tuvieron las proyecciones anuales obtenidas por la tendencia del DOE con los precios del CND, estas (las proyecciones anuales) se pasaron a mes usando el comportamiento o tendencia mensual obtenido en el primer paso, Se utilizó la misma tendencia mensual del 2019 al 2033).

Tabla 3. 4: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Base

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso)	Gas Natural CH4
	B/. / gal	B/. / gal	B/. / ton	B/. / m3
2019	1.64	2.09	123.10	0.28
2020	1.63	2.05	122.99	0.28
2021	1.88	2.00	129.63	0.31
2022	1.86	1.92	129.86	0.31
2023	1.88	1.88	130.12	0.32
2024	1.94	1.87	128.48	0.33
2025	1.98	1.90	129.38	0.34
2026	2.03	1.94	129.49	0.35
2027	2.11	2.00	130.25	0.36
2028	2.14	2.01	130.67	0.36
2029	2.19	2.06	132.25	0.37
2030	2.20	2.07	133.34	0.37
2031	2.23	2.08	133.27	0.38
2032	2.26	2.10	132.79	0.38
2033	2.28	2.13	133.07	0.39

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Tabla 3. 5: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Altos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso)	Gas Natural CH4
	B/. / gal	B/. / gal	B/. / ton	B/. / m3
2019	1.79	2.28	135.39	0.29
2020	1.94	2.42	138.10	0.31
2021	2.35	2.61	146.00	0.35
2022	2.50	2.70	147.48	0.37
2023	2.61	2.77	144.44	0.38
2024	2.68	2.78	146.21	0.39
2025	2.75	2.84	147.63	0.41
2026	2.86	2.88	149.63	0.43
2027	2.87	2.88	148.72	0.43
2028	2.89	2.88	149.36	0.44
2029	2.95	2.93	150.78	0.45
2030	2.98	2.98	152.73	0.46
2031	3.02	2.99	153.22	0.46
2032	3.04	3.02	153.70	0.47
2033	3.08	3.06	154.31	0.48

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Tabla 3. 6: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Bajos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso)	Gas Natural CH4
	B/. / gal	B/. / gal	B/. / ton	B/. / m3
2019	1.49	1.89	110.78	0.28
2020	1.10	1.51	105.81	0.22
2021	1.35	1.47	112.44	0.26
2022	1.32	1.38	112.39	0.25
2023	1.19	1.31	111.55	0.24
2024	1.09	1.23	110.55	0.23
2025	1.08	1.24	110.57	0.23
2026	1.08	1.22	109.06	0.23
2027	1.10	1.23	109.21	0.23
2028	1.14	1.24	109.74	0.24
2029	1.09	1.24	108.82	0.23
2030	1.12	1.24	109.96	0.24
2031	1.13	1.23	109.57	0.24
2032	1.14	1.24	109.67	0.24
2033	1.14	1.25	109.46	0.24

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Tabla 3. 7: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso)	Gas Natural CH4
	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU
2019	10.72	15.09	5.13	7.73
2020	10.63	14.79	5.12	7.72
2021	12.29	14.47	5.40	8.56
2022	12.15	13.86	5.41	8.48
2023	12.32	13.55	5.42	8.66
2024	12.67	13.49	5.35	8.96
2025	12.93	13.73	5.39	9.25
2026	13.30	14.01	5.40	9.49
2027	13.78	14.44	5.43	9.76
2028	13.97	14.51	5.44	9.92
2029	14.32	14.86	5.51	10.12
2030	14.40	14.95	5.56	10.18
2031	14.56	15.00	5.55	10.26
2032	14.75	15.19	5.53	10.45
2033	14.89	15.41	5.54	10.56

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Tabla 3. 8: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso)	Gas Natural CH4
	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU
2019	11.69	16.49	5.64	7.93
2020	12.68	17.47	5.75	8.46
2021	15.38	18.81	6.08	9.67
2022	16.32	19.48	6.14	10.07
2023	17.05	19.97	6.02	10.45
2024	17.50	20.06	6.09	10.78
2025	17.99	20.51	6.15	11.19
2026	18.72	20.83	6.23	11.67
2027	18.74	20.79	6.20	11.81
2028	18.92	20.79	6.22	11.96
2029	19.26	21.19	6.28	12.21
2030	19.50	21.52	6.36	12.42
2031	19.73	21.58	6.38	12.65
2032	19.90	21.82	6.40	12.81
2033	20.16	22.06	6.43	13.02

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Tabla 3. 9: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Bajos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso)	Gas Natural CH4
	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU
2019	9.75	13.68	4.62	7.54
2020	7.19	10.91	4.41	6.04
2021	8.83	10.58	4.69	6.99
2022	8.66	9.97	4.68	6.90
2023	7.80	9.43	4.65	6.45
2024	7.13	8.91	4.61	6.16
2025	7.08	8.92	4.61	6.22
2026	7.05	8.81	4.54	6.25
2027	7.18	8.86	4.55	6.33
2028	7.42	8.97	4.57	6.49
2029	7.15	8.93	4.53	6.36
2030	7.35	8.96	4.58	6.49
2031	7.36	8.85	4.57	6.53
2032	7.43	8.95	4.57	6.63
2033	7.46	9.01	4.56	6.66

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

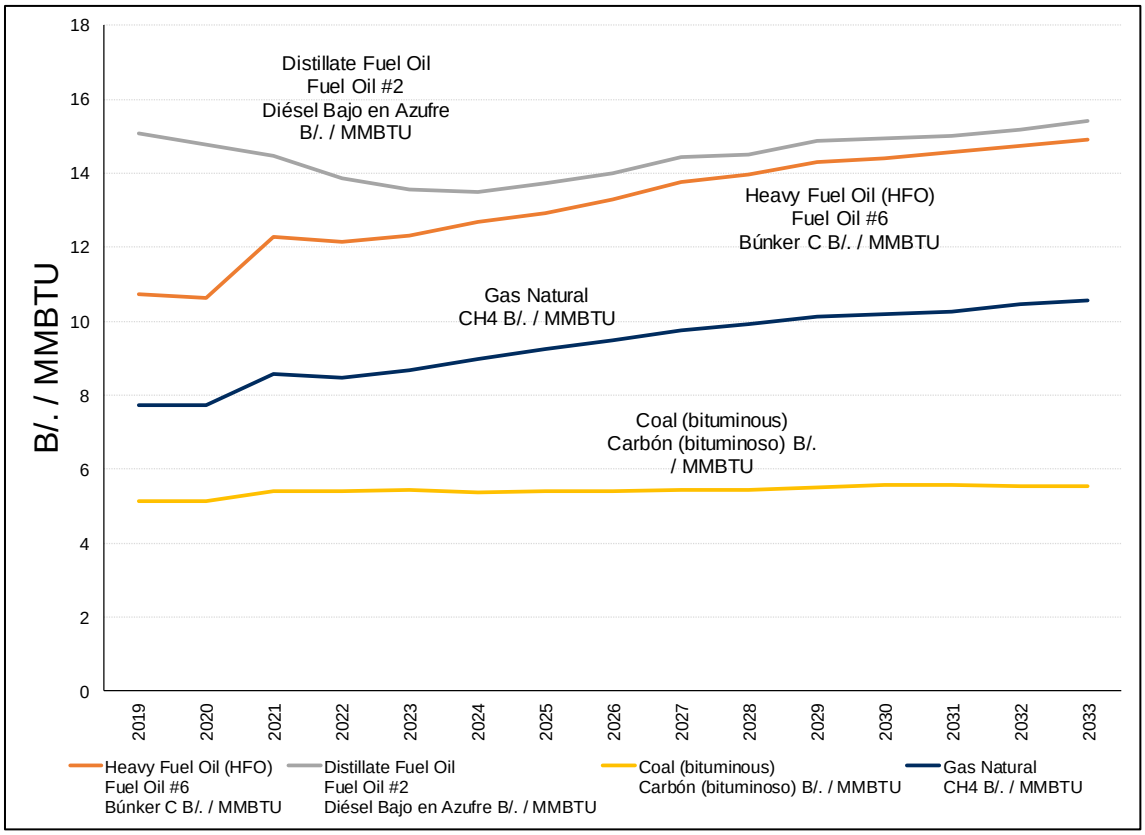
Tabla 3. 10: Poder Calorífico de los Combustibles

Combustibles	Unidad	MJ	kWh	BTU	kcal
Heavy Fuel Oil (HFO)	Barril	6,779.43	1,883.46	6,426,000.00	1,619,352.00
Fuel Oil #6	gal	161.42	44.84	153,000.00	38,556.00
Búnker C	ltr	42.59	11.83	40,369.39	10,173.09
Distillate Fuel Oil	Barril	6,136.94	1,704.96	5,817,000.00	1,465,884.00
Fuel Oil #2	gal	146.12	40.59	138,500.00	34,902.00
Diésel Bajo en Azufre	ltr	41.87	11.63	39,684.81	10,000.57
Coal (bituminous)	Ton	25,320.00	7,034.40	24,000,000.00	6,048,000.00
Carbón (bituminoso)	lb	12.63	3.51	11,970.07	3,016.46
Gas Natural	m^3	38,665.75	10,742.12	36,650,000.00	9,235,800.00
CH_4	ft^3	1,095.50	304.35	1,038,390.71	261,674.46

Referencia: (U.S. Department of Energy - U.S. Energy Information Administration)

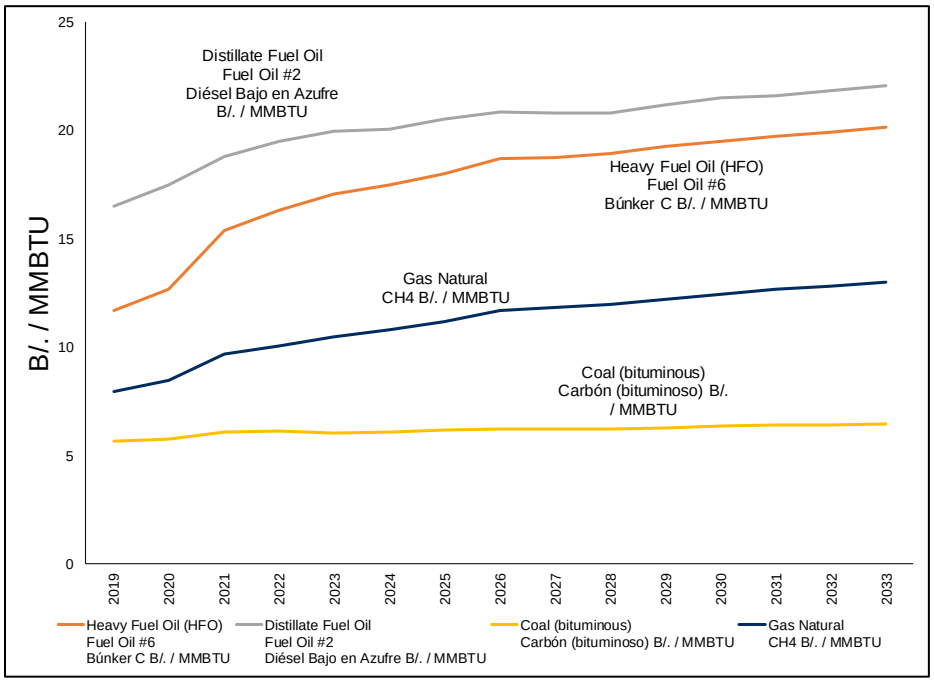
En el Gráfico 3. 1, Gráfico 3. 2 y Gráfico 3. 3 muestra la comparación de los combustibles utilizados en este estudio.

Gráfico 3. 1: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base



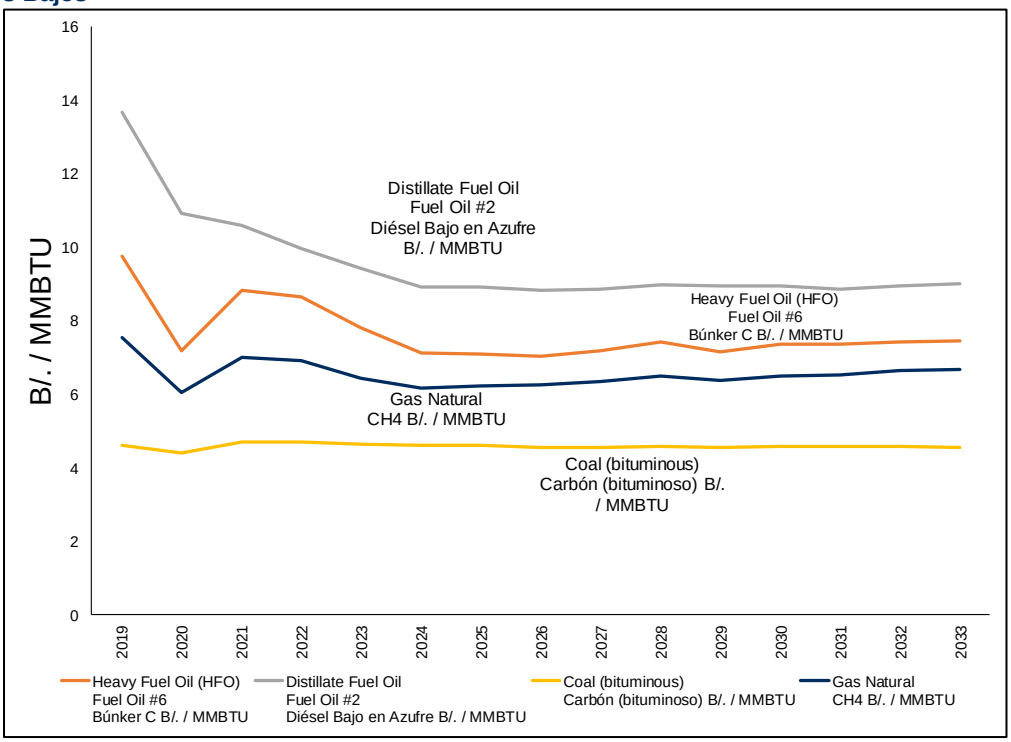
Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Gráfico 3. 2: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos



Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Gráfico 3. 3: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Bajos



Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Criterios y Parámetros

El presente estudio parte de la base de la definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, determinados por La Secretaría Nacional de Energía, los cuales establecen los lineamientos para el diseño del Plan de Expansión de Generación para el Sistema Interconectado Nacional, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad; y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Criterio de Mínimo Costo

El Plan de Expansión de Generación debe garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia a un costo mínimo, traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo [2]. Tomando en cuenta el costo de inversión, operación y mantenimiento, además de cualquier otro costo que se genere en el proceso de generación, tales como el costo de la generación de gases de efecto invernadero.

Criterio de Confiabilidad

Energía:

- Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y
- No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas.

Potencia:

- El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP. Para el Plan Indicativo de Generación 2019-2033 se utilizará un valor porcentual de reserva por confiabilidad de 16.6%.[3]

[2] De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997

[3] Costo de La Energía No Suministrada para la Aplicación en la planificación de la Transmisión aprobado mediante Resolución AN No. 12831-Elec del 16 de octubre de 2018.

Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 4,130$/MWh [4], que corresponde al CENS (Costo de Energía No Suministrada), publicado por la Autoridad de los Servicios Públicos.

Parámetros Técnicos y Económicos

Se establece un horizonte de planificación de 15 años, utilizando costos de mercado para la inversión y una tasa anual de descuento de 12.0%.

[4] Valor calculado por CND en cumplimiento a la Resolución AN No. 7796-ELEC del 04 de septiembre de 2014.

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 4

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 4
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de Mayo de 2019, es de 3682.33 MW, presentando en comparación la demanda máxima de 1907 MW (no incluye autoconsumo de ACP) para el día 02 de Mayo de 2019. Se puede observar en la Tabla 4. 1

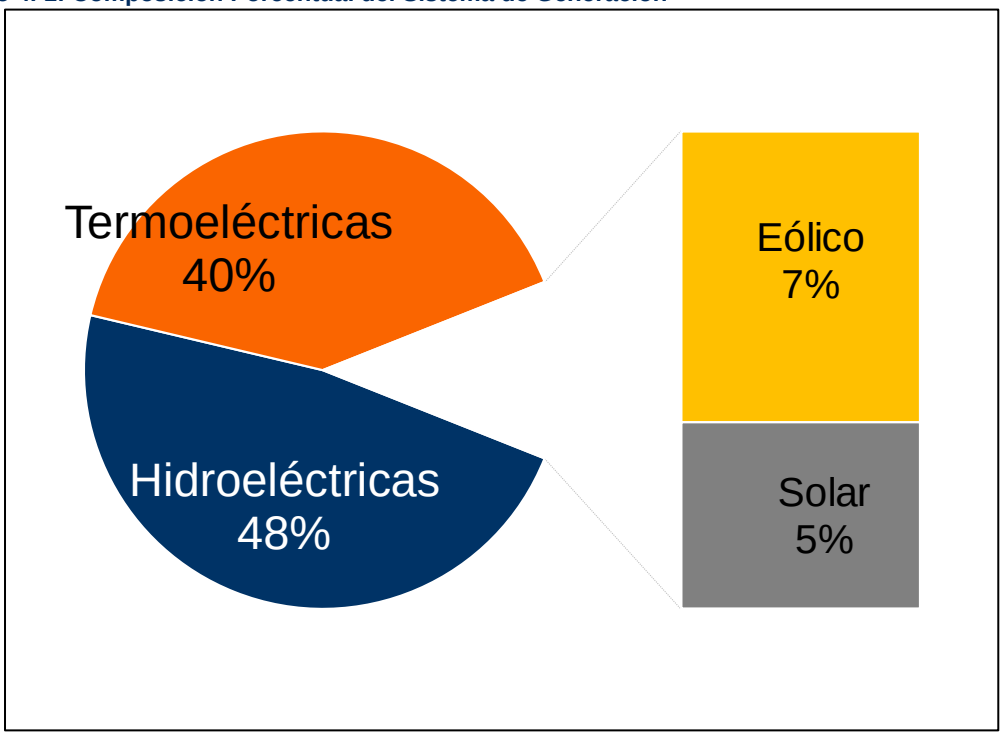
Tabla 4. 1: Matriz Energética a Mayo de 2019

Recurso	Tecnologia	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)
Hidroeléctricas	Hidroeléctrica de Pasada	1195.69	633.49
	Hidroeléctrica de Embalse	560.00	449.61
Termoeléctricas	Motor de Media Velocidad	586.09	477.05
	Motor de Baja Velocidad	81.61	69.86
	Turbina de Gas	499.93	450.22
	Turbina de Vapor	315.22	192.20
Eólico	Aerogeneradores de Eje Horizontal	270.00	0.00
Solar	Solar Fotovoltaica	173.78	0.00
	Total	**3682.33**	**2272.44**

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

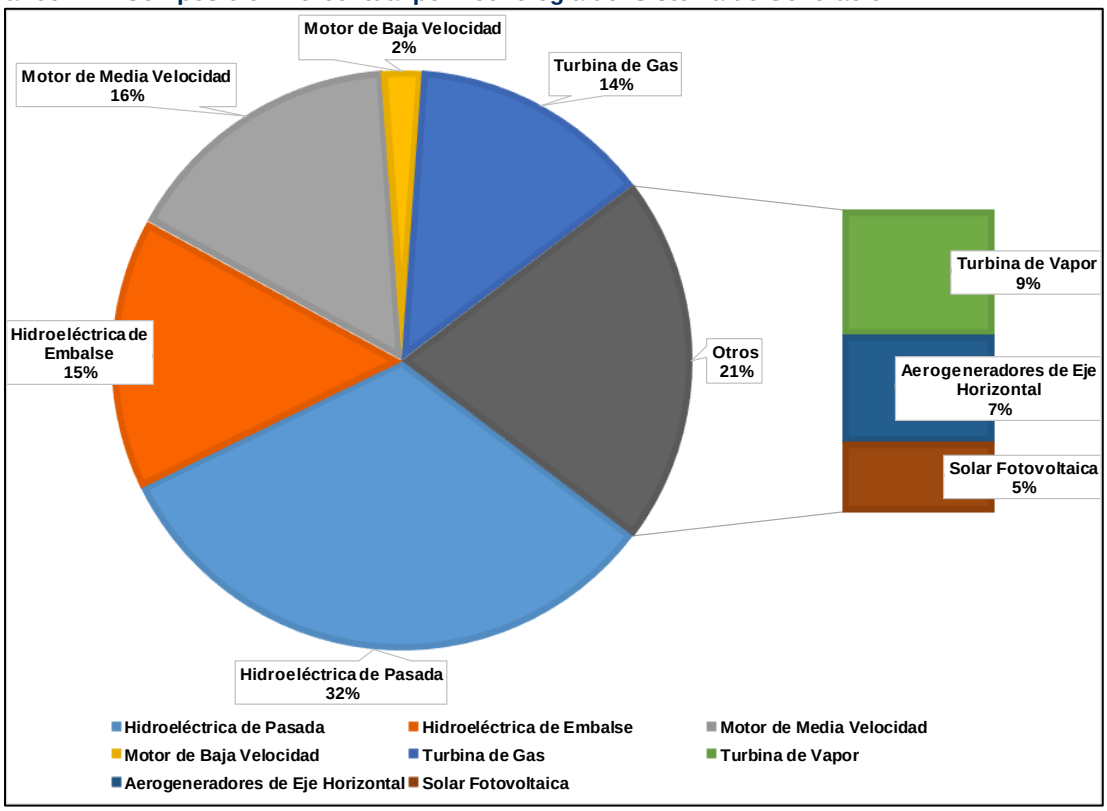
El sistema presenta una instalación de 1755.69 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas, 1482.85 MW a centrales termoeléctricas y 270.00 MW a parques eólicos y 173.78 MW solares fotovoltaicas. La distribución porcentual del plantel de generación equivale al 47.68% de capacidad instalada de origen hidroeléctrico, el 40.27% corresponde al sector termoeléctrico, 7.33% al eólico y 4.72% al sector solar. Las cifras mencionadas, no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), pequeñas centrales y los sistemas aislados.

Gráfico 4. 1: Composición Porcentual del Sistema de Generación



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Gráfico 4. 2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

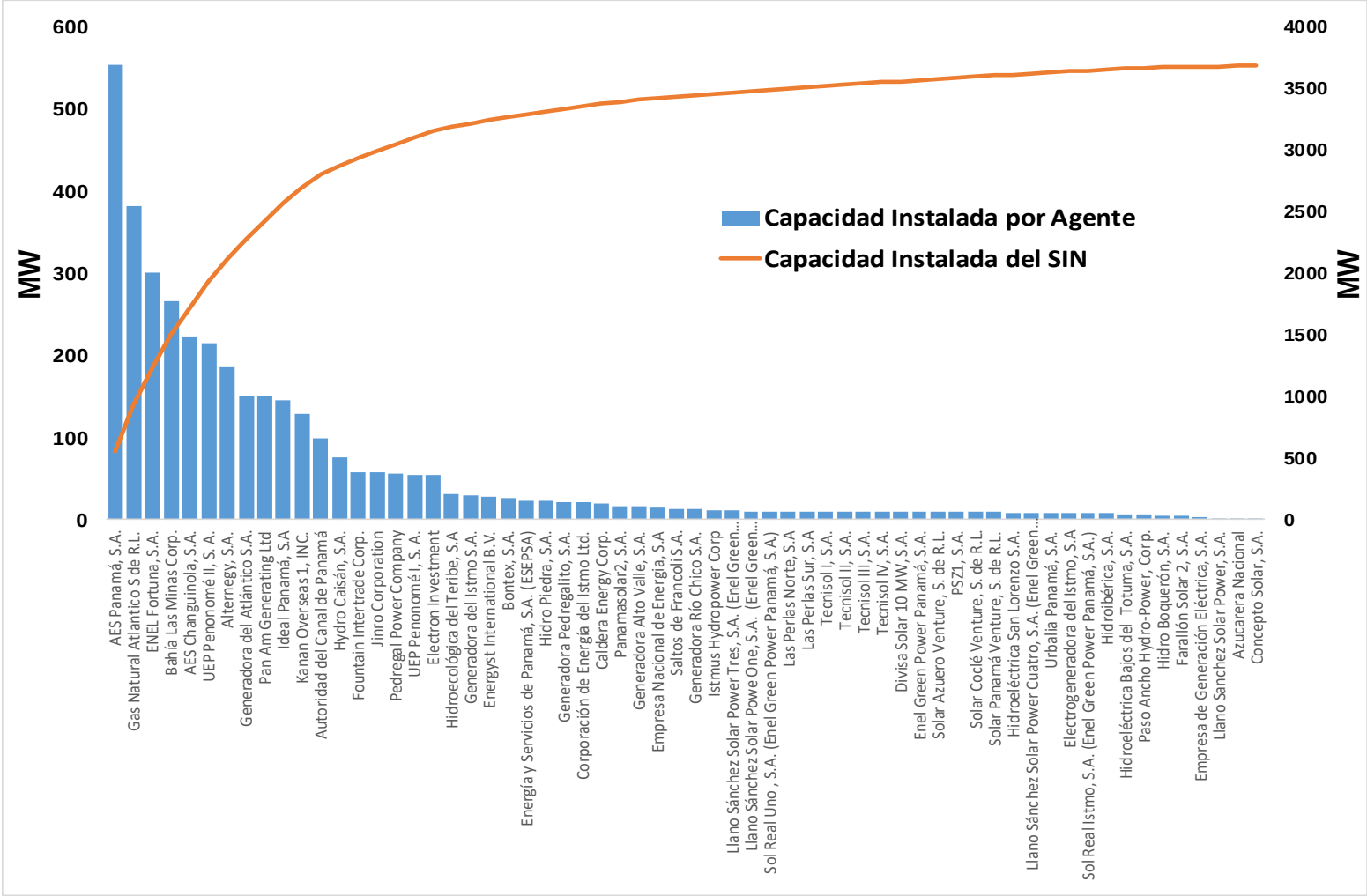
En la Tabla 4. 2 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

Tabla 4. 2: Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a Mayo de 2019

Agente Generador	Capacidad Instalada (MW)	Participación %
AES Changuinola, S.A.	222.17	6.03
AES Panamá, S.A.	553.96	15.04
Alternegy, S.A.	187.38	5.09
Autoridad del Canal de Panamá	99.61	2.71
Azucarera Nacional	0.96	0.03
Bahía Las Minas Corp.	266.15	7.23
Bontex, S.A.	25.60	0.70
Caldera Energy Corp.	19.75	0.54
Concepto Solar, S.A.	0.96	0.03
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	20.44	0.56
Divisa Solar 10 MW, S.A.	9.90	0.27
Electrogeneradora del Istmo, S.A	8.12	0.22
Electron Investment	53.75	1.46
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	2.40	0.07
Empresa Nacional de Energia, S.A	13.87	0.38
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	8.15
Enel Green Power Panamá, S.A.	9.87	0.27
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	23.59	0.64
Energyst International B.V.	27.00	0.73
Farallón Solar 2, S.A.	4.80	0.13
Fountain Intertrade Corp.	57.90	1.57
Gas Natural Atlantico S de R.L.	381.00	10.35
Generadora Alto Valle, S.A.	15.50	0.42
Generadora del Atlántico S.A.	150.00	4.07
Generadora del Istmo S.A.	28.68	0.78
Generadora Pedregalito, S.A.	21.00	0.57
Generadora Río Chico S.A.	13.49	0.37
Hidro Boquerón, S.A.	5.25	0.14
Hidro Piedra, S.A.	22.70	0.62
Hidroecológica del Teribe, S.A	31.31	0.85
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	6.33	0.17
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.70	0.24
Hidroibérica, S.A.	7.19	0.20
Hydro Caisán, S.A.	75.00	2.04
Ideal Panamá, S.A	145.03	3.94
Istmus Hydropower Corp	11.00	0.30
Jinro Corporation	57.83	1.57
Kanan Overseas 1, INC.	129.36	3.51
Las Perlas Norte, S.A	10.00	0.27
Las Perlas Sur, S.A	10.00	0.27
Llano Sánchez Solar Powe One, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	10.26	0.28
Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	8.22	0.22
Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	10.78	0.29
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	2.00	0.05
Pan Am Generating Ltd	149.40	4.06
Panamasolar2, S.A.	16.00	0.43
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	6.16	0.17
Pedregal Power Company	55.34	1.50
PSZ1, S.A.	9.26	0.25
Saltos de Francoli S.A.	13.70	0.37
Sol Real Istmo, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	7.92	0.22
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	10.07	0.27
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	9.52	0.26
Solar Coclé Venture, S. de R.L.	8.99	0.24
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	8.99	0.24
Tecnisol I, S.A.	10.00	0.27
Tecnisol II, S.A.	10.00	0.27
Tecnisol III, S.A.	10.00	0.27
Tecnisol IV, S.A.	10.00	0.27
UEP Penonomé I, S. A.	55.00	1.49
UEP Penonomé II, S. A.	215.00	5.84
Urbalia Panamá, S.A.	8.15	0.22
Total	**3682.33**	**100**

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Gráfico 4. 3: Capacidad Instalada por Agente a Mayo de 2019



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Generación Hidroeléctrica

En la actualidad el sistema cuenta con la instalación de 47 centrales hidroeléctricas repartidas en 29 agentes del mercado. La empresa cuya mayor instalación tiene es AES Panamá que cuenta con 553.96 MW equivalentes al 15.04% de la instalación total del país. Además de esto, cuentan con los derechos de comercialización de la Central Changuinola 1 (222.17 MW).

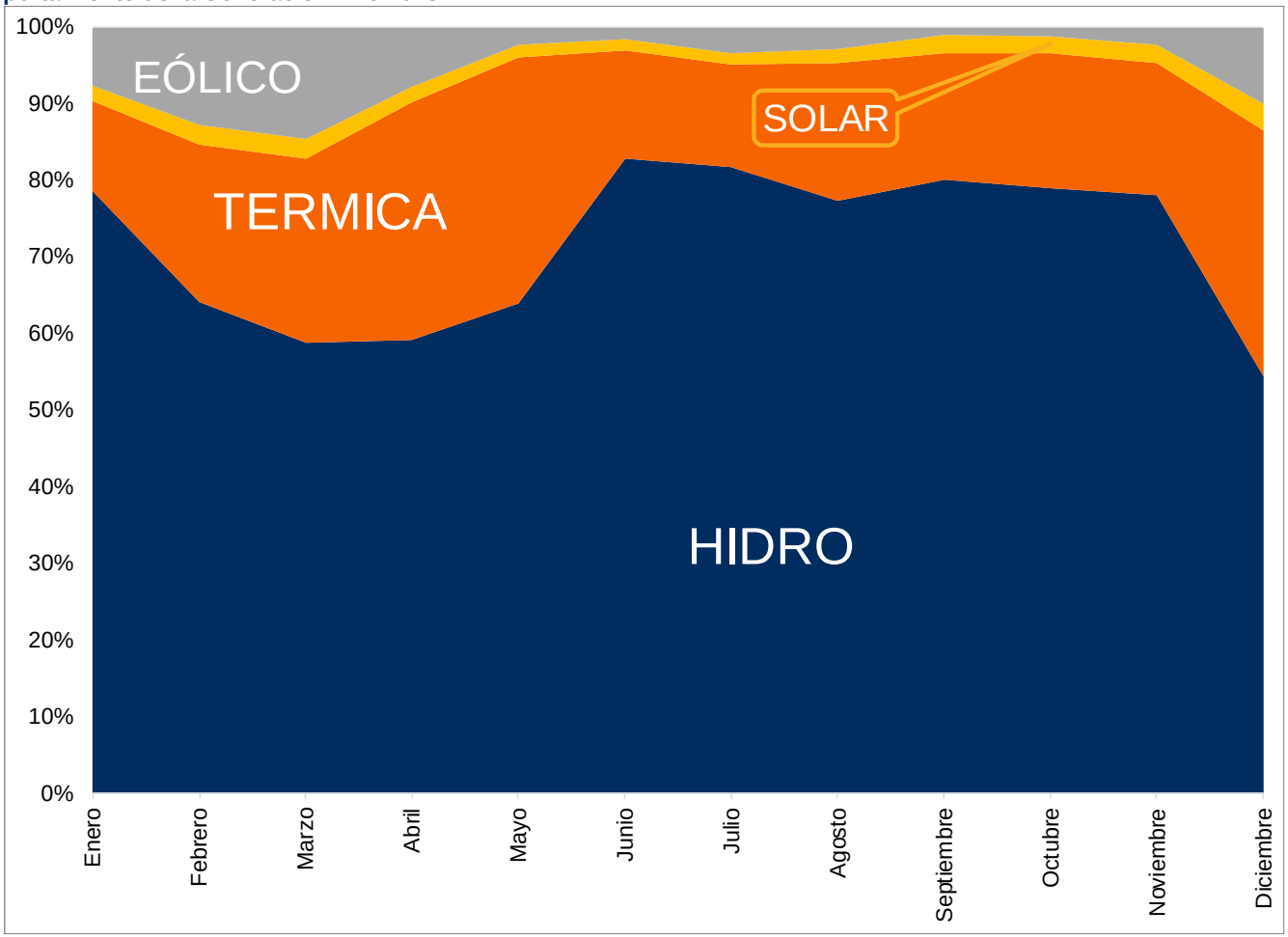
Cabe destacar que, en su mayoría, las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región occidental de la República. En total la provincia de Chiriquí cuenta en la actualidad con 1200.55 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá con 260 MW, Bocas del Toro con 243.71 MW, Veraguas con 27.67 MW y Coclé con 6.71 MW.

La central hidroeléctrica cuya área de embalse es la más grande del país, Fortuna, se encuentra hacia el lado este de la provincia de Panamá, con un total de 350 kilómetros cuadrados.

La Central Hidroeléctrica Bayano, la cual está ubicada aproximadamente a 80 kilómetros al este de la ciudad de Panamá y aprovecha las aguas fluyentes del Río Bayano, con una instalación de 260 MW genera en promedio 577 GWh anuales. Para el año 2018, la generación alcanzó los 778.10 GWh.

Según cifras del Centro Nacional de Despacho (CND), la energía proveniente de centrales hidroeléctricas para el año 2018 en promedio, cubrió el 71.6% de la demanda, teniendo en el mes de Junio el máximo aporte del año con 82.8% y Diciembre con el mínimo con un 54.3% El aporte total fue de 7633.016 GWh.

Gráfico 4. 4: Comportamiento de la Generación Año 2018



Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2018).

La Tabla 4. 3 muestra el sistema de generación hidroeléctrica existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales hidroeléctricas y centrales hidroeléctricas autogeneradoras, las cuales se muestran en la Tabla 4. 8.

Tabla 4. 3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Media (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	Hidroeléctrica de Pasada	2	212.40	212.40	212.40	165.67	971.00
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	1	9.77	9.70	9.70	9.66	75.60
AES Panamá, S.A.	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	3	260.00	260.00	260.00	160.12	577.00
AES Panamá, S.A.	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	2	47.20	46.00	45.52	16.13	249.00
AES Panamá, S.A.	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	2	54.76	54.00	49.90	17.63	304.00
AES Panamá, S.A.	Esti	Hidroeléctrica de Pasada	2	120.00	120.00	120.00	112.67	620.00
Alternegy, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	2	37.60	33.84	33.82	30.62	168.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	2	62.78	60.89	60.51	50.09	273.15
Bontex, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica de Pasada	2	25.60	25.47	21.62	23.04	126.55
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	2	19.75	19.75	19.75	3.92	101.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	2	19.47	18.62	18.62	3.17	47.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.97	0.79	0.40	nd	8.78
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.12	7.80	7.80	1.56	38.62
Electron Investment	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	3	53.75	53.72	44.77	32.38	273.30
Empresa Nacional de Energia, S.A	Bugaba I	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.14	5.14	4.50	0.51	20.01
Empresa Nacional de Energia, S.A.	Bugaba 2	Hidroeléctrica de Pasada	3	6.33	6.33	5.42	1.36	28.96
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	3	300.00	300.00	296.00	289.49	1600.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	Hidroeléctrica de Pasada	2	9.86	9.86	9.86	2.41	48.25
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	3	3.13	3.12	3.12	1.10	16.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	3	8.20	7.20	6.60	3.00	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2	2.40	2.40	1.45	0.80	11.10
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.90	27.60	26.68	8.66	127.48
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.90	27.68	27.40	8.66	127.48
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	1	2.10	2.05	2.05	2.10	18.40
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	2	15.50	15.44	15.44	3.06	60.70
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	Hidroeléctrica de Pasada	2	26.80	26.77	20.09	11.57	116.08
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1	1.88	1.83	1.37	nd	15.00
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	Hidroeléctrica de Pasada	2	21.00	19.90	19.90	2.04	94.40
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica de Pasada	2	13.49	12.52	12.52	0.38	55.15
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.25	5.25	5.25	0.90	20.20
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	2	14.30	12.00	11.69	3.37	64.00
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.40	8.23	8.03	1.31	40.30
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	Hidroeléctrica de Pasada	3	31.31	30.00	30.00	22.22	156.00
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	Hidroeléctrica de Pasada	1	6.33	6.30	5.20	2.42	33.10
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.70	8.26	6.57	1.33	40.48
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	3	6.71	6.71	6.17	1.50	32.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	3	75.00	72.84	52.38	22.14	291.16
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	2	56.80	56.80	54.36	20.07	263.90
Ideal Panamá, S.A	Baitún	Hidroeléctrica de Pasada	2	85.90	85.90	35.30	31.09	406.40
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.60	0.60	0.59	nd	nd
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	1.73	1.70	1.70	nd	nd
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	2	11.00	10.00	9.99	2.49	65.00
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	10.00	9.01	2.46	65.70
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	10.00	9.99	2.46	65.70
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	2	6.16	6.10	6.07	3.08	37.00
Saltos de Francoli S.A.	Los Planetas I	Hidroeléctrica de Pasada	3	4.82	4.20	3.74	1.10	24.65
Saltos de Francoli S.A.	Los Planetas 2	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.89	7.38	7.38	3.35	45.00
		Totales		**1755.69**	**1733.09**	**1620.63**	**1083.10**	**7855.46**

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Generación Termoeléctrica

La matriz energética hasta mayo del 2019 es complementada con plantas termoeléctricas que brindan energía estable y seguridad al suministro eléctrico del país, con un aporte de 20% de la generación de energía eléctrica en el año 2018.

El 77.1% de la capacidad instalada de generación termoeléctrica está ubicada en la provincia de Colón y el 22.9% faltante se ubica en las provincias de Panamá y Panamá Oeste.

En abril de 2018 se incorporó al Sistema de Generación Panameño el Proyecto Costa Norte, con una capacidad instalada de 381MW, añadiendo la participación del componente de generación con gas natural en lugar de otros combustibles fósiles.

En la Tabla 4. 4 se muestran las principales características de las plantas termoeléctricas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas. Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 4. 8.

En relación con el plantel de generación termoeléctrica presentada en el Plan Indicativo de Generación 2018-2032, se retiraron las centrales El Giral, El Giral II con 50.16 MW de capacidad instalada, Miraflores G2, Miraflores G8 y los Motores de Media Velocidad de Cerro Azul MT PM1360 con una capacidad instalada retirada de estas (3) ultimas de 32.72 MW.

De acuerdo con la nota BLM-CME-005-2019, la empresa Bahía Las Minas Corp. contempla para el 31 de diciembre de 2019 el retiro de las unidades BLM G8, J. Brown G5 y G6, turbinas de gas que operaban con Diésel. En la Tabla 4. 5 se observa el programa del retiro del sistema plantas termoeléctricas de manera más detallada.

Tabla 4. 4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Media (MW)	Potencia Firme (MW)
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	72.00	71.20	60.88	63.27
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	87.00	83.50	74.04	61.16
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.81	38.95	38.77	35.53
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.81	38.95	37.45	34.32
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	18.00	17.55	14.79	13.55
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	32.42	26.95	21.75
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	32.42	29.25	23.61
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34.00	33.40	32.84	26.50
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	15.11	6.88
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	26.96	12.27
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	30.65	13.95
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	56.14	38.18	22.06	10.04
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT XQC1600	Motor de Media Velocidad	15	Diesel (No. 2 fuel oil)	27.00	26.52	21.28	25.38
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TG 1	Turbina de Gas Aeroderivada	1	Gas Natural	77.31	77.31	77.31	77.31
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TG 3	Turbina de Gas Aeroderivada	1	Gas Natural	77.31	77.31	77.31	77.31
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TG 4	Turbina de Gas Aeroderivada	1	Gas Natural	77.31	77.31	77.31	77.31
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TV	Turbina de Vapor	1	Vapor	149.07	149.07	149.07	149.07
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	48.30	48.30	46.02
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	48.30	47.84	45.58
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	47.90	43.32	41.28
Jinro Corporation	Jinro Power	Motor de Media Velocidad	34	Bunker C (No. 6 fuel oil)	57.83	54.88	53.97	52.97
Kanan Overseas 1, INC.	Barcaza La Esperanza	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	129.36	129.36	129.36	88.50
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	6	Bunker C (No. 6 fuel oil)	99.60	96.00	94.07	88.87
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	49.80	48.00	45.73	43.20
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55.34	53.52	35.54	50.41
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	Motor de Media Velocidad	3	Gas Metano (Lixiviado de residuos sólidos urbanos)	8.15	3.75	3.75	3.29
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Powe	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	153.00**	137.00**	137.00**	0.00
		Totales			**1482.85**	**1434.11**	**1313.91**	**1189.33**

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Tabla 4. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas

	Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Retiro
1	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34.00	31 de Diciembre de 2018
2	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	31 de Diciembre de 2018
3	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	31 de Diciembre de 2018
				Totales		**100.00**	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019)

Generación Renovable

De manera tradicional, en Panamá la mayor parte de la de energía eléctrica se genera a partir de las centrales hidroeléctricas y de las centrales termoeléctricas. Esto debido a la necesidad de mantener un sistema estable y brindar confiabilidad en el suministro eléctrico.

En los últimos años, la matriz energética de Panamá se ha diversificado con la implementación de tecnologías renovables no convencionales como lo es la energía solar y la energía eólica gracias a la disminución notable de los precios de estas tecnologías.

Esto es parte de las políticas asumidas como país en respuesta del crecimiento de la demanda, la descarbonización y el cambio climático que puede observarse en los aumentos de temperatura y en sequías más extensas.

Como primer paso, a finales del año 2013 la empresa UEP Penonomé I, S.A., instala la primera planta de generación eólica en Panamá, específicamente en la provincia de Coclé, con un total de 55 MW.

UEP Penonomé II, S.A., compañía subsidiaria de Interenergy Holding, con una inversión de 430 millones de dólares, inauguró en abril de 2016 en la provincia de Penonomé el Parque Eólico Penonomé (Laudato Si), nombre inspirado en la encíclica del papa Francisco) de 215 MW, el más grande de Centroamérica y el Caribe, con 86 aerogeneradores. En la Tabla 4. 6 se muestran los parques eólicos existentes.

De igual forma, el desarrollo de la generación proveniente de energía solar ha recibido un auge considerable durante los últimos años en el sector eléctrico de Panamá, con Plantas Fotovoltaicas como Pocrí de 16MW, y las plantas propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A. (Estrella Solar, Milton Solar, Sol de David). En la

Tabla 4. 7 se muestran las plantas solares existentes en el plantel de generación.

Tabla 4. 6: Sistema de Generación Eólica Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres	Aerogeneradores de Eje Horizontal	22.00	55.00	135.00
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa I	Aerogeneradores de Eje Horizontal	21.00	52.50	147.75
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	Aerogeneradores de Eje Horizontal	7.00	17.50	47.25
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas	Aerogeneradores de Eje Horizontal	13.00	32.50	87.75
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	25.00	62.50	168.75
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	20.00	50.00	135.00
			Σ	270	721.50

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Tabla 4. 7: Sistema de Generación Solar Fotovoltaica Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Sarigua	Solar Fotovoltaica	2	2.40	2.40	4.35
Enel Green Power Panamá, S.A.	Fotovoltaica Chiriquí	Solar Fotovoltaica	7	9.87	9.80	19.17
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	Solar Fotovoltaica	8	9.90	8.16	16.30
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix	Solar Fotovoltaica	1	2.00	2.00	3.26
Hidroibérica, S.A.	El Fraile Solar	Solar Fotovoltaica	1	0.48	0.48	0.83
Azucarera Nacional	Cocle Solar	Solar Fotovoltaica	1	0.96	0.96	1.63
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	1	4.80	1.92	1.63
Empresa Nacional de Energia, S.A	Central Fotovoltaica Bugaba	Solar Fotovoltaica	1	2.40	2.40	3.41
Solar Coclé Venture, S. de R.L.	Miraflores Coclé	Solar Fotovoltaica	1	8.99	8.75	20.15
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	Miraflores Los Ángeles	Solar Fotovoltaica	1	9.52	9.31	17.82
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	Miraflores París	Solar Fotovoltaica	1	8.99	8.75	18.67
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Generadora Solar Caldera	Solar Fotovoltaica	1	5.28	5.28	7.81
Sol Real Istmo, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Sol de David	Solar Fotovoltaica	1	7.92	7.92	12.20
Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Vista Alegre	Solar Fotovoltaica	1	8.22	8.22	13.29
Llano Sánchez Solar Powe One, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Milton Solar	Solar Fotovoltaica	1	10.26	10.26	16.62
Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Sol Real	Solar Fotovoltaica	1	10.78	10.78	17.43
PSZ1, S.A.	El Espinal	Solar Fotovoltaica	1	9.26	8.48	15.02
Panamasolar2, S.A.	Pocrí	Solar Fotovoltaica	1	16.00	15.93	32.96
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	Solar Fotovoltaica	1	4.79	4.79	7.74
Tecnisol I, S.A.	IKAKO	Solar Fotovoltaica	1	10.00	10.00	14.44
Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	Solar Fotovoltaica	1	10.00	10.00	14.44
Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	Solar Fotovoltaica	1	10.00	10.00	14.44
Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	Solar Fotovoltaica	1	10.00	10.00	14.44
Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	Solar Fotovoltaica	1	0.96	0.96	1.66
	Totales			**173.78**	**167.55**	**289.70**

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, existen plantas fotovoltaicas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 4. 8.

Pequeñas Centrales y Autogeneradores

Un Autogenerador es la persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a otros Agentes del Mercado. Existen pequeñas centrales generadoras de capacidades menores que están conectadas a la red de distribución o que mantienen un contrato con las mismas. Estas se muestran a continuación en la Tabla 4. 8.

Tabla 4. 8: Pequeñas Centrales y Autogeneradores

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)
Arkapal, S.A.	Arkapal	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.68
Café de Eleta, S.A.	Candela G1	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.54
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	2	0.73
Empresas Melo, S.A.	Rio Indio	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.34
Empresas Melo, S.A.	El Sol	Motor de Media Velocidad	1	0.4
Empresas Melo, S.A.	La Mesa Fase 1	Solar Fotovoltaica	1	1
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	Solar Fotovoltaica	1	0.1
Hidro Panamá, S.A	Antón 1	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.5
Hidro Panamá, S.A	Antón 2	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.5
Hidro Panamá, S.A	Antón 3	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.5
		Totales		**8.29**

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Autoridad del Canal de Panamá

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) como el autogenerador más grande del Sistema Interconectado Nacional, cuenta con una capacidad instalada de 213.012 MW, de estos 60MW corresponden a centrales hidroeléctricas con un 28.17% de aporte y 153.012 MW a centrales termoeléctricas con un 71.83% del 100% de la capacidad instalada. En comparación con el año pasado; se retiró de servicio la unidad 2 de Miraflores de 10 MW de acuerdo a la nota EAE-2018-105 del 13 de julio de 2018. El objetivo principal de la ACP es mantener el funcionamiento constante del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia. Se observa de manera más detallada en la Tabla 4. 9.

Tabla 4. 9: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá

Nombre	Unidad	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Efectiva (MW)	Capacidad Instalada (MW)
Miraflores	5	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	17.73	18
Miraflores	6	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	17.23	17.8
Miraflores	7	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	17.23	17.8
Miraflores	8	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	17.23	17.8
Miraflores	9	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.34	39.336
Miraflores	11	Turbo Compound System	Bunker C (No. 6 fuel oil)		1.47
Miraflores	10	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.34	39.336
Miraflores	12	Turbo Compound System	Bunker C (No. 6 fuel oil)		1.47
Gatún	1	Hidroeléctrica	Agua	3	3
Gatún	2	Hidroeléctrica	Agua	3	3
Gatún	3	Hidroeléctrica	Agua	3	3
Gatún	4	Hidroeléctrica	Agua	5	5
Gatún	5	Hidroeléctrica	Agua	5	5
Gatún	6	Hidroeléctrica	Agua	5	5
Madden	1	Hidroeléctrica	Agua	12	12
Madden	2	Hidroeléctrica	Agua	12	12
Madden	3	Hidroeléctrica	Agua	12	12
			Total		**213.012**

	Totales	**%**
Hidroeléctrica	**60**	**28.17**
Termoeléctrica	**153.01**	**71.83**

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019)

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 5

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 5
POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA

El potencial de las energías renovables en Panamá es abundante y diverso, e incluye recursos tales como energía hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, marina y biomasa.

Las políticas energéticas implementadas durante los últimos años, tienen como objetivo principal diversificar en el corto y mediano plazo la matriz energética vigente, de modo que el país esté debidamente preparado ante cambios en el ámbito nacional (sequias muy prolongadas) o cambios que puedan ocurrir en el plano internacional (alza en los precios de los combustibles fósiles).

Al diversificar la matriz energética se busca lograr garantizar el suministro de electricidad en el país, sin tener que forzar a tomar medidas de ahorro para evitar apagones, como sucedió en años anteriores.

Frente a estos aspectos, se ha planteado desde algunos sectores que las fuentes renovables pueden considerarse como la solución al abastecimiento energético. Pero es necesario medir el impacto de estas nuevas fuentes renovables y valorar los costos que implica la utilización de cada una de estas en el sistema.

Potencial Energético

Potencial Eólico

La Secretaría Nacional de Energía de Panamá, ha tomado la iniciativa de propiciar e incentivar la inversión basada en energía eólica mediando la Ley 44 del 5 de abril del 2011, por la cual se establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con un potencial eólico en desarrollo de más 970 MW, siendo la provincia de Coclé dominante en este aspecto con el 49% del potencial eólico identificado; en segundo lugar, está la provincia de Veraguas con el 46.9%; el restante 4.1% corresponde al potencial ubicado en la provincia de Colón. En la actualidad se cuenta con 12 proyectos identificados de los cuales se han otorgado 6 licencias para la construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 5. 1).

Tabla 5. 1: Licencias Definitivas para Generación Eólica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
1	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré	Coclé	110.00	Diseño Final - I Fase 66 MW
2	Parque Eólico Toabré, S.A.	Antón	Coclé	105.00	Diseño Final
3	Helium Energy Panamá, S.A.	Viento Sur	Veraguas	150.00	Diseño Final
4	Helium Energy Panamá, S.A.	Escudero	Veraguas	116.00	Diseño Final
5	UEP Penonomé III, S.A.	Portobelo Etapa 2	Coclé	17.25	Diseño Final
6	UEP Penonomé III, S.A.	Nuevo Chagres Etapa 2	Coclé	52.50	Diseño Final
		Totales		**550.75**	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

De igual manera se tienen 6 trámites de licencias para la explotación de la energía eólica. Un total de 8 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 5. 2)

Tabla 5. 2: Licencias Provisionales para Generación Eólica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW
1	Hidroibérica S.A.	Caimitillo	Coclé	0.68
2	Eolica Energy, S.A.	La Vikinga I	Veraguas	81.00
3	Suburbia Panamá	La Vikinga II	Veraguas	108.00
4	Innovent Central América, S.A.	Las Honduras	Coclé	134.00
5	Innovent Central América, S.A.	Altiplano	Coclé	56.40
6	Clean Green Energy, S.A.	Viento Norte	Colón	40.00
		Totales		**420.08**

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

A finales del año 2018, los aportes de energía eólica proporcionados por el Parque Nuevo Chagres I, propiedad de la empresa UEP Penonomé 1, S.A., que cuenta con 55 MW fueron de 94.18 GWh.

De igual forma, la empresa UEP Penonomé II, S.A. con su parque de generación Penonomé (Laudato Si) genero un aporte total a diciembre de 2018 de 493.69 GWh, siendo este mes en el cual se reportó los mayores aportes.

No obstante que el potencial utilizable es muy atractivo, la discontinuidad característica del viento, imposibilita extender su contribución al sistema sin adicionar respaldos significativos en el sistema.

Países con mayor experiencia en estas fuentes recomiendan desarrollar en forma escalonada la penetración eólica, para controlar y compensar los efectos secundarios que provoca en el sistema.

Potencial Solar

Ambas tecnologías, la fotovoltaica y la de concentración solar, han evolucionado rápidamente en los últimos años. Sin embargo, la tecnología fotovoltaica, única desarrollada hasta el momento en Panamá, ha experimentado un gran desarrollo y ha bajado significativamente su costo de fabricación.

Esta situación, aunada con el aumento general del costo de las otras tecnologías y sus crecientes complicaciones socio ambientales, hacen que la generación fotovoltaica sea competitiva con las tecnologías convencionales.

De igual forma que las fuentes eólicas en Panamá, ha incentivado la explotación de parques solares mediante la aprobación de leyes y normas que rigen este tipo de tecnología. Según datos de la ASEP, el país cuenta con un potencial fotovoltaico en desarrollo de 500MW, de igual forma la provincia de Coclé lidera en el potencial fotovoltaico identificado, 43.33% con respecto al potencial nacional en desarrollo.

En la actualidad se cuenta con 26 proyectos identificados, de los cuales se han otorgado 15 licencias para la construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 5. 3)

Tabla 5. 3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
1	Llano Sánchez Solar Power, S.A.	Don Félix (fase II)	Coclé	7.99	(Fase I construida 2 MW, Fase II Pendiente de inicio de Construcción)
2	Green Electric, S.A.	La Mata	Veraguas	10.00	Diseño Fase I (2MW) Fase II (3MW) Fase 3 (5MW)
3	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	Coclé	9.95	Diseño Final
4	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar	Coclé	9.90	Construcción
5	Avanzalia Panamá, S.A.	Penonomé	Coclé	120.00	Construcción
6	Jagüito Solar 10 MW	Jagüito Solar	Coclé	9.99	Diseño Final
7	Solpac Investment, S.A.	Pacora II	Panamá	3.00	Construcción
8	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Coclé	9.00	Construcción Fase 5 (0.96 MW)
9	Bajo Frío PV, S.A.	Bajo Frío	Panamá	5.07	Diseño Final
10	Daconan Star Solar, S.A.	Daconan Solar	Veraguas	0.24	Construcción
11	Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 1	Veraguas	4.98	Diseño Final
12	Generadora de Energía Renovable, S.A.	La Victoria	Herrera	9.97	Diseño Final
13	Photovoltaics Investment, Corp.	Ecosolar	Chiriquí	10.00	Diseño Final
14	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar 20 MW	Chiriquí	19.99	Diseño Final
15	Celsolar, S.A.	Prudencia	Chiriquí	9.69	Diseño Final
		Totales		**239.77**	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

De igual manera se tienen 11 Licencias Provisionales para la explotación de la energía fotovoltaica. Un total de 26 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 5. 4)

Tabla 5. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW
1	Fotovoltaica Sajalices, S.A.	Camarones	Panamá Oeste	100.00
2	Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 2	Veraguas	9.90
3	Luz Energy International Corp.	Agua Fría	Coclé	10.00
4	Energy Green Corporation, S.A	Las Lajas	Coclé	30.00
5	AES Panamá S.R.L	Estí Solar	Chiriquí	9.90
6	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	Chiriquí	25.90
7	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Baco Solar	Chiriquí	25.90
8	Solar Green, S.A.	El Coco	Coclé	10.00
9	Electricidad Solar S.A.	Mendoza Solar	Panamá Oeste	3.00
10	AES Panamá S.R.L	Pesé Solar	Herrera	15.96
11	Generación Solar de Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	Chiriquí	20.00
		Totales		**260.56**

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

La totalidad de los proyectos con licencias provisionales suman 260.56 MW, siendo la provincia de Panamá Oeste la que cuenta con el mayor potencial de energía solar, con 2 proyectos identificados sumando 103 MW.

En mayo de 2015 inició pruebas la central Fotovoltaica San Juan (Chiriquí) con 10 MW, propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A., que aportó al Sistema Interconectado 9 GWh a diciembre de 2015. Por otro lado, la planta fotovoltaica Divisa Solar de la misma capacidad, propiedad de Divisa Solar 10 MW, S.A. inició sus pruebas en agosto de 2015 y al cierre de 2015 entregó al sistema 4.8 GWh.

Potencial Hidroeléctrico

Siendo una tecnología con tantos años de desarrollo, no se vislumbran en el futuro grandes cambios tecnológicos que permitan explotar de manera sostenible proyectos que no se pueden desarrollar hoy en día.

Si a esto se le suma la creciente oposición de parte de grupos comunitarios, pueblos originarios y campesinos, hace que las complicaciones socio ambientales a nuevos desarrollos hidroeléctricos limite significativamente las opciones realizables.

Sin duda el potencial hidroeléctrico es el mayor recurso con que cuenta el país. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con 20 concesiones otorgadas (Ver Tabla 5. 5) y 14 en trámite (Ver Tabla 5. 6), de los cuales suman 442.01 MW y 102.99 MW, respectivamente. Además, se tienen 1755.69 MW instalados.

Tabla 5. 5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW	Estatus
1	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Barriles	Chiriquí	1.00	Diseño Final
2	Empresa de GeneraciónEléctrica, S.A.	Changuinola II	Changuinola	Bocas del Toro	223.88	Diseño Final
3	Hidro Burica, S.A.	Burica	Chiriquí Viejo	Chiriquí	63.00	En Construcción
4	Café de Eleta, S.A.	Candela 2	Candela	Chiriquí	0.60	Diseño Final
5	Natural Power and Resources, S.A.	Cañazas	Cañazas, Afluente del Río San Pablo	Veraguas	5.94	Diseño Final
6	Navitas International , S.A.	Chuspa	Piedra, Chuspa y Quebrada Sin Nombre	Chiriquí	10.00	En Construcción
7	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Colorado	Chiriquí	5.14	Diseño Final
8	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Cotito	Chiriquí	2.00	Diseño Final
9	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	Los Valles	Chiriquí	10.00	En Construcción
10	Darrin Bussiness, S.A.	India vieja	Los Valles	Chiriquí	2.00	En Construcción
11	Hidronorth Corp.	La Huaca	Chico y Quebrada da LaSoñadora	Veraguas	4.97	En Construcción
12	Hidroeléctrica LosEstrechos,S.A.	Los Estrechos	Cobre	Veraguas	9.50	Diseño Final
13	Aht,S.A.	Los Trancos	Quebrada Los Trancos, Afluente del Río Santa María	Veraguas	0.80	Diseño Final
14	Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua.	Grande	Coclé	6.50	Diseño Final
15	Electron Investment, S.A.	Pando	Chiriquí Viejo	Chiriquí	32.60	En Construcción
16	Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.9	Río Piedra	Río Piedras	Colón	9.00	Adecuación del EsIA
17	Hidroecológica San Andrés , S.A.,	San Andrés II	Gariché	Chiriquí	9.90	Diseño Final
18	Corporación de Energía dellstmo Ltda.S.A.	San Bartolo	San Pablo	Veraguas	15.08	Construcción Suspendida
19	Panama HydroelectricalDevelopment Co. S.A.	Santa María 82	Santa María	Veraguas	25.60	Diseño Final
20	Hidroeléctrica Tizingal, S.A.	Terra 4- Tizingal	Chiriquí Viejo	Chiriquí	4.50	Diseño Final
			Totales		**442.01**	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

Tabla 5. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW
1	Argenta Resources, S.A.	Caña Blanca	Gualaca y Quebrada Los Ángeles	Chiriquí	7.85
2	Aguas Puras de Mantial S.A.	Agua Clara	Río San Juan	Veraguas	2.44
3	Mifta 52, Inc.	Cerro Gordo	Santa María	Veraguas	39.10
4	Genesis Hydro Power, S.A.	Cerro Grande	Caldera	Chiriquí	4.00
5	Porto Power Inc., S.A.	Chiriquí	Chiriquí	Chiriquí	7.92
6	Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	Río Grande.	Coclé	2.95
7	Empresa Nacional de Energía, S.A.	El Recodo	Fonseca	Chiriquí	9.94
8	Hidro Garché, S.A.	Gariché	Gariché	Chiriquí	6.47
9	Hidroeléctrica Santo Domingo, S.A.	Gariché 2 - 3	Gariché	Chiriquí	9.60
10	AHB, S.A.	Guayabito	Guayabito	Veraguas	0.90
11	Empresa Nacional de Energía, S.A.	La Herradura	Escarrea	Chiriquí	2.50
12	Fuerza Hidráulica del Caribe S.A.	Potrerrillos	Segundo Brazo y Tercer Brazo del Río Cochea	Chiriquí	4.17
13	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	Río Piedra	Chiriquí	4.15
14	Hidrogeneraciones Terra, S.A.	Terra 5	Chiriquí Viejo	Chiriquí	1.00
			Totales		**102.99**

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

Para el Plan de Expansión del Sistema de Generación, se deben considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y promuevan el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

La última re-evaluación realizada por ETESA, indica el potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo.

En cuanto a la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos, podemos indicar que el listado o catálogo de estudios hidroeléctricos cuenta con un potencial hídrico disponible inventariado aproximadamente de 2000 MW. En el Anexo 9 se puede ver la topología de estos proyectos.

Potencial Termoeléctrico

Turba

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito importante de turba de buena calidad y potencial (Juncia-hierba-helecho-pastos, especies del tipo sagitaria y otras, bosque pantanoso, ninfeácea sagitaria, rizóforo, en transición), cerca de Changuinola, provincia de Bocas del Toro en el noroeste de la República de Panamá.

El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km2 con un espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y composición, se estimó la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118.0 millones de toneladas métricas (con un contenido de humedad de 35%). Esta cantidad de turba es considerable, comparada con niveles mundiales.

Es suficiente para abastecer de combustible a una planta de energía de 30 MW por un período de más de 30 años. En la Tabla 5. 7 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material.

Tabla 5. 7: Resultados de los Ensayos de la Turba

Características	
Contenido de fibra	26% de fibra, 58% hémico, 16% sáprico (región central)
Carbón fijo	34% (promedio del peso seco)
Materia volátil	62% (promedio del peso seco)
Ceniza	4% (promedio del peso seco)
Materia orgánica	96% (promedio del peso seco)
Humedad	85% a 95% (variación aproximada)
Valor calorífico	10,000 Btu/lb(promedio en seco) / 8,824 a 11,310 Btu/lb variación
PH	3.5 a 4.8 (variación aproximada)
Densidad del Total	0.1g/cm^3 (aprox.)
Contenido de madera	Despreciable
Absorbencia	De 1400% a 2400% (aprox.)
Temperatura de fusión de la Ceniza	2270 ºF T en condiciones reductoras
	2310 ºF T en condiciones de oxidación
	2640 ºF fluido condiciones reductoras
	2670 ºF condiciones de oxidación

Referencia: (IRHE, 1985).

Combustibles Fósiles

Panamá tiene la gran desventaja de no contar con combustibles fósiles. Debido a esto, se tiene una alta dependencia de la volatilidad y variaciones drásticas de los precios de los combustibles.

Esta situación ha impulsado a los estamentos del sector energético a promover políticas para incentivar la explotación del potencial renovable con que cuenta el país, sin embargo, por cuestiones de seguridad del sistema siempre es necesario mantener plantas termoeléctricas que brindan el respaldo a este tipo de fuentes.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se tienen 2 licencias definitivas para Generación Termoeléctrica y 1 licencia provisionales para Generación Termoeléctrica.

Tabla 5. 8: Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Tipos de Combustible	Estatus
1	Panamá NG Power, S.A.	Telfers	Colón	670.00	Gas Natural, Diesel	Diseño Final
2	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co.	Gas to Power Panamá (GTPP)	Colón	441.00	Gas Natural, Diesel	Construcción
		Totales		**1111.00**		

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

Tabla 5. 9: Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Tipos de Combustible
1	Energyst Rental Solutions Corp.	El Sánchez	Coclé	99.27	Diesel Liviano, Gas Natural
		Totales		**99.27**	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

Sistema de Generación Futura

Proyectos Eólicos

Aunque Panamá apenas ha empezado a incursionar en el área de las energías renovables, avanza apresuradamente, lo que se evidencia en el interés mostrado por parte de inversionistas, que ha venido en aumento en cuanto al desarrollo de la energía eólica.

En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de proyectos eólicos, alcanzando una capacidad adicional de generación de 960 MW, proyectos que se optimizarán de acuerdo a la metodología para la obtención de un Plan de Expansión de mínimo costo. A continuación, en la Tabla 5. 10 se muestran las principales características de estos proyectos.

Tabla 5. 10: Proyectos Eólicos Considerados

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	69.00	203.30	131.74	1610.14	25.00
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00	143.28	38.25	2305.88	20.00
	Eólico Zona Coclé 01	22.00	76.74	38.25	2305.88	20.00
	Eólico Zona Coclé 02	105.00	294.34	38.25	2305.88	20.00
	Eólico Zona Coclé 03	74.00	207.44	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Panamá 01	32.00	89.70	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Panamá 02	136.00	381.24	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Veraguas 01	104.40	257.19	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Chiriquí 01	19.80	63.77	38.25	2244.00	25.00
	Eólico Zona Veraguas 02	111.60	168.62	70.00	2020.00	25.00
	Eólico Zona Veraguas 03	115.20	235.20	70.00	1850.00	25.00
	Eólico Zona Coclé 04	80.00	309.00	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Chiriquí 02	25.00	48.73	14.58	2000.00	20.00
	Eólico Zona Veraguas 04	108.00	387.89	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Coclé 05	22.00	76.74	38.25	1428.00	25.00
	Totales	**960.00**	**2478.55**			

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos eólicos existentes y futuros en Panamá.

Referencia: (ETESA).

Proyectos Fotovoltaicos

Los inversionistas han mostrado su interés creciente en este tipo de tecnología debido a los cambios realizados a las reglas del mercado eléctrico, y al hecho que el costo de fabricación ha bajado significativamente en los últimos años, hecho que se observa en la gran cantidad de proyectos con licencia definitiva o provisional otorgada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de proyectos fotovoltaicos, con una posible expansión de 877.06 MW adicionales de energía proveniente de fuente solar. En la Tabla 5. 11 se presenta un listado de estos proyectos considerados.

Tabla 5. 11: Proyectos Solares Considerados

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00	3.33	10.71	1402.50	30.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00	5.00	10.71	1402.50	30.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00	8.34	10.71	1402.50	30.00
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	16.30	30.00	1840.00	30.00
	Solar Zona Herrera 01	8.00	13.38	11.20	800.00	30.00
	Solar Zona Coclé 02	40.00	64.00	11.20	1000.00	30.00
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99	13.04	30.00	1840.00	30.00
	Solar Zona Coclé 04	9.00	15.27	252.50	1515.00	25.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	13.19	10.71	1402.50	30.00
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90	19.33	17.60	1262.63	25.00
	Solar Zona Panamá Oeste 01	10.00	17.20	10.71	1402.50	30.00
Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00	17.00	8.00	1390.00	30.00
	Solar Zona Chiriquí 02	30.00	52.36	10.71	1402.50	30.00
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95	15.50	64.86	534.67	40.00
	Solar Zona Chiriquí 03	10.00	17.67	10.71	1402.50	30.00
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	5.00	16.25	1125.00	25.00
	Solar Zona Panamá 02	4.00	6.60	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 09	5.00	8.40	11.20	770.00	30.00
	Solar Zona Coclé 10	10.00	20.21	19.40	1252.40	25.00
	Solar Zona Chiriquí 08	19.89	41.86	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 09	19.89	41.86	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 10	19.89	41.86	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 11	19.89	38.86	10.71	1402.50	30.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	123.33	80.00	3000.00	40.00
	Solar Zona Chiriquí 12	10.00	17.00	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Panamá 03	10.00	16.60	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 12	9.99	16.21	11.20	800.00	30.00
	Solar Zona Coclé 13	9.90	18.51	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 13	19.80	37.02	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 14	9.90	22.19	30.00	2000.00	30.00
	Solar Zona Chiriquí 15	19.80	40.91	10.71	1402.50	30.00
SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80	44.39	30.00	2000.00	30.00
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99	32.10	60.00	1820.00	30.00
	Solar Zona Coclé 14	10.00	22.95	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 15	10.00	22.95	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 16	20.00	45.90	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 17	9.95	21.90	18.18	1534.55	25.00
	Solar Zona Panamá Oeste 02	20.00	35.00	20.20	1515.00	25.00
	Solar Zona Coclé 19	9.95	21.90	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 20	9.96	15.17	18.18	1535.20	25.00
	Solar Zona Coclé 21	9.95	21.90	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 22	9.95	21.90	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 23	5.00	8.19	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 24	10.00	20.21	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 25	30.00	66.63	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 21	17.30	30.30	10.71	1402.50	30.00
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58	17.09	11.00	950.00	25.00
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	41.80	78.00	1820.00	30.00
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90	41.80	78.00	1820.00	30.00
	Solar Zona Chiriquí 20	71.00	114.95	10.71	1402.50	30.00
Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00	16.95	10.71	1402.50	30.00
Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95	N/D	10.71	1402.50	30.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	123.33	80.00	3000.00	40.00
	Solar Zona Panamá Oeste 03	20.00	31.30	60.00	1820.00	30.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16	13.19	10.71	1402.50	30.00
	Totales	**877.06**	**1619.10**			

Referencia: (ETESA).

Turba

Al no existir al presente, ningún proyecto vigente con la disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto y basado en los criterios establecidos por la SNE a través de la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018, se omite la inserción de este recurso como fuente de generación eléctrica a considerarse en este estudio.

Otros Proyectos de Generación

Proyectos de generación comercial y tecnológicamente maduros como la nuclear, solar por concentración solar y geotérmica han sido implementados en diferentes partes del mundo; sin embargo, debido al alto costo de inversión asociado a la tecnología, riesgos al ambiente y/o bajo potencial de explotación del recurso, dichas tecnologías no son muy llamativas para ser introducidas en el país.

Otros proyectos de generación eléctrica tales como la solar espacial, eólica en altamar, con ejes verticales, con turbinas de viento flotantes, y marina se encuentran en fase experimental y, si bien han pasado las pruebas con resultados muy prometedores, no son viables a nivel comercial. Por consiguiente, transcurrirán varios años antes de que tales tecnologías lleguen a incursionar el mercado eléctrico panameño.

Proyectos Hidroeléctricos

Para la modelación de los proyectos hidroeléctricos candidatos, se toman en cuenta diferentes factores que determinan la inclusión o no en el Plan de Expansión de Generación, basado en el nivel de estudio de reconocimiento, pre-factibilidad, factibilidad, contratación y construcción de los mismos.

Aun cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta ya que no tenían la conducencia de aguas de la ANAM, o porque los promotores no entregaron la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

La Tabla 5. 12 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización en el Plan Indicativo de Generación 2019.

Tabla 5. 12: Proyectos Hidroeléctricos Considerados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	Hidroeléctrica de Pasada	7.78	7.78	0.78	26.80	126.25	3894.60	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Embalse	214.76	210.94	180.89	1008.00	24.48	3838.00	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Pasada	13.70	12.95	12.95	112.00	24.48	3838.00	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	Hidroeléctrica de Pasada	19.44	19.44	6.64	68.00	59.30	3460.19	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	1.00	1.00	8.00	59.30	3434.00	50.00
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	Hidroeléctrica de Pasada	9.89	9.57	2.54	34.06	1370.00	8388.92	50.00
Electron Investment	Pando	Hidroeléctrica de Pasada	37.00	33.30	25.13	170.80	60.00	4133.60	50.00
Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	Hidroeléctrica de Pasada	5.48	5.20	1.03	20.70	160.00	3354.12	50.00
Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	Hidroeléctrica de Pasada	10.01	10.00	3.25	49.89	121.20	3583.77	50.00
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Hidroeléctrica de Pasada	6.45	6.45	1.94	33.34	75.75	3319.39	50.00
Hidro Burica, S.A.	Burica	Hidroeléctrica de Pasada	65.30	63.00	22.31	280.96	2700.00	3108.88	50.00
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	Hidroeléctrica de Pasada	7.61	7.61	2.25	35.33	141.40	4427.54	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	1.00	0.13	3.73	70.00	3196.66	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Hidroeléctrica de Pasada	5.14	4.74	1.94	30.39	55.25	1776.31	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Hidroeléctrica de Pasada	5.00	5.00	4.00	21.50	55.25	2761.92	50.00
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Hidroeléctrica de Pasada	9.00	9.00	2.70	20.00	55.55	3321.78	50.00
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	Hidroeléctrica de Pasada	4.64	4.64	2.55	33.30	80.00	3876.80	50.00
Hidronorth Corp.	La Huaca	Hidroeléctrica de Pasada	11.62	11.62	0.17	44.40	65.65	3650.60	50.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	Hidroeléctrica de Pasada	1.17	1.11	n/d	9.70	12.80	1668.38	50.00
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	1.28	57.94	31.56	2121.00	50.00
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Hidroeléctrica de Pasada	8.80	8.80	2.30	46.23	75.75	3098.86	50.00
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	Hidroeléctrica de Pasada	28.35	28.35	8.51	91.97	25.25	3740.74	50.00
		Totales	**483.14**	**471.503**	**284.28**	**2207.042**			

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos Hidroeléctricos existentes y futuros en Panamá.

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Proyectos Termoeléctricos

El catálogo de plantas generadoras termoeléctricas, consideradas para su inclusión en el Plan de Expansión, contempla las centrales más eficientes y atractivas económicamente en el mercado actual, además a los proyectos termoeléctricos en desarrollo con licencia vigente de explotación otorgada por la ASEP, o con contratos de suministro recientemente acordados con las distribuidoras.

La Tabla 5. 13 y Tabla 5. 14 presentan las características generales de los proyectos termoeléctricos candidatos contemplados en este estudio.

Proyectos de Almacenamiento

Proyectos de almacenamiento de energía eléctrica como los descritos en el capítulo 2 no son considerados en el sistema de Panamá, puesto que su desarrollo en la región no ha alcanzado un nivel de maduración adecuado para que sea una tecnología atractiva al mercado.

Para que se considere una nueva tecnología se debe procurar que resulte adecuada técnica y económicamente para prestar un servicio concreto en relación con la cobertura de la demanda eléctrica. Todas las tecnologías son necesarias, ya que se complementan para suministrar de la forma más adecuada posible (en términos de coste y seguridad de suministro) la energía que demandan los consumidores en cada momento.

No obstante, estas tecnologías por encontrase en las primeras etapas de desarrollo presentan costos elevados de inversión que los hacen poco competitivos en el mercado eléctrico panameño.

Tabla 5. 13: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Identificados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible		Costo Variable O&M (B/. / MWh-Año)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
Consoricio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	26	46.80	44.33	68.60	gal/MWh	96.88	46.57	747.86	30.00
Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	Ciclo Combinado	Gas Natural	6	458.10	424.70	6.81	gal/MWh	3.80	17.00	1058.72	40.00
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	1	153.00**	137.00**	9.53	gal/MWh	0.00	5.63*	2333.34*	30.00
Tropitermica, S.A.	Tropitermica	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	3	5.10	5.10	66.50	gal/MWh	15.07	46.57	2946.02	25.00
Panamá NG Power, S.A	Telfers	Ciclo Combinado	Gas Natural	3	670.00	656.16	6.21	gal/MWh	2.77	18.79	1205.97	25.00
Los valores de consumo especifico esta basados en el LCV (Lower Calorific Value)												
*** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN**					**1180.00**							

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Tabla 5. 14: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Genéricos

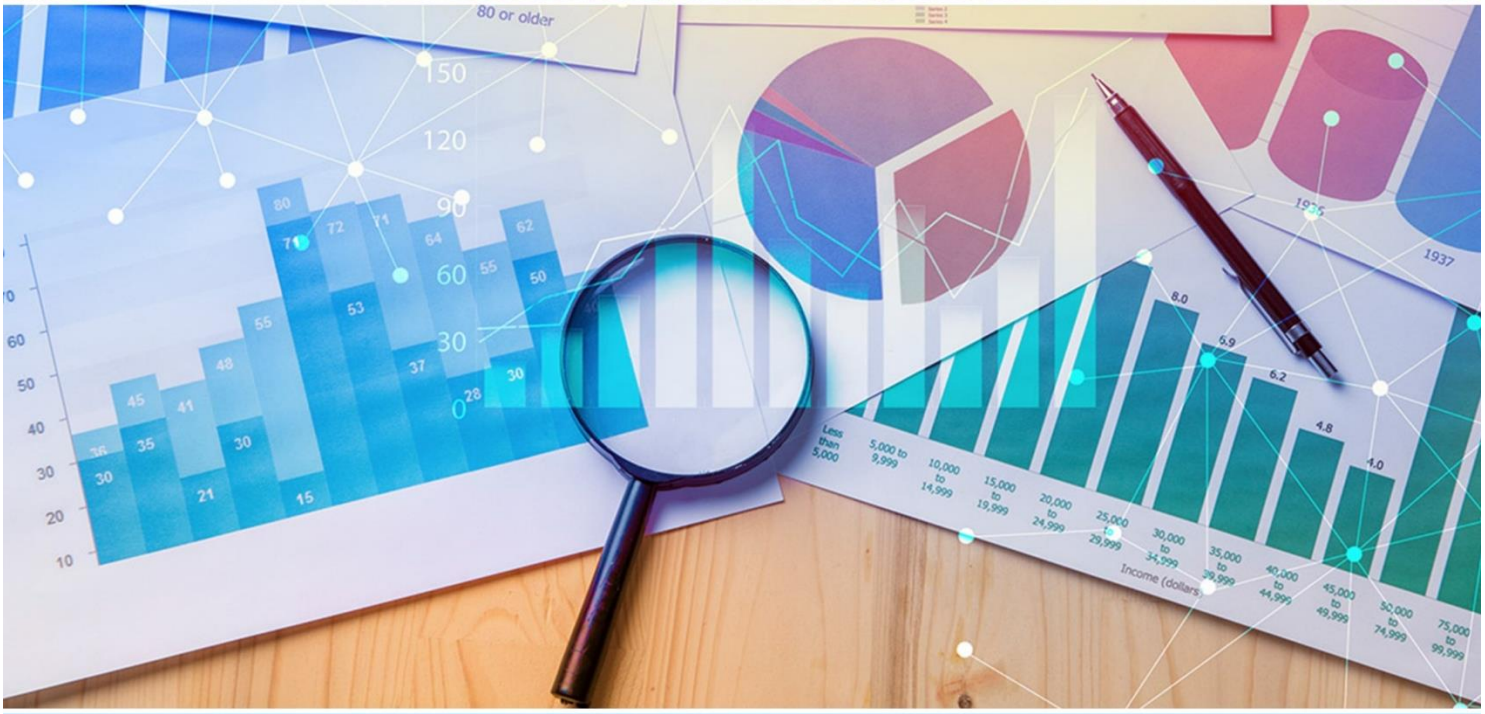
Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible		Costo Variable O&M (B/. / MWh-Año)	Costo Fijo O&M (B/. / kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/. / kW)	Vida Util (Años)
Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	350.00	297.50	8.956	MMBTU/MWh	40.00	35.00	4500.00	40.00
CC CNL A	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	400.00	400.00	6.150	MMBTU/MWh	3.80	19.02	1313.00	40.00
Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	60.600	gal/MWh	4.70	5.00	1400.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	60.600	gal/MWh	4.70	5.00	1400.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	12.25	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1400.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	12.250	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1400.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	100.00	100.00	10.800	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1200.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	100.00	100.00	10.800	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1200.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	150.00	150.00	10.600	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1000.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	150.00	150.00	10.600	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1000.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	250.00	10.560	MMBTU/MWh	4.70	5.00	900.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	250.00	10.560	MMBTU/MWh	4.70	5.00	900.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	250.00	10.560	MMBTU/MWh	4.70	5.00	900.00	30.00

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos termoeléctricos existentes y futuros en Panamá.

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 6

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 6
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El Plan Indicativo de Generación tiene como punto de partida la información técnica y económica del parque de generación existente y de los proyectos con mayor potencial para realizarse. Cabe señalar que la decisión de la ampliación de la generación en Panamá, es decisión de la inversión privada. El Estado, a través de la ASEP, otorga las licencias y concesiones a los proyectos de generación.
El Gráfico 6. 1 presenta de manera resumida la metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación.

La realización del Plan Indicativo de Generación del Sistema Interconectado Nacional se ejecuta de la siguiente forma:

- *Solicitud de información a los agentes en enero de 2019.*
- *Establecimiento de los criterios de la SNE.*
- *Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancias, etc.).*
- *Definición de los bloques de demanda a partir de la demanda horaria del año 2018 y del histórico.*
- *Preparación de la base de datos.*
- *Definición de escenarios a analizar.*
- *Obtención de planes de mínimo costo.*
- *Estrategias de expansión.*
- *Simulaciones detalladas para validar y ajustar los planes de expansión*.

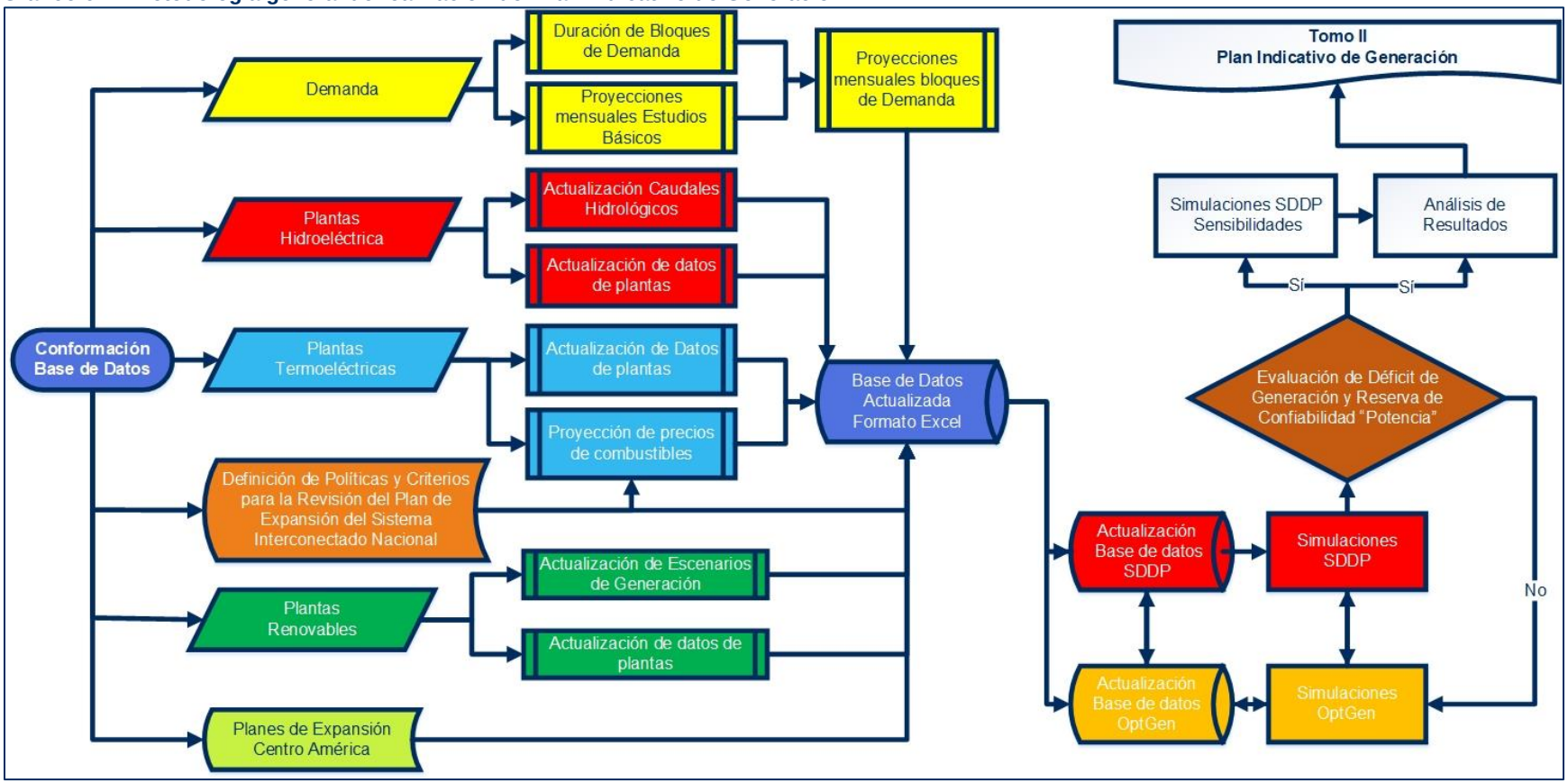
Herramientas de Simulación

OPTGEN-SDDP versión 7.2.17, herramienta computacional de la empresa brasileña PSR para la planificación y optimización de las inversiones en la expansión de la generación e interconexiones de sistemas de energía.

SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 15.1.6. Este programa, también de PSR, utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción que no se utiliza en este trabajo, con excepción de lo relativo a la capacidad máxima de las interconexiones).

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria.

Gráfico 6. 1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación



Referencia: (ETESA)

Plantas Eólicas y Solares

En los estudios las plantas eólicas y solares se modelaron como fuente renovable tanto en el OPTGEN como en el SDDP.

Período de Estudio

Para la definición y optimización de planes con el OPTGEN y el SDDP, el horizonte del estudio se realizó para un lapso de 15 años, 2019-2033, con un año de extensión. El período 2019-2023 es fijo y no está sujeto a optimización.

Hidrología

La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales.

Demanda

Para esta versión del PESIN se obtuvieron los porcentajes de crecimiento por escenarios de demanda siguientes: (Ver Capitulo 3).

Tabla 6. 1: Porcentajes de crecimiento de la demanda por escenario, en distintos años de análisis.

AÑO	Escenario Pesimista		Escenario Moderado		Escenario Optimista	
2019	Generación	Potencia	Generación	Potencia	Generación	Potencia
	Δ%GWh	Δ%MW	Δ%GWh	Δ%MW	Δ%GWh	Δ%MW
2019-2022	2.19%	2.83%	3.31%	3.45%	3.53%	4.16%
2023-2033	2.41%	2.04%	3.67%	2.38%	5.36%	4.98%
2019-2033	2.35%	2.25%	3.57%	2.66%	4.87%	4.76%

Referencia: (ETESA, 2019)

Bloques de Demanda

Los bloques de demanda fueron determinados a partir de la curva de duración de carga del año 2018, el cual consiste en el ordenamiento descendiente de los valores registrados de demanda horaria y su aporte porcentual a la carga total del sistema. Se usaron cinco bloques de demanda. La duración de los bloques se muestra a continuación:

- Demanda Pico: 5.56%
- Demanda Alta: 19.91%
- Demanda Media: 29.66%
- Demanda Baja: 27.57%
- Demanda Mínima: 17.31%.

Sistema de Generación Existente

(Ver Capitulo 4)

Proyectos de Generación Futuros

(Ver Capitulo 5)

Simulaciones

Se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considerara diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación.

La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción y el análisis de los resultados obtenidos con cada plan.

Para realizar el análisis que abarca este estudio, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo Coordinado. En la Tabla 6. 2 se presentan los parámetros de las corridas SDDP. Cabe anotar que cuando se hacen análisis de sistemas interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: Aislado (cada sistema se optimiza por separado), Integrado (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y Coordinado (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos).

Debido a la forma en que está estructurado el Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo Coordinado del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los diferentes países antes y después del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC.

Tabla 6. 2: Parámetros de las Corridas SDDP

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá
	Costa Rica
	Nicaragua
	Honduras
	El Salvador
	Guatemala
Objetivo del Estudio	Política Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sintéticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuracion	Dinámica
Representacion de la Red Eléctrica	Sin Red Sólo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2019
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	100
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12.00
Costo de Deficit (US $ / MWh)	4130

Referencia: (ETESA, 2019)

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión nacionales aprobados por cada uno de los países de la región.

Estos cronogramas de expansión se presentan en los siguientes cuadros, que son el resultado de las simulaciones de optimización de los sistemas de los países centroamericanos, utilizando los planes de expansión suministrados por los países centroamericanos. También se consideró el inicio de operaciones de todos los tramos que componen el primer circuito del proyecto SIEPAC.

Tabla 6. 3: Plan de Expansión de Costa Rica

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Geotérmico	Diesel
2019	Barranca	(35.78)					(35.78)
2019	El Cacao-CoopeG	21.15			21.15		
2019	San Antonio Gas	(36.76)					(36.76)
2019	Valle Escondido	5.00		5.00			
2019	Pailas 2	55.00				55.00	
2020	Tejona	(7.00)			(7.00)		
2021	San Rafael	7.00	7.00				
2021	Río Bonilla 1320	5.58	5.58				
2021	Río Bonilla 510	6.16	6.16				
2024	Tejona	(10.00)			(10.00)		
2026	Borinquen 1	55.00				55.00	
2028	Eólico Proy D1	50.00			50.00		
2028	Miravalles1	(42.38)				(42.38)	
2028	Solar-1_50	50.00		50.00			
2029	Eólico Proy D2	50.00			50.00		
2029	Miravalles1-Modern	35.00				35.00	
2029	Solar-2_50	50.00		50.00			
2029	Solar-3_50	50.00		50.00			
2030	Borinquen 2	55.00				55.00	
2030	Miravalles2	(42.32)				(42.32)	
2031	Miravalles2-Modern	35.00				35.00	
2033	Eólico Proy G1	50.00			50.00		

Referencia: (Instituto Costarricense de Electricidad, 2018).

Tabla 6. 4: Plan de Expansión de El Salvador

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Carbón	GNL
2018	La Trinidad	34.00		34.00			
2019	Las Mesas SFV	50.00		50.00			
2019	Térmico Carbón	100.00				100.00	
2019	Capella Solar	100.00		100.00			
2019	Eco Solar	9.90		9.90			
2019	Sonsonate Energía	10.00		10.00			
2020	Ventus	50.00			50.00		
2020	Chaparral	65.70	65.70				
2023	Energía del Pacífico	380.00					380.00
2029	Cimarrón	261.00	261.00				

Referencia: (Consejo Nacional de Energía, 2018).

Tabla 6. 5: Plan de Expansión de Guatemala

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Geotérmico
2019	Oxec II	45.00	45.00			
2019	Las Cumbres	31.50			31.50	
2020	GDRs Hidro I	10.00	10.00			
2021	GDRs Hidro II	10.00	10.00			
2022	Renace IV	64.00	64.00			
2022	Manantial IV	12.00	12.00			
2023	Pojom II	20.00	20.00			
2033	San Andrés	10.80	10.80			
2024	Geo Jut I	50.00				50.00
2025	GDRs Hidro III	10.00	10.00			
2025	Solar SRO I	30.00		30.00		
2025	Geo Gua	25.00				25.00
2027	Hidro AV I	66.00	66.00			
2027	Geo Zac	20.00				20.00
2027	Geo SRO	50.00				50.00
2027	Geo Jut II	25.00				25.00
2028	GDRs Hidro IV	10.00	10.00			
2028	Solar SRO II	30.00		30.00		
2028	Eólica Gua	25.00			25.00	

Nota: La interconexión México-Guatemala se modela como parte del Sistema de Guatemala.
Referencia: (Ministerio de Energía y Minas, 2018).

Tabla 6. 6: Plan de Expansión de Honduras

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2018	Granja Solar San Lorenzo	10.00		10.00						
2018	Fotovoltaica Fray Lázaro	4.00		4.00						
2018	Proyectos en Los Prados (Primera Etapa)**	28.00		28.00						
2018	Pacific Solar	28.01		28.01						
2018	Chachaguala	13.90	13.90							
2018	Churune	3.25	3.25							
2018	Pencaligüe	23.20	23.20							
2018	Santa Lucía (Cuyagual)	6.10	6.10							
2018	Petacón	11.90	11.90							
2018	Chinchayote (Grupo Terra)	45.00			45.00					
2018	Ampliación de Vientos de San Marcos	12.00			12.00					
2018	BECOSA (Completa 90 MW ya tiene 60 MW existente)	90.00							90.00	
2018	ENERSA (Nuevo Contrato)	227.00					227.00			
2018	LUFUSSA III (Nuevo Contrato)	240.00					240.00			
2018	Comercial LAEISZ Litoral (Nuevo Contrato)	70.00						70.00		
2018	Comercial LAEISZ Juticalpa (Nuevo Contrato)	7.00						7.00		
2018	Patuca 3	100.00	100.00							
2018	Elcosa	(80.00)					(80.00)			
2018	Green Valley	(14.44)					(14.44)			
2018	Elcatex	(21.00)					(21.00)			
2018	ENVASA	(20.00)							(20.00)	
2018	La Grecia	(12.00)				(12.00)				
2018	Nacional de Ingenieros diesel	(20.00)						(20.00)		
2018	Enersa (anterior contrato)	(200.00)					(200.00)			
2018	Ampliación ENERSA (anterior contrato)	(30.00)					(30.00)			
2018	Ampliación Lufussa 1 (anterior contrato)	(33.50)					(33.50)			
2018	Lufussa 3 (anterior contrato)	(210.00)					(210.00)			
2018	Comercial LAEISZ Litoral (anterior contrato)	(20.00)						(20.00)		
2018	LAEISZ Juticalpa (anterior contrato)	(5.00)						(5.00)		
2019	Manzanilla	21.90		21.90						
2019	San Alejo	2.10	2.10							
2019	Río Frío (Sesecapa)	4.20	4.20							
2019	Los Planes (HIDROCEP)	2.00	2.00							
2019	EMCE II (nuevo contrato)	50.00					50.00			
2019	LUFUSSA II (nuevo contrato)	70.00					70.00			
2019	Lufussa 2 (anterior contrato)	(77.00)					(77.00)			
2019	Emce 2 (anterior contrato)	(55.00)					(55.00)			
2019	Celsur carbón***	(16.00)							(16.00)	
2019	Río Blanco	(5.00)	(5.00)							
2019	Tres Valles	(7.80)				(7.80)				
2020	Río Molo	3.92	3.92							
2020	El Tornillito	160.00	160.00							
2020	Zacapa	(0.50)	(0.50)							
2020	Eecopalsa	(4.60)				(4.60)				
2021	Ciclo combinado*	350.00								350.00
2021	Comercial LAEISZ Litoral (Nuevo contrato)	(70.00)						(70.00)		
2021	Comercial LAEISZ Juticalpa (Nuevo contrato)	(7.00)						(7.00)		
2021	Lufussa 2 (Nuevo contrato)	(70.00)					(70.00)			
2021	Emce 2 (Nuevo contrato)	(50.00)					(50.00)			
2021	Cececapa	(2.90)	(2.90)							
2021	Mangungo I	(1.20)	(1.20)							
2021	La Esperanza	(12.80)	(12.80)							
2021	IHSA	(4.00)				(4.00)				
2021	CAHSA	(25.80)				(25.80)				
2022	Cisne	(0.70)	(0.70)							
2023	Tablón	20.00	20.00							
2024	Llanitos	98.00	98.00							
2024	Chumbagua	(14.00)				(14.00)				
2024	Babilonia	(4.00)	(4.00)							
2025	Jicatuyo	173.00	173.00							
2025	Celsur bagazo***	(16.00)				(16.00)				
2025	Yojoa	(0.60)	(0.60)							
2026	Becosa	(90.00)							(90.00)	
2026	Gloria	(5.80)	(5.80)							
2027	Ciclo combinado*	350.00								350.00
2027	Patuca 2A	150.00	150.00							
2027	HGPC	(43.00)				(43.00)				
2027	Coronado	(6.00)	(6.00)							
2028	Enersa (Nuevo contrato)	(227.00)					(227.00)			
2028	Lufussa 3 (Nuevo contrato)	(240.00)					(240.00)			
2029	Patuca 2	270.00	270.00							
2029	Peña Blanca	(0.90)	(0.90)							
2029	Matarrás I	(1.80)	(1.80)							
2030	Yodeco	(1.00)				(1.00)				
2030	Palmasa	(1.70)				(1.70)				

Referencia: (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2018).

Tabla 6. 7: Plan de Expansión de Nicaragua

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Bunker	Geotérmico	Diesel	GNL
2019	CASUR (Ingenio)	24.00				24.00				
2019	El Velero	12.00		12.00						
2020	Eólico 1	64.00			64.00					
2020	Solar 2	30.00		30.00						
2020	MonteRosa (Fase 2)	30.00				30.00				
2021	Nicaragua	(100.00)							(100.00)	
2021	Solar 3	30.00		30.00						
2022	Censa	(57.00)							(57.00)	
2022	Corinto	(68.50)					(68.50)			
2022	Tipitapa	(50.90)					(50.90)			
2022	Solar 4	30.00		30.00						
2022	Eólico 2	63.00			63.00					
2024	Solar 5	30.00		30.00						
2026	NG-300MW	300.00								300.00
2027	Eólico 3	40.00			40.00					
2027	Solar 6	30.00		30.00						
2027	El Carmen	100.00	100.00							
2028	Geo 1	25.00						25.00		
2029	Geo 2	35.00						35.00		
2029	Geo 3	25.00						25.00		
2030	Eólico 4	40.00		40.00						
2030	Copalar	150.00	150.00							

Referencia: (Ministerio de Energía y Minas, 2018).

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 7

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 7
ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La revisión del Plan Indicativo de Generación abarca el periodo de expansión 2019 – 2033, tomando escenario considerado como Referencia, el cual se basa en los lineamientos y criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía, el cual es un escenario tendencial cuyo objetivo sería dar continuidad a las tendencias de la demanda y políticas públicas de los últimos años, que funciona como base para los escenarios alternativos propuestos. Se analizan los distintos escenarios, los cuales consideran un crecimiento de la demanda medio o moderado, costos altos de los combustibles, una mayor penetración de energías renovables y el retiro/atraso de ciertas plantas de generación.

En un escenario de referencia de este tipo parece altamente probable que, como respuesta al comportamiento de la demanda y de las políticas energéticas de los últimos años, se espera que el comportamiento de los inversionistas siga en auge durante los próximos años, brindando así un refuerzo a la economía del país.

Las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión radican en considerar la diversificación de las fuentes de generación como proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de similar tecnología a las existentes en el sistema, así como proyectos que utilizan gas natural licuado, proyectos eólicos y plantas fotovoltaicas. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operación del proyecto ICP.

Escenario de Referencia

Este escenario Tendencial, en el cual el comportamiento de las proyecciones se da principalmente siguiendo las pautas presentadas en los datos históricos, es la situación que se presentaría si no se realiza ningún cambio en las políticas, regulaciones y usos de la energía con que contábamos en el pasado y contamos actualmente.

De la metodología descrita en el capítulo 6 de este documento, se ha obtenido este escenario donde se consideran:

- *Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite con proyectos termoeléctricos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" y Diésel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite siempre bajo criterio de mínimo costo.*
- *Considerar fuentes eólicas, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2023.*
- *Considerar fuentes solares adicionales a partir del año 2021.*

El cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 2.

En este escenario se instalan 1893.64 MW adicionales a la capacidad actual instalada, de los cuales el 19.56% corresponden a plantas hidroeléctricas (370.41 MW), el 59.84% a plantas termoeléctricas (1133.20 MW) y 20.60% lo componen plantas renovables no convencionales con 390.03 MW, plantas eólicas (66 MW), plantas solares (324.03 MW). Tomando en cuenta la potencia instalada actualmente y los retiros programados, el resultado sería un total de 5575.97 MW de capacidad instalada al final del periodo de estudio, observándose que para todos los años la oferta supera la demanda proyectada.

Tabla 7. 1: Costos del escenario Referencia

Costo	Escenario Referencia
Inversión	2222.50
Déficit	0.00
Operación	2649.09
Ambiental	346.03
Total	**5217.62**

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 2: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**	
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 3: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia (Continuación)

1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Coclé 20	9.96		9.96					
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
1	2023	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00							670.00
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2025	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						

	2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro	370.41	0.00	52.03	0.00	89.91	0.00	228.46	0.00
Solar	324.03	0.00	242.47	0.00	81.56	0.00	0.00	0.00
Eólico	66.00	0.00	66.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bunker	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	5.10	(100.00)	5.10	(100.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GNL	1128.10	0.00	458.10	0.00	670.00	0.00	0.00	0.00
Total	**1893.64**	**(100.00)**	**823.70**	**(100.00)**	**841.47**	**0.00**	**228.46**	**0.00**

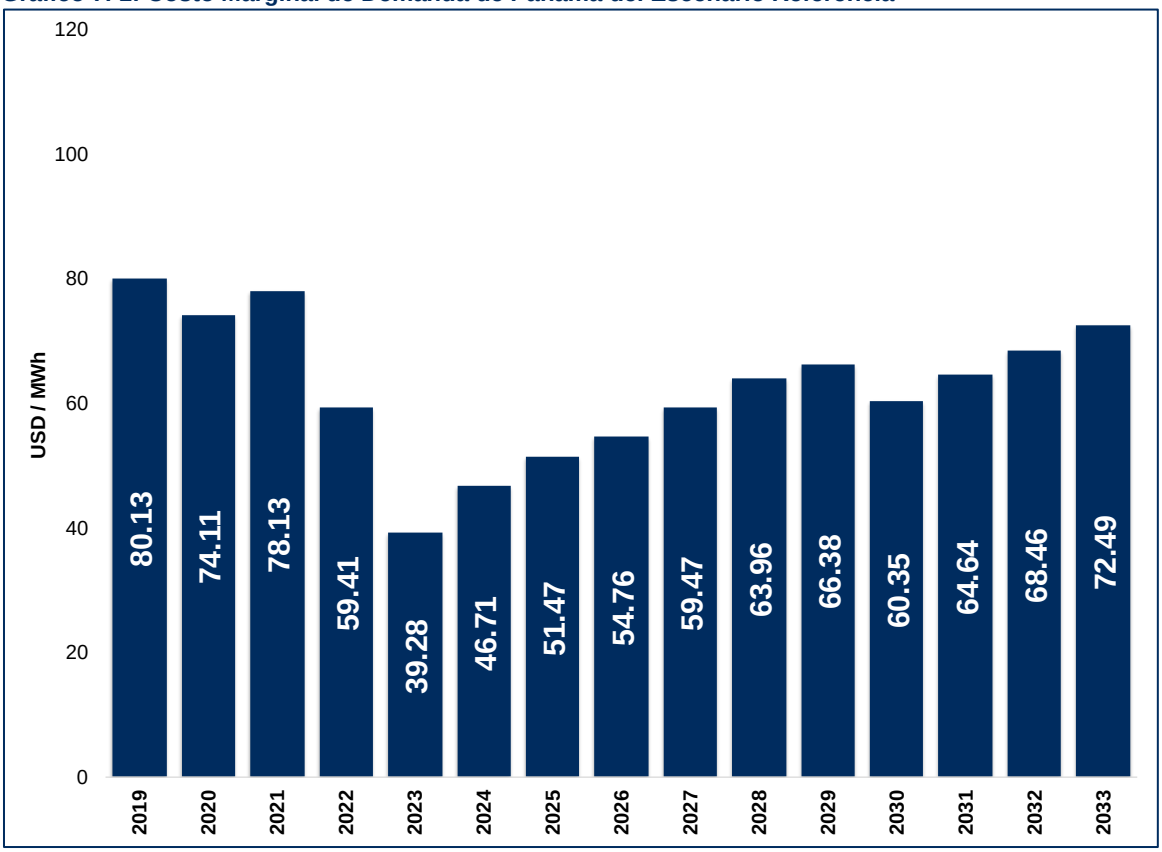
**** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN**

Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2019)

El Gráfico 7. 1 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Referencia. Se observa que, con el ingreso de centrales de gas natural a partir del año 2022, se aprecia una tendencia considerable a la baja del CMS a partir del año 2022 y una baja significativa en el 2023 con la entrada de la central Telfers de gas natural, con un coste promedio más bajo. A partir del 2024 el costo marginal del sistema aumenta hasta el 2029 en un promedio de 3.93 USD/MWh anualmente y en el 2030 se repite la tendencia vista en el año 2024 de aumento en el CMS hasta el año 2033, año final del presente estudio.

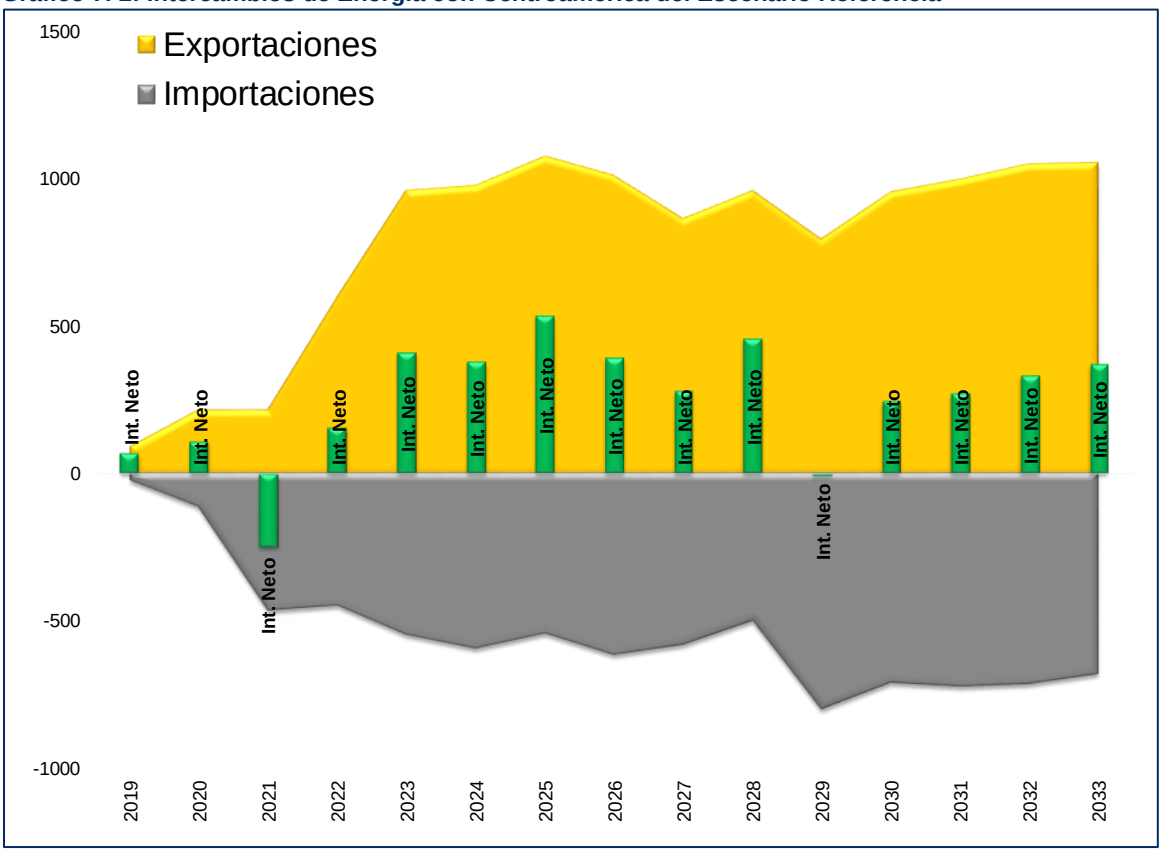
Gráfico 7. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Referencia



Referencia: (ETESA, 2019)

La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Se presentan exportaciones promedias superiores a los 790 GWh e importaciones de 538 GWh anuales en el periodo comprendido del 2023 al 2033, como se observa en el Gráfico 7. 2.

Gráfico 7. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia

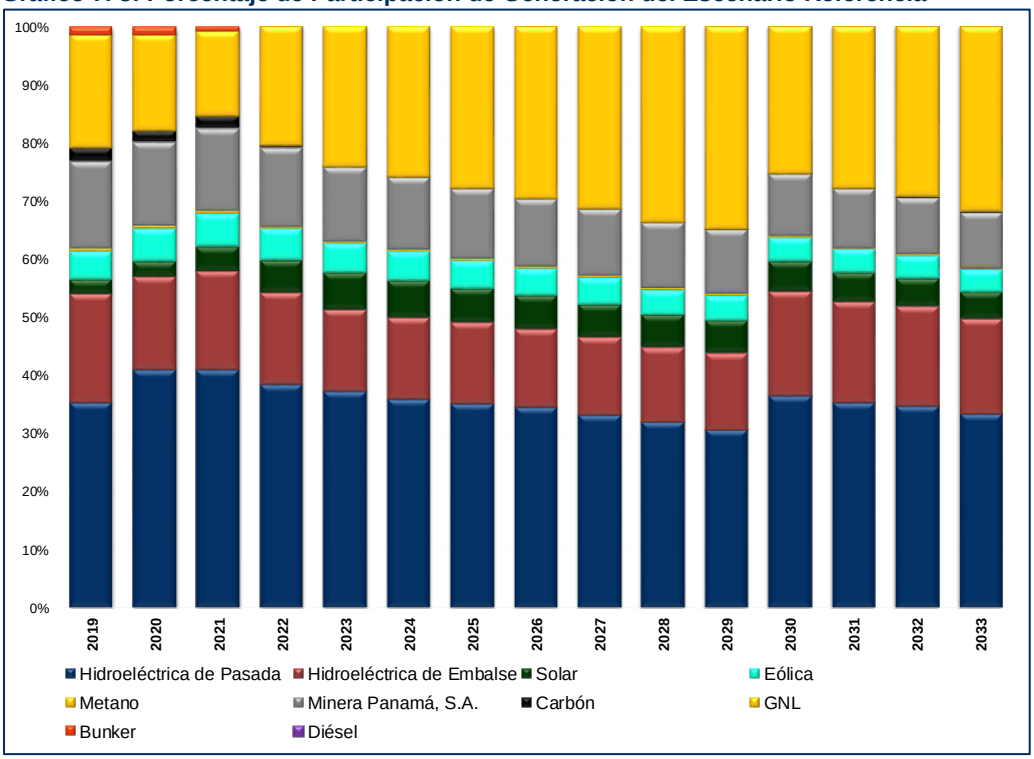


Referencia: (ETESA, 2019)

En el Gráfico 7. 3 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico en los primeros años de análisis. Además, se muestra que para el año 2022 la generación termoeléctrica vuelve a ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de energía, luego de la entrada en operación de las plantas termoeléctricas del 2022 al 2023 principalmente. De igual forma se observa que la generación a partir de Bunker C prácticamente desaparece a partir del año 2022 y Diésel no se observa generación en los años de estudio.

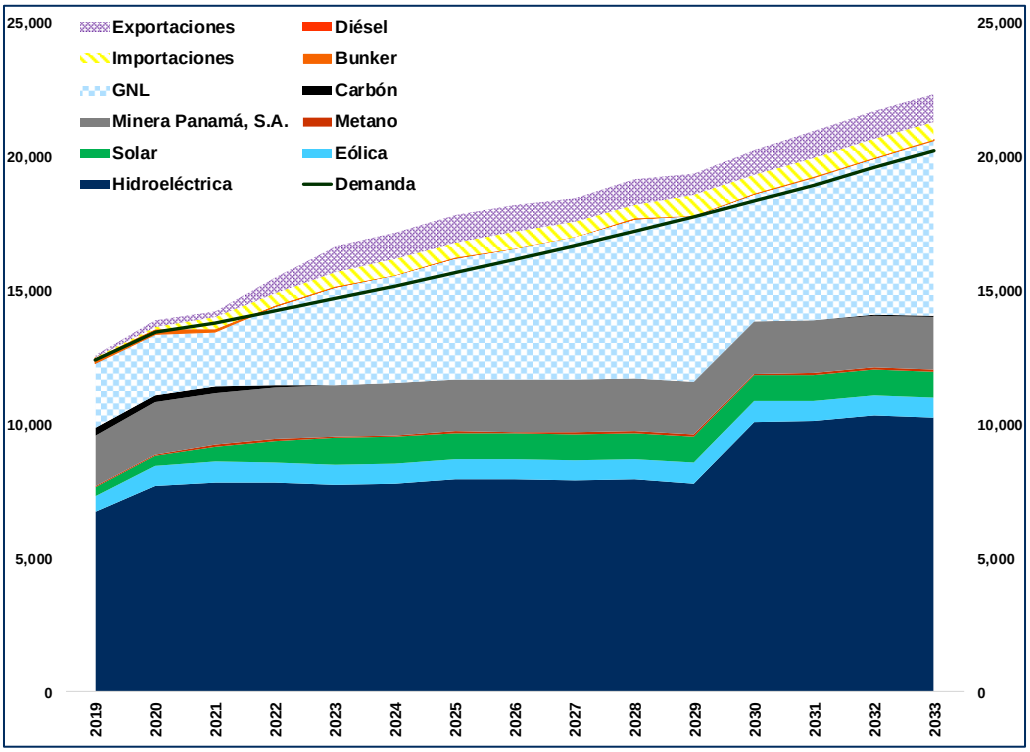
Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

Gráfico 7. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 4: Generación vs Demanda del Escenario Referencia



Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 4: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh					Porcentajes de Penetración		
	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica	Totales	Demanda	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica
2019	6,713.98	998.78	4,772.52	12,485.28	12,413.37	54.09%	8.05%	38.45%
2020	7,686.29	1,199.33	4,660.83	13,546.45	13,434.20	57.21%	8.93%	34.69%
2021	7,835.06	1,401.22	4,318.57	13,554.85	13,789.00	56.82%	10.16%	31.32%
2022	7,813.85	1,632.84	4,988.41	14,435.10	14,265.20	54.78%	11.45%	34.97%
2023	7,740.23	1,793.30	5,610.95	15,144.48	14,718.00	52.59%	12.18%	38.12%
2024	7,773.24	1,819.55	5,994.45	15,587.24	15,189.70	51.17%	11.98%	39.46%
2025	7,942.78	1,793.99	6,493.20	16,229.97	15,678.70	50.66%	11.44%	41.41%
2026	7,934.48	1,789.29	6,864.07	16,587.84	16,176.70	49.05%	11.06%	42.43%
2027	7,893.98	1,808.67	7,288.79	16,991.44	16,691.90	47.29%	10.84%	43.67%
2028	7,938.20	1,809.15	7,949.71	17,697.06	17,224.40	46.09%	10.50%	46.15%
2029	7,799.23	1,813.61	8,181.19	17,794.03	17,775.10	43.88%	10.20%	46.03%
2030	10,096.62	1,806.20	6,708.35	18,611.17	18,344.20	55.04%	9.85%	36.57%
2031	10,104.05	1,806.83	7,340.64	19,251.52	18,956.90	53.30%	9.53%	38.72%
2032	10,317.60	1,795.81	7,829.17	19,942.57	19,589.70	52.67%	9.17%	39.97%
2033	10,237.92	1,814.07	8,585.23	20,637.22	20,244.60	50.57%	8.96%	42.41%

Referencia: (ETESA, 2019)

Escenario Alternativo I

En este escenario se utiliza la mayor cantidad de recursos renovables disponibles en el país, tomando en cuenta las diversas tecnologías renovables que son utilizadas actualmente. El cronograma de expansión de este escenario se presenta en las Tabla 7. 6 y Tabla 7. 7.

Para este escenario se agregan 2505.31 MW de capacidad al sistema actual, donde el 7.34% corresponde a proyectos hidroeléctricos (183.87 MW), el 45.23% corresponde a plantas termoeléctricas (1133.20 MW) y el 47.43% restante en proyectos renovables (Eólicos – 639.40 MW, Solar – 548.85 MW). En la Tabla 7. 5 se muestra el resumen de los costos de dicho escenario.

Tabla 7. 5: Costos del Escenario Alternativo I

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo I
Inversión	2222.50	2371.32
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2407.11
Ambiental	346.03	325.49
Total	**5217.62**	**5103.91**
	Diferencia	**2.23%**

Referencia: (ETESA, 2019)

Cabe destacar que para garantizar el suministro confiable de la demanda de energía se tendría la necesidad de contar con plantas de respaldo. Esto se debe a que estas tecnologías se caracterizan por ser variables y fuertemente dependiente de las condiciones climáticas diarias, por esto no pueden proveer electricidad de manera continua, por lo que requiere el complemento de otras tecnologías que permitan una rápida respuesta ante contingencias, y compensar las oscilaciones poco predecibles de la generación renovable no convencional.

El aumento de la generación renovable también conlleva a la necesidad de incrementar la capacidad del sistema de transmisión. Esto se debe a que se necesitan transmitir mayores flujos de electricidad ante la posible falta de energía causada por la disponibilidad incierta de los generadores intermitentes.

Dichas plantas y costos no son considerados en este escenario.

Tabla 7. 6: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**	
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2023	UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	69.00			69.00				
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Coclé 20	9.96		9.96					
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
6	2023	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2024	Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	5.48	5.48						
1	2024	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1.00	1.00						
1	2024	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	5.00	5.00						

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 7: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I (continuación)

1	2024		Eólico Zona Coclé 01	22.00			22.00				
1	2024		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
1	2024		Solar Zona Coclé 25	30.00		30.00					
1	2024	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00		5.00					
1	2025	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44						
1	2025	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00						
1	2025		Eólico Zona Panamá 01	32.00			32.00				
1	2025		Solar Zona Panamá Oeste 01	10.00		10.00					
1	2025		Solar Zona Coclé 10	10.00		10.00					
1	2025		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99					
1	2025		Solar Zona Coclé 19	9.95		9.95					
1	2026		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00					
1	2026		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00					
1	2026		Solar Zona Chiriquí 21	17.30		17.30					
1	2027		Solar Zona Chiriquí 03	10.00		10.00					
1	2027		Solar Zona Chiriquí 11	19.89		19.89					
1	2027		Solar Zona Coclé 21	9.95		9.95					
1	2028	Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	10.01	10.01						
1	2028		Solar Zona Chiriquí 13	19.80		19.80					
1	2028		Solar Zona Coclé 22	9.95		9.95					
1	2028		Solar Zona Coclé 24	10.00		10.00					
1	2028		Eólico Zona Coclé 05	22.00			22.00				
1	2029		Eólico Zona Panamá 02	136.00			136.00				
1	2030	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00							670.00
1	2030		Eólico Zona Coclé 04	80.00			80.00				
1	2031		Eólico Zona Veraguas 04	108.00			108.00				
1	2032		Eólico Zona Veraguas 01	104.40			104.40				

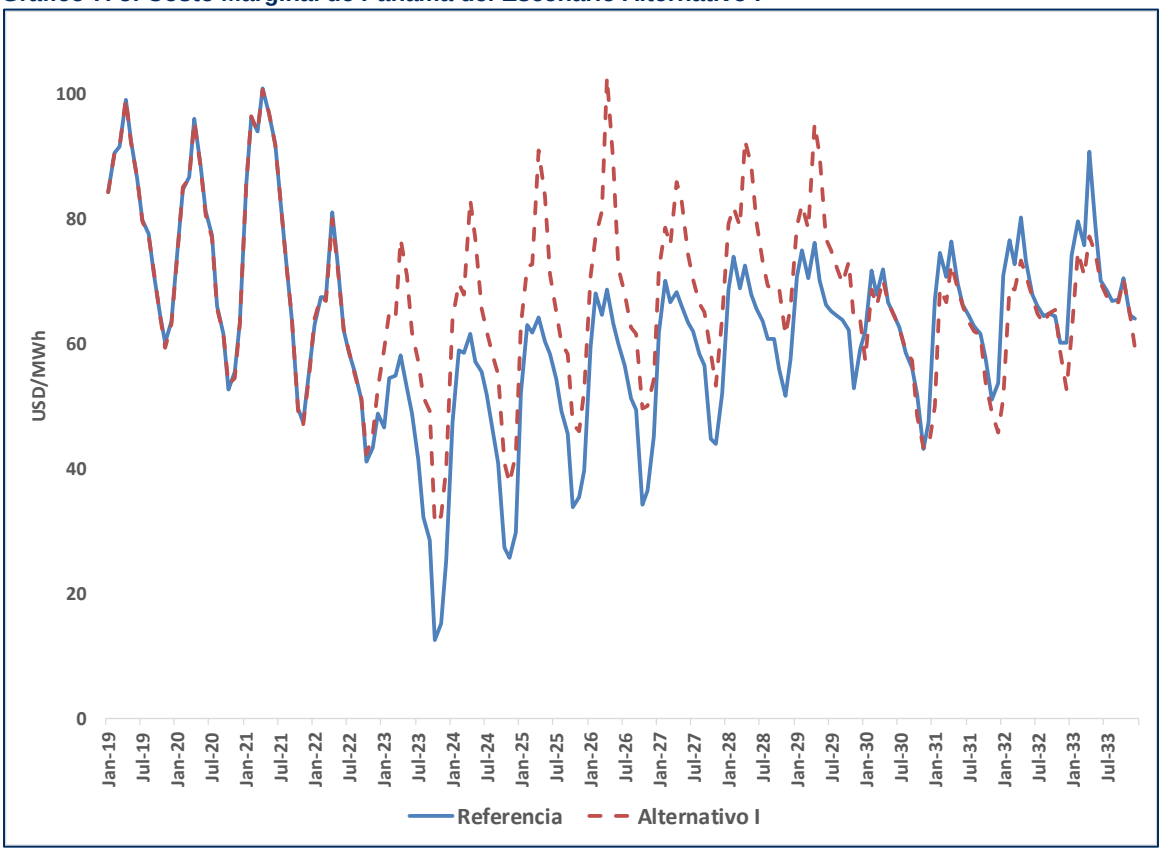
	2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro	183.87	0.00	52.03	0.00	121.83	0.00	10.01	0.00
Solar	548.85	0.00	242.47	0.00	226.80	0.00	79.58	0.00
Eólico	639.40	0.00	66.00	0.00	123.00	0.00	450.40	0.00
Bunker	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	5.10	(100.00)	5.10	(100.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GNL	1128.10	0.00	458.10	0.00	0.00	0.00	670.00	0.00
Total	**2505.31**	**(100.00)**	**823.70**	**(100.00)**	**471.63**	**0.00**	**1209.99**	**0.00**

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN

Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 5: Costo Marginal de Panamá del Escenario Alternativo I

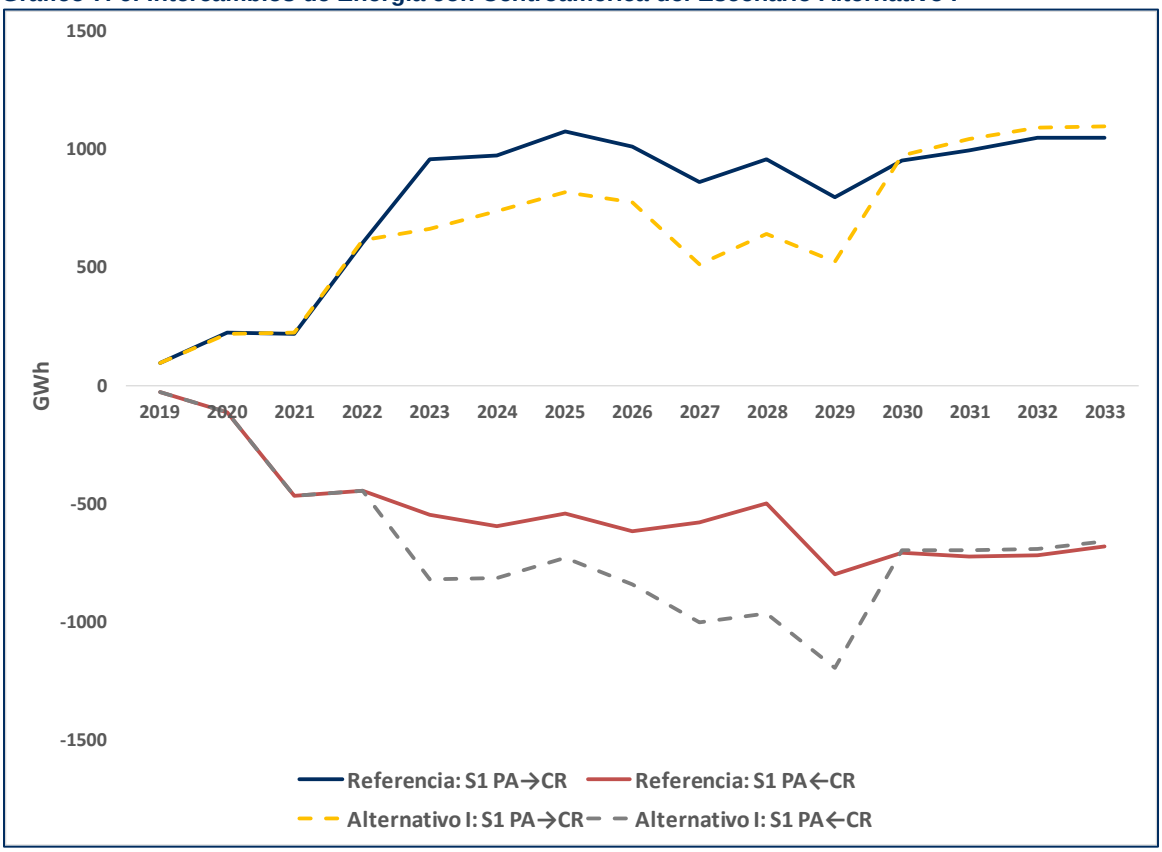


Referencia: (ETESA, 2019)

En el Gráfico 7. 5 se muestra el comportamiento que tendría el CMS en comparación con el escenario de Referencia, dando como resultado una disminución a partir del 2021, ya que las fuentes renovables tienen costos operativos mínimos. Luego de enero del 2023 hasta enero del 2026 se presenta un alza en el CMS y luego se presenta una baja hasta el final del periodo de estudio.

La energía producida con estas fuentes no presenta estabilidad en el tiempo, por lo tanto, se dependería mucho de las interconexiones y plantel termoeléctrico de rápida respuesta, para garantizar el suministro de energía. Sin embargo, el principal beneficio de este escenario se da en la disminución de costos operativos, ya que la generación de energía con combustibles fósiles presentaría una disminución producto de esta energía renovable.

Gráfico 7. 6: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo I

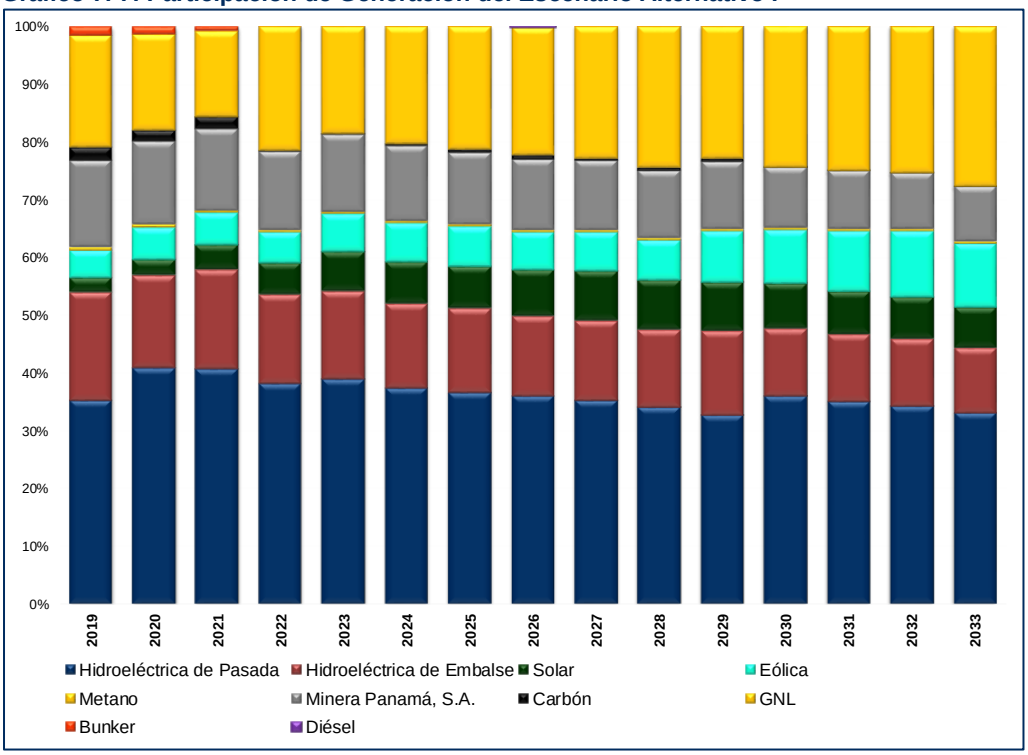


Referencia: (ETESA, 2019)

En el Gráfico 7. 6 se puede apreciar que al igual que el Escenario Referencia, las exportaciones aumentan producto de fuentes de costos variables nulos lo que provocaría altos niveles de intercambio hacia Centroamérica., disminuyen un poco con respecto al caso de referencia y luego aumentan en el año 2030.

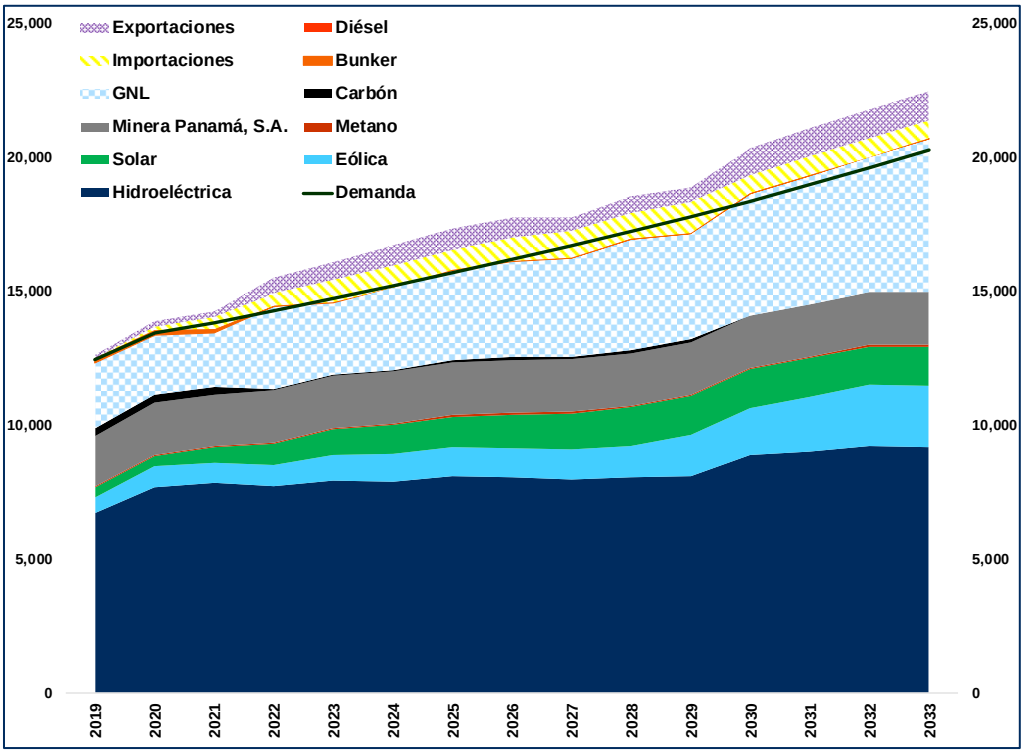
La participación de la generación se muestra en el Gráfico 7. 7 Se puede percibir el aumento de la generación renovable no convencional con respecto al escenario de referencia. Es importante destacar que la generación proveniente de carbón tendría una disminución respecto al Escenario Referencia.

Gráfico 7. 7: Participación de Generación del Escenario Alternativo I



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 8: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo I



Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 8: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh					Porcentajes de Penetración		
	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica	Totales	Demanda	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica
2019	6,713.18	998.68	4,773.32	12,485.19	12,413.37	54.08%	8.05%	38.45%
2020	7,684.27	1,199.36	4,662.45	13,546.08	13,434.20	57.20%	8.93%	34.71%
2021	7,820.26	1,400.99	4,337.19	13,558.44	13,789.00	56.71%	10.16%	31.45%
2022	7,712.20	1,632.58	5,101.52	14,446.31	14,265.20	54.06%	11.44%	35.76%
2023	7,895.50	1,993.21	4,695.22	14,583.92	14,718.00	53.65%	13.54%	31.90%
2024	7,874.77	2,164.68	5,097.58	15,137.04	15,189.70	51.84%	14.25%	33.56%
2025	8,062.30	2,296.75	5,430.04	15,789.09	15,678.70	51.42%	14.65%	34.63%
2026	8,038.42	2,413.16	5,683.13	16,134.71	16,176.70	49.69%	14.92%	35.13%
2027	7,964.41	2,522.94	5,743.13	16,230.48	16,691.90	47.71%	15.11%	34.41%
2028	8,049.39	2,662.00	6,220.19	16,931.59	17,224.40	46.73%	15.45%	36.11%
2029	8,088.26	3,044.93	6,006.69	17,139.88	17,775.10	45.50%	17.13%	33.79%
2030	8,874.19	3,253.96	6,513.31	18,641.46	18,344.20	48.38%	17.74%	35.51%
2031	9,013.81	3,526.46	6,783.70	19,323.97	18,956.90	47.55%	18.60%	35.78%
2032	9,210.09	3,768.12	7,034.14	20,012.35	19,589.70	47.01%	19.24%	35.91%
2033	9,168.21	3,807.07	7,723.96	20,699.24	20,244.60	45.29%	18.81%	38.15%

Referencia: (ETESA, 2019)

Escenario Alternativo II

En este escenario, al igual que los anteriores, se consideran proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos y de fuentes renovables similares a los que se contemplan en la actualidad, con el retiro de plantas térmicas como Termo Colón y Bahía las Minas Carbón, al igual que las barcazas y se utiliza la demanda del caso de referencia, buscando obtener las fuentes que suplirían la matriz eléctrica de generación de manera óptima.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en las Tabla 7.10 y Tabla 7.11.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 2326.63 MW de capacidad al sistema actual, donde el 13% corresponde a proyectos hidroeléctricos (370.41 MW), un 36 % a proyectos renovables (Eólicos – 336 MW, Solar – 387.02 MW) y el 51% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1233.20 MW) y un retiro de 1012.09 MW del plantel térmico.

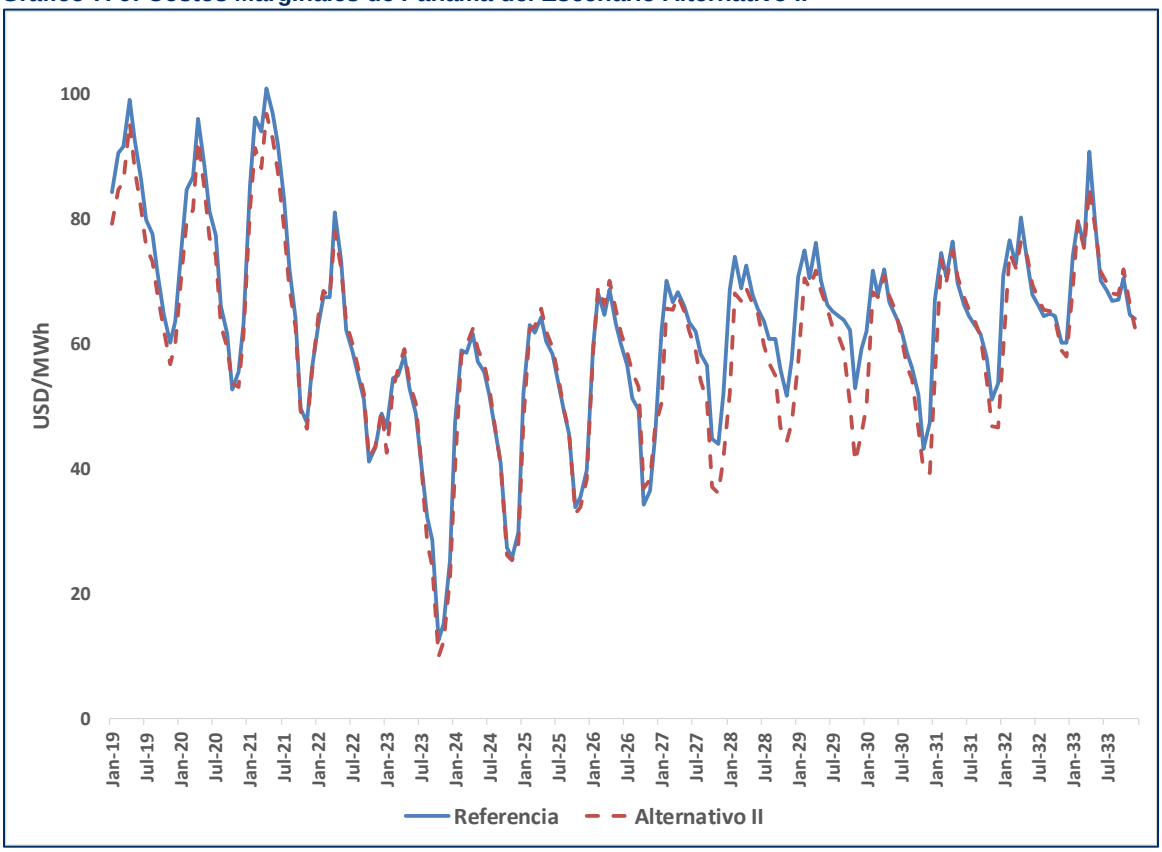
Tabla 7. 9: Costos del Escenario Alternativo II

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo II
Inversión	2222.50	2709.79
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2443.09
Ambiental	346.03	331.59
Total	**5217.62**	**5484.48**
	Diferencia	**-4.87%**

Referencia: (ETESA, 2019)

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario no se aprecian cambios considerables en todo el periodo de estudio. Aunque del año 2027 al 2029 ocurre una disminución debido al retiro de plantas térmicas vs los costos operativos de las plantas de generación renovables. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo II pueden apreciarse en el Gráfico 7.9.

Gráfico 7. 9: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo II



Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 10: Plan de Expansión del Escenario Alternativo II

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**	
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
1	2023		Eólico Zona Coclé 04	80.00			80.00				
1	2023		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99					
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Coclé 20	9.96		9.96					

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 11: Plan de Expansión del Escenario Alternativo II (continuación)

1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
1	2023	Pan Am Generating Ltd	Panam	(99.60)				(99.60)			
1	2023	Pedregal Power Company	Pacora	(55.34)				(55.34)			
1	2023	Alternegy, S.A.	Cativa	(87.00)				(87.00)			
1	2023	Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón Ciclo	(150.00)					(150.00)		
1	2023	Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón	(166.15)						(166.15)	
1	2023	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	(18.00)					(18.00)		
1	2023	AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	(72.00)				(72.00)			
1	2023	Jinro Corporation	Jinro Power	(57.83)				(57.83)			
1	2023	Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	(49.80)				(49.80)			
1	2023	Energyst International B.V.	Cerro Azul MT XQC1600	(27.00)					(27.00)		
1	2023	Kanan Overseas 1, INC.	Barcaza La Esperanza	(129.36)				(129.36)			
1	2023	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00							670.00
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						
1	2028		Eólico Zona Panamá 01	32.00			32.00				
1	2028		Eólico Zona Panamá 02	136.00			136.00				
1	2031		Eólico Zona Coclé 05	22.00			22.00				
1	2033		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00							100.00

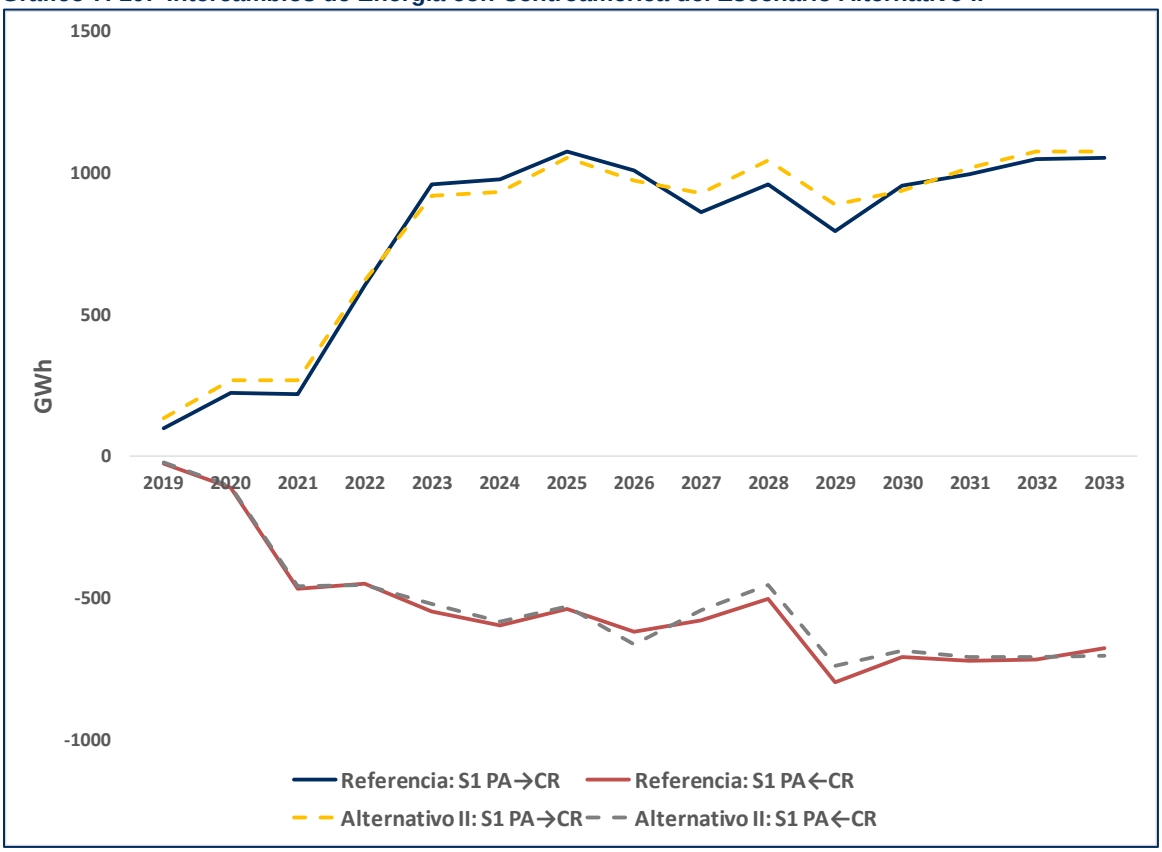
	2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro	370.41	0.00	52.03	0.00	89.91	0.00	228.46	0.00
Solar	387.02	0.00	242.47	0.00	144.55	0.00	0.00	0.00
Eólico	336.00	0.00	66.00	0.00	80.00	0.00	190.00	0.00
Bunker	0.00	(550.94)	0.00	0.00	0.00	(550.94)	0.00	0.00
Diesel	5.10	(295.00)	5.10	(100.00)	0.00	(195.00)	0.00	0.00
Carbón	0.00	(166.15)	0.00	0.00	0.00	(166.15)	0.00	0.00
GNL	1228.10	0.00	458.10	0.00	670.00	0.00	100.00	0.00
Total	**2326.63**	**(1012.09)**	**823.70**	**(100.00)**	**984.46**	**(912.09)**	**518.46**	**0.00**

**** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN**

Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 10: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo II

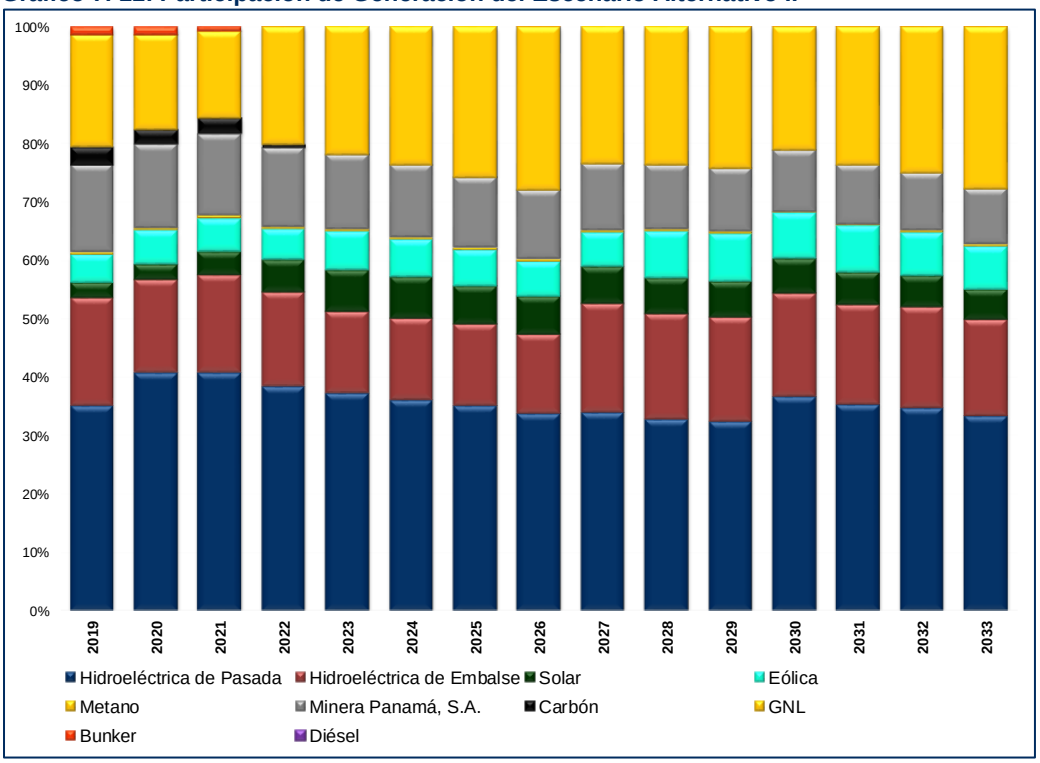


Referencia: (ETESA, 2019)

Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera el proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 7. 10.

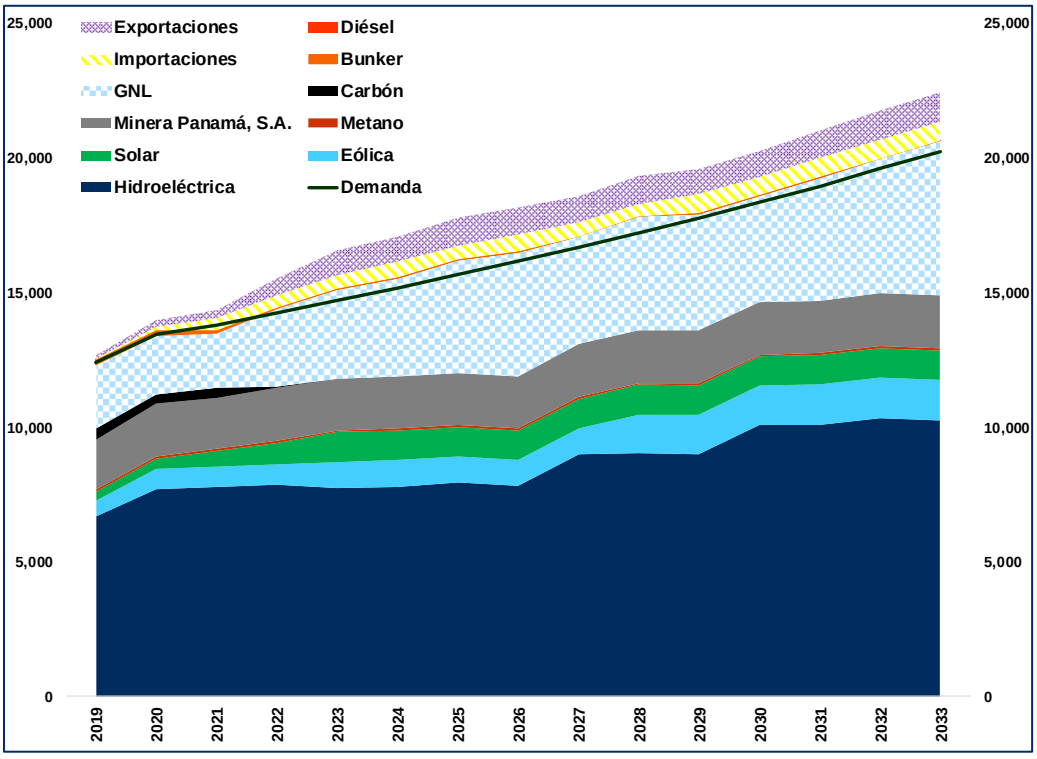
En el Gráfico 7. 11 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación renovable (solares con la de mayor capacidad instalada seguido por las eólicas. Parte de esta generación en el caso de referencia era aportada por la central Bocas del Toro Energía a partir del año 2027.

Gráfico 7. 11: Participación de Generación del Escenario Alternativo II



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 12: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo II



Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 12: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh					Porcentajes de Penetración		
	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica	Totales	Demanda	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica
2019	6,700.39	998.70	4,825.58	12,524.67	12,413.37	53.98%	8.05%	38.87%
2020	7,700.00	1,199.73	4,700.18	13,599.92	13,434.20	57.32%	8.93%	34.99%
2021	7,787.64	1,400.92	4,421.32	13,609.88	13,789.00	56.48%	10.16%	32.06%
2022	7,862.54	1,632.72	4,949.93	14,445.20	14,265.20	55.12%	11.45%	34.70%
2023	7,731.31	2,134.09	5,268.21	15,133.61	14,718.00	52.53%	14.50%	35.79%
2024	7,771.13	2,166.28	5,617.63	15,555.04	15,189.70	51.16%	14.26%	36.98%
2025	7,935.67	2,135.20	6,147.38	16,218.25	15,678.70	50.61%	13.62%	39.21%
2026	7,807.96	2,132.06	6,569.77	16,509.79	16,176.70	48.27%	13.18%	40.61%
2027	8,974.04	2,150.55	5,966.43	17,091.02	16,691.90	53.76%	12.88%	35.74%
2028	9,033.55	2,607.83	6,186.74	17,828.11	17,224.40	52.45%	15.14%	35.92%
2029	9,012.00	2,614.40	6,318.39	17,944.79	17,775.10	50.70%	14.71%	35.55%
2030	10,093.12	2,605.37	5,915.44	18,613.93	18,344.20	55.02%	14.20%	32.25%
2031	10,084.05	2,662.21	6,539.16	19,285.42	18,956.90	53.19%	14.04%	34.49%
2032	10,352.94	2,646.11	6,977.43	19,976.48	19,589.70	52.85%	13.51%	35.62%
2033	10,254.04	2,674.03	7,711.14	20,639.20	20,244.60	50.65%	13.21%	38.09%

Referencia: (ETESA, 2019)

Escenario Alternativo III

En este escenario, en contraste al anterior, se contempla un pronóstico de demanda alta con la finalidad de observar la influencia de estas proyecciones en el comportamiento del sistema.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en las Tabla 7.14 y Tabla 7.15.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 3420.87 MW de capacidad al sistema actual, donde el 11.42% corresponde a proyectos hidroeléctricos (390.85 MW), un 37.91 % a proyectos renovables (Eólicos – 617.4 MW, Solar – 679.43 MW) y el 50.67% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1733.20 MW).

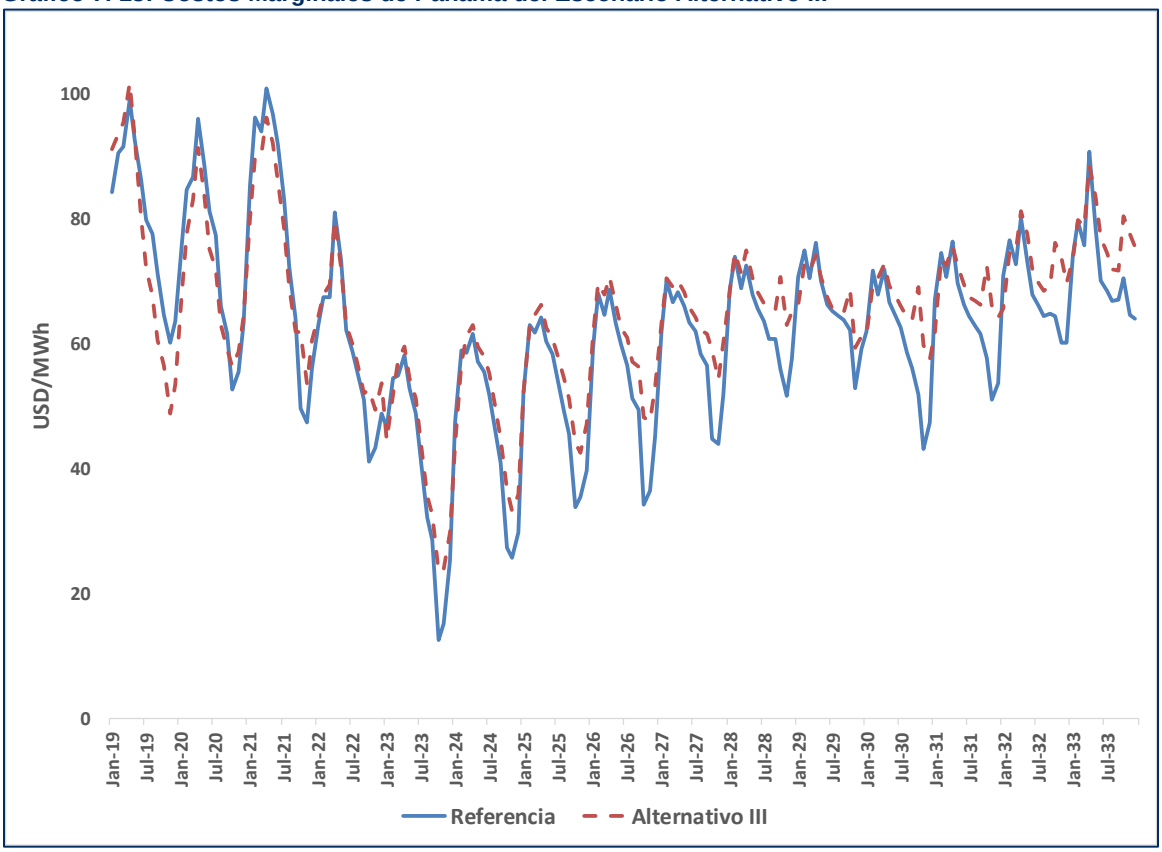
Tabla 7. 13: Costos del Escenario Alternativo III

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo III
Inversión	2222.50	2594.27
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2672.38
Ambiental	346.03	348.91
Total	**5217.62**	**5615.57**
Diferencia		**-7.09%**

Referencia: (ETESA, 2019)

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que cambios considerables se dan a partir del año 2020, con la entrada de proyectos de energía renovable y un ciclo combinado de gas natural, produciendo una reducción de los costos marginales desde el año 2022; adicionalmente, tenemos una mayor demanda energética. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo III pueden apreciarse en el Gráfico 7. 13.

Gráfico 7. 13: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo III



Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 14: Plan de Expansión del Escenario Alternativo III

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**	
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2023	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00							670.00
1	2023	UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	69.00			69.00				
1	2023		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00					
1	2023		Solar Zona Chiriquí 09	19.89		19.89					
1	2023		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99					
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Coclé 20	9.96		9.96					
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 15: Plan de Expansión del Escenario Alternativo III (Continuación)

1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
1	2024		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00					
1	2025	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2025	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00		5.00					
1	2027	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44						
1	2027	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00						
1	2027		Eólico Zona Veraguas 01	104.40			104.40				
1	2028		Eólico Zona Coclé 04	80.00			80.00				
1	2029	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2029	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						
1	2029		Eólico Zona Panamá 01	32.00			32.00				
1	2029		Solar Zona Coclé 19	9.95		9.95					
1	2029		Solar Zona Coclé 25	30.00		30.00					
1	2029		Solar Zona Chiriquí 21	17.30		17.30					
1	2030		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00							100.00
1	2030		Eólico Zona Veraguas 04	108.00			108.00				
1	2030		Solar Zona Chiriquí 03	10.00		10.00					
1	2030		Solar Zona Chiriquí 11	19.89		19.89					
1	2031		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00							150.00
1	2031		Eólico Zona Panamá 02	136.00			136.00				
1	2031		Solar Zona Coclé 21	9.95		9.95					
1	2031		Solar Zona Coclé 22	9.95		9.95					
1	2031		Solar Zona Coclé 24	10.00		10.00					
1	2032		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00							250.00
1	2032		Eólico Zona Coclé 05	22.00			22.00				
1	2032		Solar Zona Chiriquí 08	19.89		19.89					
1	2032		Solar Zona Chiriquí 15	19.80		19.80					
1	2032		Solar Zona Chiriquí 20	71.00		71.00					
1	2033		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	100.00							100.00
1	2033		Solar Zona Panamá Oeste 01	10.00		10.00					
1	2033		Solar Zona Coclé 10	10.00		10.00					
1	2033		Solar Zona Chiriquí 13	19.80		19.80					

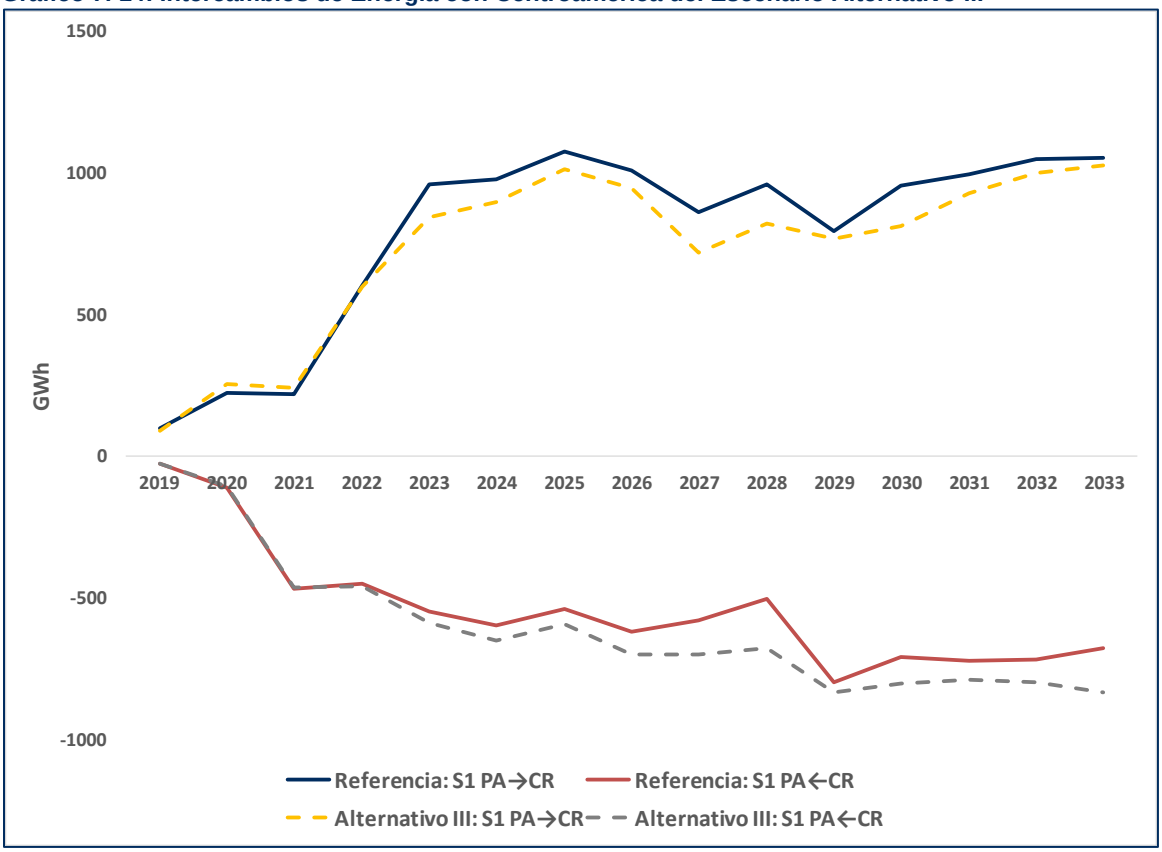
	2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro	390.85	0.00	52.03	0.00	89.91	0.00	248.90	0.00
Solar	679.43	0.00	242.47	0.00	169.44	0.00	267.52	0.00
Eólico	617.40	0.00	66.00	0.00	69.00	0.00	482.40	0.00
Bunker	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	5.10	(100.00)	5.10	(100.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GNL	1728.10	0.00	458.10	0.00	670.00	0.00	600.00	0.00
Total	**3420.87**	**(100.00)**	**823.70**	**(100.00)**	**998.35**	**0.00**	**1598.82**	**0.00**

** **Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN**

Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 14: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo III

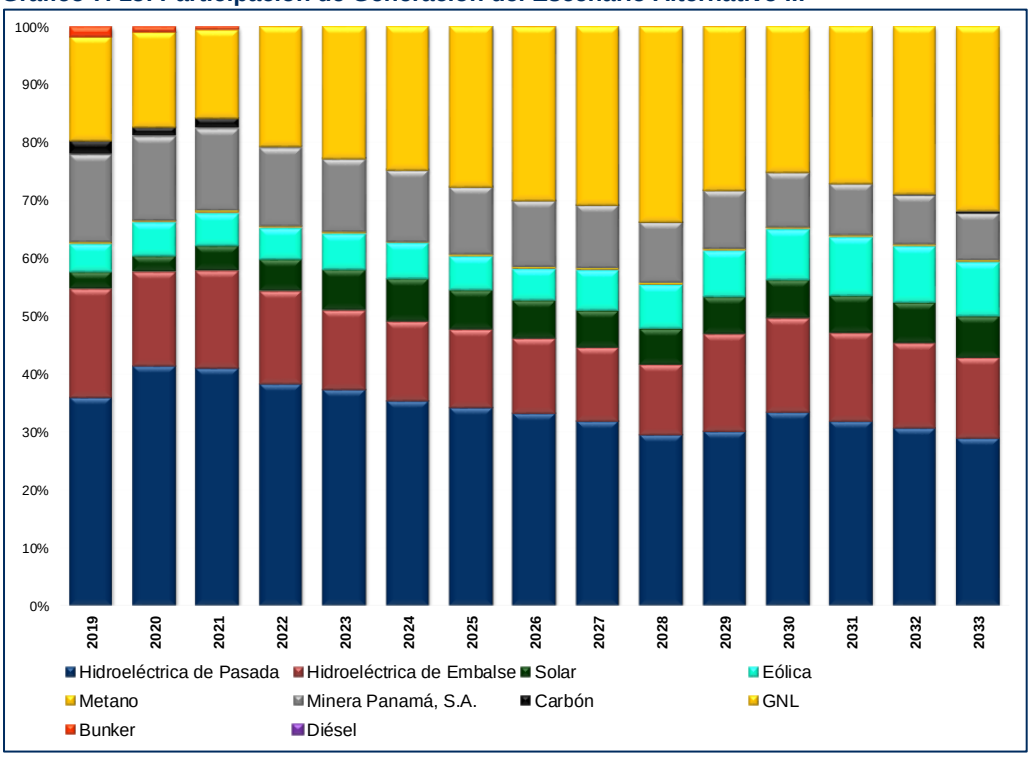


Referencia: (ETESA, 2019)

Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera el proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 7. 14. Sin embargo, se observa que a partir del año 2023 el nivel de exportaciones disminuye con respecto al escenario de referencia.

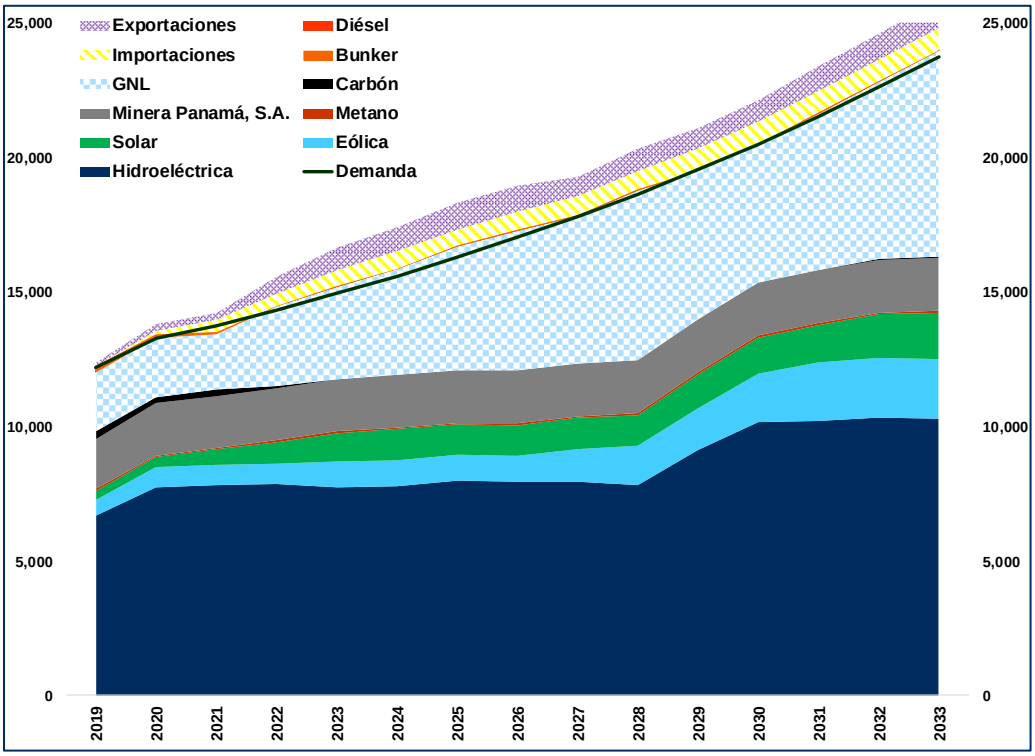
En el Gráfico 7. 15 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación termoeléctrica debido a centrales de gas natural, principalmente en los años 2022 al 2028.

Gráfico 7. 15: Participación de Generación del Escenario Alternativo III



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 16: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo III



Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 16: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh					Porcentajes de Penetración		
	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica	Totales	Demanda	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica
2019	6,699.50	997.40	4,555.02	12,251.92	12,187.78	54.97%	8.18%	37.37%
2020	7,724.35	1,199.43	4,513.80	13,437.59	13,282.41	58.15%	9.03%	33.98%
2021	7,810.62	1,401.74	4,318.65	13,531.00	13,738.80	56.85%	10.20%	31.43%
2022	7,851.22	1,633.79	5,011.67	14,496.67	14,343.20	54.74%	11.39%	34.94%
2023	7,738.40	2,073.50	5,415.39	15,227.30	14,950.50	51.76%	13.87%	36.22%
2024	7,786.23	2,179.31	5,901.09	15,866.63	15,603.40	49.90%	13.97%	37.82%
2025	7,978.71	2,157.68	6,602.29	16,738.68	16,301.80	48.94%	13.24%	40.50%
2026	7,968.22	2,153.41	7,183.03	17,304.65	17,038.20	46.77%	12.64%	42.16%
2027	7,954.76	2,440.61	7,468.11	17,863.47	17,822.70	44.63%	13.69%	41.90%
2028	7,834.71	2,661.52	8,323.95	18,820.17	18,657.20	41.99%	14.27%	44.62%
2029	9,121.54	2,873.15	7,509.07	19,503.76	19,545.10	46.67%	14.70%	38.42%
2030	10,175.58	3,202.78	7,146.05	20,524.40	20,489.20	49.66%	15.63%	34.88%
2031	10,192.06	3,642.63	7,842.72	21,677.40	21,516.50	47.37%	16.93%	36.45%
2032	10,335.61	3,897.24	8,600.16	22,833.01	22,607.60	45.72%	17.24%	38.04%
2033	10,276.70	4,017.51	9,691.86	23,986.08	23,767.70	43.24%	16.90%	40.78%

Referencia: (ETESA, 2019)

Escenario Alternativo IV

En este escenario se utiliza las mismas proyecciones de demanda del caso de referencia y de precios de combustibles altos, y supone que las turbinas y los ciclos combinados del plantel futuro de gas natural (Martano y Telfers) entran a partir del año 2022 y 2025.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en las Tabla 7.18 y Tabla 7.19.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 2268.63 MW de capacidad al sistema actual, donde el 16.33% corresponde a proyectos hidroeléctricos (370.41 MW), un 33.72 % a proyectos renovables (Eólicos – 373 MW, Solar – 392.02 MW) y el 49.95% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1133.20 MW).

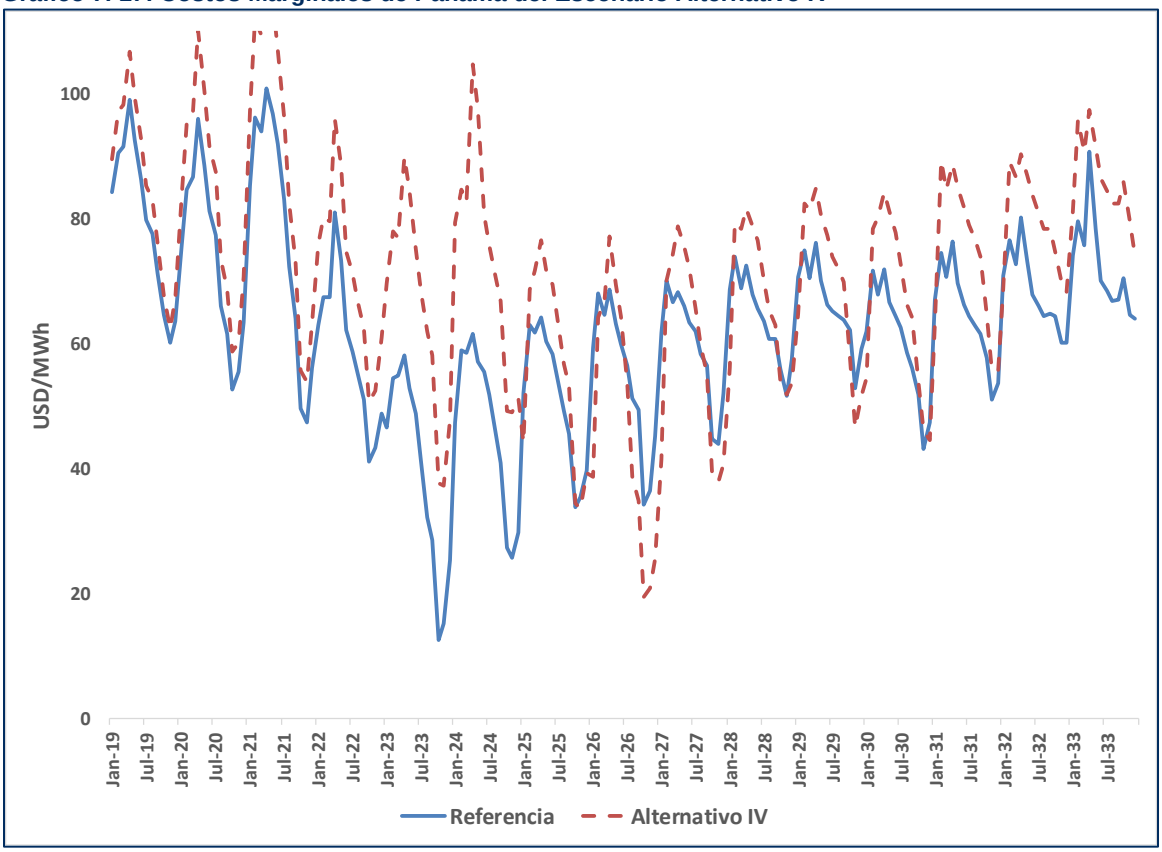
Tabla 7. 17: Costos del Escenario Alternativo IV

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo IV
Inversión	2222.50	2626.13
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2707.93
Ambiental	346.03	321.88
Total	**5217.62**	**5655.94**
Diferencia		**-7.75%**

Referencia: (ETESA, 2019)

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que el costo marginal va en un aumento notable a partir del 2020 y en todos los años de estudio debido a los altos precios de los combustibles que provoca un aumento en los costos de operación de las centrales termoeléctricas.; a partir del año 2025 (fecha en que ingresa la central Telfers) el CMS vuelve a tener el comportamiento similar al del escenario de referencia, aunque ligeramente superior. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo IV pueden apreciarse en el Gráfico 7. 17.

Gráfico 7. 17: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo IV



Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 18: Plan de Expansión del Escenario Alternativo IV

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
1	2023	UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	69.00			69.00				
1	2023		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99					

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 19: Plan de Expansión del Escenario Alternativo IV (Continuación)

1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Coclé 20	9.96		9.96					
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
1	2023	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00		5.00					
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2024	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2025		Eólico Zona Panamá 02	136.00			136.00				
1	2025		Eólico Zona Coclé 04	80.00			80.00				
1	2025	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00							670.00
1	2026		Eólico Zona Coclé 05	22.00			22.00				
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						

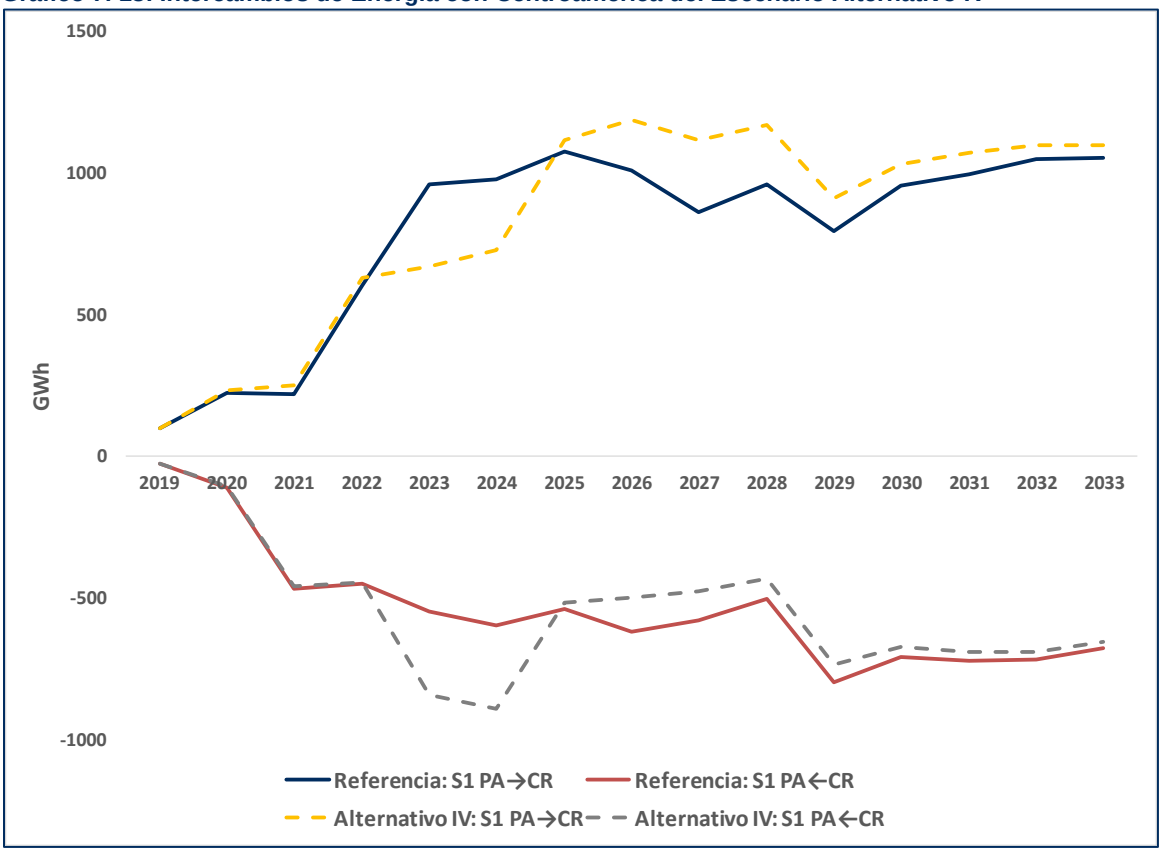
	2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro	370.41	0.00	52.03	0.00	318.37	0.00	0.00	0.00
Solar	392.02	0.00	242.47	0.00	149.55	0.00	0.00	0.00
Eólico	373.00	0.00	66.00	0.00	307.00	0.00	0.00	0.00
Bunker	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	5.10	(100.00)	5.10	(100.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GNL	1128.10	0.00	458.10	0.00	670.00	0.00	0.00	0.00
Total	**2268.63**	**(100.00)**	**823.70**	**(100.00)**	**1444.92**	**0.00**	**0.00**	**0.00**

** **Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN**

Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 18: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo IV

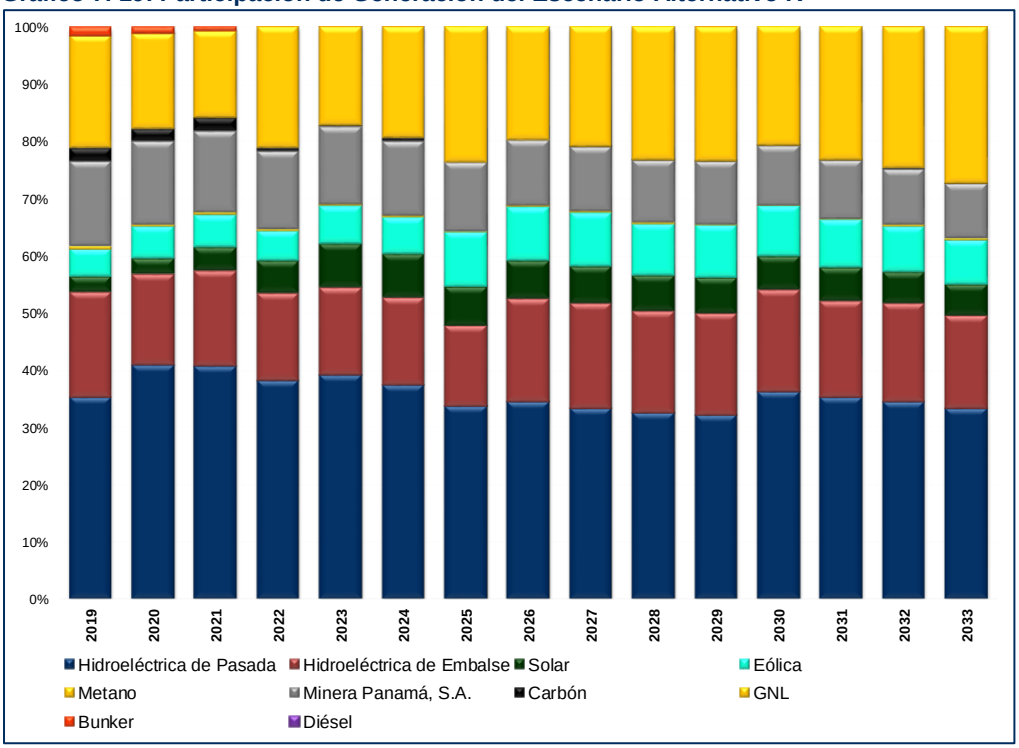


Referencia: (ETESA, 2019)

Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera el proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 7. 18.

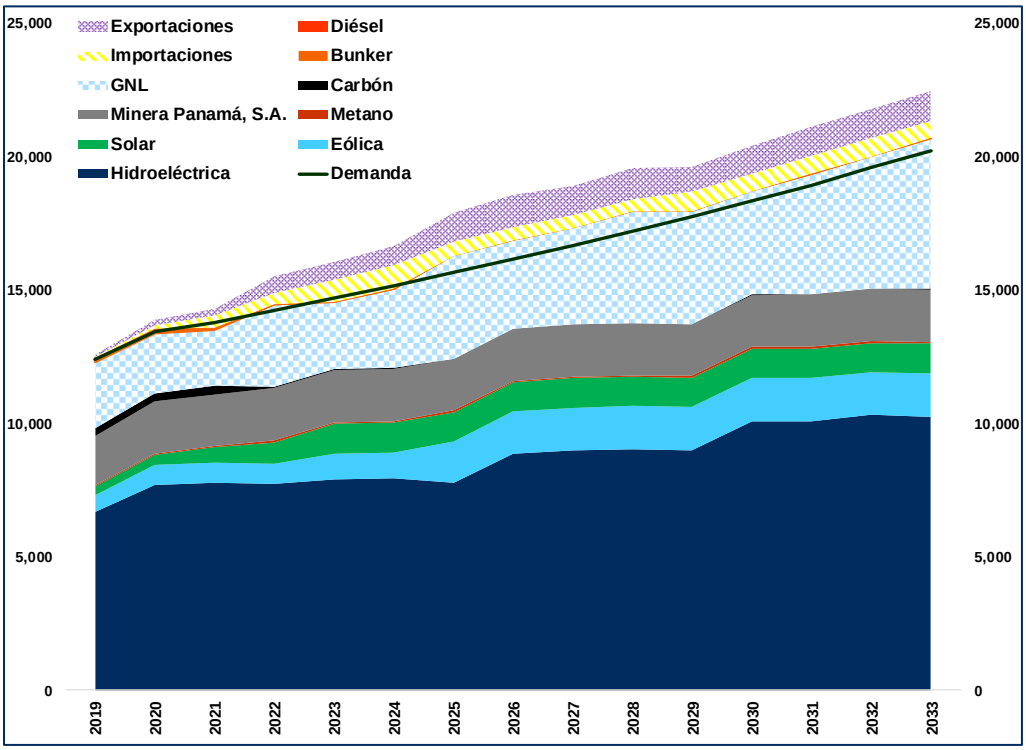
En el Gráfico 7. 19 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación termoeléctrica a centrales de gas Natural producto de la entrada de los proyectos Telfers y Martano el año 2022 y en el año 2025 por el contrario de las centrales que utilizan el combustible bunker, se observa un nulo aporte luego del año 2021.

Gráfico 7. 19: Participación de Generación del Escenario Alternativo IV



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 20: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo IV



Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 20: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh					Porcentajes de Penetración		
	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica	Totales	Demanda	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica
2019	6,707.30	998.53	4,781.66	12,487.49	12,413.37	54.03%	8.04%	38.52%
2020	7,688.20	1,199.40	4,674.45	13,562.05	13,434.20	57.23%	8.93%	34.80%
2021	7,780.04	1,401.13	4,414.18	13,595.35	13,789.00	56.42%	10.16%	32.01%
2022	7,731.48	1,632.55	5,097.85	14,461.88	14,265.20	54.20%	11.44%	35.74%
2023	7,921.28	2,126.02	4,519.65	14,566.95	14,718.00	53.82%	14.45%	30.71%
2024	7,929.80	2,152.75	4,969.03	15,051.58	15,189.70	52.21%	14.17%	32.71%
2025	7,779.08	2,707.89	5,805.58	16,292.55	15,678.70	49.62%	17.27%	37.03%
2026	8,852.77	2,746.33	5,283.13	16,882.23	16,176.70	54.73%	16.98%	32.66%
2027	8,975.18	2,780.72	5,589.91	17,345.80	16,691.90	53.77%	16.66%	33.49%
2028	9,037.06	2,782.00	6,153.88	17,972.94	17,224.40	52.47%	16.15%	35.73%
2029	8,989.09	2,789.63	6,194.07	17,972.79	17,775.10	50.57%	15.69%	34.85%
2030	10,096.02	2,779.71	5,847.24	18,722.97	18,344.20	55.04%	15.15%	31.88%
2031	10,094.97	2,780.78	6,484.87	19,360.61	18,956.90	53.25%	14.67%	34.21%
2032	10,330.95	2,763.96	6,922.33	20,017.24	19,589.70	52.74%	14.11%	35.34%
2033	10,270.49	2,793.24	7,639.66	20,703.39	20,244.60	50.73%	13.80%	37.74%

Referencia: (ETESA, 2019)

Escenario Alternativo V

En este escenario se utiliza las proyecciones de demanda alta y un alto costo de los combustibles utilizados para la generación térmica, debido a esto se apuesta por la introducción de nuevas plantas de Gas Natural y un aprovechamiento mayor de la Energía Eólica.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en las Tabla 7.22 y Tabla 7.23.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 3627.49 MW de capacidad al sistema actual, donde el 11.37% corresponde a proyectos hidroeléctricos (412.33 MW), un 43.61 % a proyectos renovables (Eólicos – 822.80 MW, Solar – 759.16 MW) y el 45.02% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1633.20 MW).

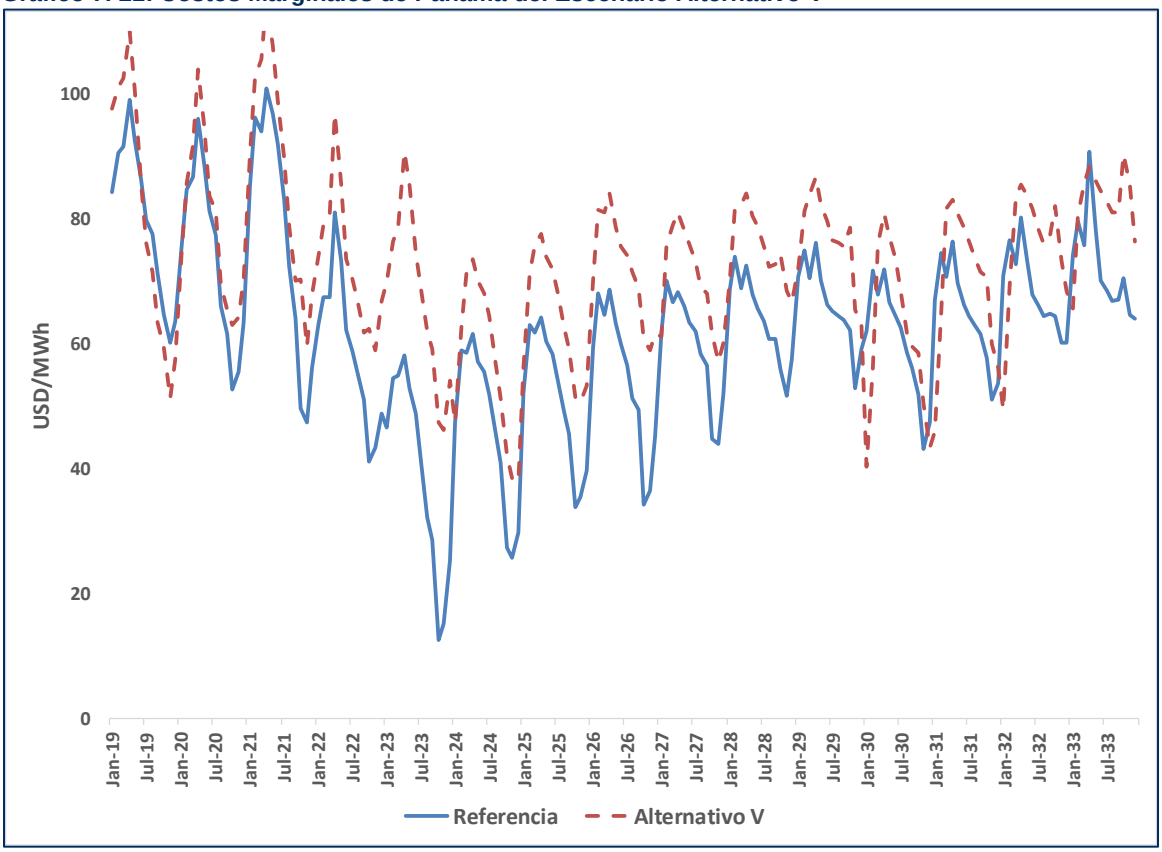
Tabla 7. 21: Costos del Escenario Alternativo IV

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo V
Inversión	2222.50	2894.57
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2962.49
Ambiental	346.03	339.98
Total	**5217.62**	**6197.03**
Diferencia		**-15.80%**

Referencia: (ETESA, 2019)

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que el costo marginal del sistema aumenta debido a que la demanda energética y el costo de los combustibles presenta un aumento en todos los años del presente estudio. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo V pueden apreciarse en el Gráfico 7. 21.

Gráfico 7. 21: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo V



Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 22: Plan de Expansión del Escenario Alternativo V

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**	
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
1	2023	UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	69.00			69.00				
1	2023		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99					
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Coclé 20	9.96		9.96					
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2024		Eólico Zona Veraguas 04	108.00			108.00				
1	2024	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00		5.00					
1	2024	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00							670.00
1	2024	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2024	Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	10.01	10.01						
1	2025	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1.00	1.00						
1	2025	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	5.00	5.00						
1	2026		Eólico Zona Coclé 05	22.00			22.00				
1	2027		Solar Zona Panamá Oeste 01	10.00		10.00					
1	2027		Solar Zona Chiriquí 03	10.00		10.00					
1	2027		Solar Zona Chiriquí 11	19.89		19.89					
1	2027		Solar Zona Chiriquí 15	19.80		19.80					
1	2027		Solar Zona Coclé 19	9.95		9.95					

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 23: Plan de Expansión del Escenario Alternativo V (Continuación)

1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						
1	2027	Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	5.48	5.48						
1	2028		Eólico Zona Chiriquí 01	19.80			19.80				
1	2028		Solar Zona Coclé 10	10.00		10.00					
1	2028		Solar Zona Chiriquí 08	19.89		19.89					
1	2028		Solar Zona Chiriquí 09	19.89		19.89					
1	2028		Solar Zona Chiriquí 13	19.80		19.80					
1	2028		Solar Zona Chiriquí 20	71.00		71.00					
1	2029		Eólico Zona Veraguas 01	104.40			104.40				
1	2029		Solar Zona Coclé 13	9.90		9.90					
1	2029		Solar Zona Coclé 14	10.00		10.00					
1	2029		Solar Zona Coclé 15	10.00		10.00					
1	2029	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44						
1	2029	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00						
1	2030		Eólico Zona Panamá 01	32.00			32.00				
1	2030		Eólico Zona Veraguas 02	111.60			111.60				
1	2030		Solar Zona Panamá Oeste 02	20.00		20.00					
1	2030		CC CNL A	400.00							400.00
1	2031		Eólico Zona Coclé 03	74.00			74.00				
1	2031		Solar Zona Chiriquí 10	19.89		19.89					
1	2031		Solar Zona Coclé 17	9.95		9.95					
1	2031		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50.00							50.00
1	2032		Eólico Zona Coclé 04	80.00			80.00				
1	2033		Eólico Zona Panamá 02	136.00			136.00				
1	2033		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	50.00							50.00

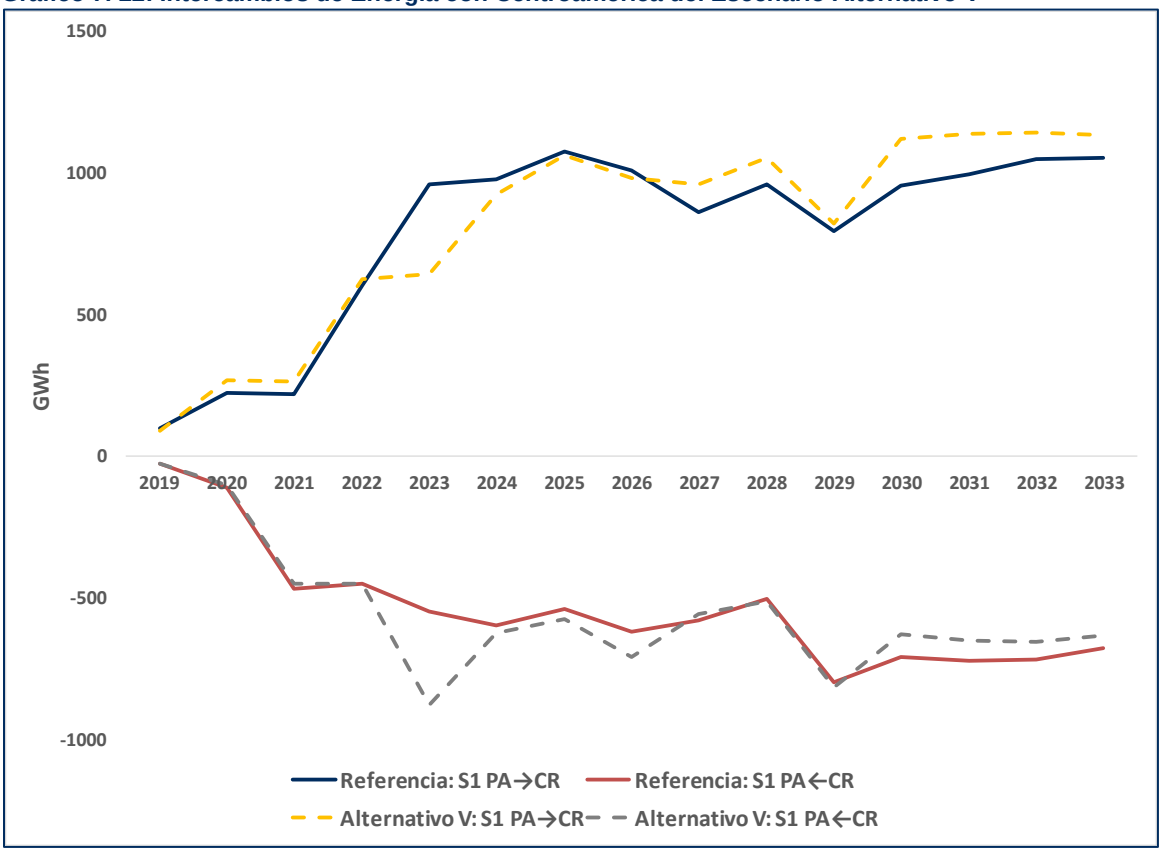
	2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro	412.33	0.00	52.03	0.00	105.92	0.00	254.38	0.00
Solar	759.16	0.00	242.47	0.00	149.55	0.00	367.14	0.00
Eólico	822.80	0.00	66.00	0.00	199.00	0.00	557.80	0.00
Bunker	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	5.10	(100.00)	5.10	(100.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GNL	1628.10	0.00	458.10	0.00	670.00	0.00	500.00	0.00
Total	**3627.49**	**(100.00)**	**823.70**	**(100.00)**	**1124.47**	**0.00**	**1679.32**	**0.00**

** **Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN**

Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 22: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo V

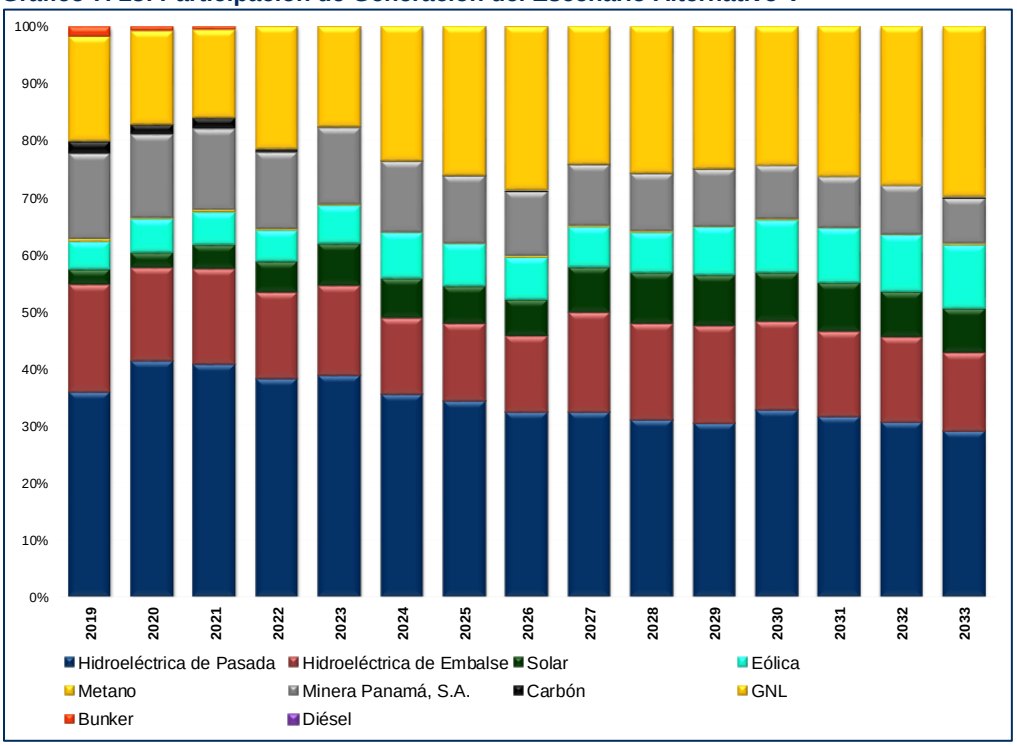


Referencia: (ETESA, 2019)

En los intercambios presentados en este escenario, se observa una disminución en la generación hidroeléctrica con respecto a los otros casos contraria al aumento en la producción de gas Natural con la entrada de 3 plantas nuevas CC CNL A y las turbinas de Gas Aeroderivadas 50A y 50B.

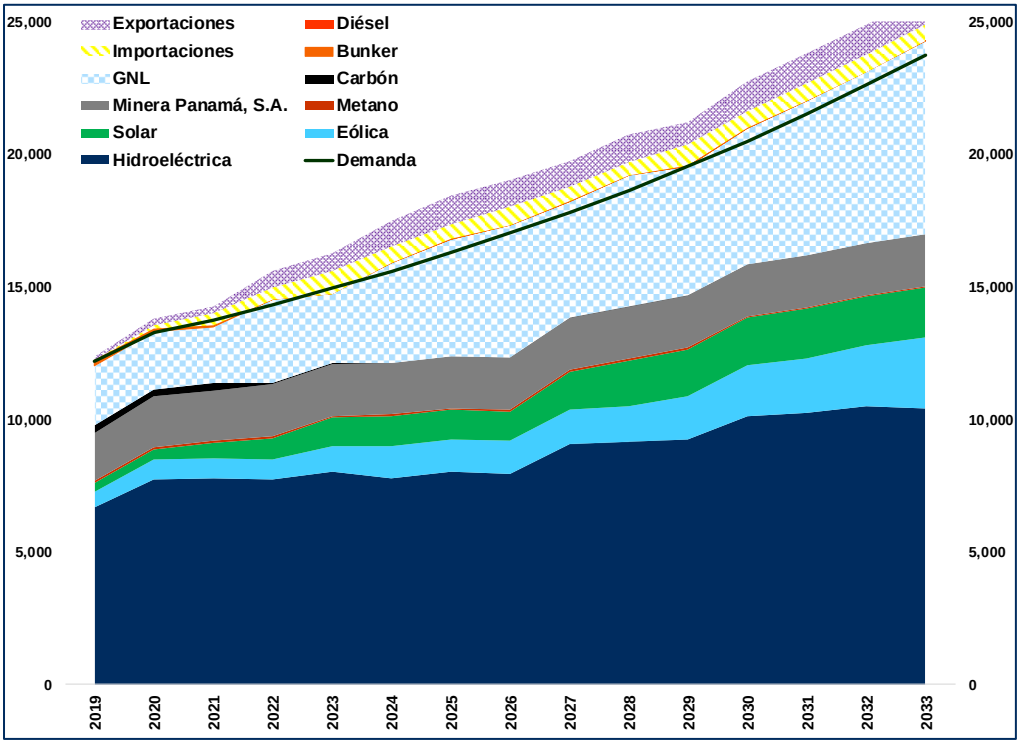
En el Gráfico 7. 23 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación termoeléctrica a centrales de Gas Natural y de energías renovables no convencionales. Las Centrales hidroeléctricas mantienen un aporte base como en todos los escenarios analizados en este capítulo.

Gráfico 7. 23: Participación de Generación del Escenario Alternativo V



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 24: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo IV



Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 24: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh					Porcentajes de Penetración		
	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica	Totales	Demanda	Hidroelectrica	Renovables	Termoelectrica
2019	6,684.15	997.51	4,571.07	12,252.73	12,187.78	54.84%	8.18%	37.51%
2020	7,736.09	1,199.43	4,517.31	13,452.82	13,282.41	58.24%	9.03%	34.01%
2021	7,783.97	1,401.59	4,378.83	13,564.39	13,738.80	56.66%	10.20%	31.87%
2022	7,730.72	1,633.26	5,166.15	14,530.13	14,343.20	53.90%	11.39%	36.02%
2023	8,016.91	2,118.17	4,603.21	14,738.28	14,950.50	53.62%	14.17%	30.79%
2024	7,762.32	2,425.18	5,734.58	15,922.08	15,603.40	49.75%	15.54%	36.75%
2025	8,035.16	2,390.73	6,380.90	16,806.79	16,301.80	49.29%	14.67%	39.14%
2026	7,929.44	2,440.91	6,963.60	17,333.95	17,038.20	46.54%	14.33%	40.87%
2027	9,091.37	2,778.19	6,373.91	18,243.48	17,822.70	51.01%	15.59%	35.76%
2028	9,182.37	3,113.80	6,917.41	19,213.59	18,657.20	49.22%	16.69%	37.08%
2029	9,264.66	3,444.31	6,863.06	19,572.02	19,545.10	47.40%	17.62%	35.11%
2030	10,107.43	3,789.33	7,102.16	20,998.93	20,489.20	49.33%	18.49%	34.66%
2031	10,233.29	4,007.00	7,781.98	22,022.27	21,516.50	47.56%	18.62%	36.17%
2032	10,498.32	4,200.57	8,415.02	23,113.91	22,607.60	46.44%	18.58%	37.22%
2033	10,406.19	4,622.63	9,256.65	24,285.46	23,767.70	43.78%	19.45%	38.95%

Referencia: (ETESA, 2019)

Análisis de las Sensibilidades

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del Escenario Referencia, se elaboraron distintas sensibilidades, mediante las cuales se evaluará la robustez de la propuesta de expansión. Análisis que pueden dar señales para la toma de decisiones y políticas de Estado, de forma tal que garantizan el suministro de energía y potencia, cumpliendo con los criterios de Calidad, Seguridad y Confiabilidad establecidos. Dichas sensibilidades se muestran en la Tabla N°19.

Tabla 7. 25: Sensibilidades Analizadas

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Escenario Referencia		Sensibilidades							
			Mes	Año	A		B	C	D	E	F	G	H
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	153.00**	2	2019			Combustibles Altos	Combustibles Bajos	Demanda Alta	Demanda Baja		Con SIEPAC 2	
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	6	2019									
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90	7	2019									
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	8	2019									
Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10	11	2019									
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)	12	2019									
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)	12	2019									
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)	12	2019									
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00	1	2020	1	2021							
Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00	1	2020									
Electron Investment	Pando	37.00	1	2020									
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	6	2020									
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95	1	2021									
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	1	2021	1	2022							
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58	1	2021									
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00	6	2021									
Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95	6	2021	6	2022							
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16	6	2021									
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	10	2021									
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99	12	2021	12	2022							
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99	1	2022									
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	1	2022	1	2023							
Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10	1	2022	1	2023							Sale
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00	6	2022									
Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00	12	2022									
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	12	2022									
SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80	1	2023									
	Solar Zona Coclé 20	9.96	1	2023									
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	1	2023									
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90	1	2023									
Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00	1	2023							Sale		Sale
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1	2023									
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	1	2023									
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	1	2023									
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	1	2023									
Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	1	2025									
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	1	2030									
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	1	2030									

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN

Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad A

Esta sensibilidad analiza el atraso de un año, la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.

Dado la gran cantidad de atrasos que se han dado históricamente en cuanto a la entrada en operación de los proyectos de generación, se contempla estudiar la situación que tendría el sistema al no contar con la energía esperada en la fecha establecida en el periodo de corto plazo.

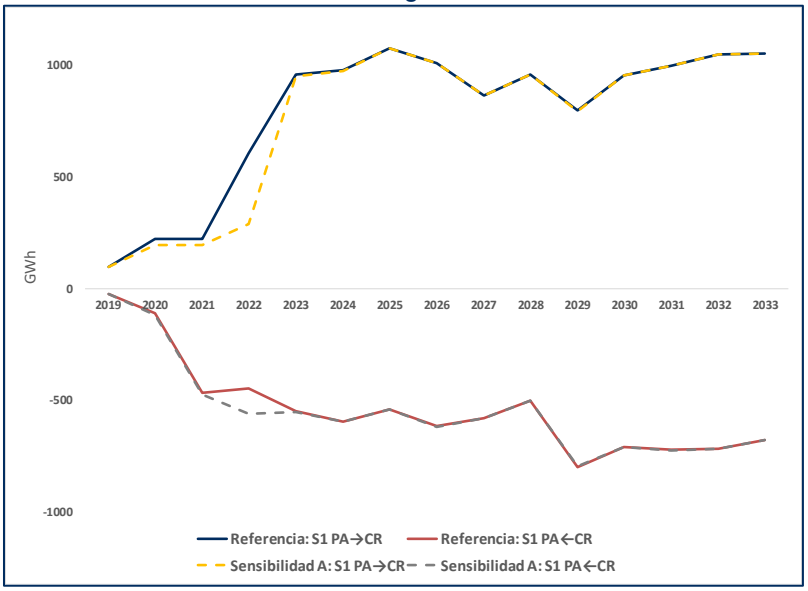
Tabla 7. 26: Costos de Sensibilidad A

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad A
Inversión	2222.50	2222.31
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2668.01
Ambiental	346.03	348.43
Total	**5217.62**	**5238.75**
Diferencia		**-0.40%**

Referencia: (ETESA, 2019)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7. 25, se presentan exportaciones de energía similares en la mayoría de los años evaluados, producto que el atraso de los proyectos no es tan considerable.

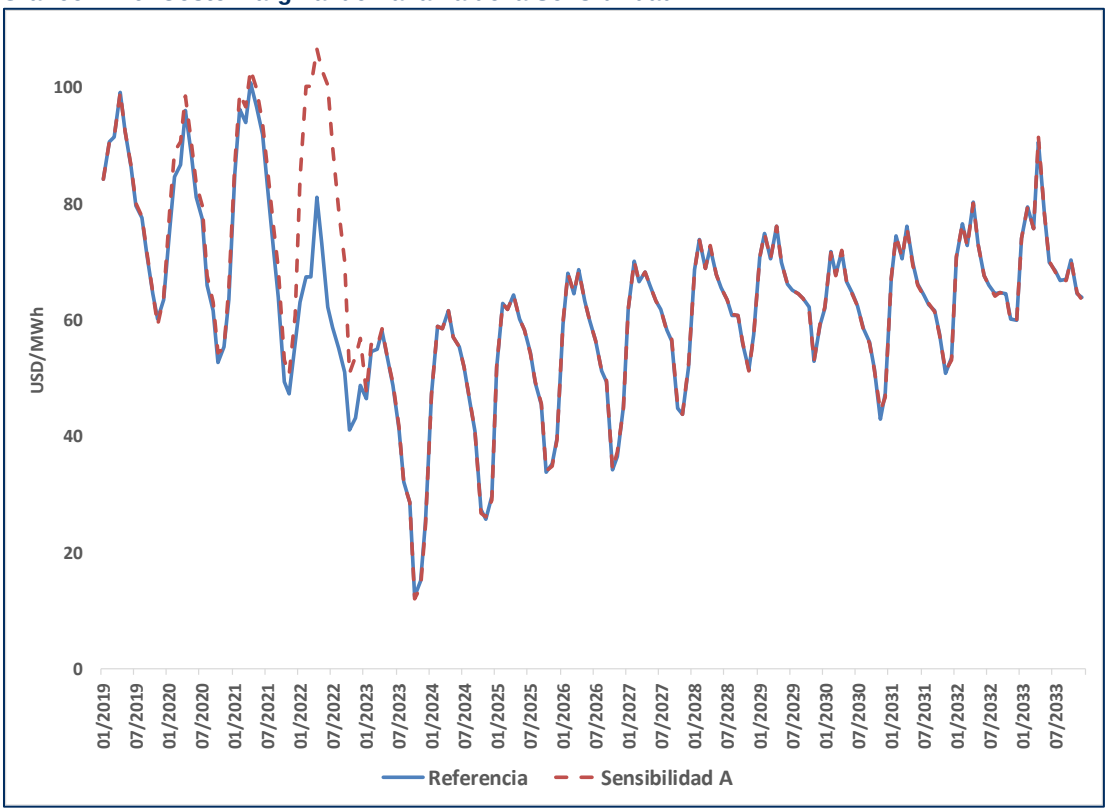
Gráfico 7. 25: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad A



Referencia: (ETESA, 2019)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7. 26, los costos marginales resultan superiores a los del caso original para los años en que los proyectos sufren un retraso de entrada en operación.

Gráfico 7. 26: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A



Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad B

En esta sensibilidad se considera una proyección de precios de combustibles altos en el sistema de generación en Panamá.

Tomado en cuenta las constantes variaciones que tiene el precio de los combustibles derivados del petróleo a causa de la especulación, el exceso de crudo en el mercado por nuevos actores (Irán, fracking), inversiones paralizadas, países emergentes en crisis y países con problemas políticos así como el temor a una nueva crisis global u otras situaciones que pudieran conllevar un aumento en el precio del combustible, se evalúa en este escenario el impacto que tendría este hecho en el sistema eléctrico de Panamá.

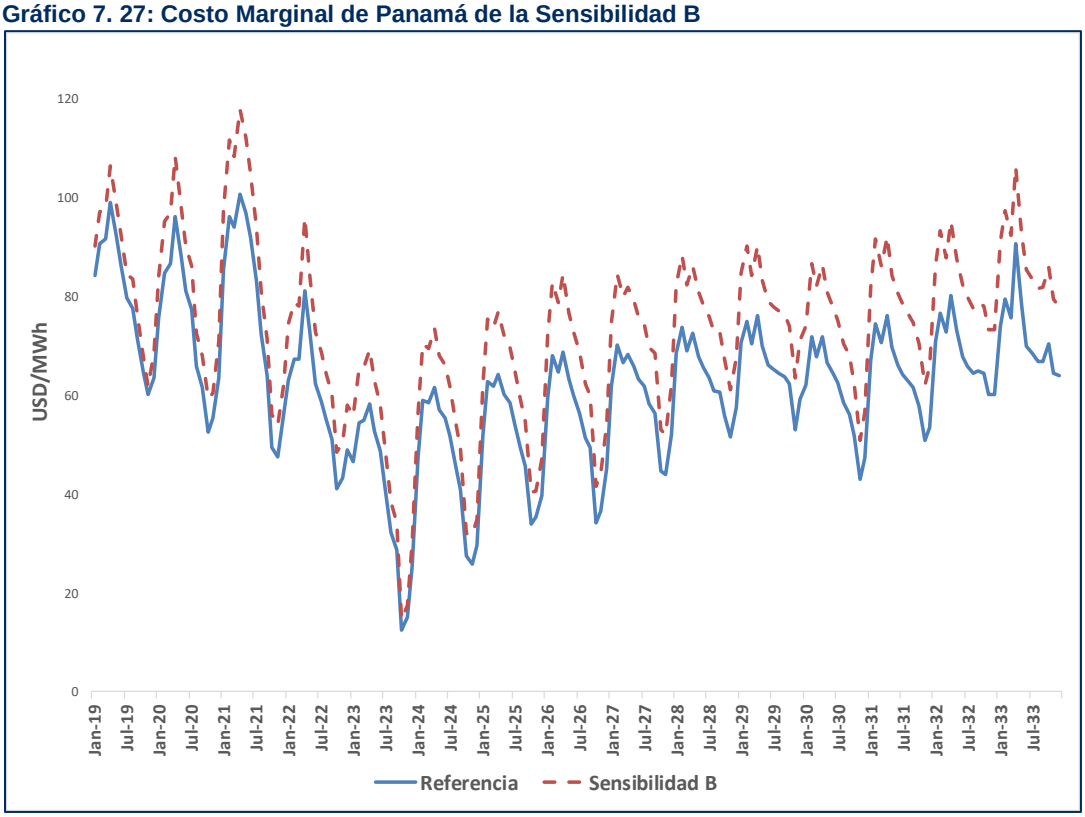
Tabla 7. 27: Costos de Sensibilidad B

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad B
Inversión	2222.50	2222.50
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	3078.52
Ambiental	346.03	346.21
Total	**5217.62**	**5647.22**
Diferencia		**-7.61%**

Referencia: (ETESA, 2019)

El Gráfico 7. 27 refleja una reducción del CMS a partir del año 2021, con la entrada de grandes proyectos termoeléctricos a base de gas natural. Al considerar una proyección de precios de combustibles altos en comparación con el Escenario de Referencia, los costos operativos de las centrales termoeléctricas aumentan, efecto reflejado en el despacho donde al ser estas más competitivas que las demás centrales termoeléctricas, conllevan a una reducción en el costo marginal del sistema.

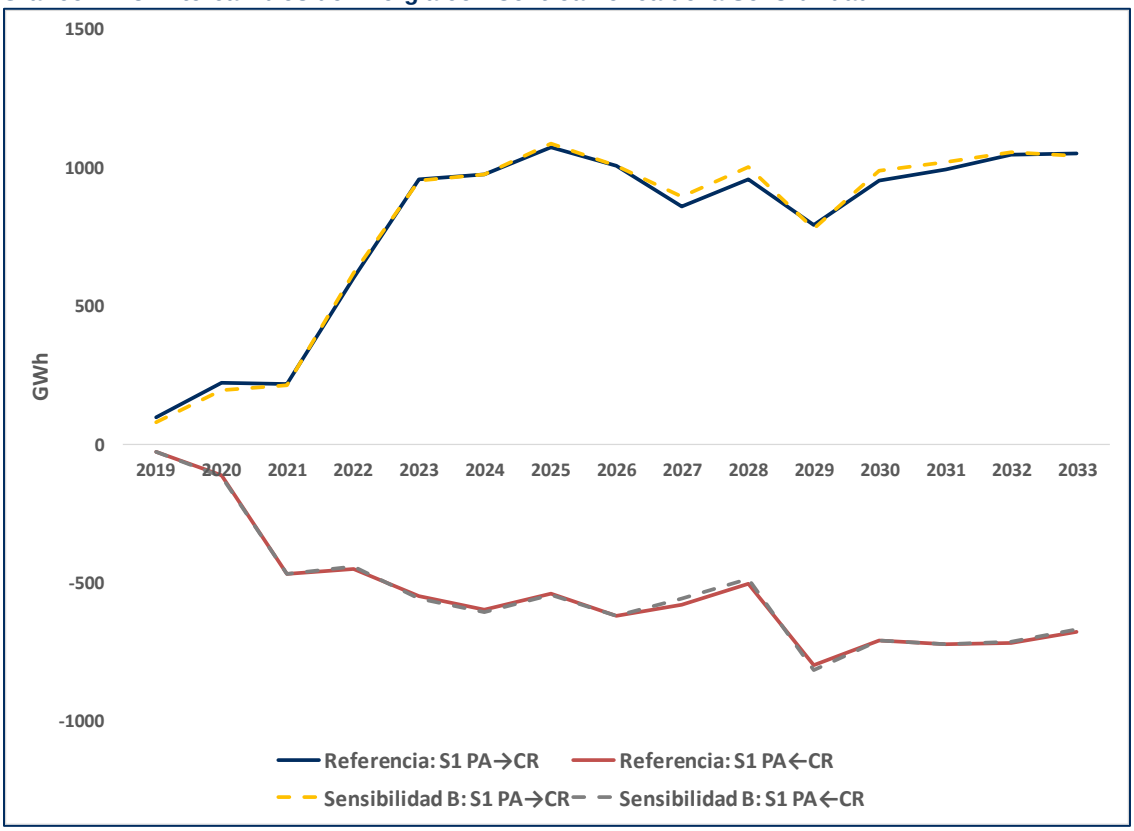
Gráfico 7. 27: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B



Referencia: (ETESA, 2019)

La reducción en el CMS en el año 2021, no provoca cambios considerables en el comportamiento de los intercambios de energía con respecto al escenario de Referencia. (ver Gráfico 7. 28).

Gráfico 7. 28: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad B

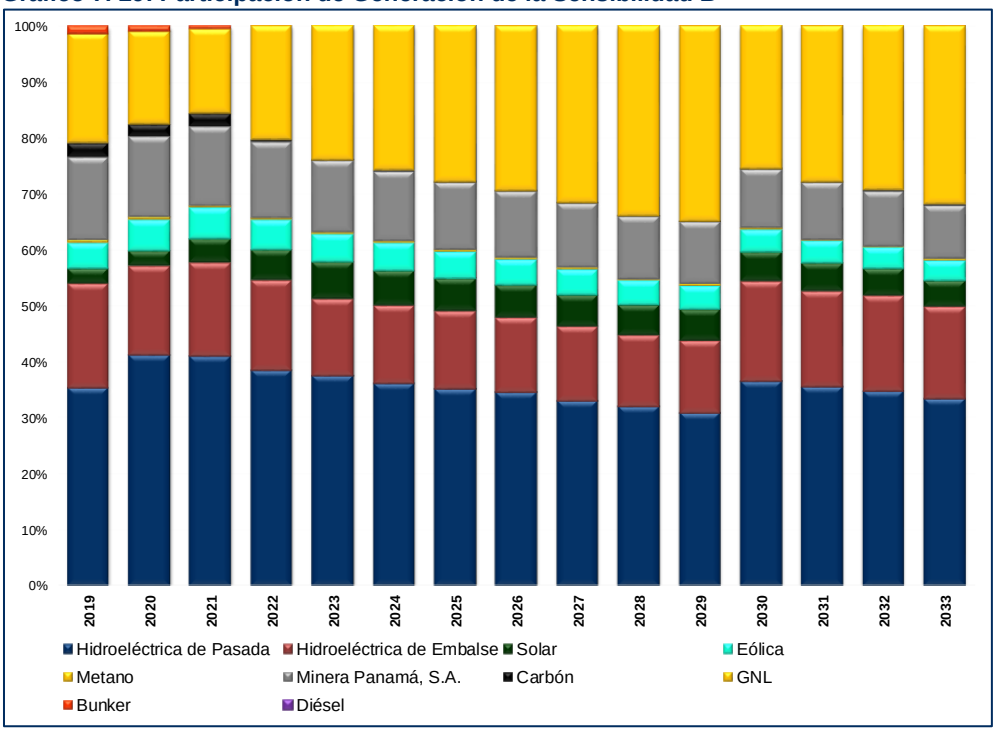


Referencia: (ETESA, 2019)

La participación de la generación de este escenario se aprecia en el Gráfico 7. 29.

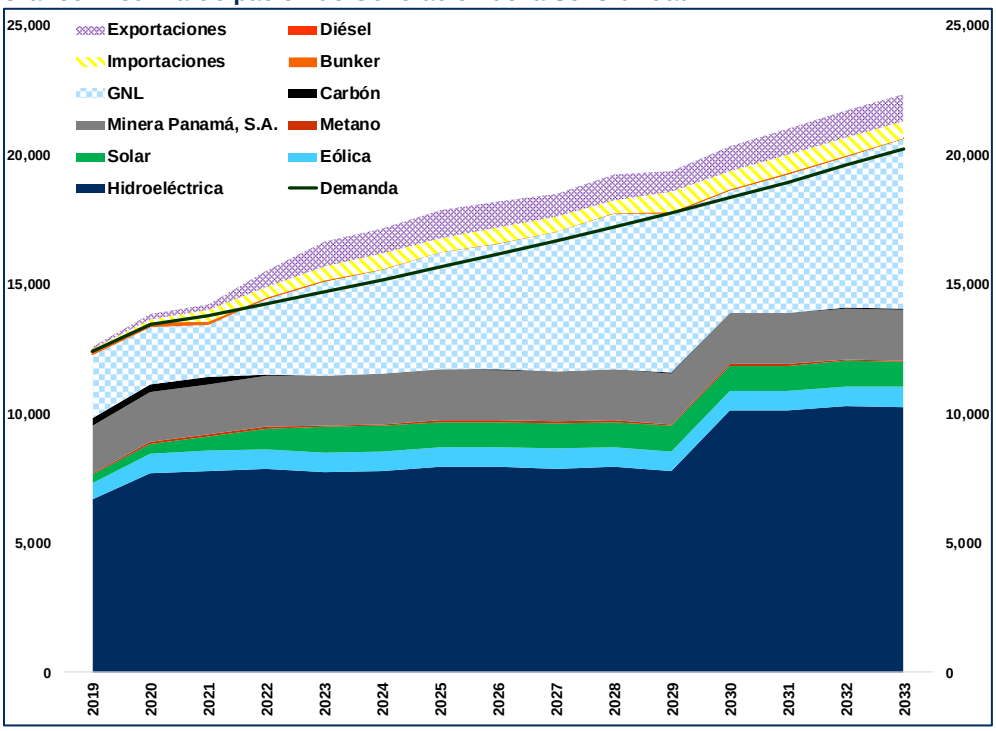
Al igual que todos los casos la participación de la generación hidroeléctrica abarca la mayor parte de la energía generada en el país en los primeros años de estudio. Una vez entren en operación las turbinas de gas natural la generación toma protagonismo en la matriz energética.

Gráfico 7. 29: Participación de Generación de la Sensibilidad B



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 30: Participación de Generación de la Sensibilidad B



Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad C

En esta sensibilidad se considera una proyección de precios de combustibles bajos en el sistema de generación en Panamá. Uno de los mejores escenarios en los análisis de este capítulo, pues significa que el Gas Natural principalmente, presenta precios tan competitivos que puede llegar a alcanzar costos similares a las hidroeléctricas de embalse.

Tabla 7. 28: Costos de Sensibilidad C

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad C
Inversión	2222.50	2222.50
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2023.31
Ambiental	346.03	343.87
Total	**5217.62**	**4589.69**
Diferencia		**13.68%**

Referencia: (ETESA, 2019)

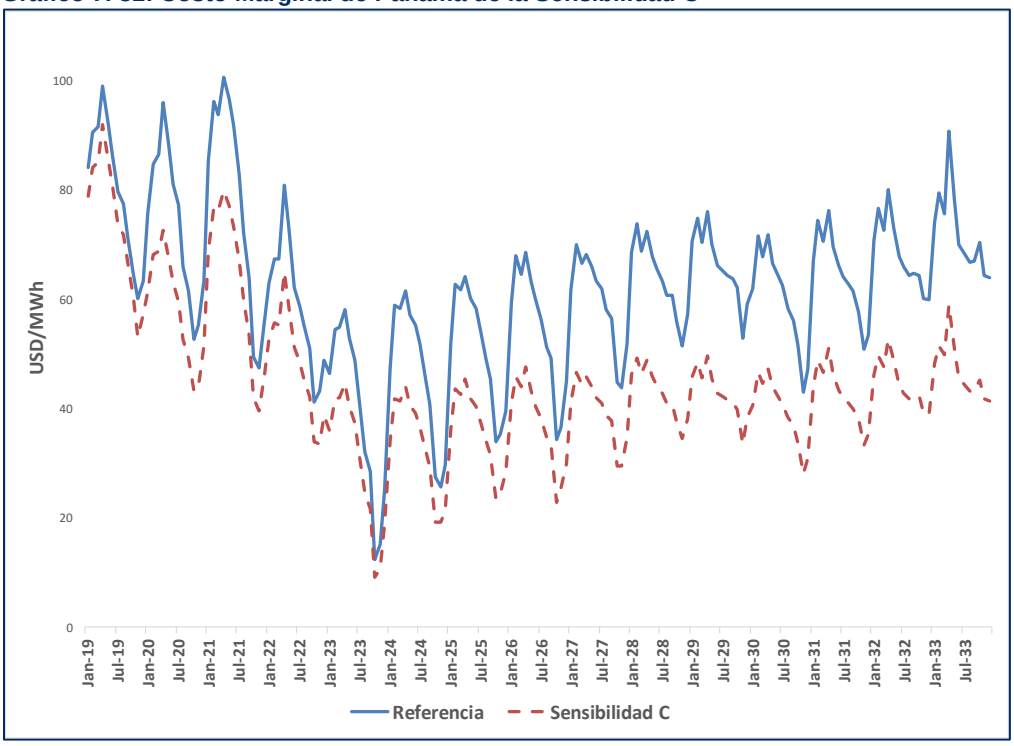
El Gráfico 7. 31 refleja una reducción del CMS a partir del año 2020, con la entrada de grandes proyectos termoeléctricos a base de gas natural. Al considerar una proyección de precios de combustibles bajos en comparación con el Escenario de Referencia, los costos operativos de las centrales termoeléctricas disminuyen, efecto reflejado en el despacho donde al ser estas más competitivas que las demás centrales termoeléctricas, conllevan a una reducción en el costo marginal del sistema.

Tabla 7. 29: Porcentajes de disminución con respecto al caso de referencia

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso)	Gas Natural CH4
2019	9.03%	9.37%	10.01%	2.49%
2021	28.13%	26.90%	13.26%	18.25%
2023	36.72%	30.43%	14.26%	25.53%
2025	45.24%	35.04%	14.54%	32.74%
2027	47.91%	38.67%	16.15%	35.12%
2029	50.06%	39.91%	17.72%	37.13%
2031	49.43%	41.04%	17.78%	36.32%
2033	49.93%	41.51%	17.74%	36.96%

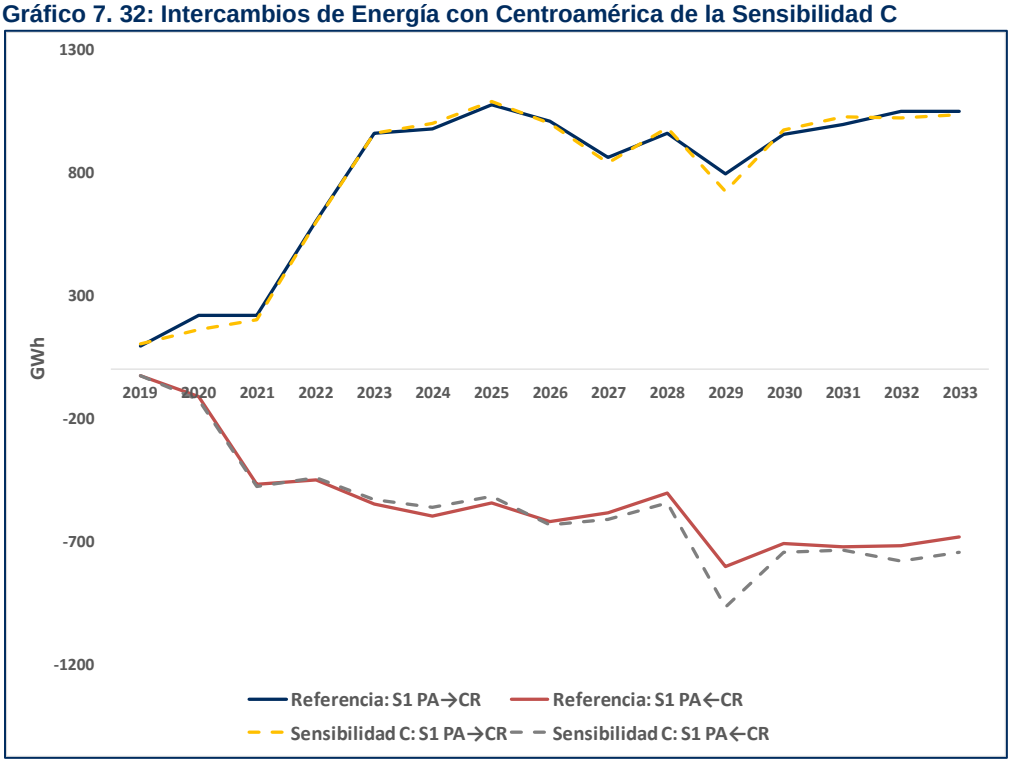
Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 31: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C



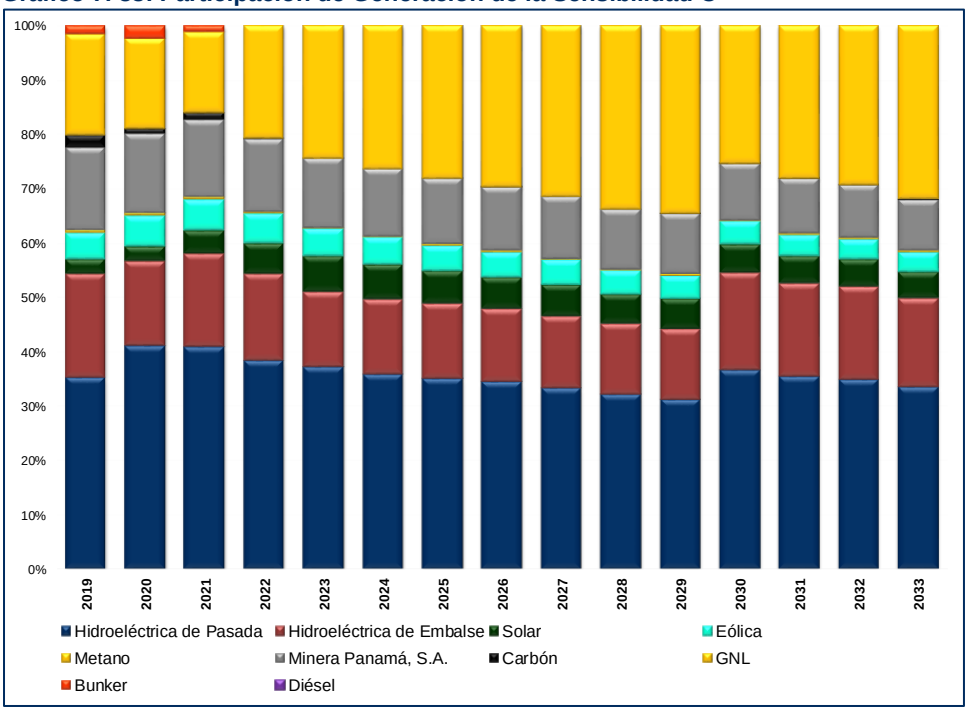
Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 32: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad C



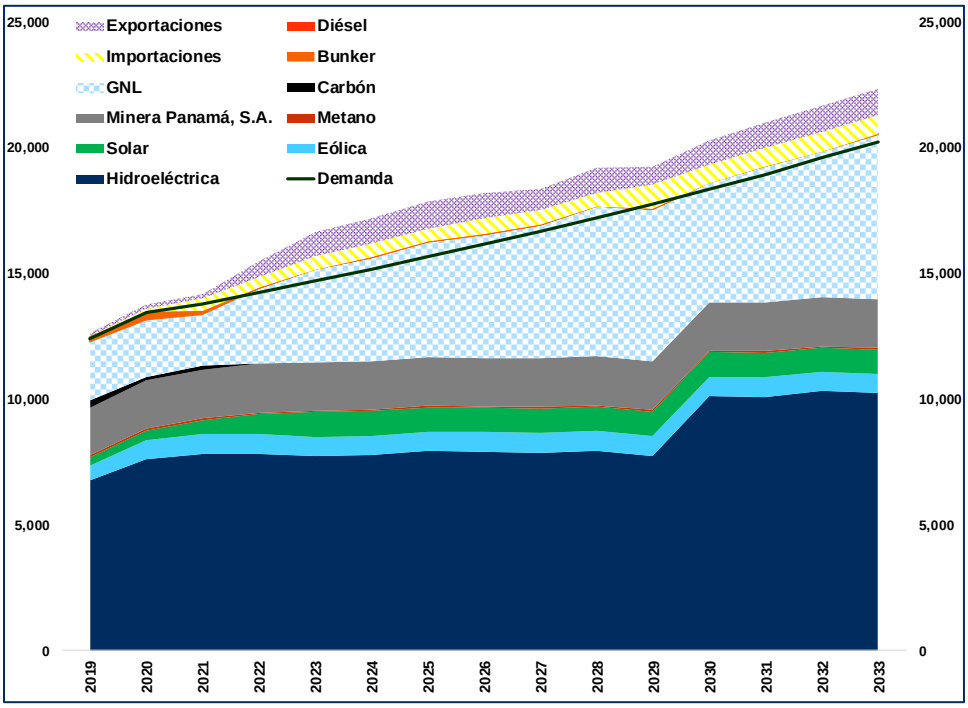
Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 33: Participación de Generación de la Sensibilidad C



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 34: Generación vs Demanda de la Sensibilidad C



Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad D

En esta sensibilidad se analiza una demanda energética alta que puede ser causada por el aumento de la población, aumento del poder adquisitivo o por motivos climáticos que obliguen al uso de sistemas de climatización, lo que representa uno de los mayores consumos energéticos en nuestro país.

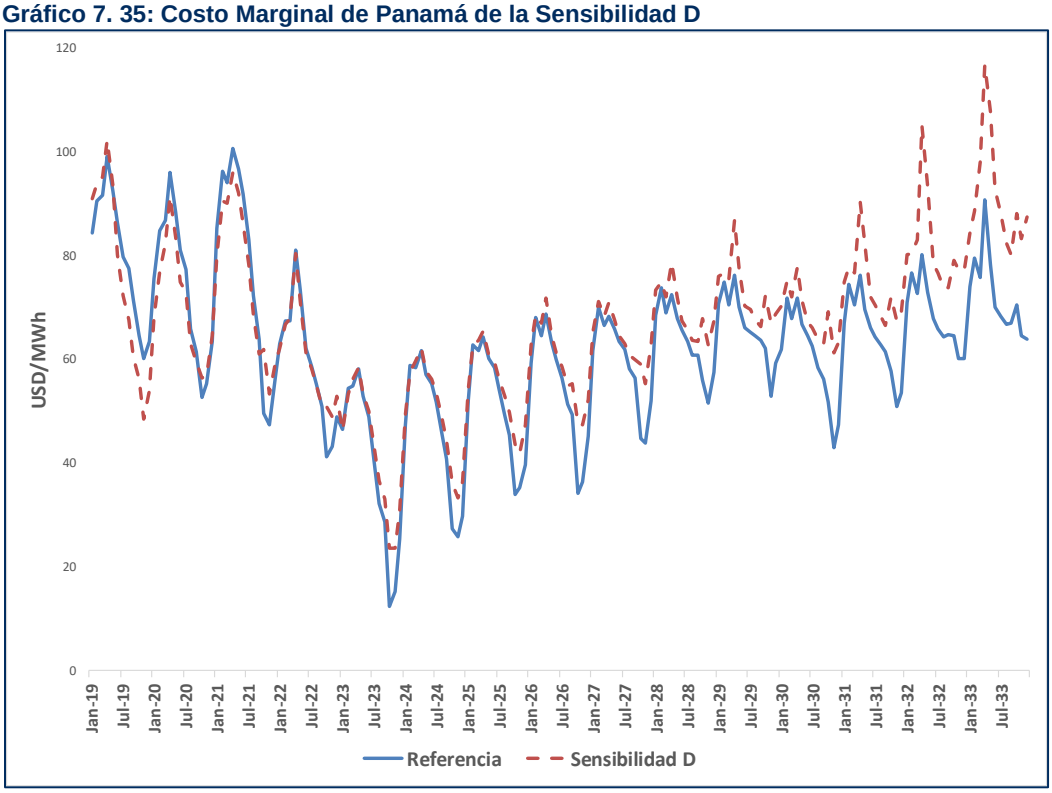
Tabla 7. 30: Costos de Sensibilidad D

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad D
Inversión	2222.50	2222.50
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2946.51
Ambiental	346.03	368.54
Total	**5217.62**	**5537.55**
Diferencia		**-5.78%**

Referencia: (ETESA, 2019)

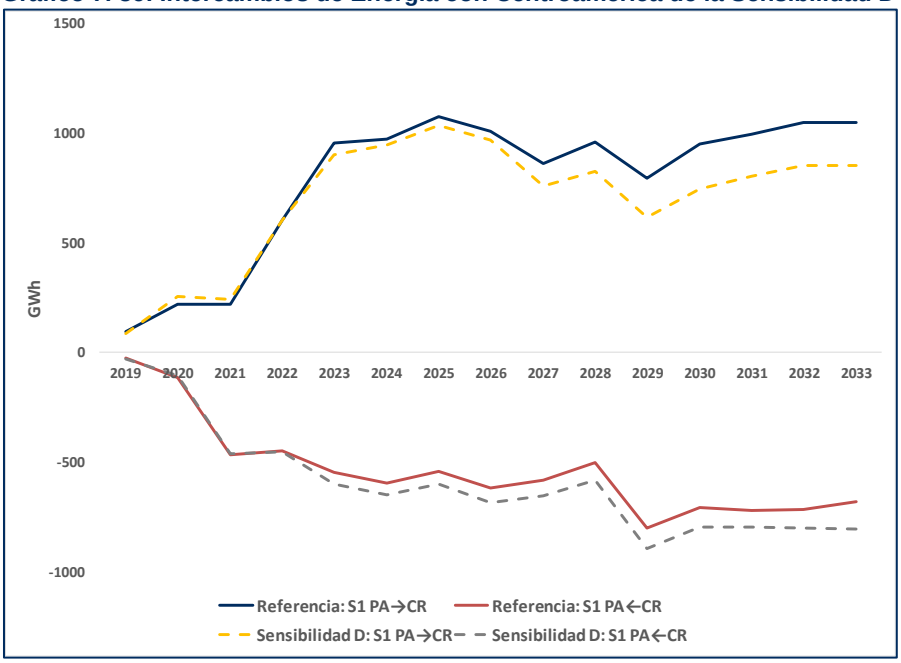
La demanda al ser mayor al caso de referencia, se necesitan más plantas térmicas para suplir dicha demanda. El aumento no es tan drástico debido a la inclusión de plantas de Gas Natural y plantas de generación renovable.

Gráfico 7. 35: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad D



Referencia: (ETESA, 2019)

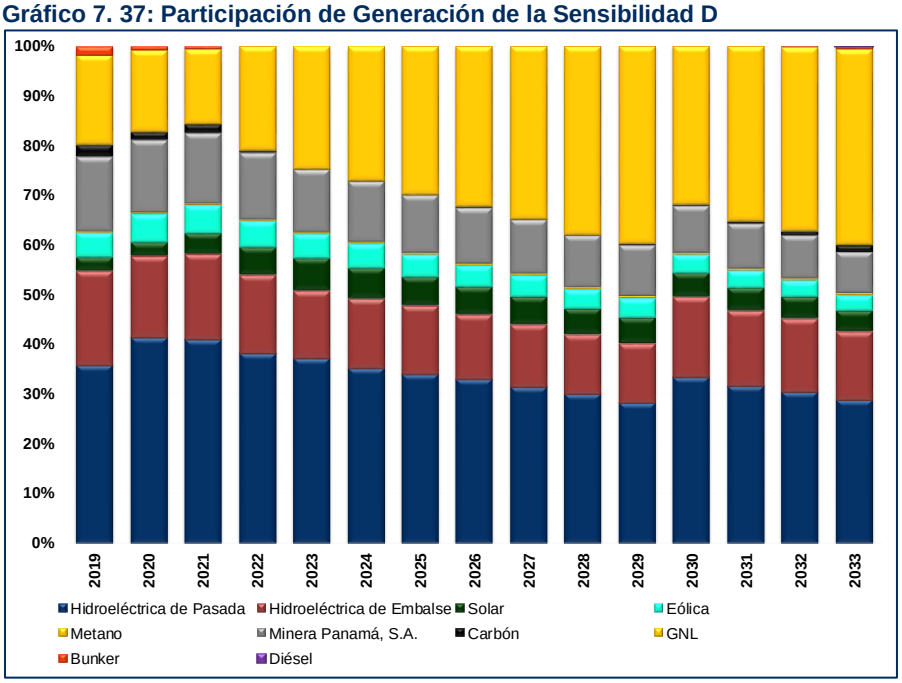
Gráfico 7. 36: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad D



Referencia: (ETESA, 2019)

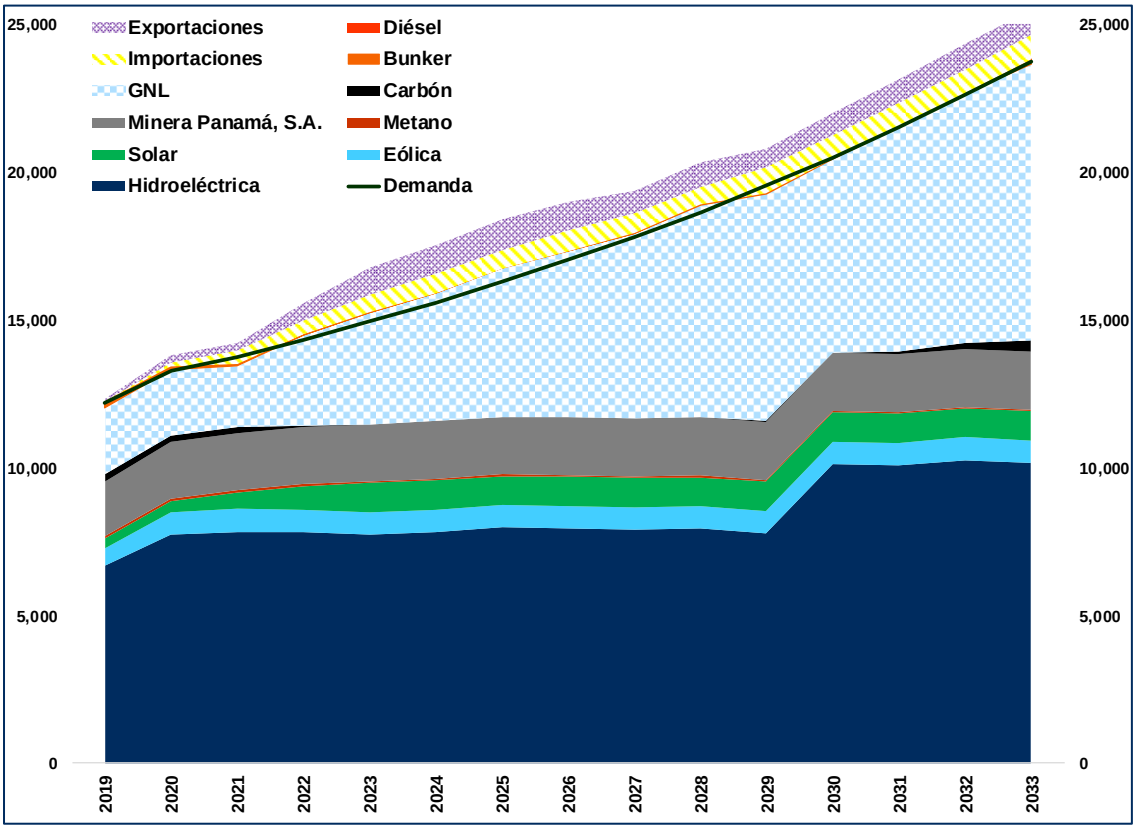
En el Gráfico 7. 37 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural aumenta en el periodo 2022 – 2029, permitiendo mejorar el factor de planta de las centrales a base de gas natural.

Gráfico 7. 37: Participación de Generación de la Sensibilidad D



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 38: Generación vs Demanda de la Sensibilidad D



Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad E

En esta sensibilidad se presenta un contraste con respecto a la sensibilidad anterior, en este caso la demanda propone una disminución con respecto al caso de referencia, bajando así los costos operativos un 14.13%.

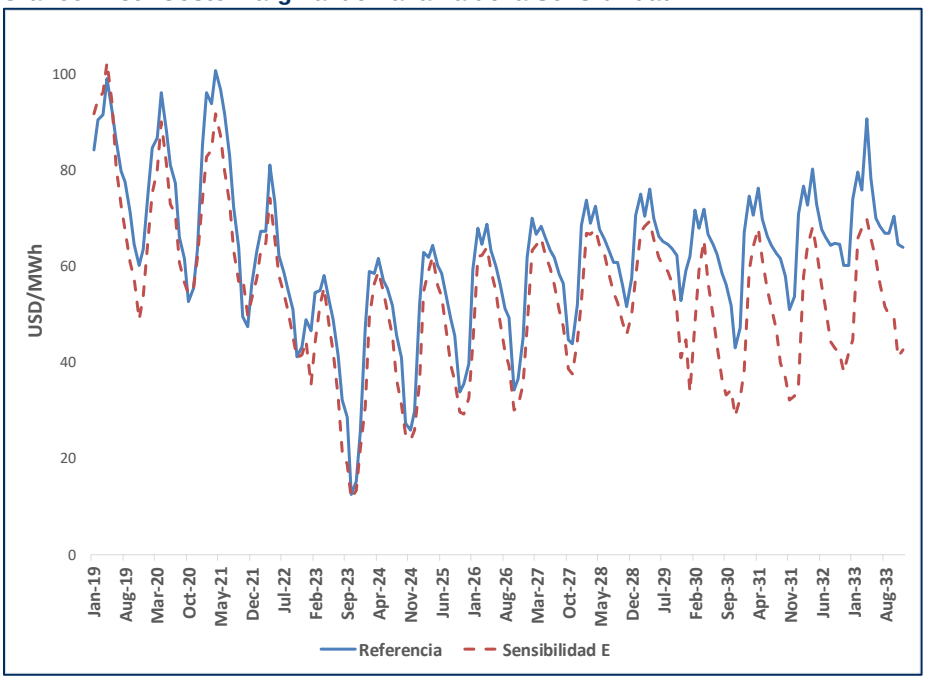
Tabla 7. 31: Costos de Sensibilidad E

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad E
Inversión	2222.50	2222.50
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2274.66
Ambiental	346.03	313.47
Total	**5217.62**	**4810.63**
Diferencia		**8.46%**

Referencia: (ETESA, 2019)

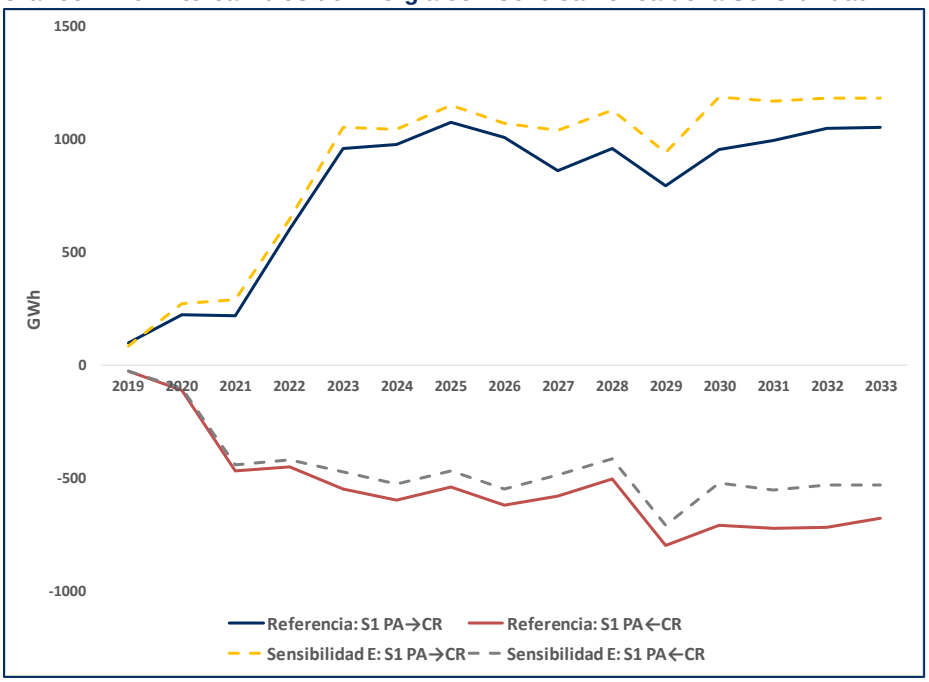
El resultado de esta sensibilidad muestra que el CMS presenta una baja que es más representativa en los años 2027 y posteriores con cambios significativos en el 2030.

Gráfico 7. 39: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad E



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 40: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad E

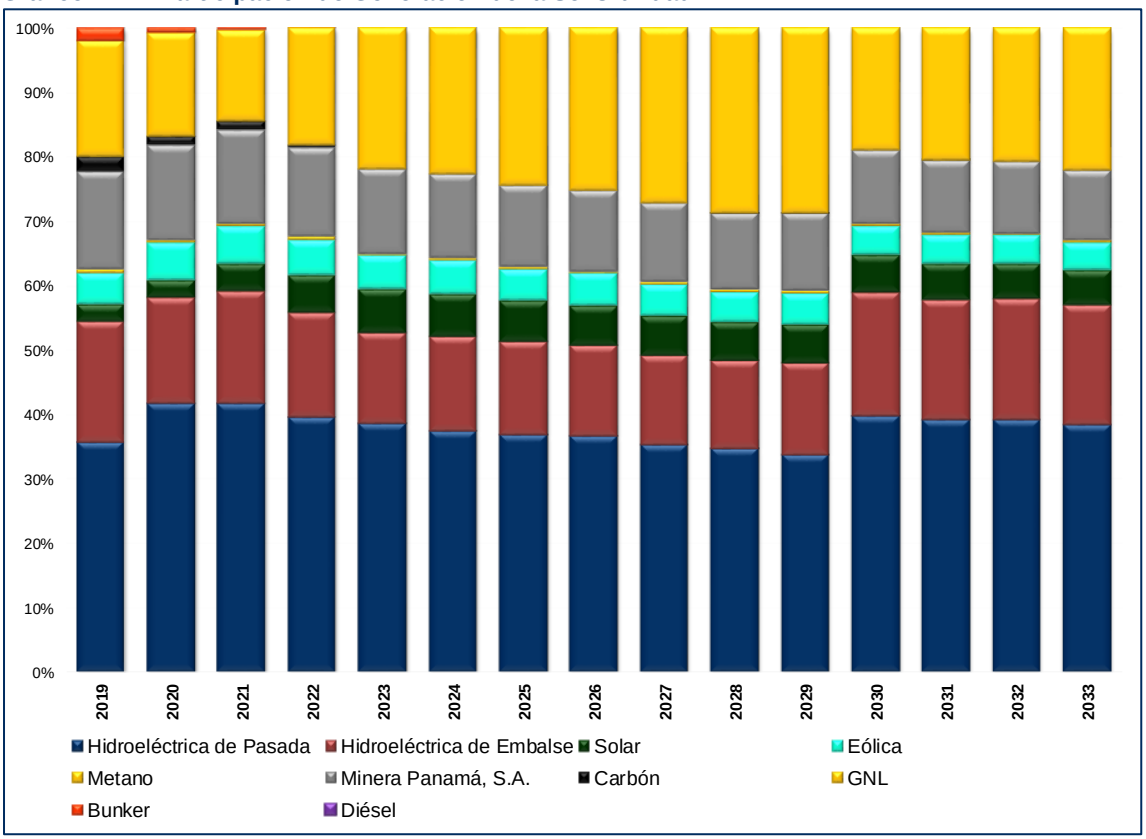


Referencia: (ETESA, 2019)

Al igual que con los costos marginales, los intercambios muestran un comportamiento esperado de un aumento en el periodo del 2023 al 2033, debido a un exceso de generación que presenta costos más bajos que la generación proveniente de Centroamérica. Ver Gráfico 7.39.

En el Gráfico 7. 41 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural aumenta a partir del año 2022 con respecto al Escenario de Referencia, mientras que el porcentaje de participación de centrales a base de búnker disminuye.

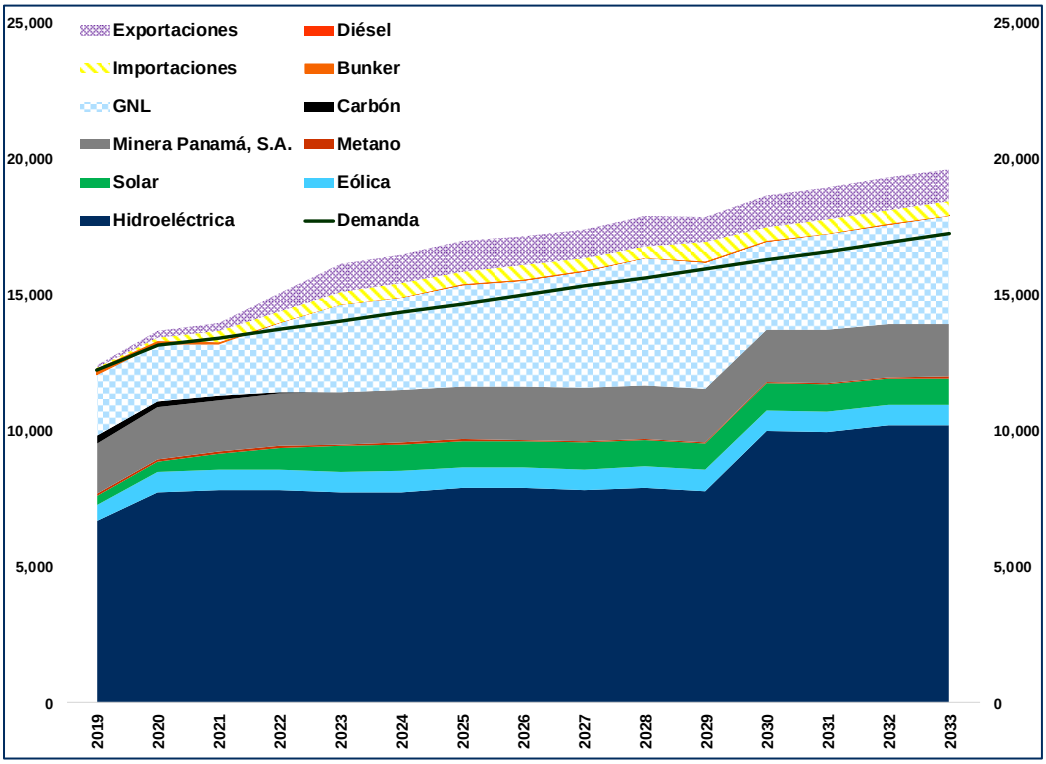
Gráfico 7. 41: Participación de Generación de la Sensibilidad E



Referencia: (ETESA, 2019)

En la Gráfico 7. 42 se presenta el grafico de generación vs demanda de la sensibilidad E, mostrando gráficamente el impacto de una demanda baja con respecto al plantel de generación presentado en el escenario de referencia.

Gráfico 7. 42: Generación vs Demanda de la Sensibilidad E



Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad F

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que supone el que no se desarrolle la central termoeléctrica Telfers, de modo que se evalúe el impacto de esta planta en el Plan de Expansión de Generación.

Se procedió a realizar esta sensibilidad de modo que se evalúe el impacto de no darse la entrada de este proyecto, por tratarse de un proyecto de gran envergadura para el sistema eléctrico es importante analizar el resultado que tendría el sistema al no contar con la energía esperada.

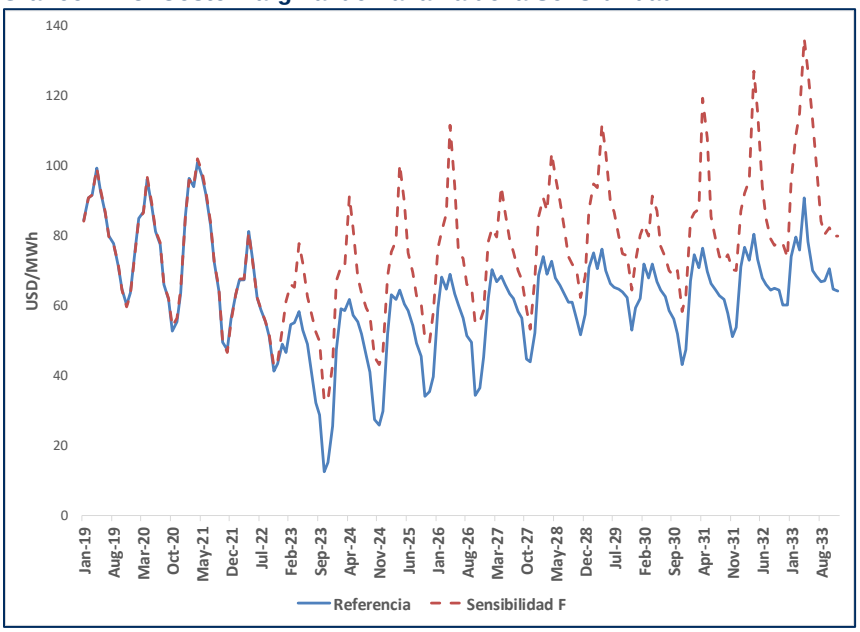
Tabla 7. 32: Costos de Sensibilidad F.

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad F
Inversión	2222.50	1795.26
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2556.03
Ambiental	346.03	334.93
Total	**5217.62**	**4686.22**
Diferencia		**11.34%**

Referencia: (ETESA, 2019)

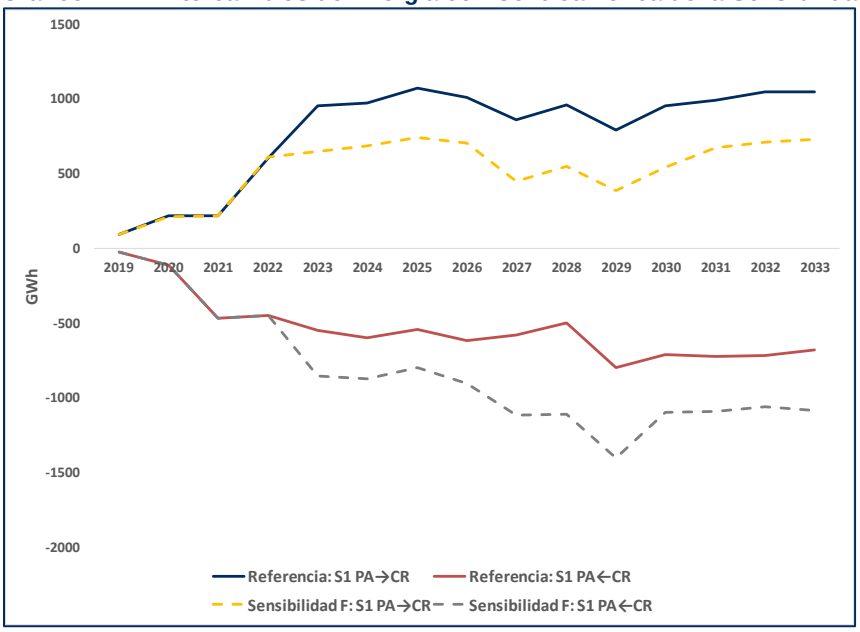
El resultado de esta sensibilidad muestra que no darse la entrada de esta central el CMS presentaría un aumento en los años donde se esperaba contar con la energía de la central termoeléctrica Telfers, esto se explica debido a que al no estar presente la planta en el despacho de generación, sería suplantada por plantas térmicas, con un costo variable mucho mayor, lo que provoca el aumento de los costos marginales en el periodo 2023 al año 2033, final de la simulación.

Gráfico 7. 43: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad F



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 44: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad F

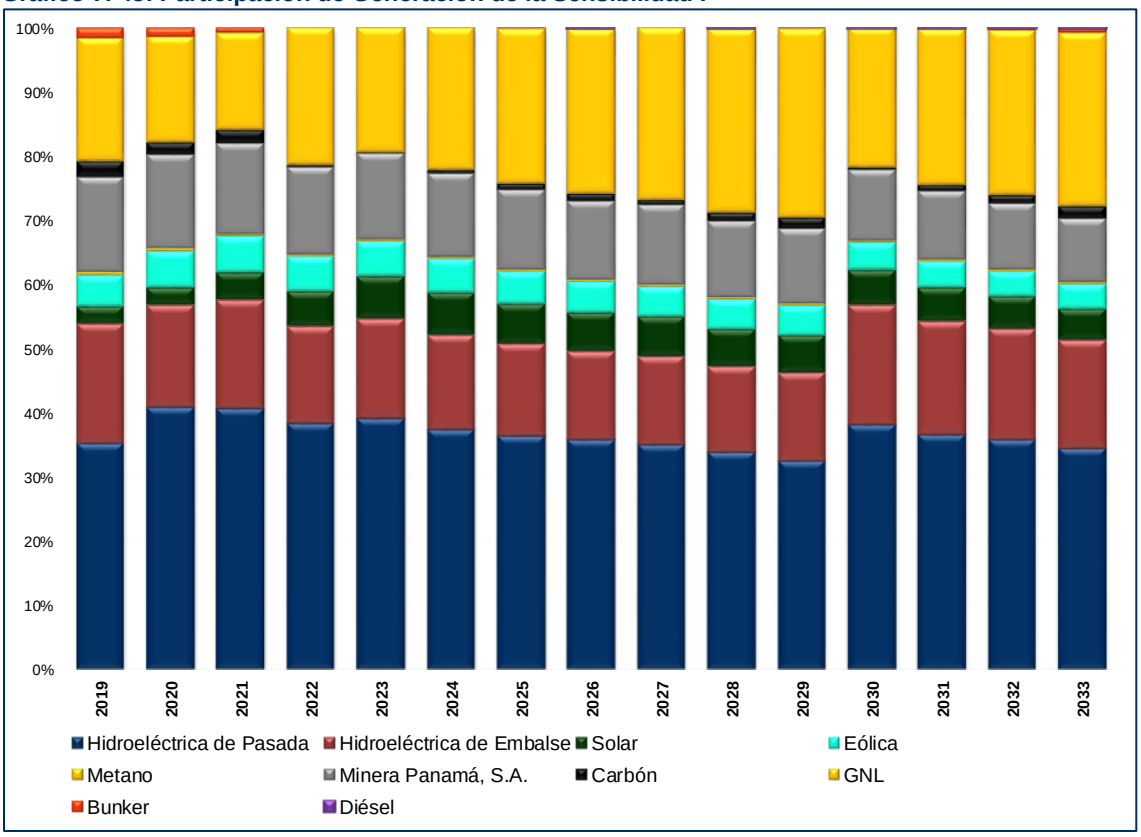


Referencia: (ETESA, 2019)

Al igual que con los costos marginales, los intercambios muestran un comportamiento esperado de una reducción en el periodo del 2021 al 2032.

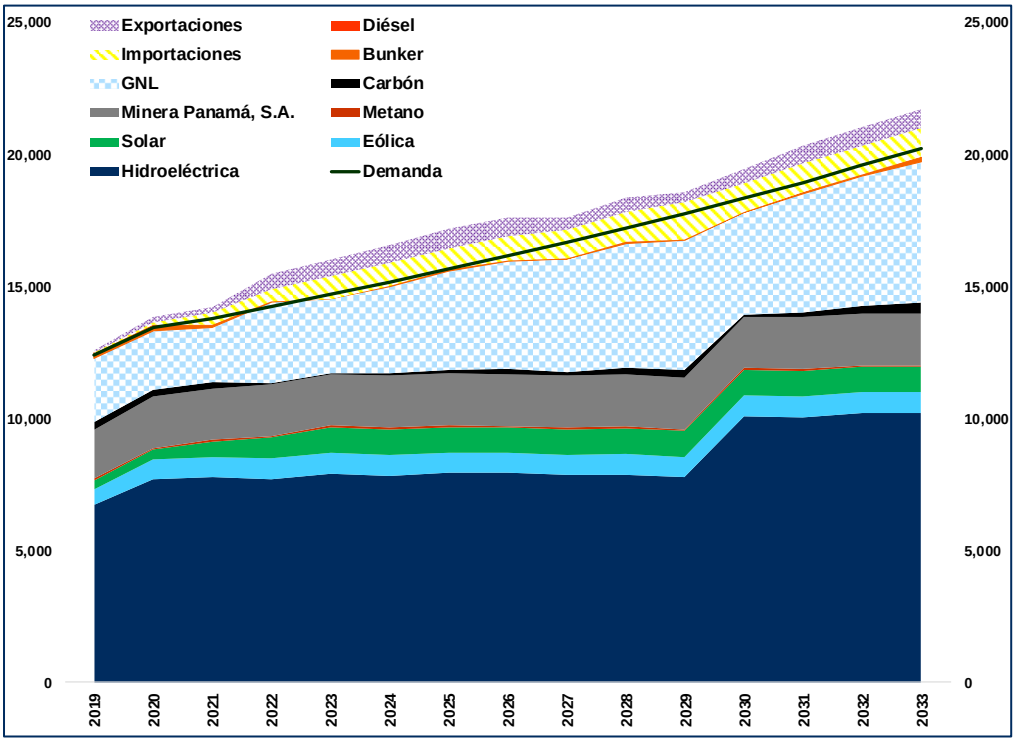
En el Gráfico 7. 45 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural no presenta un aumento sino hasta el año 2024 con respecto al Escenario de Referencia, mientras que el porcentaje de participación de centrales a base de búnker presenta aportes. Se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico en todos los años de análisis.

Gráfico 7. 45: Participación de Generación de la Sensibilidad F



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 46: Generación vs Demanda de la Sensibilidad F



Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad G

En esta sensibilidad se considera la inclusión del segundo circuito del proyecto SIEPAC a partir del año 2025, incrementando en 300 MW la capacidad de intercambio con países centroamericanos para una capacidad total de intercambio de 600 MW.

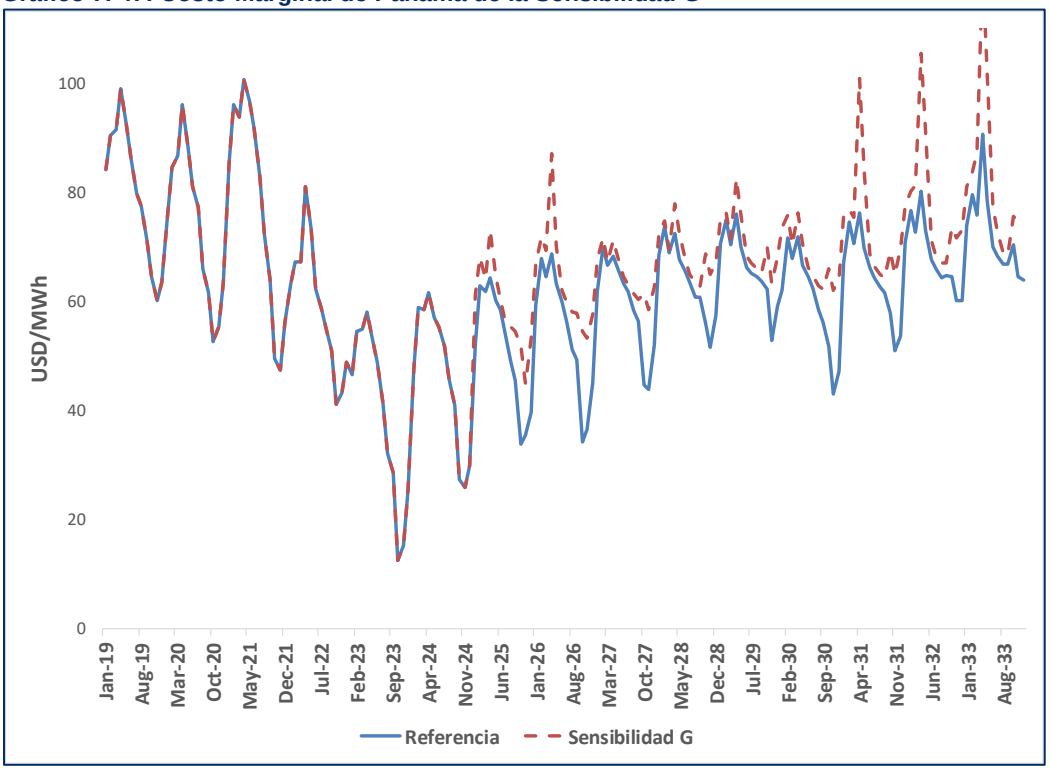
Ante la posibilidad de incrementar la capacidad de intercambio con los países centroamericanos se desea observar el comportamiento del costo marginal del sistema, los intercambios de energía y el porcentaje de participación de la generación bajo estas condiciones.

Tabla 7. 33: Costos de Sensibilidad G

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad G
Inversión	2222.50	2222.50
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2889.20
Ambiental	346.03	365.60
Total	**5217.62**	**5477.30**
Diferencia		**-4.74%**

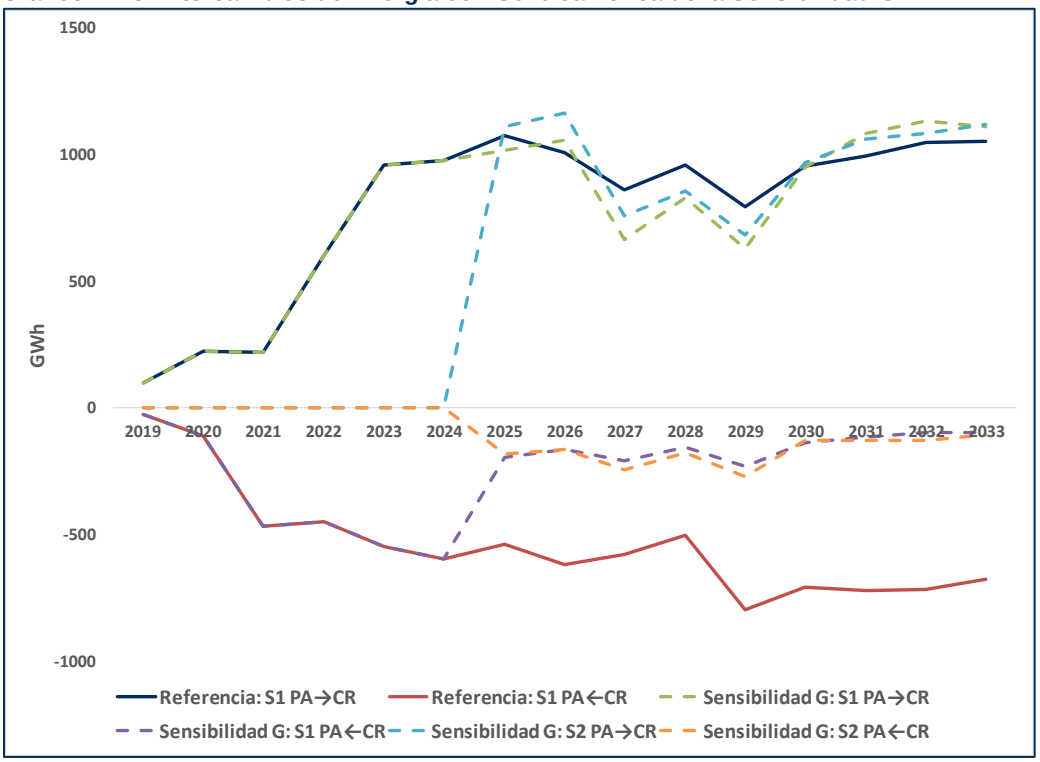
Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 47: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad G



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 48: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad G



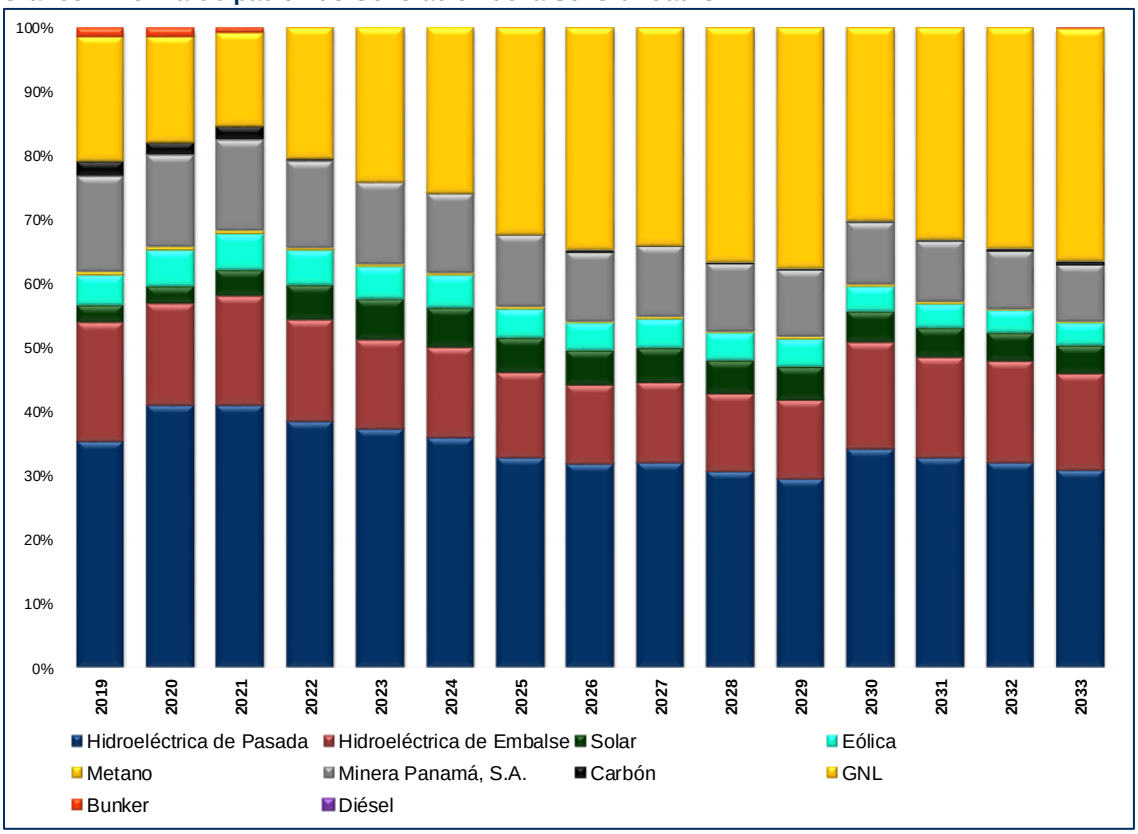
Referencia: (ETESA, 2019)

En el Gráfico 7. 47 se puede apreciar el comportamiento del CMS. Con esta sensibilidad D, se puede observar un ligero incremento del costo marginal a partir de la fecha donde entra este proyecto de interconexión, esto puede deberse a que Panamá cuenta con energía más barata con respecto a los demás países o que se tiene una alta demanda en Centroamérica y Panamá aporta para satisfacer este consumo.

La gran cantidad de energía excedente en el sistema nacional permite aumentar la exportación y suplir la demanda adicional sin que se observe un aumento considerable en el Costo Marginal de Demanda, lo que demuestra la robustez del Plan ya que se logra suplir el requerimiento a satisfacción.

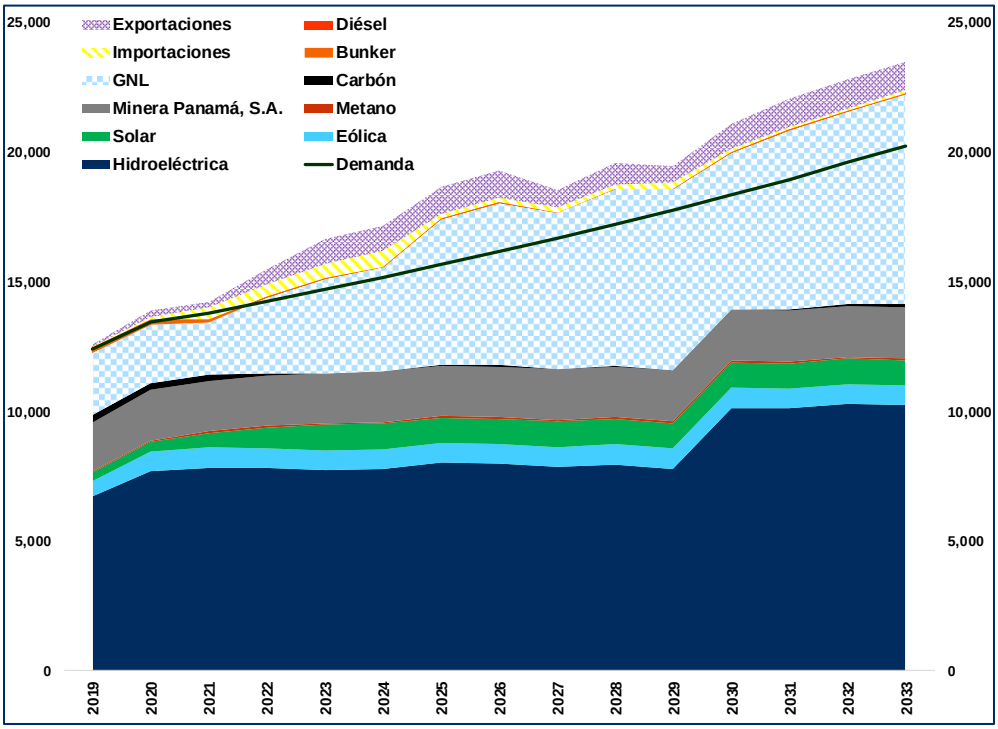
En el Gráfico 7. 49 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural aumenta en el periodo 2022 – 2033, permitiendo mejorar el factor de planta de las centrales a base de gas natural.

Gráfico 7. 49: Participación de Generación de la Sensibilidad G



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 50: Generación vs Demanda de la Sensibilidad G



Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad H

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que supone que no se han llevado a término la central termoeléctrica Gas To Power Panamá GTPP y la central termoeléctrica Telfers, de modo que se evalúe el impacto de esta planta en el Plan de Expansión de Generación.

Se procedió a realizar esta sensibilidad de modo que se evalúe el impacto de no darse la entrada de ninguno de estos proyectos, por tratarse de proyectos de gran envergadura para el sistema eléctrico es importante analizar el resultado que tendría el sistema al no contar con la energía esperada.

Tabla 7. 34: Costos de Sensibilidad H

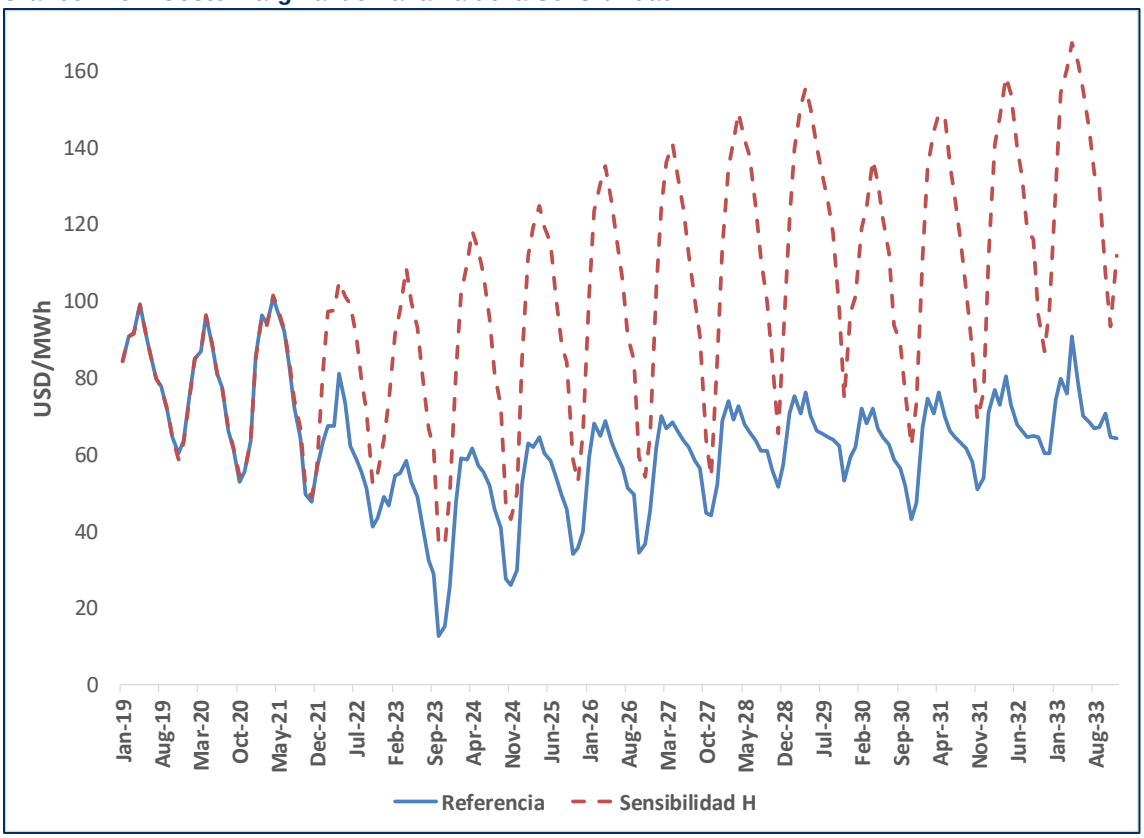
Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad H
Inversión	2222.50	1522.95
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2439.85
Ambiental	346.03	330.46
Total	**5217.62**	**4293.26**
Diferencia		**21.53%**

Referencia: (ETESA, 2019)

El resultado de esta sensibilidad muestra que al no concretarse el ingreso de estas centrales el CMS presentaría un aumento considerable a partir de los años donde no se cuenta con la energía esperada de la central termoeléctrica Gas To Power Panamá GTPP (Martano) y la central termoeléctrica Telfers; esto se explica debido a que al no estar presente la planta en el despacho de generación, sería suplantada por plantas térmicas, con un costo variable mucho mayor, lo que provoca el aumento de los costos marginales a partir del año 2020 .(ver Gráfico 7. 51)

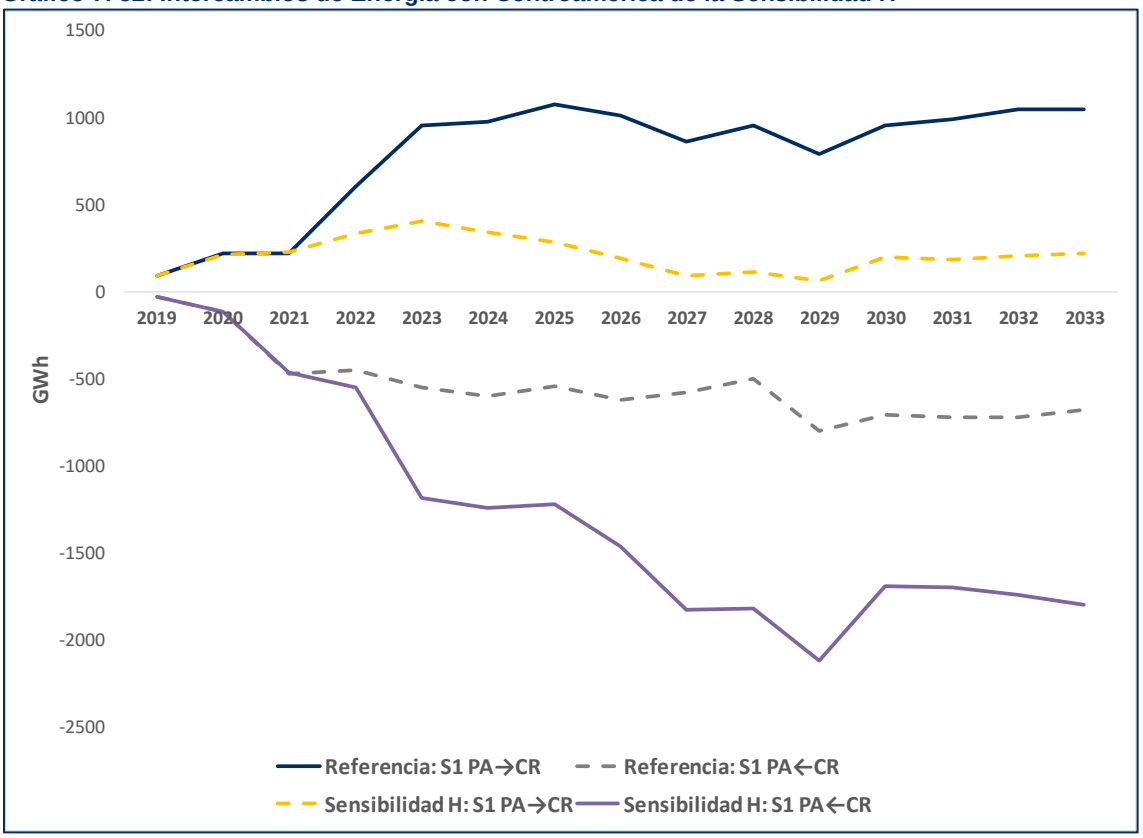
El impacto que se tiene en el CMS es preocupante hasta cierto modo, debido a que se requieren de estas centrales para satisfacer la demanda proyectada para todo el periodo y para mantener unos costos marginales medios.

Gráfico 7. 51: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad H



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 52: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad H

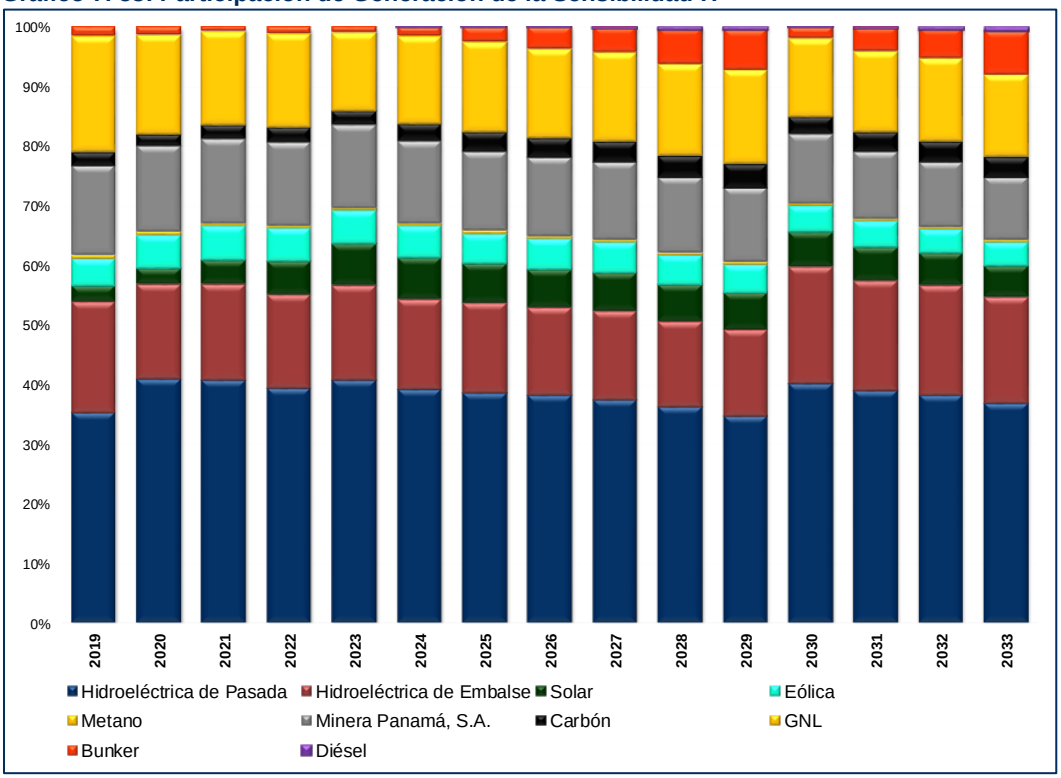


Referencia: (ETESA, 2019)

Al igual que con los costos marginales, los intercambios muestran un comportamiento esperado de una reducción en el periodo del 2021 al 2033, el efecto de estas centrales en los intercambios es considerable, ya que el sistema dejaría de ser exportador neto y pasaría a ser importador neto; este comportamiento se muestra en el Gráfico 7. 52.

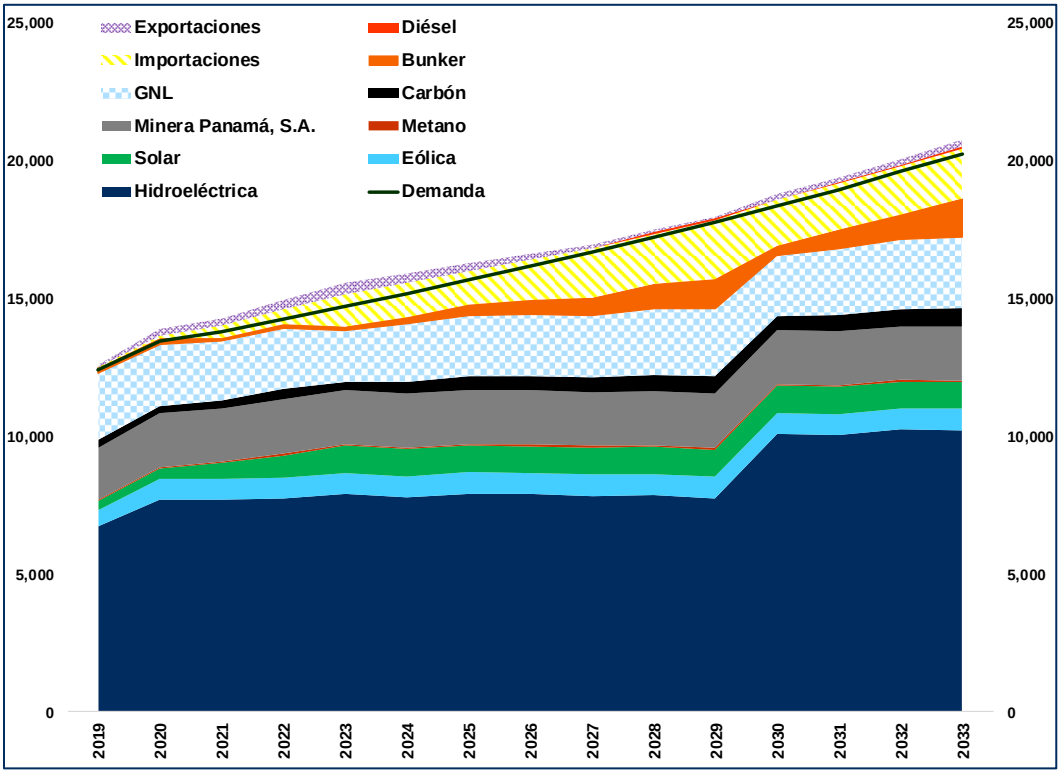
En el Gráfico 7. 53 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural reduce considerablemente en el periodo 2020 – 2032 con respecto al Escenario de Referencia, las centrales con Bunker C y Carbón entran en funcionamiento para suplir la demanda al no contar con los dos importantes proyectos de generación GTTP Power y Telfers.

Gráfico 7. 53: Participación de Generación de la Sensibilidad H



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 54: Generación vs Demanda de la Sensibilidad H



Referencia: (ETESA, 2019)

Si observamos el gráfico 7. 53 se observa en la parte superior como aparece la generación con combustible diésel, señal de un posible déficit si se mantiene el comportamiento del 2033 hasta años futuros.

La generación Hidroeléctrica se mantiene como central base, seguido de las energías renovables no convencionales y aparece la generación térmica utilizando bunker debido a la falta de centrales más baratas. Añadido a esto, las importaciones son evidentes desde el año 2021 hasta el año 2023. El impacto es notorio debido a que son dos centrales de generación con una capacidad instalada importante, utilizando gas natural; un combustible que es relativamente menor que los combustibles como el diésel y el bunker.

Sensibilidad I

En la sensibilidad presente se analiza el impacto de no entrar en funcionamiento la Central Changuinola II en el Sistema Interconectado Nacional, la cual cuenta con una capacidad instalada de 228.46 MW y una generación anual promedio de 1120 GWh. Tenemos sensibilidades como esta para tener planes a futuro en caso de tal de que los proyectos presenten dificultades como cualquier obra de ingeniería.

Tabla 7. 35: Costos de Sensibilidad I

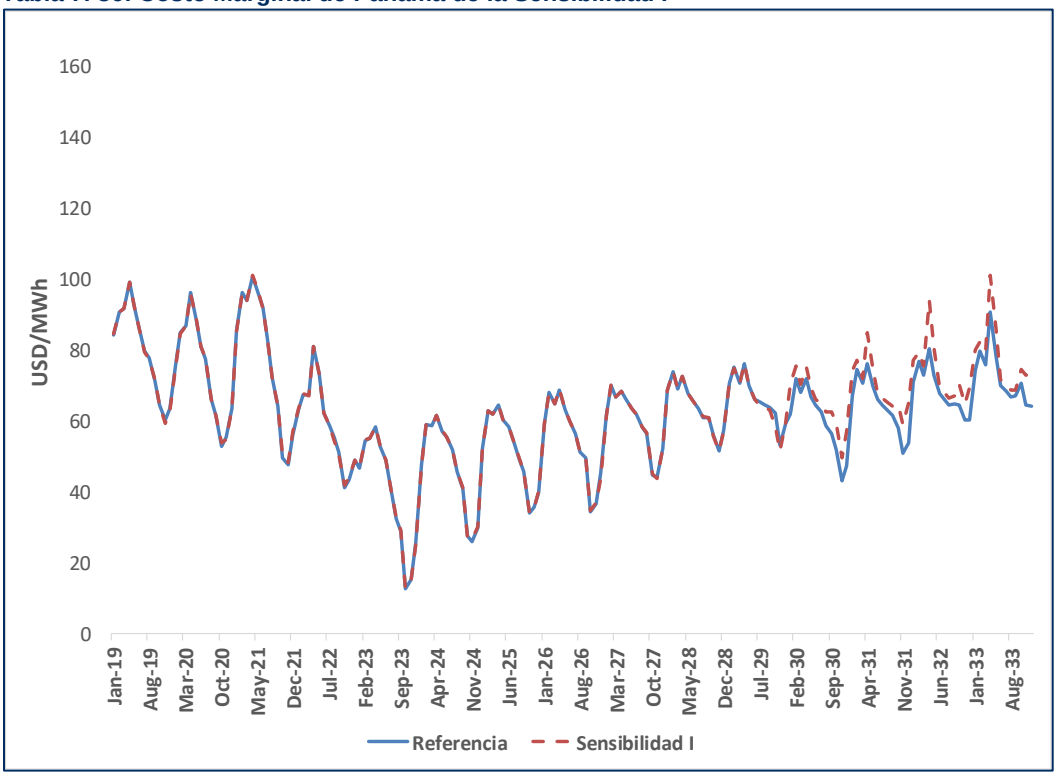
Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad I
Inversión	2222.50	1522.95
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2721.93
Ambiental	346.03	351.42
Total	**5217.62**	**4596.30**
Diferencia		**13.52%**

Referencia: (ETESA, 2019)

Aquí los costos de inversión son menores, pero los costos operativos y ambientes se elevan, al tener que satisfacer dicha demanda con algún tipo de generación térmica.

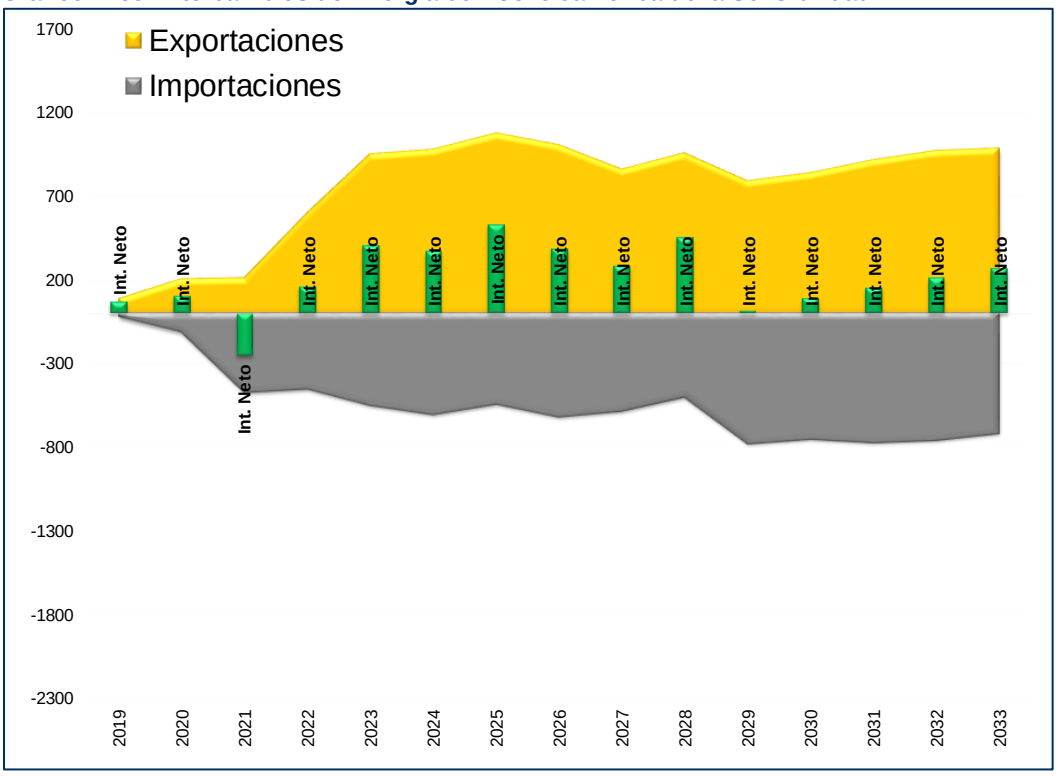
En el gráfico 7. 35 Se muestra el impacto del proyecto en el costo marginal del sistema con respecto al caso de referencia desde el año 2030 hasta el final del año de estudio.

Tabla 7. 36: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad I



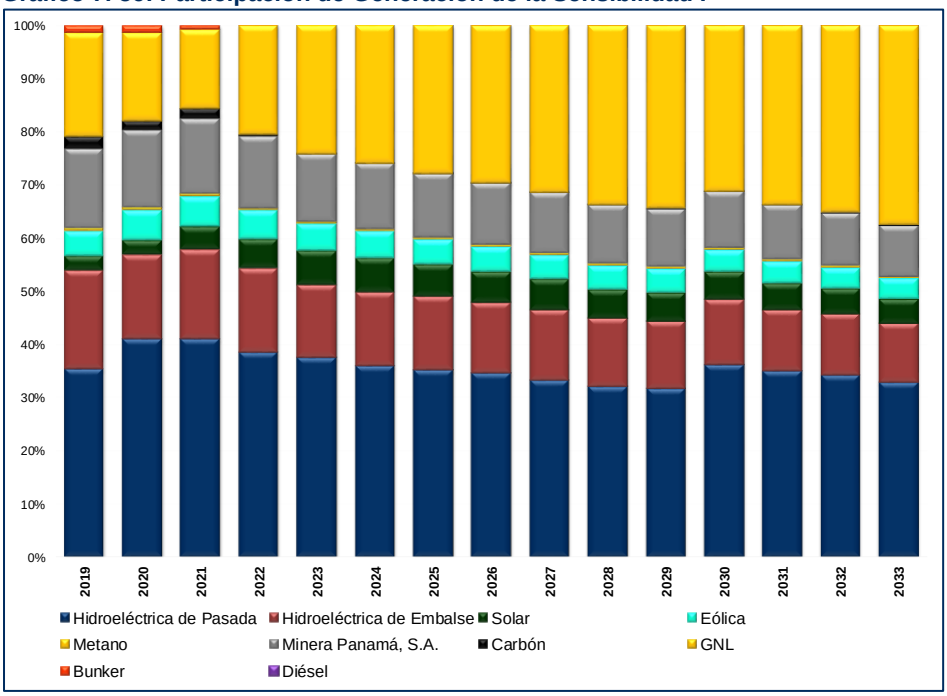
Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 55: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad I



Referencia: (ETESA, 2019)

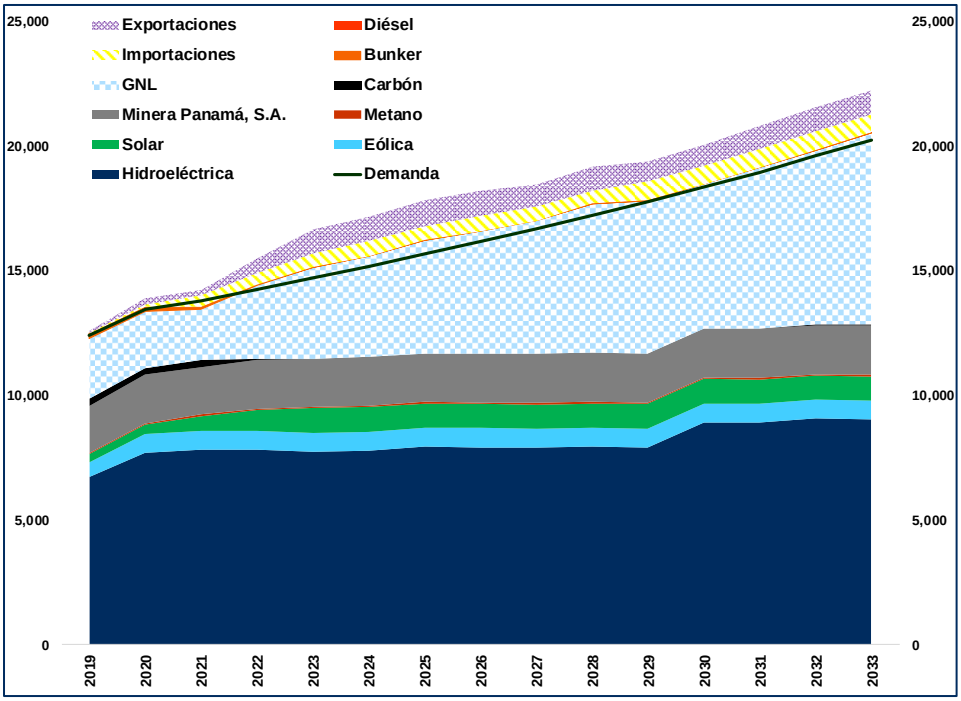
Gráfico 7. 56: Participación de Generación de la Sensibilidad I



Referencia: (ETESA, 2019)

Panamá presenta un perfil de exportador en la mayor parte del periodo visto desde el intercambio neto resultante, en 2021 y 2029 se ve una reducción de la exportación, pero es contrastada con los demás años del análisis.

Gráfico 7. 57 Generación vs Demanda de la Sensibilidad I



Referencia: (ETESA, 2019)

Resumen

En la Tabla 7. y Tabla 7. tenemos una comparación de los 5 planes alternativos junto al caso de referencia, que muestra todas las plantas analizadas del 2019 – 2033 y las variaciones de un plan con respecto a los otros. En la Tabla 7. Se muestran los costos de Inversión, Operación, Déficit y Costo Ambiental (Emisiones de CO2) de los 6 escenarios analizados en el presente Plan Indicativo, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al Escenario de Referencia.

El Escenario Alternativo I es el que presenta menor costos en general (exceptuando los costos de inversión), considerando una demanda media y una integración más profunda de energías renovables, debido a que contemplamos la inclusión de las plantas de 2 Plantas de Gas Natural que representan un importante aporte en la matriz, sin elevar los costos totales en gran medida.

Analizando los costos de inversión de los escenarios, presentan diferentes probabilidades de ocurrencia, resultando que el costo del escenario de Referencia sería la media de los costos de los planes, razón por la cual se toma este plan como el de referencia para el Plan Indicativo de Generación 2019-2033. El costo de inversión del Escenario Alternativo V es el más elevado debido a que no contamos con generación más barata del Gas Natural y esta es reemplazada por el Bunker y Carbón. El Escenario Alternativo I en comparación con el Escenario de Referencia presenta costos operativos menores, lo cual es un resultado esperado ya que al contar con generación renovable adicional se reduce la participación de la generación térmica.

En resumen, podemos mencionar, que, con base en los análisis realizados, el Escenario Referencia, al ser un escenario Business As Usual (BAU), el comportamiento del sistema presenta en general un panorama tendencial para la implementación de nuevas plantas de generación, donde puede observarse que las plantas termoeléctricas a base de gas natural, consideradas para la expansión en este plan, tienen altos factores de uso.

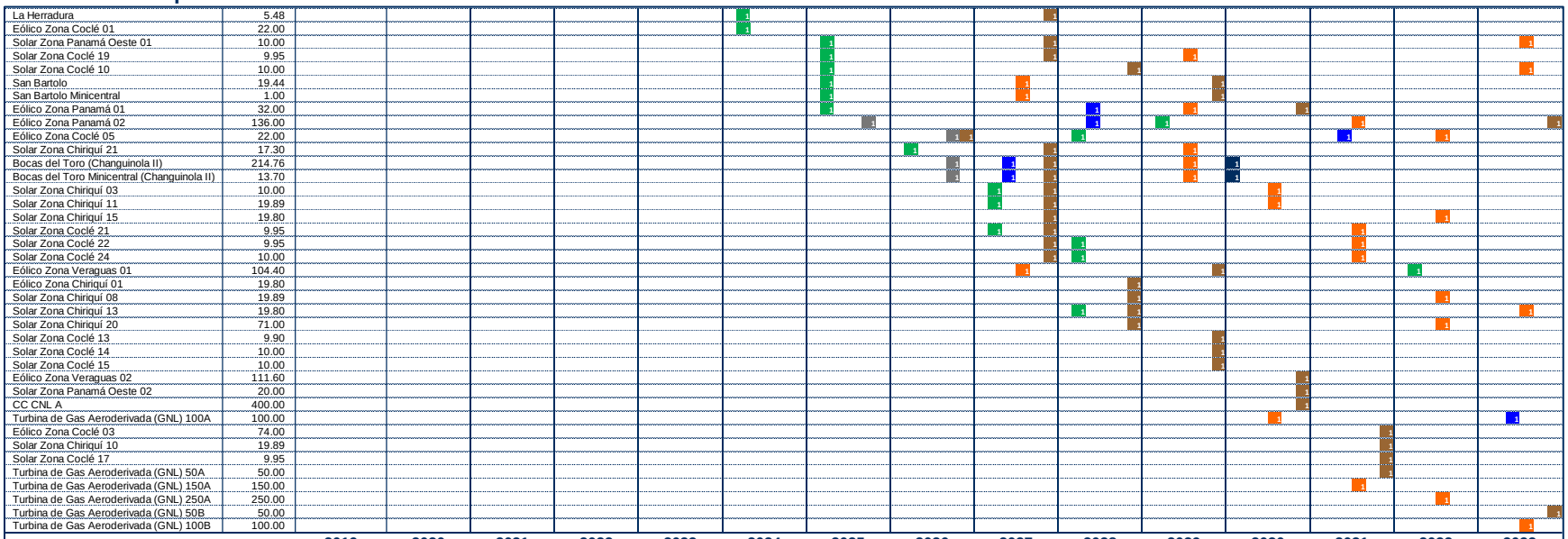
La incorporación al plantel de generación de fuentes nuevas y renovables, no es valorada en todo su impacto, debido a que la metodología utilizada en estos análisis, no contempla todos los beneficios imputables al Proyecto, como es la disminución de gases que provocan el cambio climático. De asignarle adicionales beneficios indirectos a los proyectos renovables, le permitirían representar resultados con una mayor valoración a los beneficios ambientales de este tipo de tecnologías, hecho que se alinea con los recientes acuerdos de la 2015 “United Nations Climate Change Conference”, COP 2

Tabla 7. 37: Comparación de Planes de Demanda Media

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	153.00**															
Pacora II Etapa 1	3.00															
Panasolar Generation	9.90															
San Andres	9.89															
Tropitermica	5.10															
J. Brown G5	(33.00)															
J. Brown G6	(33.00)															
BLM 8	(34.00)															
Toabré Etapa 1	66.00															
Ecosolar	10.00															
Pando	37.00															
Farallón Solar 2	0.96															
Providencia Solar 1	9.95															
Solar Penonomé Etapa 1	60.00															
Celsia Solar Prudencia	10.58															
La Mata Etapa 1	2.00															
Bajo Frio Solar	19.95															
Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16															
Jagüito Solar	9.99															
La Esperanza Solar	19.99															
Don Félix Etapa 2	7.99															
Solar Penonomé Etapa 2	60.00															
Gas To Power Panamá GTPP	458.10															
La Mata Etapa 2	3.00															
Campo Solar La Victoria	10.00															
Colorado	5.14															
Penonome III	69.00															
Solar Zona Herrera 01	8.00															
Solar Zona Coclé 02	40.00															
Solar Zona Coclé 09	5.00															
Solar Zona Coclé 12	9.99															
Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80															
Solar Zona Coclé 20	9.96															
Baco Solar	25.90															
Madre Vieja Solar	25.90															
El Alto G4	1.17															
Chuspa	8.80															
Tizingal	4.64															
El Sindigo	10.00															
La Mata Etapa 3	5.00															
Telfers	670.00															
Burica	65.30															
Solar Zona Chiriquí 09	19.89															
Eólico Zona Coclé 04	80.00															
Panam	(99.60)															
Pacora	(55.34)															
Cativa	(87.00)															
Termo Colón Ciclo	(150.00)															
BLM Carbón	(166.15)															
Miraflores G5	(18.00)															
Estrella del Mar (Barcaza)	(72.00)															
Jinro Power	(57.83)															
Amp. Panam	(49.80)															
Cerro Azul MT XQC1600	(27.00)															
Barcaza La Esperanza	(129.36)															
Eólico Zona Veraguas 04	108.00															
El Recodo	10.01															
Barriles	1.00															
Cotito	5.00															
Solar Zona Coclé 25	30.00															

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 38: Comparación de Planes de Demanda Media



		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Escenario Referencia	Instalación	27.89	113.96	137.62	544.23	776.17	0.00	65.30	0.00	0.00	0.00	0.00	228.46	0.00	0.00	0.00
	Retiro	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Escenario Alternativo I	Instalación	27.89	113.96	137.62	544.23	240.47	76.48	92.38	62.30	39.84	71.75	136.00	750.00	108.00	104.40	0.00
	Retiro	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Escenario Alternativo II	Instalación	27.89	113.96	137.62	544.23	984.46	0.00	0.00	0.00	228.46	168.00	0.00	0.00	22.00	0.00	100.00
	Retiro	100.00	0.00	0.00	0.00	912.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Escenario Alternativo III	Instalación	27.89	113.96	137.62	544.23	888.05	40.00	70.30	0.00	124.84	80.00	317.71	237.89	315.89	382.69	139.80
	Retiro	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Escenario Alternativo IV	Instalación	27.89	113.96	137.62	544.23	243.16	65.30	886.00	250.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Retiro	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Escenario Alternativo V	Instalación	27.89	113.96	137.62	544.23	238.16	858.31	6.00	22.00	380.76	160.38	154.74	563.60	153.84	80.00	186.00
	Retiro	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 7 MW al SIN

Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 39: Comparación de Costos por Escenario

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo I	Escenario Alternativo II	Escenario Alternativo III	Escenario Alternativo IV	Escenario Alternativo V
Inversión	2222.50	2371.32	2709.79	2594.27	2626.13	2894.57
Déficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Operación	2649.09	2407.11	2443.09	2672.38	2707.93	2962.49
Ambiental	346.03	325.49	331.59	348.91	321.88	339.98
Total	**5217.62**	**5103.91**	**5484.48**	**5615.57**	**5655.94**	**6197.03**
	Diferencia	**2.23%**	**-4.87%**	**-7.09%**	**-7.75%**	**-15.80%**

Referencia: (ETESA, 2019)

Cabe destacar que el Escenario Alternativo I requiere una cierta cantidad de plantas de reserva, por el hecho de la naturaleza intermitente de las energías renovables no convencionales, implicaciones ambientales que se escapan de este estudio. Es importante señalar que estos costos adicionales no son reconocidos actualmente en la normativa del Mercado Eléctrico Nacional.

Gráfico 7. 58: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios

Referencia: (ETESA, 2019)

El Gráfico 7. 55 muestra la comparación en los CMS de los seis escenarios estudiados, y en él se puede apreciar la variación que existe entre unos y otros. El comportamiento del costo marginal en los escenarios de Referencia y Alternativo I es parecido; a pesar de considerar en el escenario Alternativo I un mayor uso de fuentes renovables, al existir un mayor excedente de energía en comparación con el Escenario de Referencia, no tiene mayores impactos en los costos marginales ya que la mayoría de dicho excedente sería exportado hacia el MER.

En la Tabla 7. 31 se presentan los costos de las sensibilidades estudiadas. En dicho cuadro se puede apreciar que la sensibilidad de menor costo es la Sensibilidad H, donde se estudia el comportamiento del sistema si no se llegan a ejecutar los proyectos termoeléctricos de gas natural Telfers y Martano, inversiones en el tiempo que al ser traído al valor presente resultan mucho menores.

Tabla 7. 40: Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades

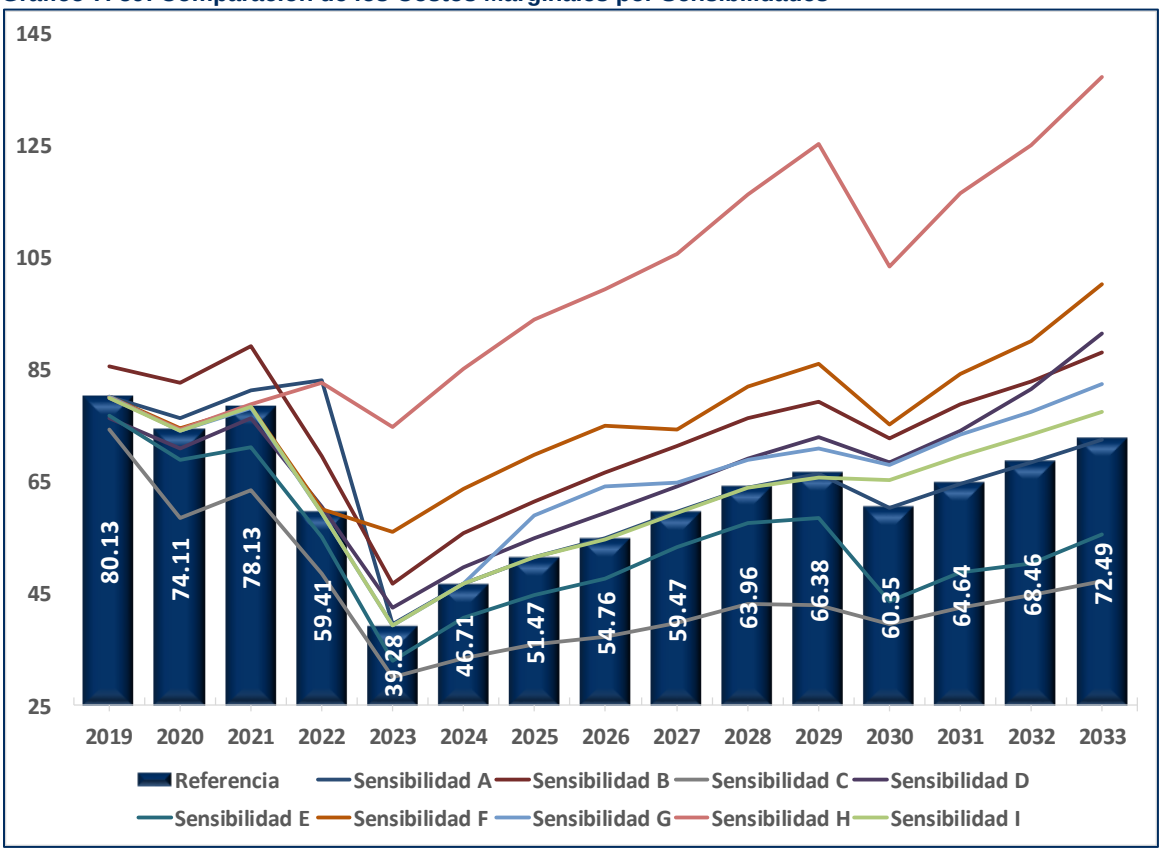
Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad A	Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D	Sensibilidad E	Sensibilidad F	Sensibilidad G	Sensibilidad H	Sensibilidad I
Inversión	2222.50	2222.31	2222.50	2222.50	2222.50	2222.50	1795.26	2222.50	1522.95	1522.95
Déficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Operación	2649.09	2668.01	3078.52	2023.31	2946.51	2274.66	2556.03	2889.20	2439.85	2721.93
Ambiental	346.03	348.43	346.21	343.87	368.54	313.47	334.93	365.60	330.46	351.42
Total	**5217.62**	**5238.75**	**5647.22**	**4589.69**	**5537.55**	**4810.63**	**4686.22**	**5477.30**	**4293.26**	**4596.30**
	Diferencia	**-0.40%**	**-7.61%**	**13.68%**	**-5.78%**	**8.46%**	**11.34%**	**-4.74%**	**21.53%**	**13.52%**

Referencia: (ETESA, 2019)

El Gráfico 7. 56 muestra el resultado de los CMS de todas las sensibilidades estudiadas versus el Escenario de Referencia, donde se aprecia que el aumento en el precio del combustible, o la ausencia de los grandes proyectos de gas natural, la central termoeléctrica Gas To Power Panamá GTPP y la central termoeléctrica Telfers (Sensibilidades B, F y H) presentan aumentos de los costos marginales considerables, mientras la Sensibilidad C, atraso de los proyectos mayores de 20 MW en el corto plazo, solo tiene repercusiones en el periodo 2019 - 2023.

Por otro lado, la Sensibilidad B se aprecia que los CMS se reducen considerablemente producto de los bajos costos operativos, derivados del pronóstico de combustibles bajos, lo que alcanza diferencias de 30% en promedio a lo largo del periodo de estudio con respecto al de Referencia.

Gráfico 7. 59: Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades



Referencia: (ETESA, 2019)

Variaciones en el Plan Indicativo de Generación

En la presente versión del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación se hizo una actualización del cronograma de entrada en operación de los proyectos de Generación en los primeros cuatro años del horizonte del estudio (Corto Plazo). La información base utilizada fue el “Plan indicativo de Generación 2018-2032”, los “Estudios Básicos 2019-2033”, la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019” de la Secretaría Nacional de Energía, y la información suministrada por los agentes generadores en febrero de 2019. Dicha actualización fue realizada según el Procedimiento para la Elaboración del Plan Indicativo de Generación, establecido por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Nuevos Proyectos de Generación

Con respecto al Plan de Expansión, mediante la Resolución AN No. 13194–Elec del 18 de marzo de 2019, se han incorporado los siguientes proyectos de generación dentro de las opciones de expansión:

Tabla 7. 41: Nuevos Proyectos de Generación considerados

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
	Solar Zona Chiriquí 21	17.30	30.30	10.71	1402.50	30.00
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	41.80	78.00	1820.00	30.00
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90	41.80	78.00	1820.00	30.00
	Solar Zona Panamá Oeste 03	20.00	31.30	60.00	1820.00	30.00
	Tropitermica	5.10	0.00	46.57	2946.02	25.00

Referencia: (ETESA).

Proyectos de Generación Finalizados

Desde enero de 2018 hasta diciembre de 2018 están disponibles para el despacho los siguientes proyectos de Generación:

Tabla 7. 42: Proyectos de Generación del Plan de Expansión 2017-2031 en Operación

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte I	381.00
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und1	153.00**
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	4.79
Tecnisol I, S.A.	IKAKO	10.00
Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	10.00
Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	10.00
Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	10.00
Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	0.96

Referencia: (ETESA).

Tenemos plantas de Gas Natural y de Generación Solar que aportan energía limpia y barata y confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional.

Atrasos de Proyectos de Generación

Con respecto al Plan de Expansión 2017-2032 se tienen atrasos en algunos proyectos de generación considerados en el corto plazo. Cabe señalar que estas fechas son producto de la retroalimentación con los agentes generadores, además de información compartida por la Autoridad de los Servicios Públicos en cuanto al avance real de los proyectos.

Tabla 7. 43: Proyectos de Generación con Retrasos en sus fechas de operación

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Meses
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00	4
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	10
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	2
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)	12
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)	12
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)	12
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00	4
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	12
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	12
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	7
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	22
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99	36
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	7
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10	13
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	25
1	2023	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00	18
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	48
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	36
1	2025	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	30
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	48
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	48

**** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN**

Retiro de Unidades

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos / Información de Agentes Panamá 2019)**.**

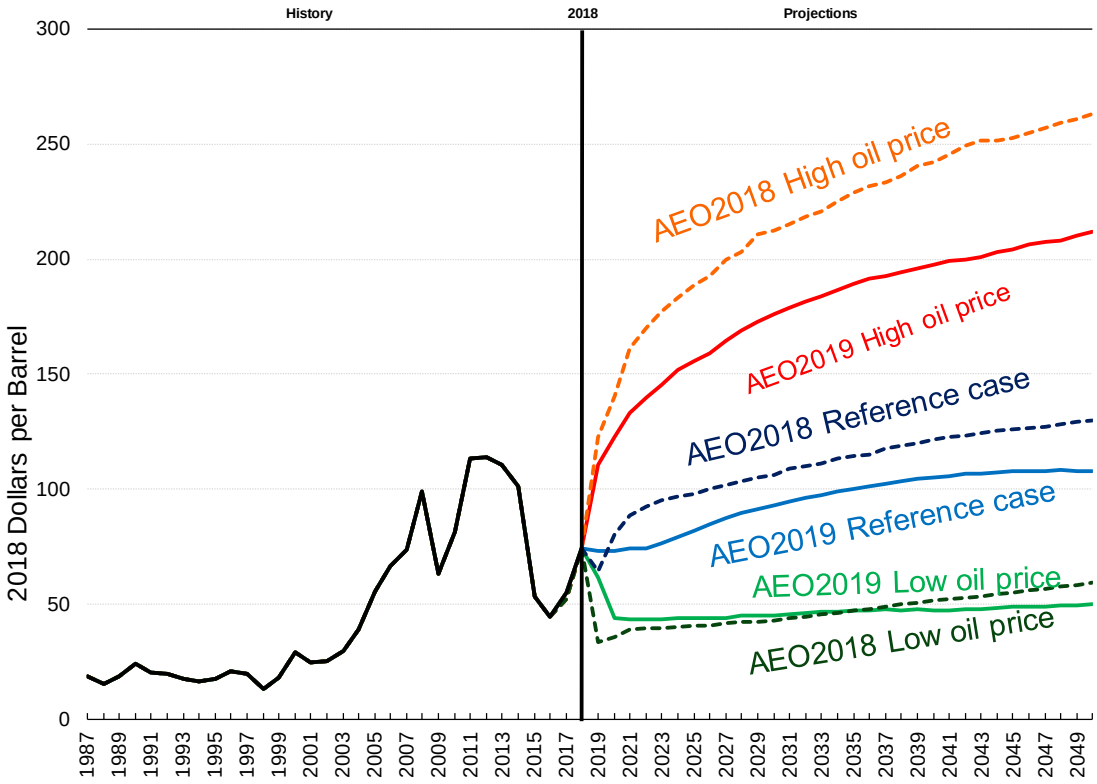
Adelantos de Proyectos de Generación

Para el Plan Indicativo de Generación 2019 no se presentan adelantos de proyectos.

Proyecciones de Precios de los Combustibles

Con respecto al Plan Indicativo de Generación 2018-2032, el presente plan presenta variaciones considerables en las proyecciones de los precios de combustibles, las cuales responden a las variaciones de las tendencias del “Annual Energy Outlook 2019” con respecto del “Annual Energy Outlook 2018”. Cabe señalar que en el Plan indicativo de Generación 2017-2031 solamente se utilizó la tendencia alta del “Annual Energy Outlook 2017”, a diferencia del presente plan que considera las tres tendencias del “Annual Energy Outlook 2019”.

Gráfico 7. 60: Comparación de proyecciones de precios de combustibles

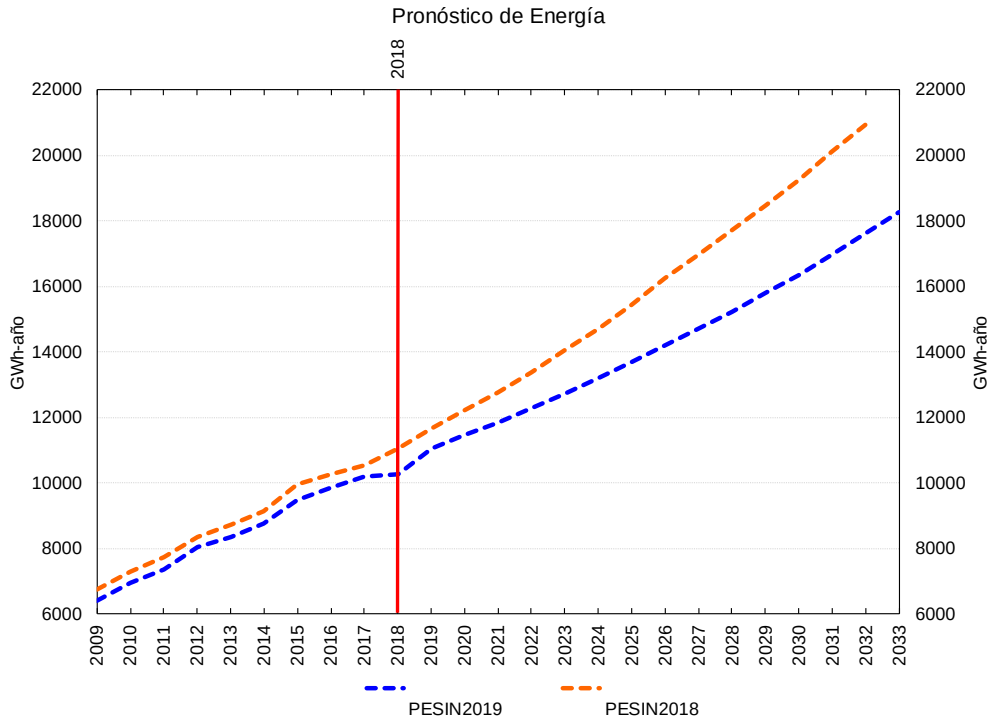


Referencia: (U.S. Department of Energy - Energy Information Administration)**.**

Pronósticos de Potencia y Energía

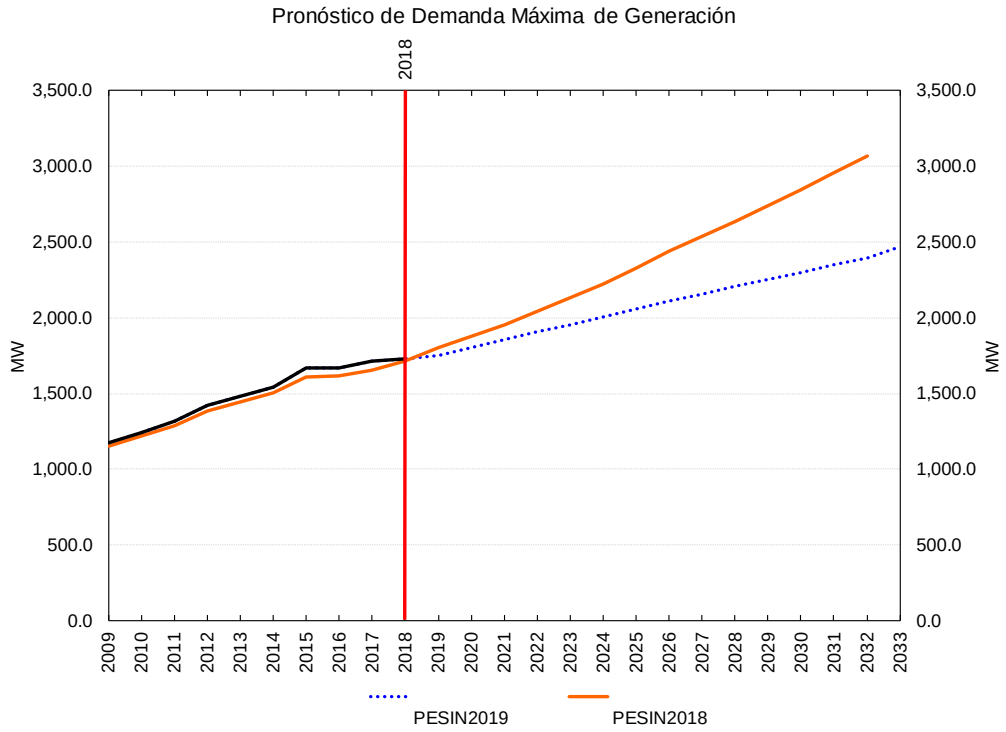
Al comparar el pronóstico de Energía y Potencia del Plan Indicativo de Generación 2018-2032, el presente plan utiliza una proyección que se desvió en más del -16% promedio anual de las cifras del pronóstico anterior.

Gráfico 7. 61: Variación en los Pronósticos de Energía



Referencia: (ETESA).

Gráfico 7. 62: Variación en los Pronósticos de Potencia



Referencia: (ETESA).

Resumen

En general, el presente Plan Indicativo de la Expansión de la Generación, al considerar un pronóstico de precios de combustibles menores con respecto del Plan aprobado en Marzo de 2019, y de igual manera el comportamiento de la demanda en los pronósticos realizados son menores en comparación a los del plan anterior, estos parámetros influyen directamente en la optimización del plan actual, ya que el considerable número de proyectos que se estima que entren en operación en el corto plazo, serían suficientes para suplir las necesidades en el periodo de estudio.

Otro punto a considerar en el presente Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2019-2033 con respecto al plan anterior, es que se utiliza un requerimiento de reserva de 16.60 % para la confiabilidad del suministro, con respecto al Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2018-2032 que se utilizó un requerimiento de reserva de 3.11 % para la confiabilidad del suministro; por consiguiente, la reserva de confiabilidad de suministro es 13.49% más alta.

Por todo lo expuesto anteriormente, es necesario mencionar que las diferencias en los resultados, están directamente influenciados, por las variaciones del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2019-2033, con respecto plan de marzo de 2019.

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CONEXIONES QUE INSPIRAN

Unimos Panamá con energía

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA PANAMÁ S.A. - ICP-

CAPÍTULO 8

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA–PANAMÁ (ICP)

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 8
Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá (ICP)

Objetivo

La estrategia de la región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países, con el propósito de impulsar la competitividad y eficiencia, y por esta vía contribuir a su crecimiento económico y sustentable; para ello, se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética del continente, mediante un abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable, y amigable al medio ambiente.

En este sentido, tanto los países de Centroamérica como de la Comunidad Andina vienen realizado importantes avances hacia la integración, fomentando proyectos y esquemas que permitan la libre comercialización, exportación, importación y transporte de electricidad entre y dentro de los países del área.

Como resultado de este interés, se ha venido impulsando el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, el cual representa la integración de Centroamérica con la Comunidad Andina; su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficio para los usuarios, permitirá el uso optimizado de los recursos energéticos y de la generación excedente, con el consecuente beneficio en términos de ahorro de combustible, reducción de emisiones y aumento de la confiabilidad y seguridad de los sistemas.

Promotores del Proyecto

Desde el 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia, vienen realizando estudios para viabilizar un proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia.

El resultado de los estudios de prefactibilidad motivó en 2007 la creación en Panamá de la compañía Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP), la cual tiene como accionistas principales a ETESA e ISA (50% cada uno).

Desde entonces, y con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ICP ha venido desarrollando durante los últimos años diferentes estudios con el objetivo de confirmar

la viabilidad del proyecto, a través de la ejecución de consultorías especializadas sobre temas relevantes como la ingeniería básica, el diagnóstico ambiental de alternativas, la viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación preliminar del plan de negocios para su estructuración y ejecución.

ETESA es una sociedad anónima de capital estatal, responsable del transporte de energía eléctrica en alta tensión en Panamá, la operación del sistema y la administración del mercado mayorista de electricidad.

Por su parte, ISA es una sociedad de economía mixta de sistemas de infraestructura lineal que desarrolla los negocios de transporte de energía eléctrica, concesiones viales, transporte de telecomunicaciones, y gestión inteligente de sistemas de tiempo real, con presencia en Colombia, Brasil, Perú, Chile, Bolivia, Ecuador, Argentina y Centroamérica.

Descripción del Proyecto

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la subestación Panamá II (Provincia de Panamá) hasta la subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 500 kilómetros y su capacidad de transporte de 400 Megavatios (MW) con un nivel de tensión de 300 kilovoltios (KV).

El proyecto será desarrollado en la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa – HVDC, la cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Figura 9. 1: Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso

Referencia: (ICP, 2019)

En la Figura 9. 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión. El primer tramo (Tramo 1) corresponde a una línea de transmisión convencional (terrestre) de 220 kilómetros, el cual se inicia en la subestación Panamá II (Pedregal) y termina en la comunidad de Mulatupu en la comarca Guna Yala; en este punto, se hace la transición para continuar a través de un cable submarino (Tramo 2) de 130 kilómetros de longitud, hasta la población de Necoclí en Colombia, en donde se hace una transición a una línea de transmisión convencional (Tramo 3), con un recorrido de 150 kilómetros hasta la subestación Cerromatoso en la localidad de Montelíbano en Colombia.

Beneficios del Proyecto

La interconexión eléctrica permite el acceso a fuentes de generación más económicas, disponibles al otro lado de la frontera (contribuyendo a la optimización del uso de los recursos energéticos disponibles), aumenta la confiabilidad del sistema (proveyendo más opciones de generación para atender el crecimiento de la demanda).

Constituye una fuente de apoyo para los dos países ante situaciones de emergencia, permite reducir emisiones de carbono debido a la sustitución de combustibles fósiles, y genera ingresos a los países por

exportación de energía. A través de la ejecución de este tipo de proyectos es posible además fortalecer las relaciones con las autoridades de gobierno y por esa vía asegurar el apoyo a los programas de desarrollo de las comunidades, buscando su crecimiento y sostenibilidad. En este caso particular, el impulso a la carretera Mortí-Mulatupu es un propósito común, que se enmarca en estos objetivos, y que hace parte de la propuesta del gobierno para la viabilización de la interconexión eléctrica.

Ventajas Técnicas del Proyecto

El desarrollo de la interconexión eléctrica supone un reto técnico importante dadas las especiales características de la región, la distancia entre los puntos de conexión y las condiciones de los sistemas.

En contraposición a la solución tradicional en corriente alterna, la alternativa en corriente directa - HVDC no introduce modos de oscilación inter-área y contribuye a mejorar los amortiguamientos existentes, además de las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, y los beneficios asociados en términos de costos de inversión e impacto ambiental.

Tratándose de una nueva tecnología para la región (ampliamente usada en el resto del mundo), se han realizado todos los estudios eléctricos de detalle, y se cuenta con los prediseños y las especificaciones básicas del proyecto y los equipos.

Ventajas Económicas del Proyecto

La integración de las regiones conduce a la optimización de recursos y la asignación eficiente de costos, lo cual incide de forma positiva en el desarrollo social y económico de los países. De manera particular, la interconexión ofrece a Colombia y Panamá una alternativa de exportación de energía que permite aprovechar su oferta disponible y brindar mayores oportunidades de negocio para todos los agentes de la cadena productiva.

A través de la interconexión, cada país tendrá acceso a fuentes de generación económicas (disponibles al otro lado de la frontera), lo cual contribuirá a la reducción de los costos de energía en el mediano plazo y al ahorro de combustible. El proyecto permitirá además mejorar la calidad en la prestación del servicio, fortalecer la confiabilidad de los sistemas y asegurar una asistencia recíproca en caso de emergencia.

Duración de la Ejecución del Proyecto

A partir del momento en que se tenga un corredor ambiental aprobado y viabilizado, el desarrollo de las actividades siguientes (Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS), diseño, licencia, fabricación de estaciones, construcción y montaje de línea y cable) tomará 48 meses (hasta la fecha de entrada en operación del proyecto).

Figura 9. 2: Cronograma esperado en función de estudios y aprobaciones

Referencia: (ICP, 2019)

Simulación

Las simulaciones de la operación y expansión de los sistemas se realizaron con el Modelo SDDP, utilizando la base de datos de Panamá - Centroamérica y de Colombia, las cuales se modificaron e integraron para representar el escenario de interés y las opciones estudiadas de la capacidad del Proyecto de Interconexión Colombia - Panamá.

Los resultados se procesaron para obtener los intercambios de electricidad y los Costos Marginales de Demanda (CMS). Se procesaron resultados medios y probabilísticos obtenidos de las simulaciones realizadas bajo 100 series hidrológicas igualmente probables a nivel mensual durante el período de estudio.

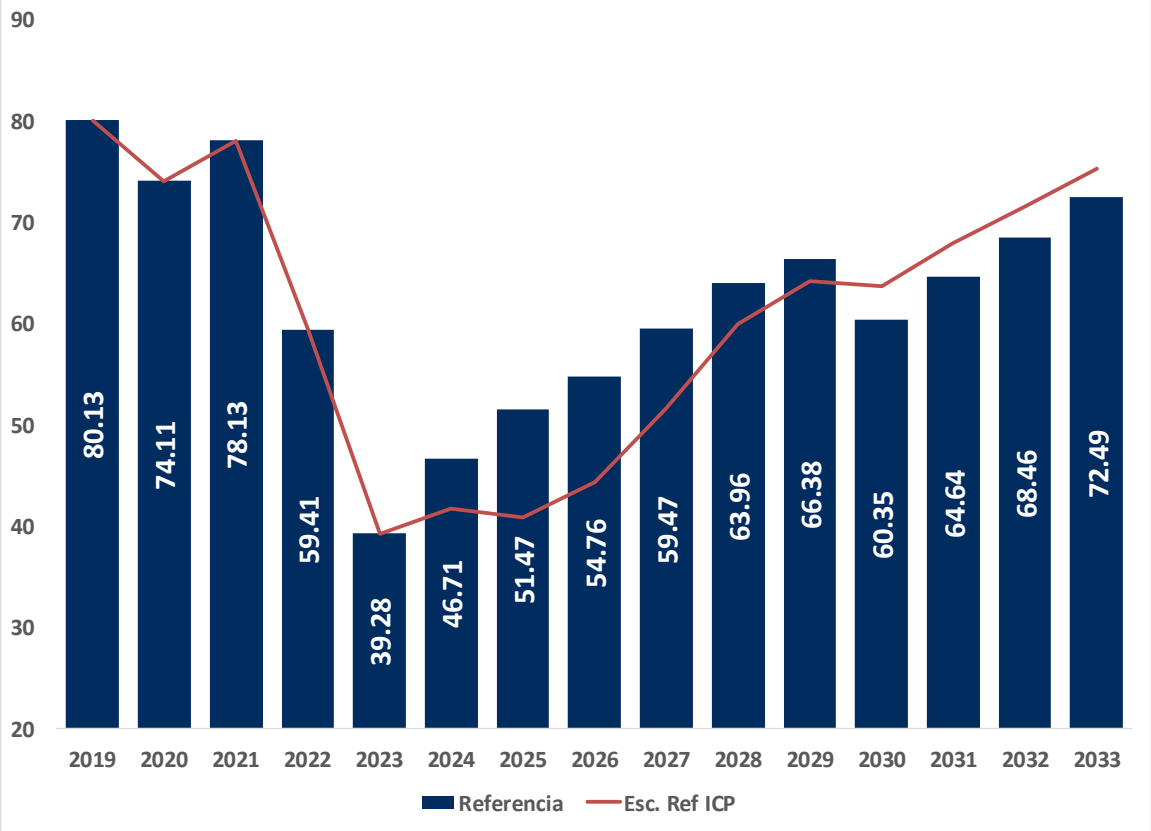
Para la representación del mercado eléctrico de Colombia, ETESA y UPME han venido trabajando de manera coordinada en los análisis de expansión, simulando el proyecto de interconexión eléctrica desde cada país, bajo criterios homologados. Además de la base de datos unificada, las dos entidades establecieron un criterio común para el cálculo y evaluación del proyecto asociados a la demanda, con el propósito de identificar las obras requeridas en cada país y su inclusión en el plan de expansión.

Escenario con Colombia

La realización de simulaciones de los sistemas interconectados de Colombia - Panamá - Resto de Centroamérica con el propósito de obtener una actualización de los análisis energéticos del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá y de sus beneficios bajo la opción de capacidad de transporte 400 MW, considerando enero de 2024 como su fecha de entrada en operación.

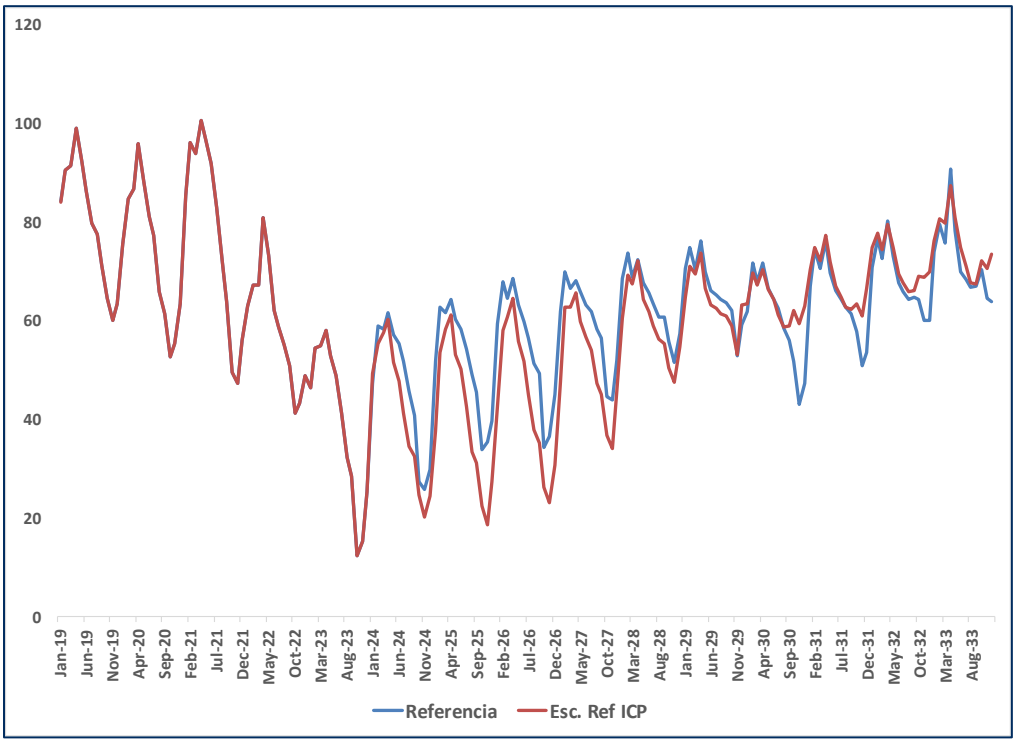
Como se muestra en el Gráfico 8. 1 y Gráfico 8. 2, la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad de intercambio de 400 MW produce una variación en el CMS, producto del intercambio con la entrada de esta interconexión, el cual permitiría unir el Sistema Andino y Centroamericano. Se puede observar claramente la reducción del costo marginal.

Gráfico 8. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia Vs Escenario con Colombia.



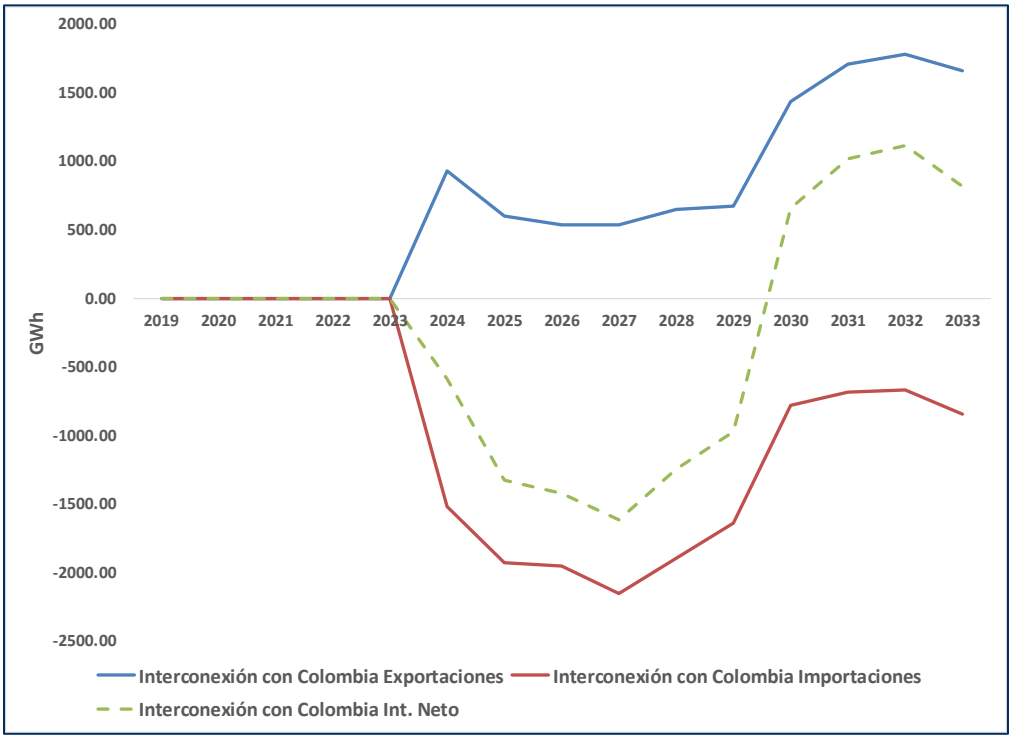
Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 8. 2: Costos Marginales Mensuales de Panamá del Esc. de Referencia Vs Esc. Ref. con Colombia.



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 8. 3: Intercambios del Escenario Ref. con Colombia

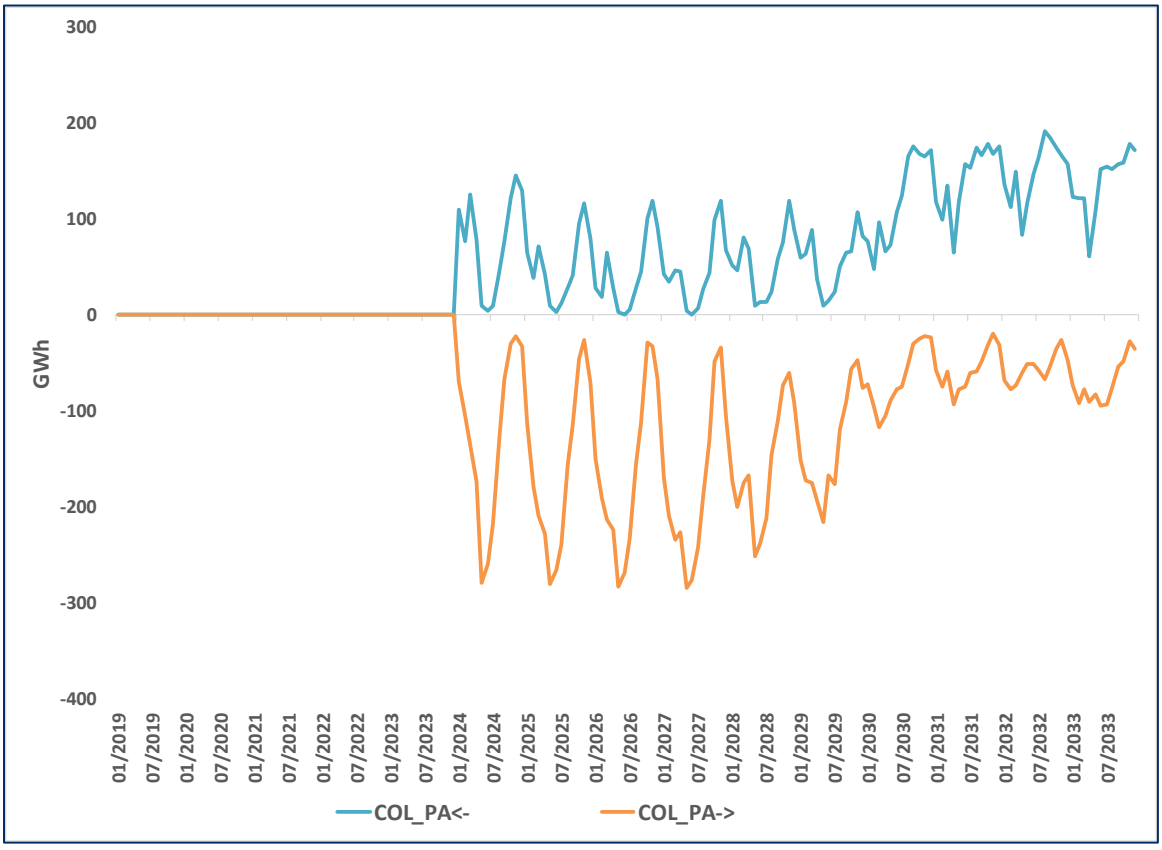


Referencia: (ETESA, 2019)

Panamá tendría un estatus de importador de energía, una vez entre en operación la Interconexión Colombia-Panamá, sin embargo, gran parte de esta energía se exporta hacia Centro América, como se muestra en el Gráfico 8 .3

El Gráfico 8 .4 ilustra la estacionalidad de estas transferencias. La variabilidad de los regímenes hidrológicos hace que la magnitud de las transferencias sea una variable aleatoria. Los intercambios promedio tanto de Colombia hacia Panamá como de Panamá hacia Colombia, así como el rango de valores que pueden llegar a tener con probabilidades asociados a ellos. De igual forma, esto puede ser el resultado de la instalación de grandes plantas hidroeléctricas en la región centroamericana, como es el caso de la central Diquis en Costa Rica la cual puede representar grandes volúmenes de energía para intercambio en las épocas lluviosas. Debemos destacar que dentro de un mismo año pueden darse intercambios en ambos sentidos.

Gráfico 8. 4: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia.

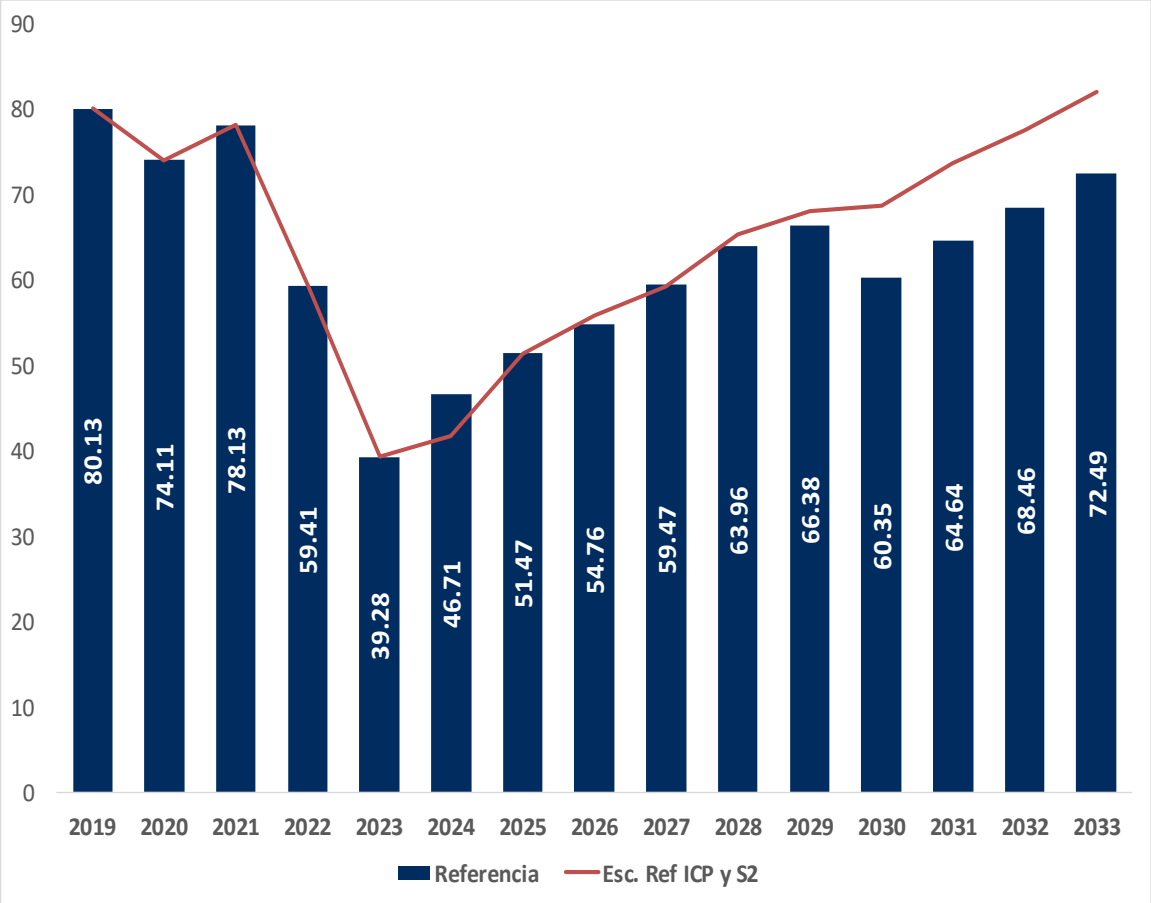


Referencia: (ETESA, 2019)

Escenario con Colombia y el Proyecto SIEPAC-2

En este caso, la simulación cuenta con la interconexión de Colombia – Panamá, la primera línea del SIEPAC; añadiendo a este conjunto el proyecto de Interconexión SIEPAC-2, con una máxima transferencia de 374 MW y entrada propuesta para el año 2025. Este escenario presenta una fuerte confiabilidad con la nueva conexión con Centroamérica y añadiendo la posibilidad de intercambio con Colombia.

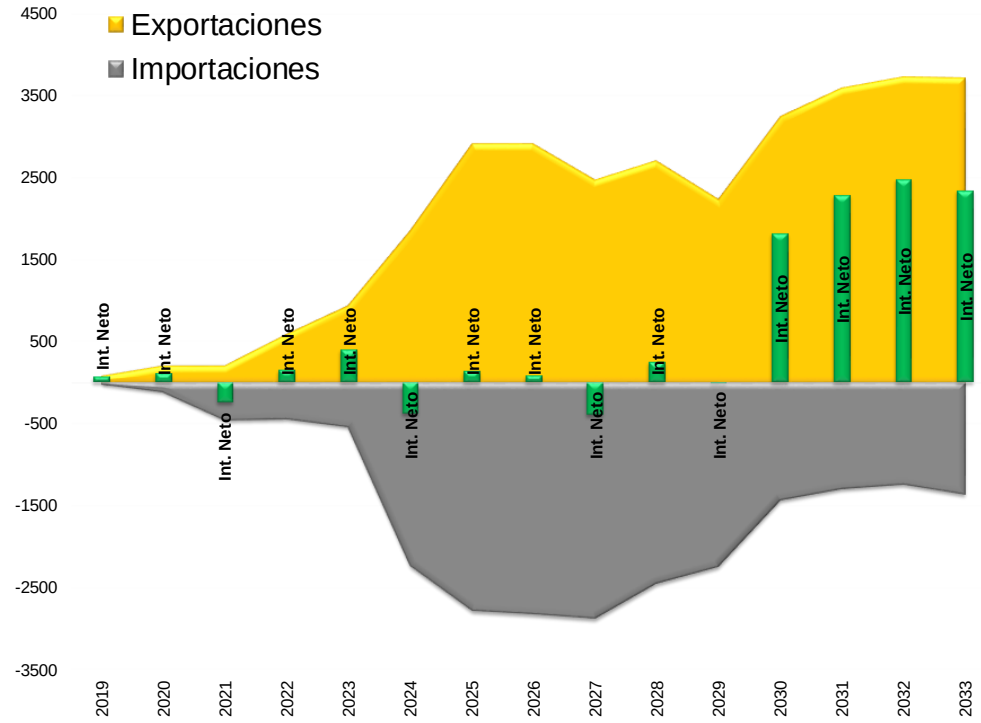
Gráfico 8. 5: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia Vs Escenario con Colombia y SIEPAC-2



Referencia: (ETESA, 2019)

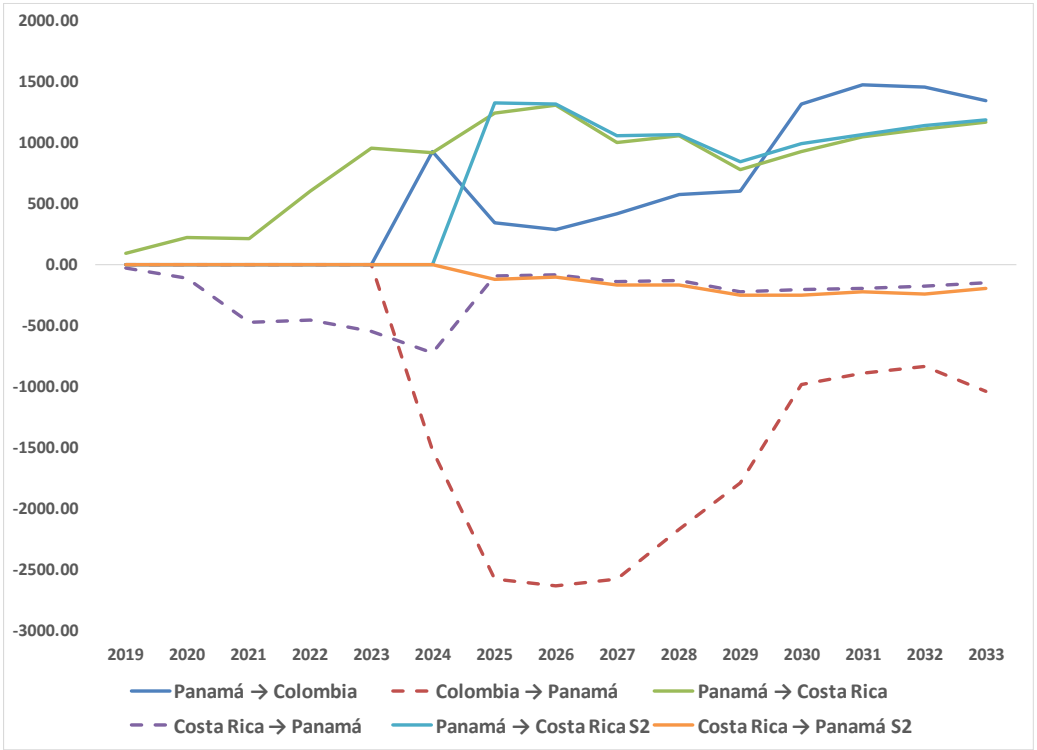
El Costo Marginal del sistema con este nuevo proyecto aumenta un poco en los años posteriores a su ingreso, debido a que Panamá en estos años puede contar con una oferta más barata en relación a la Generación disponible en otros países de la región o por el hecho de la necesidad de suplir dicha demanda.

Gráfico 8. 6: Intercambios Anuales del Escenario COL-PA con S2



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 8. 7: Intercambios Mensuales del Escenario COL-PA con S2



Referencia: (ETESA, 2019)

Capítulo 9
CONCLUSIONES

Las políticas o criterios indicados por la Secretaria Nacional de Energía nos indica que debemos garantizar el suministro energético, cumpliendo con los límites de déficit para la energía y también, manteniendo una reserva rodante mínima, correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculado por el CND. Además, las políticas energéticas a nivel mundial, indican que se debe garantizar el suministro de energía, aun, con los recientes e inmediatos cambios climáticos.

El Plan Indicativo de Generación muestra el comportamiento de acuerdo, a las decisiones de inversión de los agentes privados. Por esta razón los escenarios de expansión de generación contemplan los proyectos que informaron los agentes generadores en 2019.

Es importante garantizar la diversificación de la matriz energética incentivando la instalación de fuentes de generación eficiente y económicamente factible, es decir, nuevas fuentes renovables y no convencionales que contribuyan a la disminución en el CMS.

Las sensibilidades planteadas en este informe, son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios imprevistos en el Plan de Expansión. En especial, al posible impacto en los proyectos en el corto Plazo, como el atraso en la incorporación de los proyectos de mayor magnitud y variaciones en los precios de los combustibles.

En base al análisis de las proyecciones del modelo, en el periodo de corto plazo la inserción no controlada de tantos proyectos hidroeléctricos, renovables no convencionales en fase de construcción o en etapa avanzada de desarrollo y proyectos termoeléctricos de gas natural, impide la optimización del plantel en expansión en dicho periodo.

En un escenario, Escenario Alternativo I, donde solo presentan ingresos de planteles de energía renovable, se obtiene un CMS más bajo, sin embargo, debido a las fluctuaciones que presentan las tecnologías de renovables se deben considerar que, por confiabilidad y seguridad del sistema en el despacho de las plantas eólicas y solares, requieren de cierto nivel de reserva de potencia, la cual eventualmente debe contar con plantas termoeléctricas de respuesta inmediata, las cuales suelen ser de bajos costos de inversión, pero con muy elevados costos operativos.

En caso tal se retiren plantas termoeléctricas, Escenario Alternativo II, no se presentará un cambio considerable del CMS. Esta pequeña disminución se da debido a los costos operativos más bajos de los planteles renovables que el de los térmicas.

De presentarse una demanda de energía elevada, Escenario Alternativo III, se apreciarán cambios considerables a partir del año 2020, con la entrada de proyectos de energía renovable y un ciclo combinado de gas natural, produciendo una reducción de los costos marginales desde el año 2022.

Se realizó un análisis donde los precios del combustible presentan un alza considerable, Escenario Alternativo IV, se aprecia que el costo marginal presenta un aumento notable a partir del 2020, debido a los altos precios de los combustibles, provocados por las centrales termoeléctricas.

Luego, a partir del año 2025, fecha en que ingresa la central Telfers, el CMS vuelve a tener el comportamiento similar al del escenario de referencia, aunque ligeramente superior

En el caso de presentarse un escenario de alta demanda y altos precios de combustibles, Escenario Alternativo V, se aprecia un alto CMS, con referencia al caso base.

Por último, se analizaron todos los escenarios con la interconexión con Centroamérica, considerando la interconexión con una capacidad de 300 MW a partir del año 2023. Adicional se consideró el análisis de una sensibilidad contemplando el segundo circuito del proyecto SIEPAC con el inicio en el año 2025, se incrementan 300 MW más a la capacidad de intercambio.

Es necesario hacer notar que, aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de gran magnitud.

Se analizaron dos escenarios con la interconexión con Colombia, considerando la interconexión con una capacidad de 400 MW a partir del año 2024 y otro con la interconexión y el nuevo proyecto SIEPAC-2. Estos proyectos muestran tener un impacto importante, tanto en nuestro país, como a nivel regional en cuanto a confiabilidad y satisfacer la demanda energética creciente.

Además, la interconexión regional permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes de energía eléctrica.

Referencias

Isothermal Compressed Air Energy Storage. (Octubre de 2012). Obtenido de https://www.energy.gov/sites/prod/files/SustainX.pdf

Analisis de la Demanda PESIN . (2018).

Ars Technica. (31 de Enero de 2017). *A look at the new battery storage facility in California built with Tesla Powerpacks*. Obtenido de https://arstechnica.com/information-technology/2017/01/a-look-at-the-new-battery-storage-facility-in-california-built-with-tesla-powerpacks/

AUTOMOTIVE BLOG. (26 de Febrero de 2019). *AUTOMOTIVE BLOG*. Obtenido de https://www.bosch-automotive.es/baterias-de-litio-para-placas-solares/

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos / Información de Agentes Panamá 2019. (s.f.).

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (30 de Mayo de 2019). *Listado de Licencias.* Obtenido de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/concesiones_licencias/concesiones_licencias/2019/listado_licencias_may30.pdf

Carrera por Energía Solar Espacial. (24 de Febrero de 2017). Obtenido de Proyectos FSE: http://www.proyectofse.mx/2016/10/05/la-carrera-por-la-energia-solar-espacial/

Centro Nacional de Despacho. (Enero de 2018). *Informe de Generación Mensual - 2018.* Obtenido de http://www.cnd.com.pa/informes.php?cat=5&tipo_informe=43&ano=2018

Chemical Glossary. (29 de Agosto de 2017). *Lead-acid battery*. Obtenido de https://glossary.periodni.com/glossary.php?en=lead-acid+battery

Consejo Nacional de Energía. (2018). Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2018-2035. El Salvador.

Deutsche Welle. (15 de Junio de 2016). *Hydrogen and wind: Allies for sustainable energy*. Obtenido de http://www.dw.com/en/hydrogen-and-wind-allies-for-sustainable-energy/a-19330382

E&I Consulting. (s.f.). Obtenido de http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-benefits/benefit-categories/grid-operations-benefits

Ecovive. (Enero de 2018). Obtenido de https://www.envinergy.com/hidroelectricidad/funcionamiento-s816.html

Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (Febrero de 2018). Plan de Expansión - Escenario sin Carbón de Noviembre de 2016 (modificado en febrero de 2018). Honduras.

Energy Sources and Energy Use. (2018). Obtenido de https://www.nationalgeographic.org/activity/energy-sources-and-energy-use/

Energy Storage News. (8 de Febrero de 2019). *Energy Storage News*. Obtenido de https://www.energy-storage.news/news/uae-integrates-648mwh-of-sodium-sulfur-batteries-in-one-swoop

Energy Storage Technologies in the Electricity grid. (Septiembre de 2017). Obtenido de

https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/12027/396460.pdf?sequence=1
Energy Storage Toolbox. (2018). *Energy Storage Toolbox*. Obtenido de https://estoolbox.org/index.php/8-samples/8-tes-introduction
ENGIMIA. (2019). *Energías renovables marítimas, el potencial de los mares y océanos*. Obtenido de https://engimia.com/blog/energias-renovables-maritimas-el-potencial-de-los-mares-y-oceanos
ETESA. (s.f.).
ETESA. (2019).
ETESA. (s.f.). *Plan de Expansión 2017, Tomo I: Estudios Básicos / Plan de Expansión 2018, Tomo I: Estudios Básicos.* Panamá.
ETESA. (s.f.). *Plan de Expansión 2017, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2017-2031 / Plan de Expansión 2018, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2018-2032.* Panamá.
EV Lithium. (s.f.).
Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. (s.f.). *Power to Gas*. Obtenido de https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/hydrogen-technologies/hydrogen-production-by-water-electrolysis/power-to-gas.html
g. (s.f.).
Grid Scale Energy Storage Systems. (s.f.). Obtenido de https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm
Grid Scale Energy Storage Systems. (https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm).
IBM. (20 de Abril de 2012). *IBM Battery 500 - IBM creates breathing, high-density, light-weight lithium-air battery*. Obtenido de http://www.extremetech.com/computing/126745-ibm-creates-breathing-high-density-light-weight-lithium-air-battery
ICP. (2019).
Información de Agentes Panamá. (Mayo de 2019).
Información de Agentes Panamá. (Mayo de 2019).
Instituto Costarricense de Electricidad. (Mayo de 2018). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica. Costa Rica.
International Electrotechnical Commission. (2011). *Electrical Energy Storage.* Obtenido de http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf
International Fleet World. (Septiembre de 2018). Obtenido de https://internationalfleetworld.com/whatever-happened-to-hydrogen/
Irena Electricity Storage Cost. (2017). Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
IRHE. (1985). Estudios de Turba.
Kawasaki. (2018). *Battery Energy Storage System - GIGACELL - Frequently Asked Questions*. Obtenido de http://global.kawasaki.com/en/energy/solutions/battery_energy/questions/index.html

Kim, K. J., Park, M.-S., Kim, Y.-J., Kim, J. H., Dou, S., & Skyllas-Kazacos, M. (9 de Junio de 2015). *A technology review of electrodes and reaction mechanisms in vanadium redox flow batteries.* Obtenido de http://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2015/ta/c5ta02613j/unauth#!divAbstract

Laboratory National Renewable Energy. (2019). Obtenido de https://www.nrel.gov/news/features/2019/beneath-solar-panels-the-seeds-of-opportunity-sprout.html

Leadbetter, J., & Swan, L. G. (15 de Octubre de 2012). *Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity.* Obtenido de https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775312009500

Millennium Energy Systems. (2016). *Colector Solar Fresnel*. Obtenido de http://www.millenniumenergies.com/wp-content/uploads/2016/02/FICHA-FRESNEL-MES.pdf

Ministerio de Energía y Minas. (Enero de 2018). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica de 2016-2030. Nicaragua.

Ministerio de Energía y Minas. (2018). Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2018-2032. Guatemala.

Murata. (s.f.). *The Structure and Principle of Electrical Double Layer Capacitor*. Obtenido de https://www.murata.com/en-us/products/capacitor/edlc/techguide/principle

National Renewable Energy Laboratory. (2011). *Life Cycle Assessment Harmonization*. Obtenido de https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html

National Renewable Energy Laboratory. (Enero de 2013). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation.* Obtenido de https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57187.pdf

Neoen - Hornsdale Power Reserve. (24 de Enero de 2018). *Hornsdale Power Reserve*. Obtenido de https://hornsdalepowerreserve.com.au/

New Energy and Fuel. (15 de Junio de 2010). *Wind to Fertilizer Construction Begins*. Obtenido de https://newenergyandfuel.com/http:/newenergyandfuel/com/2010/06/15/wind-to-fertilizer-construction-begins/

Nomura, S. (2015). *Store Electricity! - Opening of Energy Technology by Zero Electrical Resistance*. Obtenido de http://www.meiji.ac.jp/cip/english/frontline/nomura/index.html

Nuclear Power. (2014). *BWR - Boiling Water Reactor*. Obtenido de https://www.nuclear-power.net/bwr-boiling-water-reactor/

Nuclear Power. (2014). *Nuclear Power Plant*. Obtenido de https://www.nuclear-power.net/nuclear-power-plant/

Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (Agosto de 2013). *Linear Concentrator System Basics for Concentrating Solar Power*. Obtenido de https://www.energy.gov/eere/solar/articles/linear-concentrator-system-basics-concentrating-solar-power

Paludea, Central Hidroelectrica. (29 de Enero de 2015). *Zeco*. Obtenido de https://www.zeco.it/zeco-turbinas/tornillo-de-archimedes?lang=es

Plataforma Solar de Almería. (7 de Marzo de 2014). Obtenido de https://novapolis.es/la-psa-coordina-la-implantacion-de-la-energia-solar-de-concentracion-en-europa/

Powerthru. (2016). *Carbon Fiber Flywheel Technology for Government Applications*. Obtenido de http://www.power-thru.com/carbon_fiber_flywheel_technology.html

Reactor Heavy Water. (2016). Obtenido de https://askeyphysics.org/2016/05/14/516-520-wkepowertorque/candu-reactor-schematic/

Saur Energy. (6 de Febrero de 2019). Obtenido de https://www.saurenergy.com/solar-energy-news/abu-dhabi-commissions-worlds-largest-storage-battery

Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (2019). *Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019*.

Sistemas de Almacenamiento de Energía. (Julio de 2016). *uvadoc*. Obtenido de https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/18325/1/TFG-P-432.pdf

Storage Battery Solutions, LLC. (2018). *Stationary / Standby Power*. Obtenido de http://www.sbsbattery.com/products-services/by-application/stationary-standby-power.html

The Agency for Science, Technology and Research. (14 de Enero de 2017). *A breath of fresh air: Improving zinc-air batteries*. Obtenido de https://www.sciencedaily.com/releases/2017/01/170114191153.htm

U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (s.f.). Annual Energy Outlook 2017 / Annual Energy Outlook 2018.

U.S. Department of Energy - U.S. Energy Information Administration. (s.f.).

Universidad de Valladolid. (2016). *Sistemas de Almacenamiento de Energia*. Obtenido de https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/18325/1/TFG-P-432.pdf

Universidad Distrital Fransisco José de Caldas. (2015). *ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE BATERÍAS*. Obtenido de http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/3663/1/ANA%CC%81LISIS%20TE%CC%81CNICO%20DE%20LOS%20DIFERENTES%20TIPOS%20DE%20BATERI%CC%81AS%20COMERCIALMENTE%20DISPONIBLES%20PARA%20SU%20INTEGRACIO%CC%81N%20EN%20EL%20PROYECTO%20DE%20UNA%20MICRORRED%20AI

University of Southern California. (10 de Noviembre de 2010). *Get That "Just Right" Feel: Incorporating Phase Change Materials Into Textiles*. Obtenido de http://illumin.usc.edu/2/get-that-34just-right34-feel-incorporating-phase-change-materials-into-textiles/

UTNBA. (s.f.). *Aprovechamiento de la Energía Undimotriz*. Obtenido de https://docplayer.es/9771882-Aprovechamiento-de-la-energia-undimotriz.html