EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA

PLAN DE EXPANSIÓN:
SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO 2021 - 2035

[AGOSTO 2020]

© ETED 2020

Salvo que se indique lo contrario, el contenido de esta publicación y del material presentado en la misma son propiedad de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y está sujeto a los derechos de autor por parte de ETED. El material de esta publicación se puede utilizar libremente, compartir, copiar, reproducir, imprimir y/o almacenar, siempre que su autoría se atribuya a ETED y lleve la apostilla de que está sujeto a derechos de autor (© ETED 2020).

El material contenido en esta publicación y que se atribuye a terceros puede estar sujeto a derechos de autor de terceros, así como a condiciones de uso y restricciones independientes, inclusive las restricciones en relación con cualquier uso comercial

ACERCA DE ETED

ETED, es una Empresa descentralizada propiedad del Estado Dominicano que surge a partir de la segmentación del sector eléctrico producto de la capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad mediante la Ley General de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97 de fecha 24 de junio del año 1997, teniendo su marco legal en la Ley General de Electricidad No. 125-01 de fecha 26 de julio del año 2001, que regula todos los aspectos relativos a la producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en la Republica Dominicana.

AUTORES

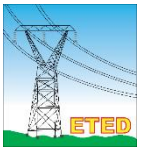
Este trabajo fue producido por el personal del Departamento de Análisis y Planeación del Sistema de Transmisión, integrado por los ingenieros: Héctor Fernández, Oscar Eduardo Casilla, Zoila Morillo, Pedro Betancourt y Johnny René Pimentel.

A su vez fue revisado el Ing. Robert Estrella, Gerencia de Planificación y Diseño, luego revisado por Ing. Fernando Peignand, Dirección de Ingeniera y Proyectos de la ETED.

Finalmente fue aprobado por el Ing. Martín Robles Morillo, Administrador de la ETED.

RECONOCIMIENTOS

Este plan contó con informaciones de vital importancia para su desarrollo suministradas por las siguientes instituciones del sector eléctrico: La Comisión nacional de energía (CNE), Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), Empresas Distribuidoras de Electricidad: (EDESUR, EDENORTE, EDEESTE).



ETED

Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana

Oficina principal

Av. Rómulo Betancourt No.1228,
Bella Vista. Santo Domingo D.N. Republica Dominicana
Apartado postal: 10112
Teléfono: +1 809-255-5555
http://www.eted.gob.do

PRÓLOGO

La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) cumpliendo con los requerimientos de la Ley General de Electricidad, del Ministerio de Energía y Minas, de las Instituciones del sector eléctrico y los requerimientos de las empresas del MEM, pone en sus manos el Plan de Expansión de la Transmisión para el periodo 2021-2035.

Fruto de que el plan de expansión de las redes de alta tensión 2013-2020 está finalizando, así como también que las asunciones de dicho plan, principalmente en el lado de la oferta han cambiado, la ETED se enfrascó en la planificación y estructuración de un Plan de Expansión de la Transmisión para el periodo considerado.

Estos trabajos fueron iniciados en el año en el año 2017 con pocos avances en el primer año debido a que las informaciones que serían utilizadas como insumo, estaban siendo preparadas por las demás instituciones y empresas del sector. El Plan ha sido terminado oportunamente, de manera que viabiliza de forma técnico-económica los objetivos planteados en las políticas estatales de acuerdo a los lineamientos establecidos en la Estrategia Nacional de Desarrollo, garantizando un alto nivel de confiabilidad y la seguridad del suministro eléctrico.

En las islas similares a la nuestra, donde los sistemas eléctricos son pequeños, comparados con los sistemas de los continentes, la integración de energía limpia es un reto, pues la infraestructura de red existente no fue planificada para esa localización y forma de generación de energía. En este Plan, la ETED ha tomado el plan indicativo de la generación, los proyectos concesionados, y además se hicieron escenarios de desarrollo hipotéticos para definir las redes que harán posible la integración de toda la generación de energía definida. Si estos proyectos no se construyen se compromete la integración técnico-económica de la generación definida.

El desarrollo actual de las energías renovables es una oportunidad para que además de definir que las redes tengan la suficiente capacidad térmica para manejar toda la generación definida, también es una oportunidad para que el código de red sea adaptado a las nuevas necesidades, para que se definan nuevos esquemas (técnico, económico y regulatorio) para la regulación de frecuencia, para definir una meta y su plan de cumplimiento de eficiencia energética, pues luego de construidas las redes si estos puntos no son atendidos el sistema se tornará inoperable.

La definición del futuro de las redes de alta tensión varía con la propia dinámica del sistema de forma general, de cómo crece la generación y de cómo crece la demanda. Depende de factores tales como conseguir la financiación de los proyectos en los tiempos requeridos, del desarrollo de la industria y de la economía del país; es por esto que este Plan debe ser revisado periódicamente.

Esperamos haber satisfecho los requerimientos exigidos para disponer de un Sistema de Transmisión en desarrollo que cumpla con las exigencias de los agentes del mercado, de las instituciones del sector, y lo que es más importante, que sirva para satisfacer los reclamos de una población que día a día exige calidad, continuidad y seguridad en el suministro de energía.

Ing. Martín Robles Morillo
Administrador
Empresa De Transmisión Eléctrica Dominicana

INDICE DE CONTENIDO

1 RESUMEN EJECUTIVO 18

2 MARCO INTRODUCTORIO 22

2.1 ANTECEDENTES 23

2.1.1 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN). 25

2.2 INTRODUCCION 27

2.3 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO 28

2.4 MARCO LEGAL 29

2.4.1 Elaboración del Plan de Expansión 29

2.4.2 Condiciones operativas 30

2.4.3 Remuneración del transporte 31

2.5 OBJETIVOS 33

2.5.1 Objetivo General 33

2.5.2 Objetivos Específicos 33

2.6 Clasificación de Redes de Transmisión 34

2.6.1 Redes Troncales 34

2.6.2 Redes de reparto 34

2.6.3 Redes de sub-transmisión 35

2.7 METODOLOGIA 38

3 ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DEL SENI 41

3.1 DIAGRAMA UNIFILAR 46

3.2 DEMANDA 47

3.2.1 Demanda por Empresa de Distribución 51

3.2.2 Demanda por Usuarios No Regulados 52

3.2.3 Demanda por Provincia 53

3.2.4 Gestión de la Demanda 54

3.3 GENERACIÓN 56

3.3.1 Parque de generación actual 56

3.3.2 Costos marginales promedio 63

3.4 TRANSMISIÓN 64

3.5 ESTADO ACTUAL DE FUNCIONAMIENTO 65

3.5.1 Restricciones operativas existentes 65

3.5.2 Energía no suministrada atribuible a ETED 69

3.5.3 Violaciones del rango de tensión permitido 70

4 PLAN INDICATIVO DE EXPANSION DE LA GENERACION 78

4.1 PREAMBULO 79

4.2 PLAN INDICATIVO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE) 81

4.2.1 Metodología y modelo de planificación 81

4.2.2 Generación térmica 82

4.2.3 Conclusiones expansión térmica 84

4.2.4 Generación Renovable 89

4.3 PLAN INDICATIVO DE LA CORPORACIÓN DOMINICANA DE EMPRESAS ELÉCTRICAS ESTATATLES (CDEEE) 94

4.4 LOCALIZACION DE POTENCIAL DE ERNC 98

4.4.1 Centrales en polígonos potenciales para ERNC 98

4.5 RESUMEN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN 102

4.5.1 Proyectos de Generación Térmica 102

4.5.2 Proyectos de generación de ERNC 103

4.5.3 Resumen general 104

5 PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE POTENCIA 105

5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA, ESTIMACIONES CNE 106

5.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA, ESTIMACIONES EDE'S 107

5.2.1 Pronóstico y distribución de la demanda Edesur 107

5.2.2 Pronóstico y distribución de la demanda Edenorte 110

5.2.3 Pronóstico y distribución de la demanda EDEESTE 113

5.3 COMPORTAMIENTO: DEMANDA DE POTENCIA Y VARIABLES ECONÓMICAS... 116

5.3.1 Comportamiento Histórico de la Demanda de Potencia 116

5.3.2 Tasa de Cambio 118

5.3.3 Producto Interno Bruto 119

5.3.4 Tasa de Inflación 121

5.3.5 Precios promedios mercado Spot 123

5.4 PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE POTENCIA [ETED] 125

5.4.1 Análisis de Regresión 125

5.4.2 Estimación de Datos (Casos de estudio) 126

5.4.3 Resultados del Pronóstico 127

5.5 EFICIENCIA ENERGÉTICA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA 130

5.5.1 Eficiencia energética 130

5.5.2 Generación distribuida 135

5.6 RESUMEN PROYECCION DE DEMANDA 137

6 PLAN DE EXPANSION DE LA DISTRIBUCION 139

6.1 Plan indicativo de expansión EDESUR (subestaciones) 140

6.2 Plan indicativo de expansión EDENORTE (Subestaciones) 141

6.3 Plan indicativo de expansión EDEESTE (Subestaciones) 142

6.4 Plan Indicativo de la expansión de LyFT 143

7 PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION 144

7.1 PROYECTOS DEL PLAN 2013 – 2020 145

7.1.1 Proyectos en Ejecución 145

7.1.2 Proyectos en Licitación 146

7.1.3 Proyectos en Planificación 147

7.1.4 Avance en el desarrollo del Plan 148

7.2 CRITERIOS DE SELECCION DE ALTERNATIVAS 149

7.2.1 Político 149

7.2.2 Económicos 150

7.2.3 Social 150

7.2.4 Técnico 151

7.2.5 Ecológico 152

7.2.6 Legal 152

7.3 RESTRICCIONES OPERATIVAS (2019) 153

7.3.1 Restricciones operativas atribuibles a la ETED 154

7.3.2 Restricciones de red atribuibles al crecimiento de la Demanda 157

7.3.3 Restricciones de red atribuibles a la Generación 158

7.4 ESCENARIOS Y CASOS DE ESTUDIOS 162
7.4.1 Escenarios 164
7.4.1 Consideraciones 165
7.4.2 Casos de estudio 2025 166
7.4.3 Casos de estudio 2030 191
7.4.4 Casos de estudio 2035 212
7.4.5 Casos de estudio 2040 235

7.5 EVALUACION DE PROYECTOS 239
7.5.1 Análisis de Régimen Estacionario 239
7.5.2 Análisis de Régimen Dinámico 273
7.5.3 Resultados evaluación económica 2025 295
7.5.4 Resultados evaluación económica 2030 307
7.5.5 Resultados evaluación económica 2035 312

7.6 PROYECTOS PROPIOS DE TRANSMISION 313

7.7 PROYECTOS ASOCIADOS AL SISTEMA DE DISTRIBUCION 317
7.7.1 Proyectos de transmisión asociados a Edesur 317
7.7.2 Proyectos de transmisión asociados a Edenorte 319
7.7.3 Proyectos de transmisión asociados a Edeeste. 320
7.7.4 Proyectos Asociados a LyFT 321

7.8 PROYECTOS ASOCIADOS AL PARQUE DE GENERACION 322

7.9 PRIORIZACION DE PROYECTOS 325
7.9.1 Caso a 325
7.9.2 Caso b 326
7.9.3 Casos c y d 328
7.9.4 Proyectos priorizados al 2025 332

7.10 RESUMEN DE COSTOS 334

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 335

9 TRABAJOS FUTUROS 339

10 ANEXOS 342

10.1 DIAGRAMAS UNIFILARES 343
10.1.1 Área Central 344
10.1.2 Área Este 345

10.1.3 Área Norte 346
10.1.4 Área Sur 347
10.1.5 Sistema 345kV 348

10.2 MAPAS 349
10.2.1 Área Central 350
10.2.2 Área Este 351
10.2.3 Área Norte 352
10.2.4 Área Sur 353
10.2.5 Sistema 345kV 354

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad instalada e intercambio de potencia entre áreas eléctricas. 44
Tabla 2. Histórico de inversiones en el Sistema de Transmisión, 2004-2017. 45
Tabla 3. Demanda en MW declarada del SENI 2019 48
Tabla 4. Potencia en MW abastecida SENI 2019. 49
Tabla 5. Potencia en MW no abastecida SENI 2019. 50
Tabla 6. Promedio de demanda (MW) por empresa Distribuidora 2019. 51
Tabla 7. Promedio de demanda de potencia (MW) UNR's 2019. 52
Tabla 8. Promedio de demanda por provincia 2019. 53
Tabla 9. Gestión de demanda MW 2019. 55
Tabla 10. Capacidad térmica instalada por tecnología 2019. 57
Tabla 11. Capacidad hidráulica instalada 2019. 58
Tabla 12. Capacidad en régimen especial y periodo de prueba instalada 2019. 58
Tabla 13. Capacidad térmica instalada por fuente primaria de energía 2019. 60
Tabla 14. Capacidad hidráulica instalada 2019 61
Tabla 15. Capacidad en régimen especial y periodo de prueba instalada por fuente primaria de energía 2019. 61
Tabla 16. Promedio del Costo marginal tope de la energía 2018-2019 63
Tabla 17. Capacidad de transformación en transmisión 2019. 64
Tabla 18. Kilómetros de redes de transmisión 2019 64
Tabla 19. Restricciones operativas del SENI 2018-2019 66
Tabla 20. Violaciones al rango de tensión (subtensiones) 2019 70
Tabla 21. Violaciones al rango de tensión (sobretensiones) 2019. 76
Tabla 22. Proyectos de generación convencional proyectados por la CNE. 83
Tabla 23. Resultados CNE, Escenario base - Fase 1 - Demanda baja 87
Tabla 24. Resultados CNE, Escenario base - Fase 1 - Demanda alta. 87
Tabla 25. Resultados CNE. Análisis de sensibilidad de combustibles. Aumento del gas natural 20%, Fase 2 - Demanda Alta Con Crecimiento Renovable Agresivo 88
Tabla 26. Proyectos de energía renovable con concesión definitiva 91
Tabla 27. Proyectos de energía renovable con concesión provisional 92
Tabla 28: Generación térmica prevista por CNE. 102
Tabla 29: Generación renovable prevista por CNE. 103
Tabla 30. CNE. Proyección de Demanda Energía y Potencia Escenario Tendencial 106
Tabla 31. CNE. Proyección de Demanda de Energía y Potencia Escenario Alternativo 106
Tabla 32. EDESUR. Demanda esperada por año para 2025, 2030 y 2035. 107

Tabla 33. EDENORTE. Demanda esperada por año para 2025, 2030 y 2035..... 110
Tabla 34. EDEESTE, Resumen Plan de Expansión de Distribución EDEESTE 2020-2024 113
Tabla 35. Comportamiento Histórico de la Demanda de Potencia..... 117
Tabla 36. Evolución de la Tasa de Cambio..... 118
Tabla 37. Evolución Producto Interno Bruto..... 120
Tabla 38. Evolución Tasa de Inflación..... 122
Tabla 39. Evolución precios promedios mercado Spot 124
Tabla 40. Resultados del pronóstico de demanda años 2018 al 2045. 129
Tabla 41. Resumen de proyección de la demanda realizada por las instituciones: ETED, CNE y Empresas distribuidas. 138
Tabla 42. EDESUR. Necesidades de potencia en nuevas subestaciones. 140
Tabla 43. Plan indicativo de expansión EDENORTE (Subestaciones)..... 141
Tabla 44. Nuevas Subestaciones. Resumen Plan Expansión de Distribución. Resumen Plan Expansión de Distribución EDEESTE 2020-2024 septiembre [2019]..... 142
Tabla 45. Repotenciaciones. Resumen Plan Expansión de Distribución. Resumen Plan Expansión de Distribución..... 142
Tabla 46. Nuevas S.E. EDEESTE. Resumen Plan Expansión de Distribución. Resumen Plan Expansión de Distribución..... 143
Tabla 47. Proyectos actuales de líneas de transmisión en proceso de ejecución. 145
Tabla 48. Proyectos actuales de subestaciones en proceso de ejecución. 146
Tabla 49. Proyectos actuales de líneas de transmisión en proceso de licitación. 147
Tabla 50. Proyectos actuales de líneas de transmisión en proceso de planificación. 147
Tabla 51. Proyectos actuales de subestaciones en proceso de planificación..... 148
Tabla 52. Restricciones de corto plazo atribuibles a ETED. 154
Tabla 53. Restricciones de corto plazo atribuibles a la generación. 161
Tabla 54. Nuevos proyectos de generación año 2030..... 193
Tabla 55. Potencia generada por tecnología año 2030. 194
Tabla 56. Nuevos proyectos de generación año 2035. 213
Tabla 57. Resumen despacho de generación por tecnología, año 2035. 214
Tabla 58. Índice perdidas [MW] - Casos tendenciales 2025 243
Tabla 59. índice de magnitud de voltaje [p.u.] - Casos tendenciales 2025 245
Tabla 60. indice de angulo de voltaje [deg.] - Casos tendenciales 2025..... 247
Tabla 61. Índice cargabilidad [%]- Casos tendenciales 2025..... 249
Tabla 62. Índice de costos operativos- Casos tendenciales 2025..... 250
Tabla 63. Índice pérdidas [MW] - Casos Alternativos 2025 253
Tabla 64. Índices de magnitud de voltaje [p.u.] - Casos Alternativos 2025 254

Tabla 65. Índices de ángulo de voltaje [deg.] - Casos Alternativos 2025 255
Tabla 66. Índices cargabilidad [%]- Casos Alternativos 2025 256
Tabla 67. Índice de costos operativos- Casos Alternativos 2025 257
Tabla 68. Índice pérdidas [MW] 2030 259
Tabla 69. Índices de magnitud de voltaje [p.u.] 2030 261
Tabla 70. Índices de ángulo de voltaje [deg.] 2030 262
Tabla 71. índices de cargabilidad [%] 2030. 264
Tabla 72. índices de costos operativos [%] 2030. 265
Tabla 73. Indices de perdidas [MW] 2035. 267
Tabla 74. Indices de magnitud de voltaje [p.u.] 2035. 267
Tabla 75. Indices de ángulo de voltaje [deg] 2035. 268
Tabla 76. Indices de cargabilidad [%] 2035. 269
Tabla 77. Indice de costos operativos [%] 2035. 269
Tabla 78. Corrientes de cortocircuito 2025. 270
Tabla 79. Corrientes de cortocircuito 2030. 271
Tabla 80. Corrientes de cortocircuito 2035. 272
Tabla 81. Indices de nadir de frecuencia. 279
Tabla 82. Indices de tiempo de nadir de frecuencia. 280
Tabla 83. Indices de tiempo de recuperación de frecuencia. 282
Tabla 84. Indices de error de frecuencia en régimen estacionario post-perturbación 284
Tabla 85. Indices de tasa de cambio positivo de frecuencia (ROCOF+) 286
Tabla 86. Indices de tiempo de ocurrencia -tasa de cambio positivo de frecuencia (ROCOF +) 287
Tabla 87. Indices de tasa de cambio negativo de frecuencia (ROCOF-) 289
Tabla 88. Indices de tiempo de ocurrencia-tasa de cambio negativo de frecuencia (ROCOF-) 291
Tabla 89. Indices de desconexión de carga por activación del EDAC. 293
Tabla 90. Resumen de costos Escenarios Tendenciales. 299
Tabla 91. Resumen de costos Escenarios Alternativos área sur. 300
Tabla 92. Costo inversión EA_SUR_01. 301
Tabla 93. Resumen de costos EA_ NORTE_1A. 301
Tabla 94. Costo inversión EA_NORTE_1A 302
Tabla 95. Resumen de costos EA_ ESTE _1A. 302
Tabla 96. Costo inversión EA_ESTE_1A. 303
Tabla 97. Resumen de costos distribuidora EdeSur. 303
Tabla 98. Resumen de costos distribuidora EdeNorte. 304
Tabla 99. Resumen de costos distribuidora EdeEste. 304
Tabla 100. Resumen de costos EA_ DISTRIBUIDORAS 304

Tabla 101. Resumen de costos. 305
Tabla 102. Supuestos en evaluación económica-financiera. 306
Tabla 103. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_01 307
Tabla 104. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_02 307
Tabla 105. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_03 308
Tabla 106. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_04 308
Tabla 107. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_05 308
Tabla 108. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_06 308
Tabla 109. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_07 309
Tabla 110. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_08 309
Tabla 111. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_09 309
Tabla 112. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_10 309
Tabla 113. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_11 310
Tabla 114. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_12 310
Tabla 115. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_13 310
Tabla 116. Resumen de Costos Operativos (2030) por escenario. 311
Tabla 117. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_1 312
Tabla 118. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_2 312
Tabla 119. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_3 313
Tabla 120. Resumen de Costos Operativos (2035) por caso escenario. 313
Tabla 121. Proyectos propios de transmisión hasta el año 2025 314
Tabla 122. Proyectos propios de transmisión 2025-2030 315
Tabla 123. Proyectos propios de transmisión 2030-2035 316
Tabla 124. Proyectos de transmisión atribuibles a Edesur 2020-2025 317
Tabla 125. Proyectos de transmisión atribuibles a Edesur 2025-2030 318
Tabla 126. Proyectos de transmisión atribuibles a Edesur 2030-2035 318
Tabla 127. Proyectos de transmisión atribuibles a Edenorte 2020-2025 319
Tabla 128. Proyectos de transmisión atribuibles a Edenorte 2025-2030 319
Tabla 129. Proyectos de transmisión atribuibles a Edenorte 2030-2035 319
Tabla 130. Proyectos de transmisión atribuibles a Edeeste 2020-2025 320
Tabla 131. Proyectos de transmisión atribuibles a Edeeste 2025-2030 321
Tabla 132. Proyectos de transmisión atribuibles a Edeeste 2030-2035 321
Tabla 133. Proyectos de transmisión atribuibles a Luz y Fuerza 2020-2035 321
Tabla 134. Proyectos asociados al parque de generación 322
Tabla 135. Proyectos de líneas de transmisión 2020-2025 priorizados 332
Tabla 136. Proyectos de subestaciones de transmisión 2020-2025 priorizados 333

Tabla 137. Resumen del costo del Plan de Expansión de Transmisión 2020-2035 334
Tabla 138. Resumen del costo del proyecto de soterrado Santo Domingo 2035 334

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Esquema de planificación..... 24
Ilustración 2. Intercambio de energía entre zonas, flujos de un día tipo 1, año 2019. 36
Ilustración 3. Componentes básicos de un sistema de potencia. 37
Ilustración 4. Zonas Eléctricas e interconexiones. 44
Ilustración 5. Demanda de potencia declarada del SENI 2019. 48
Ilustración 6. Demanda de potencia abastecida del SENI 2019. 49
Ilustración 7. Potencia no abastecida SENI 2019. 50
Ilustración 8. Demanda de potencia por empresa distribuidora 2019. 51
Ilustración 9. Demanda de potencia media por usuarios no regulados. 52
Ilustración 10. Gestión de demanda 2019. 55
Ilustración 11. Porcentaje de capacidad instalada por tecnología 2019. 59
Ilustración 12. Porcentaje de capacidad instalada por fuente primaria de energía 2019. 62
Ilustración 13. Costos marginales tope 2018-2019. 63
Ilustración 14. Energía no suministrada atribuible a ETED 2019. 69
Ilustración 15. Proyectos de generación térmica proyectados por la CNE. 89
Ilustración 16. Evolutivo de la demanda de subestaciones propias de EDEsur 2019 - 2035. 109
Ilustración 17. Evolutivo de la demanda de potencia EDENorte 2019 - 2035. 112
Ilustración 18. Evolutivo de la demanda de potencia EDEESTE 2019 - 2035 115
Ilustración 19. Comportamiento Histórico de la Demanda de Potencia 116
Ilustración 20. Evolución Producto Interno Bruto 119
Ilustración 21. Evolución Tasa de Inflación 121
Ilustración 22. Evolución precios promedios mercado Spot 123
Ilustración 23. Implicaciones de la inserción de ERNC. 160
Ilustración 24. Visión general de escenarios año 2025. 167
Ilustración 25. Conexión San Cristóbal Sur. 172
Ilustración 26. Localización San Cristóbal Sur. 173
Ilustración 27. Conexión Baní 138/12.5. 174
Ilustración 28. Conexión GIS km 10.5 138/12.5 kV. 175
Ilustración 29. Línea 138 kV EDP – Pizarrete Solar. 176
Ilustración 30. Ampliación sistema 345kV hacia el sur. 178
Ilustración 31. Ampliación sistema 345kV hacia el noroeste. 180
Ilustración 32. Conexión Anillo este a SPM II (desconexión de SPM I). 182
Ilustración 33. Conexión 400 MW AES. 190
Ilustración 34. Visión general de escenarios año 2030. 191

Ilustración 35. Generación eficaz máxima frente a la demanda máxima 193
Ilustración 36. Casos y escenarios año 2030. 195
Ilustración 37. Localización subestación Los Alcarrizos 205
Ilustración 38. Visión general escenarios año 2035. 212
Ilustración 39. Casos y escenarios año 2035. 215
Ilustración 40. Vista satelital, periféricos de la S.E. Hainamosa 226
Ilustración 41. Unifilar subestación 138/345kV en Guerra 227
Ilustración 42. Índice de perdidas- Casos tendenciales 2025 244
Ilustración 43 . indice de magnitud de voltaje [p.u.] - Casos tendenciales 2025 246
Ilustración 44. Índice de ángulo de voltaje [deg.] - Casos tendenciales 2025 248
Ilustración 45. Comportamiento de la frecuencia en régimen dinámico. 274
Ilustración 46. Metodología de cálculo de costo de desabastecimiento de energía: SIE-116-2019-MEM. 296
Ilustración 47. Metodología de evaluación de escenarios. 297

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de proyectos de energía renovable concesionada..... 93
Figura 2 . Programación de los resultados esperados y productos principales durante el período 2017-2020, CDEEEE..... 96
Figura 3. Programa de Expansión de Generación Hidroeléctrica, CDEEEE. 96
Figura 4. Áreas evaluadas para ubicar plantas hipotéticas (rojas) superpuestas en un mapa de velocidad del viento de 90m..... 100
Figura 5. Ubicaciones de los puntos potenciales de aprovechamiento fotovoltaico propuestos y su media anual de GHI. 101
Figura 6. Área urbana de Santiago para modelado DGPV 136
Figura 7. Área urbana de Santo Domingo para modelado de DGPV (dentro de un contorno negro)..... 136

1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente Plan fue elaborado por la ETED, con informaciones de entrada de procedencia multisectorial, con importantes aportes de la comisión Nacional de Energía (CNE), Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) y las Empresas de Distribución Eléctrica (EDESUR, EDENORTE, EDEESTE), así como también informaciones que implícitamente entregaron los diferentes desarrolladores de proyectos de generación de energía eléctrica.

El desarrollo de este Plan estuvo enfocado en las señales de largo plazo emitidas por la Comisión Nacional de Energía dentro del marco de las políticas energéticas y las acciones que han tomado al pasar de los años; así como también en el crecimiento de la demanda. Estas señales son principalmente la integración de energías renovables no convencionales en el sistema eléctrico nacional, las cuales han tomado un gran auge en los últimos años, pero sin un plan específico de inserción; esto deja mucha incertidumbre sobre la definición del crecimiento óptimo de las redes de transmisión.

Debido a los niveles de incertidumbre se analizaron escenarios de localización en las zonas donde la CNE e inversionistas muestran mayor potencial renovable, así como también desarrollos térmicos en la cercanía de puertos.

Por el lado de la demanda, y su crecimiento, se verificaron varios escenarios de crecimiento. La tabla siguiente presenta la demandad de potencia pico a abastecer estimada para los horizontes analizados.

AÑO	DEMANDA PICO (MW)
2025	3,537
2030	4,410
2035	5,501

Tomando en consideración las proyecciones de demanda y generación, el auge de las energía renovables no convencionales, las necesidades de construcción de nuevas subestaciones de distribución, compensaciones de reactivos y obras de transmisión, se elaboraron unos lineamientos y se determinó mediante cálculos de flujos de potencia las obras requeridas que satisfacen los requerimientos futuros los cuales permiten el aprovechamiento de las zonas con gran potencial

energético renovable, además, eliminar restricciones operativas que limitan el despacho económico de generación.

Con la nueva generación proyectada a partir del año 2021, se observa según el orden de mérito un desplazamiento de un gran número de plantas térmicas con mayores costos variables de generación. Aunque este hecho es económicamente deseable, implica mayores exigencias y costos de inversión al sistema de transmisión.

El conjunto de obras de transmisión que surge del análisis del sistema en el presente informe fueron atribuidas o asociadas a los sectores de generación, de distribución y de a obras propias de la transmisión. En la tabla siguiente se presenta en forma resumida las obras esenciales a desarrollar al año 2025.

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
INTERCONEXION 138 VILLA ALTAGRACIA	138	LT	ETED	2025	$ 104,832.18
INTERCONEXION 69 VILLA ALTAGRACIA	69	LT	ETED	2025	$ 82,095.23
VILLA ALTAGRACIA	138	SE	ETED	2025	$ 4,181,442.52
CRUCE CABRAL - BARAHONA	69	LT	ETED	2025	$ 738,857.11
INTERCONEXION 69 QUITA CORAZA	69	LT	ETED	2025	$ 41,047.62
LA VEGA II	138/69	SE	ETED	2025	$ 5,226,803.15
INTERCONEXION 138 LA VEGA II	138	LT	ETED	2025	$ 209,664.36
INTERCONEXION 69_1 LA VEGA II	69	LT	ETED	2025	$ 2,959,122.73
INTERCONEXION 69_2 LA VEGA II	69	LT	ETED	2025	$ 656,761.88
SOSÚA	69	SE	ETED	2025	$ 1,042,220.17
INTERCONEXION 69 SOSUA	69	LT	ETED	2025	$ 41,047.62
INTERCONEXION 138 MICHES	138	LT	ETED	2025	$ 6,933,489.18
INTERCONEXION 138 UVERO ALTO	138	LT	ETED	2025	$ 4,814,923.04
SANTIAGO NORTE	138	SE	ETED	2025	$ 8,697,400.44
SANTIAGO NORTE-CANABACOA	138	LT	ETED	2025	$ 7,375,038.41
SVC DUVERGÉ 15 - 25 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 4,285,714.29

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
SVC PALAMARA 30 - 60 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC HERRERA 20 - 60 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC LA VEGA II, 0 - 70 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 12,000,000.00
SVC SFM, 30 - 60 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC PDORADA, 20 - 60 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC HIGUEY II, 20 - 60 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 10,285,714.29
INAPA-MADRE VIEJA (SADOSA)	69	LT	ETED	2025	$ 985,142.81
SUBESTACION KM 15 AZUA II	345/138	SE	ETED	2025	$ 33,000,000.00
PCATALINA - KM 15 AZUA II	345	LT	ETED	2025	$ 56,453,237.00
KM 15 AZUA - KM 15 AZUA II	138	LT	ETED	2025	$ 320,091.00
SUBESTACION GUAYUBIN	345/138	SE	ETED	2025	$ 23,823,867.44
LT NARANJO - GUAYUBIN	345	LT	ETED	2025	$ 62,755,555.56
INTERCONEXIONES ERNC NOROESTE	138	LT	ETED	2025	$ 1,420,577.00
DESCONEXION SPM I DE ANILLO ESTE	138	LT	ETED	2025	$ 905,561.78
TRANSFORMADOR HERRERA	138/69	SE	ETED	2025	$ 1,500,000.00
LT GUERRA-RESTAURADORES-VMELLA II-ISABELA	138	LT	ETED	2025	$ 13,117,418.46
AMPLIACIÓN SE ISABELA	138	SE	ETED	2025	$ 4,181,442.52
LT SOTERRADA ISABELA - METROPOLITANO	138	LT	ETED	2025	$ 13,679,799.13
AMPLIACION GIS METROPOLITANO	138	SE	ETED	2025	$ 4,750,000.00
SUBESTACION PINTURA	138	SE	ETED	2025	$ 9,500,000.00
LT JULIO SAURI - PINTURA	138	LT	ETED	2025	$ 5,118,992.57
LT PINTURA - LOS PRADOS	138	LT	ETED	2025	$ 18,999,721.02
LT PINTURA - EVARISTO MORALES	138	LT	ETED	2025	$ 21,469,684.75
				TOTAL	**$ 382,800,122.39**

La tabla siguiente presenta el resumen de las longitudes de líneas por niveles de tensión, capacidad de transformadores por instalar y capacidad de compensación reactiva a instalar atribuibles a las nuevas centrales de generación, las nuevas subestaciones de distribución y la propia expansión del sistema de transmisión.

Atribuible a:	LT 345 kV (km)	LT 138 kV (km)	LT 69 kV (km)	Transformadores (MVA)	Compensación de Reactivos (MVAr)
Transmisión	157.00	304.75	36.00	3,177.30	505.00
Distribuidoras	-	160.97	32.20	-	-
Generación	42.00	320.71	40.00	-	40.00
Total	**199.00**	**786.43**	**108.20**	**3,177.30**	**545.00**

ATRIBUIBLES A:	COSTOS (USD) AL 2025	COSTOS (USD) AL 2030	COSTOS (USD) AL 2035
SISTEMA DE TRANSMISION	$ 382,800,122.39	$ 58,850,492.79	$ 26,242,637.59
DISTRIBUCION	$ 82,700,711.05	$ 32,957,260.26	$ 54,569,606.34
GENERACION	$ 121,730,503.34	$ 34,812,185.27	$ -
SUBTOTALES	**$ 587,231,336.77**	**$ 126,619,938.32**	**$ 80,812,243.93**
		TOTAL	**$ 794,663,519.02**

En resumen, los costos de obras priorizadas proyectados se estiman: al año 2025 se estiman en US$ 587,231,336.77, para el año 2030 en US$ 126,619,938.32, para el 2035 en US$ 80,812,243.93, teniendo un costo total acumulado al año 2035 de inversiones por un monto de **US$ 794,663,519.02.**

2 MARCO INTRODUCTORIO

2.1 ANTECEDENTES

La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) es una empresa eléctrica propiedad del estado Dominicano, maneja todas las redes de alta tensión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), para proveer servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión a todo al territorio nacional.

Surge a partir de la segmentación del sector eléctrico Dominicano, producto de la capitalización de la CDE mediante la Ley General de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97 de fecha 24 de junio del año 1997, teniendo su marco legal en la Ley General de Electricidad No. 125-01 de fecha 26 de julio del año 2001. Esta Ley regula todos los aspectos relativos a la producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en la República Dominicana. En ese proceso se crearon compañías eléctricas en dos diferentes bloques, empresas de generación y empresas de distribución y comercialización de energía, además, se crearon entidades como el regulador del sector (Superintendencia de Electricidad) y el operador del mercado (Organismo Coordinador) y dos unidades de negocios dependientes de la CDE: unidad de negocio de transmisión y unidad de negocio de generación hidroeléctrica.

A los fines de crear la empresa de transmisión eléctrica dominicana, según lo establece la Ley General de Electricidad 125-01, el Poder Ejecutivo mediante el decreto No. 629-07 de fecha 2 de noviembre del año 2007, crea con fecha de efectividad a partir del primero de enero del 2008, la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED). Esta nueva empresa, sobre la base de ese Decreto, tendría autonomía presupuestaria y personería jurídica propia, según lo establece la Ley General de Electricidad. La responsabilidad dada es la operación, mantenimiento y administración de todas las redes de alta tensión, subestaciones, equipos, maquinarias, sistemas de transmisión de electricidad, bienes muebles e inmuebles transferidos desde la antigua CDE; además la elaboración de los estudios técnicos y financieros de las nuevas obras y los proyectos que ésta realice en todo el país

Antes de la segmentación del sector eléctrico Dominicano, producto de la capitalización de la CDE, la planificación del sistema era centralizada, y obedecía a satisfacer las necesidades de la población por parte del estado, es decir no existían un Plan de expansión del STN como tal, más bien, había un plan de expansión del sector eléctrico.

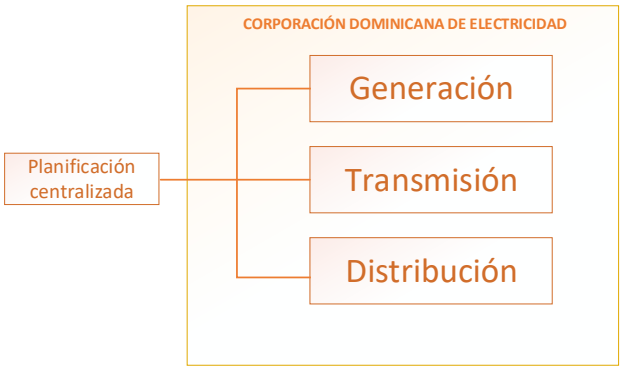


Ilustración 1. Esquema de planificación

Luego de la promulgación de la ley 125-01 estableciendo un marco regulatorio del subsector eléctrico, la planificación continúa atendiendo la a satisfacción de las necesidades de la población, pero bajo normas y programas que definen con mayor claridad las políticas de estado y las líneas de acción a seguir con un enfoque que contempla la eficiencia del sistema desde una óptica económica, medioambiental, social y tecnológica.

En ese sentido, la planificación del Sistema obedece al concepto prevaleciente donde prima el capital, la liberalización del Sistema, la eficiencia de la inversión, el cuidado al medioambiente, definición de políticas, entre otras. Siguiendo este concepto, cabe mencionar que el modelo de funcionamiento del subsector eléctrico de la República Dominicana pasó de un modelo verticalmente integrado a un modelo descentralizado. Los actores de cada bloque dentro del esquema de funcionamiento debían tomar las decisiones que resulten en un aumento de la eficiencia en la administración, planificación de las inversiones, operación y mantenimiento.

Bajo este nuevo esquema, cada grupo de interés, esto es: generación, transmisión y distribución trabaja sus propios planes con base en la planificación indicativa de la Comisión Nacional de Energía (la cual es encargada de trazar la política del Estado en el Sector Energía), pero sin perder de vista que dicha planificación debe efectuarse de modo holístico, a fin de que se pueda garantizar el desarrollo sostenible del subsector eléctrico.

2.1.1 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

El crecimiento de las redes del STN hasta la fecha, ha sido fruto de la implementación de las obras definidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 1996 – 2015. Este plan fue elaborado al inicio de la década de los 90's, cuando el esquema de funcionamiento del subsector eléctrico era verticalmente integrado. En ese entonces la planificación era centralizada, no obstante, ya se había previsto la separación de actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización) según esquema anterior en la Ilustración 1. Aunque este plan estuvo basado, entre otras cosas, en un estudio de mercado y un borrador del plan de generación del año 1994, este tuvo un carácter indicativo.

Considerando que ese plan tenía carácter indicativo, se permitió definir posibles escenarios de localización de generación, y tres posibles escenarios de redes, las mismas considerando tres posibles variantes asociadas a los niveles de tensión, según lo siguiente:

- ✓ Plan desarrollando solo redes a 138 kV.
- ✓ Plan desarrollando redes 138 y 230 kV y finalmente,
- ✓ Plan desarrollando redes 138 y 345 kV.

Estos análisis dieron como resultado el Plan de Expansión 1996 – 2015, el cual es la base para todo el desarrollo del STN hasta la fecha.

Luego de este plan se han realizado las revisiones siguientes:

- Sistema de Transmisión 345 kV Primera Etapa Julio Sauri – Gurabo, actualizado al 14 de agosto del 2002.
- Obras de Expansión del Sistema de Transmisión 69, 138 y 345 kV Obras en Ejecución, Contratadas y por Contratar 2004 – 2007.
- Ampliación del Sistema de Transmisión 138 kV (AST-LIN-02), con financiamiento del Banco de Desarrollo Económico y Social de Venezuela (BANDES) de Enero del 2002.

- Expansión del Sistema de Transmisión 138 kV en la Zona Sur-Oeste, realizado en el 2005 y actualizado en octubre 2006.
- Ampliación Sistema 345kV, Semi-anillo Santo Domingo, del año 2009 con actualización en octubre 2010.
- Plan de Expansión 2013 – 2020, se extendió el alcance, pero aún es una revisión del Plan 1996 – 2015.
- Ampliación Del Sistema De Transmisión 345 kV Con Líneas 138 kV Asociadas, en el 2014.

Visto todo lo anterior, este es el primer Plan de Expansión del STN elaborado bajo el esquema o entorno de un sistema horizontalmente integrado, y además elaborado por la ETED sin la colaboración de consultores externos.

2.2 INTRODUCCION

En resumidas cuentas, el plan de expansión del STN es una previsión de capacidad, la cual facilita el medio para lograr que los centros de producción de energía tengan vías de evacuación para abastecer la demanda.

El plan de expansión de la transmisión contempla las nuevas obras que deberían ser iniciadas en el período 2021 al 2035; estas obras serán presentadas por periodos de inversión, los cuales deben coincidir con los periodos regulatorios en los cuales la Superintendencia de Electricidad (SIE) define el peaje de transmisión.

Debido a que los planes de inversión de las empresas de distribución no siempre se desarrollan dentro del horizonte que se proponen, las obras de transmisión que son contempladas para atender estos requerimientos son de carácter indicativo, las mismas dependen del momento en el que se realice la inversión por parte de las empresas de distribución. Estos proyectos se convierten en vinculantes, cuando el retardo de la inversión es tan grande que se llegan a crear restricciones de transmisión; de esta forma, aquellas inversiones de transmisión que eliminan restricciones por incumplimiento de los planes de distribución se convierten en vinculantes.

Además de estos proyectos, es necesario definir proyectos que desarrollen la red troncal del STN, ya que sobre estos debe descansar el funcionamiento de todo el SENI, siendo estas obras son de carácter vinculante.

A diferencia de planes anteriores, este plan de expansión contempla un alto crecimiento de la penetración de energías renovables no convencional a gran escala. Fruto de la promulgación de la ley 57-07 la cual incentiva la inserción de energías renovables en el SENI, se consideraron 3 proyectos en el plan de Expansión 2013-2020 de ETED. Luego del año 2011, cuando se puso en servicio el primer parque eólico, y en 2015 el primer parque fotovoltaico a gran escala en el SENI inicia el interés por parte de inversionistas privados, de forma que, al día de hoy la capacidad de red está comprometida. Este hecho impulsó la necesidad de planificar las redes de alta tensión en potenciales energéticos y no solo en proyectos.

2.3 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

En el **capítulo 1**, se desarrolla el resumen ejecutivo del informe.

En el **capítulo 2** se abordan los aspectos introductorios, objetivos, metodología implementada, así como marco legal sobre el cual se sustenta el estudio.

En el **capítulo 3** se muestra con gran detalle el estado actual del SENI, desde el punto de vista constitutivo (parque de generación, activos de transmisión, demanda de potencia) y operativo (restricciones operativas y costos asociados). En este mismo capítulo se desarrolla también el estado actual del funcionamiento: restricciones operativas existentes, energía no suministrada atribuible a ETED y violaciones del rango de tensión permitido.

En el **capítulo 4** se presenta el plan indicativo de expansión de la generación, tanto los resultados y proyecciones consideradas en el plan elaborado por la Comisión Nacional de Energía, como las consideraciones respecto a la expansión del parque de generación presentadas por la CDEEE. También se aborda un aspecto de suma importancia en el desarrollo de este estudio, esto es la localización de los potenciales de ERNC.

El **capítulo 5**, se aborda el pronóstico de la demanda de potencia donde se muestran las diferentes proyecciones realizadas por la CNE y Empresas Distribuidoras (EDEs), además de un pronóstico de demanda realizado por la ETED. Se abarcan aspectos de políticas relacionados a la eficiencia energética y generación distribuida.

En el **capítulo 6** se presenta en resumen cada plan de expansión de las empresas distribuidoras: EDESUR, EDENORTE y EDEESTE. Estas informaciones suministradas fueron vinculadas para las localizaciones de carga y ajustes de proyecciones en el tiempo de las mismas.

En el **capítulo 7**, se presenta el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión. Presentando los proyectos propuestos del 2021 al 2035. Se explican los criterios de selección de alternativa para la selección de estos abarcando aspectos políticos, económicos, sociales, técnicos, ecológicos (ambientales) y legales. En este sentido, se muestran las restricciones operativas atribuidas tanto a la ETED, generación y distribuidoras. Se explican los escenarios y casos de estudio, se evalúan los proyectos, se presenta el

resumen de costos y se muestran los proyectos resultantes propuestos asociados tanto a la ETED, generación y distribuidoras.

En el **capítulo 8**, se presentan las conclusiones y recomendaciones de este plan. Luego, en el capítulo 9, se describen algunos trabajos futuros a fin de dar continuidad al plan. Finalmente, en el capítulo 10, se muestran los anexos.

2.4 MARCO LEGAL

2.4.1 Elaboración del Plan de Expansión

a) Decreto creación de ETED: "Decreto No. 629-07"

Este crea la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), de propiedad estrictamente estatal. Establece lo siguiente:

> Articulo 6.- La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), ejecutará los actos inherentes a su buen manejo, y sus programas o planes de expansión, tanto para la realización de sus propios proyectos, como para los que le sean sometidos por el Poder Ejecutivo, conforme a las políticas trazadas o a las aprobaciones oportunamente otorgadas. Artículo 6, PÁRRAFO II.- Los programas de trabajo de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), y las obras y los proyectos que ésta realice en todo el país, serán producto de los estudios técnicos y financieros efectuados por la misma.

b) Ley General de Electricidad 125-01

En el Título III, Capítulo I (Funciones y atribuciones de la Comisión Nacional de Energía) se establece:

> Articulo 12.- Corresponde a La Comisión Nacional de Energía, en general, elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria; proponer y adoptar políticas y normas; elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía, y proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento; promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes y asesorar al Poder Ejecutivo en todas aquellas materias relacionadas con el sector.

c) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

En el Titulo III, Capítulo II: De la Comisión Nacional de Energía (CNE). CNE tiene la responsabilidad de realizar el plan indicativo de la transmisión.

> Artículo 27.- Para el cumplimiento de sus objetivos, además de las funciones y atribuciones establecidas por la Ley, la CNE deberá elaborar y proponer al Poder Ejecutivo un Plan Energético Nacional (PEN) con las siguientes características:
>
> d) Debe incluir planes indicativos sub-sectoriales, particularmente el plan de expansión de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
>
> Artículo 28.- La CNE deberá realizar los planes indicativos de desarrollo de la generación, transmisión y distribución, como parte del Plan Energético Nacional. Todos los Agentes del MEM, incluyendo los Autoproductores, Cogeneradores, los Sistemas Aislados y los Usuarios No Regulados, estarán obligados a entregar a requerimiento de la CNE sus respectivos planes de expansión y su estado de ejecución en informes semestrales, la CNE coordinará la elaboración de dichos planes de expansión a fin de facilitar el flujo de información entre los diferentes Agentes del MEM.

2.4.2 Condiciones operativas

a) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

En el Título VII, Capitulo II (Condiciones técnicas y de calidad de servicio), se establece según los artículos:

> Artículo 149.- La operación del SENI deberá mantener niveles de tensión resultantes, en las distintas subestaciones, dentro de un rango de más o menos cinco por ciento (±5%) en torno a la tensión nominal. Las variaciones de la tensión en la Red de Distribución deberán estar dentro de un rango de más o menos siete puntos cinco por ciento (± 7.5%) de la tensión nominal en zonas urbanas y de más o menos diez por ciento (± 10 %) en zonas rurales, salvo Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Las tensiones nominales de las instalaciones, es decir, aquellas con las que se designa el sistema y a las que se refieren algunas de sus características de operación, serán aquellas aprobadas por la SIE en virtud de lo dispuesto en el Artículo anterior de este Reglamento.

Artículo 150.- La frecuencia nominal en los sistemas eléctricos de corriente alterna, en los que se efectúen suministros de servicio público, será 60 Hz. Las condiciones técnicas para regular la frecuencia en dichos sistemas deberán ser tales que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca dentro del rango de:

- 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0 % del tiempo
- 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8 % del tiempo

En el Título VIII, Capitulo IV, Sección IV. VII, establece que:

Artículo 231.- En tiempo real, los Agentes del MEM deben supervisar que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al CCE.

Párrafo. - En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un Agente del MEM este deberá comunicarla al CCE, el cual dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo en coordinación con el Agente del MEM propietario.

2.4.3 Remuneración del transporte

a) Ley General de Electricidad 125-01

En el Título V, Capitulo II (De Los Peajes Sobre Líneas Eléctricas)

Artículo 85.- La compensación por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión se denominará Peaje de Transmisión. La suma total recaudada por concepto de Peaje de Transmisión deberá cubrir el costo total de largo plazo del sistema de transmisión, el cual estará constituido por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas. La Superintendencia definirá las instalaciones que forman parte de dicho sistema, calculará y fijará el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de Peaje de Transmisión. El Reglamento de la presente Ley detallará la forma de determinar el Peaje de Transmisión y las componentes tarifarias para su cobro.

Artículo 87.- La anualidad de la inversión será calculada por La Superintendencia sobre la base del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones considerando la tasa de costo de oportunidad del capital definido en esta Ley. El Reglamento de la presente Ley establecerá la forma de determinar estos valores. Dicha anualidad y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión, así como las fórmulas de reajustes correspondientes serán determinadas cada cuatro (4) años por La Superintendencia.

b) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

En el Título IX, Capitulo VII (Peajes de Transmisión), establece según los artículos:

Artículo 357.- La SIE, de conformidad con el Artículo 85 de la Ley, definirá mediante Resolución las instalaciones que forman parte del Sistema de Transmisión y además calculará y fijará el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de Peaje de Transmisión.

Artículo 358.- Para determinar los valores nuevos de reemplazo a los que se refiere el Artículo 87 de la Ley la SIE tomará en cuenta los costos de mercado, para lo cual consultará, sobre los costos de suministro y construcción de líneas y subestaciones de transmisión, en procesos competitivos a nivel nacional e internacional.

Artículo 359.- Las instalaciones del Sistema de Transmisión, sus valores nuevos de reemplazo, la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de cada una de las instalaciones existentes y aquellas por construir dentro de períodos de cuatro (4) años, serán definidos mediante Resolución de la SIE. El costo total anual de cada instalación del Sistema de Transmisión, correspondiente a la anualidad de la inversión y los costos anuales de operación y mantenimiento, será utilizado como base para la determinación del Peaje de Transmisión.

Artículo 360.- La anualidad de la inversión de cada instalación del Sistema de Transmisión, se determinará multiplicando el monto de la inversión optimizada por el factor de recuperación del capital, considerando una vida útil promedio de las instalaciones de treinta (30) años y la tasa de costo de oportunidad del capital, definida en la Ley. El monto de la inversión se calculará a partir del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de costo total mínimo.

2.5 OBJETIVOS

2.5.1 Objetivo General

Definir el plan de obras del Sistema de Transmisión Nacional, en el corto, mediano y largo plazo, que satisfagan de forma eficiente y con niveles aceptables de confiabilidad el crecimiento de la demanda, el consumo de energía eléctrica y el posible crecimiento de la generación en un periodo determinado de tiempo; considerando la misión y visión de la empresa y alineados con las leyes no. 125-01 y 57-07 y sus reglamentos de aplicación, así como resoluciones de la Superintendencia de Electricidad.

2.5.2 Objetivos Específicos

1. Definir las inversiones de mínimo costo para que se puedan efectuar todas las transacciones económicas entre generación y demanda sin restricciones.
2. Viabilizar el desarrollo de políticas de estado.
3. Eliminar restricciones de redes de transmisión eléctrica existentes, si aplica.
4. Aumentar la seguridad de abastecimiento en el largo plazo.
5. Aumentar la confiabilidad del sistema.
6. Aumentar la calidad de suministro.
7. Eliminar redes por obsolescencia y/o seguridad del ciudadano.
8. Reducir la ENS, por causas atribuibles a ETED.
9. Definir proyectos de transmisión asociados a proyectos de las empresas de distribución.
10. Definir proyectos de transmisión asociados a proyectos de las empresas de generación.
11. En general, crear valor al ciudadano.

2.6 Clasificación de Redes de Transmisión

La Ilustración 3 muestra un diagrama elemental de un sistema de transmisión y distribución. Las líneas de **transmisión de alto voltaje** terminan en subestaciones que se denominan subestaciones de alto voltaje (HV), subestaciones receptoras o subestaciones primarias. La función de algunas subestaciones es conmutar circuitos dentro y fuera de servicio; se les conoce como estaciones de conmutación o maniobras. En las subestaciones primarias, el voltaje se reduce a un valor más adecuado para la siguiente parte del viaje hacia la carga. Los clientes industriales muy grandes pueden ser atendidos desde el sistema de transmisión.

La parte del sistema de transmisión que conecta las subestaciones de alto voltaje a través de transformadores reductores a las subestaciones de distribución se denomina **red de reparto y de sub-transmisión**. No existe una delimitación reglamentada internacionalmente entre los niveles de voltaje de transmisión y sub-transmisión. En nuestro país, el nivel de voltaje de sub-transmisión es asignado a 69kV y redes de reparto son las 138 kV. Algunos grandes clientes industriales pueden ser atendidos desde el sistema de transmisión secundaria. Los bancos de condensadores y los bancos de reactores generalmente se instalan en las subestaciones para mantener el voltaje de la línea de transmisión.

2.6.1 Redes Troncales

Esta clasificación está orientada para conexión de grandes centrales de generación, y redes que conectan áreas. En nuestro país avanzamos al nivel de 345 kV, pero todavía tenemos redes 138 kV cubriendo esta responsabilidad. Pueden tener acceso a estas redes: proyectos de generación mayores de 400 MW y usuarios con consumo superior a los 100 MW. A esos usuarios no se les permite abrir líneas de transmisión, las conexiones deben ser directas a subestaciones existentes. Las subestaciones del sistema troncal deben contar con al menos tres conexiones a subestaciones del sistema troncal.

2.6.2 Redes de reparto

Conforman la mayor parte del sistema mallado de transmisión, en nuestro contexto el nivel de tensión es 138 kV y en algunos casos a 69 kV. Estas redes se extienden desde las subestaciones del sistema troncal formando anillos, estos anillos están localizados dentro de las diferentes áreas eléctricas. Pueden acceder a estas redes: usuarios industriales de alto consumo (hasta 100 MW), usuarios industriales de consumo no tan alto, pero que supera el margen definido por la SIE que requieren alto

nivel de seguridad de suministro. Si el punto de interconexión lo permite, a este nivel es posible abrir líneas de transmisión, siempre y cuando las condiciones del sistema lo permitan.

2.6.3 Redes de sub-transmisión

Esta clasificación está orientada las líneas que conectan las subestaciones de alto voltaje a través de transformadores reductores a las subestaciones de distribución. Pueden acceder a estas redes: usuarios industriales de consumo no superior a 50 MW, y mayor al margen definido por la SIE. Además, pueden acceder a estas redes cargas que requieren alto nivel de seguridad de suministro[1]. Para usuarios con potencia mayor a los 50 MW requerirán de estudios y exigencias especiales. Si el punto de interconexión es adecuado, a este nivel es posible abrir líneas de transmisión o conectarse en derivación.

Redes troncales actuales:

En este contexto decimos que desde el inicio del sistema eléctrico Dominicano, la red troncal de transmisión ha crecido de forma radial desde Santo Domingo hacia las áreas Este, Sur y Norte. Inicialmente esta red creció a 69 kV, luego a 138 kV y en estos momentos está creciendo a 345 kV.

Interconexión troncal Central – Sur

- L.T. 138 KV DOMICEN - JULIO SAURI
- L.T. 138 KV SAN CRISTOBAL NORTE - PALAMARA
- L.T. 138 KV VALDESIA - PALAMARA

Interconexión troncal Central – Norte

- L.T. 138 KV BONAO – PALAMARA (1)
- L.T. 138 KV BONAO – PALAMARA (2)
- L.T. 138 KV JULIO SAURI - PIEDRA BLANCA
- L.T. 138 KV NARANJO - JULIO SAURI

[1] Por ejemplo: Teleférico de Santo Domingo, Hospitales, etc.

Interconexión troncal Central – Este

- L.T. 138 KV AES – HAINAMOSA (1)
- L.T. 138 KV AES – HAINAMOSA (2)
- L.T. 138 KV JUAN DOLIO - HAINAMOSA
- L.T. 138 KV BOCACHICA - HAINAMOSA

Interconexión troncal Este - Norte

- L.T. 138 KV PVDC - QUISQUEYA
- L.T. 138 KV PIEDRA BLANCA - QUISQUEYA

Ilustración 2. Intercambio de energía entre zonas, flujos de un día tipo 1, año 2019.

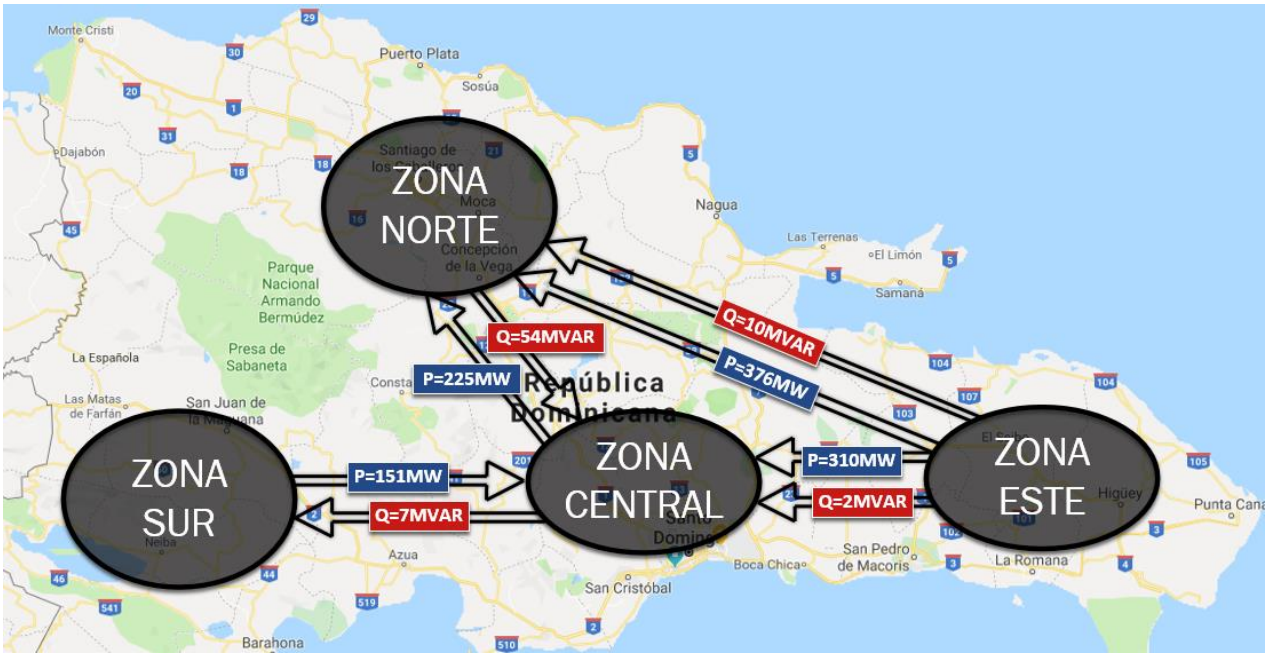
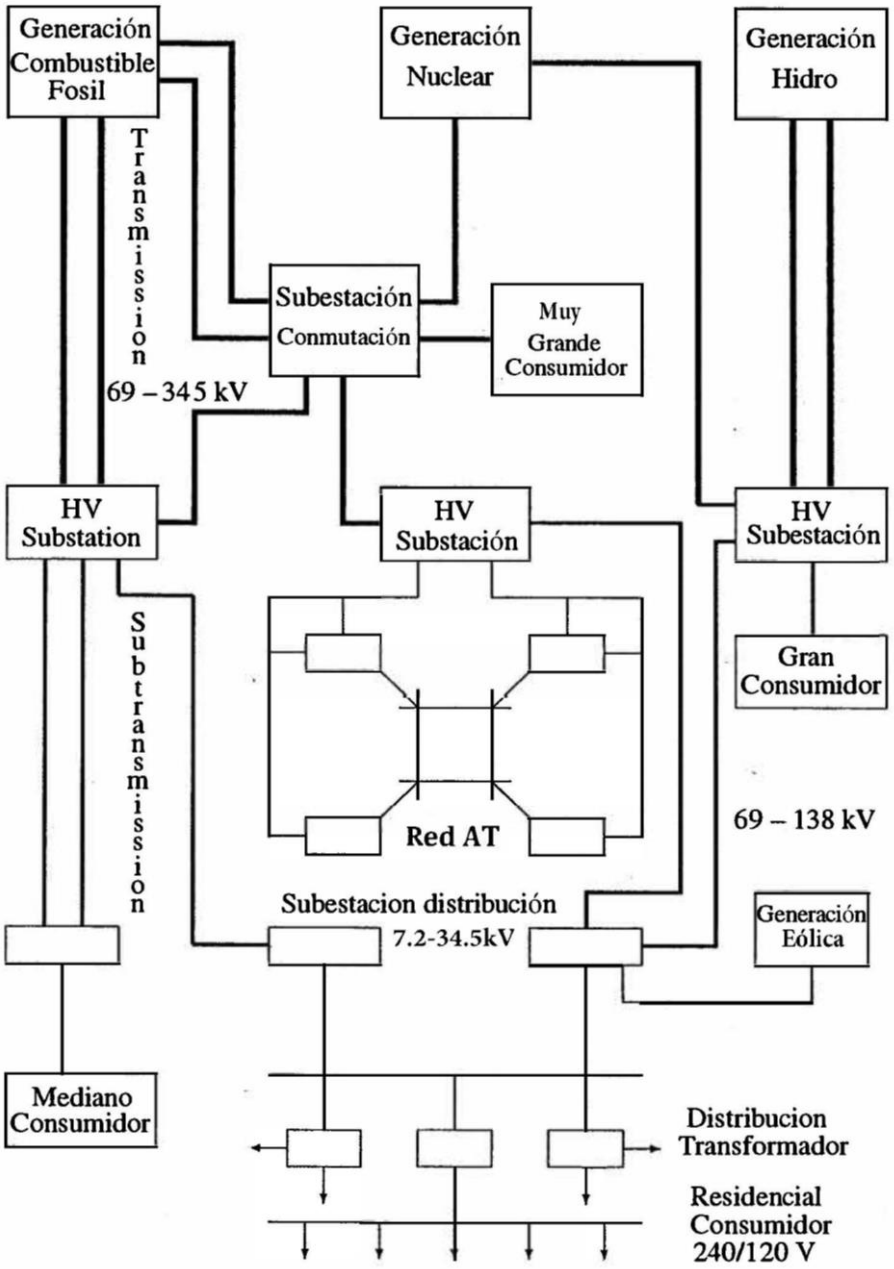


Ilustración 3. Componentes básicos de un sistema de potencia.



Fuente: Hadi S. (2011). Power System Analysis. PSA Publishing LLC, pg. 7.

2.7 METODOLOGIA

La planificación de la red en un entorno liberalizado se realiza tomando como insumo:

- ✓ Plan expansión de las empresas de distribución, analizarlo y verificar que las propuestas sean alcanzables desde el punto de vista técnico.
- ✓ Plan de expansión de generación.

Luego, con esas informaciones se define el crecimiento óptimo de las redes de alta tensión. La metodología a seguir es la siguiente:

1. Análisis del sistema actual y verificación de restricciones.

Se presenta la topología de la red actual. Además, se realiza un desglose de las demandas promedios para los períodos de estudio seleccionados, estas son seccionadas por tipo de usuario dentro del mercado. En este mismo ámbito, se desglosa la matriz energética de generación.

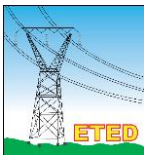
Luego, se muestran las restricciones operativas y congestiones más frecuentes que presenta la red de transmisión, sus causas y consecuencias, de manera tal que muestre un indicativo de cuales acciones hay que tomar en consideración.

2. Análisis de la proyección de demanda de energía y potencia.

Vinculado con el punto (1) anterior, se desarrolla un análisis de la demanda de potencia del sistema tomando en consideración diferentes variables macroeconómicas a través de tiempo para la estimación de modelos que representen la evolución de la demanda creciente de potencia en el periodo de análisis del presente estudio (2020 – 2035)

3. Análisis de la expansión de la generación.

Se toman distintos insumos para la predicción de la nueva generación entre los cuales figura el plan indicativo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) denominado “Plan de Expansión 2018-2030”. Además de tomar en cuenta el plan indicativo de la CDEEE y también un análisis sobre los potenciales de energía renovable no convencional existentes en el territorio nacional.



4. **Definición de lineamientos y alternativas de desarrollo.**

Se definen distintas clasificaciones para las redes de transmisión de manera que se empleará el término de "Red Troncal de Transmisión" para estas redes que deben ser planificadas enfocados en lo técnico, económico y medio ambiental. Además "Redes de reparto" destinadas a proyectos planificados en conjunto entre la ETED, empresas de distribución, usuarios no regulados o nuevas centrales de generación, normalmente localizados dentro de las grandes ciudades. Y también "Redes de Sub-transmisión" estas redes no se planifican, más bien aparecen como resultado del desarrollo de proyectos de corto plazo para conectar cargas o generadores.

5. **Análisis eléctrico de alternativas.**

Este análisis resultará del proceso iterativo mediante el cual se realizarán flujos de potencia considerando los diferentes escenarios de demandas y distintas matrices de generación energética contemplado en el presente estudio. Se busca garantizar la seguridad y calidad en el suministro eléctrico según lo dicta la presente normativa mediante la aproximación de las variables de estado de flujo de potencia eléctrico y acogimiento a los criterios transitorios de respuesta de los elementos en la red de alta tensión.

6. **Definición de alcance de las alternativas.**

En este, se contemplan los aspectos técnicos y económicos (relación beneficios/costos) que definirán el nivel de viabilidad de los mismos. En adición a esto, se incluyen aspectos del tipo político y social ya que la ETED, como una empresa estatal, debe guiar sus acciones en consonancia con las políticas y líneas de acción definidas por el gobierno central y en segundo lugar y no menos importante, porque el sentido fundamental de esta institución es crear un valor social a través del servicio que brinda.

7. **Determinación de los costos de inversión.**

Se determinan los costos aproximados de inversión realizando aproximaciones en función a los requerimientos técnicos de cada proyecto y ubicación. Además, se utilizan insumos de los costos de proyectos previamente construidos.

8. Análisis de costo beneficio de alternativas, diferenciando proyectos indicativos y vinculantes.

Se realiza de manera separada el análisis de proyectos indicativos y proyectos vinculantes. Se convierten en vinculantes, aquellas inversiones de transmisión que eliminan restricciones por no cumplimiento de los planes de distribución. Además de estas obras, las cuales son definidas por requerimiento de los clientes directos de la ETED, es necesario definir obras que desarrollen la red troncal del STN para que efectivamente nos podamos convertir en una empresa de servicio con calidad de clase mundial. Las obras que definen el sistema troncal de transmisión son aquellas grandes obras sobre las cuales debe descansar el funcionamiento de todo el SENI, estas son de carácter vinculante.

9. Priorización de proyectos de inversión.

Luego de seleccionados los proyectos que hayan pasado el análisis de pre-factibilidad económico se hacen las evaluaciones para la priorización de los mismos. Se separan los proyectos indicativos, los cuales son: Proyectos asociados a generación y proyectos asociados a distribución. Los proyectos de distribución tienen la particularidad de que, si se crean alguna restricción de transmisión, por falta de inversión de las empresas de distribuidoras, la ETED asume las inversiones de lugar para eliminar el problema identificado. Luego de separados los proyectos indicativos se inicia el proceso de priorización.

10. Definición de los proyectos de inversión al 2025

Se presenta un resumen, el cual contiene los diferentes proyectos que han sido seleccionados de la priorización al 2025. Estos proyectos deben ir en consonancia con los planes de expansión de las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDEs), La Comisión Nacional de Energía, y la CDEEE, así como también con el período regulatorio en el que la SIE define el peaje de los próximos cuatro años.

3 ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DEL SENI

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la Republica Dominicana, después de haber sido operado mediante una estructura verticalmente integrada bajo la dirección de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) desde 1955, en agosto de 1999 (con la promulgación de la Ley de Reforma de la Empresa Publica No. 141-97) enfrenta la transición hacia una estructura desintegrada, por medio de la capitalización de la CDE.

Producto de esta liberalización, las actividades de generación, transmisión y distribución se ven separadas. El sistema de transmisión eléctrica queda como propiedad estatal (operado como un monopolio natural), en tanto al sistema de generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica, se permitió la inversión de capital privado (hasta un 50%).

Bajo el esquema actual se cuenta con 3 grandes empresas distribuidoras de electricidad (EdeSur, EdeNorte, EdeEste) que operan en zonas de concesión determinadas, las mismas se encargan de la comercialización de la energía eléctrica en sus respectivas zonas.

Dos (2) pequeñas empresas distribuidoras conocidas como Luz y Fuerza de las Terrenas y El Progreso el Limón, concesionadas en la provincia de Samaná, bajo resoluciones de la Superintendencia de Electricidad y una tercera empresa, Consorcio Energético Punta Cana Macao, S.A. (CEPM), favorecida por el Estado Dominicana mediante un "Contrato de Concesión Definitiva para la Explotación de Obras Eléctricas Relativas a la Operación, Regulación y Adecuación de un Sistema Aislados" en la zona este del país.

Veintitrés (23) agentes representan el parque de generación (incluye generadores térmicos, solares, fotovoltaicos, hidroeléctrica y biomasa).

En 2001 se promulga la Ley General de Electricidad 125-01, en la que se establece el marco regulatorio bajo el cual se rigen las actividades del sector eléctrico. Dada la necesidad de regularizar, fiscalizar y supervisar dichas actividades se crean las siguientes entidades:

- CDEEE: con la finalidad de liderar y coordinar las empresas eléctricas estatales.

- Organismo Coordinador del SENI: cuya misión es planificar la operación del sistema y calcular las transacciones comerciales.
- Comisión Nacional de Energía: a los fines de trazar las políticas energéticas.
- Superintendencia de Electricidad: que funciona como ente regulador del subsector eléctrico dominicano, quien fiscaliza y supervisa el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas técnicas aplicables, vinculadas a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Forma parte de sus funciones establecer las tarifas y peajes sujetos a regulación de precios.

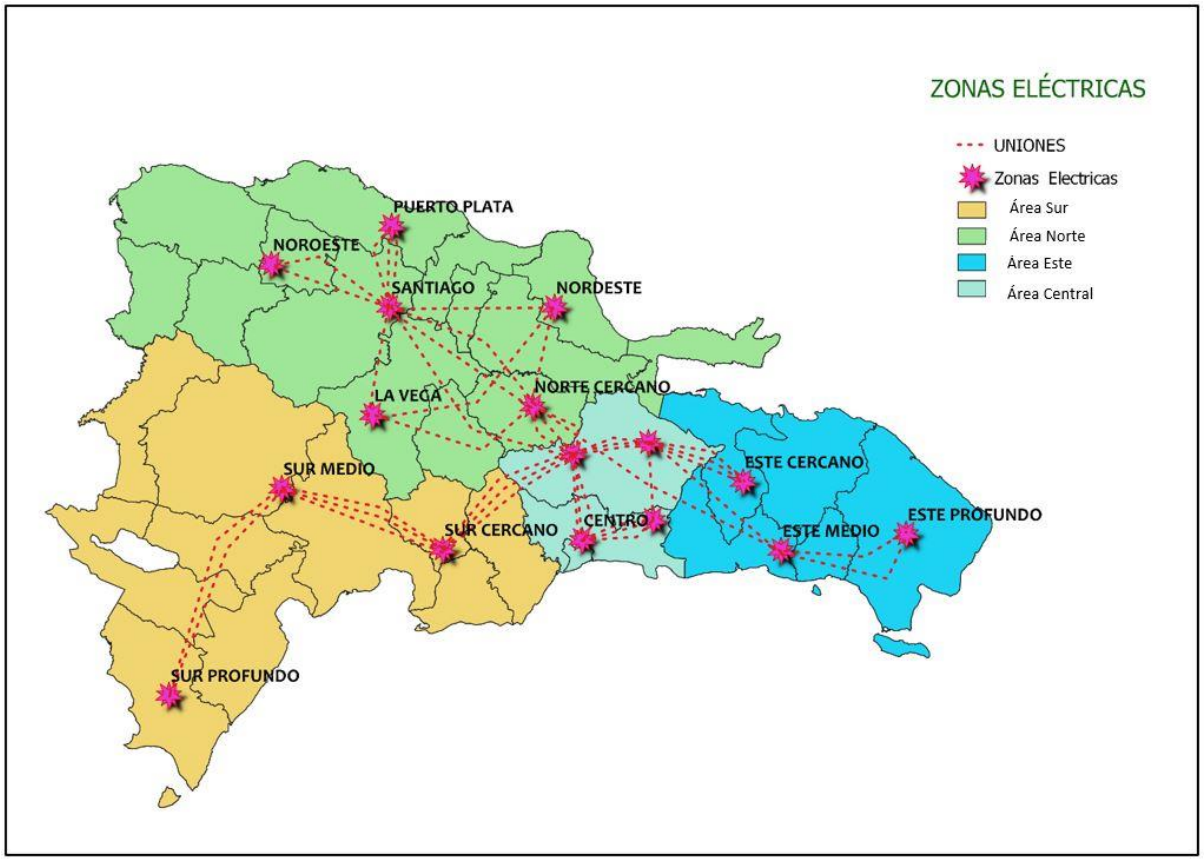
La operación en tiempo real del SENI, se atribuye al Centro de Control de Energía, dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana.

En lo referente al sistema de transmisión, actualmente se encuentra dimensionado con redes normalizadas a 69 kV, 138 kV, 230 kV y 345 kV. Por una cultura de mejora continua, en atención a la misión de empresa de brindar un servicio de calidad, confiable y seguro, además de los requerimientos de energía eléctrica para su consumo y los requerimientos de redes a través de las cuales evacuar la energía eléctrica generada, el desarrollo topológico de la red se ha orientado a la planificación y ejecución de proyectos que permitan dar respuesta a los requerimientos mencionados con nivel de calidad y confiabilidad requerido.

El sistema de transmisión está caracterizado por cuatro áreas eléctricas interconectadas entre sí por medio de enlaces a 69 kV 138 kV, 345 kV y 230 kV y operadas por el Centro de Control de Energía. La topología de red actual es débilmente mallada, con la existencia de anillos dentro de las áreas. Los anillos a 138 kV son operados de forma mallada, mientras que algunas de las configuraciones malladas en la red 69 kV son operadas de forma radial.

La red troncal a 138 kV une, a través de las subestaciones: Palamara – Bonao II – Canabacoa y Julio Sauri-Piedra Blanca, Julio Sauri-El Naranjo, los dos centros principales de consumo **Santo Domingo y Santiago**.

Ilustración 4. Zonas Eléctricas e interconexiones.



Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 1. Capacidad instalada e intercambio de potencia entre áreas eléctricas.

ZONA	INTERCAMBIO POTENCIA ACTIVA MW	GENERACIÓN POTENCIA ACTIVA MW	CARGA MW	PERDIDAS MW	CAPACIDAD INSTALADA MW
CENTRAL	-313.79	578.86	880.11	12.54	1054.5
ESTE	147.76	491.54	330.75	13.04	1425.1
NORTE	-421.80	624.80	1008.87	37.73	902.3
SUR	588.01	893.95	295.34	10.60	733.3

Fuente: Archivo PDF -mayo de 2018-, disponible portal web OC-SENI.

De los datos de generación, carga e intercambios entre áreas se puede distinguir que las áreas este y sur, son zonas exportadoras de energía, puesto que cuentan con un consumo inferior a su capacidad de

generación Esto es el caso contrario de las zonas norte y central, cuya capacidad de generación es inferior a la alta demanda de energía eléctrica que exhiben.

Durante el periodo 2004-2017, La Empresa realizó una inversión por un monto de **RD$14,818,286,882** en:

- Construcción de **859 km** de Líneas de Transmisión a 345/138/69 kV.
- La construcción y Ampliaciones de **23 Subestaciones** con una capacidad nominal instalada de **2,775 MVA** en tensiones de 138/69 kV y 345/138kV.
- Cambio de **383 km** Cable de guarda convencional por **fibra óptica 48/24.**

En la tabla siguiente se muestra el detalle de tales inversiones por año:

Tabla 2. Histórico de inversiones en el Sistema de Transmisión, 2004-2017.

AÑOS DE EJECUCIÓN	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 345/138/69 KV.	SUBESTACIONES 345/138/69 KV.	FIBRA ÓPTICA OPGW CON 48 FIBRAS
2004	10,530,716.72	-	
2005	6,503,592.17	313,349,869.21	-
2006	567,817,902.45	310,893,840.58	-
2007	1,168,854,890.46	725,375,761.96	-
2008	1,090,087,317.98	628,072,904.41	-
2009	1,136,478,941.16	1,110,056,323.14	-
2010	756,693,928.72	1,338,697,289.77	-
2011	660,536,964.85	234,272,767.57	-
2012	317,047,315.66	2,474,860.49	-
2013	148,841,401.70	397,858,708.95	34,481,688.10
2014	421,769,881.33	195,248,656.49	18,332,246.99
2015	772,333,811.83	512,496,140.88	-
2016	661,744,431.29	441,477,637.59	-
2017	697,568,057.81	52,706,331.76	85,682,700.17
	$ 8,416,809,154.13	$ 6,262,981,092.80	$ 138,496,635.26

Se cuenta líneas de transmisión a 345 kV con un total de **431.28 km** de circuitos. Además, 138 kV, equivalente a un total de **3,141.238 kms** de circuitos, el conductor predominante en el sistema a 138 kV es el 559.5 MCM AAAC (Darien). El sistema de transmisión a 69 kV tiene equivalente a un total de **1,696.238 kms**, el conductor predominante es 4/0 AAAC.

3.1 DIAGRAMA UNIFILAR

(Anexo en CD)

3.2 DEMANDA

La demanda de potencia y energía eléctrica en República Dominicana a pesar de que está en constante crecimiento, dicho crecimiento se efectúa de un modo discreto, de acuerdo con los resultados mostrados por la Comisión Nacional de Energía en el informe "*Definición de Escenarios y Metodología para el Plan De Expansión de Generación 2018-2030 Plan de Expansión 2018-2030*" se estima que es del orden de 2.5 % y 5.6 % anual.

De acuerdo a los informes diarios de operación disponibles en el portal web del OC – SENI, la demanda máxima declarada del SENI en el 2019 se presentó el 02 de septiembre en el periodo 24 alcanzando un valor de 2795.0 MW (demanda no restringida), mientras que la máxima demanda abastecida ocurrió el 02 de septiembre en el periodo 20, con un valor de 2751 MW y una potencia máxima no abastecida de 807 MW, que tuvo lugar el 09 de mayo en el periodo 16.

De los "Informes mensuales de operación en tiempo real 2018" disponibles en el portal web de Centro de Control de Energía de la ETED, se tiene que la demanda máxima abastecida tuvo lugar el 08 de agosto de 2018 en el periodo 20, con un valor de 2519 MW, tomando en consideración este dato se tiene que en el 2019 la demanda abastecida fue 2.02% superior a la del 2018.

En las gráficas siguientes se muestran con mayor detalle las demandas máximas y mínimas restringidas y no restringidas, así como los promedios mensuales de demanda no abastecida, de acuerdo con datos extraídos de los informes diarios de operación del Organismo Coordinador del SENI para el 2019.

Ilustración 5. Demanda de potencia declarada del SENI 2019.

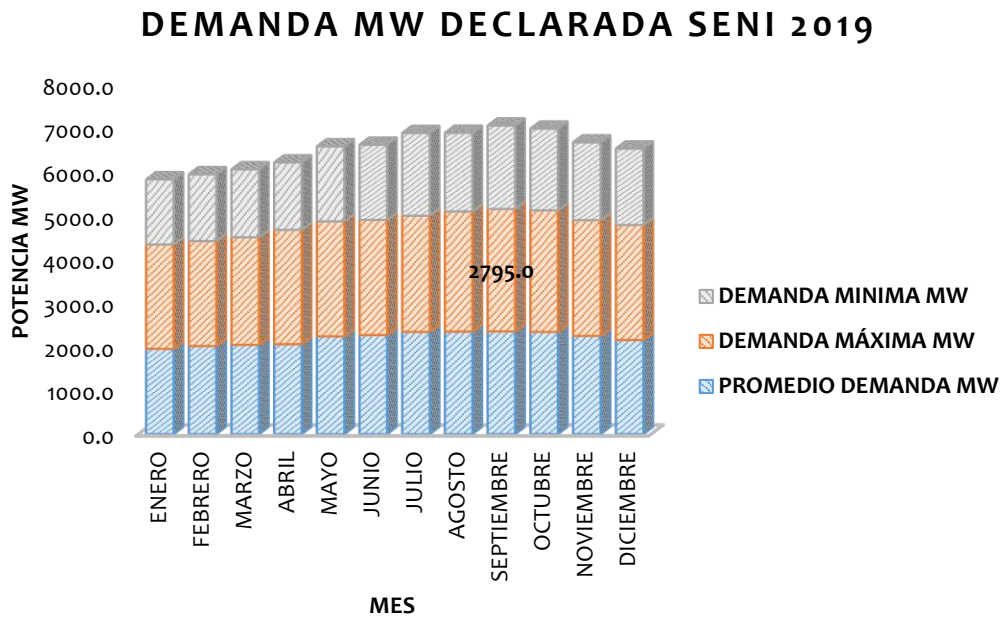


Tabla 3. Demanda en MW declarada del SENI 2019.

DEMANDA DECLARADA SENI 2019			
MES	**PROMEDIO DEMANDA MW**	**DEMANDA MÁXIMA MW**	**DEMANDA MINIMA MW**
ENERO	1954.5	2384.2	1487.3
FEBRERO	2016.3	2399.3	1525.7
MARZO	2044.1	2458.3	1551.7
ABRIL	2059.8	2612.9	1538.2
MAYO	2238.1	2627.3	1712.1
JUNIO	2271.3	2628.3	1715.4
JULIO	2341.9	2654.8	1885.9
AGOSTO	2349.2	2742.0	1796.1
SEPTIEMBRE	2354.0	2795.0	1903.3
OCTUBRE	2343.1	2775.6	1863.2
NOVIEMBRE	2252.3	2643.1	1773.8
DICIEMBRE	2156.3	2629.2	1741.2

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED], información de informes diarios de despacho del 2019, disponible portal web del OC-SENI.

Ilustración 6. Demanda de potencia abastecida del SENI 2019.

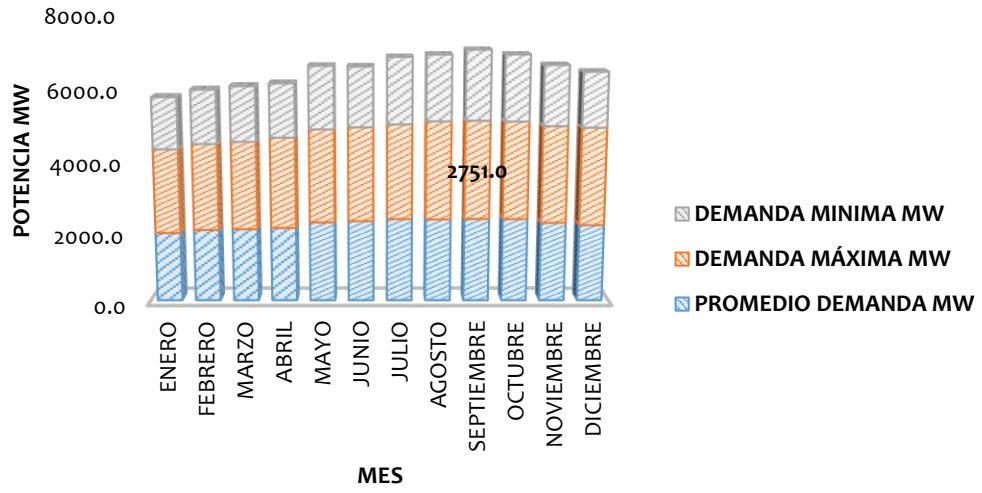


Tabla 4. Potencia en MW abastecida SENI 2019.

DEMANDA ABASTECIDA			
MES	**PROMEDIO DEMANDA MW**	**DEMANDA MÁXIMA MW**	**DEMANDA MINIMA MW**
ENERO	1941.4	2362.0	1437.0
FEBRERO	2025.9	2425.0	1497.0
MARZO	2049.1	2462.0	1533.0
ABRIL	2084.5	2543.0	1492.0
MAYO	2243.5	2611.0	1742.0
JUNIO	2279.2	2632.0	1668.0
JULIO	2339.7	2653.0	1845.0
AGOSTO	2330.6	2746.0	1826.0
SEPTIEMBRE	2342.7	2751.0	1940.0
OCTUBRE	2339.5	2734.0	1829.0
NOVIEMBRE	2230.7	2711.0	1675.0
DICIEMBRE	2166.2	2737.0	1530.0

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED], información de informes diarios de despacho del 2019, disponible portal web del OC-SENI.

Ilustración 7. Potencia no abastecida SENI 2019.

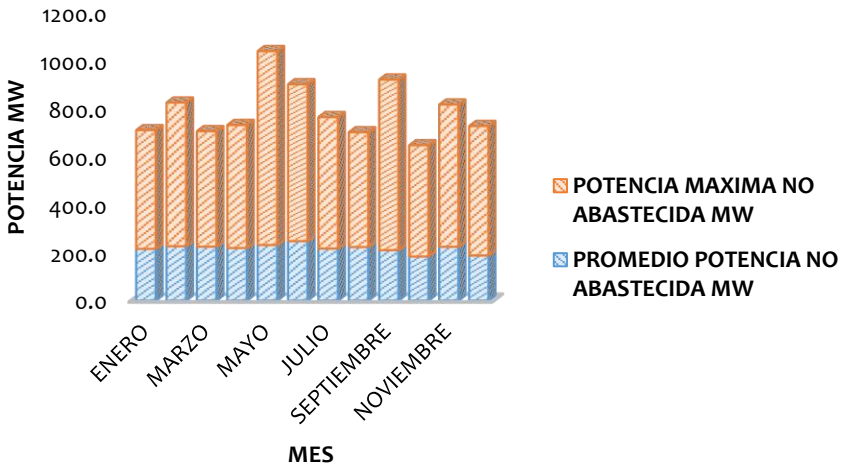


Tabla 5. Potencia en MW no abastecida SENI 2019.

POTENCIA NO SERVIDA			
MES	**PROMEDIO POTENCIA NO ABASTECIDA MW**	**POTENCIA MAXIMA NO ABASTECIDA MW**	**POTENCIA MINIMA NO ABASTECIDA MW**
ENERO	215.5	494.0	0.0
FEBRERO	226.4	598.0	3.0
MARZO	224.3	481.0	8.0
ABRIL	218.8	512.0	15.0
MAYO	231.3	807.0	12.0
JUNIO	247.5	653.0	9.0
JULIO	216.7	547.0	18.0
AGOSTO	222.9	478.0	19.0
SEPTIEMBRE	210.0	710.0	5.0
OCTUBRE	183.6	463.0	0.0
NOVIEMBRE	224.0	592.0	12.0
DICIEMBRE	187.8	539.0	0.0

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED], información de informes diarios de despacho del 2019, disponible portal web del OC-SENI.

3.2.1 Demanda por Empresa de Distribución

La inyección de energía eléctrica al SENI está destinada a abastecer los requerimientos de las empresas distribuidoras, usuarios no regulados y los retiros propios de los generadores. En las gráficas siguientes se muestra la máxima demanda horaria del mes, por usuario, en lo que correspondió al 2019, así como la demanda coincidente de cada empresa distribuidora con la demanda máxima del SENI:

Ilustración 8. Demanda de potencia por empresa distribuidora 2019.

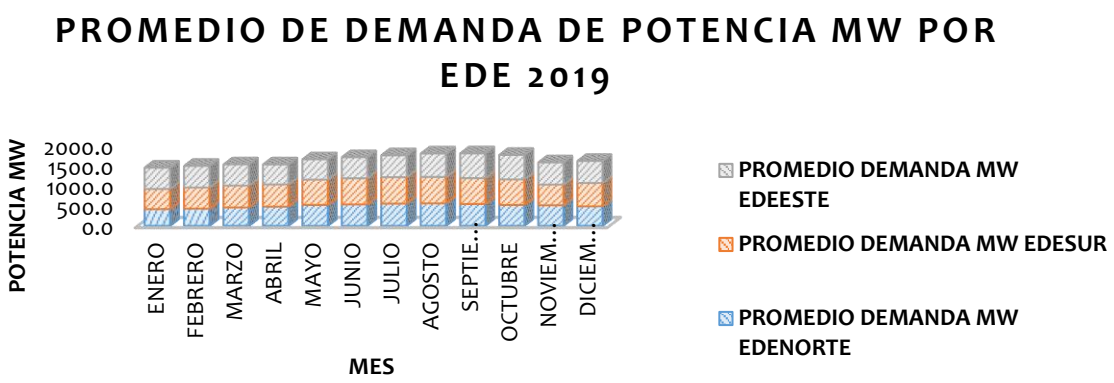


Tabla 6. Promedio de demanda (MW) por empresa Distribuidora 2019.

PROMEDIO DEMANDA POR EDE MW			
MES	**EDENORTE**	**EDESUR**	**EDEESTE**
ENERO	415.5	499.7	527.5
FEBRERO	428.0	524.0	536.3
MARZO	456.9	543.5	524.5
ABRIL	476.8	549.9	496.5
MAYO	519.1	627.3	503.9
JUNIO	532.0	648.4	521.9
JULIO	553.5	654.7	541.9
AGOSTO	559.1	653.8	581.3
SEPTIEMBRE	542.0	642.2	613.4
OCTUBRE	518.2	634.7	606.9
NOVIEMBRE	511.9	511.9	550.4
DICIEMBRE	483.6	578.8	546.4

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED], información extraída de informes diarios de despacho del 2019, disponible portal web del OC-SENI.

3.2.2 Demanda por Usuarios No Regulados

Ilustración 9. Demanda de potencia media por usuarios no regulados.

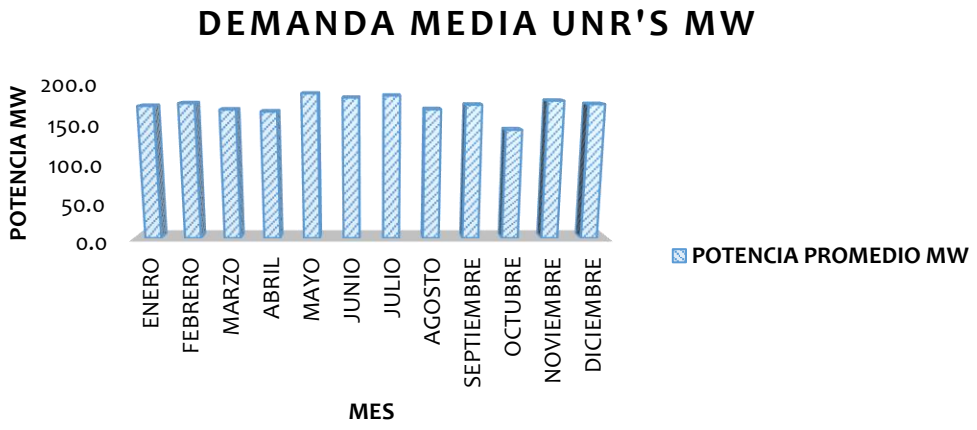


Tabla 7. Promedio de demanda de potencia (MW) UNR's 2019.

DEMANDA UNR'S			
MES	POTENCIA PROMEDIO MW	DEMANDA MAXIMA MW	DEMANDA MINIMA MW
ENERO	171.2	214.5	92.8
FEBRERO	174.6	213.5	88.7
MARZO	166.7	216.7	86.3
ABRIL	164.2	208.5	40.7
MAYO	186.8	216.3	114.0
JUNIO	181.6	216.6	97.3
JULIO	184.3	215.7	113.9
AGOSTO	167.0	218.4	89.0
SEPTIEMBRE	172.7	213.3	83.3
OCTUBRE	141.1	172.3	93.4
NOVIEMBRE	177.8	207.8	107.2
DICIEMBRE	173.5	199.6	112.7

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED], información extraída de informes diarios de despacho del 2019, disponible portal web del OC-SENI.

3.2.3 Demanda por Provincia

Tabla 8. Promedio de demanda por provincia 2019.

AÑO 2019	
PROVINCIA	**DEMANDA RESTRINGIDA MW**
AZUA	30.60
BAHORUCO	10.03
BARAHONA	30.49
DUVERGE	0.12
ELIAS PIÑA	3.51
PEDERNALES	1.97
PERAVIA	19.90
SAN JOSE DE OCOA	6.72
SAN JUAN	22.34
SANTO DOMINGO	985.03
SAN CRISTOBAL	101.42
MONTE PLATA	10.19
EL SEIBO	11.41
HATO MAYOR	9.51
LA ALTAGRACIA	44.30
LA ROMANA	47.27
SAN PEDRO DE MACORIS	104.84
DAJABON	7.60
DUARTE	52.55
ESPAILLAT	28.28
HERMANAS MIRABAL	10.95
LA VEGA	69.58
MARIA TRINIDAD SANCHEZ	17.19
MONSEÑOR NOUEL	169.52
MONTECRISTI	11.70
PUERTO PLATA	67.31
SAMANA	14.84
SANCHEZ RAMIREZ	157.42
SANTIAGO	249.34
SANTIAGO RODRIGUEZ	11.38
VALVERDE	12.79

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED], información extraída del programado diario de despacho del 2/10 2019, disponible portal web del OC-SENI.

Los datos de demanda de potencia por provincia han sido tomados como el promedio de la demanda máxima, media y mínima para el día 02 de septiembre de 2019, disponible en el programa de despacho diario (PDD 02/10/2019) del Organismo Coordinador del SENI. Cabe destacar que esta es una muestra representativa de la demanda de potencia asociada a las cargas de cada una de las provincias, que se corresponde con la demanda atendida en cada uno de los periodos considerados y que no necesariamente es coincidente con la demanda no restringida declara para esos periodos.

Son diversas las razones por las cuales la demanda total declarada en el SENI para cada uno de los periodos correspondientes no sea abastecida en su totalidad, entre ellas se pueden citar: déficit de generación, fallas y/o mantenimientos correctivos en el sistema de transmisión, mantenimientos programados en redes radiales y restricciones operativas, ya sea por sobrecargas en redes y/o transformadores, como por sobre y/o subtensiones en subestaciones.

3.2.4 Gestión de la Demanda

En la siguiente grafica se muestra el promedio de demanda horaria no abastecida por mes, de acuerdo con los datos contenidos en los "Informes diarios de operaciones 2019" del Organismo Coordinador del SENI. De esta información se tiene que aproximadamente un 12.76% de la demanda media anual no fue abastecida por concepto de gestión de demanda.

En la gráfica siguiente se muestra en detalle las medias horarias mensuales de gestión de demanda, así como las máximas potencias gestionadas por mes.

Ilustración 10. Gestión de demanda 2019.

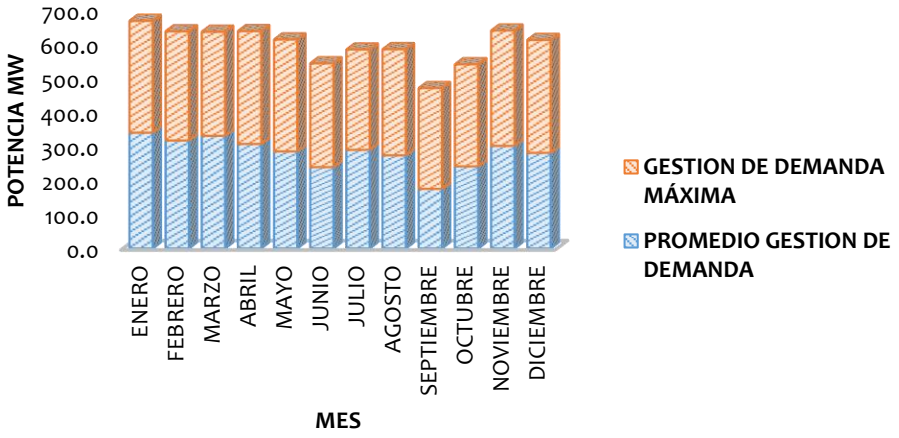


Tabla 9. Gestión de demanda MW 2019.

GESTION DE DEMANDA		
MES	PROMEDIO GESTION DE DEMANDA	GESTION DE DEMANDA MÁXIMA
ENERO	338.4	328
FEBRERO	315.8	320
MARZO	329.4	305
ABRIL	305.5	331
MAYO	283.9	328
JUNIO	237.8	304
JULIO	288.4	294
AGOSTO	272.3	311
SEPTIEMBRE	174.2	295
OCTUBRE	240.0	299
NOVIEMBRE	300.1	338
DICIEMBRE	279.5	331

Fuente: Elaboración del propia Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED], información extraída de informes diarios de despacho del 2019, disponible portal web del OC-SENI.

3.3 GENERACIÓN

3.3.1 Parque de generación actual

El parque de generación eléctrica de Republica Dominicana se caracteriza por ser predominantemente hidrotérmico[2], con una creciente penetración de generación a partir de fuentes de ERNC (sol, viento, biomasa).

La capacidad total instalada a diciembre de 2019 fue de 4555 MW y una capacidad firme promedio de 2291.6 MW (de acuerdo con los informes mensuales de operación del OC-SENI).

Se integraron al parque de generación:

- **50 MW** del parque fotovoltaico WCG Mata de Palma.
- **25 MW** del parque fotovoltaico Canoa Solar.
- **50 MW** del parque eólico Los Guzmancitos.
- **15 MW** de la central hidráulica Hatillo.

El ingreso de estos proyectos incrementa el porcentaje de participación de las turbinas de viento y paneles fotovoltaicos en el mix de generación, pasando de 7% a 8% y de 2% a 4% (respectivamente).

Las siguientes tablas y graficas muestran en detalle la capacidad instalada por tipo de tecnología y por tipo de combustible utilizado en la transformación de la energía a diciembre de 2019.

[2] A nivel de capacidad instalada.

Tabla 10. Capacidad térmica instalada por tecnología 2019.

CAPACIDAD INSTALADA TOTAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2019					
GENERACIÓN TÉRMICA					
AGENTE	TURBINAS A GAS	TURBINAS DE VAPOR	CICLO COMBINADO	MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA	TOTAL CAPACIDAD INSTALADA MW
EGE-HAINA	100	85		318,8	503,8
EGE-ITABO	34	260			294
AES ANDRÉS, S.A	140		319		459
COMPAÑÍA ELÉCTRICA SAN PEDRO DE MACORÍS			300		300
DOMIINICAN POWE PARTNERS			359,3		359,3
					0
GENERADORA SAN FELIPE			185		185
CDEEE				1,9	1,9
COMPAÑÍA ELÉCTRICA PUERTO PLATA				76,8	76,8
					0
COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO				42	42
					0
GENERADORA PALAMARA LA VEGA				199	199
					0
LEAR INVESTMENTS				100,1	100,1
LOS ORÍGENES				60,7	60,7
MONTERIO				39,4	39,4
PVDC				224	224
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL				108	108
LAESA				111,2	111,2
TOTAL	**274**	**345**	**1163,3**	**1281,9**	**3064,2**

Tabla 11. Capacidad hidráulica instalada 2019.

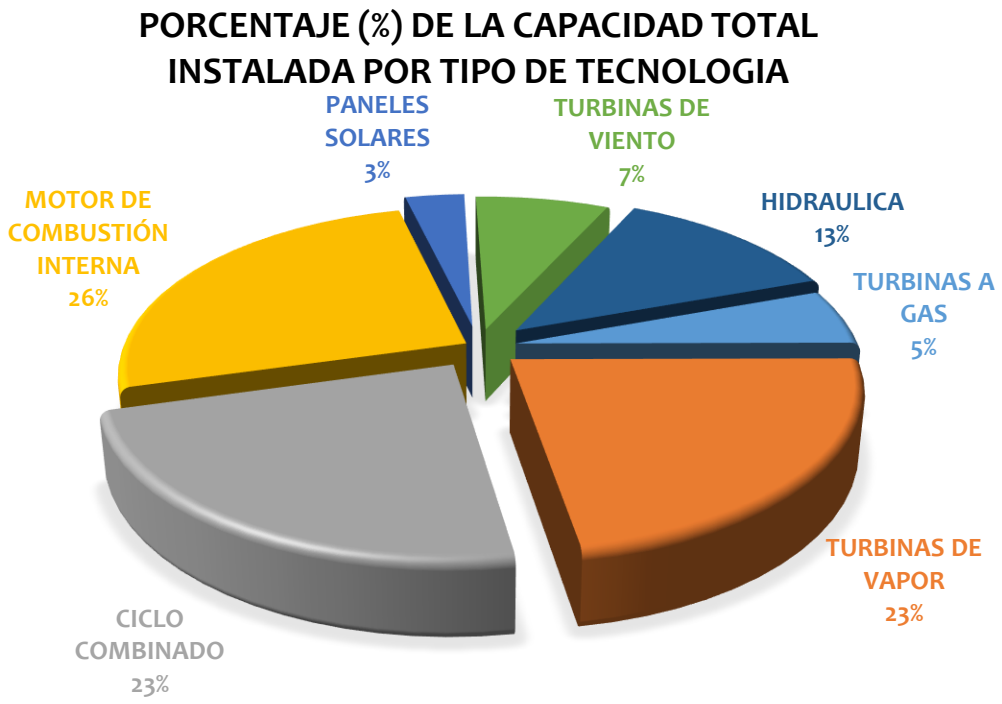
GENERACIÓN HIDRAULICA (MW)	
EGEHID	615.7

Tabla 12. Capacidad en régimen especial y periodo de prueba instalada 2019.

REGIMEN ESPECIAL Y EN PERÍODO DE PRUEBA					
AGENTE	**PANELES SOLARES**	**TURBINAS DE VIENTO**	**TURBINAS DE VAPOR**	**TURBINAS HIDRAULICAS**	**TOTAL CAPACIDAD INSTALADA MW**
SAN PEDRO BIO-ENERGY			30		30
ELECTRONIC J.R.C. SRL	30				30
MOTECRISTI SOLAR	58				58
EGE-HAINA		183,3			183,3
AGUA CLARA		50			50
GUANILO		50			50
MATAFONGO		34			34
LOS GUZMANCITOS		50			50
CANOA SOLAR	25				25
WCG MATA DE PALMA	50				50
HATILLO				15	15
TOTAL	163	367,3	30	15	575,3
PUNTA CATALINA			752		752

Fuente: Tablas de elaboración propia del Dpto. Análisis y Planificación del STN [ETED], información extraída del informe anual 2018 del OC-SENI (actualizada en diciembre 2019 con últimas centrales integradas al SENI).

Ilustración 11. Porcentaje de capacidad instalada por tecnología 2019.



En tanto a la capacidad instalada por fuente primaria de energía, la composición es la mostrada a continuación:

Tabla 13. Capacidad térmica instalada por fuente primaria de energía 2019.

CAPACIDAD INSTALADA TOTAL POR TIPO DE FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA 2019								
GENERACIÓN TÉRMICA								
AGENTE	GAS	CARBÓN	FUEL OIL #2	FUEL OIL #6	GAS O FUEL OIL #2	GAS O FUEL OIL #6	FUEL OIL #2 Y #6	TOTAL CAPACIDAD INSTALADA MW
EGE-HAINA		52	100	351,8				503,8
EGE-ITABO		260			34			294
AES ANDRÉS, S.A	459							459
COMPAÑÍA ELÉCTRICA SAN PEDRO DE MACORÍS			300					300
DOMIINICAN POWE PARTNERS	359,25							359,25
GENERADORA SAN FELIPE							185	185
CDEEE			1,9					1,9
COMPAÑÍA ELÉCTRICA PUERTO PLATA				76,8				76,8
COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO				42				42
GENERADORA PALAMARA LA VEGA				199				199
LEAR INVESTMENTS				100,1				100,1
LOS ORÍGENES						60,69		60,69
MONTERIO				39,4				39,4
PVDC				224				224
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL						108		108
LAESA				59,6		51,6		111,2
TOTAL	818,25	312	401,9	1092,7	34	220,29	185	3064,14

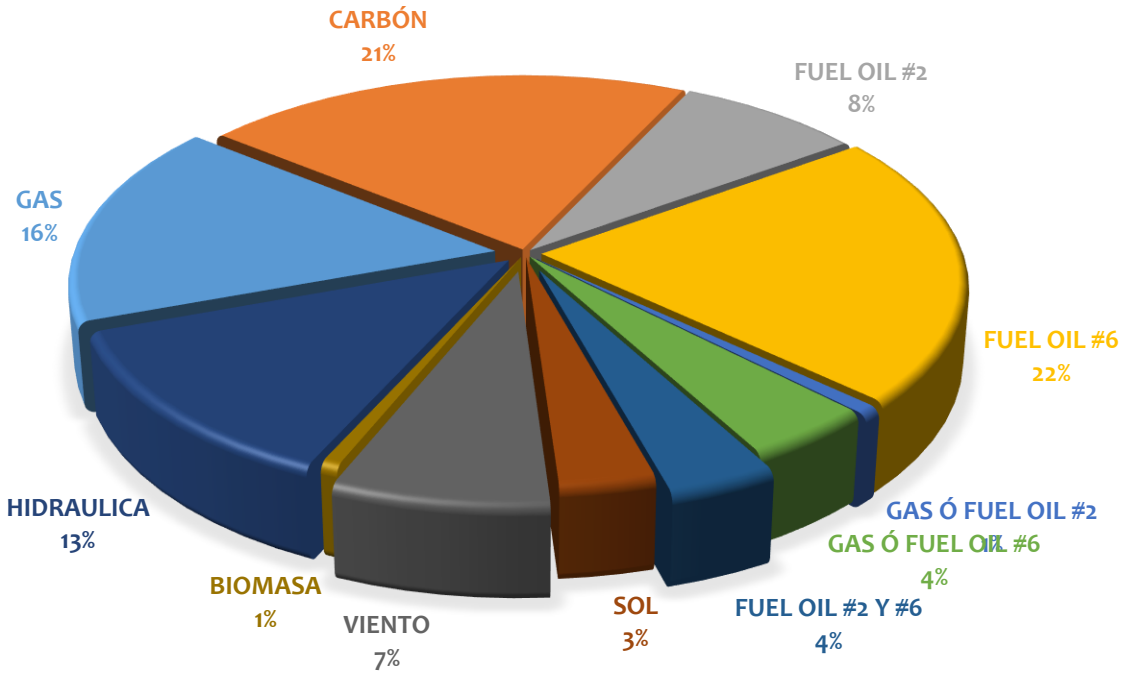
Tabla 14. Capacidad hidráulica instalada 2019

GENERACIÓN HIDRAULICA (MW)	
EGEHID	615.7

Tabla 15. Capacidad en régimen especial y periodo de prueba instalada por fuente primaria de energía 2019.

REGIMEN ESPECIAL Y EN PERÍODO DE PRUEBA						
AGENTE	**SOL**	**VIENTO**	**BIOMASA**	**CARBÓN**	**AGUA**	**TOTAL CAPACIDAD INSTALADA MW**
Electronic J.R.C. SRL	30					30
MOTECRISTI SOLAR	58	183,3				241,3
EGE-HAINA						0
SAN PEDRO BIO-ENERGY			30			30
AGUA CLARA		50				50
GUANILLO		50				50
MATAFONGO		34				34
LOS GUZMANCITOS		50				50
CANOA SOLAR	25					25
WCG MATA DE PALMA	50					50
HATILLO					15	15
TOTAL	163	367,3	30	0	15	575,3
PUNTA CATALINA				752		752

Ilustración 12. Porcentaje de capacidad instalada por fuente primaria de energía 2019.



Fuente: Tablas y figura de elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED], información extraída del informe anual 2018 del OC-SENI (actualizada en diciembre 2019 con últimas centrales integradas al SENI).

3.3.2 Costos marginales promedio

Los costos marginales promedio correspondientes al periodo 2018-2019 siguieron la evolución mostrada en la gráfica siguiente:

Ilustración 13. Costos marginales tope 2018-2019.

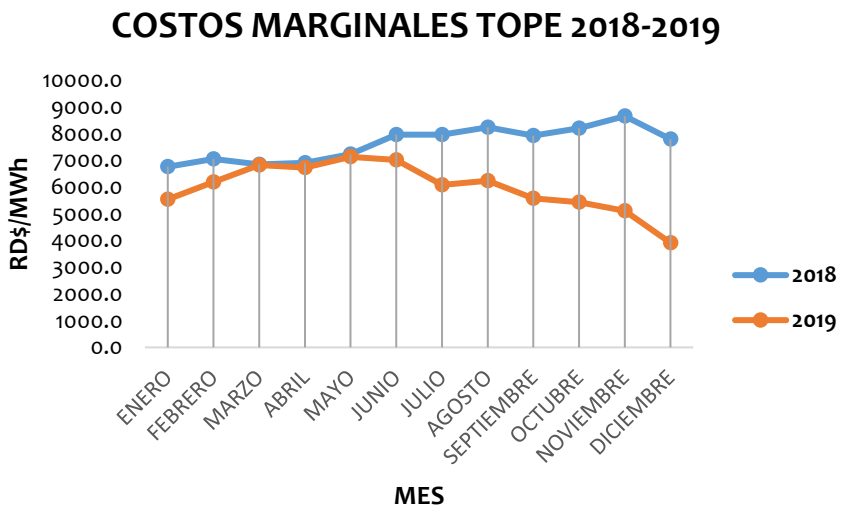


Tabla 16. Promedio del Costo marginal tope de la energía 2018-2019.

COSTO MARGINA TOPE		
MES/AÑO	2018	2019
ENERO	6766.2	5549.0
FEBRERO	7057.3	6189.0
MARZO	6852.9	6825.5
ABRIL	6912.7	6728.0
MAYO	7234.9	7136.7
JUNIO	7970.1	7016.6
JULIO	7964.5	6082.7
AGOSTO	8246.7	6236.1
SEPTIEMBRE	7938.2	5583.2
OCTUBRE	8204.8	5436.0
NOVIEMBRE	8661.1	5113.8
DICIEMBRE	7796.1	3916.9

Fuente: "Informes mensuales de costos marginales de corto plazo de la energía" OC-SENI 2018-2019.

3.4 TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión eléctrica de Republica Dominicana es operado a los siguientes niveles de tensión: 345 kV, 138 kV y 69 kV. La topología de red actual es débilmente mallada en el nivel de tensión 138 kV, con interconexiones entre áreas y formación de anillos dentro de las áreas, que son operados bajo esa topología.

El sistema de transmisión a 69 kV es predominantemente radial, con algunos arreglos débilmente mallados.

A la fecha actual (junio 2019) en activos de transmisión se cuenta con una capacidad de transformación de 7308 MVA, bajo el siguiente estatus:

Tabla 17. Capacidad de transformación en transmisión 2019.

CAPACIDAD DE TRANSFORMACION MVA	ESTATUS
3810	SERVICIO
580	DISPONIBLE -FUERA DE SERVICIO-
1130	DISPONIBLE –REDUNDANTE-
150	EN VACIO
1260	EN FABRICACIÓN (PROYECTOS NUEVOS)
80	FUERA DE SERVICIO

Fuente: Coordinación de Subestaciones, Gerencia de Planificación y Diseño de Proyectos [ETED]

En tanto a las líneas de transmisión se tienen 5148.91 kilómetros de líneas, de los cuales:

Tabla 18. Kilómetros de redes de transmisión 2019.

KILOMETROS DE LÍNEA	NIVEL DE TENSIÓN kV
1665	69
3141.238	138
431.28	345

Fuente: Departamento de Análisis y Planificación del STN, Gerencia de Planificación y Diseño de Proyectos [ETED]

3.5 ESTADO ACTUAL DE FUNCIONAMIENTO

3.5.1 Restricciones operativas existentes

En la Tabla 19 se muestran las restricciones operativas que tuvieron lugar en el periodo enero 2018 – diciembre 2019 y bajo las cuales fue operado el SENI, así como una aproximación del costo asociado a las mismas.

Se aprecia que del total de horas de operación bajo restricciones 35.8 % de tiempo de restricciones fue debido al control de flujo en el enlace 69 kV Hainamosa – Dajao, cuya causa fundamental (de acuerdo a lo que se especifica en los informes de restricciones operativas emitidos por el Organismo Coordinador del SENI) radica en los altos requerimientos de energía de las cargas atendidas por este enlace. Esto condujo a que en la operación en tiempo real se incurriera en deslastres de carga (coordinados con EdeEste), a fin de mantener la confiabilidad operativa del SENI.

Figuran además como restricciones con gran incidencia en la operación en tiempo real del SENI las siguientes:

1. Control de flujo ante contingencia n-1 en las líneas 345 kV Julio Sauri- El Naranjo + Canabacoa – Piedra Blanca + Palamara – Bonao (LT1 y LT2). Habiéndose presentado el 17.53% del tiempo total de restricciones operativas, debido fundamentalmente a la alta demanda de la zona norte y la baja (o falta) disponibilidad de generación.

2. Control de flujo en el autotransformador de Nagua, con una incidencia del 8.45% del tiempo total de restricciones, debido exclusivamente a la alta demanda en la zona de influencia del mismo, lo que se solucionó en el tiempo real con deslastres de carga.

3. Control de tensión en la zona norte (S/E Pimentel 69 kV), esta restricción se presentó el 7.7% del tiempo total de restricciones (periodo 2018-2019), debido básicamente a la falta de compensación de potencia reactiva en la zona. Esto condujo a que se efectuasen (para la solución en el tiempo real) deslastres de carga y despacho forzado de las unidades de generación termoeléctrica de la compañía Laesa.

4. Control de flujo en el enlace 138 kV San Pedro de Macorís – Los Orígenes + San Pedro de Macorís 2 - SPM, habiéndose presentado el 6.3% del tiempo total de restricciones, ocasionado fundamentalmente por el incremento de la demanda de energía en la zona este, por lo que la solución en tiempo real arrojo a deslastres de carga coordinados con EdeEste.

Tabla 19. Restricciones operativas del SENI 2018-2019.

RESTRICCIONES	MWh	US$	DOP	HORAS DE RESTRICCION
Control de flujo ante contingencia N-1 de las líneas 138 kV Timbeque II - CNP + los mina - la Isabela + Hainamosa - villa mella + Hainamosa – Palamara (limite 520 MW, valor en 552 MW)	530.2	77314.25	3973952.24	70.66
Bajo nivel de tension en la zona sur profundo	1564.5	225079.31	11569076.34	68.43
Control de flujo en el enlace 138 kV Pizarrete - Valdesia.	820.8	81104.46	4168769.31	38.06
Control de flujo en la línea 69 Kv Canabacoa – Playa Dorada.	390.9	44635.15	2294246.86	38.68
Control de flujo en el enlace 69 kV Diésel de La Vega - La Vega, valor en Tiempo Real 78 MW (disparo del enlace 69 kV Canabacoa - Diésel de La Vega).	559.4	83867.90	4310810.20	79.17
Control de flujo en la línea 69 kV Puerto Plata 1 - Puerto Plata 2.	371.9	46172.31	2373256.51	15.52
Control de flujo en el autotransformador de Barahona Carbón	30.0	3584.34	184235.08	8.35
Control de flujo de la línea 69 kV Haina – Kilometro 10 ½	64.7	9437.16	485070.12	12.26
Control de flujo de la LT 138 kV Cruce de Cabral GIS – Cruce de Cabral Nueva, el cual llegó a 145 MW.	57.3	8536.79	438791.23	3.86
Control de flujo en la línea 69 KV Bonao 2 – zona f. dos ríos y Bonao 2 las lagunas	68.3	7729.47	397294.75	6.63
Control de flujo en la línea 69 kV Timbeque – Estrella del Mar 2	124.2	17825.58	916235.04	4.97
Control de flujo en el enlace 69 kV Villa Duarte - Invivienda.	901.2	106378.72	5467866.01	15.02
Control de flujo ante contingencia N-1 en los enlaces 138 kV Itabo - Los Prados + Itabo - Los Prados.	83.6	12446.37	639743.32	10.61
Control de flujo en el enlace 69 kV KM 15 de Azua - Cruce de Ocoa.	96.1	9956.56	511767.29	14.73
Control de flujo en el enlace 138 kV Palamara - Bonao II L1	22.0	2145.26	110266.36	11.81
Control de flujo ante contingencia N-1 de las líneas 138 kV Itabo vapor Haina L1 y L2 (valor en 160 MW, limite 154 MW)	241.7	33283.77	1710786.03	8.46
Control de flujo en las líneas 138 kV Itabo vapor - Herrera + Matadero - Embajador + Itabo Vapor - Haina L2 (limite recomendado 227 MW, valor en 233 MW)	439.3	44971.97	2311559.39	12.55
Baja tensión en la zona de Playa Dorada, Aeropuerto, Sabaneta de Yásica	78.4	11744.32	603658.05	3.92
Control de flujo en el enlace 69 kV Haina - KM 10.5	314.7	41846.58	2150914.35	41.83

RESTRICCIONES	MWh	US$	DOP	HORAS DE RESTRICCION
Control de tensión en la zona de Bonao (60.36 kV)	585.0	78817.48	4051218.42	57.92
Control de flujo en la móvil instalada en la subestación 138/69 kV Hainamosa.	5495.4	689484.05	35439480.17	276
Control de flujo en el enlace 138 kV San Pedro de Macorís 2 – Los Orígenes	2570.2	358947.05	18449878.53	212.74
Control de flujo en el autotransformador de Nagua.	1637.0	215221.73	11062397.17	284.66
Control de tensión en la zona NORTE (S/E Pimentel 60.5 kV)	5986.7	559139.77	28739784.08	259.23
Control de flujo ante contingencia N-1 en las líneas 345 KV Julio Sauri – El Naranjo + 138 kV Canabacoa – Piedra Blanca + 138 kV Palamara - Bonao LT1 y LT2	14375.0	1665526.08	85608040.31	590.73
Control de flujo en el enlace 69 kV Hainamosa - Dajao.	7098.4	981790.53	50464033.11	1206.26
Control de flujo en el enlace 69 kV Arroyo Hondo - Palamara	20.0	1639.98	84295.22	0.52
Control de flujo en el enlace 69 kV Hainamosa - Invivienda.	13.2	1639.98	84295.22	2.63
Control de flujo en la línea 138 KV SPM – La Romana L1		3279.97	168590.44	0.13
Control de flujo subestación móvil ZF Santiago 138/69kV. De acuerdo al CCE, este flujo debe manejarse por debajo de los 600 Amp en condiciones normales de temperatura.	89.0	2086.12	107226.36	8.9
Control de flujo en el enlace 69 kV ZF Santiago - Navarrete	10.0	0.00	0.00	1
Control de flujo en la línea 69 kV Arroyo Hondo - Capotillo.	10.0	13770.08	707782.11	0.25
Control de flujo en el enlace 69 kV Bonao 2-Las Lagunas.	7.3	1554.10	79880.74	1.46
Control de tensión en la zona central del SENI	86.4	1603.90	82440.46	2.78
TOTAL	**44742.79**	**5442561.11**	**279747640.82**	**3370.73**

Fuente: Tabla de elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN, información extraída de "Informe mensual de Operaciones" e "Informe de transacciones económicas" disponibles en portal web Organismo Coordinador del SENI".

En el tiempo real las restricciones operativas se resuelven (en función de las posibilidades de actuación) ya sea deslastrando carga, reduciendo generación o realizando despachos forzados de las unidades de generación. Todo esto conduce a desvíos sobre los costos de operación previstos para el sistema y que se reflejan en los cálculos de las transacciones económicas realizados por el Organismo Coordinador del SENI, recayendo el sobrecosto sobre el responsable de la restricción (ya sea de los generadores por desvíos en su programa de generación, o por las empresas distribuidoras por desvíos en la declaración

de la demanda), pero asumidos por el consumidor final, que es quien de un modo u otro carga con el impacto de las decisiones diarias en la operación del sistema eléctrico de potencia.

De los informes de restricciones operativas[3] para el periodo enero 2018- diciembre 2019 se tiene que por concepto de deslastre de carga dejaron de ser suministrados **31,234.49 MWh**. Se presume que las soluciones de restricciones que implicaron reducir generación pudieron haber conducido a reducciones del suministro de carga (para mantener equilibrio entre generación – demanda), sin embargo, como no se cuenta con el dato preciso no se hace mención de la cantidad de energía que pudo haber estado comprometida en tales casos.

Se ha utilizado como costo asociado a la energía comprometida el Costo Marginal Tope de Energía de Corto Plazo en el Mercado Spot[4], que de igual forma representa el costo de desabastecimiento, de acuerdo a lo que establece la Superintendencia de Electricidad (SIE) tanto para el año 2018, como para el 2019.

Para el periodo de interés, el promedio del Costo Marginal Tope de Energía de Corto Plazo en el Mercado Spot fue de $ 120.28 US/MWh, lo que indica que para ese mismo periodo el costo de desabastecimiento fue aproximadamente de **DOP$ 201,937,976.8**, considerando una tasa promedio del dólar de DOP 50.
Tal y como está establecido en el artículo 2 de la Ley General de Electricidad 125-01 ***"EL COSTO DE DESABASTECIMIENTO O ENERGIA NO SERVIDA: Es el costo en que incurren los clientes, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas; o bien la pérdida económica derivada de la falta de producción y/o venta de bienes y servicios, y la perdida de bienestar por disminución de la calidad de vida, en el caso del sector residencial."***

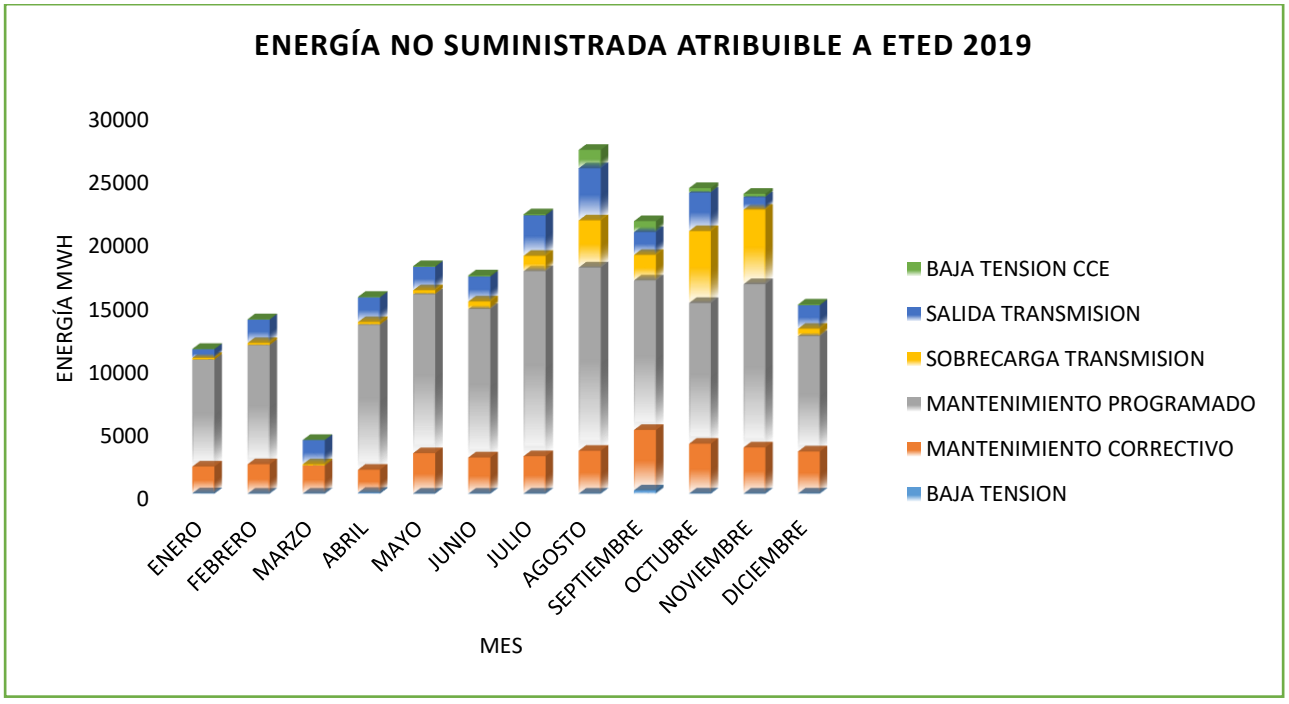
De acuerdo con esta definición y la metodología de cálculo que actualmente se implementa para determinar el costo de desabastecimiento, el mismo no contempla en profundidad el costo real para el usuario final cuando se enfrenta a determinados periodos de desabastecimiento, por lo que este costo es solo una aproximación de lo puede ser la realidad.

[3] Disponibles en "Informe mensual de Operaciones" portal web Organismo Coordinador del SENI.
[4] Informe de transacciones económicas portal web Organismo Coordinador del SENI.

3.5.2 Energía no suministrada atribuible a ETED

En la Ilustración 14 se muestran los promedios mensuales de energía no abastecida por causas atribuibles a la ETED, siendo la coordinación de los mantenimientos programados la principal causa de no abastecimiento de energía asociada a la transmisión.

Ilustración 14. Energía no suministrada atribuible a ETED 2019.



Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN, información extraída de informes diarios de operación 2019, disponibles en portal web OC-SENI.

De la demanda de energía no restringida al año (**17,959,013.5 MWh**) y el total de energía no servida (**214,138.678 MWh**) atribuible a ETED se tiene que el **1.2%** de la energía total demanda por el sistema, no fue abastecida por razones atribuibles al sistema de transmisión, eso represento un costo de aproximadamente **DOP$ 1,281,502,211.5** (considerando la media del costo marginal tope de la energía para el 2019, que de acuerdo con los registros del OC-SENI se situó en **5984.45 US$/MWh** y la metodología de cálculo de costo de desabastecimiento establecida en la resolución **SIE-114-2018-MEM**).

3.5.3 Violaciones del rango de tensión permitido

En la Tabla 20. Violaciones al rango de tensión (subtensiones) 2019. se muestran las observaciones relacionadas a la prestación del servicio de regulación de tensión, de acuerdo a los datos disponibles en los informes diarios emitidos por el Centro de Control de Energía para el año 2019, como será posible apreciar los nodos más críticos fueron Bonao II, Nagua, Pimentel y Sánchez con una incidencia (horaria) de subtensiones/sobretensiones igual a 51.94%, 16.27%, 21.12% y 11.4% respectivamente.

Tabla 20. Violaciones al rango de tensión (subtensiones) 2019.

SUBESTACIÓN	BAJA TENSIÓN HORAS/AÑO	BAJA TENSIÓN % AÑO	CAUSA	SOLUCIÓN TIEMPO REAL
BONAO II 138	5,495.00	62.73	DEFICIT COMPENSACION REACTIVOS	CERRAR BANCO CAPACITORES CANABACOA
				REAJUSTAR CONSIGNA DE TENSION EN QUISQUEYA 1 Y 2
				REAJUSTAR CONSIGNA RIO BLANCO
				DESPACHO FORZADO PIMENTEL
				CONECTAR BANCO CAPACITORES ZF SANTIAGO Y CANABACOA
				REDUCIR DEMANDA DE FALCONDO
				DESLASTRAR CARGA EN EDENORTE
BONAO II 69	1,510.00	17.24	DEFICIT COMPENSACION REACTIVOS	REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION EN CENTRALES QUISQUEYA 1 Y 2
				DESLASTRAR CARGA EN EDENORTE
				REDUCIR DEMANDA DE FALCONDO
				REQUERIMIENTO AUMENTO APORTE DE REACTIVOS A PUNTA CATALINA
				REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION EN LA VEGA
NAGUA 138	2,056.00	23.47	DEFICIT COMPENSACION REACTIVOS, INDISPONIBILIDAD DE LT 69 KV GENERADORA LA VEGA-LA VEGA, INDISPONIBLE PIMENTEL I, II , III	DEJAR FORZADAS PIMENTEL II Y CEPP II,
				CONEXIÓN BANCO CAPACITORES 1 CANABACOA
				REAJUSTAR CONSIGNA DE TENSION EN CENTRALES PIMENTEL I, II, III
				DESLASTRAR CARGA EN EDENORTE
				REQUERIMIENTO AUMENTO APORTE DE REACTIVOS A PUNTA CATALINA,
				REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION EN QUISQUEYA 1 Y 2, LA VEGA
NAGUA 69	1,637.00	18.69	DEFICIT COMPENSACION REACTIVOS.	DEJAR FORZADAS PIMENTEL II Y CEPP II
				CONEXIÓN BANCO CAPACITORES 1 CANABACOA

SUBESTACIÓN	BAJA TENSIÓN HORAS/AÑO	BAJA TENSIÓN % AÑO	CAUSA	SOLUCIÓN TIEMPO REAL
				REAJUSTAR CONSIGNA DE TENSION EN CENTRALES PIMENTEL I, II, III
				DESLASTRAR CARGA EN EDENORTE,
				REQUERIMIENTO AUMENTO APORTE DE REACTIVOS A PUNTA CATALINA
				REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION EN QUISQUEYA 1 Y 2, LA VEGA
PIEDRA BLANCA 138	5.00	0.06	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	DESPACHAR PIMENTEL
PIMENTEL 69	2,470.00	28.20	DEFICIT COMPENSACION REACTIVOS, DEBIDO A APERTURA SUBTRAMO LT 69 KV BONAO II-KPF MAIMON POR MANTENIMIENTO, INDISPONIBILIDAD LT 69 KV PIMENTEL -SFM POR MANTENIMIENTO PROGRAMADO, INDISPONIBILIDAD DE LT 69 KV GENERADORA LA VEGA-LA VEGA	AJUSTE CONSIGNA DE TENSION EN PIMENTEL I,II Y III.
				CIERRE EN ETAPAS DE 10MVAR EN PVDC
				DESLASTRE CARGA EN EDENORTE
				DESPACHAR PIMENTEL
PIMENTEL 138	43.00	0.49	DEFICIT COMPENSACIÓN DE REACTIVOS	ENVIAR A LINEA CENTRALES PIMENTEL I, II
PMIENTEL 138 GENERADORA	659.00	7.52	INDISPONIBILIDAD DE LT 69 KV GENERADORA LA VEGA-LA VEGA.	DESLASTRAR CARGA EN EDENORTE
				DESPACHAR PIMENTEL
			INDISPONIBILIDAD PIMENTEL I, II, III.	REAJUSTAR CONSIGNA DE TENSION CENTRALES PIMENTEL I, II, III.
SANCHEZ 138	1,548.00	17.67	DEFICIT COMPENSACION REACTIVOS, INDISPONIBILIDAD DE LT 69 KV GENERADORA LA VEGA-LA VEGA.	DEJAR FORZADAS PIMENTEL II Y CEPP II
				REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION UNIDADES QUISQUEYA 1 ,2 Y LA VEGA
				REQUERIMIENTO APORTE REACTIVOS A PUNTA CATALINA
				REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION CENTRALES PIMENTEL
LA ROMANA 138	485.00	5.54	INDISPONIBILIDAD DE LT 138 KV SPM-LA ROMANA L1 POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO	DESPACHAR PIMENTEL
				REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION CENTRALES SULTANA DEL ESTE MACORIS I
LA ROMANA 69	384.00	4.38		

SUBESTACIÓN	BAJA TENSIÓN HORAS/AÑO	BAJA TENSIÓN % AÑO	CAUSA	SOLUCIÓN TIEMPO REAL
			INDISPONIBILIDAD DE LT 138 KV SPM-LA ROMANA L1 POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO	CONECTAR BANCO CAPACITORES 69 KV LA ROMANA PUEBLO
JUANCHO LOS COCOS	23.00	0.26	DIFICIT DE COMPENSACION EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
SFM 69	77.00	0.88	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA, APERTURA LT 69 KV SFM-PIMENTEL.	REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION EN PIMENTEL 1,2,3.
				DEJAR FORZADAS PIMENTEL II Y CEPP II
				DESLASTRAR CARGA EN EDENORTE
SFM 138	838.00	9.57	INDISPONIBILIDAD DE LT 69 KV GENERADORA LA VEGA-LA VEGA, INDISPONIBLE PIMENTEL I, II , III	REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION UNIDADES PIMENTEL Y QUISQUYA 1, 2.
				DEJAR FORZADAS PIMENTEL II Y CEPP II
				REQUERIMIENTO AUMENTO APORTE DE REACTIVOS A PUNTA CATALINA
				DESLASTRAR CARGA EN EDENORTE
				DESPACHAR PIMENTEL
LA VEGA 69	145.00	1.66	INDISPONIBILIDAD DE LT 69 KV GENERADORA LA VEGA-LA VEGA	AJUSTE CONSIGNA DE TENSION EN PIMENTEL I,II Y III.
				CIERRE EN ETAPAS DE 10MVAR EN PVDC
				DEJAR FORZADAS PIMENTEL II Y CEPP II,
				DESLASTRAR CARGA EN EDENORTE
LA VEGA 138	4.00	0.05	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
NAVARRETE 138	5.00	0.06	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
NAVARRETE 69	1.00	0.01	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
PIZARRETE 138	88.00	1.00	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	REAJUSTAR FP PARA MONTERIO
EL NARANJO 345	253.00	2.89	DEFICIT DE COMPENSACION DE	CONEXIÓN BANCO CAPACITORES 2 DE ZF SANTIAFO

SUBESTACIÓN	BAJA TENSIÓN HORAS/AÑO	BAJA TENSIÓN % AÑO	CAUSA	SOLUCIÓN TIEMPO REAL
			REACTIVOS EN LA ZONA	AJUSTE CONSIGNA DE TENSION EN PIMENTEL I,II Y III Y GENERADORA LA VEGA,
				CIERRE EN ETAPAS DE 10MVAR EN PVDC
				REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION EN CENTRALES QUISQUEYA 1 Y 2,
				MOVIMIENTO TAP AUTOTRAFOS JULIO SAURI
				REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION GENERADORAS TAVERA II Y CEPP II
EL NARANJO 138	104.00	1.19	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION GENERADORAS TAVERA II Y CEPP II
EL NARANJO 69	2.00	0.02	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION GENERADORAS TAVERA II Y CEPP II
ZF SANTIAGO 138	20.00	0.23	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION GENERADORAS TAVERA II Y CEPP II
ZF SANTIAGO 69	1.00	0.01	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
CANABACOA 138	121.00	1.38	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	CONEXIÓN BANCO CAPACITORES 2 DE ZF SANTIAFO
CANABACOA 69	291.00	3.32	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
UASD 138	77.00	0.88	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
MATADERO 138	25.00	0.29	SALIDA DE SERVICIO ITABO 1 Y 2	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
CNP 138	78.00	0.89	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
PARAISO 138	9.00	0.10	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
MONTECRISTI 138	91.00	1.04	DEFICIT DE COMPENSACION DE	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI

SUBESTACIÓN	BAJA TENSIÓN HORAS/AÑO	BAJA TENSIÓN % AÑO	CAUSA	SOLUCIÓN TIEMPO REAL
			REACTIVOS EN LA ZONA	
MAO 138	141.00	1.61	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
MAO 69	2.00	0.02	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
ARROYO HONDO 138	17.00	0.19	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
ITABO 138	19.00	0.22	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
HAINA 138	14.00	0.16	SALIDA DE SERVICIO ITABO 1 Y 2	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
METRO 138	12.00	0.14	SALIDA DE SERVICIO ITABO 1 Y 2	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
JULIO SAURI 138	15.00	0.17	SALIDA DE SERVICIO ITABO 1 Y 2	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
JULIO SAURI 345	2.00	0.02	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
VILLA DUARTE 138	7.00	0.08	SALIDA DE SERVICIO ITABO 1 Y 2	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
MOCA 138	284.00	3.24	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION EN CENTRALES QUISQUEYA 1 Y 2, LA VEGA
				REQUERIMIENTO AUMENTO APORTE DE REACTIVOS A PUNTA CATALINA
HATILLO 69	50.00	0.57	DEBIDO A APERTURA SUBTRAMO LT 69 KV BONAO II-KPF MAIMON POR MANTENIMIENTO	DESLASTRE CARGA EN LA ZONA DE HATILLO
				DESLASTRAR CARGA EN EDENORTE EN LAS ZONA DE COTUI-EL CHIVO
PLAYA DORADA 69	26.00	0.30	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	DESLASTRAR CARGA EN EDENORTE
KM 15 DE AZUA 138	36.00	0.41	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
SAN JUAN II 69	74.00	0.84	DEFICIT DE COMPENSACION DE	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI

SUBESTACIÓN	BAJA TENSIÓN HORAS/AÑO	BAJA TENSIÓN % AÑO	CAUSA	SOLUCIÓN TIEMPO REAL
			REACTIVOS EN LA ZONA	
SAN JUAN II 138	16.00			
TIMBEQUE II 138	7.00	0.08	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
PALAMARA 138	5.00	0.06	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
SANTIAGO RODRIGUEZ	4.00	0.05	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
DAJABON 138	45.00	0.51	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
SPM II 138	7.00	0.08	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
BOCA CHICA 138	72.00	0.82	APERTURA LT 138 KV BOCA CHICA-SAN PEDRO II	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
KM 10 1/2 69	61.00	0.70	DEFICIT COMPENSACION REACTIVOS POR INDISPONIBILIDAD LT AYROYO HONDO KM 10 1/2 POR MANTENIMIENTO	DESLASTRAR CARGA EN LA SE KM 10 1/2
KM 10 1/2 138	21.00	0.24	DEFICIT COMPENSACION REACTIVOS POR INDISPONIBILIDAD LT AYROYO HONDO KM 10 1/2 POR MANTENIMIENTO	DESLASTRAR CARGA EN LA SE KM 10 1/2
CRUCE CABRAL 138	48.00	0.55	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
METALDOM 138	2.00	0.02	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
PUERTO PLATA II 138	2.00	0.02	DEFICIT DE COMPENSACION DE	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI

SUBESTACIÓN	BAJA TENSIÓN HORAS/AÑO	BAJA TENSIÓN % AÑO	CAUSA	SOLUCIÓN TIEMPO REAL
			REACTIVOS EN LA ZONA	
PUERTO PLATA II 69	6.00	0.07	INDISPONIBILIDAD DE CEPP1 Y 2	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
MONCION	3.00	0.03	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
BARAHONA 69	1.00	0.01	DEFICIT DE COMPENSACION DE REACTIVOS EN LA ZONA	CONECTAR INTERRUPTOR 69 KV BARAHOAN PUEBLO-CRUCE CABRAL

Tabla 21. Violaciones al rango de tensión (sobretensiones) 2019[5].

SUBESTACIÓN	SOBRETENSIÓN HORAS/AÑO	SOBRETENSIÓN HORAS/AÑO % AÑO	CAUSA	SOLUCIÓN TIEMPO REAL
PIEDRA BLANCA 138	571	6.52	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA	REAJUSTE CONSIGNA DE TENSION EN CENTRALES QUISQUEYA 1 Y 2.
			DISPARO INTERRUPTORES 69 KV ZF DOS RIOS-LA VEGA-GENERADORA LA VEGA	DESPACHAR PIMENTEL
SFM 69	97	1.11	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA	DECONECTAR BANCO CAPACITORES PIMENTEL
				CAMBIO TAP AUTOTRAFO SFM
				DESLASTRAR CARGA EN EDENORTE
SFM 138	1	0.01	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
LA VEGA 69	2	0.02	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
JULIO SAURI 138	22	0.25	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
JULIO SAURI 345	8	0.09	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
PLAYA DORADA 69	9	0.10	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA	DESCONECTAR BANCO CAPACITORES PUERTO PLATA

[5] Fuente: "Informes diarios de coordinación de operaciones del SENI en tiempo real" Centro de Control de Energia.

SUBESTACIÓN	SOBRETENSIÓN HORAS/AÑO	SOBRETENSIÓN HORAS/AÑO % AÑO	CAUSA	SOLUCIÓN TIEMPO REAL
PUERTO PLATA II 138	34	0.39	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA	DESCONECTAR BANCO CAPACITORES PUERTO PLATA II
PUERTO PLATA II 69	4	0.05	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA	DESCONECTAR BANCO CAPACITORES PUERTO PLATA II
			INDISPONIBILIDAD DE CEPP1 Y 2	DESLASTRE CARGA EN EDENORTE EN LA ZONA DE PLAYA DORADA
PMIENTEL 138 GENERADORA	8	0.09	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI
JUANCHO LOS COCOS	254	2.90	SOBRECOMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN LA ZONA	SIN SOLUCIÓN POR CAUSAS PROPIAS DEL SENI

Fuente: Informes diarios de coordinación de operaciones del SENI en tiempo real, disponibles en portal web del Centro de Control de Energía.

- **Eventos relevantes**

De acuerdo con la información disponible de los informes mensuales de eventos en el SENI (disponibles en el portal web del CCE), en el 2019 se registraron 86 eventos relevantes asociados al sistema de transmisión que involucraron perdida de tensión en subestaciones, disparo de líneas de transmisión y/o autotransformadores. Se estima que el costo por desabastecimiento, asociado a dichos eventos fue (en total) de aproximadamente **DOP 24,158,287.74.**

4 PLAN INDICATIVO DE EXPANSION DE LA GENERACION

4.1 PREAMBULO

Para que los planes de expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) sean efectivos, y que las redes estén eficientemente dimensionadas, es necesario conocer los planes de las empresas de distribución y los planes del bloque de generación.

> ***El plan de expansión del STN es el resultado de "conectar" de forma costo efectiva, el plan de expansión de las empresas de distribución y el plan de expansión del bloque de generación. Esta conexión debe ser técnica y medioambientalmente aceptable.***

En general, el plan de generación debería responder las siguientes preguntas:

¿Qué vamos a desarrollar?

La planificación de la generación, en el largo plazo, debe determinar cuáles tecnologías y combustibles vamos a incentivar. Debe determinarse si desarrollar energía eólica, fotovoltaica, geotérmica, biomasa, gas natural, nuclear, etc. Estas definiciones deben estar basadas en la visión oficial de largo plazo del país, además, en análisis económicos, disponibilidad de recursos, minimización de los costos de energía en el largo plazo, y además con la mínima afectación al medio ambiente.

¿Cómo lo vamos a desarrollar?

Se deben definir los incentivos necesarios para que el sector privado desarrolle las tecnologías propuestas, considerando en los análisis que habrá tecnologías que serán sustituidas, debe definirse la forma en la que estas irán saliendo de servicio. Además, se debe determinar la expansión indicativa de las redes de transmisión, desarrollar mercados de servicios auxiliares (si es necesario), definir las reglas de acceso y definir reglas de funcionamiento (técnicas y económicas).

¿Dónde desarrollaré?

Se debe evaluar la disponibilidad de recursos en toda la geografía nacional, disponibilidad de puertos, desarrollos urbanos, zonas de alta contaminación, terrenos dedicados a cultivos, ganadería, terrenos medioambientalmente protegidos, etc. Esto nos dará informaciones de dónde se puede desarrollar uno u otro recurso, la cantidad de terreno disponible, etc. Con estas informaciones se determina la cantidad de energía que se puede conseguir a partir de VRE.

¿Cuánto desarrollaré?

Con base en las proyecciones del crecimiento de la demanda, las diferentes tecnologías que se determinó desarrollar, los recursos disponibles y la minimización de los costos de energía en el largo plazo, se determina cual es la cantidad óptima de cada tecnología.

¿Cuándo desarrollaré?

Con base en los análisis anteriores, así como en los costos y tiempos de desarrollo e implementación se elabora un cronograma de licitaciones.

> ***Los escenarios de red, en el largo plazo, deben estar basados en las definiciones del plan de expansión de la generación, si este plan no existe entonces se toman asunciones, evidentemente esto incluye una alta incertidumbre en lo referente a la generación y trae resultados con incertidumbres en el desarrollo de la red de transmisión.***

El esquema actual para la elaboración del plan de expansión del bloque de generación, viene dado desde varias aristas, estas son:

- ✓ Planificación de largo plazo de la CNE y la CDEEE.
- ✓ Expansión de las empresas de generación que están operando en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- ✓ Proyectos de nuevas empresas.

En las páginas siguientes se mostrará los planes de crecimiento de la generación según el esquema actual de desarrollo.

4.2 PLAN INDICATIVO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE)

4.2.1 Metodología y modelo de planificación

Modelo de Planificación

Según el "Plan de Expansión 2018-2030" elaborado por la CNE, se empleó El SUPER OLADE, el cual es un modelo de optimización estocástica de los recursos de generación y transmisión aplicado en algunos países de Latinoamérica, fue desarrollado por la Organización Latinoamericana de Energía. El modelo está basado en la programación lineal entero mixto y tiene como función objetivo la minimización del valor presente de los costos de inversión y operación sujeto a múltiples restricciones como la capacidad, abastecimiento, entre otras.

Representación de la demanda

El modelo actual presenta la demanda a través de tres bloques a partir de las curvas monótonas mensuales. El bloque de mayor valor permite encontrar las inversiones necesarias en el horizonte de estudio y los demás evalúan aspectos económicos, como la factibilidad de la inversión.

Metodología

En forma general, la planificación de largo plazo desconoce la certeza de ocurrencia de distintos valores que repercuten directamente en los resultados obtenidos de los modelos de planificación. La optimación estocástica permite evaluar distintos escenarios con cierta probabilidad de ocurrencia.

Dentro de los parámetros cambiantes en el tiempo los más comunes suelen ser: la demanda de electricidad, la hidrología y la disponibilidad de equipos, los precios y disponibilidad de combustibles entre otros. El SUPER es capaz de considerar la incertidumbre de la demanda y la hidrología, a través de la consideración varios escenarios posibles y aplicando un peso para cada uno. El algoritmo de solución utiliza programación lineal entero mixta, mientras que la solución óptima robusta es alcanzada mediante la aplicación del criterio de Savage o de minimización del máximo arrepentimiento (mínimax). Este criterio consiste en dos fases, primero, encontrar la solución óptima para cada escenario, y segundo, en hallar la solución óptima estocástica que minimiza la distancia entre esta solución y las encontradas en la fase 1. Para estos análisis, La CNE no considera la transmisión en una primera etapa, toda la generación y demanda son agrupadas en un nodo único.

4.2.2 Generación térmica

Según el informe "*Definición de Escenarios y Metodología para el Plan De Expansión de Generación 2018-2030, Plan de Expansión 2018-2030*" emitido por la CNE, en lo que respecta a la representación de la generación térmica:

- Las centrales termoeléctricas son agrupadas en lo que el modelo define como clase térmica, cada clase agrupa las centrales similares en costos de operación y eficiencia.
- Los costos de producción resultan del cálculo del heat rate por los precios de combustibles, adicionalmente este modelo considera los costos fijos y variables no combustibles de producción.
- Las indisponibilidades son reducción de la energía máxima de cada generador, usando factores de disponibilidades por cada unidad.

Entre las conclusiones referentes a las centrales térmicas de generación se obtuvo lo siguiente:

- Los proyectos más atractivos para el sistema eléctrico dominicano son los ciclos combinados a gas natural, tanto las turbinas como motores.
- La construcción del gaseoducto del Este modificaría sustancialmente la necesidad de incorporación de nuevas centrales eléctricas.
- La opción óptima para abastecer el escenario de demanda bajo al 2030 sería de 400 MW CCGN, mientras que para el escenario de demanda alta sería 1200 MW de la misma tecnología.
- Los motores a ciclos combinados serían una buena inversión, en caso de que existieran las condiciones para instalar una gran cantidad de energía renovable variable más allá del 2021.

4.2.2.1 Generación térmica con gas natural

La construcción de un gaseoducto que comunique las centrales que se listan debajo con la estación de gasificación ubicada en Andrés, Boca Chica, significaría un cambio sustancial en la matriz de generación eléctrica.

- QUISQUEYA 1 y 2,
- CESMP 1, 2 y 3,
- Sultana del Este, y
- Los Orígenes (esta central actualmente puede trabajar tanto con Fuel Oil No. 6 como con gas natural)

Tabla 22. Proyectos de generación convencional proyectados por la CNE.

Año Inicio Operación	*Tecnología*	*Combustible*	*Proyecto*	*Potencia (MW)*
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 1	375
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 2	375
2021	Motor Ciclo Simple	Flexible	Los Origenes	60
2021	Motor Ciclo Comb	Flexible	Quisqueya 1	225
2021	Motor Ciclo Comb	Flexible	Quisqueya 2	225
2021	Turbina Ciclo Comb	Gas Natural	CESPM1	100
2021	Turbina Ciclo Comb	Gas Natural	CESPM2	100
2021	Turbina Ciclo Comb	Gas Natural	CESPM3	100
2022	Motor Ciclo Simple	Flexible	Sultana	68
2023	Hidroeléctrica	Agua	Expansión Hatillo	10
2028	Ciclo Combinado	Gas Natural	CCGN	400
Total				2038

Fuente: "Definición de Escenarios y Metodología para el Plan De Expansión de Generación 2018-2030, Plan de Expansión 2018-2030" emitido por la CNE.

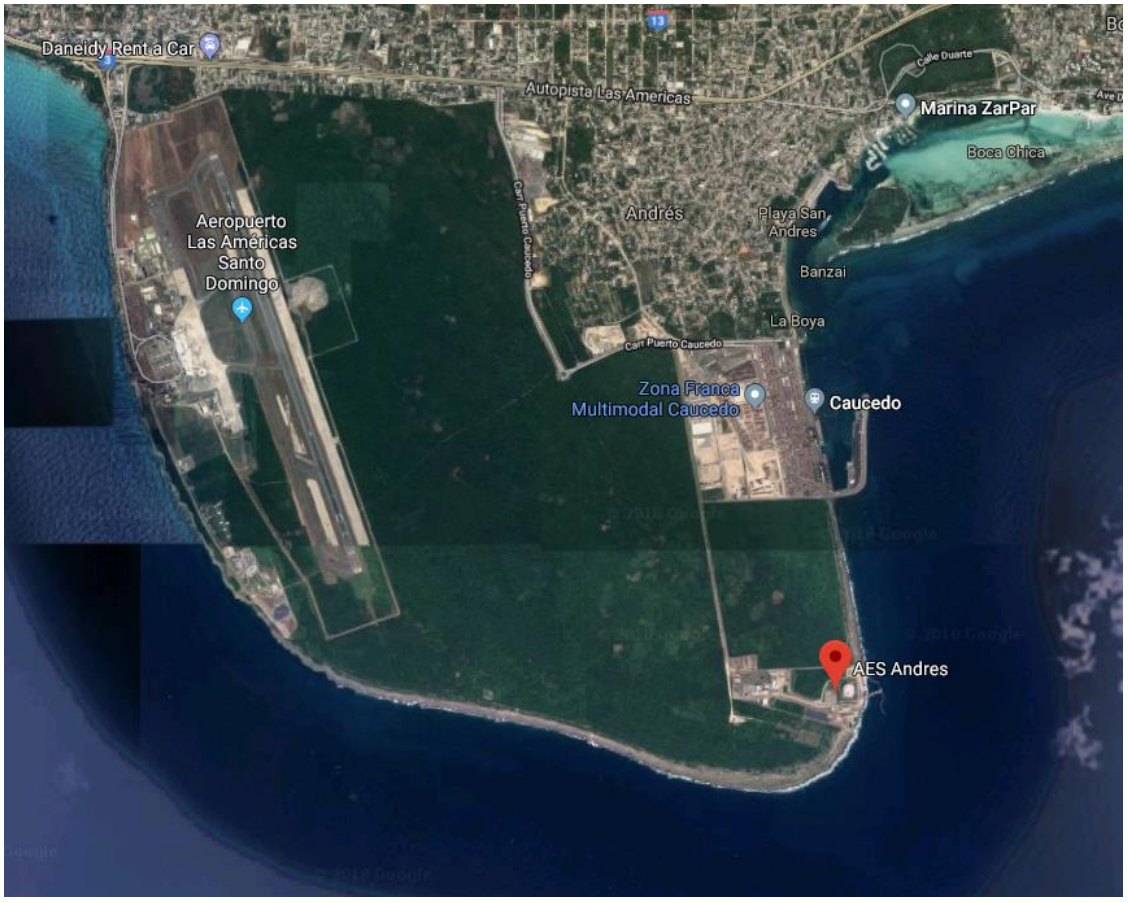
La planta denominada "CCGN" de 400MW en la Tabla 22, es la planta térmica proyectada en Punta Caucedo (Planta de AES) a desarrollar una capacidad total de 400 MW. Además de las centrales anteriores se pronostica el desarrollo de un proyecto de generación térmico en la zona de Pepillo Salcedo con una capacidad de 700 MW (2 x 350 MW). Con la adición de esta última a la lista de plantas de la Tabla 22, se tendría un total de 2738 WM térmicos proyectados por la CNE.

4.2.3 Conclusiones expansión térmica

1. Los proyectos más atractivos para el sistema eléctrico dominicano son los ciclos combinados a gas natural, tanto las turbinas como motores. En lo que respecta a la ampliación de la matriz de generación con gas natural, a continuación se presentan los puertos existentes, las restricciones ambientales y posibilidad de construir nuevos puertos.

   a. Puertos existentes

      - *AES ANDRES, ubicado en la provincia de Santo Domingo de Guzmán.*



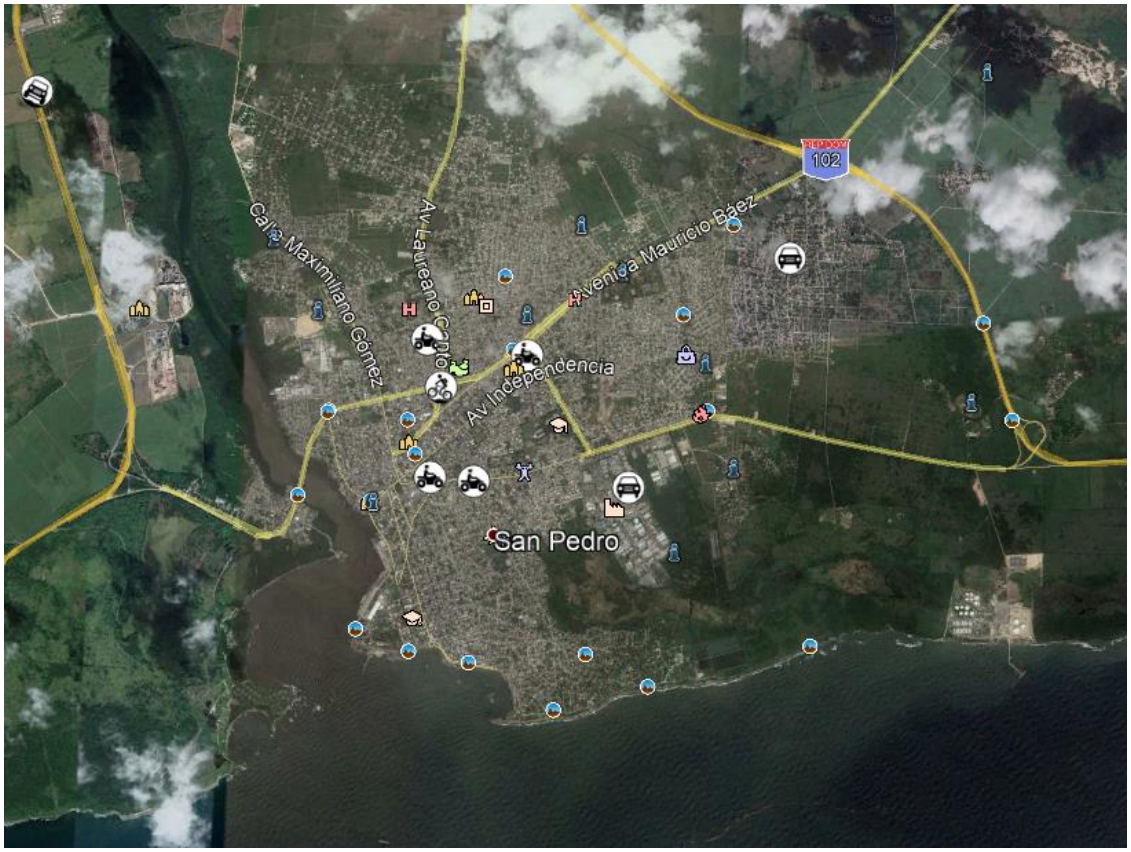
b. Restricciones ambientales.

- *Mapa de áreas protegidas. Sistema Nacional de Áreas Protegidas, por Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.*

c. Posibles alternativas de construcción

- *Puerto a ubicar en Pepillo Salcedo, provincia de Monte Cristi.*

- *Puerto a ubicar en San Pedro de Macorís.*



2. **La construcción del gaseoducto del Este modificaría sustancialmente la necesidad de incorporación de nuevas centrales eléctricas.**
3. Debe existir un estrecho seguimiento al crecimiento de la demanda y a la incorporación de instalaciones renovables variables.
4. La opción óptima para abastecer el escenario de demanda bajo al 2030 sería de **400** MW CCGN, mientras que para el escenario de demanda alta sería **1200 MW** de la misma tecnología.

Tabla 23. Resultados CNE, Escenario base - Fase 1 - Demanda baja.

DEMANDA BAJA

Año Inicio Operación	*Tecnología*	*Combustible*	*Proyecto*	*Potencia (MW)*
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 1	375
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 2	375
2023	Ciclo Combinado	Gas Natural	CCGN	400
2023	Hidroeléctrica	Agua	Expansión HATILLO	10
Total				1160

Tabla 24. Resultados CNE, Escenario base - Fase 1 - Demanda alta.

DEMANDA ALTA

Año Inicio Operación	*Tecnología*	*Combustible*	*Proyecto*	*Potencia (MW)*
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 1	375
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 2	375
2022	Ciclo Combinado	Gas Natural	CCGN	400
2022	Ciclo Combinado	Gas Natural	CCGN	400
2023	Hidroeléctrica	Agua	Expansión Hatillo	10
2023	Ciclo Combinado	Gas Natural	CCGN	400
Total				1960

5. Debido a los precios de instalación (1000 US$/kW), operación y mantenimiento (3.5 US$/MWh, 11 US$/kW-año) bajos en comparación con otras tecnologías, los proyectos a gas natural son atractivos para un aumento del combustible primario de hasta un 20%, si todos los demás combustibles se mantuvieran invariables.
6. Los motores a ciclos combinados serían una buena inversión, en caso de que existieran las condiciones para instalar una gran cantidad de energía renovable variable más allá del 2021.
7. Todos los motores que se instalen en el sistema deben ser flex fuel, es decir, que pueden manejar más de un combustible (ej. Gas natural y fuel oil No. 6) para poder enfrentar cualquier situación de desabastecimiento de combustible.

Tabla 25. Resultados CNE. Análisis de sensibilidad de combustibles. Aumento del gas natural 20%, Fase 2 - Demanda Alta Con Crecimiento Renovable Agresivo

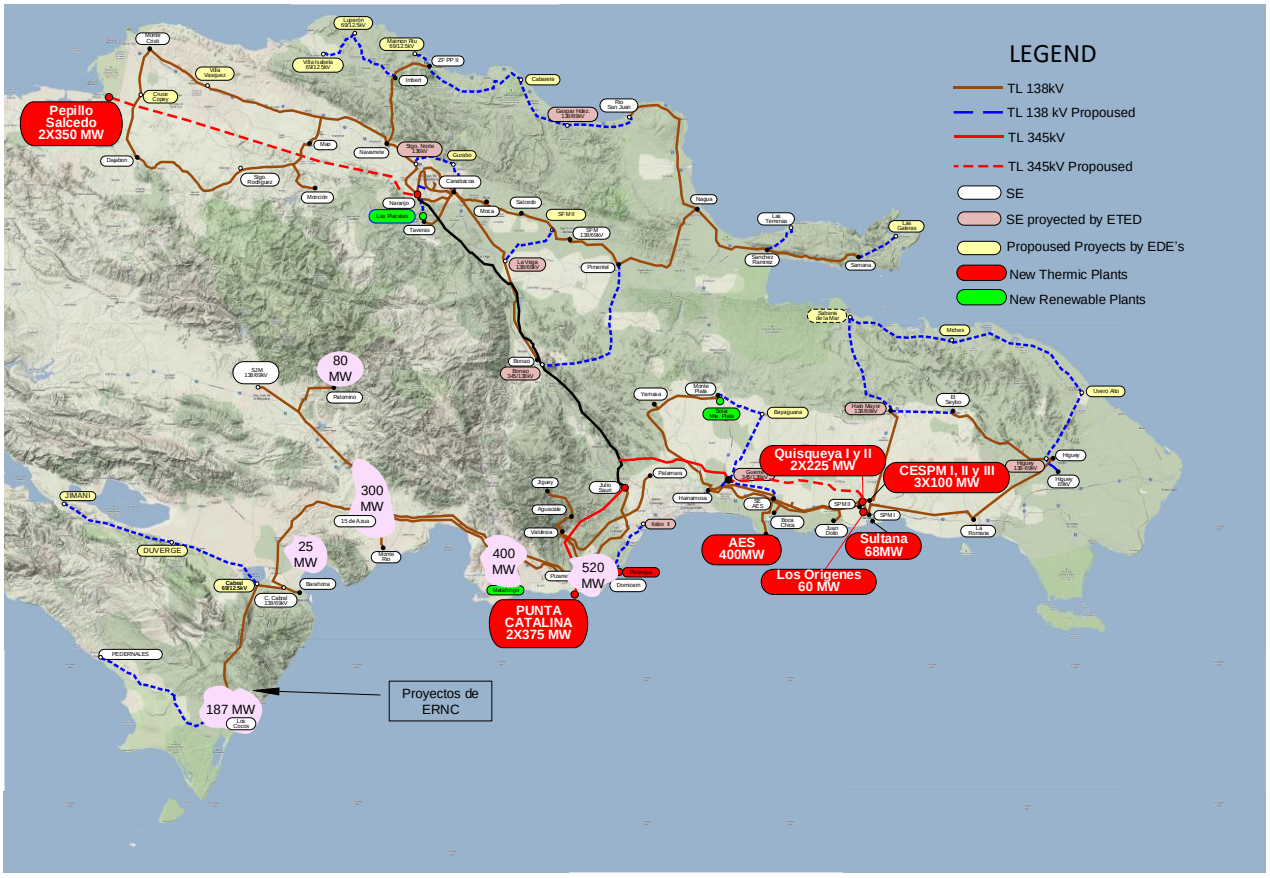
Demanda Alta Con Crecimiento Renovable Agresivo

Año Inicio Operación	*Tecnología*	*Combustible*	*Proyecto*	*Potencia (MW)*
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 1	375
2019	Turbina Vapor	Carbón	Punta Catalina 2	375
2023	Hidroeléctrica	Agua	Expansión Hatillo	10
2023	Hidroeléctrica	Agua	Masipedro	16.5
2022	Ciclo Combinado	Gas Natural	CCGN	400
2028	Motor Ciclo Comb	Flexible	Motor	100
2028	Motor Ciclo Comb	Flexible	Motor	100
2028	Motor Ciclo Comb	Flexible	Motor	100
2028	Motor Ciclo Comb	Flexible	Motor	100
Total				1576.5

8. Los proyectos hidroeléctricos más rentables para generación de electricidad son la expansión de Hatillo, El Torito y Masipedro, por poseer menor precio por kW instalado. Históricamente las hidroeléctricas en la República Dominicana tienen mayor importancia para riego, control de inundaciones y acueductos que para la producción de electricidad. Por tal razón, no deberíamos preocuparnos por la optimización de las mismas, sino más bien forzarlas a medida que exista la disposición de construir los proyectos existentes por parte los de los organismos encargados.

A continuación, se muestran en la Ilustración 15, la distribución a nivel geográfico de las plantas proyectadas en el Plan Indicativo de Generación de la CNE. Los nombres de estas centrales se muestran en color blanco dentro de un cuadro color rojo.

Ilustración 15. Proyectos de generación térmica proyectados por la CNE.



De los 2,038 MW proyectados al 2030 solo se definió una planta nueva, esta es CCGN de 400 MW, la diferencia son conversiones de plantas existentes.

4.2.4 Generación Renovable

La planificación de la generación debe venir mancomunada entre el sector público y el sector privado, el estado, a través del Ministerio de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía y la CDEEE, debe definir como política energética qué quiere desarrollar como matriz energética, luego fijar el rumbo,

definiendo políticas e incentivos para llegar al objetivo propuesto. Bajo las condiciones e incentivos necesarios el sector privado verá las señales de inversión y tomará sus decisiones.
El plan de generación debe responder las preguntas siguientes:

- ✓ ¿Cuáles tecnologías voy a desarrollar?
- ✓ ¿Dónde las voy a desarrollar?
- ✓ ¿Cuánto voy a desarrollar?
- ✓ ¿Cuándo las voy a desarrollar?

Estas preguntas deben ser respondidas por el Ministerios de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, a través de políticas estatales para cumplir con objetivos económicos y de cumplimiento medioambiental previamente establecidos.

La realidad que se experimenta actualmente respecto al aprovechamiento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) disponibles en el país se caracteriza por un alto interés de desarrollar proyectos por parte de los inversionistas, además de una masiva emisión de concesiones provisionales por parte de la CNE y lo que hasta cierto punto toma por sorpresa a la ETED. Considerando que un proyecto de red necesita al menos cinco años para su puesta en servicio, que los proyectos de generación renovable pueden tardar entre un año y 18 meses para su construcción, esto no deja margen de tiempo ni siquiera para la planificación de red, pues cuando se avanza en la planificación para un grupo de proyectos aparecen 500 MW más de nueva generación, y los que ya están conectados a duplicar su capacidad.

La historia es que cada generador trae propuestas de interconexión que no necesariamente minimizan el costo de inversión en el largo plazo y que tienden a convertir el sistema principal a 138 kV en redes de reparto reduciendo considerablemente la confiabilidad y seguridad de suministro.

En la actualidad no contamos con respuestas para las preguntas anteriores, por lo que como plan de generación se tomarán asunciones, se analizarán escenarios tendenciales y alternativos considerando las zonas de mayores potenciales energéticos.

4.2.4.1 Centrales con concesión definitiva

Hasta la fecha de análisis (mayo de 2020), los proyectos aprobados y en proceso de aprobación son los mostrados en la Tabla 26. La potencia total es de unos 589 MW al 2025 y considerando las ampliaciones declaradas se consideran 773 MW al 2030 y 2035. En este estudio, se consideran la puesta en marcha de estos proyectos a más tardar para el año 2020.

Tabla 26. Proyectos de energía renovable con concesión definitiva

NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD EFECTIVA 2025 [MW]	CAPACIDAD EFECTIVA 2035 [MW]	TECNOLOGIA	EMPRESA
Parque Fotovoltaico Monte Plata Solar II	54	54	FOTOVOLTAICA	Electronic J.R.C S.R.L.
Parque Fotovoltaico Frontera	39	77	FOTOVOLTAICA	Parque Frontera S.A.
Parque Solar Fotovoltaico Los Negros	15	15	FOTOVOLTAICA	Phinie & CO. Development, S.R.L.
Parque fotovoltaico Guerra I	45	90	FOTOVOLTAICA	Wall Green Solar Dominicana, S.R.L
Parque Fotovoltaico Lucila	9	9	FOTOVOLTAICA	Eterra Grupo Ecoenergético del Caribe, S.R.L.
Parque fotovoltaico Bayasol	45	45	FOTOVOLTAICA	AES
Green Power	18	18	FOTOVOLTAICA	Green Power Zwolf UG., SRL
Candelón	43	43	EOLICA	Los Cuatro Vientos
Granadillos	43	43	EOLICA	Grupo Eólico Dominicano
Isabela	43	43	EOLICA	Dominicana Renovables, S.L.
Puerto Plata-Imbert	43	98	EOLICA	Jasper Caribbean Windpower LLC
Electro Solar	36	36	FOTOVOLTAICA	Levitals Grupo Inversor, S.L.U.
Villarpando	45	90	FOTOVOLTAICA	Natural World Energy Corporation, NWEC, S.R.L.
El Soco	45	45	FOTOVOLTAICA	Koror Business, S.R.L.
La Victoria	45	45	FOTOVOLTAICA	DSS Desarrollo Fotovoltaicos, SAS
Montelux	14	14	FOTOVOLTAICA	MONTELUX, S.R.L
Maranatha	9	9	FOTOVOLTAICA	Maranatha Energy Investment, SRL
	589	**773**		

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

4.2.4.1 *Centrales con concesión provisional*

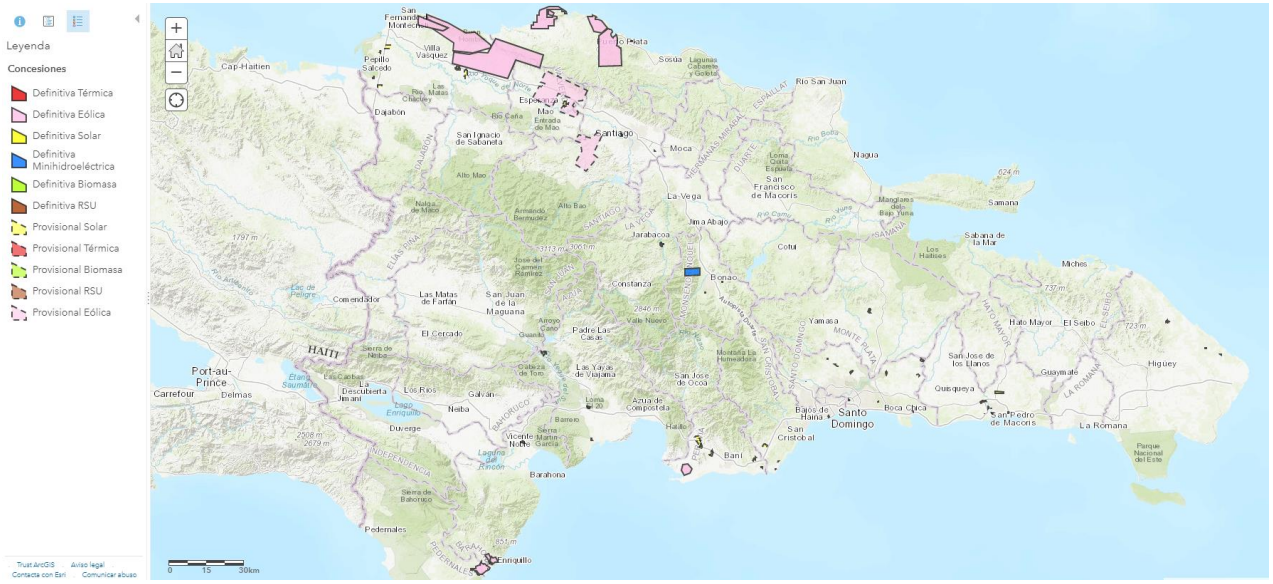
Hasta la fecha de análisis, los proyectos aprobados y en proceso de aprobación son los mostrados en la Tabla 27. La potencia total es de unos 1,334 MW al 2025.

Tabla 27. Proyectos de energía renovable con concesión provisional

NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD EFECTIVA 2025 [MW]	CAPACIDAD EFECTIVA 2035 [MW]	TECNOLOGIA	EMPRESA
Planta Solar Pizarrete	45	45	FOTOVOLTAICA	AES
Parque Solar Girasol	90	90	FOTOVOLTAICA	Egehaina
Proyecto Peravia Solar I	63	63	FOTOVOLTAICA	CEPP
Proyecto Peravia Solar II	63	63	FOTOVOLTAICA	CEPP
Proyecto EDP	144	144	FOTOVOLTAICA	EDP ENERGIAS RENOVABLES DOMINICANA, S.A.
AES Guayubín	108	108	FOTOVOLTAICA	AES
Esperanza Eólico	43	43	EOLICA	EgeHaina
Esperanza Solar	45	45	FOTOVOLTAICA	EgeHaina
Eolico Sajoma	43	43	EOLICA	EgeHaina
Cabreto Solar	50	50	FOTOVOLTAICA	Energy Solar del Este Cabreto I, S.A.S.
Solar Martí	45	45	FOTOVOLTAICA	TROPIGÁS DOMINICANA, S.R.L.
Solar Domita	45	45	FOTOVOLTAICA	Domita Group S.R.L
Montecristi Solar	52	52	FOTOVOLTAICA	Montecristi Solar FV, S.A.S
Pedro Corto Solar	0	0	FOTOVOLTAICA	Irradiasol Dominicana
Los Jovillos	9	9	FOTOVOLTAICA	Montecristi Solar FV, S.A.S
Sabana Yegua Solar	45	45	FOTOVOLTAICA	Montecristi Solar FV, S.A.S
Las Barías Solar	14	14	FOTOVOLTAICA	Montecristi Solar FV, S.A.S
Calabaza I	51	51	FOTOVOLTAICA	ENREN
Fotovoltaico	0	0	FOTOVOLTAICA	Sunfarming Food&Energy
Tornasol	54	54	FOTOVOLTAICA	EgeHaina
Los Mangos	45	45	FOTOVOLTAICA	EgeHaina
IDDI	0	0	FOTOVOLTAICA	IDDI Fotovoltaico SRL
UTESA Solar	54	54	FOTOVOLTAICA	UTESA
Solar DRG DARGY III	0	0	FOTOVOLTAICA	DRG Energy SRL
Solar DRG DARGY I y II Los Hiches	182	182	FOTOVOLTAICA	DRG Energy SRL
Matrisol	45	45	FOTOVOLTAICA	Matrisol SAS
	1,334	**1,334**		

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

Figura 1. Mapa de proyectos de energía renovable concesionada.



Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

4.3 PLAN INDICATIVO DE LA CORPORACIÓN DOMINICANA DE EMPRESAS ELÉCTRICAS ESTATATLES (CDEEE)

Según el "Informe Del Plan Estratégico Institucional CDEEE 2017 – 2020", El sector eléctrico representa uno de los pilares fundamentales para desarrollo del país, por lo que la estrategia del Gobierno durante el período 2013-2016 buscó contribuir de manera integral a la solución del servicio eléctrico, enfocándose en tres grandes ejes: modificación de la matriz de generación y ampliación del parque existente, la reducción de pérdidas y la mejora en la eficiencia de la gestión.

Sin embargo, los desafíos actuales siguen siendo similares: alta dependencia de los derivados del petróleo para la generación de electricidad, altas pérdidas de energía, técnicas (debilidad en la infraestructura de transmisión y distribución) y no técnicas (por alta propensión al fraude y al no pago del servicio por parte de los usuarios finales), y una estructura tarifaria que no refleja los costos reales de la distribución y comercialización de la energía.

Es por eso que, para el período 2017-2020 se continuarán las acciones emprendidas para dar cumplimiento a la misión de "Liderar la gestión de las empresas eléctricas estatales, para garantizar un servicio de electricidad continuo y eficiente.", sobre la base de tres ejes estratégicos y alíneados a los indicadores de gestión:

- Modificar la matriz de generación procurando un balance entre las fuentes de generación, por lo que el ***Eje Estratégico No. 1*** lo hemos denominado ***Balancear la matriz de generación.***
- Los esfuerzos para reducir las pérdidas, mejorar las infraestructuras actuales de distribución y transmisión los hemos plasmado en el ***Eje Estratégico No. 2: Optimización de la infraestructura de distribución y transmisión.***
- Las instrucciones de robustecer la función de rectoría eléctrica y organizar de manera funcional el sector, continuar con las acciones para mejorar la rentabilidad de las empresas distribuidoras, aumentar la satisfacción del cliente, entre otros aspectos, serán gestionados desde el ***Eje Estratégico No. 3: Eficiencia de la gestión y fortalecimiento institucional.***

En lo que respecta al Eje estratégico No. 1, relativo a Balancear la matriz de generación:

- Entrada en operación comercial de proyectos importantes, como la Central Termoeléctrica Punta Catalina, con un aporte nominal de 752 MW (376 MW c/u).
- Cierre del ciclo combinado a gas natural de la planta Dominican Power Partners (DPP) Los Mina, con 114 MW adicionales
- La empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID) estima impulsar y gestionar proyectos que logren aportar 71.7 MW a la capacidad actual y un aporte en el incremento de la oferta de 346.75 GWh/año durante el período 2017-2020. a través de los proyectos hidroeléctricos:
    - Expansión Hatillo (10.7 MW),
    - La Diferencia (11 MW) y,
    - Parque Eólico Tierra Nueva (50 MW).

Línea de acción 1.2: gestionar y coordinar el desarrollo de nuevos proyectos de autoabastecimiento

- En relación al suministro de energía auto sostenible, se continuará con la instalación de 41 nuevas micro centrales hidroeléctricas durante el período 2017-2020, que aportarán 1,254 kW y un alcance de 3,107 familias beneficiadas.
- Para el sistema de generación aislado Alto Bandera, se pretende instalar un sistema de generación solar fotovoltaico, con una capacidad de 80kW y tres días de autonomía.

Para el desarrollo de este Eje, en la Figura 2 se presenta la programación de los resultados esperados y productos principales durante el período 2017- 2020. Siendo los de interés para este estudio relativo a la expansión planificada por la CDEEE, lo siguiente:

- Central Termoeléctrica Punta Catalina.
- Centrales hidroeléctricas repotenciadas
- Mini Hidroeléctricas
- Alto bandera

Figura 2 . Programación de los resultados esperados y productos principales durante el período 2017- 2020, CDEEEE.

PROGRAMACIÓN EJE NO.1

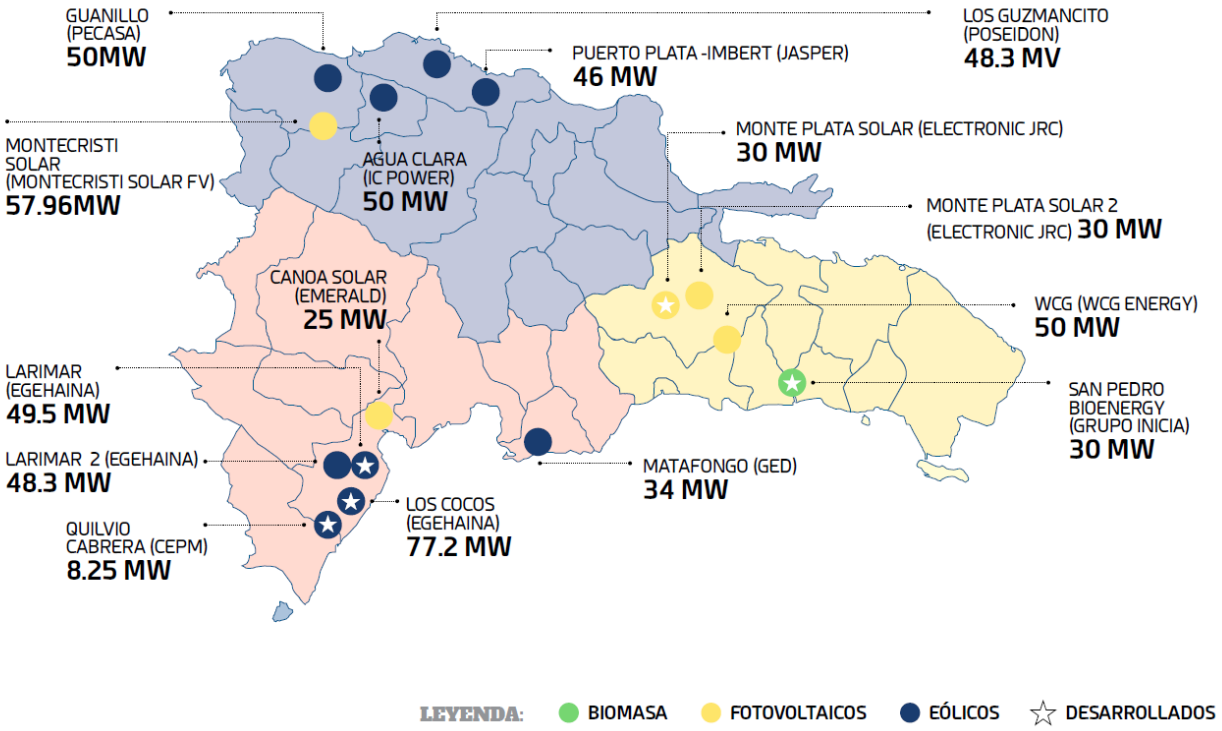
OBJETIVO GENERAL: Asegurar un suministro confiable de electricidad a precios competitivos, incrementar la seguridad energética, así como el uso de tecnologías ambientalmente sostenibles.

LÍNEA DE ACCIÓN	RESULTADOS ESPERADOS	PRODUCTOS		RESPONSABLES E INVOLUCRADOS	CRONOGRAMA			
		DESCRIPCIÓN	UNIDAD DE MEDIDA		2017	2018	2019	2020
Optimizar el parque de generación e incrementar la seguridad energética en el SENI	Capacidad de generación termoeléctrica aumentada	Central Termoeléctrica Punta Catalina (CTPC)	MW	CDEEE		376	376	
	Capacidad de generación de energía renovable aumentada	Plan de Apoyo a los Proyectos de Energía Renovable	MW	Empresas Energía renovable / CDEEE		361.26		
		Centrales hidroeléctricas construidas y repotenciadas	MW	EGEHID		10.7		
Gestionar y coordinar el desarrollo de nuevos proyectos de autoabastecimiento	Sectores aislados con suministro de energía auto sostenible	Micro hidroeléctricas	Cant. MW	UERS/CDEEE	7	13	13	8
			Cant. familias		735	1,653	838	353
		Alto Bandera	kW	CDEEE			80	

Además, se presenta el resumen de los proyectos de generación planificados por CDEEE de interés:

Figura 3. Programa de Expansión de Generación Hidroeléctrica, CDEEEE.

NOMBRE DEL PROGRAMA O PROYECTO	POTENCIA MW	GENERACIÓN GWH/AÑO
1. Proyecto Hidroeléctrico Expansión Hatillo	10.7	70.35
2. Proyecto Hidroeléctrico Artibonito	50	130
3. Proyecto Hidroeléctrico La Diferencia	11	30.4
Total generación hidroeléctrica	**71.7**	**230.75**
4. Parque Eólico Tierra Nueva	50	116
Total nueva generación	**121.7**	**346.75**



Fuente: Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales

4.4 LOCALIZACION DE POTENCIAL DE ERNC

4.4.1 Centrales en polígonos potenciales para ERNC

AWS Truepower, LLC (AWST), una compañía de UL, fue contratada por la Agencia Internacional de Energía Renovable ("IRENA"), para generar conjuntos de datos de alta frecuencia de recursos solares y eólicos y perfiles de generación de energía para la republica dominicana. El propósito de este trabajo es apoyar la diversificación energética y la evaluación de IRENA del impacto potencial y las limitaciones relacionadas con la integración de una alta penetración de energías renovables en la red del país.

Se identificaron varias áreas de interés para el desarrollo eólico y solar a escala de servicios públicos en la República Dominicana y se identificaron sitios hipotéticos dentro de estas zonas para el modelado. Se identificaron y modelaron para proyectos eólicos cinco plantas hipotéticas, cuatro operativas(existentes) y una planificada (con concesión). Además de seis hipotéticas plantas fotovoltaicas solares y dos áreas de generación fotovoltaica de generación distribuida.

Las plantas eólicas operativas y planificadas se modelaron utilizando los parámetros de su sitio en la mayor medida posible. A las plantas eólicas hipotéticas se les asignaron capacidades de planta de 100 megavatios (MW) y la curva de potencia compuesta se aplicó a una altura de buje de 90 metros (m) con un generador de placa de 3,6 MW. Los perfiles de viento resultantes para plantas hipotéticas mostraron un valor de factor de capacidad neta (FNC) promedio de 37.4% a 43.2%.

Los perfiles de generación para las plantas eólicas operativas y planificadas van del 23,0% al 47,9%. Los FNC de las plantas operativas pueden ser mayores que los observados debido a las pérdidas de estela adicionales y la reducción que no se han modelado explícitamente para este proyecto. Por último, se evaluaron las plantas eólicas hipotéticas para determinar los tamaños máximo y mínimo de planta a los que se podrían aplicar los perfiles de factor de capacidad neta, mientras aún se conservan razonablemente las características del perfil de rampa.

A continuación, se presentan de forma sintética los resultados tanto para centrales eólicas como fotovoltaicas.

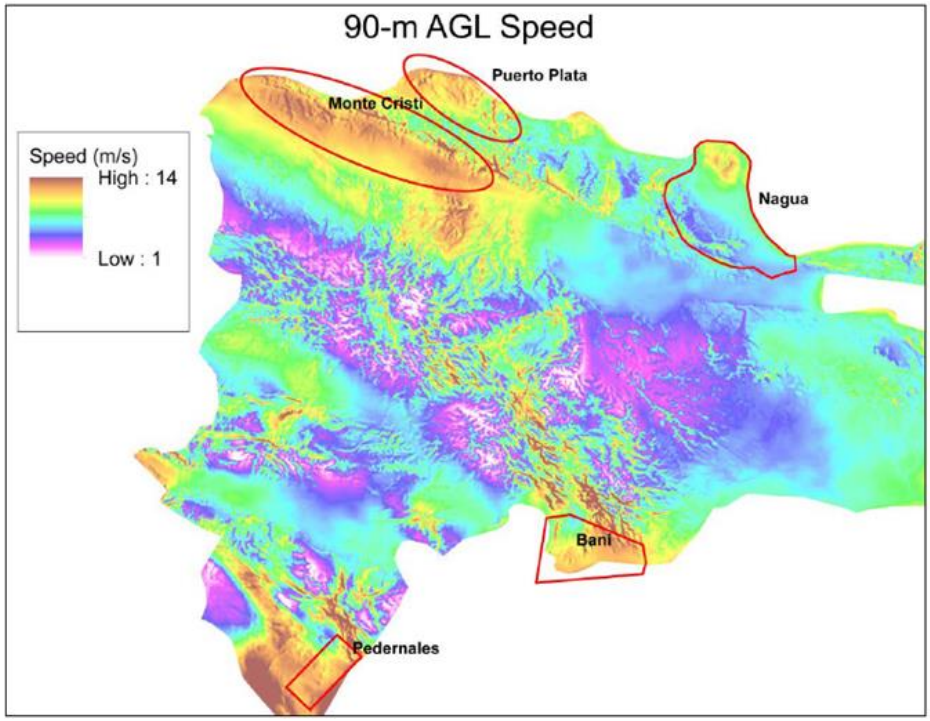
a) Centrales eólicas

IRENA, junto con las autoridades de la República Dominicana, identificó cinco áreas de interés para el potencial desarrollo eólico: Monte Cristi, Puerto Plata, Pedernales, Bani y Nagua, como se muestra en la Figura 4. Estas áreas fueron elegidas en base al trabajo previo completado por IRENA y la experiencia local en la República Dominicana. El objetivo fue identificar una ubicación para un parque eólico hipotético en cada zona y simular la producción eólica normalizada por la capacidad nominal en cada paso de tiempo, de modo que el perfil sea escalable para adaptarse a las modificaciones en la capacidad de la planta.

AWST que proporcionó una gama de tamaños de planta para los cuales los perfiles entregados serían válidos (en términos de preservar el factor de capacidad neta, las pérdidas y las características de rampa). Se calculó una estimación del tamaño mínimo y máximo de la planta utilizando el área física del sitio (km^2) y la densidad de MW (6-12 MW / km^2) del programa de detección automática del sitio.

Se recuerda que, la huella física de una planta y la cantidad de turbinas afectan las características de rampa, donde las plantas más grandes presentan rampas más pequeñas como porcentaje de la capacidad de la placa de identificación y viceversa. Por lo tanto, escalar los perfiles a una capacidad más pequeña que el umbral mínimo resultaría en series de tiempo que pueden no exhibir suficiente variabilidad de producción de registro a registro. Por el contrario, escalar los perfiles a una capacidad de la placa de identificación mayor que el umbral máximo crearía una serie de tiempo con una variabilidad mayor de la que se esperaría.

Figura 4. Áreas evaluadas para ubicar plantas hipotéticas (rojas) superpuestas en un mapa de velocidad del viento de 90m.

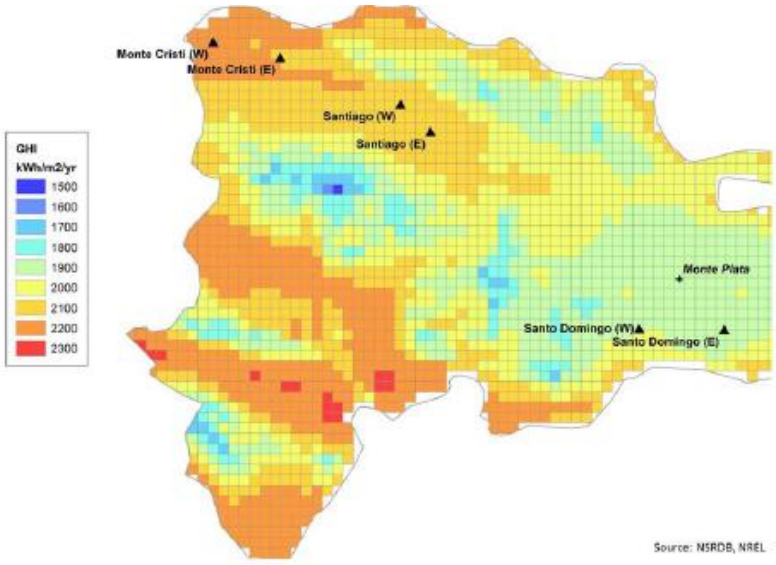


b) Centrales fotovoltaicas

IRENA, junto con las autoridades de la República Dominicana, identificó tres áreas de interés para el potencial desarrollo de centrales de generación eléctrica fotovoltaicas: Monte Cristi, Santo Domingo y Santiago. Estas áreas fueron elegidas en base al trabajo previo completado por IRENA y la experiencia local de la República Dominicana. El objetivo era simular la producción de energía solar a escala para seis plantas fotovoltaicas hipotéticas (2 por zona) a una capacidad instalada de 130 MW. La generación se normalizaría según la capacidad nominal en cada paso del tiempo y, por lo tanto, sería escalable para adaptarse a las modificaciones en la capacidad de la planta.

IRENA proporcionó seis ubicaciones para las plantas de energía solar fotovoltaica a escala de servicio público que fueron revisadas por AWST y se determinó el área final de la planta al asumir una densidad de sitio de 60 MWAC / km^2 para identificar manualmente un sitio adecuado de 130 MWAC. Las ubicaciones de estos sitios se muestran en la Figura 5.

Figura 5. Ubicaciones de los puntos potenciales de aprovechamiento fotovoltaico propuestos y su media anual de GHI.



Los potenciales disponibles estudiados por IRENA suman unos 1,408 MW de ERNC, de los cuales aún no se han explotado 1,065 MW.

4.5 RESUMEN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

A continuación, se muestra la Tabla 28: Generación térmica prevista por CNE. conteniendo un resumen de los proyectos de generación que serán considerados para el análisis.

4.5.1 Proyectos de Generación Térmica

Tabla 28: Generación térmica prevista por CNE.

NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD EFECTIVA 2025 [MW]	CAPACIDAD EFECTIVA 2030 [MW]	CAPACIDAD EFECTIVA 2040 [MW]	TECNOLOGIA
CCGN AES Andres (Nueva)	1	1	1	TERMICA
CCGN Pepillo Salcedo (Nueva)	1	1	1	TERMICA
Barahona II (Nueva)	0	90	90	
S&k (Nueva)	0	720	720	Gas Natural
CESPM (conversión)	290	290	290	Gas Natural
Quisqueya III (Nueva)	360	360	360	Gas Natural
Central Palenque (Nueva)	270	270	270	Gas Natural
Haina VII (Nueva)	0	360	360	
Estrella del Mar III (Nueva)	135	135	135	Gas Natural
LS Energía (Nueva)	0	0	83	
San Pedro - Planta (Nueva)	0	45	45	Biomasa
	1,057	**2,272**	**2,354**	

4.5.2 Proyectos de generación de ERNC

Tabla 29: Generación renovable prevista por CNE.

NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD EFECTIVA 2025 [MW]	CAPACIDAD EFECTIVA 2030 [MW]	CAPACIDAD EFECTIVA 2040 [MW]	TECNOLOGIA
Parque Fotovoltaico Monte Plata Solar II	54	54	54	FOTOVOLTAICA
Parque Solar Fotovoltaico Los Negros	15	15	15	FOTOVOLTAICA
Parque fotovoltaico Guerra I	45	90	90	FOTOVOLTAICA
Parque Fotovoltaico Lucila	9	9	9	FOTOVOLTAICA
Expansión Hidroelectrica Hatillo	6	6	6	Hidro
Hidroelectrica La Diferencia	7	7	7	Hidro
Parque Eólico Tierra Nueva	43	43	85	EOLICA
Hidroelectrica Artibonito	30	30	30	Hidro
AES Guayubín	108	108	108	FOTOVOLTAICA
Esperanza Eólico	43	43	43	EOLICA
Esperanza Solar	45	45	45	FOTOVOLTAICA
Eolico Sajoma	43	43	43	EOLICA
Green Power	18	18	18	FOTOVOLTAICA
Cabreto Solar	50	50	50	FOTOVOLTAICA
Solar Martí	45	45	45	FOTOVOLTAICA
Solar Domita	45	45	45	FOTOVOLTAICA
Montecristi Solar	52	52	52	FOTOVOLTAICA
GEDE	32	32	32	Biomasa
Pedro Corto Solar	0	0	0	FOTOVOLTAICA
Los Jovillos	9	9	9	FOTOVOLTAICA
Sabana Yegua Solar	45	45	45	FOTOVOLTAICA
Las Barías Solar	14	14	14	FOTOVOLTAICA
Calabaza I	51	51	51	FOTOVOLTAICA
Fotovoltaico	0	0	0	FOTOVOLTAICA
Biomasa Los Botados	5	5	5	Biomasa
Power Green Azua	0	0	0	-
Tornasol	54	54	54	FOTOVOLTAICA
Los Mangos	45	45	45	FOTOVOLTAICA
Solar Photo cap	0	0	0	
Solar Photo Cell	0	0	0	
IDDI	0	0	0	FOTOVOLTAICA
Maimón Power Group	0	0	0	

NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD EFECTIVA 2025 [MW]	CAPACIDAD EFECTIVA 2030 [MW]	CAPACIDAD EFECTIVA 2040 [MW]	TECNOLOGIA
DRG DARGY IV Montecristi	0	0	0	
UTESA Solar	54	54	54	FOTOVOLTAICA
Solar DRG DARGY III	0	0	0	FOTOVOLTAICA
Solar DRG DARGY I y II Los Hiches	182	182	182	FOTOVOLTAICA
Matrisol	45	45	45	FOTOVOLTAICA
Candelón	43	43	43	EOLICA
Granadillos	43	43	43	EOLICA
Isabela	43	43	43	EOLICA
Villarpando	45	90	90	FOTOVOLTAICA
La Victoria	45	45	45	FOTOVOLTAICA
Paso Bajito	2	2	2	Hidro
Arroyo Bonito	3	3	3	Hidro
Montelux	14	14	14	FOTOVOLTAICA
Maranatha	9	9	9	FOTOVOLTAICA
	1,437	**1,527**	**1,570**	

4.5.3 Resumen general

Considerando como generación efectiva:

- ✓ Térmica 90% de su capacidad instalada
- ✓ Hidro 60% de su capacidad instalada
- ✓ Fotovoltaica 90% de su capacidad instalada al medio día
- ✓ Eólica 85% de su capacidad instalada

En resumen, tenemos los siguientes valores:

- ✓ Efectiva al **2025: 3,106 MW**
- ✓ Efectiva al **2030: 4,505 MW**
- ✓ Efectiva al **2035: 4,630 MW**

Sumando estos valores al parque de generación existente tenemos:

- ✓ Efectiva al **2025: 7,501 MW**
- ✓ Efectiva al **2030: 8,900 MW**
- ✓ Efectiva al **2035: 9,025 MW**

5 PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE POTENCIA

5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA, ESTIMACIONES CNE

A continuación, se presentan las estimaciones de demanda realizado por la CNE bajo dos escenarios posibles. Estos escenarios fueron denominados: (i) Crecimiento Bajo. Se fundamenta en la demanda eléctrica resultante del escenario tendencial. Este escenario mantiene el crecimiento vegetativo de la demanda, (ii) Crecimiento Alto. Contempla el crecimiento del escenario alternativo, un crecimiento más pronunciado del desarrollo económico del país y un aumento gradual en los niveles de abastecimiento del 100 % al 2028. Según su informe denominado: "*Definición de Escenarios y Metodología para el Plan De Expansión de Generación 2018-2030 Plan de Expansión 2018-2030*"

Tabla 30. CNE. Proyección de Demanda Energía y Potencia Escenario Tendencial

Año	Energia	Potencia
2017	15,282.45	2241.74
2018	15,822.55	2304.63
2019	16,368.38	2368.08
2020	16,938.46	2428.37
2021	17,561.72	2486.27
2022	18,191.55	2565.20
2023	18,827.94	2690.98
2024	19,470.93	2823.06
2025	20,137.59	2959.28
2026	20,821.00	3101.18
2027	21,511.27	3249.92
2028	22,208.43	3405.87
2029	22,912.49	3569.41
2030	23,623.47	3680.17

Tabla 31. CNE. Proyección de Demanda de Energía y Potencia Escenario Alternativo

Año	Demanda Energia (GWh)	Potencia (MW)	ENS[3] (GWh)	% Desabastecimiento
2017	15,282.45	2,241.74	2,392.24	15.65%
2018	18,594.17	2,835.27	2,516.69	15.65%
2019	19,245.29	2,907.61	2,376.50	14.09%
2020	19,890.61	2,972.74	2,213.65	12.52%
2021	20,617.49	3,037.04	2,036.05	10.96%
2022	21,331.11	3,122.61	1,831.43	9.39%
2023	22,030.87	3,258.49	1,599.14	7.83%
2024	22,716.17	3,397.90	1,338.54	6.26%
2025	23,395.05	3,537.18	1,049.37	4.70%
2026	24,163.78	3,688.29	733.53	3.13%
2027	24,914.77	3,842.72	383.99	1.57%
2028	25,647.33	4,000.53	-	0.00%
2029	26,779.95	4,228.00	-	0.00%

5.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA, ESTIMACIONES EDE'S

5.2.1 Pronóstico y distribución de la demanda Edesur

Según el "Plan de expansión 2020 – 2035" presentado por EDESUR, para determinar la proyección de la demanda actual del punto de retiro de las subestaciones existentes para la hora de la demanda máxima de EDESUR, en nuestro caso julio 2018 y luego se proyecta la demanda con una tasa de crecimiento global, según el área natural de las subestaciones existentes. El crecimiento en energía y potencia registrado para EDESUR para los últimos cuatro años se muestra a continuación.

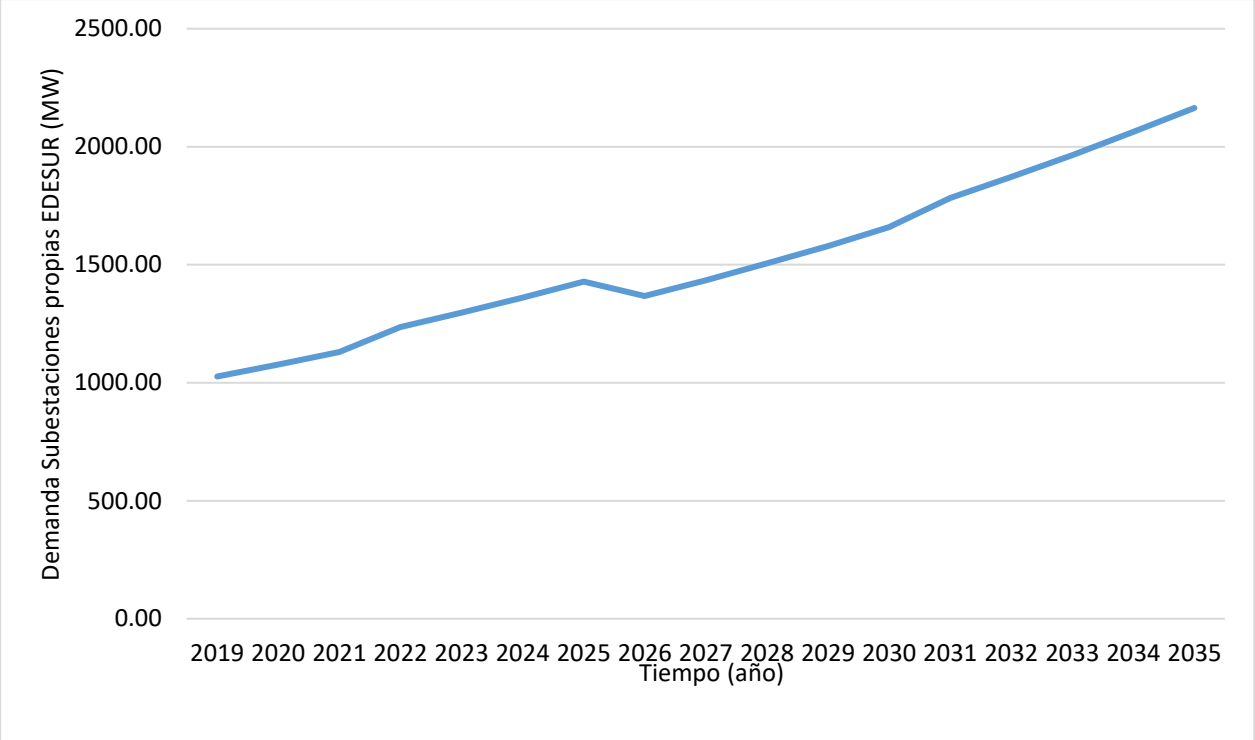
Tabla 32. EDESUR. Demanda esperada por año para 2025, 2030 y 2035.

SUBESTACIONES PROPIAS	MVA TR	80%	90%	2019 (MW)	% Δ MVA	2025	2030	2035
AEROPUERTO HERRERA	60	48	54	22.64	5.00%		27.52	35.12
ANACAONA	60	48	54	20.30	5.00%		24.67	31.49
ARROYO HONDO	56	44.8	50.4	34.01	5.00%	40.59	31.70	40.46
ARROYO MANZANO	80	64	72	42.63	5.00%	49.35	62.98	80.38
AZUA	30	24	27	20.53	5.00%	28.89	19.51	24.90
BANI PUEBLO	40	32	36	13.46	5.00%	18.94	24.17	30.85
BANI MATADERO	20	16	18	10.97	5.00%	15.44	19.70	25.14
BANI PER	30	24	27	19.96	5.00%	24.26	28.09	30.96
BARAHONA	28	22.4	25.2	23.01	5.00%	18.97	24.22	30.91
BAYONA	14	11.2	12.6	10.99	5.00%			
CABAYONA	14	11.2	12.6	9.01	5.00%	12.68		
CENTRO DE OPERACIONES	40	32	36	31.35	5.00%	44.11	31.45	40.13
CRISTO REY	60	48	54	30.25	5.00%		36.77	46.93
CITRICOS NACIONALES	2.5	2	2.25	1.82	5.00%			
CIUDAD SATELITE	20	16	18	14.71	5.00%	20.70	26.42	33.72
CRUCE DE OCOA	14	11.2	12.6	1.38	5.00%	1.94	2.48	3.16
ELIAS PIÑA	7	5.6	6.3	4.13	5.00%	5.81	7.42	9.47
EMBAJADOR	100	80	90	71.96	5.00%	101.25	49.05	62.60
ENGOMBE MANOGUAYABO	100	80	90	48.35	5.00%	55.97	71.43	91.17
EVARISTO MORALES	100	80	90	49.11	5.00%		59.69	76.18
FONDO NEGRO	1.5	1.2	1.35	1.83	5.00%	1.16	1.48	1.89
FUNDACION	30	24	27	0.00	5.00%	13.65	17.42	22.23
GUANITO II	14	11.2	12.6	2.22	5.00%	3.12	3.99	5.09
HAINA GRANITOS BOJOS	40	32	36	36.57	5.00%	28.17	35.95	45.88

SUBESTACIONES PROPIAS	MVA TR	80%	90%	2019 (MW)	% Δ MVA	2025	2030	2035
HATO NUEVO	25	20	22.5	8.45	5.00%	11.89	15.17	19.37
HERRERA NUEVA	100	80	90	60.62	5.00%	85.30	108.86	138.94
INAPA NIGUA	14	11.2	12.6	8.01	5.00%	9.27	11.83	15.10
JUANCHO_LOS COCOS (Privado)	14	11.2	12.6	4.50	5.00%	6.33	8.08	10.31
JIMANI	30	24	27	3.00	5.00%	3.47	4.43	5.66
K.M. 10 1/2	100	80	90	83.83	5.00%	45.87	58.54	74.71
KM 15 DE AZUA	14	11.2	12.6	10.52	5.00%	14.80	18.89	24.11
LA 40 T1	30	24	27	11.90	5.00%	16.74	16.91	21.58
LA CUMBRE	5	4	4.5	1.82	5.00%	2.56	3.27	4.17
LAS CHARCAS	14	11.2	12.6	5.43	5.00%		6.60	8.42
LAS DAMAS (Egehid)	10.5	8.4	9.45	7.22	5.00%	6.69	8.54	10.90
LAS MATAS	14	11.2	12.6	6.44	5.00%	9.06	11.57	14.76
LECHERIA	100	80	90	32.68	5.00%	37.83	48.28	61.62
LOS ALCARRIZOS	80	64	72	43.11	5.00%			52.40
LOS PRADOS	140	112	126	77.26	5.00%	108.71	45.06	57.51
MADRE VIEJA	54	43.2	48.6	38.50	5.00%	42.60	54.37	69.39
MATADERO	80	64	72	36.31	5.00%	51.09	65.21	83.22
METROPOLITANO	74	59.2	66.6	47.22	5.00%	66.44	55.73	71.13
NEYBA	20	16	18	13.93	5.00%	19.60	22.56	28.79
PABLO MELLA	60	48	54	33.01	5.00%		40.12	51.21
PALAMARA	40	32	36	22.34	5.00%	31.43	5.37	6.86
PARAISO	100	80	90	37.40	5.00%	52.63	67.17	85.72
PEDERNALES (Sistema Aislado)	6.12	4.9	5.51	3.28	5.00%			
PEDERNALES 138 KV	30	24	27	3.99	5.00%	4.62	5.90	7.52
PIEDRA BLANCA	100	80	90	38.33	5.00%	44.37	56.63	72.28
PIZARRETE	28	22.4	25.2	12.66	5.00%	17.81	22.74	29.02
PUERTO DE HAINA (Privada)	14	11.2	12.6	2.15	5.00%	3.03	3.86	4.93
QUITA CORAZA	9.365	7.49	8.43	2.08	5.00%	2.41	3.07	3.92
SABANETA (Egehid)	5	4	4.5	1.75	5.00%	2.46	3.14	4.01
SALINAS	5	4	4.5	1.72	5.00%	2.42	3.09	3.94
SAN CRISTOBAL NORTE	100	80	90	30.01	5.00%	42.23	53.89	68.78
SAN JOSE DE OCOA	14	11.2	12.6	6.56	5.00%	9.23		
SABANA LARGA	40	32	36	9.69	5.00%		11.78	15.03
SAN JUAN PUEBLO	28	22.4	25.2	18.90	5.00%	24.05	30.69	39.17
UASD	140	112	126	60.80	5.00%	85.55	109.19	139.35
VALDESIA (Egehid)	7	5.6	6.3	0.55	5.00%	0.77	0.99	1.26
VALLEJUELO	14	11.2	12.6	2.00	5.00%	2.55	3.26	4.16

SUBESTACIONES PROPIAS	MVA TR	80%	90%	2019 (MW)	% Δ MVA	2025	2030	2035
VICENTE NOBLE	14	11.2	12.6	12.72	5.00%	6.47	8.26	10.54
VILLA ALTAGRACIA	14	11.2	12.6	10.22	5.00%			
VILLA ALTAGRACIA 138 KV	30	24	27	12.42	5.00%	16.48	21.04	26.85
VILLARPANDO	12.5	10	11.3	8.04	5.00%	11.31	14.44	18.43
YAGUATE 69kV	18	14.4	16.2	13.31	5.00%	18.73	23.90	30.51
ZONA FRANCA DE ALCARRIZO	33.6	26.9	30.2	18.76	5.00%	26.40		

Ilustración 16. Evolutivo de la demanda de subestaciones propias de EDEsur 2019 - 2035.



5.2.2 Pronóstico y distribución de la demanda Edenorte

El Plan de EDENorte contempla el movimiento de la demanda entre subestaciones y para el aumento de carga propone aumentar la capacidad en la mayoría de subestaciones, comprenden de nuevas subestaciones hasta el año 2035. A continuación, la descripción de cada una de ellas:

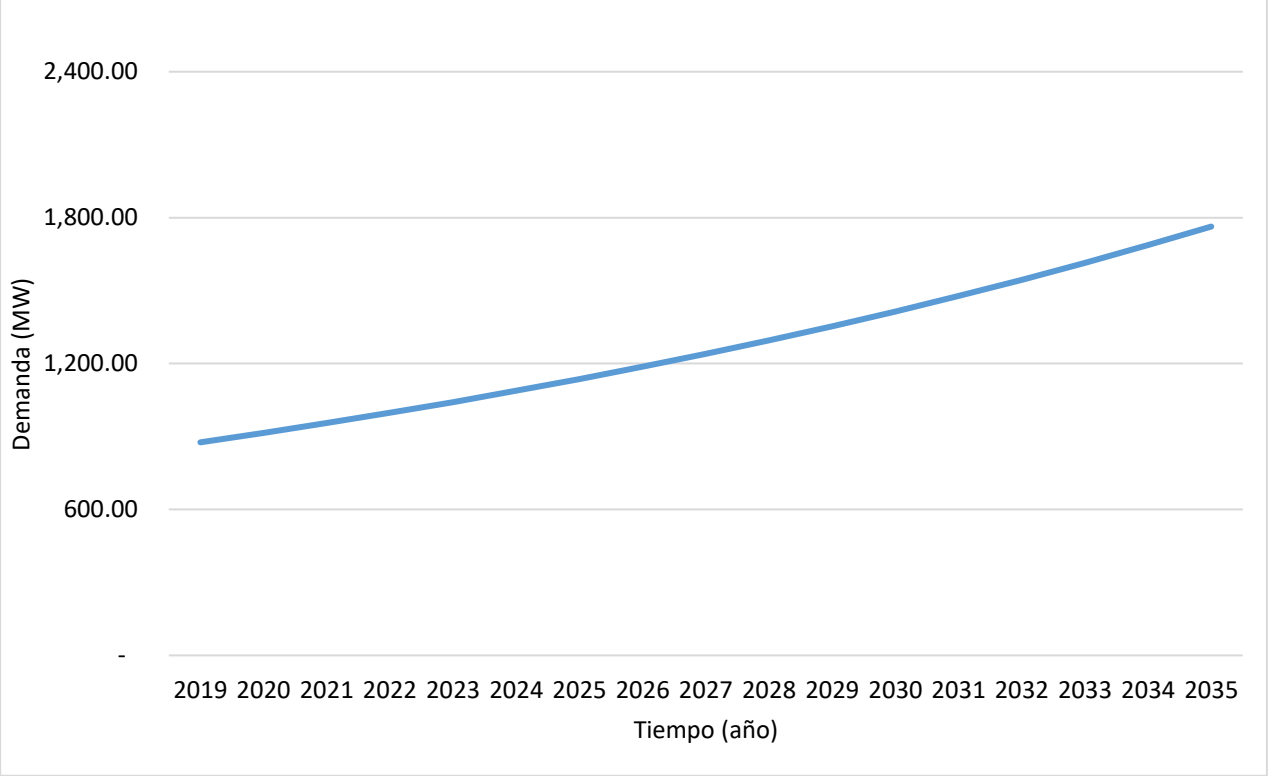
Tabla 33. EDENORTE. Demanda esperada por año para 2025, 2030 y 2035

Nombre	Potencia Instalada	Demanda Max Actual (2018)	2025	2030	2035
BONAO PUEBLO	5.00	3.61	5.08	6.48	8.27
BONAO PUEBLO REPOTENCIADA	14.00		-	-	-
BONAO PER	37.00	32.13	45.21	57.70	73.64
CONSTANZA	14.00	5.22	6.42	7.44	8.63
JARABACOA 69 Kv	14.00	12.93	18.19	23.22	29.64
JARABACOA NUEVA 69 Kv	30.00		-	-	-
LOS RIOS	3.80	2.46	3.03	3.51	4.07
LA VEGA PUEBLO T2	37.00	15.75	22.16	28.28	36.10
LA VEGA	28.00		-	-	-
LA VEGA PER	37.00	20.94	29.46	37.61	47.99
MAIMON	14.00	11.18	13.75	15.94	18.48
MOCA TR1	37.00	28.07	39.50	50.41	64.34
MOCA NUEVA 138 Kv	30.00	20.88	29.38	37.50	47.86
PASO BAJITO	0.50	0.47	0.66	0.84	1.08
PIEDRA BLANCA	20.00		-	-	-
RINCON 69 kV	14.00	12.71	15.63	18.12	21.01
TIREO	9.30	1.19	1.46	1.70	1.97
ZONA FRANCA VEGA	14.00	10.35	12.73	14.76	17.11
AEROPUERTO PTO. PTA.	14.00	5.88	8.27	10.56	13.48
CABARETE	28.00	5.08	7.15	9.12	11.64
IMBERT	20.00	10.02	12.32	14.29	16.56
LUPERON	14.00	4.25	5.23	6.06	7.02
PLAYA DORADA	7.00	5.64	7.94	10.13	12.93
PUERTO PLATA	33.00	19.62	27.61	35.23	44.97
PUERTO PLATA 138 Kv	40.00	14.10	19.84	25.32	32.32

Nombre	Potencia Instalada	Demanda Max Actual (2018)	2025	2030	2035
SABANETA YASICA	14.00	9.49	11.67	13.53	15.69
SOSUA	14.00	10.57	14.87	18.98	24.23
ZONA FRANCA PTO. PTA.	5.00	3.48	4.28	4.96	5.75
ABANICO	7.00	1.26	1.55	1.80	2.08
ABANICO PER	14.00	12.81	15.75	18.26	21.17
CENOVI	14.00	8.42	10.36	12.00	13.92
EL CHIVO	40.00	40.87	57.51	73.40	93.67
COTUI	37.50	28.26	39.76	50.75	64.77
FANTINO 69KV	20.00	4.80	5.90	6.84	7.93
NAGUA	30.00	20.66	29.07	37.10	47.35
PAYITA	14.00	6.61	8.13	9.42	10.93
PIMENTEL	14.00	5.83	7.17	8.31	9.64
RIO SAN JUAN 69KV	7.00	5.17	6.36	7.37	8.55
SALCEDO 138 KV	26.00	17.09	21.02	24.37	28.25
SAMANÁ 138 KV	14.00	10.69	15.04	19.20	24.50
SANCHEZ 138 KV	32.00	15.06	18.52	21.47	24.89
SAN FRANCISCO NUEVA	40.00		-	-	-
CANABACOA	37.00	35.87	50.47	64.42	82.21
CIUDAD JUAN BOSCH	28.00		-	-	-
DON PEDRO	28.00	14.58	20.52	26.18	33.42
LA GALLERA T1	37.00	26.15	36.80	46.96	59.94
LA GALLERA T2	37.00	30.40	42.78	54.59	69.68
LA PENDA	20.00		-	-	-
NAVARRETE PUEBLO	14.00	9.46	11.63	13.49	15.64
NIBAJE T1	37.00	27.25	38.34	48.94	62.46
NIBAJE T2	37.00	32.44	45.65	58.26	74.35
PEDRO GARCIA	3.00	1.38	1.70	1.97	2.28
QUINIGUA	20.00	15.77	19.40	22.48	26.07
SAJOMA	20.00	8.58	10.55	12.23	14.18
TAVERAS 138 kV	14.00	7.16	8.81	10.21	11.83
VILLA OLGA	37.00	22.95	32.29	41.21	52.60
ZONA FRANCA SANTIAGO T1	37.00	23.92	33.66	42.96	54.83

Nombre	Potencia Instalada	Demanda Max Actual (2018)	2025	2030	2035
ZONA FRANCA SANTIAGO T2	37.00	29.44	41.43	52.87	67.48
CRUCE ESPERANZA I	37.00	17.63	21.68	25.14	29.14
DAJABON 138 Kv	20.00	12.43	17.49	22.32	28.49
MONTECRISTI 34 kV	14.00	6.30	7.74	8.98	10.41
MONTECRISTI 138 kV	30.00	21.50	30.25	38.61	49.28
MAO NUEVA	30.00	17.44	21.45	24.87	28.83
SANTIAGO RODRIGUEZ 34KV	7.00	6.94	8.54	9.90	11.48
SANTIAGO RODRIGUEZ 138KV	14.00	15.88	22.34	28.52	36.40
VILLA VASQUEZ 34 kV	14.00	12.06	14.83	17.19	19.93

Ilustración 17. Evolutivo de la demanda de potencia EDENorte 2019 - 2035.



5.2.3 Pronóstico y distribución de la demanda EDEESTE

En la Tabla 34. EDEESTE, Resumen Plan de Expansión de Distribución EDEESTE 2020-2024, se muestra el pronóstico de demanda de cada una de las subestaciones de EDEESTE, para los años 2025, 2030 y 2035. Estas informaciones fueron proporcionadas como anexos a informe denominado "*Resumen Plan de Expansión de Distribución EDEESTE 2020-2024*". Debido al alcance del Plan de Expansión ETED 2021-2035, se realizó una estimación de la demanda de las subestaciones al año 2035, esto debido a que solo fueron suministradas las estimaciones hasta el año 2032.

Tabla 34. EDEESTE, Resumen Plan de Expansión de Distribución EDEESTE 2020-2024

S.E.	Demanda Max. MVA 2019	2025 (MVA)	2030 (MVA)	2035 (MVA)	Observación
Monte Plata	16.556	20.199	23.840	28.137	
Bayaguana	5.268	6.427	7.585	8.952	
Yamasá	14.309	15.283	18.038	21.289	
Sabana Grande de Boya	4.575	5.582	6.588	7.775	
Sierra Prieta		13.569	16.015	18.902	Nueva S/E-descargo de V. Mella. (2.7 MVA), Dajao (2.3 MVA) y yamasa (1.8 MVA)
BNV	11.066				Subestación eliminada 2023
Sabana Perdida	33.349	35.287	46.513	61.312	
Dajao	39.997	35.832	47.232	62.259	
Villa Mella	80.657	71.477	94.218	124.193	
Restauradores 138 kV		39.089	51.525	67.918	Nueva S/E-descargo de Sab. Per. (10 MVA), Dajao (15 MVA) y Villa Mella (10 MVA)
La cuaba		6.763	8.914	11.751	Nueva S/E -Carga procedente de EDESUR
Villa Mella II		41.566	54.790	72.222	Nueva S/E-descargo de BNV. (13.802 MVA) y Villa Mella (23.416 MVA)
Despacho	36.551				Subestacion Eliminada 2022
Timbeque	29.733	65.423	73.229	81.966	Colocación de un transformador adicional 50 MVA en el 2020, descago SE Despacho 40 MVA
Cesar Nicolas Penson	69.651	69.278	77.544	86.796	
Capotillo	52.995	50.210	56.201	62.907	
Villa Consuelo 138 kV		31.384	35.128	39.320	Nueva S/E-descargo de Timbeque (10 MVA), CNP (10 MVA) y Capotillo (10 MVA)
Hainamosa	59.771	63.449	73.805	85.852	

S.E.	Demanda Max. MVA 2019	2025 (MVA)	2030 (MVA)	2035 (MVA)	Observación
Invivienda	54.162	51.250	59.614	69.345	
Los Mina 138 kV	72.062	69.973	81.394	94.679	
Los Mina 69 kV	20.308	24.348	28.322	32.944	
Villa Duarte	24.709	29.624	34.459	40.084	
El Brisal	53.505	64.149	74.619	86.799	
Mendoza 138 kV		38.323	44.579	51.855	Nueva S/E-descargo de Hainamosa (7.5 MVA), Invivienda (12.5 MVA) y Los Mina 138 (15 MVA)
Catalina	5.464	7.214	9.094	11.463	
KM24	13.693	18.079	22.790	28.728	
Guerra 69 kV	4.609	6.085	7.671	9.669	
Boca Chica	26.630	34.703	43.271	53.954	
La Caleta	18.174				Subestación eliminada 2021
Nueva Caleta 69 kV		23.684	29.531	36.822	Nueva S/E
San Pedro 1	31.724	32.570	33.293	34.032	
Cayacoa	5.262	5.403	5.523	5.645	
Zona Franca San Pedro AES	25.544	26.226	26.808	27.403	
Juan Dolio	11.048	11.343	11.595	11.852	
San Pedro 2	7.197	7.389	7.553	7.721	
Consuelo	10.228	10.501	10.734	10.972	
Hato Mayor	10.682	11.137	11.384	11.637	
El Seibo	13.497	15.200	16.782	18.529	
Romana Pueblo	19.622	22.763	30.678	41.346	
Romana 138 kV	34.089	48.767	65.725	88.579	
Romana Buena Vista	14.835	21.223	28.603	38.549	
Guaymate	1.039	1.486	2.003	2.699	
Batey Lechuga	0.225	0.321	0.433	0.584	
Benedicto	1.211	1.733	2.335	3.147	
Cumayasa		5.308	7.153	9.640	Nueva S/E - descargo SE Rom. Pueblo (5 MVA)
Rancho Peligro	0.060	0.083	0.108	0.142	
Higuey 138 kV	50.227	69.452	90.987	119.198	
Higuey 69 kV	18.098	25.026	32.785	42.950	
BAYAHIBE 69 kV		3.528	4.622	6.055	Nueva S/E - Carga procedente de los hoteles

S.E.	Demanda Max. MVA 2019	2025 (MVA)	2030 (MVA)	2035 (MVA)	Observación
UVERO ALTO (MACAO) 138 kV		5.570	7.298	9.560	Nueva S/E - Carga procedente de los hoteles
LAGUNAS DE NISIBON 34.5 kV	2.881	3.984	5.219	6.837	Nueva S/E - descargo SE Miches (2.881 MVA)
Sabana de la Mar	4.523	4.858	5.157	5.474	
Miches	3.880	-	-	-	
Miches 138 kV		4.168	4.424	4.696	Nueva S/E - descargo SE Caleta vieja (4.021)

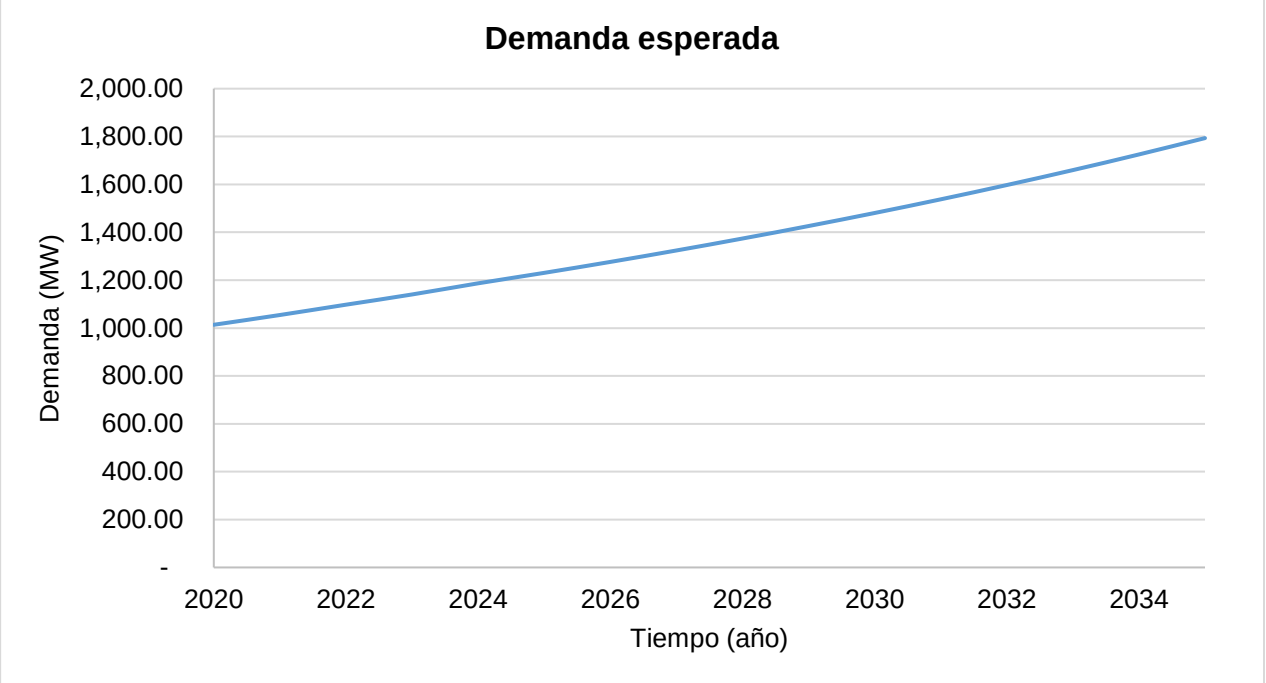


Ilustración 18. Evolutivo de la demanda de potencia EDEESTE 2019 - 2035

5.3 COMPORTAMIENTO: DEMANDA DE POTENCIA Y VARIABLES ECONÓMICAS

5.3.1 Comportamiento Histórico de la Demanda de Potencia

La evolución de la demanda pico del sistema se muestra en la gráfica siguiente. La demanda insatisfecha representa la potencia no suministrada debido a la gestión de demanda realizado por las empresas de distribución del estado (EDESUR, EDEESTE y EDENORTE (Luz y Fuerza)). Estos cortes económicos se deben básicamente a los reducidos niveles de cobranza de las empresas distribuidoras que les impide honrar las facturas con los generadores.

Se observa la reducción de la demanda máxima, indicando que los cortes de potencia se dan básicamente en el pico de la curva de carga. La demanda pico de cada año se estima al sumarle la demanda insatisfecha a la demanda abastecida.

Ilustración 19. Comportamiento Histórico de la Demanda de Potencia

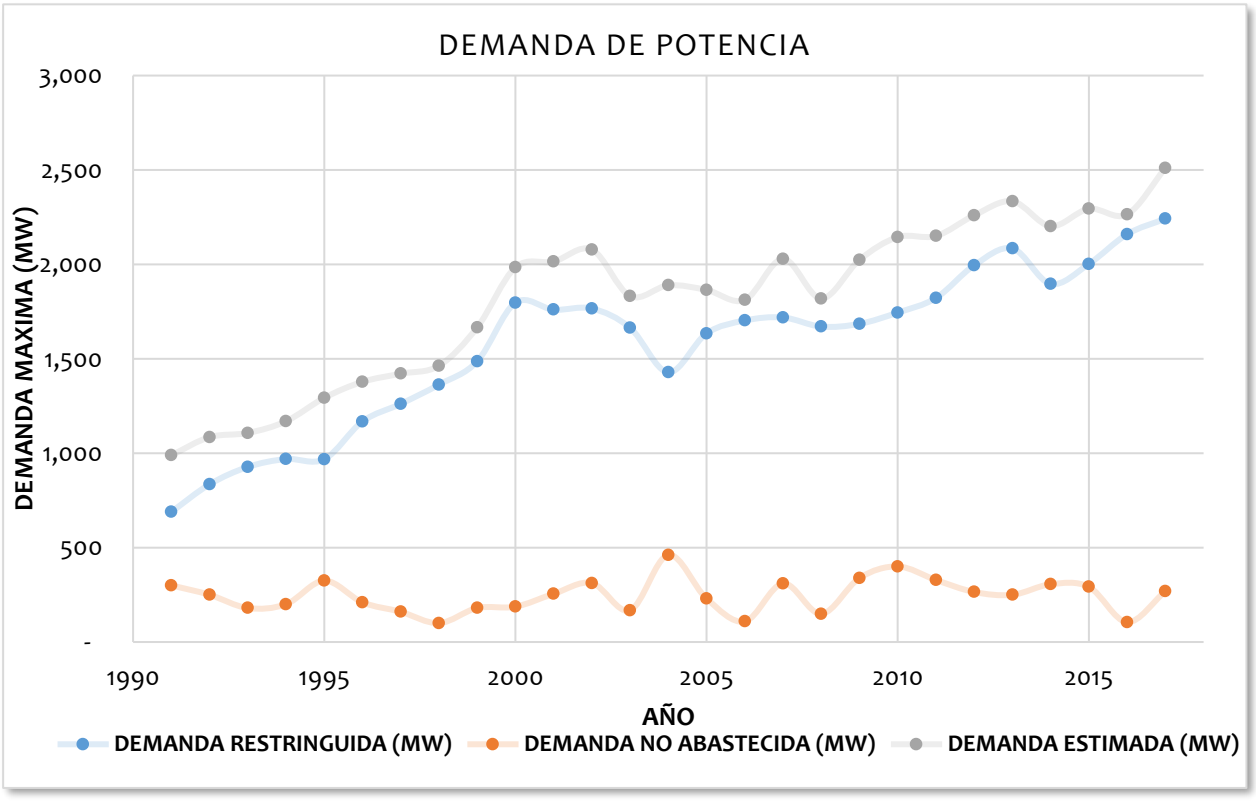


Tabla 35. Comportamiento Histórico de la Demanda de Potencia

AÑO	DEMANDA RESTRINGUIDA (MW)	DEMANDA NO ABASTECIDA (MW)	DEMANDA ESTIMADA (MW)
1991	689	300	989
1992	835	250	1085
1993	927	180	1107
1994	969	200	1169
1995	968	325	1293
1996	1168	210	1378
1997	1261	160	1421
1998	1363	100	1463
1999	1486	180	1666
2000	1797	187	1984
2001	1760	255	2015
2002	1766	312	2078
2003	1664	168	1832
2004	1428	461	1889
2005	1,634	230	1864
2006	1,703	109	1811
2007	1,719	310	2028
2008	1,670	149	1819
2009	1,685	339	2024
2010	1,745	400	2145
2011	1,822	328	2150
2012	1,995	265	2259
2013	2,084	250	2334
2014	1,897	306	2202
2015	2,002	292	2294
2016	2,160	105	2265
2017	2,242	268	2510

Nota: los datos de demanda del 1991 – 2004 fueron extraídos del informe del plan de expansión de la ETED 2006 – 2020. Los datos de demanda del 2005 – 2017 extraídos del OC.

5.3.2 Tasa de Cambio

La tasa de cambio promedio para compra y venta de divisas es la mostrada en la Tabla 36. Evolución de la Tasa de Cambio.

Tabla 36. Evolución de la Tasa de Cambio

AÑO	(RD$/US$)
1991	12.58
1992	12.50
1993	12.50
1994	12.62
1995	12.87
1996	12.90
1997	14.01
1998	14.72
1999	15.84
2000	16.18
2001	16.69
2002	17.60
2003	29.54
2004	41.69
2005	30.31
2006	33.29
2007	33.17
2008	34.54
2009	35.98
2010	36.84
2011	38.10
2012	39.32
2013	41.81
2014	43.56
2015	45.05
2016	46.08
2017	47.54

Fuente: Banco Central de la Republica Dominicana.

5.3.3 Producto Interno Bruto

El crecimiento del producto interno bruto del país se muestra en la Tabla 37. Evolución Producto Interno Bruto. El crecimiento anual promedio es de 5.47% en el período 1991 al 2017. El pronóstico del PIB realizado por: Ministerio de Economía, Planificación & Desarrollo, para el periodo del 2018 al 2022 es de un 5% en cada año. Este estudio es consensuado por el Banco Central y Ministerio de Hacienda, por lo que se empleará esta tasa de crecimiento en los modelos que se consideren el PIB como una variable que afecte el pronóstico de la demanda de energía eléctrica.

Ilustración 20. Evolución Producto Interno Bruto

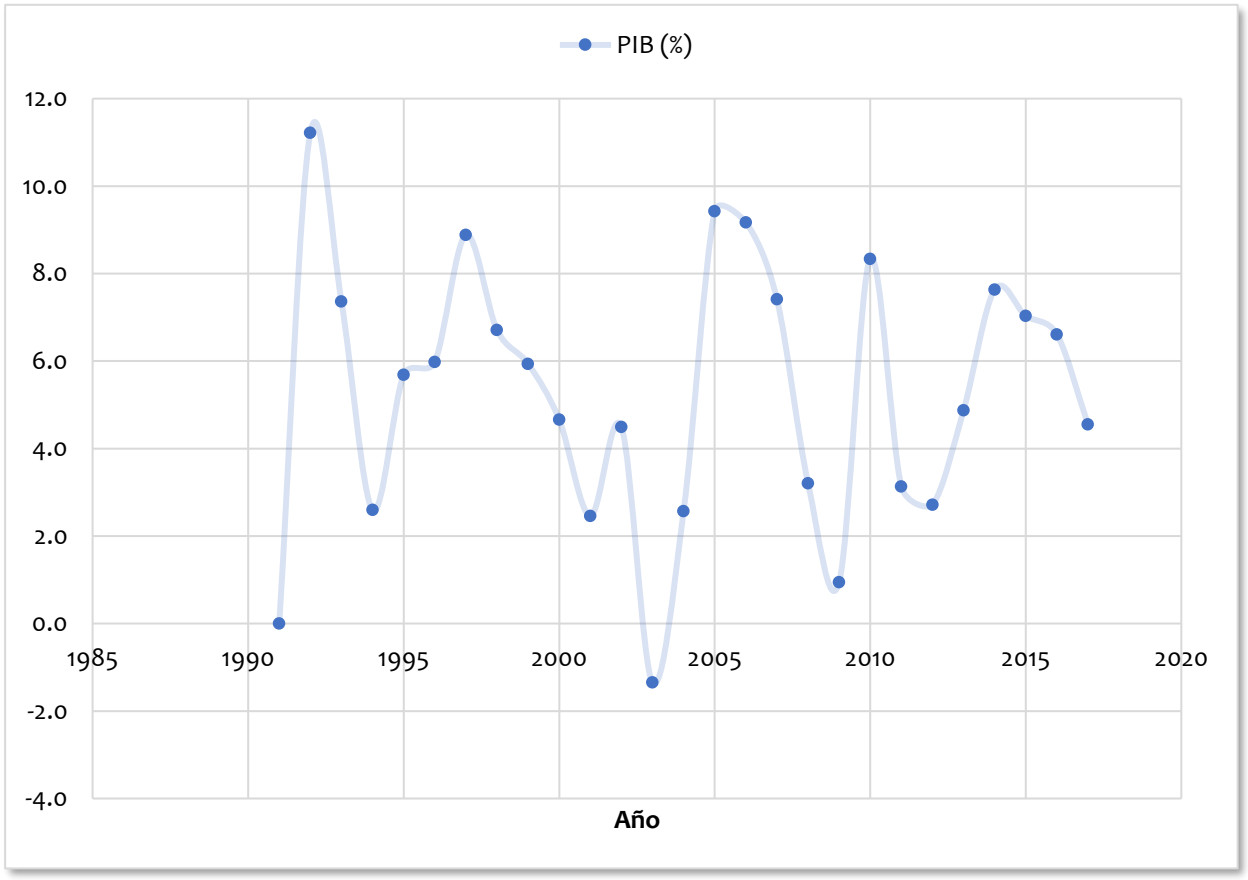


Tabla 37. Evolución Producto Interno Bruto

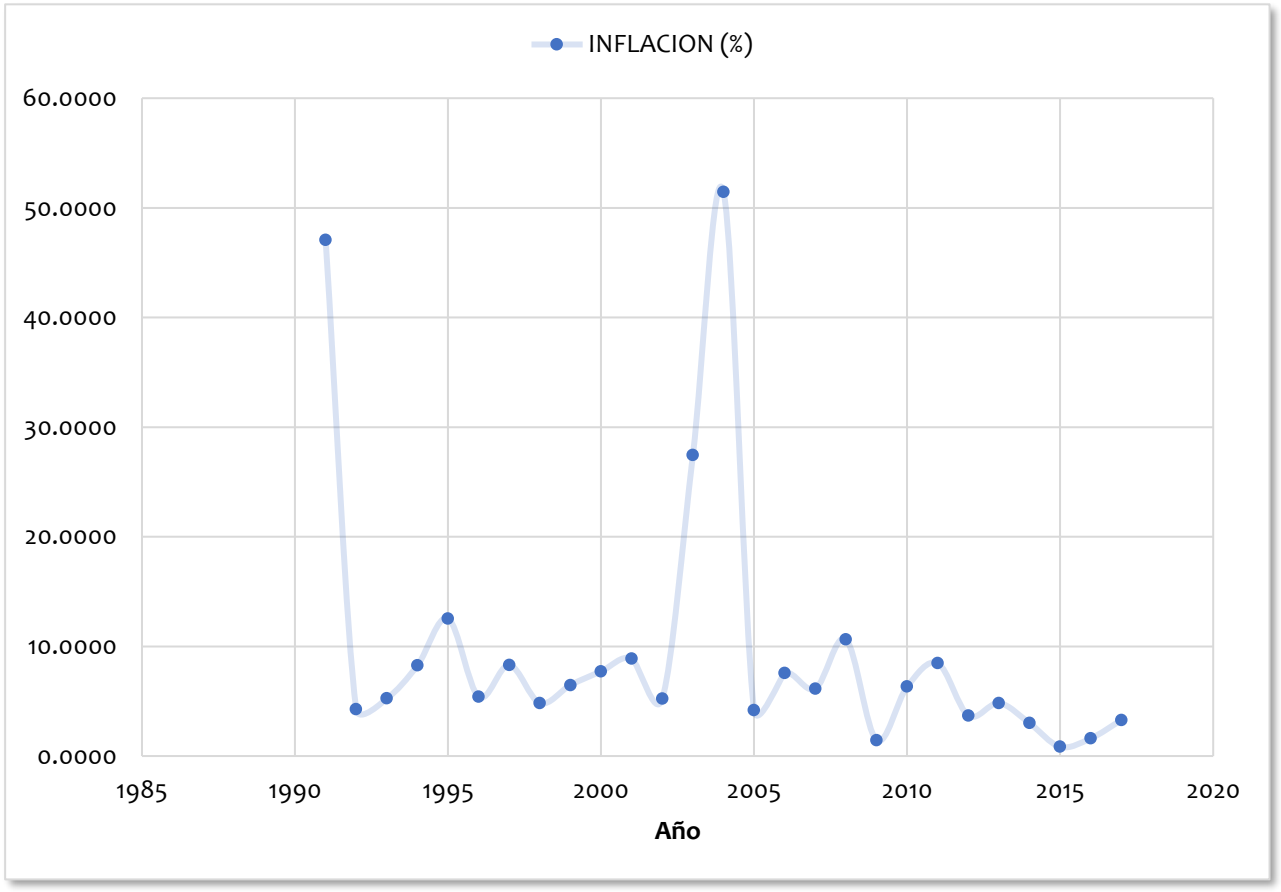
AÑO	PIB (%)
1991	-
1992	11.2209
1993	7.3645
1994	2.6004
1995	5.6854
1996	5.9778
1997	8.8853
1998	6.7145
1999	5.9400
2000	4.6618
2001	2.4595
2002	4.4951
2003	-1.3457
2004	2.5701
2005	9.4282
2006	9.1744
2007	7.4160
2008	3.2095
2009	0.9462
2010	8.3397
2011	3.1334
2012	2.7174
2013	4.8752
2014	7.6360
2015	7.0334
2016	6.6122
2017	4.5518

Fuente: Banco Central de la República Dominicana

5.3.4 Tasa de Inflación

La evolución de la tasa promedio anual de inflación del período 1991-2017 se muestra la Tabla 38. Evolución Tasa de Inflación. Se destacan los bajos niveles alcanzados a partir del año 2012 hasta el 2017.

Ilustración 21. Evolución Tasa de Inflación



Fuente: Banco Central de la República Dominicana

Tabla 38. Evolución Tasa de Inflación

AÑO	INFLACION (%)
1991	47.0800
1992	4.2600
1993	5.2500
1994	8.2600
1995	12.5400
1996	5.4000
1997	8.3000
1998	4.8300
1999	6.4700
2000	7.7200
2001	8.8800
2002	5.2200
2003	27.4500
2004	51.4600
2005	4.1900
2006	7.5700
2007	6.1400
2008	10.6400
2009	1.4400
2010	6.3300
2011	8.4600
2012	3.6900
2013	4.8300
2014	3.0000
2015	0.8400
2016	1.6100
2017	3.2800

5.3.5 Precios promedios mercado Spot

El precio medio ponderado de la tarifa eléctrica en el mercado spot en barra principal (Palamara) se muestra en la Ilustración 22.

Ilustración 22. Evolución precios promedios mercado Spot

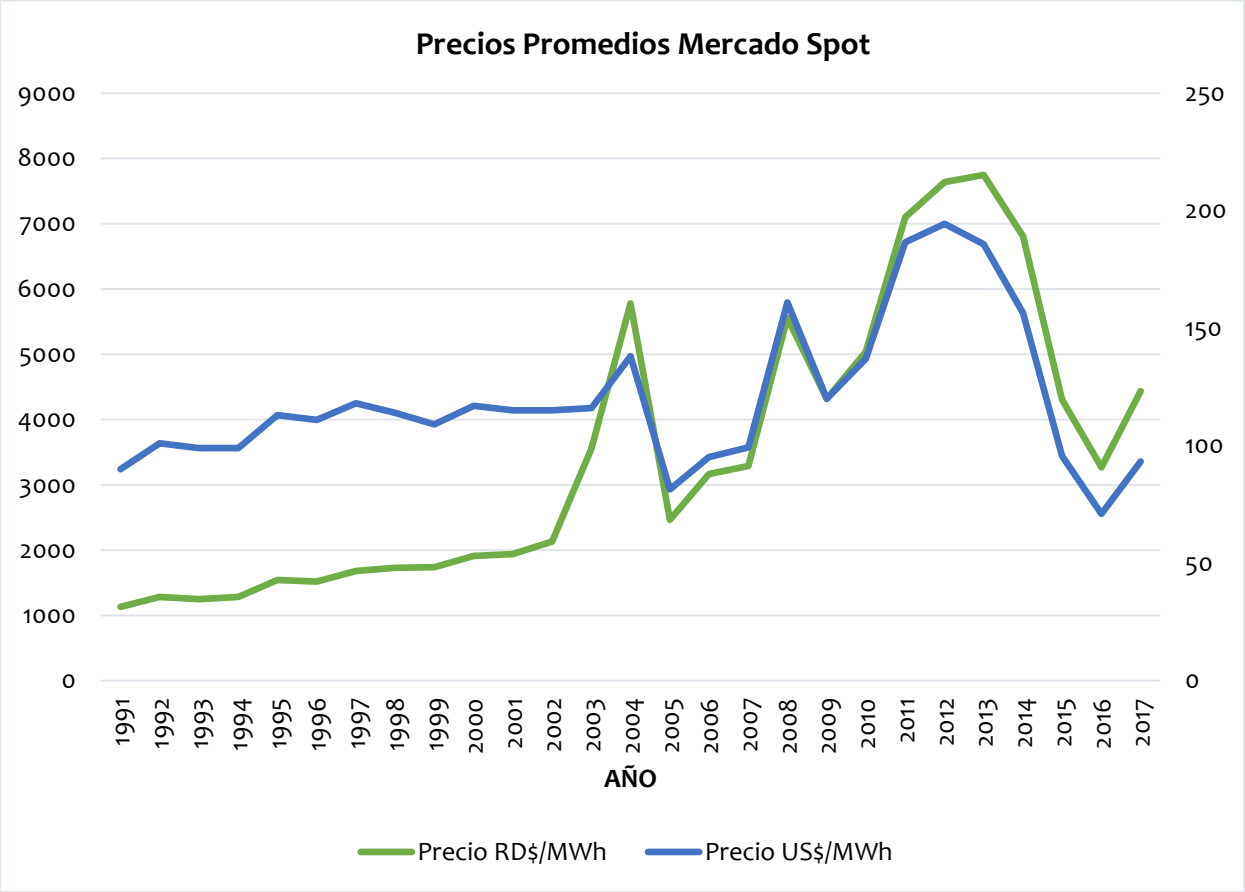


Tabla 39. Evolución precios promedios mercado Spot

AÑO	Precio RD$/MWh	Precio US$/MWh
1991	1130.0000	90.0000
1992	1280.0000	101.0000
1993	1250.0000	99.0000
1994	1280.0000	99.0000
1995	1540.0000	113.0000
1996	1520.0000	111.0000
1997	1680.0000	118.0000
1998	1730.0000	114.0000
1999	1740.0000	109.0000
2000	1910.0000	117.0000
2001	1940.0000	115.0000
2002	2130.0000	115.0000
2003	3560.0000	116.0000
2004	5780.0000	138.0000
2005	2465.4600	81.3436
2006	3166.9000	95.1355
2007	3289.8240	99.1855
2008	5556.7780	160.9000
2009	4317.6720	120.0000
2010	5038.0000	136.9000
2011	7098.0000	186.5583
2012	7636.0000	194.4000
2013	7747.0000	185.7000
2014	6808.0000	156.5000
2015	4303.0000	95.6000
2016	3270.6400	70.9800
2017	4434.4300	93.2300

Fuente: Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)

5.4 PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE POTENCIA [ETED]

5.4.1 Análisis de Regresión

El modelo de regresión a emplear es la regresión lineal múltiple. En este caso se emplea una función lineal de dos o más variables independientes, en particular esto es útil cuando la variable observada (demanda de potencia), que se estima es función de otras variables como lo pueden ser: el PIB (producto interno bruto), el tiempo (año), la inflación, demanda del año anterior, entre otras.

Se modelará el comportamiento de la demanda con los siguientes modelos:

3.1.1.1 Modelo líneal:

$y = a_0 + a_1(x_1) + a_2(x_2) + \cdots + a_n(x_n)$

Donde:

- *y, es la variable dependiente.*
- *a_n, coeficiente de regresión*
- *x_n, variable independiente*

3.1.1.2 Modelo de potencias:

$y = a_0 \cdot (x_1)^{a_1} \cdot (x_2)^{a_2} \cdot \ldots \cdot (x_n)^{a_n}$

Para usar regresión lineal múltiple, la ecuación se transforma al aplicar logaritmos:

- $ln(y) = (a_0) + a_1 \ln(x_1) + a_2 \ln(x_2) + \cdots + a_n \ln(x_n)$

Donde:

- *y, es la variable dependiente.*
- *a_n, coeficiente de regresión*
- *x_n, variable independiente*

5.4.2 Estimación de Datos (Casos de estudio)

Para realizar el análisis de regresión se desarrollarán varios modelos en los cuales se variará lo siguiente:

- Modelo de regresión (lineal o potencia)
- Variables independientes (tiempo, demanda anterior, PIB, inflación, tarifa eléctrica)
- Cantidad de datos empleados para la regresión. (10 años, 15 años y 26 años). Los modelos de 10 años de datos no son presentados debido a su similitud con los del modelo de 15 años.

Los casos de estudios analizados son los siguientes:

i. 26 años de históricos (1992 - 2017)

a) Modelo lineal

1.a.1 $D_i = a_0 + a_1(t_i)$

1.a.2 $D_i = a_0 + a_1(t_i) + a_2(D_{i-1})$

1.a.3 $D_i = a_0 + a_1(t_i) + a_2(PIB)$

1.a.4 $D_i = a_0 + a_1(t_i) + a_2(D_{i-1}) + a_3(PIB)$

1.a.5 $D_i = a_0 + a_1(t_i) + a_2(D_{i-1}) + a_3(PIB) + a_4(INF)$

b) Modelo potencia

1.b.1 $ln(D_i) = (a_0) + a_1 \cdot ln(t_i)$

1.b.2 $ln(D_i) = (a_0) + a_1 \cdot ln(t_i) + a_2 \cdot ln(D_{t-1})$

1.b.3 $ln(D_i) = (a_0) + a_1 \cdot ln(t_i) + a_2 \cdot ln(PIB)$

1.b.4 $ln(D_i) = (a_0) + a_1 \cdot ln(t_i) + a_2 \cdot ln(D_{i-1}) + a_3 \cdot ln(PIB)$

1.b.5 $ln(D_i) = (a_0) + a_1 \cdot ln(t_i) + a_2 \cdot ln(D_{i-1}) + a_3 \cdot ln(PIB) + a_4 \cdot ln(INF)$

ii. 15 años de históricos (2003 - 2017)

a) Modelo lineal

2.a.1 $D_i = a_0 + a_1(t_i)$

2.a.2 $D_i = a_0 + a_1(t_i) + a_2(D_{i-1})$

2.a.3 $D_i = a_0 + a_1(t_i) + a_2(PIB)$

2.a.4 $D_i = a_0 + a_1(t_i) + a_2(D_{i-1}) + a_3(PIB)$

2.a.5 $D_i = a_0 + a_1(t_i) + a_2(D_{i-1}) + a_3(PIB) + a_4(INF)$

b) Modelo potencia

2.b.1 $ln(D_i) = (a_0) + a_1 \cdot ln(t_i)$

2.b.2 $ln(D_i) = (a_0) + a_1 \cdot ln(t_i) + a_2 \cdot ln(D_{t-1})$

2.b.3 $ln(D_i) = (a_0) + a_1 \cdot ln(t_i) + a_2 \cdot ln(PIB)$

2.b.4 $ln(D_i) = (a_0) + a_1 \cdot ln(t_i) + a_2 \cdot ln(D_{i-1}) + a_3 \cdot ln(PIB)$

2.b.5 $ln(D_i) = (a_0) + a_1 \cdot ln(t_i) + a_2 \cdot ln(D_{i-1}) + a_3 \cdot ln(PIB) + a_4 \cdot ln(INF)$

Donde:

- D_i es la Demanda pronosticada en MW.
- t_i es el tiempo en años.
- PIB es el valor del crecimiento producto interno bruto en porcentaje.
- INF es el valor de la inflación en porciento.
- a_n coeficiente de regresión

5.4.3 Resultados del Pronóstico

El modelo a emplear es aquel que con el cual mejor ajuste a los datos se obtuvo, este indicador es dado por el coeficiente de correlación R^2. Además, se considera que la tasa de crecimiento promedio de las proyecciones esté acorde con la de los históricos. Finalmente se seleccionó el modelo correspondiente a la regresión lineal múltiple de potencia en los cuales se toman 26 años de históricos y tres variables independientes para modelar la demanda, las cuales son: tiempo, demanda anterior y producto interno bruto.

- **26 AÑOS DE HISTORICOS (1992-2017)**

	Modelo	
Variables independientes	**Lineal**	**Potencia**
Tiempo		**X**
Demanda anterior		**X**
PIB		**X**
Inflación		
Precios		

Modelo potencia

$$\boldsymbol{ln(D_i) = (a_0) + a_1 \cdot ln(t_i) + a_2 \cdot ln(D_{i-1}) + a_3 \cdot ln(PIB)}$$

Coeficientes de regresión:

- $a_0 = -86.5236$
- $a_1 = 11.6328$
- $a_2 = 0.7469$
- $a_3 = 0.0008$

Coeficiente de correlación:

$R^2 = 0.8893$

Tasa promedio de crecimiento de la demanda proyectada:

$\Delta\%_D = 2.22\ \%$

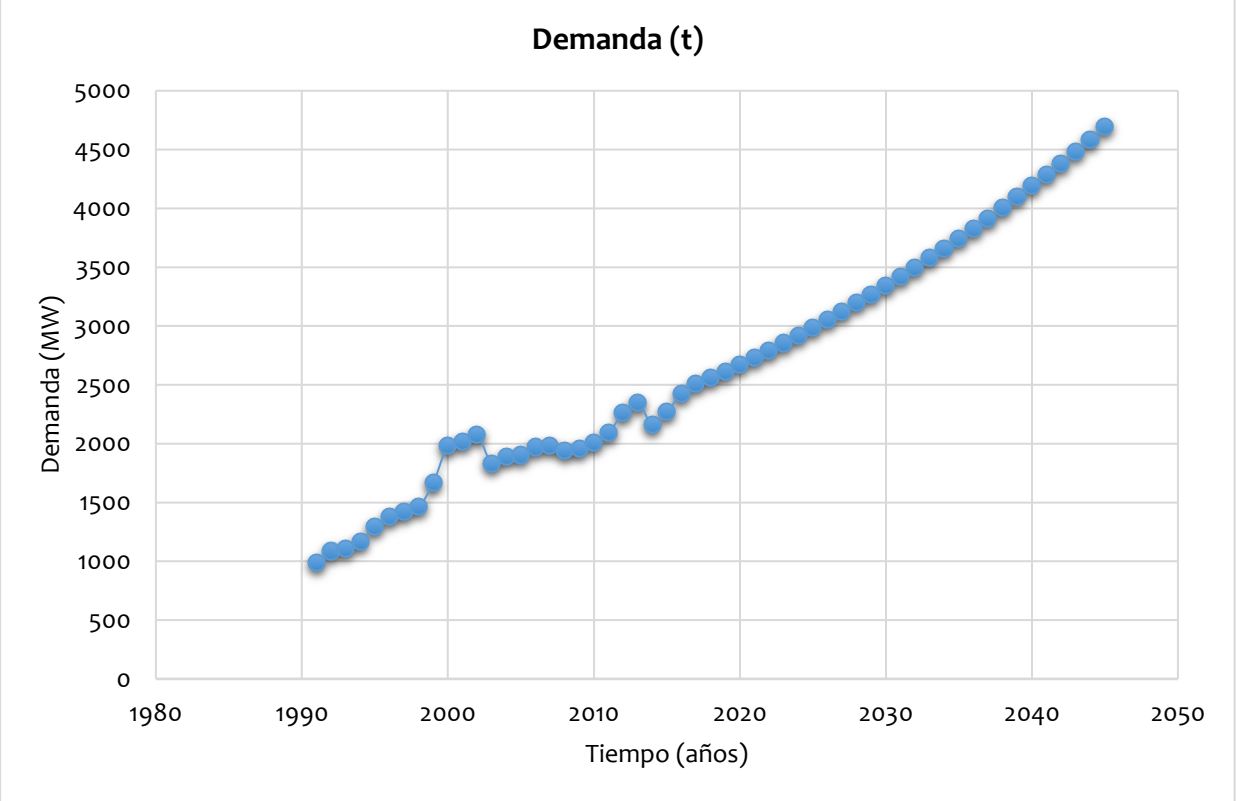


Tabla 40. Resultados del pronóstico de demanda años 2018 al 2045.

AÑO	Modelo potencia - DEMANDA (MW)
2018	2560.81
2019	2615.44
2020	2672.34
2021	2731.33
2022	2792.26
2023	2855.03
2024	2919.57
2025	2985.83
2026	3053.78
2027	3123.42
2028	3194.75
2029	3267.77
2030	3342.50
2031	3418.96
2032	3497.18
2033	3577.18
2034	3658.99
2035	3742.66
2036	3828.21
2037	3915.68
2038	4005.12
2039	4096.56
2040	4190.05
2041	4285.62
2042	4383.34
2043	4483.23
2044	4585.35
2045	4689.75

5.5 EFICIENCIA ENERGÉTICA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Dados los variados usos de la energía en los distintos sectores que definen la evolución y desarrollo económico y social de un país, es posible afirmar que el sector energético juega un rol relevante y decisivo.

La República Dominicana es un país altamente dependiente de recursos energéticos provenientes de combustibles fósiles (petróleo y sus derivados), los cuales importa en las cantidades necesitadas en el país.

Con miras a reducir dicha dependencia se han estado elaborando e implementado políticas energéticas con aplicación a los distintos subsectores energéticos, a través Plan Energético Nacional. Algunos de los objetivos fundamentales giran en torno a promover una cultura de uso racional de la energía, así como reducción de las emisiones de gases contaminantes al medioambiente, mediante el incentivo a la explotación de los recursos renovables disponibles en distintas escalas, incluyendo la escala de generación distribuida.

Estas dos líneas de acción "Eficiencia energética" y "Generación distribuida" tienen su repercusión sobre el subsector eléctrico y específicamente sobre la evolución de demanda de energía y potencia eléctrica. A los fines de recrear el avance con que actualmente se cuenta en dicha materia, se incluyen en este apartado datos sobre la información disponible.

5.5.1 Eficiencia energética

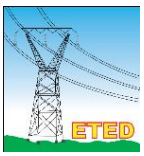
En el "Plan Energético Nacional 2010 – 2025" realizado por la Comisión Nacional de Energía, en su capítulo titulado "Incrementar la eficiencia energética y el uso racional de energía", se argumenta lo siguiente en este:

Los lineamientos estratégicos para establecer un programa de URE (uso racional de energía) deben diferenciar los objetivos a largo y mediano plazo de las metas a dos años. El PEN identifica las acciones a tomar y los instrumentos para alcanzar los objetivos específicos de cada tarea y hace una programación donde se indiquen cuándo y cómo se deben tomar cada una de dichas acciones.

Basado en la identificación de los principales problemas, se formula un conjunto de programas, políticas, acciones, tareas, incentivos e instrumentos orientados a implementar un programa de URE, para todos los sectores económicos.

Sector Residencial

- *Iluminación. Cambiar dos lámparas incandescentes a compactas fluorescentes en cada uno de los más de dos millones de hogares dominicanos puede resultar en ahorros anuales de energía eléctrica por más de 130 GWh y de 85,669 Toneladas de CO2 por año.*
- *Aire acondicionado. Se puede considerar que en el sector residencial se tiene un potencial que puede llegar al 50% del consumo actual. Sin embargo, una estimación conservadora y realista sería ubicar el potencial de ahorro de energía en el 20% del consumo por aire acondicionado, es decir, en cerca de 500 GWh por año y de más de 320,000 Toneladas de CO2 evitadas al año.*
- *Conservación de alimentos. Se considera la sustitución de 300 mil refrigeradores de 15 ft3 con diez años de antigüedad por uno nuevo del mismo tamaño, con un ahorro anual de 600 kWh por refrigerador, se lograría un ahorro de 180 GWh y 118,619 Toneladas de CO2 por año.*
- *Calentamiento solar de agua. Se considera como potencial de mercado a los hogares que están en los niveles más altos de ingresos, los cuales representan cerca de 190 mil hogares. Este consumo representa 5.5 KTep por año (13.3% del total de energía para calentamiento de agua del sector residencial) y puede ser sustituido con cerca de 70,000 m2 de calentadores solares. Lo que significaría dejar de emitir 45,931 Toneladas de CO2 al año.*
- *Sustitución de la leña por GLP. Suponiendo que para todas las 770,000 viviendas que utilizan leña para cocción sustituyeran este energético por GLP, su consumo en términos energéticos se reduciría a una cuarta parte pero el consumo de GLP aumentaría. De manera acumulada, esto representaría una reducción del consumo energético de leña en el equivalente a 386 KTep por año. De la misma manera, esta sustitución representaría un aumento de 105 KTep por año en el consumo de GLP. Y significaría una disminución en emisiones de CO2 de más de 1.200,000 Toneladas de CO2 por año.*



Sector hoteles, restaurantes, comercios, servicios y público

- *Iluminación. El recambio completo de la tecnología T12 4x40 W con balastro electromagnético a T8 3x32 W con balastro electrónico y pantalla reflectiva en todos los edificios en RD (suponiendo 180 mil luminarias) representaría un ahorro aproximado de 80 GWh y de 92,000 Toneladas de CO2 por año.*
- *Aire acondicionado. De acuerdo al estudio de NRECA, se tiene un potencial de ahorro de energía de 6.8% en sistemas de aire acondicionado. Extrapolado al consumo total de este sector el potencial es de cerca de 90 GWh y de 59,000 Toneladas de CO2 al año.*
- *Calentamiento solar de agua. Sólo el 69% del consumo de energía para calentamiento de agua del sector comercios, servicios y público es rentable sustituir con energía solar, lo cual da un valor de 19.1 KTep por año, lo cual equivale a un potencial total de 270 mil metros cuadrados. En términos ambientales significaría evitar 59,233 Toneladas de CO2 por año.*

Sector industrial

- *Autoabastecimiento actual con cogeneración. Eliminando al sector de químicos y plásticos (que ya cogenera) se considera que la mejora de eficiencia en el uso de energía primaria por la cogeneración de un 30% a un 70%. Como resultado, se lograría un ahorro cercano a los 220 kTep por año, lo que representaría cerca del 22% de su consumo total actual. Esto en emisiones de CO2 representa dejar de emitir 1,685,799 Toneladas de CO2 por año.*
- *Motores Eléctricos. De acuerdo a varios estudios en sectores industriales y extrapolando al sector industrial de República Dominicana, se tiene un potencial de ahorro de energía de un poco más de 211 GWh (18 kTep) y 139 Toneladas de CO2 por año, por el recambio completo de motores.*

Sector transporte

- *Las medidas para el transporte*

Medida	Descripción	Impacto	KTEP/año	Ton de CO_2
Mejora en el rendimiento de combustibles de vehículos particulares	Sustitución del 20% de los vehículos más ineficientes por vehículos con una mejora de rendimiento de combustible de 30%	Ahorro de **9.4** millones de galones de combustible por año	**26.94**	**59,872**
Mejora en el rendimiento de combustibles de conchos	Obligación de renovación del parque de conchos por vehículos de modelo más reciente (mejora en rendimiento promedio de 100%)	Ahorro de **17.0** millones de galones de combustible por año	**48.72**	**67,809**
Introducción de vehículos híbridos	Sustitución del 10% del parque actual de automóviles privados por vehículos híbridos	Ahorro de **12.0** millones de galones de combustible por año	**34.4**	**94,230**
Sustitución de movilidad en automóvil privado por autobús o subway	20% de los viajes que se realizan en automóvil particular se realizan en autobús o subway	Ahorro de **22.4** millones de galones de combustible por año	**66.0**	**267,840**
Sustitución de conchos por autobús de mayor eficiencia	Sustitución del 100% de los conchos por autobuses con mejora de 20% en eficiencia	Ahorro de **30.0** millones de galones de combustible por año	**85.98**	**164,485**

Medidas consideradas y ahorros estimados para el sector transporte

Instrumentos de política para implantar los programas ure

- *Precios de los energéticos que reflejen sus costos económicos reales. Esta es la medida más clara de política para promover la eficiencia energética.*
- *Conversión obligatoria de equipos y sistemas para maximizar su eficiencia energética. Las normas de eficiencia energética han demostrado ser un instrumento de política pública con gran eficiencia económica desde la perspectiva del usuario de energía y de la sociedad en general.*
- *Apoyar el desarrollo de capacidad para que los usuarios puedan identificar y aprovechar las oportunidades económicas. Los usuarios de energía, aun cuando tengan oportunidades de ahorro de energía que les son económicas, no toman la decisión de aprovechar estas oportunidades por no tener la información ni los elementos para conocerlas y evaluarlas. Para eliminar este obstáculo, la política pública puede manejar tres niveles de instrumentos:*
- *Desarrollo de mercados de productos y servicios asociados a la eficiencia energética. Muchos de los productos y servicios que están asociados a la eficiencia energética no tienen mercados lo*

suficientemente amplios como para aprovechar economías de escala, lo que los encarece y, por lo tanto, limita el que sean adoptados en función de decisiones de eficiencia económica por parte de los usuarios de energía.

- *Internalización de externalidades positivas a través de normas ambientales. El ahorro de energía tiene entre sus beneficios el de atenuar los impactos ambientales de la producción, transporte y consumo final de la energía.*

Instrumentos regulatorios

- *Medidas tecnológicas aplicables a los vehículos. Es necesaria la intervención del gobierno a través de regulaciones o instrumentos económicos para acelerar el cambio de los vehículos viejos por aquellos con tecnología más avanzada. Una medida de gran impacto es la prohibición de importar vehículos usados.*
- *Normas y/o estándares de emisiones y de rendimiento de combustible. Estos son instrumentos, generalmente de alcance nacional, que se establecen para cumplimiento de quienes fabrican los vehículos y se aplican independientemente del origen de los mismos. Los estándares determinan valores límite y especifican los métodos de prueba, los cuales son verificados y certificados por un conjunto de instituciones ad-hoc.*
- *Límites de velocidad. Los límites de velocidad se determinan en función de varias consideraciones de interés público, que incluyen la seguridad y la eficiencia energética.*
- *Planeación de uso de suelo y de infraestructura transporte. Uno de los problemas más serios en las ciudades es la congestión, la cual tiene muchos impactos negativos, entre los que resaltan una menor eficiencia en la operación de los vehículos y una creciente contaminación. La planeación y regulación del uso del suelo y las decisiones sobre las inversiones en infraestructura para el movimiento de personas y mercancías (ampliación de vialidades, trenes metropolitanos, puentes, etc.) recaen principalmente en las autoridades propias de ciudades o de estados o provincias. Este tipo de instrumentos permiten que se racionalice la localización y el movimiento de personas y mercancías en zonas urbanas en crecimiento y con visión de largo plazo, pero requieren de gran solidez de las instituciones públicas responsables.*

5.5.2 Generación distribuida

En el año 2007 se promulga en la República Dominicana la ley 57-07 Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales, un año más tarde se crea su reglamento de aplicación.

En el inicio del segundo semestre del año 2012, se emitió el reglamento de interconexión de Generación Distribuida, el objetivo del mismo fue definir y establecer los lineamientos que regulen el acceso de estos recursos energéticos a las redes de distribución. El Programa de Medición Neta es un servicio provisto por el distribuidor a los clientes con sistemas de generación propia que utilicen fuentes renovables de energía interconectadas a sus redes de distribución (baja y media tensión). Fruto de estas legislaciones, en la actualidad se cuenta con una capacidad instalada de 85.5 MWp dentro del programa de medición neta (3,359 clientes de las empresas distribuidoras), así como 10 MWp fuera de dicho programa.

IRENA en el año 2018, en el informe "High Resolution Energy Production Profiles For Solar And Wind Technologies" evaluó dos centros de población, la ciudad de Santiago y el área urbana más grande de Santo Domingo (incluyendo Bajos Haina) para la generación de energía solar fotovoltaica distribuida en el techo (DGPV).

Para Santiago, el área fue delineada y provista a (contorno rojo en la Figura 6). El área urbana final se ajustó para incluir solo el terreno clasificado como desarrollo urbano dentro del área urbana original delíneada por IRENA (contorno negro). Del mismo modo, también se proporcionó el área urbana de Santo Domingo (contorno rojo en la Figura 7). AWST trabajó con IRENA para determinar el área final para modelar la DGPV de Santo Domingo, que incluía terrenos que podrían desarrollarse en el futuro, así como también el área de Bajos Haina. Por lo tanto, el área urbana mayor, Santo Domingo, modelada para DGPV, incluyó algunos terrenos actualmente clasificados como bosques o matorrales / arbustos.

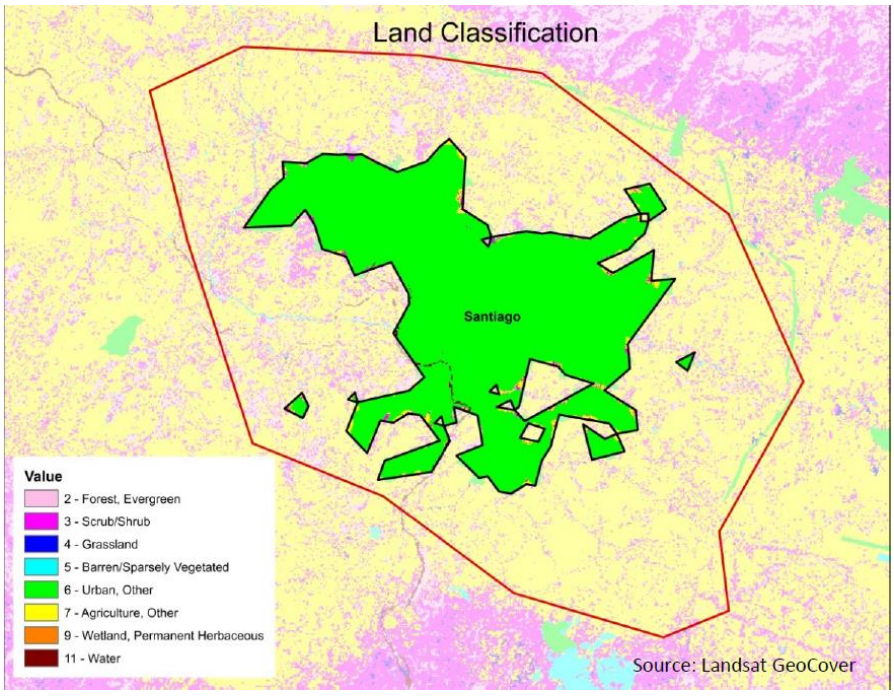


Figura 6. Área urbana de Santiago para modelado DGPV .

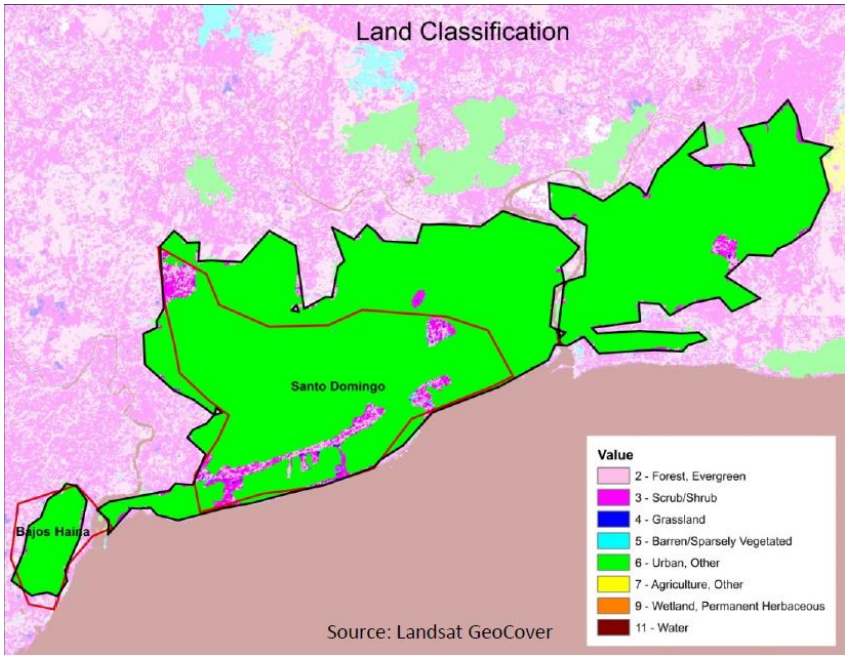


Figura 7. Área urbana de Santo Domingo para modelado de DGPV (dentro de un contorno negro).

DGPV Area of Interest	Total Area (km^2)	Total Capacity (MW_{AC})	Residential Capacity (MW_{AC})	Commercial Capacity (MW_{AC})	Overall Energy Density for Area of Interest (MW_{AC}/km^2)
Santiago	41.3	197	122	76	4.8
Santo Domingo and Greater Metro Area	128.4	572	353	219	4.5

Capacidad (MWAC) por Área Urbana e Intensidad de Desarrollo

5.6 RESUMEN PROYECCION DE DEMANDA

En la Tabla 41, se presenta en forma resumida los resultados de los pronósticos de la demanda realizada por la ETED, CNE y Empresas distribuidoras. La demanda pronosticada por las empresas distribuidoras es la suma de las demandas picos de cada una de estas, las cuales no son coincidentes con la demanda pico del SENI.

Considerando que las demandas de las empresas de distribución no son coincidentes, la suma de todas nos arroja un falso pico y tiende a superar las demás proyecciones, para fines de cálculos de flujo de potencia y estabilidad tomaremos la proyección de la CNE, además tomaremos las curvas que definen el comportamiento de la potencia real y potencia reactiva para cada subestación de forma independiente, así estaremos proyectando la demanda calculada por la CNE y el comportamiento de la potencia diaria[6].

Hacemos notar que las proyecciones calculadas por la ETED tienen un comportamiento tendencial, mientras que las proyecciones de la CNE incluyen escenarios alternativos.

[6] Tomada de la medición comercial

Tabla 41. Resumen de proyección de la demanda realizada por las instituciones: ETED, CNE y Empresas distribuidas.

RESUMEN DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA						
	ETED		CNE		DISTRIBUIDORAS	
Año	P (MW)	Crecimiento Promedio (%)	P (MW)	Crecimiento Promedio (%)	P (MW)	Crecimiento Promedio (%)
2020	2,866.85	1.4%	2,972.74	2.2%	2,830.43	4.1%
2021	2,915.53	1.7%	3,037.04	2.2%	2,945.55	4.1%
2022	2,971.79	1.9%	3,122.61	2.8%	3,066.82	4.1%
2023	3,034.18	2.1%	3,258.49	4.4%	3,192.48	4.1%
2024	3,101.66	2.2%	3,397.90	4.3%	3,324.84	4.1%
2025	3,173.44	2.3%	**3,537.18**	4.1%	3,462.06	4.1%
2026	3,248.99	2.3%	3,688.29	4.3%	3,606.56	4.2%
2027	3,327.90	2.4%	3,842.72	4.2%	3,756.44	4.2%
2028	3,409.90	2.4%	4,000.53	4.1%	3,914.25	4.2%
2029	3,494.77	2.4%	4,228.00	5.7%	4,078.00	4.2%
2030	3,582.40	2.4%	**4,410.96**	4.3%	4,250.39	4.2%
2031	3,672.68	2.5%	4,610.15	4.5%	4,429.21	4.2%
2032	3,765.58	2.5%	4,818.34	4.5%	4,617.28	4.2%
2033	3,861.07	2.5%	5,035.93	4.5%	4,812.45	4.2%
2034	3,959.15	2.5%	5,263.34	4.5%	5,017.69	4.3%
2035	4,059.83	2.5%	**5,501.02**	4.5%	5,230.75	4.2%
2036	4,160.51	2.5%	5,749.44	4.5%	5,452.44	4.2%
2037	4,263.68	2.5%	6,009.07	4.5%	5,683.86	4.2%
2038	4,369.42	2.5%	6,280.43	4.5%	5,925.09	4.2%
2039	4,477.78	2.5%	6,564.05	4.5%	6,176.76	4.2%
2040	4,588.82	2.5%	**6,860.47**	4.5%	6,438.91	4.2%

6 PLAN DE EXPANSION DE LA DISTRIBUCION

6.1 Plan indicativo de expansión EDESUR (subestaciones)

Según el "Plan de expansión 2020 – 2030" presentado por EDESUR, en la siguiente tabla se presentan las necesidades de potencia adicional para un horizonte de 16 años (hasta el 2035).

Tabla 42. EDESUR. Necesidades de potencia en nuevas subestaciones.

SUBESTACIONES EDESUR	ZONA	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION MVA	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	AÑO
VALLEJUELO	SUR	14	69	2020
ARROYO MANZANO	CENTRAL	80	138	2022
ENGOMBE MANOGUAYABO	CENTRAL	100	138	2022
LECHERIA	CENTRAL	100	138	2022
PEDERNALES 138 KV	SUR	30	138	2022
PIEDRA BLANCA	CENTRAL	100	138	2022
VILLA ALTAGRACIA 138 KV	SUR	30	138	2022
FUNDACION	SUR	30	69	2022
INAPA NIGUA	SUR	14	69	2022
JIMANI	SUR	30	69	2022
QUITA CORAZA	SUR	9	69	2022
AEROPUERTO HERRERA	CENTRAL	60	138	2026
ANACAONA	CENTRAL	60	138	2026
CRISTO REY	CENTRAL	60	138	2026
EVARISTO MORALES	CENTRAL	100	138	2026
PABLO MELLA	CENTRAL	60	138	2026
LAS CHARCAS	SUR	14	69	2026
SABANA LARGA	SUR	40	69	2026
LOS ALCARRIZOS	CENTRAL	80	138	2031

En la Tabla 43, se muestran los requerimientos de Edesur, estos consisten en la puesta en servicio de diez (19) subestaciones en el período 2020-2035, doce (12) de estas a 138 kV y siete (7) a 69 kV. Diez (10) de estas subestaciones están ubicadas en la zona Central y otras nueve (9) en la zona Sur.

6.2 Plan indicativo de expansión EDENORTE (Subestaciones)

Tabla 43. Plan indicativo de expansión EDENORTE (Subestaciones)

SUBESTACIONES EDENORTE	ZONA	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION MVA	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	AÑO
LA VEGA II	NORTE CENTRAL	28	138	2023
SOSUA	NORTE PPLATA	26	69	2023
MANZANILLO	NOROESTE	40	138	2025
LA PENDA	SANTIAGO	20	69	2025
PIEDRA BLANCA	NORTE CENTRAL	20	69	2025
CIUDAD JUAN BOSCH	SANTIAGO	28	69	2026
SABANETA DE YASICA	NORTE PPLATA	28	138	2026
SAN FRANCISCO NUEVA	NORTE CENTRAL	40	138	2027

Los requerimientos de Edenorte consisten en la puesta en servicio de ocho (8) subestaciones en el período 2020-2030. Cuatro (4) de estas a ser conectadas al sistema 138 kV y cuatro (4) al sistema 69 kV. Edenorte no ha definido inicialmente fechas de la puesta en servicio de estas subestaciones sino una asignación de prioridades para la puesta en servicio de estas subestaciones.

6.3 Plan indicativo de expansión EDEESTE (Subestaciones)

Según el Informe "Resumen Plan Expansión de Distribución EDEESTE 2020-2024 septiembre [2019]":

> Luego de realizar cada proyección de la demanda por zona y por transformadores y como consecuencia aplicándole los criterios de planificación, surge el plan de obras resultante, el mismo viene a ser el Plan de Expansión de Distribución EDEESTE con un horizonte de 2020-2024.
>
> Estas obras garantizan el suministro eléctrico sin sufrir déficit de potencia en el período de estudio, sin embargo, este plan no incluye el estudio de respaldo para todas las subestaciones, solo se incluyeron las obras necesarias para los respaldos de CNP8 y la futura VCON, además de CAPO con TIM2.

En las informaciones proporcionadas en este informe no se muestran datos cuantitativos de capacidades los transformadores (MW), solo flujos de efectivo para cada elemento.

Tabla 44. Nuevas Subestaciones. Resumen Plan Expansión de Distribución. Resumen Plan Expansión de Distribución EDEESTE 2020-2024 septiembre [2019]

Nuevas Subestaciones	Tensión	Inversiones en US$					
	kV	2020	2021	2022	2023	2024	Total
RESTAURADORES 138 kV	138/12.47	1,750,000	2,281,950	2,281,950	1,240,700		7,554,600
VILLA CONSUELO 138 kV	138/12.47	1,100,000	1,283,200	1,674,450	1,674,450		5,732,100
MENDOZA 138 kV	138/12.47	1,898,700	2,389,950	1,591,008			5,879,658
CUMAYASA 138 kV	138/12.47			2,249,100	1,540,350	1,540,350	5,329,800
NUEVA MICHES 69 kV	69/34.5/12.47	1,156,250	2,250,450	2,250,450			5,657,150
BAYAHIBE 69 kV	69/12.47		1,159,650	855,900			2,015,550
UVERO ALTO (MACAO) 138 kV	138/34.5/12.47	1,100,000	2,819,275	2,310,525	1,410,525		7,640,325
LA NUEVA VICTORIA	69/12.47	960,247					960,247
SIERRA PRIETA	69/12.47	1,258,750					1,258,750
LA CUABA	69/12.48	1,218,750					1,218,750
NUEVA VILLA MELLA 138 KV	138/12.47	1,750,000	2,281,950	2,281,950	1,240,700		7,554,600
NUEVA S/E LA CALETA 69 kV	69/12.47	2,052,290					2,052,290
TOTAL		14,244,987	14,466,425	15,495,333	7,106,725	1,540,350	52,853,820

Tabla 45. Repotenciaciones. Resumen Plan Expansión de Distribución. Resumen Plan Expansión de Distribución EDEESTE 2020-2024 septiembre [2019]

Repotenciaciones	Tensión	Inversiones en US$					
	kV	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Sustitución TR-5 MVA por TR-14 MVA S/E El Seibo 138 kV	34.5/12.47	420,000					420,000
Repotenciación S/E Villa Duarte 138 kV	138/12.47		1,211,500	1,211,500			2,423,000
Repotenciación S/E KM24 69 kV	69/12.47	1,183,750	1,781,625				2,965,375
Repotenciación S/E VILLA CONSUELO 138 kV, para respaldo	138/12.47				1,211,500	1,211,500	2,423,000
Repotenciación S/E TIMBEQUE II 138 kV, para respaldo	138/12.47	530,000					530,000
Repotenciación S/ELA CATALINA 69 kV, 16-20 MVA	69/12.46	937,500					937,500
Repotenciación S/E SABANA PERDIDA 69 kV, 28-40 MVA	69/12.47						-
TOTAL		3,071,250	2,993,125	1,211,500	1,211,500	1,211,500	9,698,875

Los proyectos requeridos por Edeeste consisten en la puesta en servicio de once (11) subestaciones en el período 2020-2030, seis (6) de estas a ser conectadas a 138 kV y cinco (5) a 69 kV. Siete (7) de estas subestaciones están ubicadas en la zona Central y cuatro en la zona Este.

Tabla 46. Nuevas S.E. EDEESTE. Resumen Plan Expansión de Distribución. Resumen Plan Expansión de Distribución

SUBESTACIONES EDEESTE	ZONA	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION MVA	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	AÑO
BAYAHIBE	ESTE	10	69	2022
CUMAYASA	ESTE	14	69	2024
VILLA CONSUELO	CENTRAL	100	138	2025
MENDOZA	CENTRAL	100	138	2025
RESTAURADORES	CENTRAL	100	138	2025
MICHES	ESTE	28	138	2025
UVERO ALTO/MACAO	ESTE	50	138	2025
SIERRA PRIETA	CENTRAL		69	2025
LA CUABA	CENTRAL		69	2025
VILLA MELLA II	CENTRAL	50	138	2025
CALETA II	CENTRAL		69	2023

6.4 Plan Indicativo de la expansión de LyFT

En la actualidad la empresa Luz y Fuerza de Las Terrenas, la cual posee la concesión para explotar el negocio de distribución de energía en Las Terrenas y Las Galeras[7] mostró ante la ETED, el interés de desarrollar una subestación en Las Galeras, se solicitaron informaciones para ser considerados en los planes indicativos de la ETED, a la fecha de elaboración de este plan no se recibieron las informaciones.

[7] https://luzyfuerza.com.do/perfil-corporativo/

7 PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION

7.1 PROYECTOS DEL PLAN 2013 – 2020

7.1.1 Proyectos en Ejecución

A continuación, se presenta un resumen de los proyectos a desarrollar según lo definido en el plan de trabajo e inversiones en el mediano plazo. Estos proyectos han sido clasificados según la etapa en la que se encuentran, una de estas son los proyecto en ejecución. De forma general, se muestran los montos asociados a cada proyecto y la capacidad, en términos de longitud (km) para líneas y potencia (MVA) para subestaciones.

Tabla 47. Proyectos actuales de líneas de transmisión en proceso de ejecución.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	TIPO	TENSIÓN (kV)	COSTO (USD)	TAMAÑO (MVA/km)	FECHA FIN	AVANCE
LT-69 kV SJM-II-Vallejuelo	LT	69	1,832,512.52 $	26.27	abr.-19	100.0%
LT-138 kV Hato Mayor-El Seibo	LT	138	2,254,341.19 $	23.88	feb.-19	100.0%
LT-138 kV Puerto Plata- Playa Dorada	LT	138	3,340,156.98 $	24		28.0%
LT-138 kV Duvergé – Jimaní	LT	138	4,335,495.57 $	42	may.-20	100.0%
LT-138 kV Pról. SPM-Guerra y AES Interconexión	LT	138	3,622,355.06 $	19	sep.-19	95.0%
Construcción LT-138 kV Juancho - Pedernales.	LT	138	7,493,163.16 $	67	mar.-20	18.8%
LT-138 kV Puerto Plata-Cabarete-RSJ	LT	138	7,762,601.49 $	104.85	jul.-21	
LT 69 kV Higüey II – Higüey 69	LT	69	891,337.60 $	8	jul.-20	
TOTAL			**31,531,963.57 $**			

Tabla 48. Proyectos actuales de subestaciones en proceso de ejecución.

PROYECTO	TIPO	TENSIÓN (kV)	COSTO (USD)	TAMAÑO (MVA/km)	FECHA FIN	AVANCE
Subestación Maniobras Imbert 69 kV	SE	69	1,363,492.10 $	0	feb.-20	100.0%
Subestación 138 kV Rio San Juan y habilitación de campo 138 kV Nagua	SE	138	1,864,985.00 $	0	ago.-18	100.0%
Subestación Hato Mayor 138/69 kV	SE	138	3,859,753.57 $	140	mar.-18	100.0%
Ampliación SSEE San Pedro ll	SE	138	713,025.85 $	0	mar.-18	100.0%
Ampliación SSEE El Seíbo (Ampliación)	SE	138	626,437.66 $	0	mar.-18	100.0%
Subestación 138 kV Playa Dorada	SE	138	4,238,166.53 $	150	jun.-20	20.0%
Subestación 345/138 kV Guerra	SE	345	21,808,963.34 $	900	may.-20	95%
Subestación 138 kV Dajao y habilitación campo Hainamosa 138 kV	SE	138	4,756,637.06 $	0	may.-20	67.6%
Subestación 138 kV Villa Altagracia	SE	138	4,116,491.80 $	50	abr.-20	20.0%
Subestación Higüey ll 138 kV	SE	138	4,968,400.48 $	70	jul.-20	8.2%
Subestación 69 kV Sosúa	SE	69	1,102,816.39 $	0	ago.-19	13.5%
TOTAL			**49,419,169.78 $**			

7.1.2 Proyectos en Licitación

Se presenta un resumen de los proyectos a desarrollar según lo definido en el plan de trabajo e inversiones en el mediano plazo. Estos proyectos han sido clasificados según la etapa en la que se encuentran, una de estas son los proyecto en licitación. De forma general, se muestran los montos asociados a cada proyecto y la capacidad, en términos de longitud (km) para líneas y potencia (MVA) para subestaciones.

Tabla 49. Proyectos actuales de líneas de transmisión en proceso de licitación.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	TIPO	TENSIÓN (kV)	COSTO (USD)	TAMAÑO (MVA/km)
Reconstrucción LT-69 kV Cruce de Cabral Barahona	LT	69	$492,570.00	6
Consultoría Proyecto Soterrado, 5.12 km en galería + 4.2 km en trinchera.	LT	138	-	9.32

7.1.3 Proyectos en Planificación

A continuación, se presenta un resumen de los proyectos a desarrollar según lo definido en el plan de trabajo e inversiones en el mediano plazo. Estos proyectos han sido clasificados según la etapa en la que se encuentran, una de estas son los proyecto en planificación. De forma general, se muestran los montos asociados a cada proyecto y la capacidad, en términos de longitud (km) para líneas y potencia (MVA) para subestaciones.

Tabla 50. Proyectos actuales de líneas de transmisión en proceso de planificación.

PROYECTO	TIPO	TENSIÓN (kV)	COSTO (USD)	TAMAÑO (MVA/km)	FECHA ENTRADA
Const-Recond. LT-138 kV SE-Guerra-Hainamosa	LT	138	2,655,018.00 $	9	2021
LT-138 kV Higüey-Uvero Alto	LT	138	4,179,569.00 $	26.4	2025
LT 138 kV Canabacoa - Santiago Norte	LT	138	14,973,161.00 $	25	2025
LT-138 kV Cruce de Ocoa - Ocoa	LT	138	1,343,126.97 $	23	2025
TOTAL			**23,150,874.97 $**		

Tabla 51. Proyectos actuales de subestaciones en proceso de planificación.

PROYECTO	TIPO	TENSIÓN (kV)	COSTO (USD)	TAMAÑO (MVA/km)	FECHA ENTRADA
Subestación 138 kV Pedernales	SE	138	1,028,135.92 $	0	2022
Subestación 138 kV La Vega II	SE	138	8,057,260.09 $	140	2023
Subestación 138 kV Manzanillo	SE	138	2,056,271.85 $	0	2025
Subestación 138 kV Santiago Norte	SE	138	4,972,472.88 $	140	2025
Subestación 138 kV Villa Consuelo	SE	138	2,857,621.83 $	0	2025
TOTAL			**18,971,762.57 $**		

7.1.4 Avance en el desarrollo del Plan

De un total de 44 proyectos planificados para el STN en el periodo 2013-2020, diecinueve (19) proyectos fueron finalizados, once (11) En Construcción y quedan catorce (13) pendientes.

De los proyectos pendientes, cinco (5) son de alta prioridad, dos (2) son asociados a las empresas de distribución y seis (6) son de baja prioridad.

7.2 CRITERIOS DE SELECCION DE ALTERNATIVAS

Los criterios de identificación y selección de las alternativas que han de conformar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Eléctrica 2021-2035, además de contemplar los aspectos técnicos y económicos (relación beneficios/costos) que definirán el nivel de viabilidad de los mismos, deben incluir aspectos del tipo político y social. En primera instancia, porque como una empresa estatal, la ETED debe guiar sus acciones en consonancia con las políticas y líneas de acción definidas por el gobierno central y en segundo lugar y no menos importante, porque el sentido fundamental de esta institución es crear un valor social a través del servicio que brinda.

Dicho lo anterior, cabe resaltar que se ha implementado como metodología inicial para la selección de alternativas, el análisis PESTEL (Político, Económico, Social, Tecnológico, Medioambiental y Legal), que permite una visión amplia de los aspectos más sensibles de cada proyecto, aportando a la vez la posibilidad de crear estrategias que fortalezcan las opciones disponibles.

Dentro del marco de la metodología antes mencionada de desglosa el detalle de las variables que lo componen y que han de definir el proceso de priorización de los proyectos resultantes del plan expansión de la transmisión que en este documento se aborda.

7.2.1 Político

Como una empresa estatal, las políticas de gobierno entorno al subsector eléctrico marcan hitos en cuanto al desarrollo y evolución de las actividades de la ETED, lo mismo que las decisiones y planes de los agentes vinculados a esta, a quienes se les presta el servicio de transporte de energía eléctrica. En ese sentido, es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana definir policías internas que tracen las directrices sobre las cuales deben ser encaminadas las acciones de la institución y que permitan:

- Viabilizar el desarrollo de políticas de estado.
- Aumentar la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica en el largo plazo.

7.2.2 Económicos

Uno de los objetivos fundamentales de la planificación de un sistema eléctrico de potencia está asociada tan económico como sea posible, esto es alcanzable siempre y cuando se evalúen todas las alternativas posibles y se tomen en el tiempo en que es necesario las acciones de lugar. Desde un enfoque económico, lo propio en la elaboración del plan de expansión de la transmisión es:

- Definir las inversiones de mínimo costo para que se puedan efectuar todas las transacciones económicas entre generación y demanda sin restricciones.

Para calcular los costos de operación, se realiza para cada escenario de demanda un despacho económico, utilizando para ello una lista de mérito de acuerdo a las publicaciones del OC SENI. Asimismo, se calculan los costos fijos de mantenimiento y operación, la penalización por ENS, y las pérdidas eléctricas en MW.

El ingreso relacionado con cada alternativa es el peaje por uso de la línea de transmisión y el ingreso por el derecho de conexión.

Los ahorros se calculan como la diferencia entre los costos operativos resultantes del sistema con el desarrollo de nuevas redes de transmisión y los costos operativos del sistema actual. Estos ahorros reflejan la reducción en la energía no suministrada, reducción del sobrecosto por despacho forzado de unidades de generación, y la disminución de pérdidas.

7.2.3 Social

A medida que el sistema de transmisión de energía eléctrica se expande se crea un importante valor social puesto que un mayor número de usuarios tiene la posibilidad de interconectarse, no solo para realizar retiros, sino, para efectuar inyecciones de energía eléctrica.

Tomando en consideración el acelerado crecimiento demográfico y consecuentemente desarrollo de estructuras habitacionales en todo el territorio nacional representa hasta cierto punto una ligera limitación para la expansión de nuevas redes de transmisión, e inclusive la permanencia de algunas existentes bajo la premisa de que crear valor al ciudadano incluye garantizar la seguridad del mismo.

En ese sentido:

- Este plan de expansión contempla opciones que respeten los espacios públicos, de modo que se garantice la reducción a su mínima expresión el riesgo de pérdidas humanas por contacto con los activos de transmisión.
- Se incluyen por igual propuestas para eliminar redes por obsolescencia y/o seguridad del ciudadano.
- Proyectos que permitan el desarrollo del parque de generación eléctrica, especialmente en aquellos puntos en donde se ha identificado un alto potencia de energías renovables variables, de modo que los esfuerzos en pro de alcanzar las metas planteadas en cuanto a la cuota de ERV en la matriz de generación, sean alcanzadas.

7.2.4 Técnico

Lo ideal de un sistema eléctrico de potencia es que sea técnica y económicamente sostenible. Para que el mismo pueda ser operado de forma económica debe contar con las condiciones adecuadas para tales fines, como es el caso de un sistema de transmisión lo suficientemente robusto y confiable.

El sistema de transmisión eléctrica actual, debido básicamente al crecimiento de la demanda y relocalización de la generación se enfrenta a una serie de restricciones operativas que se presentan en la operación en tiempo real del SENI y que por ende reducen la calidad del servicio brindado por todo el subsector eléctrico, en ese sentido este plan de transmisión contempla propuestas que contribuyan a:

- Reducir la ENS, por causas atribuibles a ETED.
- Eliminar restricciones existentes, si aplica.
- Aumentar la calidad de suministro.
- Aumentar la confiabilidad del sistema.

A demás se plantean:

- Proyectos de transmisión asociados a proyectos de las empresas de distribución.
- Proyectos de transmisión asociados a proyectos de las empresas de generación.

Las líneas de transmisión deben cumplir con el criterio de máximo nivel de carga permisible de 100% y los voltajes de los nodos deben estar dentro de 0.95% y 1.05%. Asimismo, el sistema debe cumplir con el criterio n-1 de confiabilidad.

7.2.5 Ecológico

La interacción con el medioambiente y sostenibilidad del mismo solo es posible si se definen los criterios que permitan dicho fin. Desde la transmisión, contribuir con la sostenibilidad medioambiental no solo implica definir rutas de redes de transmisión que respeten los espacios verdes, sino, crear las facilidades para que el sistema de generación eléctrica se torne cada vez más limpio a través de la explotación de las fuentes de energías renovables no convencionales disponibles en el país, en los tiempos mínimos posibles y con la mínima inversión en el largo plazo, según las políticas de estado algo que como se ha mencionado en párrafos anteriores es uno de los objetivos de este plan de expansión del sistema de transmisión.

7.2.6 Legal

El subsector eléctrico se encuentra regularizado y atiende a normas que define el desarrollo óptimo del mismo, por tal razón forma parte de los criterios de este plan de expansión dar fiel cumplimiento a la responsabilidad asignada por el gobierno central a la ETED mediante el Decreto 629-07, así como también a las disposiciones establecidas en la Ley General de Electricidad 125-01, Ley de incentivos a las energías renovables 57-07, Ley General Sobre Medio Ambiente y Recursos Naturales 64-00 y sus respectivos Reglamentos de Aplicación, así como la 1-12 sobre la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030.

7.3 RESTRICCIONES OPERATIVAS (2019)

En este punto se analizan las restricciones de red que aparecen en el horizonte de la operación y la planificación de la operación. El objetivo es definir proyectos que den solución a dichas restricciones sin llegar a la sobre inversión, estas soluciones deben minimizar el costo de inversión en el largo plazo.

No todas las restricciones deben solucionarse en el corto plazo pues muchas llevan a la sobreinversión, especialmente cuando se construye un proyecto de red para solucionar un problema puntual. Los proyectos de inversión que deben eliminar restricciones por problemas puntuales son las que implican recorte de suministro o resuelven problemas de seguridad nacional.

En un entorno de mercado, la decisión de construir una red o no es la renta de congestión, la misma está definida por la diferencia de los precios nodales de energía en los extremos de la red congestionada. En la práctica se analiza la seguridad de suministro, eliminar restricciones, y demás variables descritas en el punto 7.2.

El objetivo es mostrar todas las restricciones y las posibles soluciones, así como los costos que estas implican. Más adelante, en las simulaciones del año 2025 es donde se comprobará las inversiones que realmente son necesarias. Como se mencionó anteriormente, se llevará el STN al estrés, ¿de qué forma? Se llevará el escenario de demanda y escenario de generación al año 2025 sin considerar proyectos de red que no sean los que están en construcción y en licitación.

Las restricciones operativas de corto plazo aparecen por varias razones. Desde el punto de vista de la transmisión, para que estas puedan ser consideradas en un plan de inversión se pueden englobar en tres ejes fundamentales en el funcionamiento de los sistemas de potencia

a. **Atribuibles al STN**, por fallas, obsolescencia, ocupación de la franja de servicio, etc.
b. **Por crecimiento de la demanda**, aparecen por dos razones, crecimiento no esperado, crecimiento esperado, pero sin realizar las inversiones en el tiempo necesario.
c. **Por crecimiento o relocalización de la generación**, aparecen por crecimiento o renovación del parque de generación cuando el desarrollo de los mismos no es planificado.

7.3.1 Restricciones operativas atribuibles a la ETED

Estas restricciones fueron evaluadas en el punto **3.5 "ESTADO ACTUAL DE FUNCIONAMIENTO"**, donde se mostraron las restricciones operativas asociadas al STN, como son: salida de redes, bajas tensiones en zonas específicas, sobrecargas, violaciones al criterio de confiabilidad n-1, así como también una estimación del costo de la energía no suministrada atribuible a la ETED.

De acuerdo con información disponible de los informes mensuales de eventos en el SENI (disponibles en el portal web del CCE), en el **año 2019** se registraron 86 eventos relevantes asociados al sistema de transmisión, que involucraron perdida de tensión en subestaciones, disparo de líneas de transmisión y/o autotransformadores. Se estima que el costo por desabastecimiento, asociado a dichos eventos fue (en total) de aproximadamente **DOP$ 24,158,287.74.**

Tabla 52. Restricciones de corto plazo atribuibles a ETED.

RESTRICCIONES OPERATIVAS	MOTIVO	ELEMENTO	PROYECTOS QUE SOLUCIONAN LA RESTRICCION	COSTO SOLUCION [DOP]
Control de flujo	VIOLACION N -1	Timbeque 2 - CNP + Los Mina - La Isabela.	Reconducción LT 138 kV CNP - Timbeque II	91,515,382.73
Control de flujo	VIOLACION N -1	Timbeque 2 - CNP + Los Mina - La Isabela.	Isabela - Villa Mella - Guerra (por evaluar)	354,199,633.45
Control de tensión	DESBALANCE POTENCIA REACTIVA	km 15 AZUA	Banco de capacitores de 20 Mvar en Duvergé	0.00
Control de tensión	DESBALANCE POTENCIA REACTIVA	CRUCE DE CABRAL II	Banco de capacitores de 20 Mvar en Duvergé	0.00
Control de flujo	VIOLACION N -1	Valdesia – Palamara + Valdesia – San Cristóbal norte	GIRASOL - JULIO SAURI	442,749,541.82
Control de flujo	VIOLACION N -1	Canabacoa – Playa Dorada.	PLAYA DORADA	0.00
Control de flujo	VIOLACION N -1	Diésel de la Vega – La Vega.	LA VEGA II	767,856,886.82
Control de flujo	VIOLACION N -1	Puerto Plata 2 – Navarrete	-	0.00
Control de flujo	VIOLACION N -1	Autotransformador de Barahona Carbon	Cruce de Cabral - Barahona	27,009,332.15

RESTRICCIONES OPERATIVAS	MOTIVO	ELEMENTO	PROYECTOS QUE SOLUCIONAN LA RESTRICCION	COSTO SOLUCION [DOP]
Control de flujo	AUMENTO DEMANDA	Haina – Kilometro 10 ½	Los Alcarrizos y/o GIS km 10.5	280,157,206.58
Control de flujo	AUMENTO GENERACION	Cruce de Cabral GIS – Cruce de Cabral Nueva	ACCION NO REQUERIDA	0.00
Control de flujo	VIOLACION N -1	Bonao 2 – Zona F. Dos Ríos	LA VEGA II	383,928,443.41
Control de flujo	VIOLACION N -1	Timbeque – Estrella del Mar 2	-	91,515,382.73
Control de flujo	VIOLACION N -1	Villa Duarte - Invivienda.	SAN ISIDRO	150,898,532.89
Control de flujo	VIOLACION N -1	Itabo - Los Prados + Itabo - Los Prados.	Intervención primer anillo 138 (proyecto soterrado)	1,137,298,274.00
Control de flujo	VIOLACION N -1	KM 15 de Azua - Cruce de Ocoa.	AZUA	0.00
Control de flujo	VIOLACION N -1	Palamara - Bonao II L1	BONAO III	0.00
Control de flujo	VIOLACION N -1	Itabo - Haina L1 + Itabo - Haina L2.	Intervención primer anillo 138 (proyecto soterrado)	278,892,207.89
Control de flujo	VIOLACION N -1	Itabo vapor - Herrera + Matadero - Embajador + Itabo Vapor - Haina L2	Intervención primer anillo 138 (proyecto soterrado)	1,137,298,274.00
Control de tensión	VIOLACION N -1	Playa Dorada, Aeropuerto, Sabaneta de Yasica	PLAYA DORADA	0.00
Control de flujo	AUMENTO DEMANDA	Haina – Kilometro 10 ½	Los Alcarrizos y/o GIS km 10.5	280,157,206.58
Control de flujo	FACILITAR TRABAJOS	SE Movil, Instalada en Bonao II	ACCION NO REQUERIDA	0.00
Control de flujo	FACILITAR TRABAJOS	SE Movil, Instalada en HAINAMOSA	ACCION NO REQUERIDA	0.00
Control de flujo	VIOLACION N -1	San Pedro de Macorís 2 – Los Orígenes	-	10,729,389.70
Sobrecarga	AUMENTO DEMANDA	Autotransformador Nagua.	RIO SAN JUAN, trasvase de carga desde Payita a RSJ	0.00
Control de tensión	DESBALANCE POTENCIA REACTIVA	NAGUA -SANCHEZ - SAMANA	Banco de capacitores de 40 Mvar en SFM	0.00
Control de flujo	VIOLACION N -1	LT 345 kV julio Sauri - naranjo + 138 kV	BONAO III	0.00

RESTRICCIONES OPERATIVAS	MOTIVO	ELEMENTO	PROYECTOS QUE SOLUCIONAN LA RESTRICCION	COSTO SOLUCION [DOP]
		Canabacoa – piedra blanca + 138 kV Palamara - Bonao LT1 y LT2		
Control de flujo	AUMENTO DEMANDA	Hainamosa - Dajao.	DAJAO	210,438,101.94
Control de flujo	AUMENTO DEMANDA	Arroyo Hondo - Palamara	GIS km 10.5	0.00
Control de flujo	FACILITAR TRABAJOS	Autotransformador Arroyo Hondo	GIS km 10.5	0.00
Control de flujo	AUMENTO DEMANDA	Hainamosa - Invivienda.	SAN ISIDRO	150,898,532.89
Control de flujo	VIOLACION N -1	SPM – La Romana L1	Hato Mayor - El Seibo	192,987,916.62
Control de flujo	FACILITAR TRABAJOS	SE Movil, Instalada en ZF Santiago	ACCION NO REQUERIDA	0.00
Control de tensión	DESBALANCE POTENCIA REACTIVA	SSEE ZONA CENTRAL		0.00
Control de flujo	VIOLACION N -1	ZF Santiago - Navarrete		0.00
Control de flujo	AUMENTO DEMANDA	Arroyo Hondo - Capotillo	VILLA CONSUELO	0.00
Control de tensión	Desbalance de Q[MVAr]	ZONA CABRAL-JIMANI	SVC DUVERGÉ 15 - 25 MVAr	0.00
Control de tensión	Desbalance de Q[MVAr]	ZONA LA VEGA 69	SVC LA VEGA II, 0 - 70 MVAr	0.00
Control de tensión	Desbalance de Q[MVAr]	ZONA SFM - PIMENTEL	SVC SFM, 30 - 60 MVAr	0.00
Control de tensión	Desbalance de Q[MVAr]	ZONA PLATA - CABARETE	SVC PDORADA, 20 - 60 MVAr	0.00
Control de tensión	Desbalance de Q[MVAr]	ZONA ESTE	SVC HIGUEY II, 20 - 60 MVAr	0.00

7.3.2 Restricciones de red atribuibles al crecimiento de la Demanda

Como se mencionó anteriormente, estas restricciones aparecen por dos razones, crecimiento no esperado y crecimiento esperado, pero sin realizar las inversiones en el tiempo necesario. Están asociadas a las empresas de distribución. A continuación, se muestran las restricciones declaradas de las empresas de distribución.

7.3.2.1 Edeeste:

1. Racionamiento en subestaciones Monte Plata, Yamasá y Sabana Perdida.
2. Racionamiento en subestación Dajao, por sobrecarga en el T01.
3. Racionamiento en subestación El Brisal, por sobrecarga en el trasformador.
4. Racionamiento en subestación Quisqueya, por sobrecarga en el trasformador.
5. Racionamiento en subestación El Seibo, por sobrecarga en el trasformador.
6. Racionamiento en subestación km 24, por sobrecarga en el trasformador.
7. Crecimiento limitado en subestación Villa Mella, por sobrecarga en el trasformador.
8. Crecimiento limitado en subestación Romana, por sobrecarga en el trasformador.
9. Crecimiento limitado en subestación Higüey 138, por sobrecarga en el trasformador.
10. Crecimiento limitado en subestación Invivienda, por sobrecarga en el trasformador.
11. Crecimiento limitado en subestación de Miches, insuficiencia de capacidad de la conexión 34.5 kV desde el Seibo.
12. Crecimiento limitado en subestación de Sabana grade de Boyá, por insuficiencia de capacidad de la conexión 34.5 kV.
13. Expansión hacia zona turística de la costa este, Bávaro, Macao y Uvero Alto.

7.3.2.2 Edesur

1. Racionamiento en subestación Granitos Bojos, por sobrecarga en el trasformador.
2. Racionamiento en subestación km 10.5, por sobrecarga en trasformadores y límite de redes de trasmisión.
3. Crecimiento limitado en subestación Madre Vieja, por insuficiencia de capacidad de la línea 69 kV.
4. Límite del primer anillo 138 kV Santo Domingo (se verá e los estudios de largo plazo)

7.3.2.3 EdeNorte

1. Racionamiento que han resultado por disparos de Punta Catalina.
2. Racionamiento en el bajo Yuna.
3. Racionamiento en subestación El Chivo, por sobrecarga en el trasformador.
4. Límite y racionamiento entre Hatillo Palma y Guayubín.
5. Límite para alimentar la Ciudad Juan Bosch en el sur de Santiago.
6. Límite y racionamiento en Maimón (Bonao).
7. Límite de crecimiento entre Cotuí y Maimón (Bonao).
8. Límite de crecimiento en La Penda.

7.3.3 Restricciones de red atribuibles a la Generación

Las medidas adoptadas por el gobierno Dominicano, de promover la transición energética a través del cambio en el uso de tecnologías y fuentes primarias de energía ha tenido un auge importante, de forma tal que luego de haber sido puesta en vigor (en 2007) la Ley 57-07 sobre el Incentivo al Desarrollo de las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales, se han instalado[8] 560.3 MW, de los cuales 367.3 MW corresponden a turbinas eólicas, 163 MW a paneles fotovoltaicos y 30 MW a base de biomasa, sin dejar de mencionar los 1594.1 MW correspondientes a proyectos que cuentan con concesiones (557.2 MW definitivos y 1036.9 MW provisionales) otorgadas por la Comisión Nacional de Energía y que buscan a su vez no objeción a punto de interconexión a la red de transmisión.

[8] A la fecha de esta evaluación.

Antes del acelerado y casi repentino desarrollo de las ERNC el sistema de transmisión podía cumplir con el balance generación – demanda sin que se corriera el riesgo de incurrir en sobrecargas ni violaciones al criterio de confiabilidad (n-1), pero dado el elevado interés (con comportamiento similar a una curva exponencial) de inversionistas con intenciones de desarrollar proyectos de ERNC, esta realidad se ve seriamente comprometida.

La ETED apoyada en la LGE 125-01 y el RALGE ha manejado los permisos de interconexión de forma tal que los proyectos a interconectarse no sobrecarguen redes de transmisión. Evidentemente esto implica que una gran cantidad de proyectos se conectarán y otros deberán construir nuevas redes de transmisión, esto crea varias preguntas, ¿quién debe tener el derecho de conectarse? ¿Será por orden de llegada? ¿Qué sucede si el que consigue el permiso no construye? Entre muchas otras.

La ausencia de un plan integral de desarrollo del subsector eléctrico[9], la disponibilidad de los recursos renovables para la generación de energía eléctrica y la presión e interés de inversionistas de ampliar la capacidad de los generadores existentes (principalmente en la zona noroeste y sur), ha motivado a la ETED a aplicar una filosofía de manejo de congestiones de redes, antes de que aparezcan, para dar el permiso de interconexión a dichos inversionistas. Esta filosofía es basada en el Disparo Automático de Generación (DAG)[10] , el cual se corresponde con el concepto de regulación de frecuencia a la subida; para este caso la variable de ajustes no es la frecuencia, sino más bien el nivel de carga de una línea de transmisión. Acompañado a esta filosofía, está el compromiso de los nuevos desarrolladores de ampliar la capacidad de red según exigencias de mediano plazo.

Este concepto no es el más recomendable para otorgar los permisos de interconexión, ya que esta medida tiende a exigir a al sistema cambios técnicos que permitan garantizar el balance demanda-generación (como es el caso de la regulación primaria de frecuencia), esto cambios exigen al regulador hacer cambios regulatorios y económicos ya que implican costos y deben ser justamente remunerados.

[9] Principalmente en el bloque de generación.

[10] Con la evaluación y aprobación de los altos ejecutivos de la ETED, y consulta de la Superintendencia de Electricidad.

En República Dominicana (en las condiciones actuales), con uno o dos generadores con capacidades menor a 50 MW funcionando no es problema aplicar el DAG, ya que la RPF efectiva está en el orden de los 100MW, bajo esa perspectiva no se recurriría al EDAC por activación del DAG.

Otro factor determinante asociado al estado operativo de las redes de transmisión es el efecto de relocalización de la generación. ¿A qué nos referimos con relocalización de la generación? Esto se explica con el efecto de desplazamiento de la generación menos eficiente, por la integración de nueva generación limpia. Con un análisis energético se ve de la forma siguiente:

Ilustración 23. Implicaciones de la inserción de ERNC.

Quitas generación cara, pones generación barata y tienes menor costo marginal de energía.

Para completar el concepto mostrado en la Ilustración 23, es necesario incluir análisis de seguridad de suministro, análisis operativo, calidad de energía, comportamiento dinámico y balance de potencia activa y reactiva en el largo plazo, etc.

Debido a que, en corto plazo, los proyectos de generación van llegando a la ETED de forma aleatoria, y desde cierto punto de vista "cuando hay un interés" de desarrollar los proyectos, los análisis de interconexión se realizan antes del inicio de construcción de los proyectos[11], estas restricciones se identifican antes de que ocurran, se plantean las soluciones antes de que ocurran en el horizonte de la operación. Visto lo anterior, así como también lo explicado en el tema 4, nos hemos encontrado con las siguientes restricciones de corto plazo.

[11] Cuando los proyectistas solicitan a ETED la No Objeción a Interconexión.

Tabla 53. Restricciones de corto plazo atribuibles a la generación.

RESTRICCION OPERATIVA	MOTIVO	Elemento/Zona	SOLUCION 1	COSTO SOLUCION 1 [USD]	SOLUCION 2	COSTO SOLUCION 2 [USD]
Control de Flujo	Violación n-1	Cruce de Cabral - km 15 Azua	Cruce de Cabral - SJM II 138	15,847,331.12	Cruce de Cabral - km 15 Azua	19,205,440.01
Control de Flujo	Violación n-1	Cruce de Cabral - km 15 Azua	Cruce de Cabral - SJM II 138	1,059,028.53		0.00
Control de Flujo	Violación n-1	km 15 Azua - Pizarrete	Peravia Solar - Pizarrete Solar	7,362,085.34		0.00
Control de flujo	Violación n-1	Pizarrete - Zona Central	Inapa - Madre Vieja 69	492,571.41		0.00
Control de flujo	Violación n-1	Pizarre - Zona Central	Pizarrete - Palenque - Itabo II	11,203,173.34	Pizarrete - JSauri	10,562,992.00
Control de flujo	Violación n-1	km 15 Azua - Pizarrete - Central	Proyecto 345 kV Sur	70,691,306.26		0.00
Control de flujo	Violación n-1	Zona Montecristi - Navarrete - Santiago	Guanillo-AClara-Navarrete-Stogo Norte	38,006,800.01	Proyecto 345 kV Noroeste	88,000,000.00
Control de flujo	Violación n-1	SPM 2 - Origenes - SPM	Reconducción	600,000.00	Desconexión SPM de Anillo	905,561.78

7.4 ESCENARIOS Y CASOS DE ESTUDIOS

Evaluar el crecimiento óptimo de las redes de transmisión es una tarea ardua, en especial cuando existen incertidumbres, es por esto que deben llevarse a cabo análisis que incluyan múltiples casos, escenarios y alternativas; se analizan propuestas y sugerencias que podrían ser o no[12] soluciones óptimas.

Para la consideración de posibles casos, y que las soluciones asociadas a estos sean realizables, es necesario tener conocimiento sistémico del STN, es necesario conocer físicamente el alcance de los proyectos y la teoría de funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia. Si esto no sucede, las soluciones que se planteen serán soluciones matemáticas que no pasarían de una hoja de papel.

Existen muchas publicaciones científicas que discuten diferentes enfoques, unos enfocan el problema de expansión de la transmisión a la incertidumbre de la localización de la carga, a la incertidumbre de localización de la generación, a la incertidumbre de la cantidad de renovables, etc. Todos estos enfoques tienen, entre otros, dos puntos en común, estos son:

- ✓ Análisis eléctricos y
- ✓ Análisis económicos

En la forma teórica, se plantean soluciones hipotéticas a un problema y se selecciona la mejor solución resolviendo un problema de optimización, en el cual se define una función objetivo sujeta a restricciones escritas en forma de inecuaciones.

Las inecuaciones limitan el rango de las posibles soluciones, su objetivo es tratar que estas sean lo más real posible según el enfoque del problema.

Función Objetivo: $(C = C_d + C_{ENS} + C_{dp} + C_{Amb} + C_{RD} + C_{PT})$

[12] Decimos esto sin entrar en temas filosóficos.

Se debe minimizar la función objetivo **sujeta a**:

$L_{max1} < 60\%$	Carga máxima de elementos de ETED en operación normal.
$L_{max2} < 110\%$	Carga máxima, en contingencia de otros elementos.
$L_{max3} < 100\%$	Carga máxima de trafos de EDE's en operación normal.
$0.95\ p.u. < V_1 < 1.05\ p.u.$	Rango de tensión en operación normal.
$0.9\ p.u. < V_1 < 1.1\ p.u.$	Rango de tensión en contingencia.

Otras.

Donde:

C	Función de costo
C_d	Costo de desabastecimiento por no invertir
C_{ENS}	Costo de la energía no suministrada por fallas o mantenimiento
C_{dp}	Costos por derecho de paso, construcción de nueva obra.
C_{Amb}	Costos restricciones medioambientales (penalidades, reparo ambiental).
C_{RD}	Costos por re-despachos.
C_{PT}	Penalidades por violación límites de tensión.

En la práctica, se minimiza el costo de inversión en el largo plazo, la forma en la que se aborda el problema es la siguiente:

1. Análisis del sistema actual y verificación de restricciones.
2. Análisis de la proyección de demanda de energía y potencia.
3. Análisis de la expansión de la generación.
4. Evaluación del plan de expansión de la distribución.
5. Definición de lineamientos y alternativas de desarrollo.
6. Análisis eléctrico de alternativas.
7. Definición de alcance de las alternativas.
8. Determinación de los costos de inversión.
9. Análisis de costo beneficio de alternativas, diferenciando proyectos indicativos y vinculantes.
10. Priorización de proyectos de inversión.
11. Elaboración de cronograma de inversión

De esta forma se divide el proceso de la forma siguiente:

1. Identificación de problemas,
2. Planteamiento de soluciones.
3. Filtro técnico.
4. Filtro económico.
5. Alcance y valoración.
6. Cronograma de inversión.

A diferencia de otros tipos de proyectos, la opción de no invertir es solo para determinar los costos[13] en que incurriría el sistema si no se construyen los proyectos, y comparar con el costo de la solución(es).

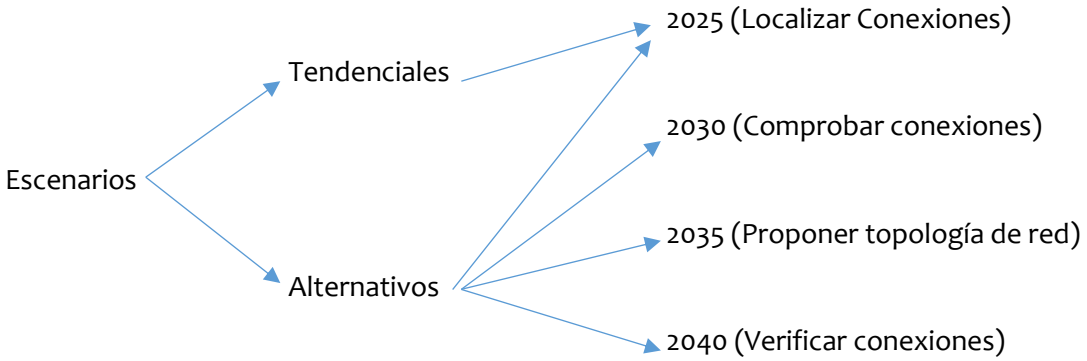
7.4.1 Escenarios

Se avaluarán **escenarios tendenciales**, estos tendrán el objetivo de localizar el punto de interconexión óptimo de las subestaciones de distribución, así como también verificar los puntos de interconexión de generadores. No todas las propuestas de subestaciones de distribución necesitan evaluación para asignarles un punto de interconexión óptimo, muchas de ellas solo tienen una opción de desarrollo o vienen del análisis del plan de expansión 2013-2020; con estos escenarios se busca verificar si estos puntos de interconexión se mantienen en el tiempo.

El escenario tendencial será analizado solo para el año 2025. Este escenario pretende ver el comportamiento del sistema si solo entran en servicio los proyectos de transmisión que están en construcción y en licitación. De igual forma solo se consideran en servicio las subestaciones de distribución que están en construcción y los movimientos de carga previstos.

Se evaluarán **escenarios alternativos**, en los cuales se definirá el punto de interconexión óptimo para cada propuesta de generación. Con estos escenarios verificamos como pueden realizarse las conexiones y con base en los criterios descritos en el **punto 7.2** definimos el alcance de los proyectos para que cumplan con dichos criterios, además se van definiendo casos de estudios de forma progresiva.
A continuación, se muestra de forma esquemática lo explicado:

[13] No invertir no es opción



De igual forma, en el **punto 7.3**, se dieron las soluciones a los problemas de corto plazo[14] y mediano plazo[15], para responder a las restricciones existentes más las que se crearían por solicitudes de interconexión y aumento de capacidad de proyectos de generación renovables, nuevas y existentes respectivamente. Esto tiene un horizonte temporal en el 2025.

7.4.1 Consideraciones

Calidad en los niveles de tensión: De acuerdo a la reglamentación vigente (art. 149 del RALGE), la variación de tensión en operación normal debe encontrarse en una banda de +/- 5% del valor nominal. En las simulaciones, el control de tensión es ajustable entre los límites de generación reactiva de las unidades en operación, excepto en las unidades impulsadas por sistemas eólicos. No se varían TAP's de los transformadores entre los casos analizados, con esto se podrá evaluar en forma absoluta el comportamiento del SENI. Para los nuevos generadores renovables, se consideró como límite el aporte de potencia reactiva ±0.2 p.u. de su potencia máxima concesionada, además se consideró que estas regularán tensión automáticamente en el punto de interconexión, se consideró, además, que las fotovoltaicas pueden regular tensión en horas de la noche.

Niveles de confiabilidad: De acuerdo con la reglamentación vigente, en toda nueva instalación de transmisión la continuidad del servicio debe garantizarse en condiciones n-1, donde se permite un estado de sobrecarga momentánea de líneas de un 10%.

[14] Los que aparecen en el horizonte de la operación en tiempo real y la planificación de la operación.

[15] Varios de estos proyectos son fruto de revisiones a los planes existentes, pues fueron concesionados proyectos de generación sin plan previo.

Representación de la carga: Se ha efectuado los cálculos considerando que la carga es dependiente de la tensión, lo cual ocurre en la práctica. Por esta condición la carga que se calcula para cada caso difiere levemente con la carga pronosticada. Generalmente la carga calculada es menor que la carga base debido a las caídas de tensiones normales en horas de máxima demanda. En horas de mínima carga la situación, incluso puede darse el caso que la carga calculada sea mayor que la pronosticada.

Carga reactiva: Se ha considerado curva de potencia reactiva real en cada punto de retiro de energía, además, la instalación de 5 bancos de capacitores, en total, 115 MVAr (atendiendo a los proyectos en carpeta de la ETED).

Despacho de generación: Se efectuará según la lista de orden de mérito actual, tomando en consideración que las centrales renovables tienen prioridad de despacho, los nuevos proyectos térmicos serán considerados con costo variable de despacho similar al de las tecnologías existentes.

Disponibilidad de generación: Se considera la potencia efectiva promedio según el artículo 204 del RALGE:

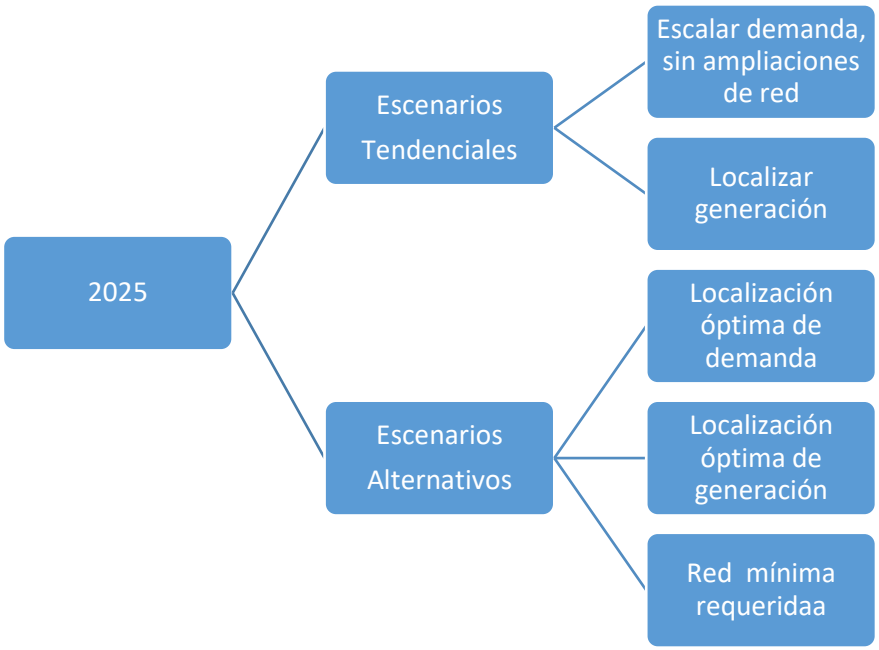
- Generación térmica 87%, Generación hidráulica según consideraciones del OC.
- Generación eólica 80%.
- Generación solar 0% (en horas de demanda máx. del sistema por ausencia de radicación solar).

Herramienta de cálculo: Se ha utilizado la herramienta computacional para análisis de sistemas eléctricos denominada DigSilent PowerFactory, en su versión 2019.

7.4.2 Casos de estudio 2025

A continuación, se muestra la forma en que serán definidos los casos de estudios y los análisis de crecimiento partir del 2025.

Ilustración 24. Visión general de escenarios año 2025.



Incertidumbres

La principal incertidumbre para los escenarios tendenciales considerados es si los proyectos de generación aprobados construirán las redes de trasmisión que les fue exigida para que puedan interconectarse mediante no Objeción de ETED. Estas redes fueron discutidas y aceptadas por los agentes involucrados.

- ✓ Proyecto 138 kV Guanillo – Agua Clara – Santiago Norte.
- ✓ Línea 138 kV Extensión Guzmancitos.
- ✓ Línea 138 kV Pizarrete – Girasol – Julio Sauri.
- ✓ Subestación EDP.
- ✓ Línea 138 kV Peravia Solar

Objetivos

Identificar sobrecargas, o potencia que no pueda ser atendida por sobrecarga de trasformadores de distribución. Con esto se determina la energía no suministrada en el nivel de distribución por necesidad de una nueva subestación, esto es importante para sugerir colocar en cronograma de inversión la adquisición de terrenos para la construcción de una nueva subestación. Con los cálculos de demanda mínima, media y máxima se determina el perfil del balance de potencia reactiva, con esto la necesidad de compensación.

7.4.2.1 Caso 2025_Escenario Tendencial 01

Para este caso se analiza el escenario tendencial (ET) según las consideraciones siguientes:

- **Escenario de demanda**, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2025.
- **Escenario de generación**, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable que actualmente tienen una concesión definitiva, se considera que los proyectos renovables en servicio al día de hoy con el doble de su capacidad, se consideran en servicio aquellos proyectos, que aunque no tengan concesión definitiva, están en construcción, no se consideran los 400 MW renovables que CDEEE licitará pues no se conoce su localización, se considera como potencia efectiva la definida en el ***punto 4.5.3***.

Se realizará un despacho según la lista de mérito actual más la entrada en servicio de los proyectos de generación previstos descritos en el ***punto 4.5***.

Escenario de red, No se considera ampliación de las redes de transmisión más allá de las que están en construcción y en licitación actualmente, de igual forma, solo se consideran en servicio las subestaciones de distribución que están en construcción actualmente.

Para cumplir con los objetivos planteados en la definición de los casos de estudio, se realizaron los cálculos eléctricos con las condiciones definidas en el caso base o tendencial 01, se verificaron las necesidades del STN para luego ir definiendo los demás casos. A continuación, se describen las necesidades en el STN por zona, así como también las soluciones de corto y mediano plazo, esto servirá como base para los cálculos de rentabilidad de los proyectos que solucionas las restricciones.

ZONA SUR:

Congestión Cruce de Cabral – km 15 Azua. El aumento previsto de la demanda en la zona de Barahona, la conexión de Pedernales y la puesta en servicio de la línea 69 kV Vicente Noble – km 15 de Azua elimina esta restricción

Congestión km 15 Azua – Pizarrete 138 kV, para resolver la congestión a nivel 138 kV y que el sistema pueda operar de forma segura, sería necesario reducir la generación renovable fotovoltaica de la zona sur medio en aproximadamente 55% al medio día, y aumentar la producción en Punta Catalina. Esta medida es debido a que la congestión se debe a la alta penetración de energía renovables en esa zona.

Congestión redes 69 kV municipio San Cristóbal y sub-tensión en subestaciones Yaguate a Madre Vieja, esta congestión es debido a que la línea 69 kV entre Pizarrete y San Cristóbal no tiene la capacidad de asumir la carga de la subestación Madre Vieja, para eliminar esta congestión es necesario pasar la carga de la subestación Madre Vieja hacia una nueva subestación en el sur del municipio Cabecera de San Cristóbal. Esta nueva subestación se llamaría San Cristóbal Sur, si no se construye esta subestación sería necesario deslastrar 30 MW.

Congestión red 69 kV Pizarrete – km 15 Azua, esta congestión se alivia recortando 10 MW de la subestación Baní, en horas de máxima demanda.

Baja tensión Duvergé, el perfil de carga de las subestaciones conectadas a la barra 69 kV de Duvergé crea exigencias al sistema sobre la regulación de tensión, esto hace que para mantener el perfil de tensión dentro del rango aceptable es necesario deslastrar 10 MW de esa zona

ZONA CENTRAL:

Congestión Arroyo Hondo – km 10.5, la única forma de resolver esta congestión sin construir nuevas obras de red es deslastrando carga, es necesario recortar 20 MW en todo momento de la curva de carga de la subestación km 10.5.

Alto nivel de carga Itabo TG – Itabo – Haina, acción no necesaria.

Baja tensión en SSEE zona central, principalmente en el primer anillo, en horas de máximo sol fue necesario despachar de manera forzada Haina TG en su mínimo técnico (60 MW)

Baja tensión en todas las SSEE 69kV del gran Santo Domingo, en demanda mínima y horas de máximo sol fue necesario despachar en su mínimo técnico a Estrella del Mar (50MW).

Baja tensión zona Los Alcarrizos, Bayona, estas bajas tensiones se resolvieron con el despacho forzado de los Diesel de Palamara.

Baja tensión zona Nigua, Alambres Dominicanos, Cementos Colón, estas bajas tensiones se resuelven con el despacho forzado de Haina TG.

Baja tensión zona Monte Plata, en horas de la noche es necesario regular tensión con el cambiador de tomas del transformador de Dajao.

Alto nivel de carga transformador 138/69 kV Herrera, no requiere ninguna acción de corte de carga ni despacho forzado por el momento, se carga en 93% en el pico y 92% en demanda media. Este es solo un indicador de que es necesario iniciar la gestión para la sustitución por uno de mayor capacidad. Esta sustitución no sería necesaria si la Distribuidora construye la subestación Anacaona 138/12.5 kV, la cual tomaría la mayor parte de la carga de la subestación 69 kV del Centro de Operaciones de Herrera.

ZONA ESTE:

Baja tensión generalizada en la zona este, estas bajas tensiones aparecen desde las horas de demanda media, cuando el recurso solar es máximo y durante las horas de demanda máxima. Para manejar estas bajas tensiones es necesario recortar en el este profundo el 40% de la demanda durante el pico, y un 35% en horas de demanda media.

Congestión Líneas SPM – Los Orígenes – SPM II, esta congestión aparece en horas de máxima demanda, cuando la central Los Orígenes GN es despachada, se reduce en 10% con el recorte de carga en el este profundo, pero no soporta un n-1. Para eliminar esta restricción es necesario despachar forzado la centrales Palamara y Pimentel 2con 24 y 30 MW respectivamente.

ZONA NORTE:

Baja tensión generalizada en Santiago, se eliminan con el despacho forzado de Los Diesel de Pimente, CEPP2.

Baja tensión en el sistema 69 kV Cibao Central, estas bajas tensiones se eliminan despachando los Diesel de La Vega de manera forzada.

Baja tensión generalizada el nordeste, las bajas tensiones se acercaron al rango aceptable con el despacho forzado de Pimentel 2 en horas de pico, pero se mantienen fuera de rango en horas de demanda media, para mantener la tensión del noroeste en rangos aceptables es necesario despachar de forma forzada la unidad de Pimentel 3 en su mínimo técnico.

Colapso del sistema por salida de una de la línea 138 kV Guanillo - Montecristi, por baja tensión y sobrecarga de redes del anillo noroeste, para eliminar esta restricción es necesario reducir la producción (unos 60 MW) de la zona noroeste y despachar de manera forzada la central CEPP2.

Pérdida del n-1 redes 138 kV del noroeste, por alto nivel de carga en estado de operación normal, para eliminar esta restricción es necesario reducir la producción (unos 60 MW) de la zona noroeste y despacha de manera forzada la central CEPP2.

Alto nivel de carga en transformador 138/69 kV de Nagua, no requiere ninguna acción de corte de carga ni despacho forzado por el momento, se carga en 93% en el pico y 92% en demanda media. Este es solo un indicador de que es necesario iniciar la gestión para la sustitución por uno de mayor capacidad.

SISTEMA TRONCAL:

- Tensión cercana al límite inferior normalizado.
- Soporte de tensión por Punta Catalina, con aportes de 400 MVAr.
- Considerando la independencia de cada circuito 345kV, se mantiene el n-1 en la operación.
- Sin la ampliación del sistema 345 kV, se pierde el n-1 en las redes 138 kV hacia la zona sur.
- Sin la ampliación del sistema 345 kV, se pierde el n-1 en el noroeste.

7.4.2.2 Caso 2025_Escenario Tendencial 02

Para este caso se analiza el escenario tendencial (ET) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2025.

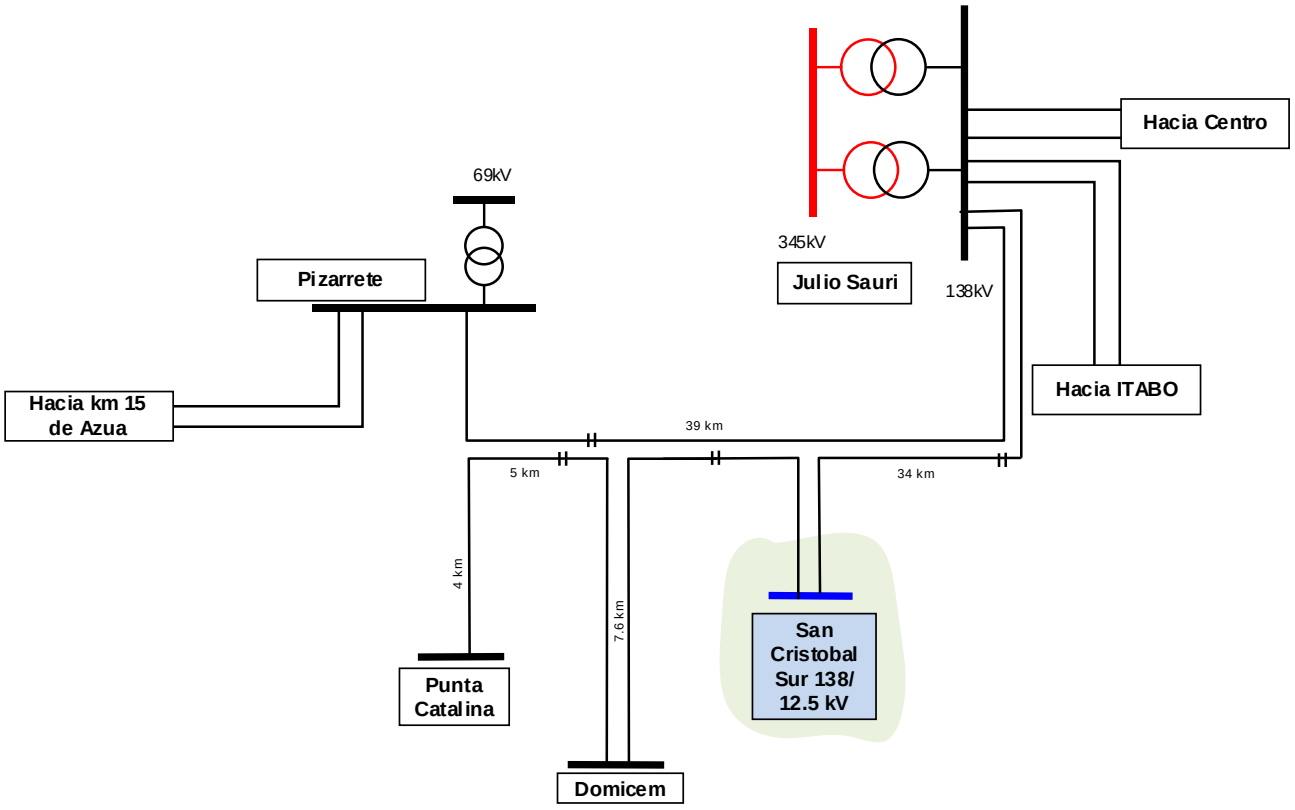
Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable que actualmente tienen una concesión definitiva, se considera que los proyectos renovables en servicio al día de hoy con el doble de su capacidad, se consideran en servicio aquellos proyectos que aunque no tengan concesión definitiva están en construcción, no se consideran los 400 MW renovables que CDEEE licitará pues no se conoce su localización, se considera como potencia efectiva la definida en el ***punto 4.5.3***.

Se realizará un despacho según la lista de mérito actual más la entrada en servicio de los proyectos de generación previstos descritos en el ***punto 4.5***., a diferencia del caso anterior se aumenta el despacho de Los Cocos hasta 95%, el objetivo es analizar la coincidencia del despacho con la fotovoltaica de la zona sur.

Escenario de red, No se considera ampliación de las redes de transmisión más allá de las que están en construcción y en licitación actualmente, de igual forma, solo se consideran en servicio las subestaciones de distribución que están en construcción actualmente, a excepción de la subestación San Cristóbal Sur, esta soluciona un problema actual[16].

A continuación, se muestra la propuesta de conexión para la subestación San Cristóbal Sur.

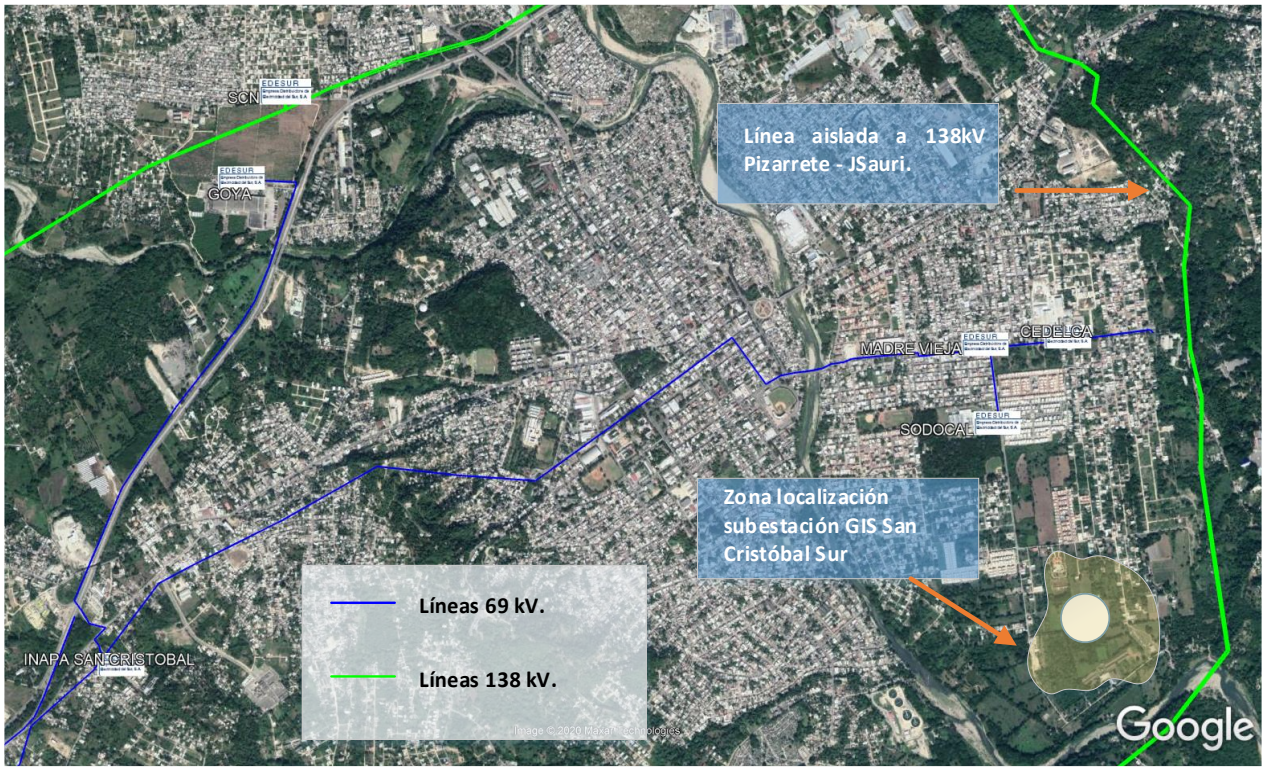
Ilustración 25. Conexión San Cristóbal Sur.



Esta subestación no estaba incluida en el plan de expansión de Edesur, pero es necesaria y de vital importancia para que el sistema se mantenga operable, las redes 69kV que llegan a la subestación Madre Vieja no tienen la capacidad necesaria para manejar la carga de dicha subestación.

[16] Estudios de interconexión año 2016.

Ilustración 26. Localización San Cristóbal Sur.



7.4.2.3 Caso 2025_Escenario Tendencial 03

Para este caso se analizan los resultados del escenario tendencial (ET) 02, se evalúan las restricciones operativas que se crean y se crean las condiciones operativas que eliminan las restricciones, esto es, despachos forzados de centrales y recortes de cargas. Esto servirá como base para realizar los cálculos de costos operativos del SENI si es que no se construyen proyectos de transmisión.

7.4.2.4 Caso 2025_Escenario Alternativo 01

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2025.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable que actualmente tienen una concesión definitiva, se considera que los proyectos renovables en servicio al día de hoy con el doble de su capacidad, se consideran en servicio aquellos proyectos que aunque no tengan concesión definitiva están en construcción, no se consideran los 400 MW renovables que CDEEE licitará pues no se conoce su localización, se considera como potencia efectiva la definida en el ***punto 4.5.3***.

Se realizará un despacho según la lista de mérito actual más la entrada en servicio de los proyectos de generación previstos descritos en el ***punto 4.5***., a diferencia del caso anterior se aumenta el despacho de Los Cocos hasta 95%, el objetivo es analizar la coincidencia del despacho con la fotovoltaica de la zona sur.

Escenario de red, Se considera en servicio San Cristóbal Sur. Vistas las bajas tensiones generalizadas, se considera la compensación de potencia reactiva para los diferentes escenarios operativos, no se considera ampliación de las redes de transmisión más allá de las que están en construcción y en licitación actualmente. Se consideran en servicio la subestación de distribución Baní 138/12.5 kV, en el caso anterior se observó un alto nivel de carga de la red 69 kV entre Pizarrete y Baní, así como sub-tensiones en todas las cargas conectadas a la misma, asi como también altos niveles de carga en las redes 69 kV hacia la subestación km 10.5, se consideró en servicio la subestación GIS km 10.5 138/12.5 kV.

Ilustración 27. Conexión Baní 138/12.5.

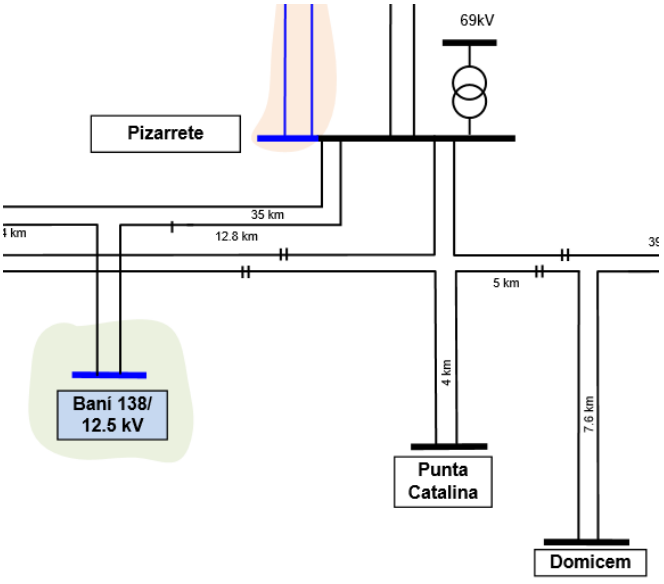
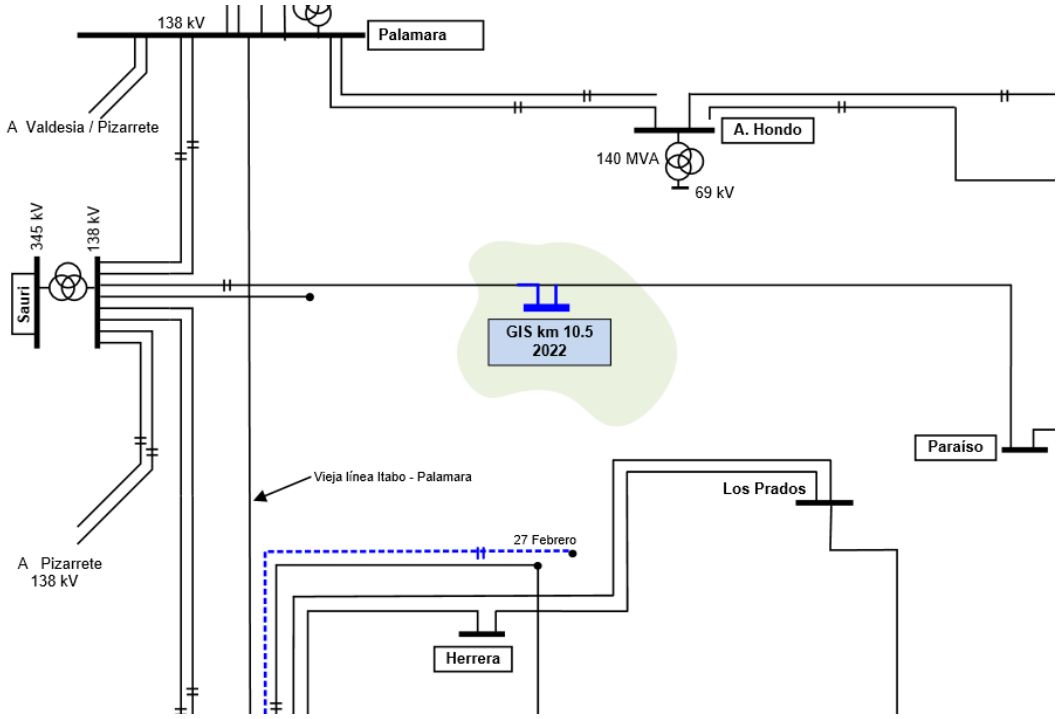


Ilustración 28. Conexión GIS km 10.5 138/12.5 kV.



7.4.2.5 Caso 2025_Escenario Alternativo 02

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

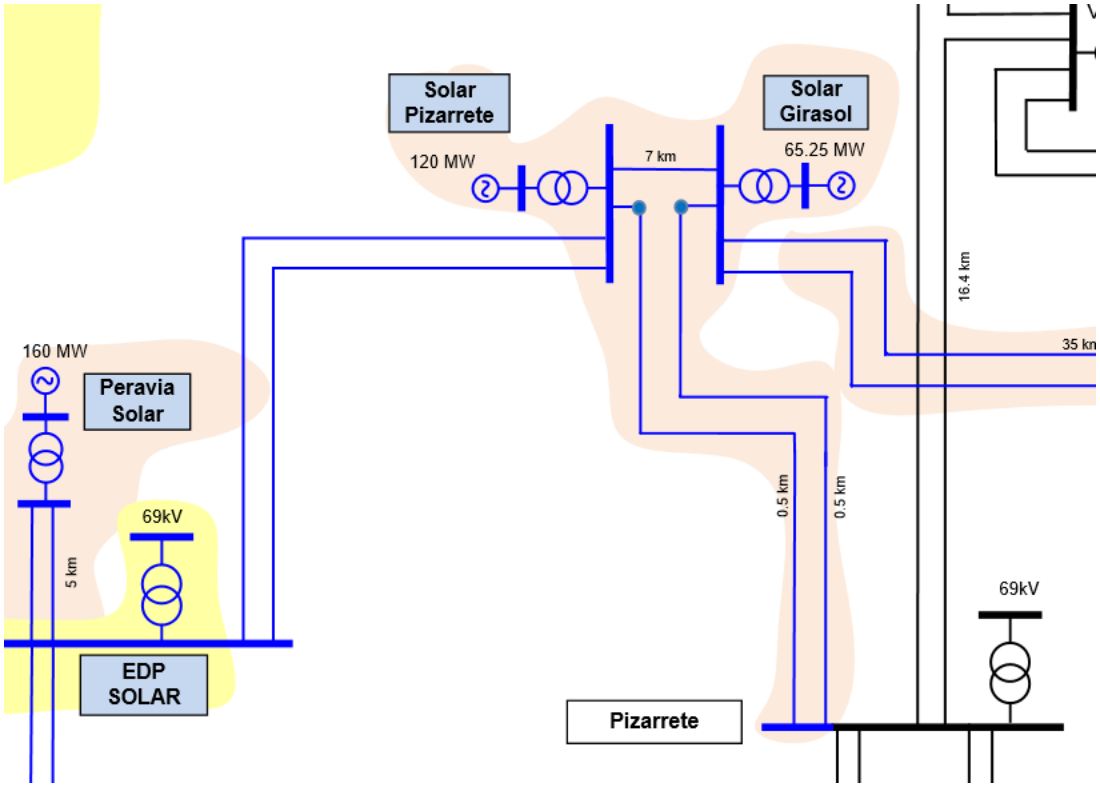
Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2025.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable que actualmente tienen una concesión definitiva, se considera que los proyectos renovables en servicio al día de hoy con el doble de su capacidad, se consideran en servicio aquellos proyectos que aunque no tengan concesión definitiva están en construcción, no se consideran los 400 MW renovables que CDEEE licitará pues no se conoce su localización, se considera como potencia efectiva la definida en el ***punto 4.5.3***.

Se realizará un despacho según la lista de mérito actual más la entrada en servicio de los proyectos de generación previstos descritos en el ***punto 4.5***., a diferencia del caso anterior se aumenta el despacho de Los Cocos hasta 95%, el objetivo es analizar la coincidencia del despacho con la fotovoltaica de la zona sur.

Escenario de red, compensación de potencia reactiva, subestaciones San Cristóbal Sur, GIS km 10.5, Baní 138/12.5 kV para los diferentes escenarios operativos. se identificó violación del n-1 entre las subestaciones km 15 de Azua y Pizarrete, así que se considera ampliación a 138 kV línea EDP – Pizarrete Solar.

Ilustración 29. Línea 138 kV EDP – Pizarrete Solar.



7.4.2.6Caso 2025_Escenario Alternativo 03

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

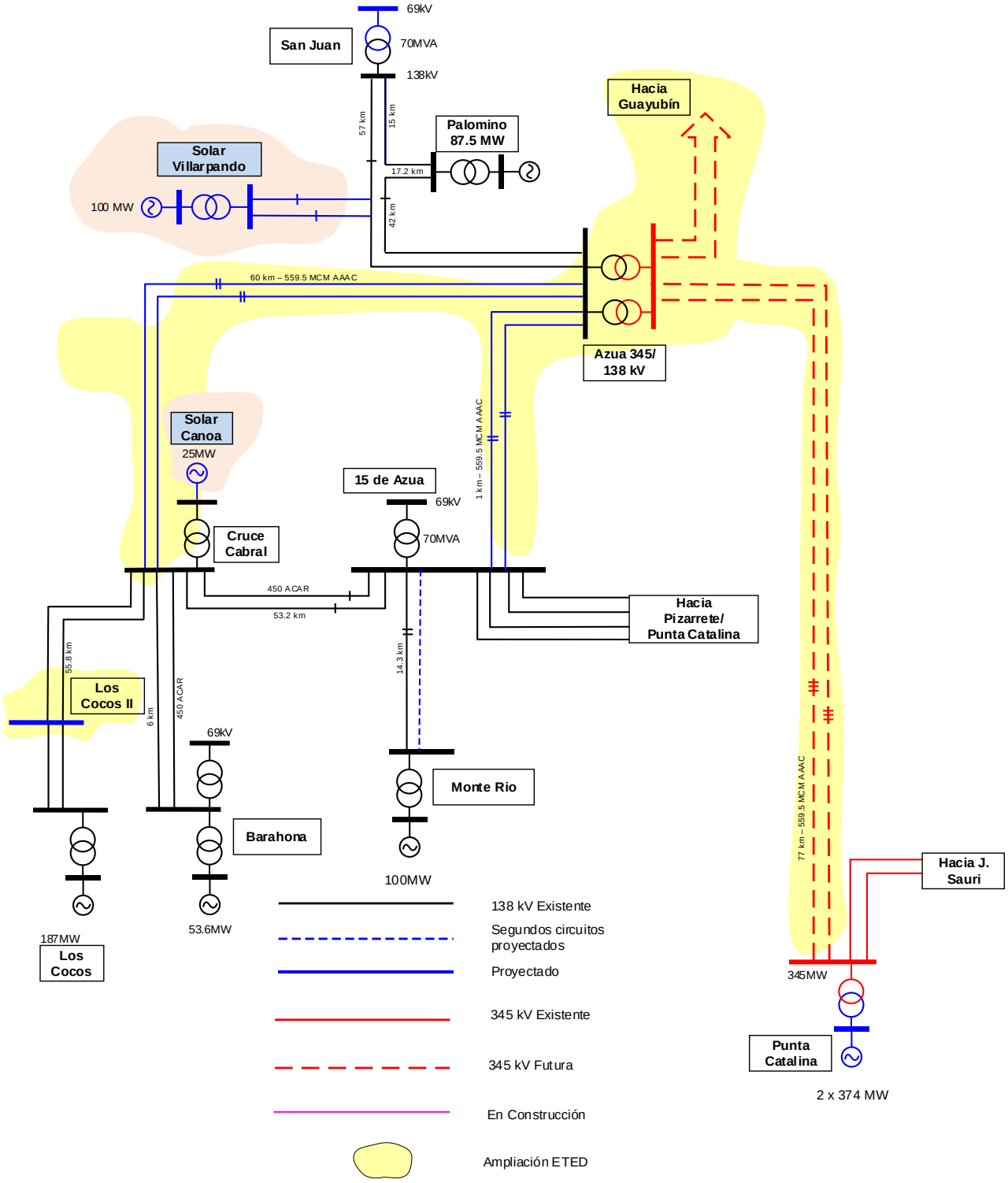
Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2025.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable que actualmente tienen una concesión definitiva, se considera que los proyectos renovables en servicio al día de hoy con el doble de su capacidad, se consideran en servicio aquellos proyectos que aunque no tengan concesión definitiva están en construcción, no se consideran los 400 MW renovables que CDEEE licitará pues no se conoce su localización, se considera como potencia efectiva la definida en el ***punto 4.5.3***.

Se realizará un despacho según la lista de mérito actual más la entrada en servicio de los proyectos de generación previstos descritos en el ***punto 4.5***.. A diferencia del caso anterior, se aumenta el despacho de Los Cocos hasta 95% con el objetivo de analizar la coincidencia del despacho con la fotovoltaica de la zona sur.

Escenario de red, Compensación de potencia reactiva, San Cristóbal Sur, GIS km 10.5, Baní 138/12.5 kV para los diferentes escenarios operativos, se identificó violación del n-1 entre las subestaciones km 15 de Azua y Pizarrete, así que se considera Proyecto 345 kV Zona Sur.

Ilustración 30. Ampliación sistema 345kV hacia el sur.



7.4.2.7 Caso 2025_Escenario Alternativo 04

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

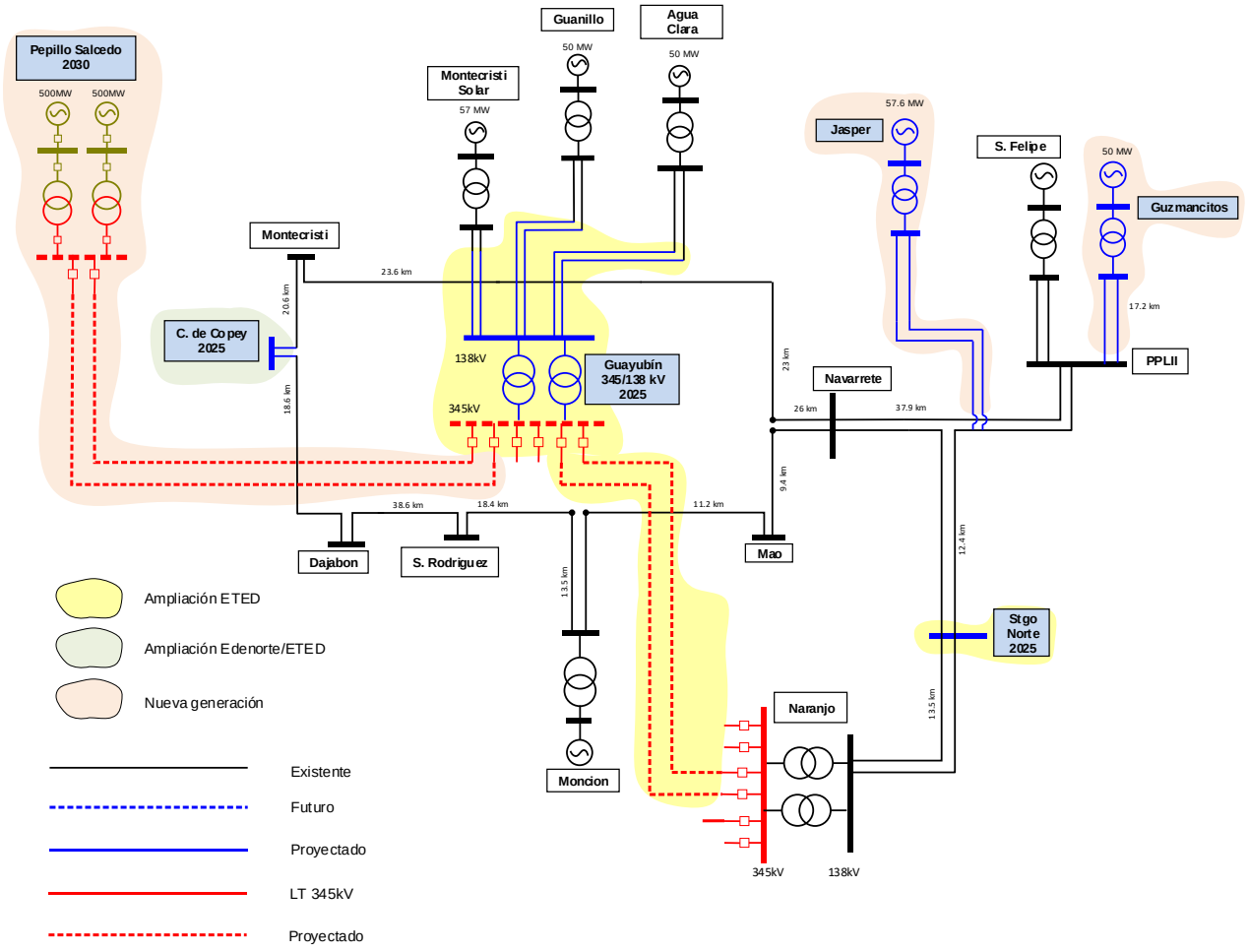
- **Escenario de demanda**, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2025.

- **Escenario de generación**, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable que actualmente tienen una concesión definitiva, se considera que los proyectos renovables en servicio al día de hoy con el doble de su capacidad, se consideran en servicio aquellos proyectos que aunque no tengan concesión definitiva están en construcción, no se consideran los 400 MW renovables que CDEEE licitará pues no se conoce su localización, se considera como potencia efectiva la definida en el ***punto 4.5.3***.

Se realizará un despacho según la lista de mérito actual más la entrada en servicio de los proyectos de generación previstos descritos en el ***punto 4.5***. A diferencia del caso anterior se aumenta el despacho de Los Cocos hasta 95%, el objetivo es analizar la coincidencia del despacho con la fotovoltaica de la zona sur.

Escenario de red, se considera en servicio el proyecto 345kV Zona Sur, compensación de potencia reactiva, San Cristóbal Sur, GIS km 10.5, Baní 138/12.5 kV para los diferentes escenarios operativos, se identificó violación del n-1 en las redes 138 kV del noroeste, y altos niveles de carga en estado de operación normal, específicamente entre Montecristi y Guanillo, así que se considera Proyecto 345 kV Zona Norte. Esta es una alternativa diferente a la ampliación 138 kV Agua Clara – Navarrete y las mejoras evaluadas en estudios de la ETED para manejo de la congestión del noroeste.

Ilustración 31. Ampliación sistema 345kV hacia el noroeste.



7.4.2.8Caso 2025_Escenario Alternativo 05

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

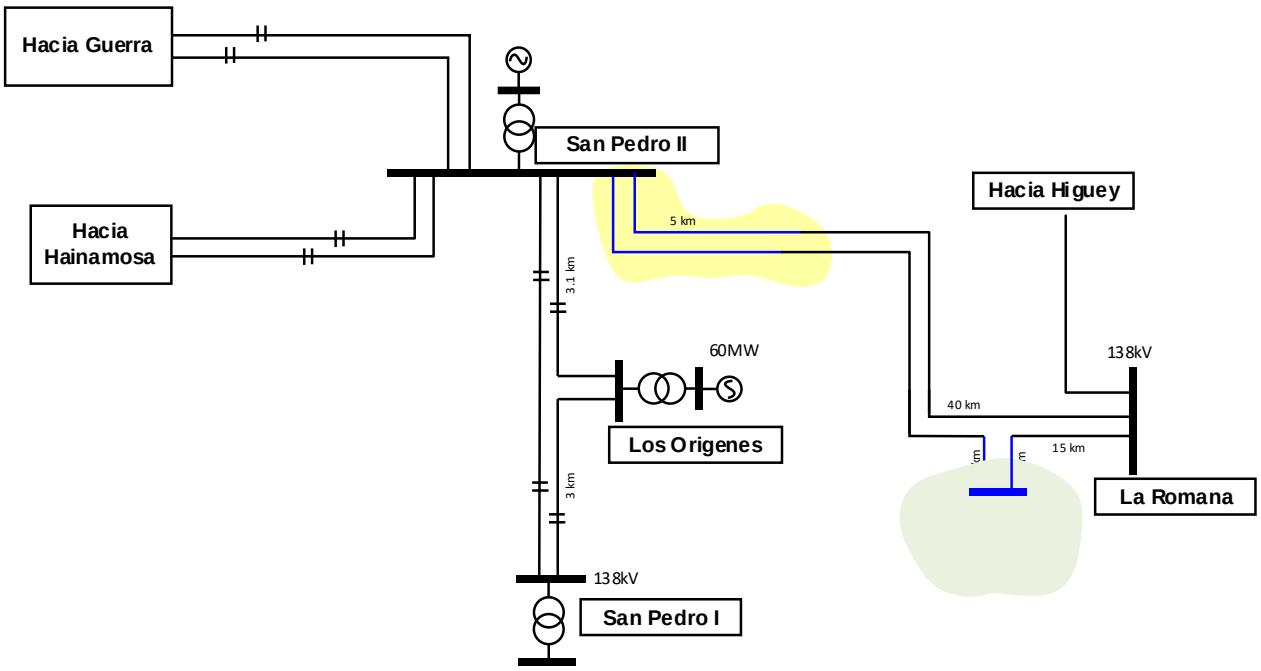
Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2025.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable que actualmente tienen una concesión definitiva, se considera que los proyectos renovables en servicio al día de hoy con el doble de su capacidad, se consideran en servicio aquellos proyectos que aunque no tengan concesión definitiva están en construcción, no se consideran los 400 MW renovables que CDEEE licitará pues no se conoce su localización, se considera como potencia efectiva la definida en el ***punto 4.5.3***.

Se realizará un despacho según la lista de mérito actual más la entrada en servicio de los proyectos de generación previstos descritos en el ***punto 4.5***. A diferencia del caso anterior se aumenta el despacho de Los Cocos hasta 95%, el objetivo es analizar la coincidencia del despacho con la fotovoltaica de la zona sur.

Escenario de red, se considera en servicio el proyecto 345 kV zona norte, proyecto 345kV Zona Sur, compensación de potencia reactiva, San Cristóbal Sur, GIS km 10.5, Baní 138/12.5 kV para los diferentes escenarios operativos. En este caso se evalúa el alto nivel de carga del enlace SPM I – Los Origenes – SPM II, esta línea toma un alto nivel de carga, principalmente en horas de la noche cuando la demanda aumenta. Se considera desconectar el anillo desde SPM I y llevar las líneas a SPM II, la nueva conexión quedaría definida como Romana – SPM II. Esta línea cobra más importancia pues SPM I se inunda en tiempos de lluvias, comprometiendo la buena operación del anillo.

Ilustración 32. Conexión Anillo este a SPM II (desconexión de SPM I).



7.4.2.9Caso 2025_Escenario Alternativo 06

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2025.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable que actualmente tienen una concesión definitiva, se considera que los proyectos renovables en servicio al día de hoy con el doble de su capacidad, se consideran en servicio aquellos proyectos que aunque no tengan concesión definitiva están en construcción, no se consideran los 400 MW renovables que CDEEE licitará pues no se conoce su localización, se considera como potencia efectiva la definida en el ***punto 4.5.3***.

Se realizará un despacho según la lista de mérito actual más la entrada en servicio de los proyectos de generación previstos descritos en el ***punto 4.5***. A diferencia del caso anterior se aumenta el despacho de Los Cocos hasta 95%, el objetivo es analizar la coincidencia del despacho con la fotovoltaica de la zona sur.

Escenario de red, se considera en servicio el proyecto de línea 138 kV Romana – SPM II, proyecto 345 kV zona norte, proyecto 345kV Zona Sur, compensación de potencia reactiva, San Cristóbal Sur, GIS km 10.5, Baní 138/12.5 kV para los diferentes escenarios operativos. En este caso serán incluidas las subestaciones del plan de expansión de Edesur (2025). Como se mencionó anteriormente, no todas las subestaciones de las EDE's requieren análisis de alternativas, en el caso de Edesur, las subestaciones Vallejuelo, Arroyo Manzano, Lechería, Pedernales, Villa Altagracia, Fundación, Inapa Nigua, Jimaní y Quita Coraza no necesitan análisis de alternativas pues solo tienen una opción[17] de interconexión. Las subestaciones Piedra Blanca y Engombe/Manoguayabo necesitan una evaluación para conexión. A continuación, una descripción de las subestaciones de Edesur para el 2025.

Subestación Piedra Blanca

La subestación Piedra Blanca tiene la particularidad de tener solo una opción de conexión en el mediano plazo, pero no es la que minimiza el costo de inversión en el largo plazo, pues el terreno propuesto es cercano al terreno donde tentativamente se construiría la subestación de transmisión Itabo II. Se realizaran las simulaciones del 2025 conectando la subestación Piedra Blanca 138/12.5kV en la terna desocupada Itabo – UASD. Esta nueva subestación tendrá una capacidad de transformación de 100 MVA, tomará el 83% de la carga de Granitos Bojos.

Subestación Inapa Nigua

La subestación Inapa Nigua se conectará a través de una línea 69 kV de aproximadamente 5 km, desde una derivación en las cercanías de la subestación SADOSA, tendrá un transformador 69/12.5 kV de 14 MVA.

Subestación Arroyo Manzano

Esta subestación estará localizada en la Av. República de Colombia, se conectará de la terna norte de la línea 138 kV Palamara – Arroyo Hondo, contará con una capacidad de transformación de 80 MVA

Subestación Lechería

Esta subestación tomará el 10% de la carga de la subestación km 10.5, además el 100% de la carga de la subestación ZF Los Alcarrizos, se conectará al STN en la terna vacía Julio Sauri – Paraiso, quedará: Julio Sauri – Lechería – Engombe. Esta subestación contará con una capacidad de transformación de 100 MVA.

[17] Decimos una opción pues otras alternativas implicarían mayores costos en el corto y largo plazo.

Subestación Engombe

Esta subestación tomará el 30% de la carga de la subestación km 10.5, además el 100% de la carga de la subestación ZF Los Alcarrizos y subestación Bayona, se conectará al STN en la terna vacía Julio Sauri – Paraíso, Julio Sauri – Lechería – Engombe – Los Prados (se interviene el primer anillo 138 con una línea desde Julio Sauri, el primer anillo ya tendría la seguridad de suministro desde Itabo II, se deja el circuito pendiente de Itabo para llevarlo a Metropolitano para asegurar el suministro desde Itabo II).

Subestación Villa Altagracia

Esta subestación es construida por la ETED, la misma contará con un autotransformador 138/69 kV de 70-80 MVA, barra simple en 138 y 69 kV, dos campos de línea 138kV y 2 campos 69kV. La ETED dejó el espacio para que Edesur instale un transformador 138/12.5 kV de 30 MVA. Este transformador asumirá la carga de las subestaciones Villa Altagracia 69 kV y Cítricos Nacionales

Subestación Pedernales

Esta subestación conectará el sistema aislado de la provincia Pedernales al SENI, esta subestación contará con un transformador 138/69kV de 30 MVA, tomará el 100% de la carga del sistema aislado.

Subestación Vallejuelo

Esta subestación contará con un transformador 69/12.5 kV de 14 MVA, tomará 2 MVA de la subestación San Juan Pueblo, se conectará al SENI a través de una línea 69 kV conectada a un campo de línea desde la subestación San Juan II.

Subestación Fundación

Esta subestación se conectará al SENI en la línea Cruce de Cabral II – Aeropuerto – Canoa – Vicente Noble, contará con un transformador 69/12.5 kV de 30 MVA y tomará 11.79 MVA de la subestación Barahona Pueblo

Subestación Jimaní

Esta subestación tomará 3 MVA de la subestación Las Damas, contará con un transformador 69/12.5 kV de 30 MVA.

Subestación Quita Coraza

Esta subestación tomará 3 MVA de la subestación Las Damas, contará con un transformador 69/12.5 kV de 30 MVA.

7.4.2.10 Caso 2025_Escenario Alternativo 07

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) 06, la diferencia radica en el cambio de conexión de la subestación Engombe, la misma se cambiaría de localización, sería en la localización llamada Fase B por Edesur y se conectaría a la línea que llega desde Itabo – Piedra Blanca. Lechería mantendría su conexión desde Julio Sauri.

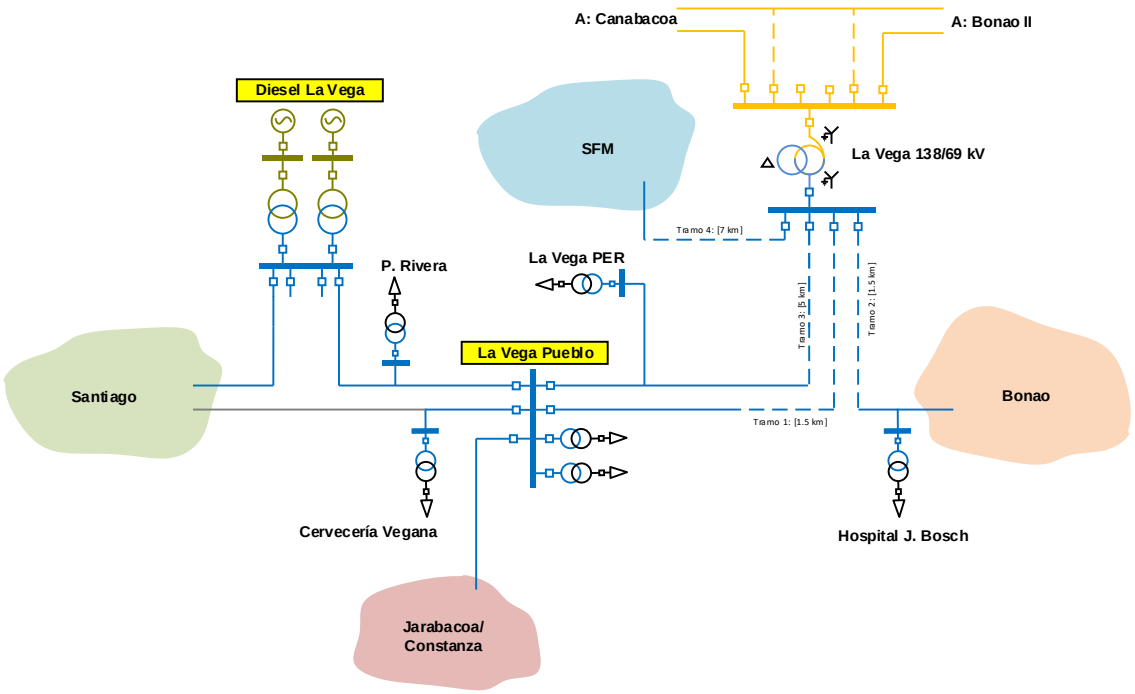
7.4.2.11 Caso 2025_Escenario Alternativo 08

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) 06, la diferencia radica en que se distribuirá la carga definida en el plan de expansión de Edenorte y considerando la interconexión de los proyectos de Edenorte que no habían sido considerados por no ser parte de su plan de corto plazo.

Al igual que para Edesur, las subestaciones definidas por Edenorte no requieren análisis de localización. Estas subestaciones son:

Subestación La Vega II

Esta es una subestación 138/69 kV de 140 MVA, construida por ETED, en la misma se consideró el espacio para que Edenorte instale un transformado 138/12.5 kV, su objetivo es descargar por etapas la subestación La Vega Pueblo.



Subestación Sosúa

Esta subestación es construida por la ETED, el objetivo de esta subestación es mejorar la confiabilidad del sistema 69 kV entre Playa Dorada y Sabaneta de Yásica, así como también dejar el espacio para que Edenorte instale un transformador 69/12.5 kV de XX MVA, que en principio asumiría la carga de la subestación Sosúa existente.

Subestación Manzanillo

Esta subestación será construida por la ETED, tomará parte de la carga de Montecristi, la misma se conectará al SENI abriendo la línea 138 kV Dajabón – Montecristi.

Subestación La Penda

Esta subestación se conectará al SENI mediante una derivación (TAP) a 2.27 km del Tap Cruce de Tavera y a 10.40 km de la subestación Zona Franca La Vega, se pretende suplir una demanda de 14.2 MW (al año 2020, descargando las subestaciones Canabacoa, Moca Nueva y ZF La Vega.

Subestación Piedra Blanca

Esta subestación tomará carga de la subestación Bonao Per, aproximada de 7.3 MVA, en el caso de la subestación Maimón es de 10.7 MVA y de 0.2 MVA desde la subestación La Cumbre. El objetivo es mitigar las bajas tensiones en las comunidades de Maimón y Piedra Blanca por las longitudes de los circuitos de media tensión

Subestación Ciudad Juan Bosch

Esta subestación estará localizada en la cercanía de Hato del Yaque, pretende asumir el crecimiento de la demanda de esa zona, así como energizar el complejo habitacional Ciudad Juan Bosch, la interconexión está prevista en la línea de Sajoma.

Subestación Sabaneta de Yásica

El objetivo de esta subestación es tomar la carga de la subestación existente, la cual tiene comprometida la calidad del servicio por las bajas tensiones existentes, la nueva subestación se conectará al sistema 138 kV abriendo la línea Playa Dorada – Rio San Juan.

Subestación SFM II

Esta es una subestación de distribución definida por Edenorte, la misma tiene el objetivo de descargar la subestación El Chivo, así como también absorber el crecimiento de la demanda en la parte norte de San Francisco de Macorís

7.4.2.12 Caso 2025_Escenario Alternativo 09

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) 08, incluyendo la distribución de carga definida en el plan de expansión de Edeeste, así como también la interconexión de los proyectos de Edeeste que no habían sido considerados por no ser parte de su plan de corto plazo.

Las subestaciones definidas por Edeeste que no requieren análisis de localización son:

Subestación Bayahíbe

Esta subestación contará con un transformador 69/12.5 kV de 10 MVA, la conexión de esta subestación será en la LT 69 kV La Romana – Higüey requiere la construcción de unos 7 km de LT 69 kV de acuerdo a lo recomendado. Tomará la carga procedente de los hoteles.

Subestación Cumayasa

Esta subestación contará con un transformador 138/12.5 kV de 14 MVA, y se conectaría en una de las ternas de la LT 138 kV SPM I – La Romana. Es necesario construir 3.5 km de línea de transmisión doble circuito y un Darién por fase. Esta nueva subestación toma carga de la subestación Romana Pueblo (5 MVA al 2024)

Subestación Villa Consuelo

Esta subestación será construida por la ETED, la idea es que Edeeste tome carga desde la subestación CNP para reducir la curva de carga de la línea 138kV Timbeque II – CNP, contará con dos transformadores 138/12.5 kV de 50 MVA y espacio para un tercer transformador, se conectará al STN abriendo la LT 138 kV Los Minas – Arroyo Hondo, se dejará espacio para la llegada de una tercera línea 138 kV. En general Edeeste planteó el descargo de Timbeque (10 MVA), CNP (10 MVA) y Capotillo (10 MVA) al 2023

Subestación Mendoza

Esta subestación contará con dos transformadores 138/12.5 kV de 50 MVA, tentativamente se considera la conexión en uno de los dos circuitos de la antigua LT 138 kV Hainamosa – Los Minas, existe la incertidumbre de la localización del solar donde se construiría esta subestación, cerca de la carretera Mella parece factible. Edeeste plantea el descargo de las subestaciones Hainamosa (7.5 MVA), Invivienda (12.5 MVA) y Los Mina 138 (15 MVA) al año 2022.

Subestación Restauradores

Esta subestación contará con un transformador 138/12.5 kV de 50 MVA, se conectaría en una de las ternas de la LT 138 kV Hainamosa – Villa Mella, se analizará la llegada de una nueva línea 138 kV desde la

subestación Guerra 318/345kV pues los viejos enlaces Palamara – Villa Mella – Hainamosa tienen tramos en malas condiciones físicas y que no pueden mejorarse.

Subestación Miches

Esta subestación contará con un transformador 138/12.5 kV de 28 MVA, y se conectaría al SENI en el segundo anillo 138 kV del Este profundo, Higüey II – Uvero Alto (Macao) – Miches – Sabana de la Mar Hato Mayor.

Debido a que Edeeste tiene premura para conectar esta subestación y no cuenta con los fondos para desarrollar el proyecto, La ETED adelantará la construcción de la línea correspondiente al largo plazo entre Sabana de La Mar y Miches para energizarla a 69 kV desde Sabana de la Mar, así Edeeste puede construir una pequeña subestación 69 kV en Miches.

Subestación Uvero Alto

Esta subestación contará con un transformador 138/12.5 kV, y se conectaría al SENI desde la subestación Higüey II, será necesario construir una línea de transmisión 138kV de aproximadamente 25 km.

Subestación Sierra Prieta

Esta subestación contará con un transformador 138/12.5 kV, y se conectaría al SENI abriendo la Dajao – Yamasá – Monte Plata. Debido a que Edeeste tiene cargas a 69 kV en esta línea, como son Yamasá y Monte Plata, esta subestación se aislaría a 138 kV y se energizaría a 69 kV en su primera etapa constructiva.

Subestación La Cuaba

Esta subestación contará con un transformador 69/12.5kV, tentativamente se considera su interconexión al SENI a través de una derivación desde la subestación del Campamento 16 de agosto. Para conectar esta subestación sería necesario construir aproximadamente 15 km de línea aislada a 69 kV.

Subestación Villa Mella II

Esta subestación tomaría parte de la carga de las subestaciones BNV. (13.802 MVA) y Villa Mella (23.416 MVA), para conectar esta nueva subestación se propone la llegada de una nueva línea 138 kV desde la subestación Guerra 318/345kV pues los viejos enlaces Palamara – Villa Mella – Hainamosa tienen tramos en malas condiciones físicas y que no pueden mejorarse.

Subestación La Caleta II

Esta subestación tomará toda la carga de la subestación existente La Caleta, en su etapa final, se interconectará al SENI abriendo la futura línea 138 kV Guerra – El Brisal; en su etapa inicial esta subestación se construirá aislada a 138 kV y se operará a 69 kV, se conectará en la misma línea de la subestación actual.

Subestación La Nueva Victoria

Debido a que la zona donde se construye la nueva cárcel de la Victoria no tiene las facilidades para suplir la energía eléctrica con la suficiente calidad, la Procuraduría General de La República solicitó a la ETED que financiara esta nueva subestación. Esta nueva subestación tomará parte de la carga de la subestación de distribución Guerra 69kV y se conectará a las redes de alta tensión mediante una derivación desde la línea Gildán – WCG.

7.4.2.13 Caso 2025_Escenario Alternativo 10

Este caso consolida todos los proyectos de distribución mencionados en los casos anteriores, los cuales se enmarcan en el horizonte del 2025, además, se aumenta la demanda hasta 3,741 MW, el objetivo es verificar las condiciones de las redes y que el dimensionamiento de los compensadores dinámicos definidos en los primeros casos de estudios sea funcional.

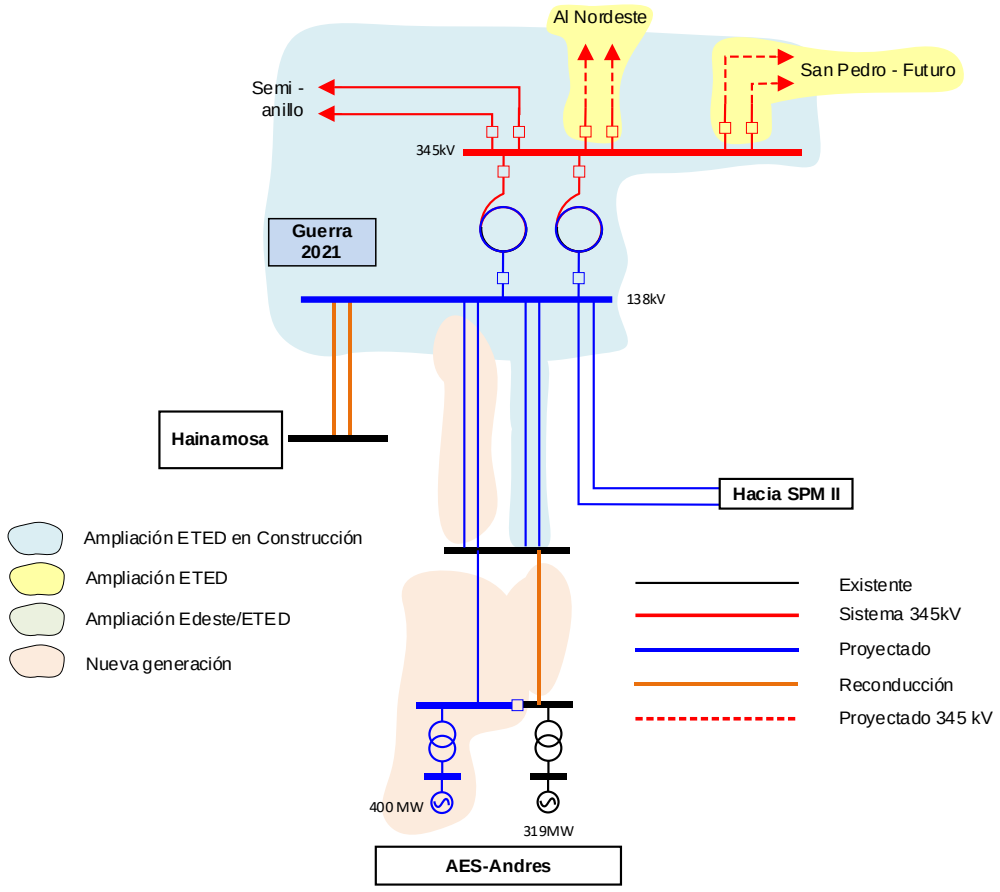
7.4.2.14 Caso 2025_Escenario Alternativo 11

Al igual que el caso anterior, este caso consolida todos los proyectos de distribución hasta el 2025, la diferencia radica en la demanda analizada es la prevista en el capítulo cinco. El objetivo es verificar las condiciones de las redes y que el dimensionamiento de los compensadores dinámicos definidos en los primeros casos de estudios sea funcional.

7.4.2.15 Caso 2025_Escenario Alternativo 12

Este caso considera la ampliación de la generación, en este caso se considera la construcción de una nueva central térmica de 400 MW en Punta Caucedo. Esta nueva central sería adicional a la planta de AES (400 MW).

Ilustración 33. Conexión 400 MW AES.



7.4.2.16 Caso 2025_Escenario Alternativo 13

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) 12, la diferencia radica en la incorporación de la central fotovoltaica Esperanza con capacidad de 50 MVA. Este nuevo parque de generación se conecta a la subestación Navarrete II a través de un tramo de línea de aproximadamente 15 km de longitud.

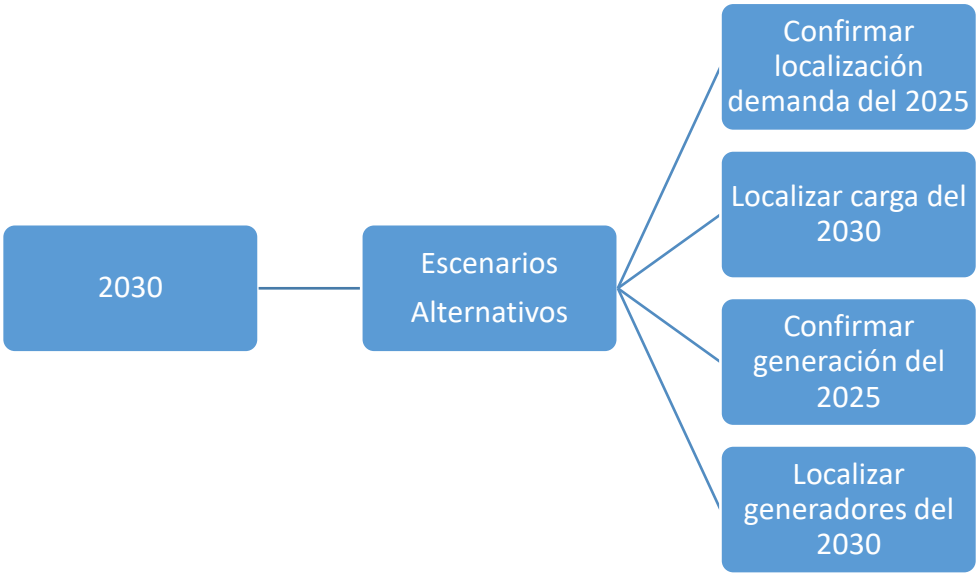
7.4.3 Casos de estudio 2030

Hasta este punto se ha conectado el plan de expansión de la generación y de las empresas de Distribución a las redes de transmisión según las posibilidades que da la topología de red existente y las proyecciones de mediano plazo. En el apartado de los resultados (7.5.1) se observará que, salvo algunos casos[18], la capacidad de red es suficiente para cumplir con las exigencias de la demanda al 2025.

Al igual que en los escenarios del 2025, será conectado al sistema de transmisión el plan de expansión de la generación y el plan de expansión de la distribución previsto al año 2030. Se verificará si es necesario ampliar la red para cumplir con los objetivos de este plan.

A continuación, se muestra la forma en que serán definidos los casos de estudios y los análisis de crecimiento partir del 2025.

Ilustración 34. Visión general de escenarios año 2030.



Los escenarios alternativos nos dan la idea de cómo puede ser el sistema de transmisión, para luego, a través de escenarios concertados definir cómo lo queremos dicho sistema según la visión de la planificación de largo plazo planteada en el desarrollo de este plan.

[18] Todos a 69kV.

Inicialmente, y como se mencionó anteriormente, incorporaremos los proyectos declarados de las empresas de distribución y los proyectos de generación concesionados y/o planificados por la CNE. Con los resultados se verificará la necesidad de proyectos de transmisión, la idea es que pueda transarse toda la energía que el mercado requiera sin restricciones de red.

Incertidumbres

La incertidumbre para estos casos es si se desarrollan de manera oportuna los proyectos definidos para el 2025.

- ✓ Desarrollo del plan de obras de transmisión para el 2025.
- ✓ Desarrollo del plan de obras de distribución al 2025
- ✓ Desarrollo de los proyectos de generación ERNC y térmicos planteados al 2025.

Considerando todos los proyectos concesionados, para el 2030 podría haber una capacidad instalada de generación de 3,025 MW de renovable no convencional, con 2,444 MW de capacidad efectiva. De esta potencia ya se analizó en el 2025 la conexión de 1,680 MW efectivos, de los cuales 1,157 MW son fotovoltaicos y 523 son eólicos. Esto implica que es necesario completar la suma con **764 MW** de ERNC. Considerando que además tenemos **511 MW** en Hidro y **4,926 MW** térmico, sin incluir la generación a base de fuel oil; frente a una demanda de **4,410 MW** nos queda la incertidumbre de cuáles proyectos deben considerarse o no, e implican una mayor dificultad en el análisis pues como no existe un orden ni un plan que los rija es necesario realizar escenarios que interpreten si entra uno u otro.

Asimismo, no se cuenta con proyecciones de costos de operación para las nuevas centrales de generación convencional consideradas en los escenarios a evaluar a fin de ubicarlas en una posición dentro de la lista de despacho por orden de mérito. Para solventar esta situación, se ha considerado como premisa que "toda central a instalar será al menos tan eficiente como la más eficiente actualmente instalada considerando el mismo tipo de tecnología" y en base a esto se ha considerado el costo de operación de las nuevas centrales similar al de las ya existentes.

La implicación de esto sobre la empresa de transmisión es que puede llegarse a la sobreinversión si es que se construye una red para un proyecto de generación que no se construyó.

En la gráfica siguiente se muestra la generación eficaz máxima frente a la demanda máxima.

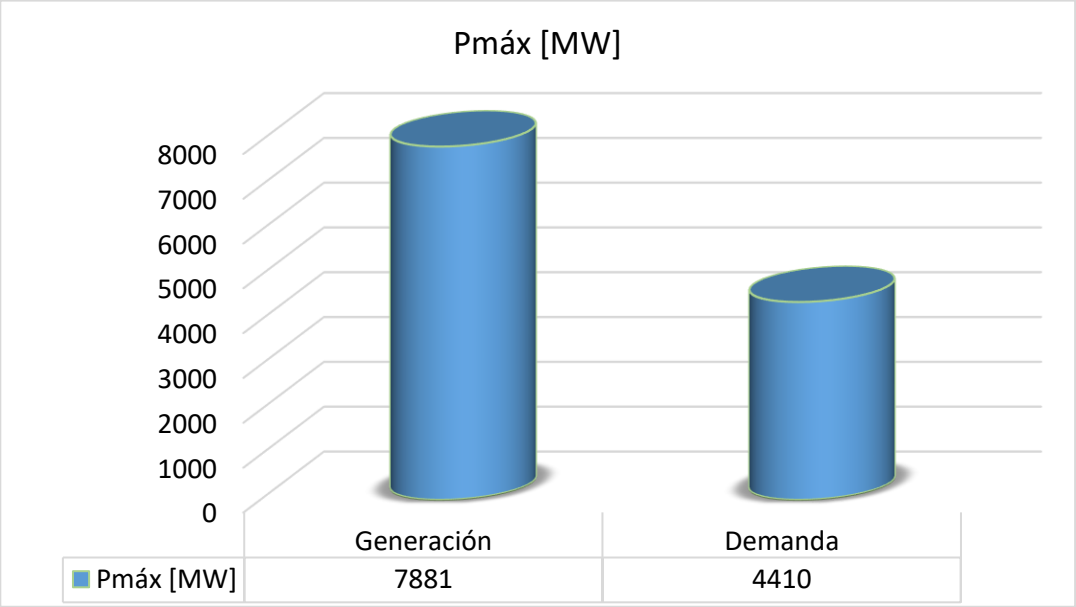


Ilustración 35. Generación eficaz máxima frente a la demanda máxima

Como nuevas centrales de generación térmica se contemplan los siguientes proyectos:

Tabla 54. Nuevos proyectos de generación año 2030.

NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD EFECTIVA 2030 [MW]	TIPO	ZONA	TECNOLOGIA
CCGN AES Andres	360	TERMICO	Este	Gas Natural
CCGN Pepillo Salcedo	0	TERMICO	Norte	Gas Natural
Barahona II	90	TERMICO	Sur	
S&k	720	TERMICO	Norte	Gas Natural
CESPM (conversión)	290	TERMICO	ESTE	Gas Natural
Quisqueya III	360	TERMICO	ESTE	Gas Natural
Central Palenque	270	TERMICO	Sur	Gas Natural
Haina VII	360	TERMICO	CENTRAL	
LS Energía	0	TERMICO	Este	
San Pedro - Planta Basura	45	TERMICO	Este	Biomasa
	2,495			

Como no existe una política de hasta dónde, o en qué nivel será sustituido el parque de generación existente, es difícil definir hasta donde podemos llegar con nuevos proyectos térmicos. Si por ejemplo, definimos que debemos mantener en línea las centrales con un costo variable de producción[19] igual o menor que 1,700 DOP/MWh al año 2030, como nueva planta de generación solo podríamos incluir una central de 400 MW, sea térmica o su equivalente renovable.

Tabla 55. Potencia generada por tecnología año 2030.

Tipo de Generación	Dmax [MW]	Dmed [MW]	Dmin [MW]
Térmicos	3,656.00	1,956.00	2,307.00
Hidro	400.00	423.00	423.00
Eólico	511.00	511.00	511.00
Fotovoltaico	0.00	1,114.00	247.00
	4,567.00	**4,004.00**	**3,488.00**

Se considerarán proyectos hipotéticos en diferentes zonas para verificar la necesidad de nuevos proyectos de red. Con esto, se verificará la capacidad térmica de las redes y se evaluará además un escenario considerando que estos nuevos 400 MW sean renovables, el objetivo es ver la variación en el comportamiento dinámico del sistema si se aumenta la generación renovable en vez de la térmica.

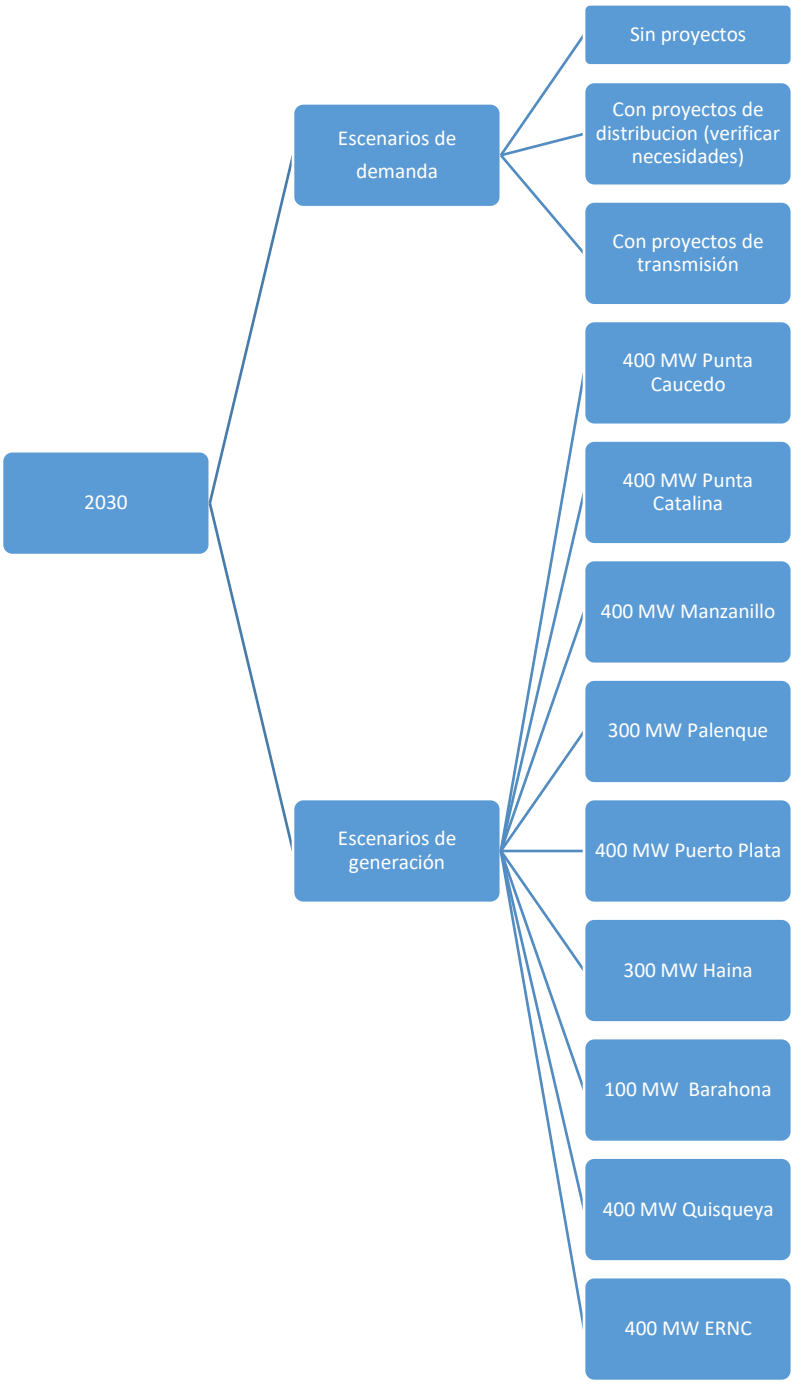
La única forma de considerar más generación térmica en el año 2030 es si hoy ponemos un límite a las renovables.

Objetivos

- ✓ Identificar sobrecargas, y/o tensiones fuera de rango, así como también verificar las soluciones planteadas para el 2025.
- ✓ Verificar el comportamiento dinámico del sistema, considerando escenarios hipotéticos de localización de la generación térmica y renovable.

[19] Sin llegar al detalle de factores nodales

Ilustración 36. Casos y escenarios año 2030.



7.4.3.1 Caso 2030_Escenario Alternativo 01

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

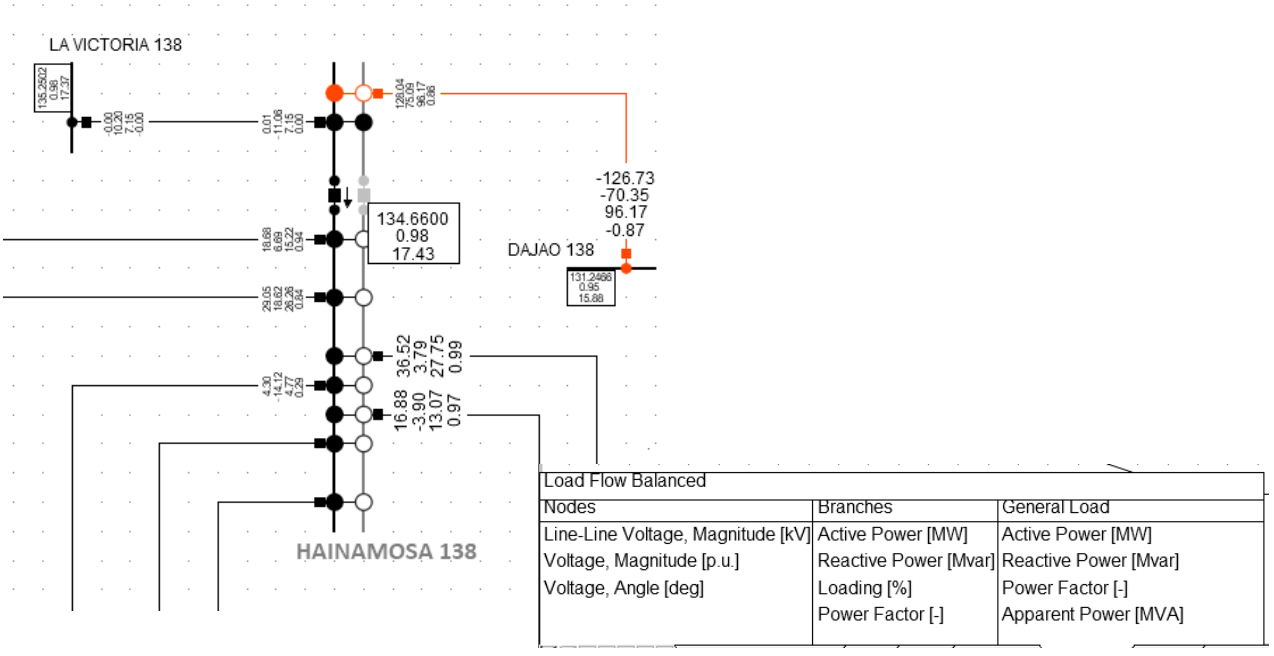
Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025.

Escenario de red, para este caso solo se llevó la demanda a los niveles previstos para el 2030, no se consideraron los proyectos de expansión de Edesur, se sirvió la demanda con las subestaciones existentes. No se consideró ampliación de las redes de transmisión más allá de los proyectos del 2025.

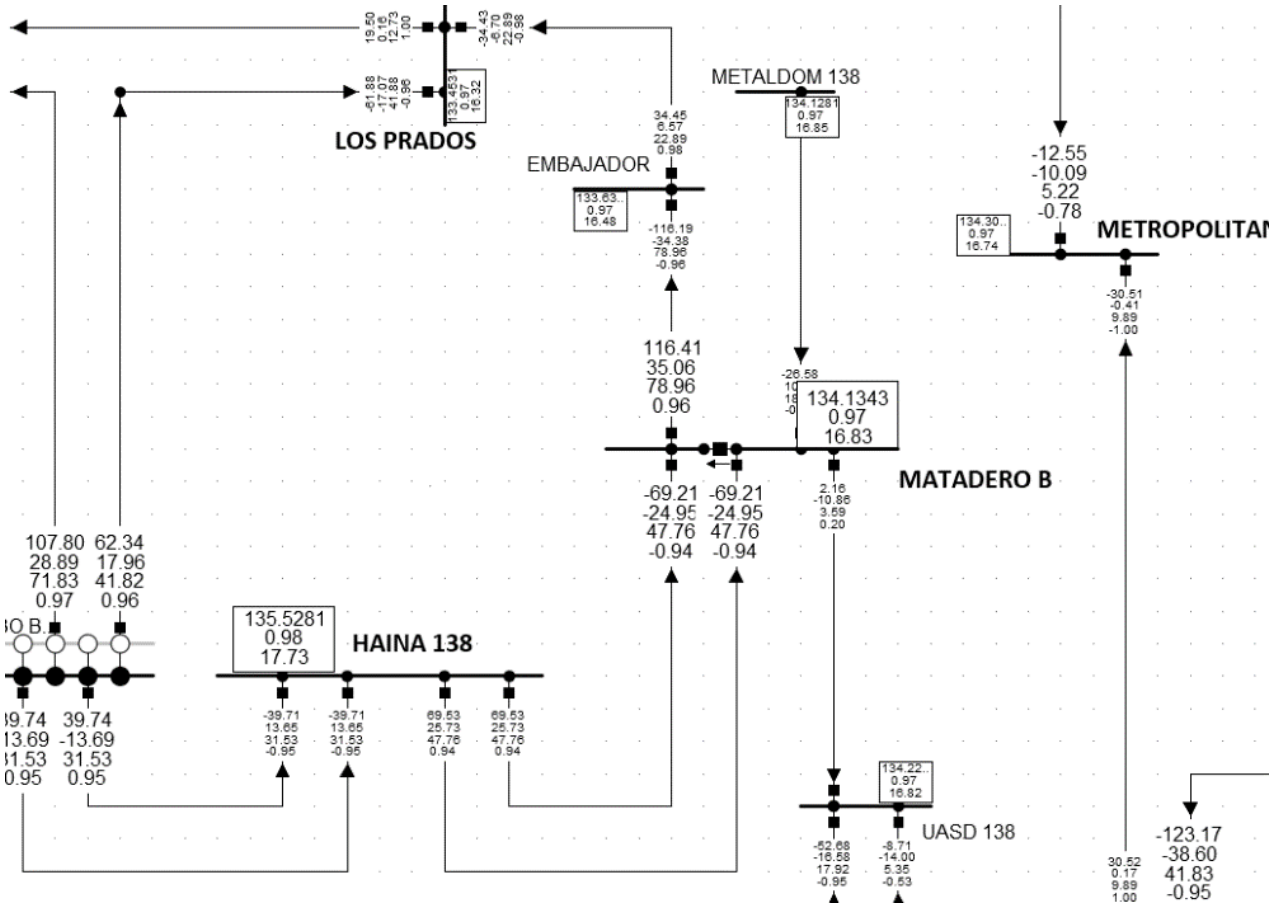
Objetivo del caso, el objetivo de este caso es tomarlo como referencia para los cálculos económicos y así como también para someter a prueba técnica los proyectos definidos en el 2025.

Área Central

Sobrecarga Línea Hainamosa – Dajao y 69 Dajao – Yamasá



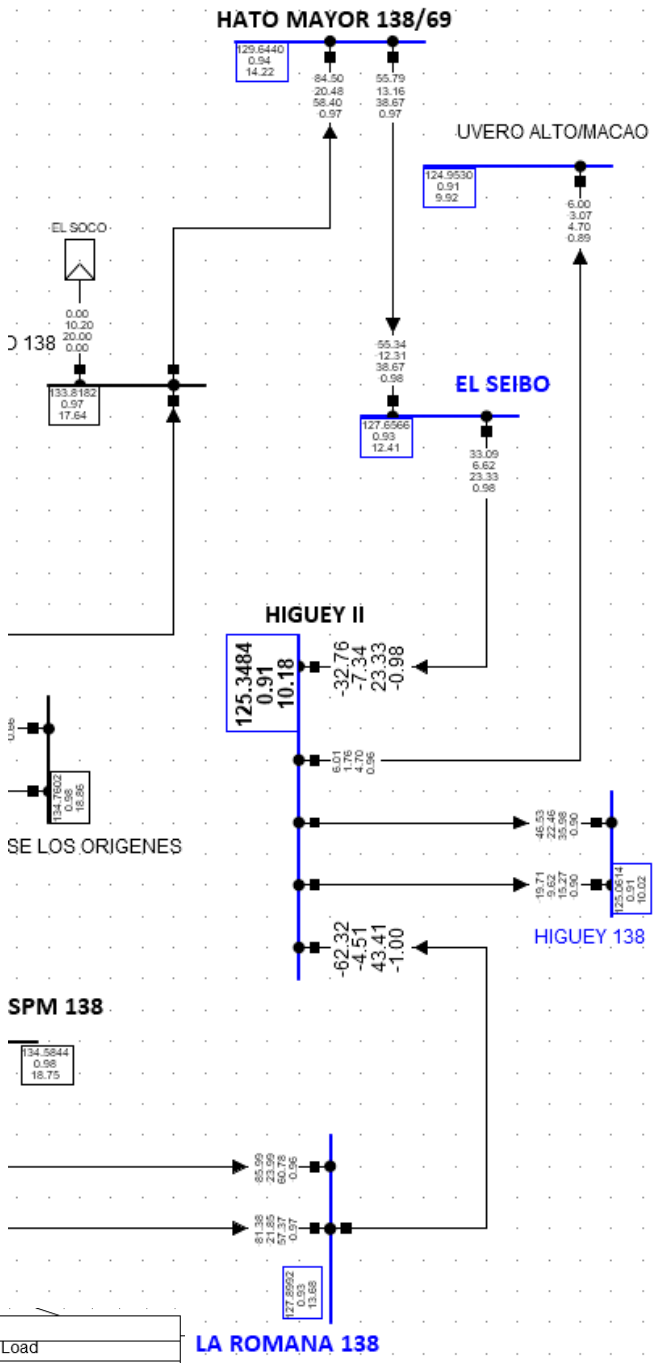
Nivel alto de carga Matadero – Embajador



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	General Load
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]	Power Factor [-]
	Power Factor [-]	Apparent Power [MVA]

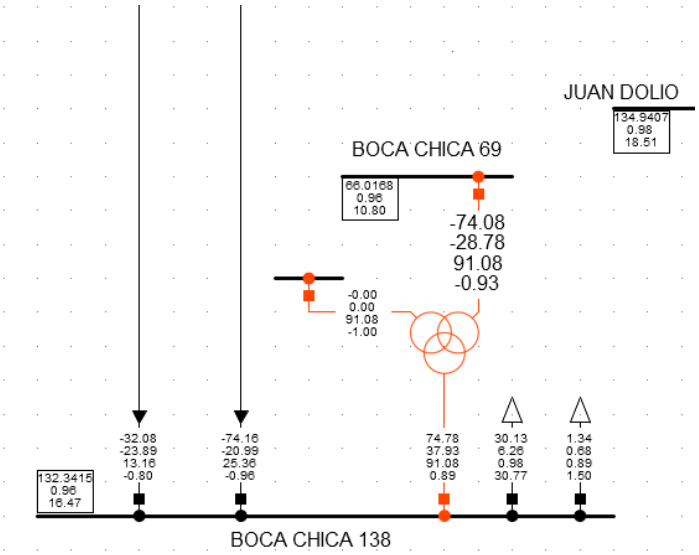
Área Este

Baja tensión en el Este profundo (hay que revisar la capacidad definida para el 2025)

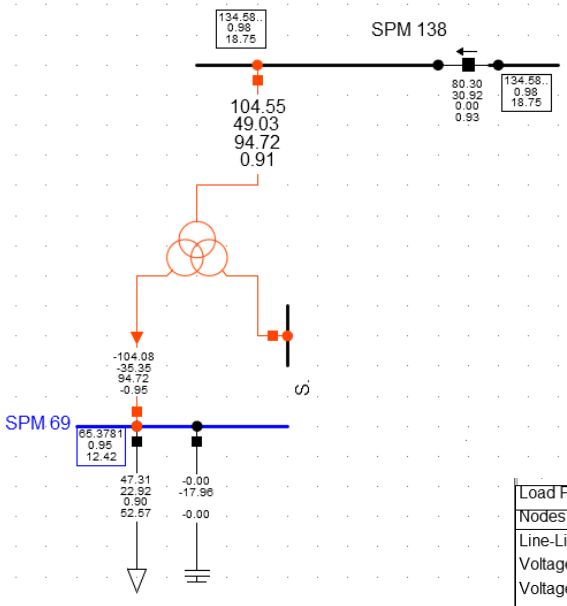


Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	General Load
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]	Power Factor [-]
	Power Factor [-]	Apparent Power [MVA]

Alto nivel de carga transformador Boca Chica



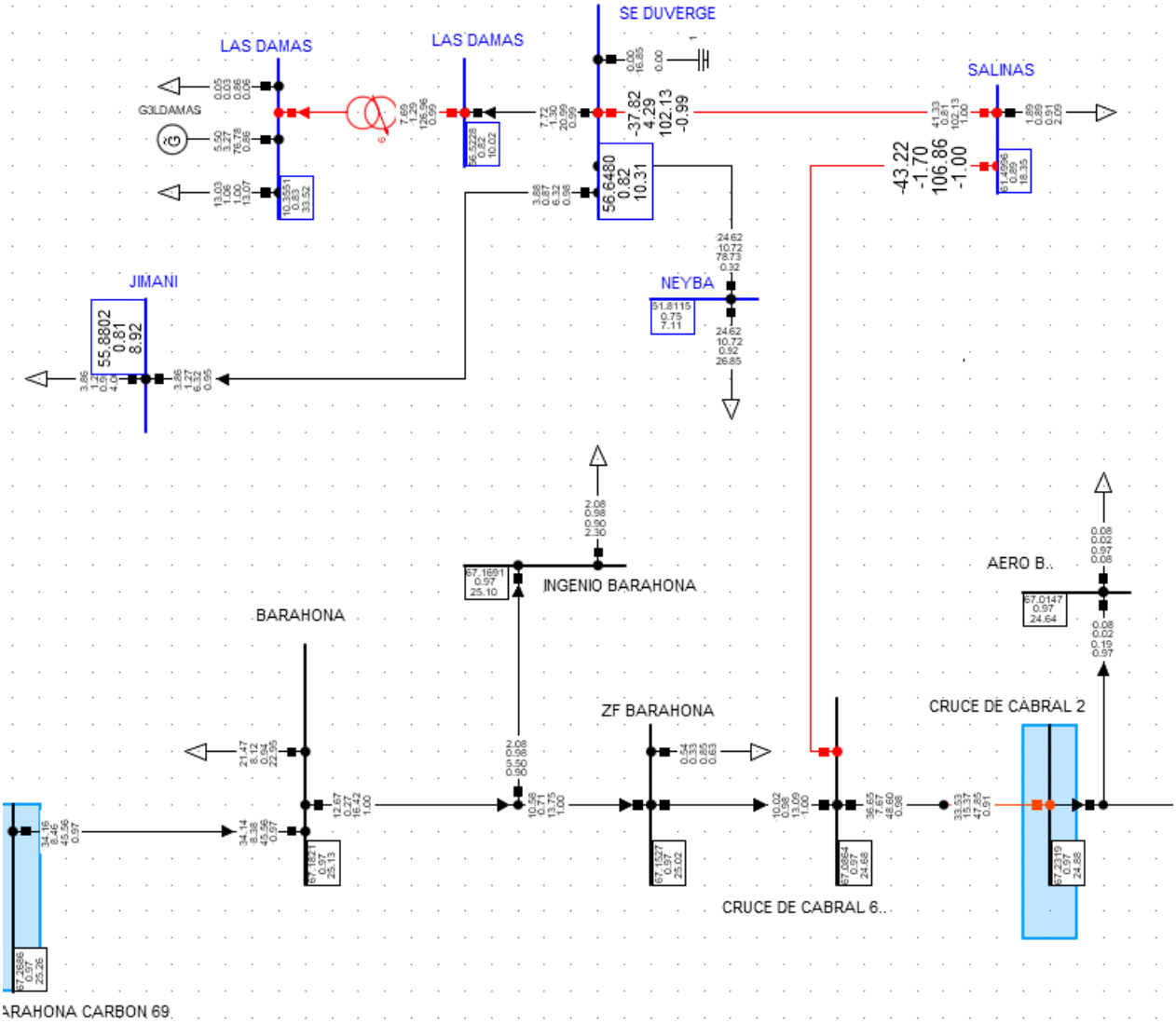
Alto nivel de carga transformador SPM



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	General Load
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]	Power Factor [-]
	Power Factor [-]	Apparent Power [MVA]

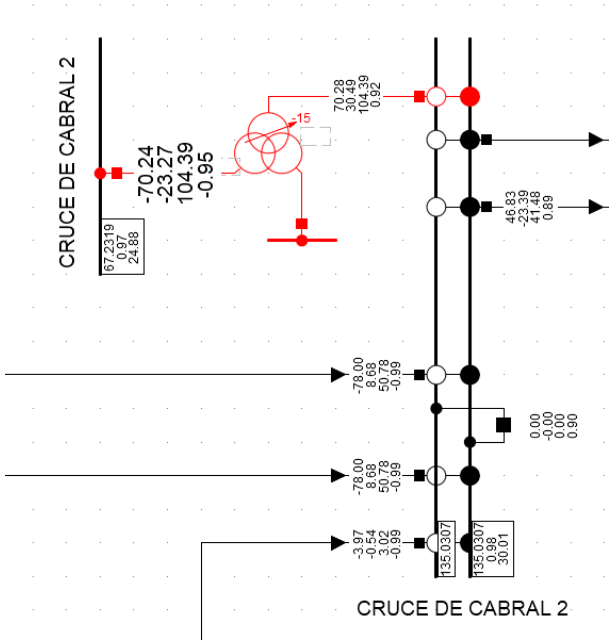
Área Sur

Sobrecarga Neyba – Duvergé



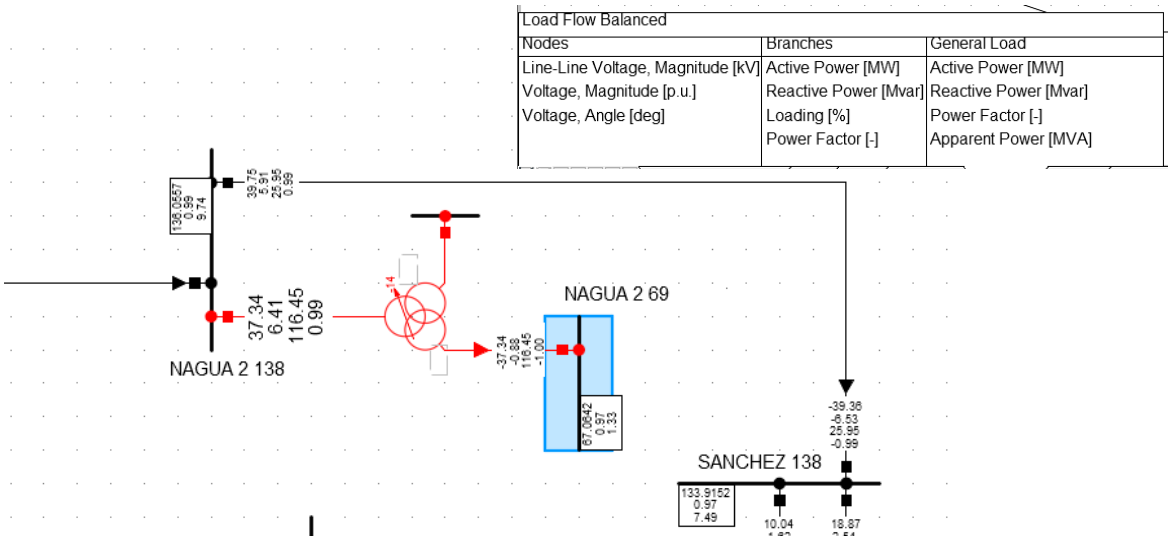
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	General Load
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]	Power Factor [-]
	Power Factor [-]	Apparent Power [MVA]

Sobrecarga transformadora 138/69 Cruce de Cabral



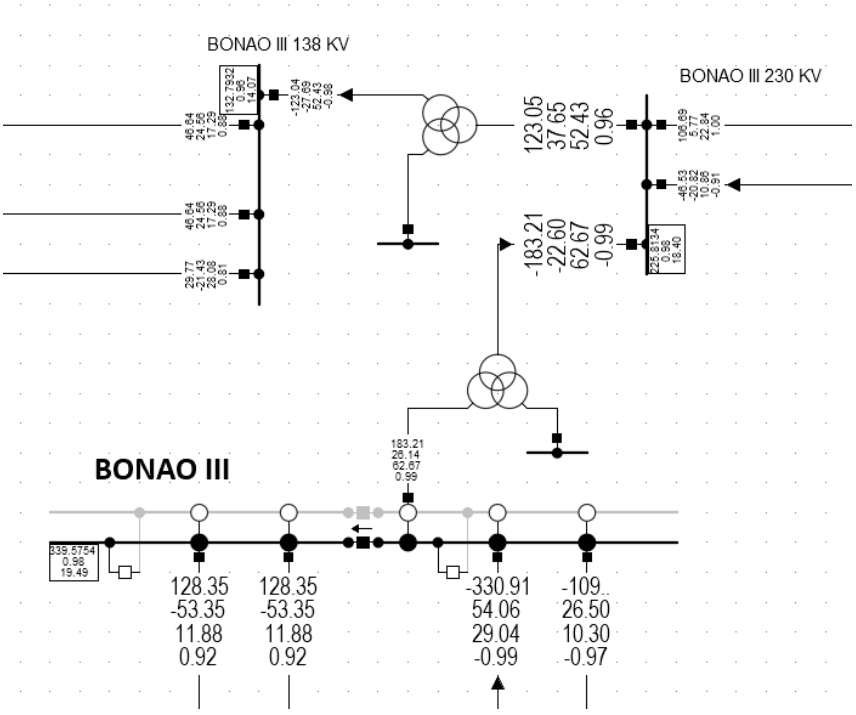
Área Norte

Sobrecarga en transformador 138/69 Nagua



Sistema Troncal 345

Alto nivel de carga transformadores 230/345.



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	General Load
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]	Power Factor [-]
	Power Factor [-]	Apparent Power [MVA]

7.4.3.2 Caso 2030_Escenario Alternativo 02

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025.

Escenario de red, se considera en servicio los proyecto definidos en los casos de estudios del período 2020 – 2025, además se consideran en servicio las subestaciones de distribución Aeropuerto de Herrera, Anacaona, Cristo Rey, Evaristo Morales, Pablo Mella, Las Charcas, Los Alcarrizos y Sabaneta de Yásica.

Como se mencionó anteriormente, no todas las subestaciones de las EDE's requieren análisis de alternativas, en el caso de las subestaciones Anacaona, Cristo Rey, Pablo Mella, Las Charcas, Los Alcarrizos y Sabaneta de Yásica no necesitan análisis de alternativas pues solo tienen una opción[20] de interconexión. Las subestaciones Aeropuerto de Herrera y Evaristo Morales necesitan una evaluación para conexión.

A continuación, una descripción de las subestaciones para el 2030.

Subestación GIS Anacaona

La subestación Anacaona está prevista por Edesur con dos transformadores 138/12.5 de 50 MVA, es de nuestra consideración que la densidad de carga en la Av. Anacaona es alta y debe preverse la alimentación a un voltaje de distribución más alto que 12.5 kV, por lo que debe dejarse el espacio para un tercer transformador que cumpla con tales fines. Esta subestación se conectaría al STN abriendo la línea 138 kV Itabo – UASD. Esta nueva subestación tomará parte de la carga de la subestación Embajador.

[20] Decimos una opción pues otras alternativas implicarían mayores costos en el corto y largo plazo.

Subestación Cristo Rey

La subestación Cristo Rey contará con dos transformadores 138/12.5 de 50 MVA, considerando uno habilitado en su primera etapa. El esquema de barra será barra principal más barra de transferencia, se prevé espacio para ampliar dos campos de línea, se conectaría al STN abriendo la línea 138 kV Villa Consuelo – Arroyo Hondo. Esta nueva subestación tomará parte de la carga de las subestaciones La 40 y Metropolitano.

Subestación Pablo Mella

La subestación Pablo Mella contará con dos transformadores 138/12.5 de 50 MVA, con uno habilitado en su primera etapa. El esquema de barra será barra principal más barra de transferencia, se prevé espacio para ampliar un campo de línea, se conectaría al STN abriendo la línea 138 kV Alcarrizos - Palamara. Esta nueva subestación tomará parte de la carga de las subestaciones Palamara.

Subestación Las Charcas

La subestación Las Charcas contará con un transformador 69/12.5 de 14 MVA, se conectaría al STN a través de una derivación de la línea 69 kV entre Cementos ABCO y Azua. Esta nueva subestación tomará parte de la carga de la subestación Azua.

Subestación los Alcarrizos

En principio esta subestación era solo para Edesur, pero en el desarrollo del plan le hemos dado importancia de subestación de transmisión. Esta importancia se basa en la necesidad de sacar de servicio varios elementos del STN, estos son la barra 69 kV de la subestación Haina[21] y las líneas Palamara – Itabo y Valdesia – SCN – Palamara. Estos elementos son un peligro para la población en tramos específicos ya que las franjas de servicio fueron violadas y no se cumple con las distancias mínimas de seguridad. La subestación Los Alcarrizos tiene como objetivos:

Previsiones SE Los Alcarrizos:

1. Descargar SE km 10.5.
2. Crea las condiciones para sacar de servicio LT 69 kV Haina – km 10.5.
3. Permite abastecer Los Alcarrizos sin restricciones de transmisión.
4. Permite sacar de servicio las LLTT que pasan por encima de Los Alcarrizos.

[21] Principalmente por las condiciones de las redes 69 kV que salen de esta subestación.

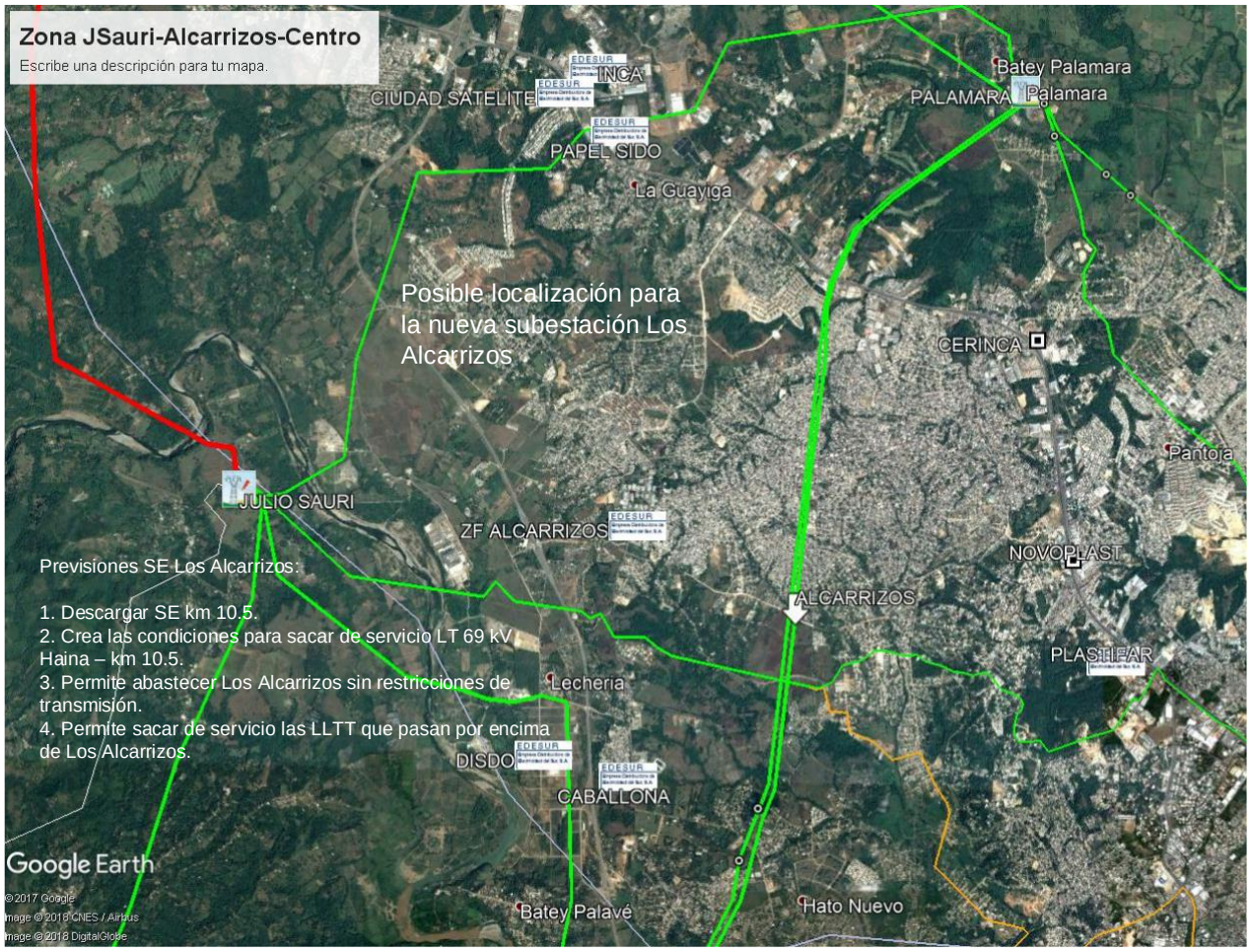


Ilustración 37. Localización subestación Los Alcarrizos

Subestación Sabaneta de Yásica

La subestación Sabaneta de Yásica contará con dos transformadores 138/12.5 de 50 MVA, con uno habilitado en su primera etapa. El esquema de barra será barra principal más barra de transferencia, se prevé espacio para ampliar un campo de línea, se conectaría al STN abriendo la línea 138 kV Rio San Juan – Playa Dorada. Esta nueva subestación tomará la carga de Sabaneta de Yásica existente.

Subestación Aeropuerto de Herrera

La subestación Aeropuerto de Herrera contará con un transformador 138/12.5 de 60 MVA. El esquema de barra será barra principal más barra de transferencia, se prevé espacio para ampliar dos campos de línea. La conexión al STN está ligada a la definición de las redes y rutas que se elijan para las redes soterradas en el gran Santo Domingo, inicialmente la conectaremos abriendo la línea Julio Sauri – Paraíso, en el tramo km 10.5 – Paraíso.

Subestación Evaristo Morales

La subestación Evaristo Morales está prevista por Edesur con dos transformadores 138/12.5 de 50 MVA, es de nuestra consideración que la densidad de carga en la zona donde esta subestación tomará demanda es alta y debe preverse la alimentación a un voltaje de distribución más alto que 12.5 kV, por lo que debe dejarse el espacio para un tercer transformador que cumpla con tales fines.

La conexión de esta subestación al STN plantea el inicio del soterramiento de las redes de transmisión del gran Santo Domingo, con base en su localización se trazarán las posibles rutas por donde irían dichas redes. Es por esta razón que planteamos postergar la construcción de esta subestación al período 2030-2035, donde se plantea el análisis de las redes soterradas del gran Santo Domingo. La demanda puede ser asumida por un nuevo transformador 138/12.5 kV en Metropolitano, con la subestación aeropuerto de Herrera se descarga Los Prados y esta puede asumir parte de la carga también, además con el segundo transformador en Paraíso se puede asumir parte de la carga también.

7.4.3.3Caso 2030_Escenario Alternativo 03

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025**.**

Escenario de red, se consideran en servicio los proyectos de expansión de la distribución definidos en el caso anterior, así como también la redefinición del SVC de SFM, el mismo debe llegar a 90 MVAr, es necesario pasar la carga de distribución a 138 kV en la subestación Metropolitano[22], es necesario instalar el transformador 138/345 kV en Bonao III así como también sustituir el transformador de Nagua 138/69 kV.

Objetivo del caso, es evaluar las necesidades de transmisión desde el punto de vista de capacidad térmica y regulación de tensión y verificar si es los proyectos del 2025 fueron bien dimensionados.

7.4.3.4Caso 2030_Escenario Alternativo 04

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio el *CCGN AES Andrés***.**

Escenario de red, se consideran en servicio los proyectos definidos en el caso Alternativo 3.

Objetivo del caso, el objetivo de este caso es evaluar las necesidades de transmisión desde el punto de vista de capacidad térmica y regulación de tensión y verificar si es los proyectos del 2025 fueron bien dimensionados con una central de 400 MW despachada en Punta Caucedo.

7.4.3.5Caso 2030_Escenario Alternativo 05

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

[22] Al menos la de uno de los transformadores 69/12.5 kV

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio una planta de carbón de 400 MW en Punta Catalina**.**

Escenario de red, se consideran en servicio los proyectos definidos en el caso Alternativo 3.

Objetivo del caso, el objetivo de este caso es evaluar las necesidades de transmisión, desde el punto de vista de capacidad térmica y regulación de tensión y verificar si es los proyectos del 2025 fueron bien dimensionados, con una central de 400 MW despachada en Punta Catalina.

7.4.3.6Caso 2030_Escenario Alternativo 06

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio una planta de 400 MW en Manzanillo**.**

Escenario de red, se consideran en servicio los proyectos definidos en el caso Alternativo 3.

Objetivo del caso, el objetivo de este caso es evaluar las necesidades de transmisión desde el punto de vista de capacidad térmica y regulación de tensión y verificar si es los proyectos del 2025 fueron bien dimensionados con una central de 400 MW despachada en Manzanillo.

7.4.3.7Caso 2030_Escenario Alternativo 07

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio una planta de 300 MW en Palenque**.**

Escenario de red, se considera en servicio los proyectos definidos en el caso Alternativo 3.

Objetivo del caso, el objetivo de este caso es evaluar las necesidades de transmisión desde el punto de vista de capacidad térmica y regulación de tensión y verificar si es los proyectos del 2025 fueron bien dimensionados con una central de 300 MW despachada en Palenque.

7.4.3.8Caso 2030_Escenario Alternativo 08

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio una planta de 400 MW en Puerto Plata**.**

Escenario de red, se considera en servicio los proyectos definidos en el caso Alternativo 3.

Objetivo del caso, el objetivo de este caso es evaluar las necesidades de transmisión desde el punto de vista de capacidad térmica y regulación de tensión y verificar si es los proyectos del 2025 fueron bien dimensionados con una central de 400 MW despachada en Puerto Plata.

7.4.3.9Caso 2030_Escenario Alternativo 09

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio una planta de 300 MW en Haina**.**

Escenario de red, se considera en servicio los proyectos definidos en el caso Alternativo 3.

Objetivo del caso, el objetivo de este caso es evaluar las necesidades de transmisión desde el punto de vista de capacidad térmica y regulación de tensión y verificar si es los proyectos del 2025 fueron bien dimensionados con una central de 300 MW despachada en Haina.

7.4.3.10 Caso 2030_Escenario Alternativo 10

Para este caso se analiza el escenario alternativo 09, considerando que no se realizan los cambios propuestos respecto de la eliminación de la barra 69kV de la subestación Haina, el objetivo es verificar la incidencia de dicha barra sobre el caso de análisis considerando que si esta barra existiera se quedaría una parte de la carga en la misma subestación, lo cual reduciría el flujo de potencia por las redes 138kV asociadas.

7.4.3.11 Caso 2030_Escenario Alternativo 11

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio una planta de 100 MW en Barahona**.**

Escenario de red, se considera en servicio los proyectos definidos en el caso Alternativo 3.

Objetivo del caso, el objetivo de este caso es evaluar las necesidades de transmisión desde el punto de vista de capacidad térmica y regulación de tensión y verificar si es los proyectos del 2025 fueron bien dimensionados con una central de 100 MW despachada en Barahona.

7.4.3.12 Caso 2030_Escenario Alternativo 12

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio una planta de 400 MW en Quisqueya**.**

Escenario de red, se considera en servicio los proyectos definidos en el caso Alternativo 3.

Objetivo del caso, el objetivo de este caso es evaluar las necesidades de transmisión desde el punto de vista de capacidad térmica y regulación de tensión y verificar si es los proyectos del 2025 fueron bien dimensionados con una central de 400 MW despachada en Quisqueya.

7.4.3.13 Caso 2030_Escenario Alternativo 13

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2030, esto es: 4,410 MW en horas del pico, 3,836 MW demanda media y 3,386 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio una planta de 100 MW en Peravia, 100 MW en Cumayasa, 100 MW en el noroeste y 100 MW en el nordeste**.**

Escenario de red, se considera en servicio los proyectos definidos en el caso Alternativo 3.

Objetivo del caso, el objetivo de este caso es evaluar las necesidades de transmisión desde el punto de vista de capacidad térmica, regulación de tensión y comportamiento dinámico.

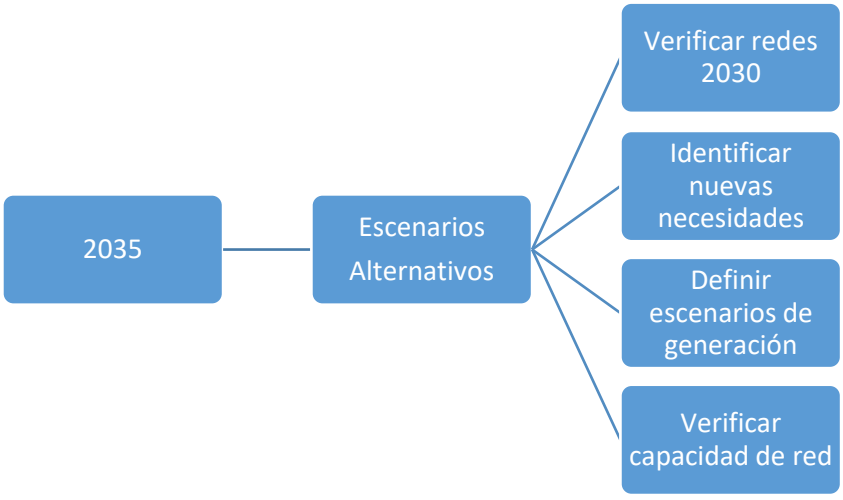
7.4.4 Casos de estudio 2035

Para el período 2030-2035 aumenta la incertidumbre sobre lo que sucederá con el sistema eléctrico nacional, principalmente con el bloque de generación. Para el caso de la demanda, las empresas de distribución han definido porcentajes de crecimiento por zonas y han distribuido la demanda entre las subestaciones, por lo que la demanda está localizada.

Los detalles acerca del crecimiento de la demanda son conocidos, se conoce hacia dónde crece y en qué porcentaje por zona, el reto de la transmisión frente este crecimiento es cómo llegar con redes robustas hacia las zonas de alto crecimiento y alta densidad de carga; además es un reto definir redes eficientemente dimensionadas con miras a zonas de bajo crecimiento de la demanda, pero con probabilidad de nuevas conexiones de generación; si se definen redes para zonas de baja carga, como es el caso del este profundo, con redes anilladas con simple Darién por fase y luego aparecen generadores con capacidades de 100 y 150 MW, evidentemente las redes quedarán cortas de capacidad y habrá que hacer nuevas inversiones, con lo cual dichas inversiones no sería eficiente. En estos casos la definición de cómo queremos que crezca la generación juega un papel muy importante al momento de definir el crecimiento de las redes.

A continuación, se muestra la forma en que serán definidos los casos de estudios y los análisis de crecimiento partir del 2035.

Ilustración 38. Visión general escenarios año 2035.



Para el año 2030 se hizo un análisis de sensibilidad, localizando generadores de 400 MW en diferentes puntos del sistema. Se verá en los resultados que a nivel de capacidad térmica las redes definidas tienen la robustez para manejar la generación desde cualquiera de las localizaciones; aunque uno u otro punto presentan índices más desfavorables que otros.

Al igual que para el año 2030, para el año 2035 podría haber una capacidad instalada de generación de 3,025 MW de renovable no convencional, 2,444 MW efectiva. De esta potencia ya se analizó en el 2025 la conexión de 1,680 MW efectivos, de los cuales 1,157 MW son fotovoltaicos y 523 son eólicos. Esto implica que es necesario completar la suma con 764 MW de ERNC. Sobre esta base, se incluyó un caso de estudio aumentando la generación solar fotovoltaica en 400 MW, bajo ese escenario sería necesario apagar centrales con costo variable de despacho en el orden de los costos de AES Andrés en horas de máximo sol. Para el 2035 se consideró esos 400 MW según se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 56. Nuevos proyectos de generación año 2035.

NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD EFECTIVA 2035 [MW]	TIPO	ZONA	TECNOLOGIA
Punta Catalina III	400	TERMICO	Este	Carbón
CCGN AES Andre	400	TERMICO	Este	Gas Natural
CCGN Pepillo Salcedo/Manzanillo	400	TERMICO	Norte	Gas Natural
Quisqueya III	400	TERMICO	ESTE	Gas Natural
ERNC NOROESTE	100	ERNC	NOROESTE	Fotovoltaico
ERNC SUR	100	ERNC	NOROESTE	Fotovoltaico
ERNC NORDESTE	100	ERNC	NOROESTE	Fotovoltaico
ERNC ESTE	100	ERNC	NOROESTE	Fotovoltaico

Para el año 2035 el despacho de generación considerado se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 57. Resumen despacho de generación por tecnología, año 2035.

Tipo de Generación	Dmax [MW]	Dmed [MW]	Dmin [MW]
Térmicos	4,744.00.	2,400.00	3,086.00
Hidro	400.00	423.00	423.00
Eólico	511.00	522.00	511.00
Fotovoltaico	0.00	1,524.00	339.00
	5,655.00	**4,869.00**	**4,359.00**

A nivel de generación las capacidades térmicas de las redes troncales y de reparto fueron evaluadas en los casos del 2030; para el año 2035 el principal reto es la definición de las redes de reparto dentro de las grandes ciudades[23], así como también la capacidad de transformación de las subestaciones 345/138/230 kV.

El aumento de la generación en las redes de 345kV implica mayor estabilidad de tensión en la red troncal, pero implica aumentar la capacidad de transformación 345/138kV.

Objetivos

- ✓ Identificar sobrecargas, y/o tensiones fuera de rango, así como también verificar las soluciones planteadas para el 2030.

- ✓ Verificar el comportamiento dinámico del sistema, considerando los escenarios de generación térmica y renovable.

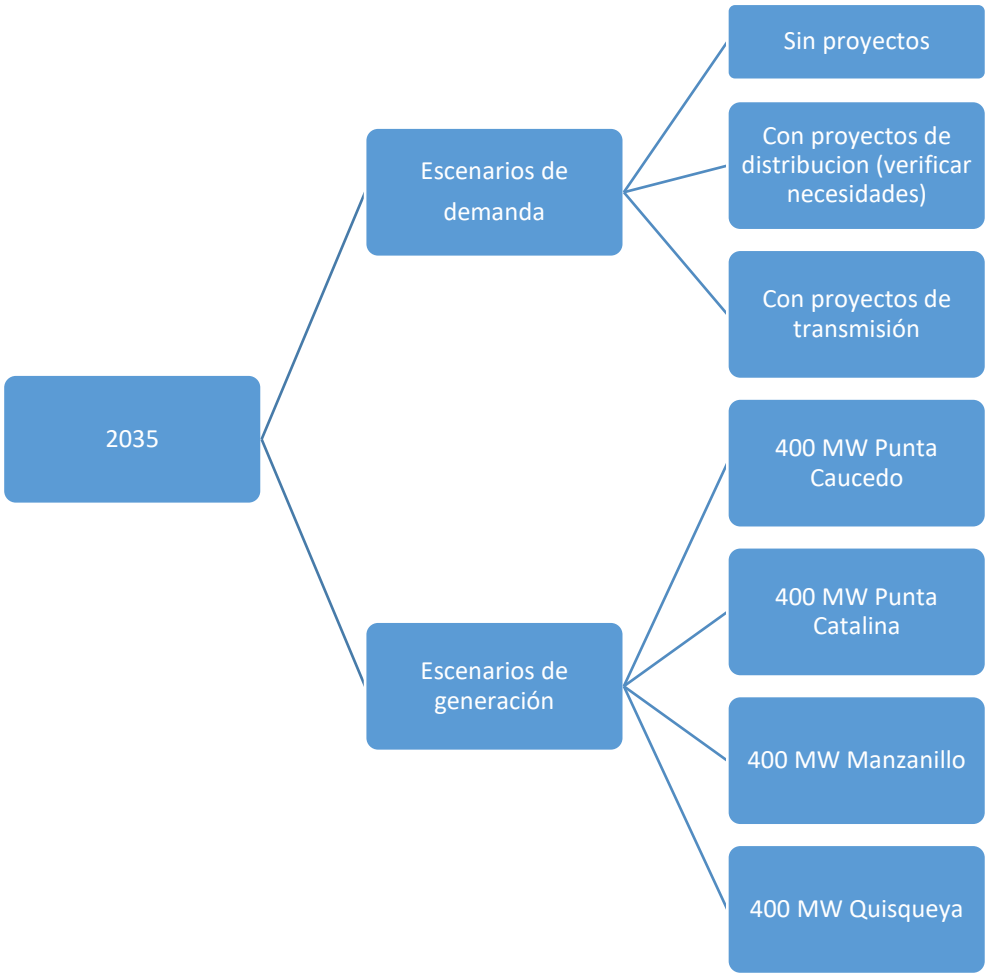
La forma en la que se definen los casos es llevando el sistema a la demanda esperada para el horizonte de análisis, en este caso es el 2035, se conecta la generación según los casos a analizar; luego verificar la capacidad de red y el perfil del balance de potencia reactiva, se verifica que las redes definidas en los

[23] Santo Domingo y Santiago

análisis anteriores cumplan con las capacidades requeridas; se evalúa además el comportamiento dinámico del sistema mediante índices.

A continuación, se muestra el esquema de análisis para el año 2035.

Ilustración 39. Casos y escenarios año 2035.



7.4.4.1 Caso 2035_Escenario Alternativo 01

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2035, esto es: 5,501 MW en horas del pico, 4,785 MW demanda media y 4,224 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio las centrales de la Tabla 56, "Nuevos proyectos de generación año 2035".

Escenario de red, para este caso solo se llevó la demanda a los niveles previstos para el 2035, no se consideraron los proyectos de expansión de distribución, se sirvió la demanda con las subestaciones existentes. No se consideró ampliación de las redes de transmisión más allá de los proyectos del 2030.

Objetivo del caso, construir una referencia para los cálculos económicos y así como también para someter a prueba técnica los proyectos definidos en el 2030.

Al igual que los horizontes anteriores, para plantear los próximos casos se verificarán los resultados de este caso base, el objetivo es identificar cuales restricciones de red se presentarían, si no se hacen las ampliaciones de red.

Para abordar los retos del año 2035 se hizo una separación por áreas eléctricas, se verificó el flujo de potencia de intercambio entre áreas, los flujos dentro de las áreas, la capacidad de red troncal y redes de reparto, así como también el perfil de tensión en cada área, se mostrarán índices que muestran el desempeño del sistema a lo largo del análisis según los diferentes casos planteados. Más adelante se mostrará el comportamiento dinámico del sistema.

7.4.4.1.1 Área Central

Planear el sistema de transmisión en una ciudad con un crecimiento promedio de 5%, con la calidad necesaria, es un reto desde el punto de vista de capacidad, regulación de tensión y eficiencia de la inversión, considerando que es una ciudad con opciones casi nulas para llegar con líneas de transmisión aéreas o soterradas, los mayores retos son los siguientes:

Aumento de la capacidad de transferencia de energía hacia Santo Domingo, esto puede implicar llegada de nuevas redes y aumento de la capacidad de redes existentes o soluciones mixtas[24].

Redes internas (de reparto), esto puede implicar crear nuevos enlaces, aumento de la capacidad de redes existentes y reconfigurar la topología de redes.

Regulación de tensión, esto implica compensar de forma efectiva el desbalance de potencia reactiva, principalmente por las variaciones en los perfiles de consumo-generación de la potencia reactiva.
A continuación, se muestran las evaluaciones.

Poniendo un poco de atención en la forma que actualmente[25] llega la energía eléctrica a Santo Domingo nos damos cuenta de que la capacidad de transferencia[26] es como sigue:

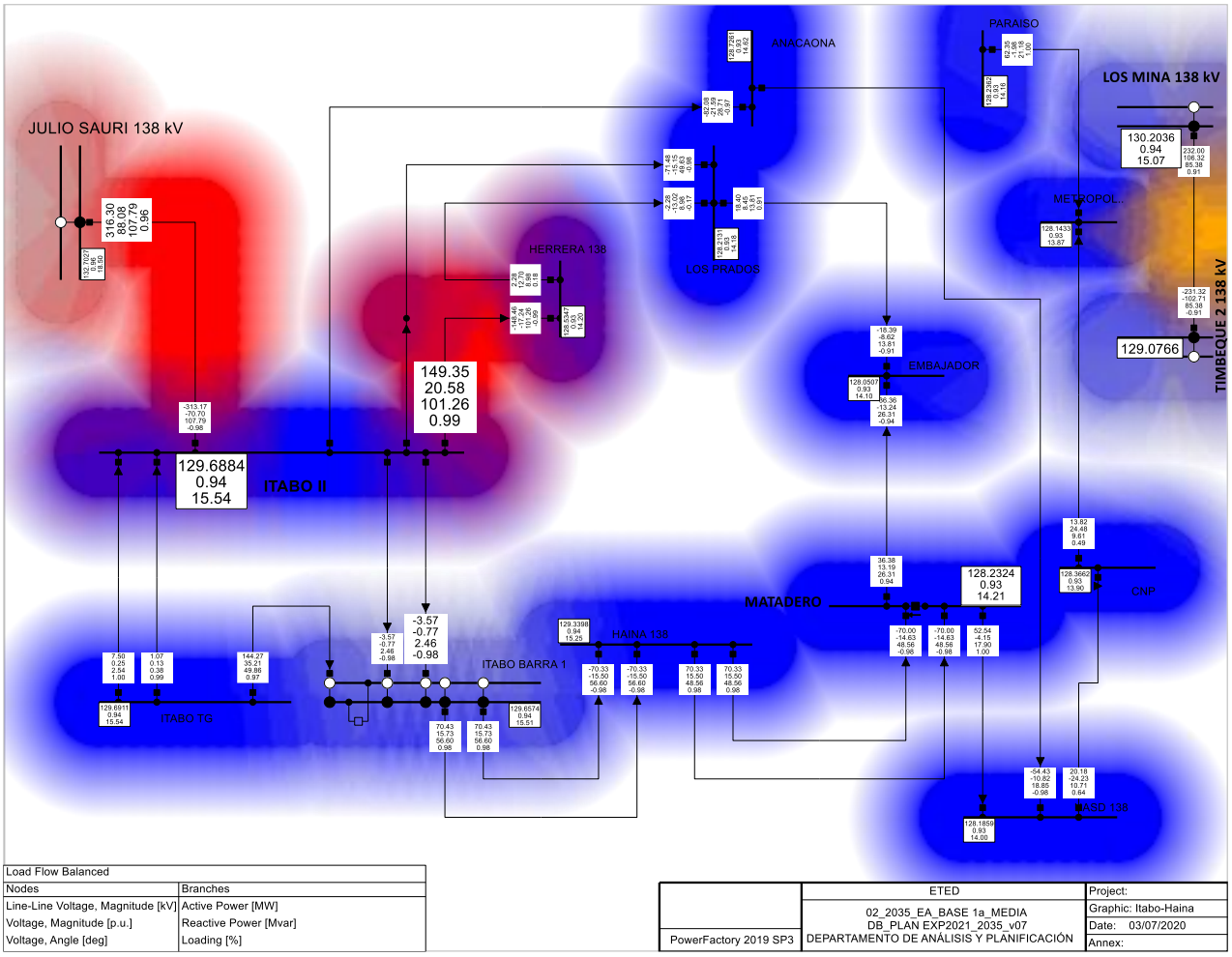
- ✓ Desde Palamara: 587 MW
- ✓ Desde Julio Sauri: 317 MW
- ✓ Desde Itabo-Haina: 647 MW
- ✓ Desde Hainamosa: 800 MW

[24] Incluyendo la posibilidad de aumento de tensión de redes de transmisión.
[25] Año 2020.
[26] Considerando el n-1.

Para una capacidad total de 2351 MW, si comparamos este número con la demanda prevista para el año 2035, la cual es 2,450 MW, por efecto de localización, incluso considerando las nuevas redes definidas en el 2025 desde Julio Sauri e Itabo II, así como también, considerando que tenemos aproximadamente 400 MW de generación dentro de la ciudad, los flujos de potencia muestran los siguientes inconvenientes:

- ✓ **Área central**, El sistema 138 y 69kV del gran Santo Domingo presenta baja tensión generalizada en demanda media, así como también bajas tensiones puntuales en horas de demanda mínima, estas bajas tensiones coinciden principalmente, cuando el recurso solar es máximo.
- ✓ **LT 69 Capotillo – Timbeque II**, esta línea opera en sobrecarga en demanda media, la subestación Capotillo opera con una demanda de unos 70 MVA.
- ✓ **LT 69 kV Villa Duarte – Invivienda**, esta línea opera con alto nivel de carga, la demanda en Invivienda 69/12.5kV es de 77 MVA, repartida entre las dos barras.
- ✓ **LT 69 kV Herrera – COH**, esta línea opera con alto nivel de carga, esta subestación debe pasar carga a la subestación Anacaona.
- ✓ **Línea 138 kV Itabo II – Herrera**, operando con alto nivel de carga en demanda mínima, y sobrecarga en demanda media.
- ✓ **LT 138kV Itabo II – Julio Sauri**, operando en sobrecarga.
- ✓ **LT 138kV Los Mina – Timbeque II**, operando con alto nivel de carga.

Desde que empiezan a aparecer redes 138 en sobrecarga es necesario empezar analizar la estructura del sistema de transmisión para eliminar sobrecargas por unos 30 años más allá del 2035.



Como se observa en el unifilar con resultados de estado estable, tenemos inconvenientes con las redes que llevan energía a Santo Domingo y tenemos problemas internos de regulación de tensión

Es observable que las redes del primer añillo 138kV de Santo Domingo empezaron a ponerse en servicio desde el año 1994 cuando la demanda no restringida era de 1,169MW, y 30 años después, cuando la demanda estimada será de 4,410MW empiezan a aparecer las sobrecargas. Esto es debido al trabajo continuo de la planificación, definiendo y construyendo proyectos que al pasar de los años van dando apoyo a los existentes.

Enfocaremos los análisis desde dos perspectivas, estas son:

- ✓ Resolver los problemas considerando las obras mínimas necesarias para el año 2035.
- ✓ Proyectar la demanda al año 2065, el objetivo es marcar el rumbo a seguir, evidentemente habrá muchas asunciones, pero esto servirá para trazar el rumbo.

Para enfrentar los inconvenientes de la "alimentación" de Santo Domingo dividiremos el problema por zona.

Zona Itabo – Haina

Desde esta zona salen parte de las redes que llevan la energía hacia el gran Santo Domingo, además del problema de seguridad ciudadana, estas presentan dificultad hasta para dar mantenimientos pues la población ha invadido las franjas de servicio.

En algunos puntos (dónde ha sido posible), para reducir el riesgo de electrocución para las personas que han construido sus casas debajo de las líneas, se han instalado postes más altos para aumentar la altura efectiva, pero las personas ven esto como una oportunidad para construir el segundo piso de sus casas.

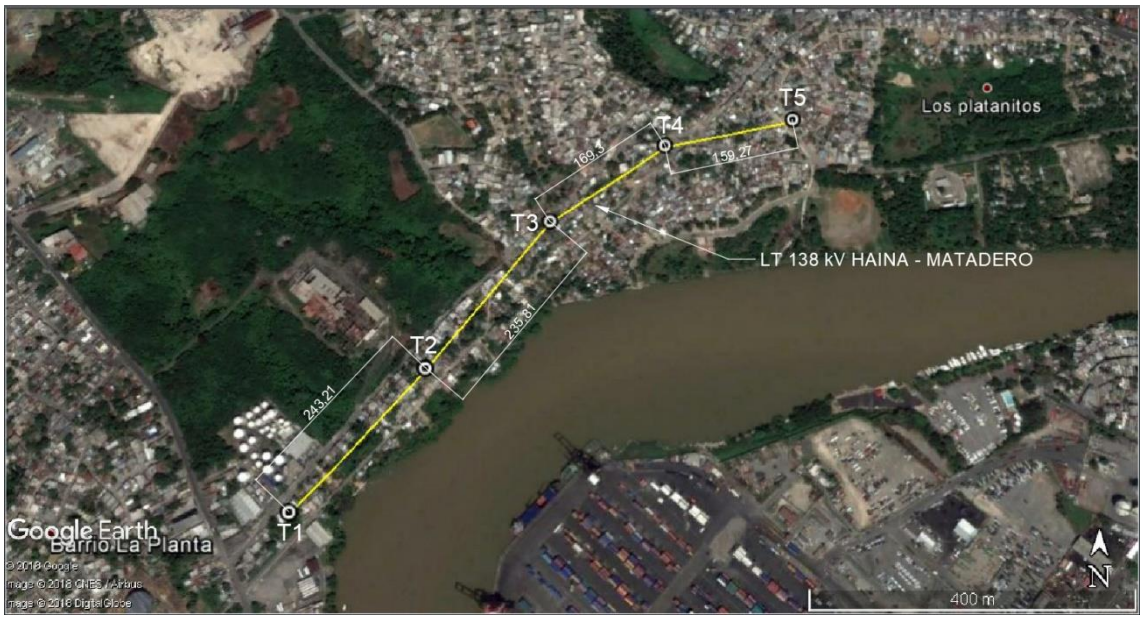
Los hechos explicados anteriormente hacen necesario eliminar el nivel de 69 kV de la subestación Haina, así como también las redes 69 kV que salen de la misma, ya que todas operan en condiciones deplorables.

Se verificó en campo el estado de estas redes y se corroboró que estas redes no son aptas para operar.

De igual forma, será necesario cambiar la ruta de las redes 138 kV Itabo – Haina – Matadero, al igual que las líneas 69kV, la franja de servicio ha sido usada por la población para construir casa y locales comerciales, la misma tiene problemas de violación de distancias de seguridad, y por la forma en la que crece el municipio de Haina el problema empeorará con el tiempo, pues las personas siguen construyendo debajo de las redes.

Estos inconvenientes no se ven en los flujos de potencia.

Como se muestra en la imagen siguiente, la línea Haina – Matadero en el tramo de Haina tiene la franja de servicio totalmente invadida.



Para enfrentar este problema que presentan estas redes en campo es necesario cambiar la ruta de esta línea.

En general la inyección de energía hacia Santo Domingo desde la zona Itabo – Haina, es posible ampliarse de la forma siguiente:

- ✓ Completando el circuito Itabo II – Piedra Blanca hacia la ciudad de Santo Domingo.
- ✓ Nueva línea Itabo II hacia zona central

Esto se deriva en otro reto[27], el cual se planteará más adelante.

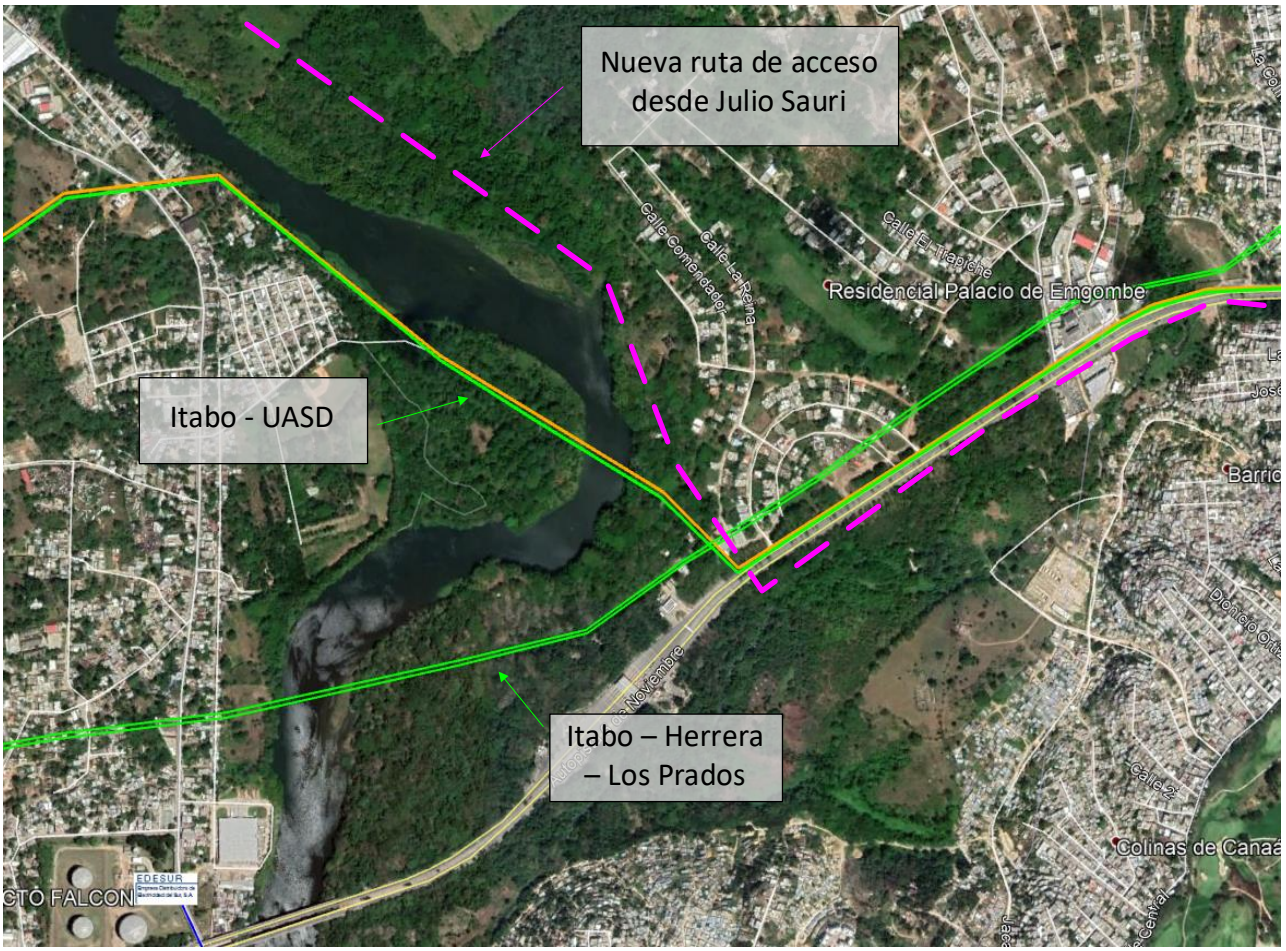
Zona Julio Sauri

Actualmente, desde la subestación Julio Sauri sale una línea 138 kV hacia la zona central, esta es Julio Sauri – Paraíso, la cual nos dio una experiencia sobre cómo sería construir una nueva línea desde esta subestación hasta el centro de la ciudad, por problemas de derecho de paso, esta línea con tan solo 18 km tardó cerca de 7 años su construcción.

[27] Definición del plan de soterramiento de redes.

Esta línea llegó doble circuito, desde la subestación Julio Sauri hasta la parte sur del municipio de Los Alcarrizos, no se pudo avanzar más allá de ese punto, lo cual deja pendiente un circuito que en planes anteriores se quiso llevar hasta Arroyo Hondo. Tras evaluaciones de varios equipos de diseño de redes, hemos llegado a la conclusión que la única forma de entrar a la ciudad con este circuito es soterrado, y considerando la forma en la que ha crecido la población en esa zona, sería con métodos no convencionales.

Desde Julio Sauri sería más razonable construir una nueva línea 138kV con una capacidad mayor a las capacidades estandarizadas (mayor a la de doble Darién por fase) para llevarla a la zona central. Esta línea saldría campo traviesa desde Julio Sauri y llegaría a la autopista 6 de noviembre, a la altura del peaje.

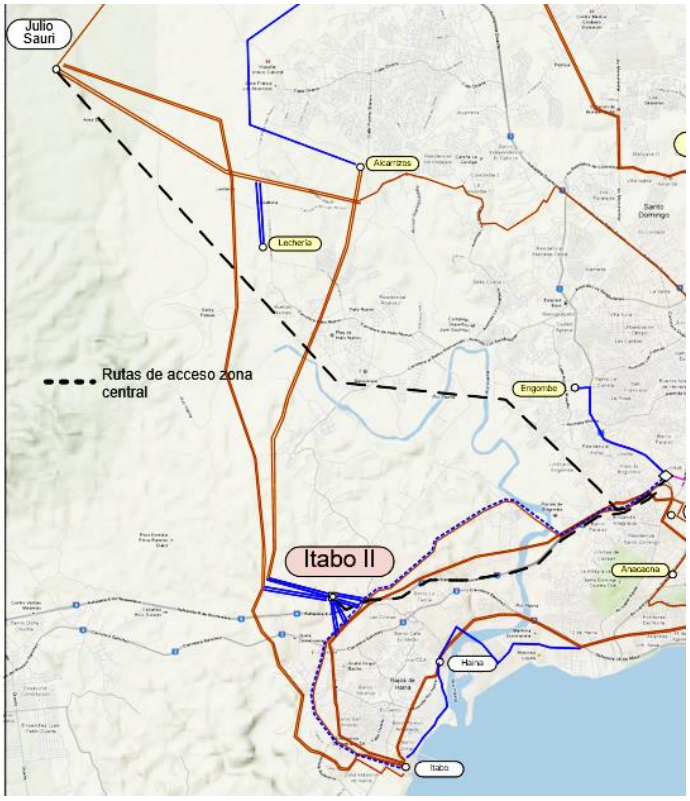


Desde la calle se observa que en la autopista 6 de noviembre habría espacio para la construcción de la línea.

La línea que se muestra en la imagen es Itabo UASD, la cual, al 2020 tiene un circuito disponible.

En conjunto, las zonas Itabo – Haina y Julio Sauri, componen la parte principal en la definición del soterramiento de redes dentro del gran Santo Domingo, inicialmente, desde estas zonas estamos identificando qué es físicamente posible de construir con líneas aéreas, para luego verificar las capacidades con análisis eléctricos.

En la imagen a la derecha se muestra una vista de conjunto, la misma se muestran las rutas posibles para ampliar la capacidad transporte desde las zonas Itabo – Haina y Julio Sauri.



Zona Palamara

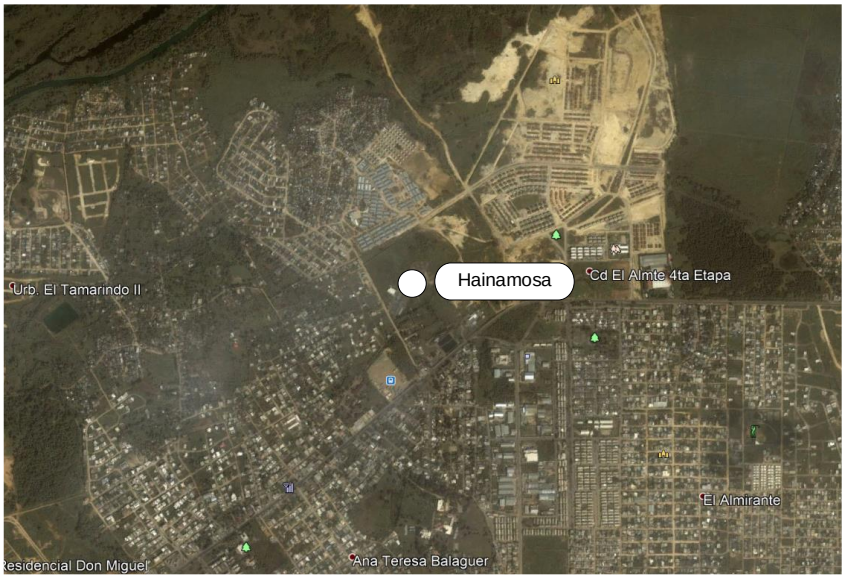
Desde los inicios del sistema 138 kV, la subestación Palamara ha sido el límite entre zona central, zona sur y zona norte. Esta subestación fue llevada al límite de interconexiones y su posibilidad de ampliación depende de la compra de terreno, extensión soterrada de la barra (cruzando una calle) y movimientos de líneas, lo que deja una posibilidad casi nula o con pocas opciones de justificación. Este hecho implica que desde esta subestación no es posible entrar con nuevas líneas hacia Santo Domingo.

Zona Hainamosa

Al igual que la subestación Palamara, la subestación Hainamosa ha sido el nodo principal para interconectar la zona este con la zona central, desde sus inicios ha tenido la responsabilidad de recibir y distribuir los flujos de potencia desde el parque de generación de la zona este.

Desde hace más de 20 años esta subestación está siendo físicamente arropada por el crecimiento demográfico.

La imagen mostrada a la derecha es del año 2000, muestra la subestación Hainamosa en su ámbito.



La imagen siguiente muestra la subestación Hainamosa en su ámbito, para este caso es para el año 2020.

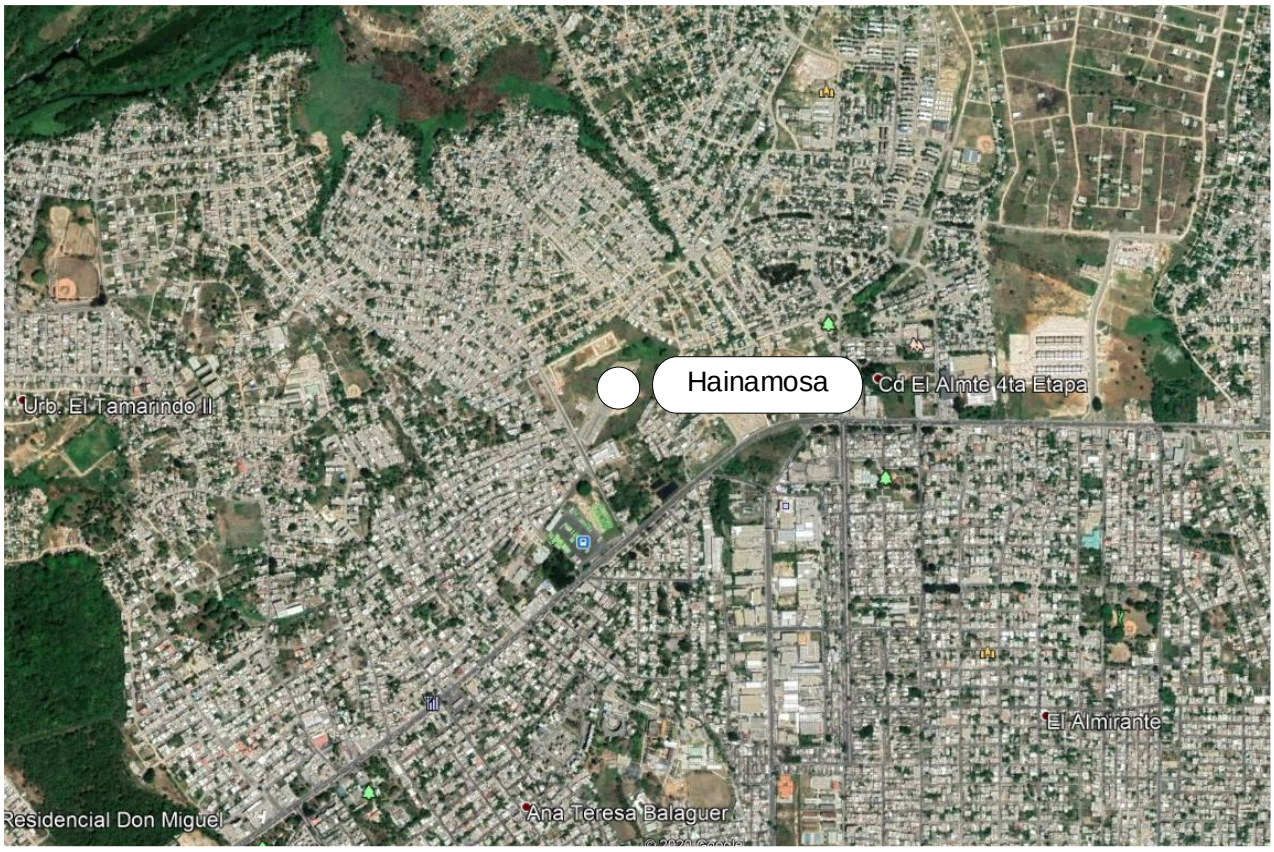


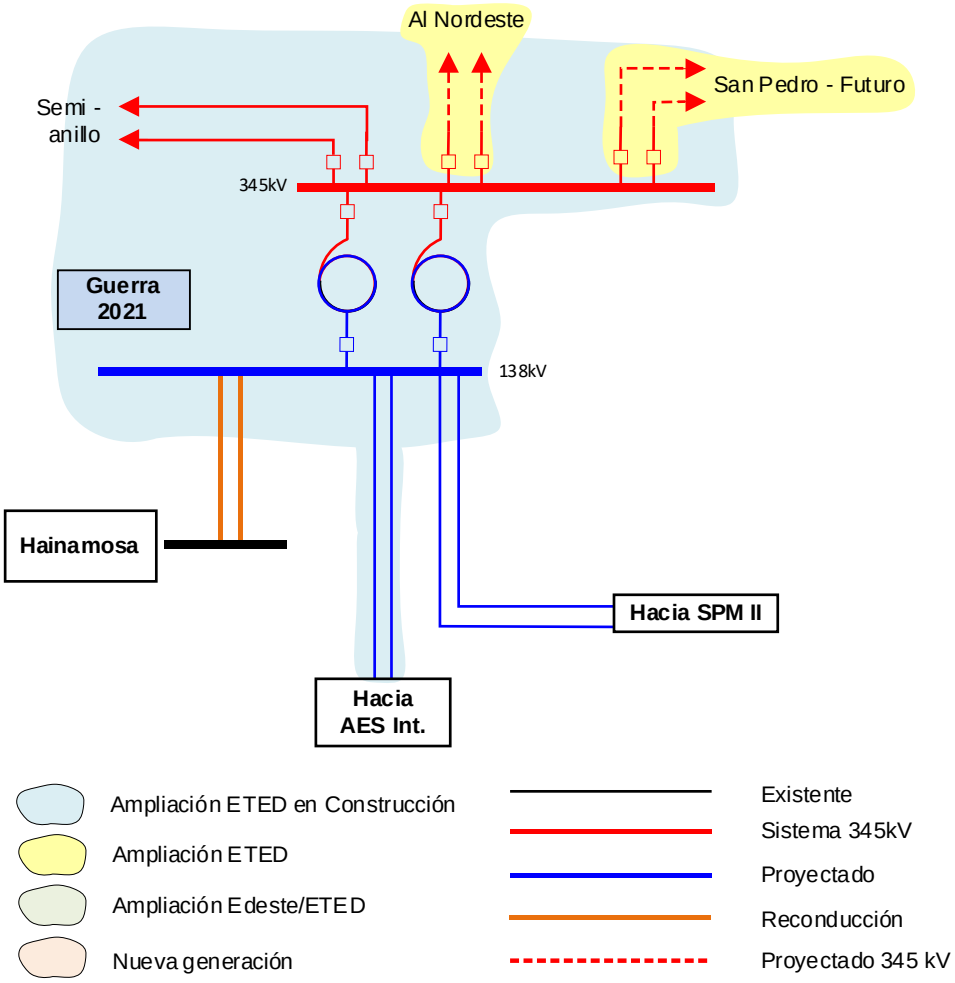
Ilustración 40. Vista satelital, periféricos de la S.E. Hainamosa

Como se muestra en la Ilustración 40. Vista satelital, periféricos de la S.E. Hainamosa, a la subestación Hainamosa no se puede llegar con nuevas redes, a menos que no sea estrictamente necesario, la única forma de salir es con redes soterradas.

Zona Guerra

La nueva zona de inyección de energía "Guerra" es creada en el año 2020 tras la construcción de la nueva subestación 138/345kV en Guerra. En principio, esta subestación no crea una nueva zona de inyección pues solo aumentará la capacidad de llegada con una red existente, esto se logrará tras la reconducción de la línea 138 kV Guerra – Hainamosa.

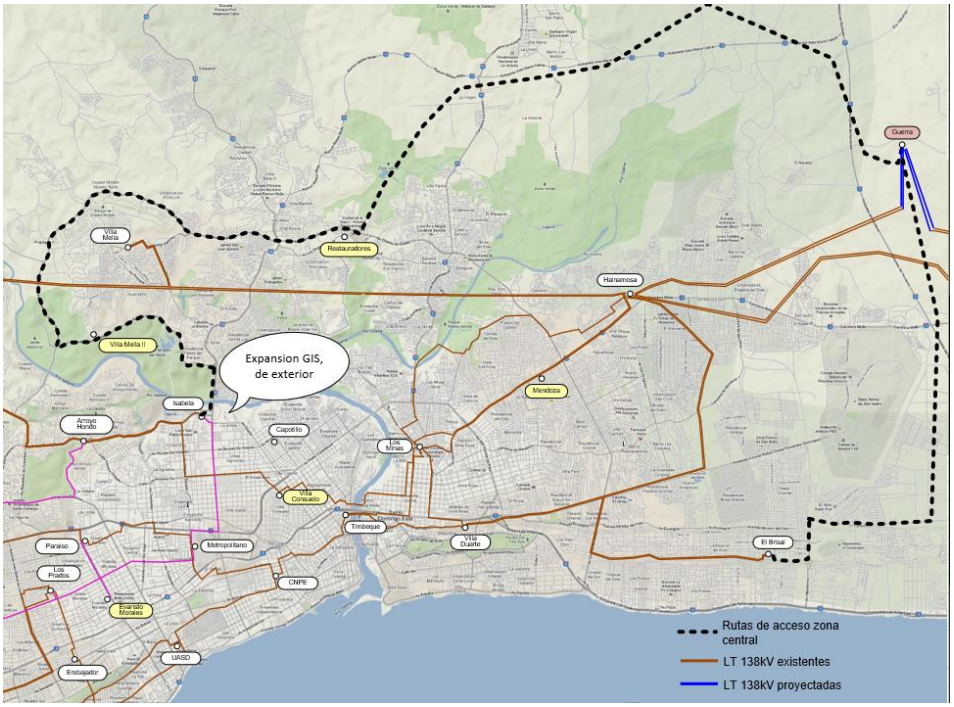
Ilustración 41. Unifilar subestación 138/345kV en Guerra



La subestación Guerra abre la posibilidad de crear nuevos enlaces hacia el centro de Santo Domingo, uno considerando el acceso desde Guerra hacia la subestación El Brisal, y otro acceso desde Guerra hacia la subestación Isabela, usando la avenida circunvalación de Santo Domingo.

Así que al esquema histórico se le añaden las posibilidades según se muestra en la imagen a continuación.

Las rutas de redes se muestran en la imagen siguiente.



Zona Central (Dentro del gran Santo Domingo)

Según los análisis de estado estable y las informaciones de campo, para el año 2035 el sistema de la zona central necesitará en funcionamiento varios cambios importantes, estos son:

- ✓ Ampliación de la capacidad de transferencia entre la zona de Itabo – Haina y zona central.
- ✓ Ampliación de la capacidad de transferencia entre las zonas Julio Sauri y central.
- ✓ Desconectar de la subestación Hainamosa la línea Hainamosa – Villa Mella – Palamara.
- ✓ Aumento de la compensación de potencia reactiva.
- ✓ iniciar los trabajos para que en el 2035 los transformadores 69/12.5 de Edesur, en la subestación Metropolitano pasen a 138kV.

En general, es necesario poner en servicio el proyecto de **soterramiento de redes en el gran Santo Domingo**. El problema de la alimentación de la ciudad de Santo Domingo en el largo plazo es necesario dividirlo por zonas, estas zonas están asociadas a las redes que entran a la ciudad.

La explicación para la ampliación de capacidad se mostró y explicó con los flujos de potencia del caso, ahora bien, la necesidad de desconectar la línea 138kV Hainamosa – Villa Mella – Palamara del lado de Hainamosa no se ve en los resultados de flujo de potencia, esto es debido a que es una necesidad que se verifica en campo. Se verificó que esta línea llegando a la subestación Hainamosa tiene las torres 63 y 64 inutilizadas fueron desmanteladas por la Dirección de Mantenimiento de Infraestructura de la ETED y sustituidas por postes de madera, pues los mismos son más seguros que seguir usando las torres. La reposición de estas torres ha sido evaluada por el personal de diseños de redes y obras civiles, la cual está condicionada a la compra de viviendas y construcción de fundaciones especiales. Esta obra, para la capacidad de esta línea, y considerando que tiene el 37% de la franja de servicio invadida no es efectiva.

Evidentemente, el hecho de desconectar dicha línea reduce la capacidad de inyección de energía desde la zona este hacia la zona central, esto justifica la necesidad de adelantar el proyecto de inyección de energía desde la zona de Guerra hacia la zona central, con mayor enfoque en la línea que entra por la parte norte de Santo Domingo.

La necesidad de aumentar la capacidad de transferencia entre Julio Sauri y la zona central es de carácter estratégico, ya que hasta ahora (2020) existe una posibilidad de entrada a la ciudad, según se explicó anteriormente.

7.4.4.1.2 Área Este

Zona este medio y este profundo, Baja tensión generalizada. Con la visión del 2035 es recomendable conectar el SVC de Higüey en la barra 138 kV, para no tener que sustituir el autotransformador de Higüey en el 2030 o 2035. El flujo de potencia real por este auto es de unos 25 MW y de potencia reactiva 55 MVAr hacia el lado de alta.

El mayor desbalance de potencia reactiva está en el área este, aunque el parque de generación térmico más grande del SENI está en la misma área, en horas de demandada media el mismo queda desplazado por los 1,114 MW de generación fotovoltaica.

Es recomendable que en la subestación de la planta Quisqueya III se instale un transformador 345/138kV, así como también dejar espacio para otro transformador. Este transformador tendría dos objetivos, el primero sería evitar el flujo desde la subestación Guerra hacia la zona este vía las redes 138kV, lo cual sería algo como que se consuma en la zona este lo que se genera en la zona este. El segundo objetivo sería dar soporte de tensión y no tener que sobre compensar en esta zona. Como la subestación SPM II está saturada de líneas y la SE SPM I tiene problemas de inundación y dificultad para llegar con una nueva línea, es recomendable que el autotransformador propuesto se conecte a la subestación de CEMEX.

En las próximas revisiones del plan es necesario re-evaluar este punto, pues si no se construye la central Quisqueya III conectada a 345kV sería necesario aumentar la potencia del SVC Higüey II o localizar otro SVC en otra subestación de la zona este, hasta ahora se considerará el proyecto de ampliación de Quisqueya III en el nivel de 345Kv, pues es menos costoso para el sistema, USD8MM en comparación con USD12MM.

En eleste es necesario instalar dos bancos de capacitores fijos de 40 MVAr cada uno, uno se instalaría en Higüey II, para ampliar la capacidad de regulación del SVC propuesto al 2025, y otro en Romana 138kV[28].

Autotransformador 138/69kV SPM, en horas de demanda máxima, este transformador opera en sobrecarga, es necesario instalar un transformador 138/12.5kV en esta misma subestación y desconectar el transformador 69/12.5 kV, que, dicho sea de paso, es de 37 MVA y la carga al 2035 es de 67 MVA, en el plan de crecimiento de Edeeste se plantea un crecimiento de aproximadamente 3 MVA desde el 2020 hasta el 2030.

7.4.4.1.3 Área Sur

Autotransformador 138/69 kV San Juan II, opera en sobrecarga en horas de demanda máxima, y alto nivel de carga en demanda media y mínima. Este transformador debe ser sustituido por uno de 140 MVA, esta acción elimina la congestión y mejora el perfil de tensión en el nivel de 69kV.

LT 69kV Pizarrete – Baní, esta línea opera con alto nivel de carga, es necesario pasar unos 20 MVA hacia Baní 138/12.5kV.

7.4.4.1.4 Área Norte

Provincia de Santiago, baja tensión generalizada, estas bajas tensiones se corrigen con los proyectos definidos en los siguientes puntos.

Redes 69 kV ZF Santiago, línea hacia Navarrete operando con alto nivel de carga. Esta restricción fue eliminada instalando un transformador de distribución en la subestación del parque de energía renovable de Egehaina, en Esperanza.

Nordeste, Baja tensión generalizada. Estas bajas tensiones fueron resueltas con el cambio de tensión de Cotuí, Bonao y Moca, desde 69/12.5 hacia 138/12.5kV.

SFM – Pimentel 69kV, esta línea opera en sobrecarga, es necesario pasar el 50% de la carga de la subestación El Chivo hacia SFM II, o resolver varias restricciones a la vez, construyendo la subestación **Cotuí 138/12.5kV**.

[28] Es necesario conectar este banco en el nivel de 138kV, en 69kV no tiene el mismo efecto de regulación.

La Vega II – La Vega Per, operando con alto nivel de carga, esta línea fue definida aislada a 138 kV y operada a 69kV desde la definición del proyecto La Vega II. así que este alto nivel de carga indica que debe construirse la subestación GIS La Vega Per II.

Bonao II – Bonao PER, esta línea opera con un alto nivel de carga, la demanda prevista en la subestación Bonao PER es de unos 35 MVA, para eliminar esta restricción puede construirse una línea 69 kV de aproximadamente 5 km, o evaluar el cambio de tensión. Edenorte ha expresado la necesidad de reforzar los circuitos de media tensión, con lo que necesitarán una nueva subestación en la parte norte del municipio cabecera de Bonao, ya que Bonao Pueblo no tiene las condiciones para crecer. Planteamos dirigirnos hacia la solución final para asegurar el suministro adecuado del pueblo de Bonao, es necesario pasar la línea de Bonao III – Cotuí – Pimentel por la parte este de Bonao, esto nos permitiría crear las condiciones para crear un anillo 138kV alrededor de Bonao para conectar dos subestaciones en el futuro, una en la parte sur y otra en la parte norte del municipio cabecera de Bonao.

Bonao II – Las Lagunas – Cotuí, esta línea opera en sobrecarga, es necesario considerar el cambio de tensión de la subestación **Cotuí** Distribución, desde 69/12.5 hacia 138/12.5kV.

Canabacoa – Cruce de Tavera – La Vega, esta línea llega a la sobrecarga en horas de demanda media, cuando los generadores Diésel La Vega están apagados, la demanda en Moca 69 es de 52 MVA, en la 138 es de 34 MVA, es necesario construir Moca Norte (Estancia Nueva).

Canabacoa – Don Pedro – Playa Dorada, línea llega a la sobrecarga, se recomendará a la DMI sustituir el conductor por Darién, ya que la solución final es construir Gurabo 138/12.5.

LT 138 kV Naranjo – ZF Santiago, Pérdida n-1, es necesario quitarle carga al primer anillo 138 kV de Santiago, es necesario considerar Gurabo 138/12.5 kV. Para eliminar esta restricción será necesaria la construcción de una nueva línea 138kV entre las subestaciones El Naranjo y Nibaje. Esta línea reduce el nivel de carga de Naranjo – ZF Santiago, aunque al momento solo se necesita un circuito, debe construirse a dos circuitos, ya que los espacios cada vez serán más reducidos para entrar con líneas a la ciudad, en el futuro, el circuito libre puede continuarse soterrado.

LT 138 kV Naranjo – Canabacoa, pérdida del n-1, para eliminar esta restricción es necesario quitarle carga al primer anillo 138 kV de Santiago, es necesario considerar Gurabo 138/12.5 kV. Es necesario reconfigurar las redes 138 kV de Santiago, con la línea Naranjo – Nibaje se reduce el nivel de carga de todas las líneas 138kV de Santiago.

Autotransformador ZF Santiago, este opera con alto nivel de carga, es necesario evaluar si parte de la carga 69 kV se puede pasar a 138 kV, preferiblemente en Cruce de Esperanza, existe la posibilidad de instalar un transformador de distribución en el parque renovable de Egehaina en Esperanza, o construir una línea 138 kV desde Mao hasta Esperanza, para construir una nueva subestación 138/12.5 kV con características para crear nuevo anillo con Santiago norte vía el parque de Egehaina en Esperanza. Se consideró un transformador de distribución en el parque de Egehaina, si la condición no se da se pueden hacer las modificaciones en la próxima revisión de este plan, cuando se tenga más información al respecto.

Autotransformador 138/69kV Bonao II, este transformador opera en sobrecarga, es necesario evaluar junto con la restricción identificada de la línea 69kV Bonao II – Bonao Per, el cambio de tensión de la subestación Bonao PER. Solucionado con el cambio de tensión de Cotuí Distribución.

7.4.4.1.5 Sistema Troncal 345

Transformador 345/230 kV, operando con alto nivel de carga, incluso con la instalación del transformador 345/138 kV de 450 MVA en el 2030. Se le sugerirá a Barrick sustituir este transformador pues podrían traer problemas técnicos al SENI si este transformador opera en sobrecarga.

Transformadores 345/138 kV Naranjo, operando al 96% de su capacidad en horas de máxima demanda, la solución a esta restricción es instalar un tercer transformador con las mismas características de los existentes. Considerando las facilidades existentes, esta es la medida de último recurso para esta subestación, ya que para hacer otra instalación sería necesario ampliar las barras y construir fundaciones

Autotransformadores 345/138 kV Julio Sauri, operación con alto nivel de carga, cercano a la pérdida del n-1.

La operación con alto nivel de carga en las subestaciones troncales es un indicador de la necesidad de reforzar el sistema 345kV. Estos transformadores, principalmente los de la subestación El Naranjo, necesitan mucha operación en los reguladores de tensión para mantener el sistema dentro de los rangos aceptables, esta operación se va tornando más compleja mientras los perfiles de potencia reactiva tengan tantas diferencias a lo largo de la curva de carga diaria, y necesitarán más interacción con los compensadores de potencia reactiva instalados en cada horizonte de análisis.

Estos trabajos deben iniciar desde el año 2030 para que al 2035 este sistema mantenga la robustez.

7.4.4.2Caso 2035_Escenario Alternativo 02

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2035, esto es: 5,501 MW en horas del pico, 4,785 MW demanda media y 4,224 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio las centrales de la Tabla 56. Nuevos proyectos de generación año 2035.

Escenario de red, para este caso se consideraron los proyectos del plan de expansión de distribución, así como también otros proyectos de distribución que sugeriremos a las EDE's que asuman en su plan de inversión. Se consideró ampliación de las redes de transmisión que eliminan las restricciones operativas del 2035.

Objetivo del caso, evaluar los resultados del caso alternativo 01 y plantear soluciones de largo plazo, básicamente en las áreas norte, este y sur.

7.4.4.3Caso 2035_Escenario Alternativo 03

Para este caso se analiza el escenario alternativo (EA) según las consideraciones siguientes:

Escenario de demanda, este escenario se analiza para la demanda mínima, media y máxima prevista para el año 2035, esto es: 5,501 MW en horas del pico, 4,785 MW demanda media y 4,224 MW para demanda mínima.

Escenario de generación, se consideran en funcionamiento los proyectos de generación renovable analizados en los casos de estudio del periodo 2020-2025, además se considera en servicio las centrales de la Tabla 56. Nuevos proyectos de generación año 2035.

Escenario de red, para este caso se consideraron los proyectos del plan de expansión de distribución, así como también otros proyectos de distribución que sugeriremos a las EDE's que asuman en su plan de inversión. Se consideró ampliación de las redes de transmisión que eliminan las restricciones operativas del 2035.

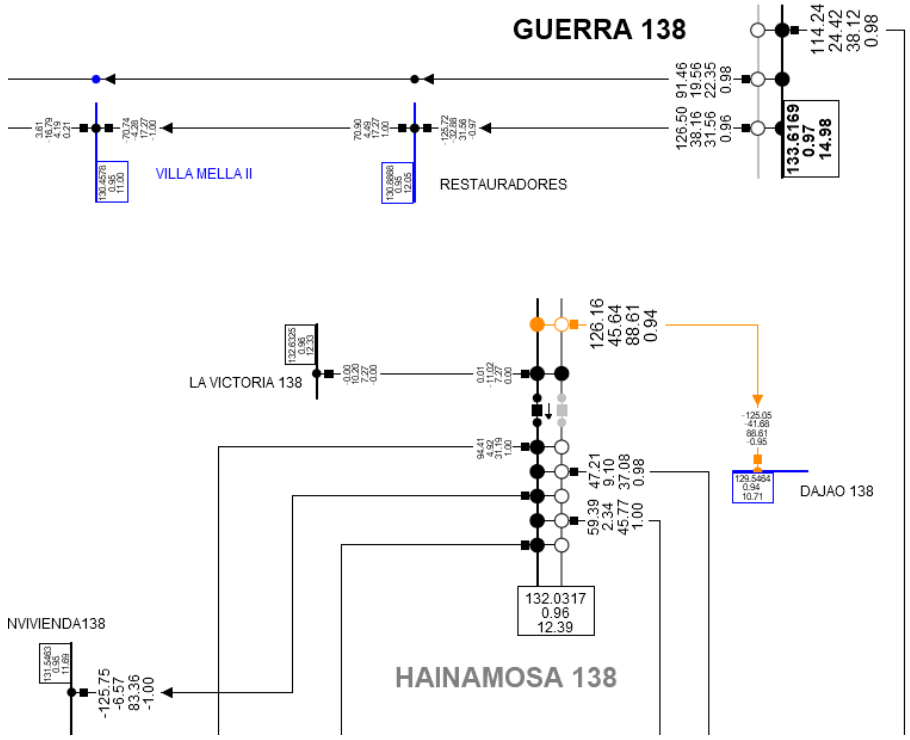
Objetivo del caso, evaluar los resultados del caso alternativo 01 y plantear soluciones de largo plazo, básicamente en el área central.

7.4.5 Casos de estudio 2040

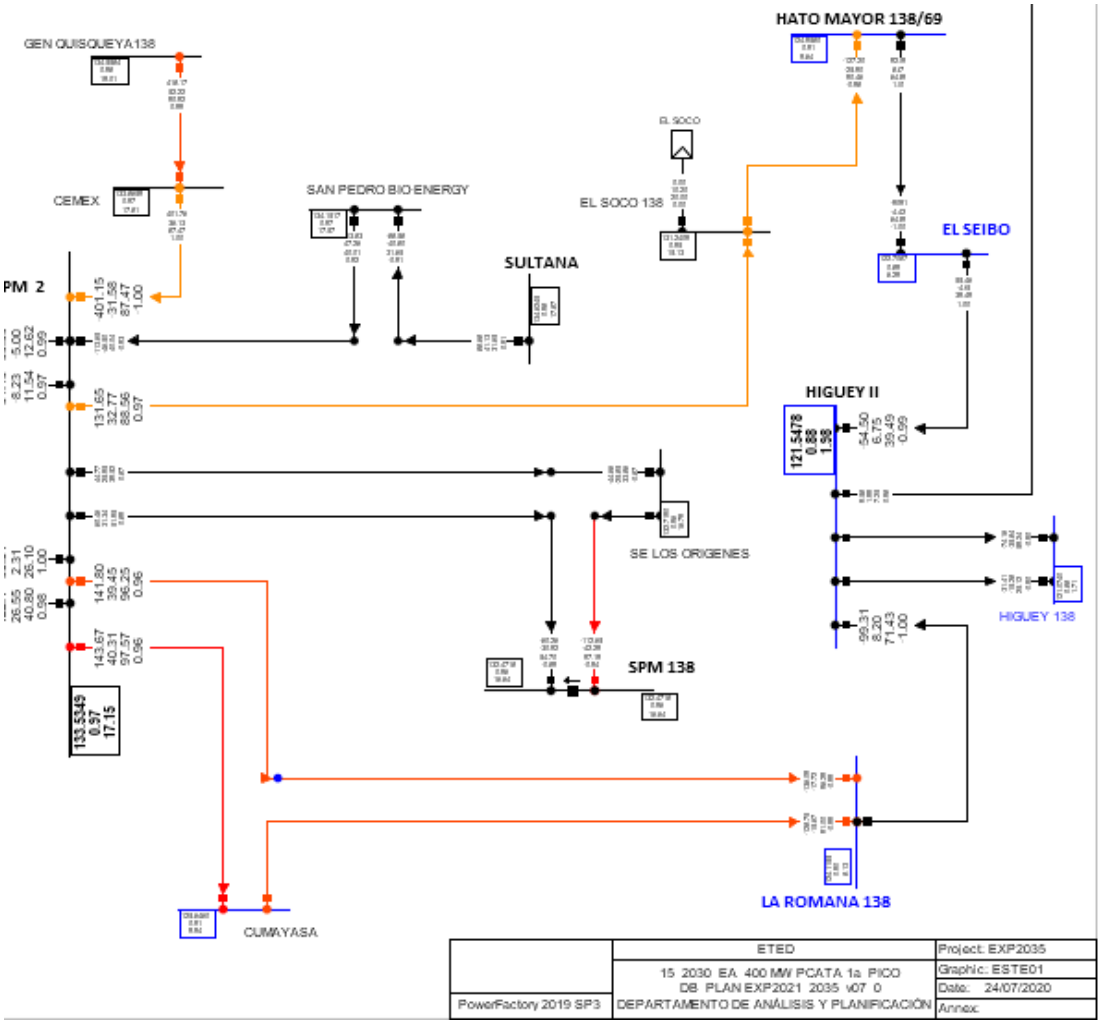
El año 2040 es evaluado para verificar que las inversiones definidas en años anteriores sean funcionales y estén dimensionadas apropiadamente, evidentemente que la regulación de tensión es un tema muy frágil año a año, por eso esta evaluación no es parte del foco del 2040.

De los principales hallazgos son los siguientes:

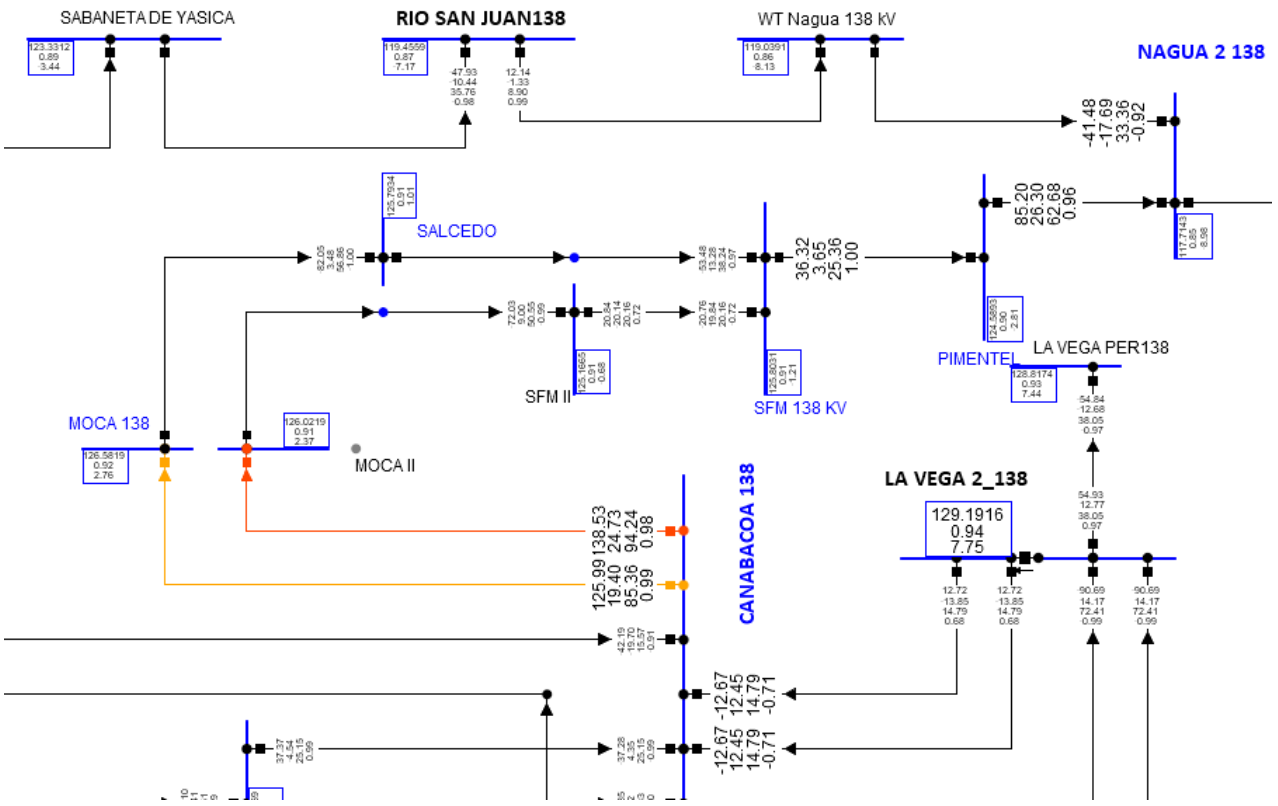
- ✓ Para una demanda de 6,860 MW las redes de la zona central operan de manera holgada excepto por el anillo Monte Plata, el enlace Hainamosa – Dajao muestra alto nivel de carga, parece conveniente que la línea Guerra – Restauradores – Isabela se construida con la capacidad de llevar tres circuitos 138kV, de los cuales, uno puede ser usado para desconectar Dajao de Hainamosa, y conectarlo directamente a la subestación Guerra. Esto permitirá eliminar la sobrecarga de tramo Hainamosa – Dajao y además reducirá la exigencia a la línea Guerra – Hainamosa.



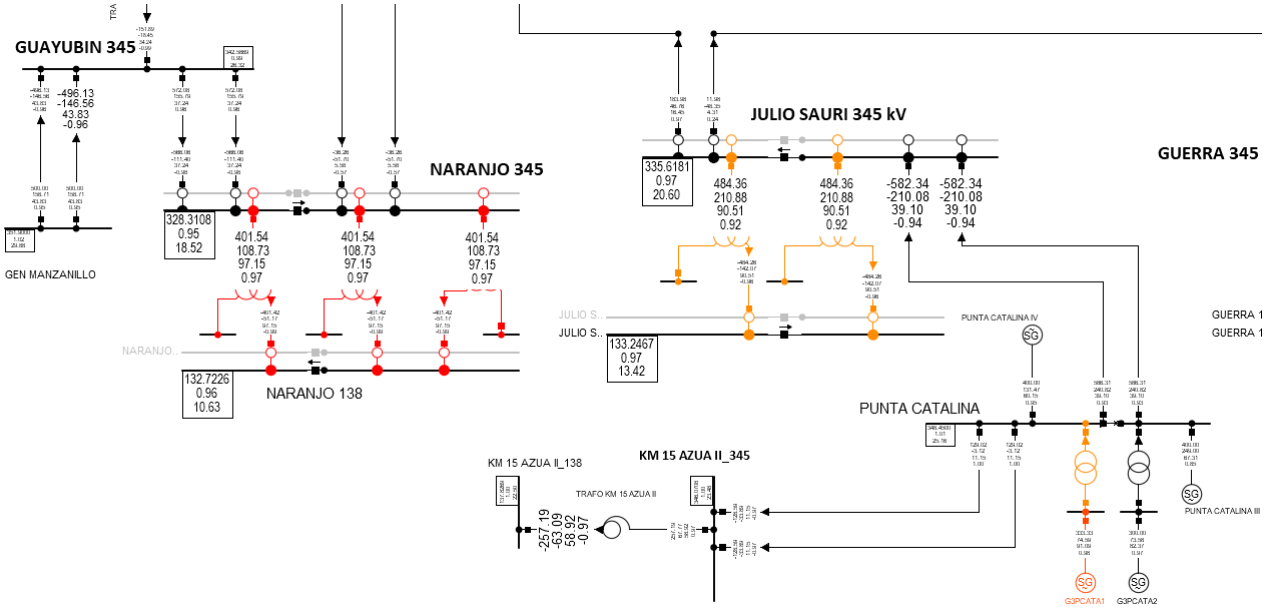
- ✓ Las zonas hacia donde se amplió el sistema 345kV opera de manera holgada, a saber, Área Sur y Área Noroeste.
- ✓ El Área este opera con debilidad pues las líneas 138kV SPM II – Romana, Los Orígenes – SPM I y SPM II – Hato Mayor operan en sobrecarga. Es conveniente incluir en los próximos análisis del plan de expansión la ampliación de la barra 138kV de Hato Mayor, seccionar la barra con interruptor y remover las redes que llegan a ella, las líneas 138kV Bayaguana/Guerra PV – Hato Mayor, crear un anillo 138kV en la ciudad de San Pedro, así como también una nueva línea hacia La Romana.



- ✓ La zona del nordeste presenta problemas de congestión, incluso habiendo construido la subestación Cotuí 138/12.5 kV, las congestiones inician desde la subestación Canabacoa. Una solución es continuar con la línea 138kV Cotuí – Pimentel, esto resuelve las congestiones.



- ✓ Desde los análisis de los periodos anteriores se observa que el sistema 345kV tiene congestiones en los transformadores de potencia de las SSEE Naranjo y Julio Sauri, en el periodo del 2030 se recomendó instalar un tercer transformado en la subestación El Naranjo, pero al 2040 ya se observan sobrecargas, es recomendable que en la próxima revisión del plan se empiecen a cerrar los anillos 345kV. Se ha identificado que, en el nordeste, por razones de confiabilidad, estabilidad de tensión y por abastecimiento es necesario construir una nueva subestación 345/138kV.



7.5 EVALUACION DE PROYECTOS

7.5.1 Análisis de Régimen Estacionario

El análisis de los estudios eléctricos se ha llevado a cabo a través de la evaluación de índices de variables eléctricas con los que ha sido posible visualizar el comportamiento del SENI en términos técnicos de los casos propuestos descritos en la sección 7.4.

Fueron considerados cinco (5) índices eléctricos, cuyo objetivo individual se describe a continuación:

- **índice de perdidas**: El objetivo de este índice es determinar el impacto en las perdidas del sistema de las variaciones consideradas en un escenario dado respecto al caso base coincidente con la demanda atendida. Este índice se mide en MW y muestra como resultado la variación en la pérdida del sistema. El mismo se calcula según la siguiente ecuación:

  $$Indice\ de\ perdidas\ (MW) = Perdidas^{plan} - Perdidas^{Base}$$

  En donde la variable $Perdidas^{plan}$ representan las perdidas del sistema en el escenario propuesto y la variable $Perdidas^{Base}$ representa las pérdidas del mismo en el escenario base. Si el resultado es negativo significa que el escenario propuesto presenta menores pérdidas técnicas que el escenario base, lo que se interpreta como una acción positiva para el sistema.

  Este índice se calcula tanto a nivel global del sistema como para las cuatro grandes áreas y las zonas dentro de cada una de estas.
- **Índice de magnitud de voltaje**: el objetivo de este índice es medir el impacto en el nivel de tensión del sistema de las variaciones consideradas en un escenario dado. Tal y como se muestra en la siguiente ecuación, este índice calcular el promedio del error de voltaje respecto a su valor ideal y realiza la comparación entre el caso dado y el caso base considerados. Con esto, es posible medir la capacidad de mejora del voltaje cuando se consideran una serie de acciones a realizar en el SENI. El método de cálculo de este índice se muestra a continuación y su resultado está dado en por unidad.

$$Indice\ de\ magnitud\ de\ voltaje\ (p.u.) = \frac{\sum_{i=1}^{n}|1 - V_i^{plan}|}{n_{bp}} - \frac{\sum_{i=1}^{n}|1 - V_i^{Base}|}{n_{bb}}$$

En donde:

$V_i^{Base} = Magnitud\ de\ voltaje\ de\ barras\ caso\ base$

$V_i^{plan} = Magnitud\ de\ voltaje\ de\ barras\ plan\ de\ expansión$

$n_{bp} = numero\ de\ barras\ \ escenario\ plan\ de\ expansión$

$n_{bb} = numero\ de\ barras\ escenario\ base$

Este índice se calcula tanto a nivel global del sistema como para las cuatro grandes áreas y las zonas dentro de cada una de estas. Según el signo del resultado se puede considerar un impacto positivo o negativo en la variable que se evalúa de forma tal que mientras más negativo sea el resultado más cerca del valor nominal se encontraran las tensiones del sistema y viceversa.

- **índice de ángulo de voltaje**: este índice mide el impacto en los ángulos de tensión de las barras del SENI de los cambios propuestos en cada escenario propuesto respecto a los valores del escenario base correspondiente. Asimismo, este índice permite determinar el incremento o reducción de la robustez del sistema o de un área específica de este dado que a mayor amplitud en el ángulo de voltaje, más cerca se encuentra esa zona de su límite de estabilidad interáreas (principio de igualdad de áreas) y el mismo se mide en grados. A continuación, se muestra la ecuación definida para el cálculo antes descrito:

$$Indice\ de\ ángulo\ de\ voltaje\ (grados) = \frac{\sum_{i=1}^{n_{bp}} \delta_i^{plan}}{n_{bp}} - \frac{\sum_{i=1}^{n} \delta_i^{Base}}{n_{bb}}$$

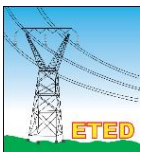
En donde:

$\delta_i^{Base} = Angulo\ de\ voltaje\ caso\ base$

$\delta_i^{plan} = Angulo\ de\ voltaje\ plan\ de\ expansión$

Este índice se calcula tanto a nivel global del sistema como para las cuatro grandes áreas y las zonas dentro de cada una de estas. Según el signo del resultado se puede considerar un impacto positivo o negativo en la variable que se evalúa de forma tal que mientras más negativo sea el resultado mayor es el incremento en la robustez del sistema y viceversa.

- **índice de cargabilidad:** este índice determina el impacto promedio de los cambios propuestos en un escenario dado en el nivel de flujo de potencia promedio del sistema o de una zona determinada del mismo respecto a su homologo base. El objetivo del cálculo de este índice es



medir el impacto de las acciones a realizar sobre las redes del SENI. Para realizar el cálculo, se determina el promedio del nivel de carga de los elementos involucrados tanto en el escenario propuesto como en el base y se calcula la diferencia entre estos, tal y como se muestra en la siguiente ecuación. Dado que las unidades utilizadas para el cálculo de este índice son los valores porcentuales de carga de los elementos en cuestión, el resultado del mismo será medido en valores porcentuales.

$$Indice\ de\ carga\ (\%) = \frac{\sum_{i=1}^{n} Carga\ de\ la\ línea^{plan}}{n_l p} - \frac{\sum_{i=1}^{n} Carga\ de\ la\ línea^{base}}{n_l b}$$

En donde:

$Carga\ de\ la\ línea^{plan}$ = nivel de carga del elemento de transporte definido en el escenario propuesto, en %.

$Carga\ de\ la\ línea^{base}$= nivel de carga del elemento de transporte definido en el escenario base, en %.

$n_{lp} = numero\ de\ líneas\ escenario\ plan\ de\ expansión$

$n_{lb} = numero\ de\ líneas\ escenario\ base$

Este índice se calcula tanto a nivel global del sistema como para las cuatro grandes áreas y las zonas dentro de cada una de estas. Según el signo del resultado se puede considerar un impacto positivo o negativo en la variable que se evalúa de forma tal que mientras más negativo sea el resultado mayor es la reducción en los niveles de flujo de potencia en los elementos de transporte del sistema y viceversa.

- **índice de costo operativo del sistema**: este índice calcula la diferencia porcentual del costo operativo de dos escenarios dados, un escenario definido para el plan de expansión y un escenario base. El mismo se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$Indice\ de\ costo\ operativo\ del\ SENI\ (\%) = \frac{Costo\ opetativo^{plan} - Costo\ operativo^{base}}{Costo\ operativo^{base}}$$

El costo operativo en un escenario dado resulta de la siguiente ecuación:

$$Costo\ operativo = \left(\sum_{i=1}^{n} P_{g.merito_i} - \sum_{i=1}^{n} P_{g.forzada_i}\right) * C_{g_n} + \sum_{i=1}^{n} P_{g.forzada_i} * C_{g.forzada_i}$$

Donde:

$P_{g.merito_i}$ = Potencia generada por el generador i de la lista de orden de mérito.

$P_{g.forzada_i}$ = Potencia generada por el generador i despachado forzado.

C_{g_n} = Costo de producción del ultimo generador despachado por orden de mérito.

$C_{g.forzada_i}$ = Costo de producción del generador i despachado forzado

7.5.1.1 Resultados estudios eléctricos 2025

Para el año 2025 se realizaron las simulaciones para los escenarios de demanda valle, media y punta (que en el sistema eléctrico dominicano se ajusta a las horas 7:00 a.m., 12:00 p.m. y 9:00 p.m. respectivamente), considerando el sistema en estado de régimen permanente y para cada uno de los escenarios de red que definen tanto los casos tendenciales, como los casos alternativos y se analizan los resultados obtenidos.

7.5.1.1.1 Casos tendenciales

Los resultados de los escenarios tendenciales muestran que para el año 2025 existe alta posibilidad de aparición de bajas tensiones en todo el SENI de acuerdo a lo que se establece en la Ley General de Electricidad 125-01 y su Reglamento de Aplicación, que las principales sobrecargas están asociadas a los proyectos de generación y en algunos casos debido a crecimiento de la demanda, con mayor ocurrencia en nivel de tensión de 69kV.

En las tablas siguientes se muestra de manera detallada los resultados obtenido para los tres casos tendenciales (para mayores detalles ver sección 7.4.2) definidos en este estudio.

La interpretación de la información contenida en las tablas atiende a lo siguiente:

- Color verde: indica que el índice para el escenario dado es favorable, es decir, los cambios propuestos mejoran la variable del sistema que se mide con el índice en cuestión.
- Color rojo: indica que el índice para el escenario dado es desfavorable, es decir, los cambios propuestos impactan negativamente la variable del sistema que se mide con el índice en cuestión.

Tabla 58. Índice perdidas [MW] - Casos tendenciales 2025

Área	TENDENCIAL 01 VALLE	TENDENCIAL 01 MEDIA	TENDENCIAL 01 PUNTA	TENDENCIAL 02 VALLE	TENDENCIAL 02 MEDIA	TENDENCIAL 02 PUNTA	TENDENCIAL 03 VALLE	TENDENCIAL 03 MEDIA	TENDENCIAL 03 PUNTA
Sistema de AT	-0.253	1.194	-0.034	0.087	1.686	0.160	-0.021	0.435	0.048
CENTRAL	0.085	3.221	-0.328	0.438	3.378	-0.330	-0.110	0.881	-0.213
ESTE	0.732	0.839	0.055	0.776	0.860	0.051	0.699	0.073	-0.266
NORTE	-0.962	0.772	0.707	-0.943	0.807	0.717	-0.977	-0.173	0.520
SUR	-0.226	0.951	-0.381	0.376	1.936	0.290	0.474	0.748	0.091
Norte Cercano	-0.381	-0.352	0.009	-0.381	-0.348	0.011	-0.378	-0.351	0.012
Sur Profundo	0.018	-0.011	0.013	0.185	0.159	0.152	0.188	0.169	0.104
Central_Sto Dgo Oriental	-0.017	0.037	-0.003	-0.007	0.036	-0.005	-0.019	0.024	-0.004
Este_Boca Chica	0.040	0.063	-0.003	0.043	0.064	-0.004	0.040	0.022	0.006
Este_SPM	-0.003	0.013	0.021	-0.003	0.014	0.021	-0.003	-0.021	-0.042
Norte Santiago	0.027	0.194	0.081	0.027	0.193	0.080	0.025	0.116	0.069
Norte_Puerto Plata	0.037	0.023	0.017	0.037	0.023	0.017	0.037	0.002	0.024
Central_Palamara	0.035	0.215	-0.003	0.058	0.236	-0.002	0.003	0.061	-0.001
Este_Profundo	-0.008	0.007	-0.004	-0.008	0.007	-0.004	-0.008	-0.017	-0.047
Central_Itabo-Haina	0.006	-0.029	-0.008	0.012	-0.028	-0.008	0.007	-0.040	-0.006
Central_Metropolitana	0.000	0.010	0.005	-0.001	0.010	0.005	-0.002	0.004	0.006
Sur Cercano	-0.030	0.429	-0.112	0.019	0.571	-0.117	-0.020	0.136	-0.104
Norte_La Vega	-0.017	-0.019	-0.021	-0.017	-0.019	-0.021	-0.016	-0.019	-0.023
Norte_Nordeste	-0.026	-0.001	-0.005	-0.026	-0.001	-0.005	-0.026	-0.010	-0.005
Norte_Noroeste	0.058	0.345	0.033	0.058	0.344	0.033	0.058	0.191	0.034
Sur Medio	0.009	0.270	-0.053	0.092	0.424	0.008	0.095	0.170	0.027

A continuación, se muestran los resultados de este índice de forma gráfica.

Ilustración 42. Índice de perdidas- Casos tendenciales 2025

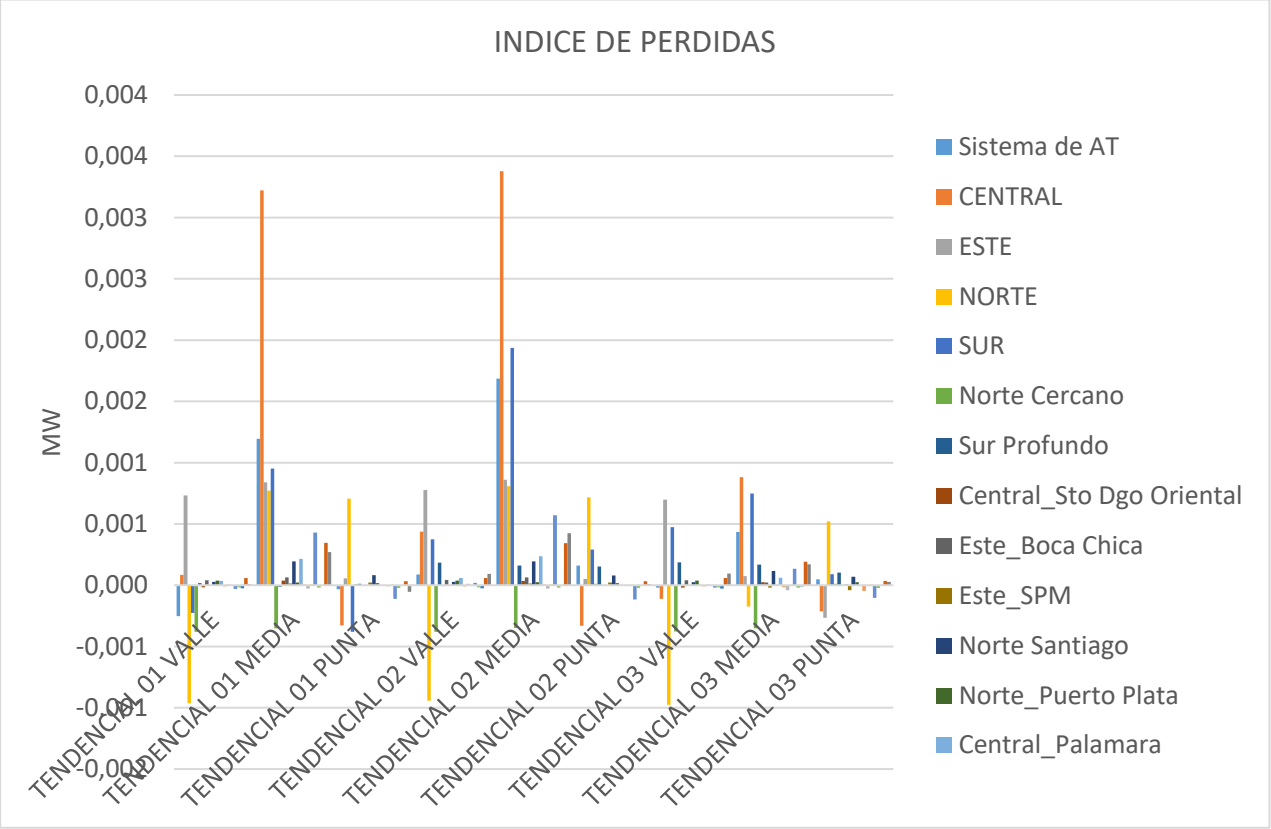


Tabla 59. índice de magnitud de voltaje [p.u.] - Casos tendenciales 2025

Área	TENDENCIAL 01 VALLE	TENDENCIAL 01 MEDIA	TENDENCIAL 01 PUNTA	TENDENCIAL 02 VALLE	TENDENCIAL 02 MEDIA	TENDENCIAL 02 PUNTA	TENDENCIAL 03 VALLE	TENDENCIAL 03 MEDIA	TENDENCIAL 03 PUNTA
Sistema de AT	0.002	0.022	-0.001	0.007	0.026	0.000	-0.003	-0.016	-0.011
CENTRAL	0.003	0.045	-0.005	0.014	0.049	-0.004	-0.010	-0.016	-0.009
ESTE	0.032	0.064	-0.006	0.037	0.068	-0.006	0.029	0.011	-0.021
NORTE	-0.005	0.015	0.014	-0.003	0.017	0.014	-0.008	-0.017	-0.002
SUR	-0.026	-0.022	-0.037	-0.022	-0.017	-0.035	-0.024	-0.026	-0.044
Norte Cercano	-0.002	0.013	0.012	0.001	0.016	0.012	-0.006	-0.019	-0.011
Sur Profundo	-0.015	-0.012	-0.028	-0.008	-0.005	-0.024	-0.008	-0.007	-0.052
Central_Sto Dgo Oriental	0.004	0.052	-0.008	0.025	0.056	-0.007	-0.004	-0.015	-0.010
Este_Boca Chica	0.011	0.035	-0.006	0.016	0.038	-0.006	0.009	-0.003	-0.008
Este_SPM	0.038	0.080	-0.002	0.045	0.084	-0.002	0.035	0.018	-0.012
Norte Santiago	-0.003	-0.001	0.013	-0.001	0.001	0.013	-0.006	-0.034	0.003
Norte_Puerto Plata	-0.003	0.003	0.023	-0.002	0.005	0.023	-0.005	-0.034	0.005
Central_Palamara	0.005	0.054	0.001	0.011	0.059	0.001	-0.024	-0.023	-0.010
Este_Profundo	0.077	0.122	0.002	0.084	0.127	0.002	0.074	0.038	-0.042
Central_Itabo-Haina	0.005	0.050	-0.004	0.011	0.055	-0.004	-0.008	-0.014	-0.006
Central_Metropolitana	0.005	0.044	-0.006	0.012	0.049	-0.005	-0.003	-0.011	-0.007
Sur Cercano	-0.031	-0.020	-0.045	-0.028	-0.016	-0.044	-0.033	-0.035	-0.047
Norte_La Vega	0.000	0.010	0.044	0.002	0.013	0.044	-0.003	-0.028	0.011
Norte_Nordeste	0.003	0.034	0.025	0.005	0.037	0.025	0.000	-0.021	0.007
Norte_Noroeste	0.009	0.009	0.008	0.009	0.009	0.008	0.008	0.001	0.007
Sur Medio	-0.013	-0.016	-0.023	-0.011	-0.013	-0.022	-0.012	-0.018	-0.024

Ilustración 43 . indice de magnitud de voltaje [p.u.] - Casos tendenciales 2025

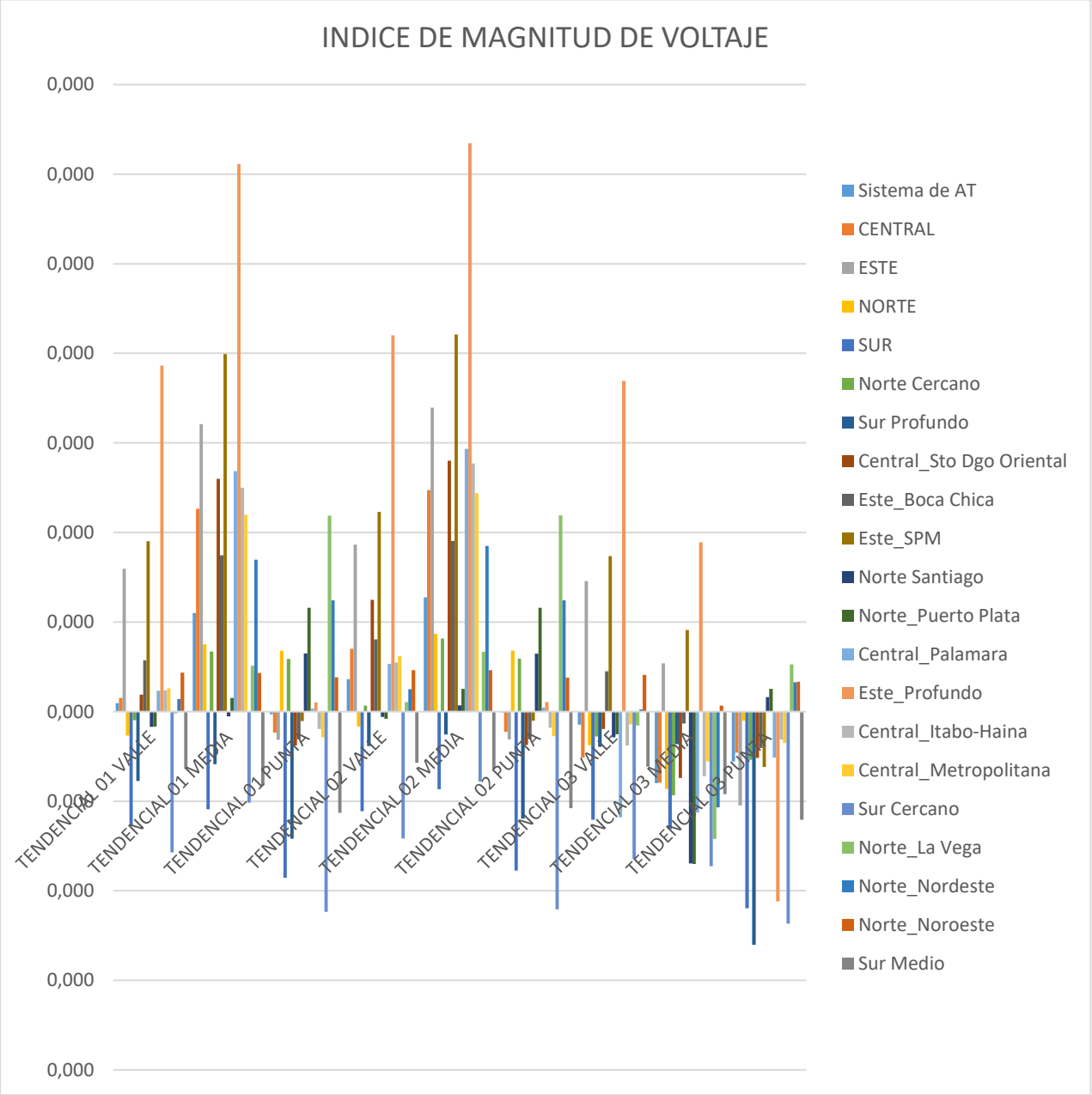


Tabla 60. indice de angulo de voltaje [deg.] - Casos tendenciales 2025

Área	TENDENCIAL 01 VALLE	TENDENCIAL 01 MEDIA	TENDENCIAL 01 PUNTA	TENDENCIAL 02 VALLE	TENDENCIAL 02 MEDIA	TENDENCIAL 02 PUNTA	TENDENCIAL 03 VALLE	TENDENCIAL 03 MEDIA	TENDENCIAL 03 PUNTA
Sistema de AT	1.342	4.329	-0.203	1.449	6.484	1.455	3.727	3.855	1.089
CENTRAL	-0.076	0.869	0.704	-0.688	2.448	1.966	2.086	1.488	0.642
ESTE	-0.905	1.420	0.645	-1.286	2.992	1.906	1.089	2.483	2.063
NORTE	2.213	3.431	-1.525	2.051	4.782	-0.424	3.963	2.841	-0.594
SUR	2.887	12.737	0.015	4.888	17.652	3.576	7.066	9.832	3.880
Norte Cercano	-1.441	0.888	-1.610	-1.600	2.413	-0.387	0.493	0.467	-0.787
Sur Profundo	1.447	12.619	-1.236	7.066	22.876	6.165	9.370	13.175	7.977
Central_Sto Dgo Oriental	-0.553	1.257	1.674	-1.870	3.000	3.058	1.488	2.118	2.410
Este_Boca Chica	-0.372	2.262	1.033	-0.763	3.955	2.371	1.742	2.408	1.819
Este_SPM	-1.543	0.899	0.472	-1.956	2.584	1.827	0.599	1.990	1.463
Norte Santiago	2.372	4.690	-0.944	2.199	6.151	0.244	4.253	4.093	0.012
Norte_Puerto Plata	3.729	2.163	-1.779	3.550	3.621	-0.591	5.615	1.692	-0.816
Central_Palamara	0.181	0.192	-0.056	-0.061	1.941	1.349	3.111	1.041	-1.295
Este_Profundo	-1.528	0.539	0.086	-1.948	2.198	1.440	0.618	3.309	3.401
Central_Itabo-Haina	0.165	0.802	0.328	-0.114	2.564	1.753	2.573	1.333	0.189
Central_Metropolitana	0.082	1.718	0.530	-0.237	3.495	1.946	2.344	1.824	0.836
Sur Cercano	3.634	10.558	2.147	4.027	13.152	4.068	6.256	7.610	3.804
Norte_La Vega	1.532	3.894	-4.384	1.341	5.374	-3.167	3.487	3.732	-3.007
Norte_Nordeste	3.998	2.800	-2.476	3.802	4.247	-1.273	5.933	3.247	-1.339
Norte_Noroeste	4.429	6.591	0.446	4.262	8.083	1.632	6.299	2.340	1.311
Sur Medio	3.379	15.903	-1.146	4.887	20.266	1.998	7.196	10.787	1.955

Ilustración 44. Índice de ángulo de voltaje [deg.] - Casos tendenciales 2025

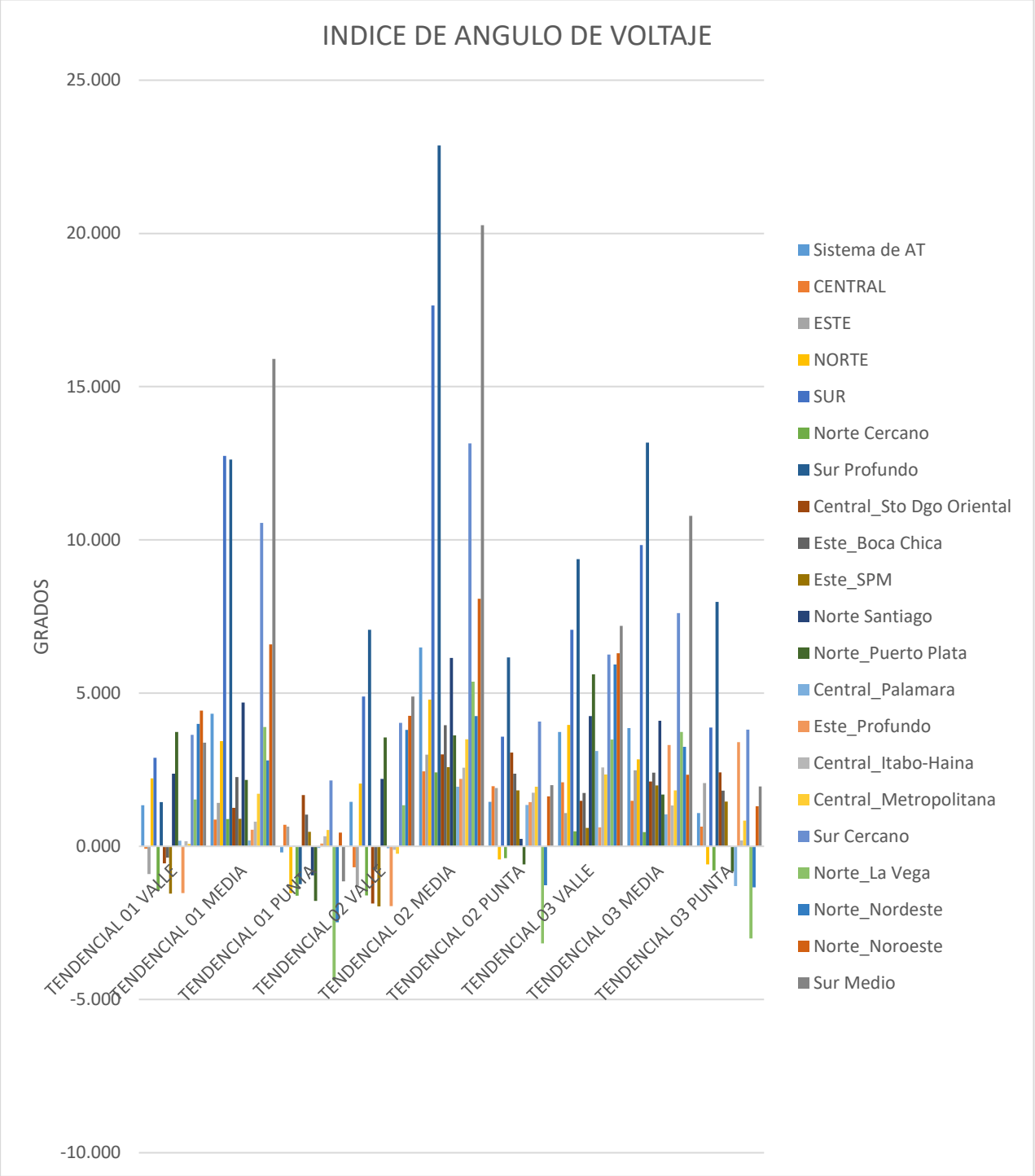


Tabla 61. Índice cargabilidad [%]- Casos tendenciales 2025

Escenario	Líneas	Transformadores
TENDENCIAL 01 VALLE	1.619	-4.219
TENDENCIAL 01 MEDIA	5.606	-5.432
TENDENCIAL 01 PUNTA	4.236	-3.386
TENDENCIAL 02 VALLE	1.784	-2.702
TENDENCIAL 02 MEDIA	6.660	-3.916
TENDENCIAL 02 PUNTA	4.855	-2.539
TENDENCIAL 03 VALLE	2.388	-3.382
TENDENCIAL 03 MEDIA	0.001	-4.994
TENDENCIAL 03 PUNTA	2.531	-3.901

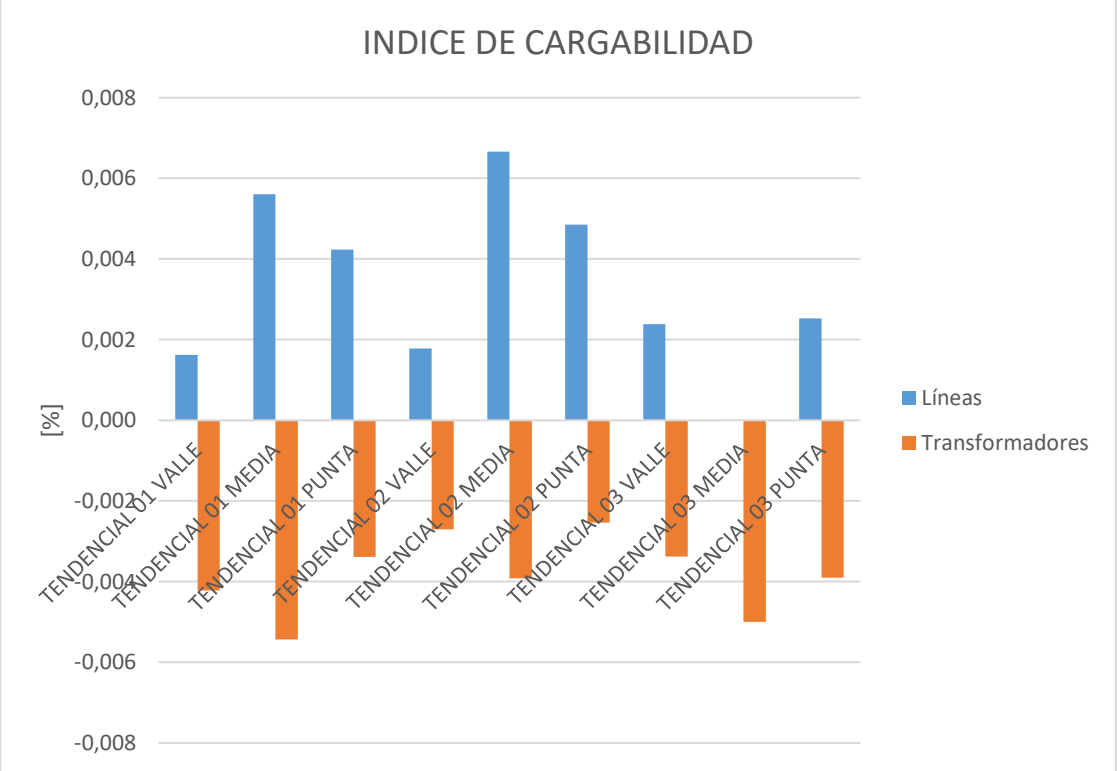
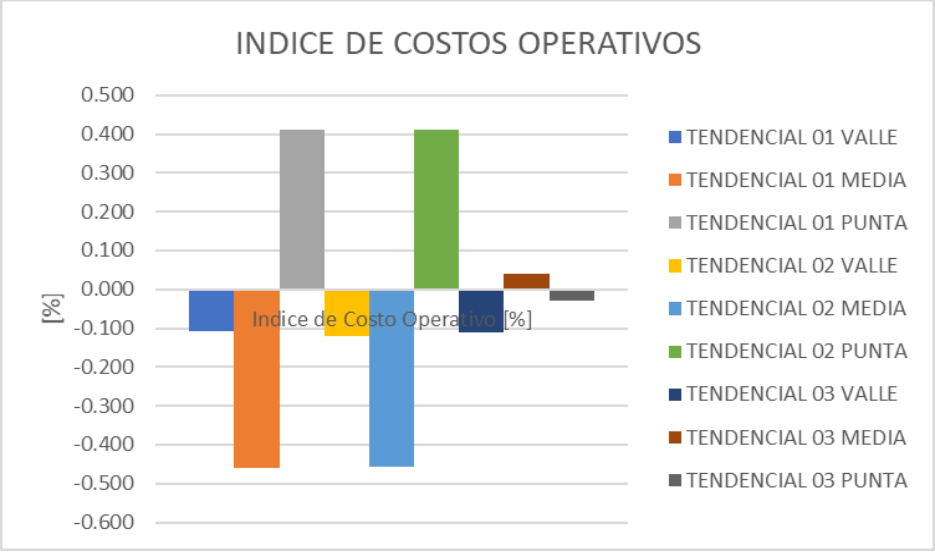


Tabla 62. Índice de costos operativos- Casos tendenciales 2025

Escenario	Índice de Costo Operativo [%]
TENDENCIAL 01 VALLE	-0.109
TENDENCIAL 01 MEDIA	-0.459
TENDENCIAL 01 PUNTA	0.410
TENDENCIAL 02 VALLE	-0.120
TENDENCIAL 02 MEDIA	-0.457
TENDENCIAL 02 PUNTA	0.413
TENDENCIAL 03 VALLE	-0.111
TENDENCIAL 03 MEDIA	0.040
TENDENCIAL 03 PUNTA	-0.029



7.5.1.1.2 Casos Alternativos

En esta sección se recoge y describe el análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones de los casos alternativos, es decir, aquellos en los que se definen proyectos de alta tensión que podrían garantizar el funcionamiento óptimo del sistema en el mediano plazo, puesto que los mismos están orientados a eliminar las restricciones operativas identificadas en el corto plazo.

Los resultados aquí detallados representan un resumen del comportamiento de las variables que definen el sistema de potencia desde una óptica general, enfocado básicamente en las cuatro grandes áreas que definen el SENI. Los detalles de los resultados correspondientes a las zonas eléctricas, que a

su vez componen cada una de las áreas, son presentados en el tomo II "Análisis Eléctrico y Simulaciones – Plan de Expansión 20201 – 2035" de este documento técnico.

La interpretación de las tablas siguientes atiende a:

- Color verde: indica que el índice para el escenario dado es favorable, es decir, los cambios propuestos mejoran la variable del sistema que se mide con el índice en cuestión.
- Color rojo: indica que el índice para el escenario dado es desfavorable, es decir, los cambios propuestos impactan negativamente la variable del sistema que se mide con el índice en cuestión.

Cuando se establece una comparación entre los resultados de los escenarios tendenciales y los casos alternativos, para los cuales se toman en consideración las mismas condiciones operativas en cuanto al balance demanda-generación, los resultados obtenidos indican que en la medida en que se van considerando expansiones del sistema de transmisión, las condiciones operativas del sistema mejoran y esto se refleja a través de los índices de perfil de tensión (magnitud) y de nivel de carga de los elementos de transmisión.

Pese a las mejorías ya mencionadas, de los resultados obtenidos se determinó por igual que los índices relacionados a las pérdidas técnicas, ángulo de voltaje (límites de estabilidad) y costos operativos no presentan variaciones significativas entre los casos comparados.

En horas de demanda media y punta se identifican los mayores índices de pérdidas de energía por efecto joule, debido básicamente al transporte de grandes bloques de potencia desde las zonas de generación hacia las zonas con alta densidad poblacional y/o grandes requerimientos de energía, como es el caso de El Distrito Nacional (red 138 kV), Santiago (red 345 kV y 138 kV).

En el caso particular de los escenarios de demanda media (que en el SENI se presenta a las 12:00 p.m del medio día) cabe resaltar la alta concentración de generación a partir de ERNC considerada, debido a las grandes probabilidades de desarrollarse que tienen los proyectos actualmente concesionados en la región sur, que como área eléctrica se caracteriza por ser exportadora de energía.

En el caso particular del índice de pérdidas técnicas, se puede observar cómo en horas de demanda media y parcialmente en horas de demanda pico el sistema tiende a incrementar las pérdidas de energía

por efecto Joule. Esto se debe en gran medida a las consideraciones realizadas respecto a los proyectos de generación ERNC, los cuales se proyectan con alta probabilidad de instalación en el área Sur de la República Dominicana y tendiendo a transportar la energía eléctrica generada hacia las zonas de alta concentración de demanda tal como El Distrito Nacional (red 138 kV), Santiago (red 345 kV y 138 kV) y otras relativamente con alta densidad poblacional.

En cuanto a los ángulos de voltaje, queda en evidencia el impacto negativo que se produce sobre esta variable la inserción de proyectos de generación de gran capacidad o bien la aglomeración de pequeños y medianos proyectos en una zona dada. En la mayoría de los casos, el sistema tiende a operar con ángulos más cercanos a su valor límite de operación dando lugar a posibles problemas de control de oscilaciones y límites de intercambio de energía entre áreas debido al incremento de la impedancia equivalente entre dos puntos dados del sistema.

A mayores requerimientos de potencia y/o energía (como es la tendencia), mayor será el costo de operación del sistema, evidentemente en función del tipo de unidades de generación con disponibilidad de abastecer la demanda en un periodo determinado. Puesto que las mayores demandas de energía tienden a presentarse en horas de la noche cuando los proyectos renovables fotovoltaicos no están en servicio debido a la ausencia de radiación solar, el operador se ve en la necesidad de planificar un despacho de la generación haciendo uso básicamente de generadores térmicos con costos variables de despacho considerablemente elevados. Partiendo de esa premisa y tomando en consideración que las políticas actuales en cuanto al desarrollo del sector energético y particularmente del subsector eléctrico están orientadas a la utilización de los recursos renovables disponibles y aprovechables para la generación de energía, se recomienda al organismo responsable de trazar los lineamientos y políticas energéticas, promover la instalación de parques de generación eólica puesto que pueden hacer aportes de potencia en horas de máxima demanda (horas de la noche) y garantizar con ello que efectivamente el costo de operativo del SENI tienda a minimizarse.

Las tablas siguientes muestran los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas. en el tomo II “Análisis Eléctrico y Simulaciones – Plan de Expansión 20201 – 2035” de este documento técnico, se incluye con mayor nivel de detalles las evaluaciones realizadas.

Tabla 63. Índice pérdidas [MW] - Casos Alternativos 2025

ESCENARIO	Sistema de AT	CENTRAL	ESTE	NORTE	SUR
ALTERNATIVO 01 VALLE	-0.012	0.152	0.693	-1.025	0.347
ALTERNATIVO 01 MEDIA	1.398	1.455	-1.186	3.031	2.080
ALTERNATIVO 01 PICO	0.043	-0.479	-0.091	0.614	0.210
ALTERNATIVO 02 VALLE	-0.031	0.155	0.694	-1.023	0.301
ALTERNATIVO 02 MEDIA	1.251	1.426	-1.190	3.029	1.776
ALTERNATIVO 02 PICO	0.041	-0.478	-0.091	0.615	0.200
ALTERNATIVO 03 VALLE	-0.097	0.131	0.706	-1.030	0.158
ALTERNATIVO 03 MEDIA	0.686	0.987	-1.193	2.978	0.707
ALTERNATIVO 03 PICO	0.036	-0.479	-0.090	0.612	0.185
ALTERNATIVO 04 VALLE	-0.143	0.137	0.704	-1.229	0.158
ALTERNATIVO 04 MEDIA	0.373	1.100	-1.175	1.665	0.719
ALTERNATIVO 04 PICO	0.053	-0.471	-0.091	0.675	0.182
ALTERNATIVO 05 VALLE	-0.150	0.137	0.648	-1.229	0.158
ALTERNATIVO 05 MEDIA	0.360	1.098	-1.259	1.664	0.719
ALTERNATIVO 05 PICO	0.033	-0.471	-0.183	0.675	0.183
ALTERNATIVO 06 VALLE	-0.187	0.038	0.671	-1.281	0.160
ALTERNATIVO 06 MEDIA	0.303	1.050	-1.236	1.609	0.670
ALTERNATIVO 06 PICO	-0.033	-0.595	-0.177	0.586	0.139
ALTERNATIVO 07 VALLE	-0.180	0.076	0.676	-1.283	0.161
ALTERNATIVO 07 MEDIA	0.331	1.265	-1.228	1.610	0.671
ALTERNATIVO 07 PICO	-0.024	-0.557	-0.175	0.584	0.139
ALTERNATIVO 08 VALLE	-0.325	-0.394	0.609	-1.375	0.170
ALTERNATIVO 08 MEDIA	0.257	0.960	-1.241	1.475	0.670
ALTERNATIVO 08 PICO	-0.048	-0.598	-0.177	0.528	0.139
ALTERNATIVO 09 VALLE	-0.368	-0.356	0.169	-1.365	0.176
ALTERNATIVO 09 MEDIA	0.336	1.578	-0.985	1.507	0.654
ALTERNATIVO 09 PICO	-0.071	-0.489	-0.011	0.084	0.157
ALTERNATIVO 10 VALLE	-0.374	-0.357	0.135	-1.365	0.176
ALTERNATIVO 10 _MEDIA	0.312	1.498	-1.051	1.495	0.648
ALTERNATIVO 10 PICO	-0.100	-0.556	-0.070	0.083	0.157
ALTERNATIVO 11 VALLE	-0.268	-0.079	0.785	-1.677	0.184
ALTERNATIVO 11 MEDIA	0.193	0.835	-1.287	1.066	0.769
ALTERNATIVO 11 PICO	-0.128	-0.607	-0.146	0.095	0.161
ALTERNATIVO 12 VALLE	-0.047	1.305	-0.009	-1.678	0.298
ALTERNATIVO 12 MEDIA	0.302	0.987	-1.858	1.108	1.201
ALTERNATIVO 12 PICO	0.074	-0.159	-0.142	1.324	-0.045
ALTERNATIVO 13 VALLE	-0.302	0.324	-0.132	-1.735	0.183
ALTERNATIVO 13 MEDIA	0.016	0.742	-2.351	0.944	0.841
ALTERNATIVO 13 PICO	0.073	-0.160	-0.142	1.320	-0.045

Tabla 64. Índices de magnitud de voltaje [p.u.] - Casos Alternativos 2025

ESCENARIO	Sistema de AT	CENTRAL	ESTE	NORTE	SUR
ALTERNATIVO 01 VALLE	0.000	0.000	0.025	-0.004	-0.030
ALTERNATIVO 01 MEDIA	-0.019	0.045	-0.035	0.015	-0.098
ALTERNATIVO 01 PICO	-0.013	-0.013	-0.019	-0.004	-0.045
ALTERNATIVO 02 VALLE	0.000	0.001	0.025	-0.003	-0.030
ALTERNATIVO 02 MEDIA	-0.019	0.044	-0.036	0.015	-0.099
ALTERNATIVO 02 PICO	-0.012	-0.013	-0.019	-0.004	-0.044
ALTERNATIVO 03 VALLE	-0.001	0.000	0.024	-0.004	-0.034
ALTERNATIVO 03 MEDIA	-0.027	0.027	-0.045	0.012	-0.103
ALTERNATIVO 03 PICO	-0.013	-0.013	-0.019	-0.004	-0.048
ALTERNATIVO 04 VALLE	-0.003	-0.001	0.024	-0.009	-0.035
ALTERNATIVO 04 MEDIA	-0.026	0.038	-0.041	0.005	-0.103
ALTERNATIVO 04 PICO	-0.014	-0.014	-0.020	-0.008	-0.048
ALTERNATIVO 05 VALLE	-0.003	-0.001	0.023	-0.009	-0.035
ALTERNATIVO 05 MEDIA	-0.027	0.038	-0.043	0.004	-0.103
ALTERNATIVO 05 PICO	-0.015	-0.014	-0.023	-0.008	-0.048
ALTERNATIVO 06 VALLE	-0.002	-0.003	0.024	-0.009	-0.031
ALTERNATIVO 06 MEDIA	-0.025	0.039	-0.041	0.004	-0.101
ALTERNATIVO 06 PICO	-0.015	-0.016	-0.022	-0.008	-0.045
ALTERNATIVO 07 VALLE	-0.003	-0.005	0.024	-0.009	-0.031
ALTERNATIVO 07 MEDIA	-0.025	0.040	-0.040	0.004	-0.101
ALTERNATIVO 07 PICO	-0.015	-0.016	-0.022	-0.008	-0.045
ALTERNATIVO 08 VALLE	-0.008	-0.016	0.019	-0.013	-0.033
ALTERNATIVO 08 MEDIA	-0.027	0.034	-0.041	0.002	-0.101
ALTERNATIVO 08 PICO	-0.015	-0.016	-0.022	-0.011	-0.045
ALTERNATIVO 09 VALLE	-0.006	-0.025	0.019	-0.012	-0.032
ALTERNATIVO 09 MEDIA	-0.019	0.030	-0.033	0.007	-0.099
ALTERNATIVO 09 PICO	-0.015	-0.019	-0.021	-0.013	-0.043
ALTERNATIVO 10 VALLE	-0.006	-0.025	0.018	-0.012	-0.032
ALTERNATIVO 10 _MEDIA	-0.022	0.022	-0.040	0.006	-0.100
ALTERNATIVO 10 PICO	-0.016	-0.021	-0.028	-0.014	-0.044
ALTERNATIVO 11 VALLE	-0.008	-0.022	0.019	-0.019	-0.036
ALTERNATIVO 11 MEDIA	-0.029	0.013	-0.054	0.002	-0.105
ALTERNATIVO 11 PICO	-0.020	-0.024	-0.028	-0.018	-0.049
ALTERNATIVO 12 VALLE	-0.008	-0.021	0.031	-0.019	-0.036
ALTERNATIVO 12 MEDIA	-0.028	0.014	-0.041	0.004	-0.103
ALTERNATIVO 12 PICO	-0.016	-0.021	-0.012	-0.011	-0.047
ALTERNATIVO 13 VALLE	-0.009	-0.022	0.029	-0.020	-0.036
ALTERNATIVO 13 MEDIA	-0.029	0.012	-0.044	0.003	-0.103
ALTERNATIVO 13 PICO	-0.016	-0.021	-0.012	-0.012	-0.047

Tabla 65. Índices de ángulo de voltaje [deg.] - Casos Alternativos 2025

ESCENARIO	Sistema de AT	CENTRAL	ESTE	NORTE	SUR
ALTERNATIVO 01 VALLE	1.789	-0.122	-1.113	2.252	5.195
ALTERNATIVO 01 MEDIA	7.356	2.750	8.519	-1.951	21.618
ALTERNATIVO 01 PICO	1.837	2.480	2.085	-0.146	4.005
ALTERNATIVO 02 VALLE	1.725	-0.112	-1.105	2.259	4.844
ALTERNATIVO 02 MEDIA	7.246	2.871	8.639	-1.847	20.615
ALTERNATIVO 02 PICO	1.807	2.480	2.084	-0.149	3.864
ALTERNATIVO 03 VALLE	1.132	-0.597	-1.552	1.965	3.282
ALTERNATIVO 03 MEDIA	4.682	1.045	6.949	-2.869	13.299
ALTERNATIVO 03 PICO	1.716	2.363	1.976	-0.219	3.642
ALTERNATIVO 04 VALLE	0.734	-0.593	-1.530	0.909	3.296
ALTERNATIVO 04 MEDIA	4.178	1.112	7.073	-4.347	13.436
ALTERNATIVO 04 PICO	1.356	2.328	1.955	-1.077	3.628
ALTERNATIVO 05 VALLE	0.759	-0.588	-1.377	0.913	3.300
ALTERNATIVO 05 MEDIA	4.216	1.124	7.291	-4.337	13.444
ALTERNATIVO 05 PICO	1.406	2.344	2.238	-1.064	3.640
ALTERNATIVO 06 VALLE	-0.930	-2.152	-3.377	-0.686	1.405
ALTERNATIVO 06 MEDIA	2.763	-0.246	5.500	-5.663	11.668
ALTERNATIVO 06 PICO	0.285	1.483	0.784	-2.125	2.120
ALTERNATIVO 07 VALLE	-0.986	-2.298	-3.450	-0.697	1.408
ALTERNATIVO 07 MEDIA	2.697	-0.380	5.408	-5.697	11.654
ALTERNATIVO 07 PICO	0.241	1.379	0.712	-2.138	2.120
ALTERNATIVO 08 VALLE	1.358	0.635	-0.909	1.451	3.204
ALTERNATIVO 08 MEDIA	2.898	-0.223	5.557	-5.316	11.708
ALTERNATIVO 08 PICO	0.373	1.517	0.817	-1.874	2.147
ALTERNATIVO 09 VALLE	1.607	1.048	-0.484	1.609	3.358
ALTERNATIVO 09 MEDIA	-0.486	-3.566	1.304	-8.536	8.712
ALTERNATIVO 09 PICO	1.085	1.677	0.015	-0.353	3.003
ALTERNATIVO 10 VALLE	1.610	1.051	-0.481	1.612	3.361
ALTERNATIVO 10 _MEDIA	-0.427	-3.498	1.385	-8.475	8.739
ALTERNATIVO 10 PICO	1.100	1.681	0.020	-0.330	3.023
ALTERNATIVO 11 VALLE	1.679	0.376	-1.625	2.610	3.691
ALTERNATIVO 11 MEDIA	5.463	2.281	7.596	-2.138	13.744
ALTERNATIVO 11 PICO	1.728	2.343	1.499	0.148	3.270
ALTERNATIVO 12 VALLE	4.725	3.501	3.230	5.298	5.989
ALTERNATIVO 12 MEDIA	9.179	6.744	13.345	0.864	16.202
ALTERNATIVO 12 PICO	0.602	2.349	2.034	-2.610	2.226
ALTERNATIVO 13 VALLE	1.221	-0.270	-1.929	2.326	3.146
ALTERNATIVO 13 MEDIA	4.174	1.001	6.406	-3.100	11.826
ALTERNATIVO 13 PICO	0.601	2.351	2.036	-2.577	2.227

Tabla 66. Índices cargabilidad [%]- Casos Alternativos 2025

ESCENARIO	LINEAS	TRANSFORMADORES
ALTERNATIVO 01 VALLE	0.849	-3.277
ALTERNATIVO 01 MEDIA	9.349	-5.945
ALTERNATIVO 01 PICO	-0.429	-3.625
ALTERNATIVO 02 VALLE	0.461	-3.276
ALTERNATIVO 02 MEDIA	8.354	-5.994
ALTERNATIVO 02 PICO	-0.673	-3.619
ALTERNATIVO 03 VALLE	-0.189	-3.316
ALTERNATIVO 03 MEDIA	4.730	-5.951
ALTERNATIVO 03 PICO	-0.727	-3.837
ALTERNATIVO 04 VALLE	-0.370	-3.061
ALTERNATIVO 04 MEDIA	3.443	-5.549
ALTERNATIVO 04 PICO	-0.296	-3.697
ALTERNATIVO 05 VALLE	-0.777	-3.063
ALTERNATIVO 05 MEDIA	2.812	-5.556
ALTERNATIVO 05 PICO	-1.331	-3.710
ALTERNATIVO 06 VALLE	-0.823	-3.326
ALTERNATIVO 06 MEDIA	2.732	-5.961
ALTERNATIVO 06 PICO	-1.517	-4.108
ALTERNATIVO 07 VALLE	-0.746	-3.326
ALTERNATIVO 07 MEDIA	2.850	-5.942
ALTERNATIVO 07 PICO	-1.448	-4.107
ALTERNATIVO 08 VALLE	-1.569	-4.242
ALTERNATIVO 08 MEDIA	2.336	-6.057
ALTERNATIVO 08 PICO	-1.738	-4.252
ALTERNATIVO 09 VALLE	-1.365	-2.080
ALTERNATIVO 09 MEDIA	3.231	-5.662
ALTERNATIVO 09 PICO	-1.061	-2.803
ALTERNATIVO 10 VALLE	-1.376	-2.082
ALTERNATIVO 10 _MEDIA	3.098	-5.793
ALTERNATIVO 10 PICO	-1.137	-2.707
ALTERNATIVO 11 VALLE	-1.626	-4.365
ALTERNATIVO 11 MEDIA	1.436	-7.137
ALTERNATIVO 11 PICO	-2.172	-5.459
ALTERNATIVO 12 VALLE	-0.352	-5.608
ALTERNATIVO 12 MEDIA	1.935	-7.689
ALTERNATIVO 12 PICO	-0.692	-8.019
ALTERNATIVO 13 VALLE	-1.606	-5.890
ALTERNATIVO 13 MEDIA	1.059	-8.729
ALTERNATIVO 13 PICO	-0.762	-8.041

Tabla 67. Índice de costos operativos- Casos Alternativos 2025

Escenario	Índice de Costo Operativo [%]
ALTERNATIVO 01 VALLE	-0.121
ALTERNATIVO 01 MEDIA	-0.458
ALTERNATIVO 01 PICO	0.411
ALTERNATIVO 02 VALLE	-0.121
ALTERNATIVO 02 MEDIA	-0.459
ALTERNATIVO 02 PICO	0.411
ALTERNATIVO 03 VALLE	-0.122
ALTERNATIVO 03 MEDIA	0.117
ALTERNATIVO 03 PICO	0.411
ALTERNATIVO 04 VALLE	-0.122
ALTERNATIVO 04 MEDIA	-0.464
ALTERNATIVO 04 PICO	0.411
ALTERNATIVO 05 VALLE	-0.122
ALTERNATIVO 05 MEDIA	-0.464
ALTERNATIVO 05 PICO	0.411
ALTERNATIVO 06 VALLE	-0.090
ALTERNATIVO 06 MEDIA	-0.449
ALTERNATIVO 06 PICO	0.440
ALTERNATIVO 07 VALLE	-0.090
ALTERNATIVO 07 MEDIA	-0.448
ALTERNATIVO 07 PICO	0.439
ALTERNATIVO 08 VALLE	0.603
ALTERNATIVO 08 MEDIA	-0.449
ALTERNATIVO 08 PICO	0.440
ALTERNATIVO 09 VALLE	1.228
ALTERNATIVO 09 MEDIA	0.613
ALTERNATIVO 09 PICO	1.163
ALTERNATIVO 10 VALLE	0.550
ALTERNATIVO 10 _MEDIA	-0.420
ALTERNATIVO 10 PICO	0.388
ALTERNATIVO 11 VALLE	1.064
ALTERNATIVO 11 MEDIA	0.484
ALTERNATIVO 11 PICO	1.038
ALTERNATIVO 12 VALLE	-0.107
ALTERNATIVO 12 MEDIA	-0.358
ALTERNATIVO 12 PICO	1.001
ALTERNATIVO 13 VALLE	-0.165
ALTERNATIVO 13 MEDIA	-0.467
ALTERNATIVO 13 PICO	1.001

7.5.1.2 Resultados Estudios Eléctricos 2030

Para el año 2030 se realizan las simulaciones de flujos de potencia en régimen estacionario considerando la red esperada al 2025 y los proyectos considerados necesarios para la operación optima del SENI al año 2030, aunque básicamente en este periodo se pretende determinar la sostenibilidad en el tiempo de los proyectos definidos al 2025 frente al incremento esperado de la demanda y por ende de la generación.

En estado de operación normal los resultados arrojan que prácticamente en todos los escenarios de generación propuestos las pérdidas técnicas del sistema se reducen parcialmente, solo 3 de 39 casos analizados presentan valores incrementales positivos. Estos casos se corresponden con los escenarios de demanda media y punta cuando se consideran plantas de 400 MW adicionales en AES Andrés y Punta Catalina. Los incrementos positivos en el índice de pérdidas para estos escenarios se deben fundamentalmente a los intercambios de potencia entre áreas y la localización de los grandes bloques de demanda con relación a la localización de la generación.

El recorrido de los flujos de carga en estos escenarios tiende a dirigirse a través de la red 138 kV principalmente hacia la zona metropolitana de la ciudad de Santo Domingo donde se encuentra parte importante de la demanda atendida. Los niveles de voltaje en la mayoría de los nodos monitoreados se mantienen dentro de los niveles establecidos en la normativa vigente (+/- 5% del valor nominal, RALGE - Art. 149'), a pesar del incremento de la demanda-generación proyectado al 2030.

Cabe destacar que en tanto al parque de generación y en las simulaciones realizadas, se ha considerado la instalación de grandes bloques de generación en distintos puntos del sistema que tienden a promover la desconexión de pequeñas unidades de generación térmica que contribuyen con el soporte de voltaje y a pesar de esto las obras definidas al 2025 garantizan la estabilidad del sistema en cuanto a la permanencia de los niveles de tensión dentro de rangos normales.

Pese a que, aunque en algunos casos el índice de voltaje aparece en rojo (de acuerdo con la guía de interpretación de las tablas, esto representa un resultado desfavorable), los niveles de voltaje medidos en cada nodo monitoreado se mantienen dentro del rango operativo establecido. El balance negativo

en el índice correspondiente para estos casos se debe a que, en general, los niveles de voltaje se encuentran un poco más alejados del valor ideal (1.0 p.u.) respecto del caso base con el que ha sido comparado. A continuación, se presenta un resumen de las subestaciones que presentan nivel de tensión fuera de los parámetros establecidos en la normativa vigente[29]:

Área Sur:

- ELIAS PIÑA
- LAS MATAS DE FARFAN

Área Norte:

- BRAZO DERECHO
- CRUCE DE ESPERANZA
- ZF ESPERANZA
- MOCA
- ABANICO
- ABANICO PER

Área Este:

- MICHES

Área Central:

- CEMENTOS COLÓN

De los índices de ángulos de voltaje monitoreados en los nodos del sistema, se obtiene que en la mayoría de los escenarios planteados estos tienden a crecer, lo que se interpreta como un acercamiento del mismo a su límite operativo. Esto está asociado a la instalación de grandes bloques de generación (300 – 400 MW) en un solo punto del sistema punto del sistema, que a su vez sustituyen pequeñas máquinas que para los casos base inyectan potencia en diversos puntos del sistema al mismo tiempo.

Las zonas más afectadas en cuanto al deterioro o reducción en la robustez de la red respecto a limites angulares se encuentran el norte céntrico afectando sobre todo la zona de Santiago y el sur profundo afectando las subestaciones desde Azua hasta Pedernales.

Tabla 68. Índice pérdidas [MW] 2030

ESCENARIO	Sistema de AT	CENTRAL	ESTE	NORTE	SUR
ESCENARIO 2 VALLE	-0.326	-0.877	-0.113	-0.121	-0.263
ESCENARIO 2 MEDIA	-0.259	-1.182	-0.232	0.992	-0.221
ESCENARIO 2 PICO	-0.284	-0.552	-0.265	0.145	-0.551
ESCENARIO 3 VALLE	-0.327	-0.883	-0.112	-0.121	-0.263
ESCENARIO 3 MEDIA	-0.274	-1.231	-0.229	0.972	-0.226
ESCENARIO 3 PICO	-0.304	-0.561	-0.357	0.144	-0.553
ESCENARIO 4 VALLE	-0.143	-0.582	-0.052	1.110	-0.250

[29] Para mayores detalles diríjase al tomo II "Análisis Eléctrico y Simulaciones – Plan de Expansión 20201 – 2035" de este documento técnico.

ESCENARIO	Sistema de AT	CENTRAL	ESTE	NORTE	SUR
ESCENARIO 4 MEDIA	0.157	-0.495	0.670	0.901	-0.022
ESCENARIO 4 PICO	0.113	-0.356	-0.409	0.769	0.234
ESCENARIO 5 VALLE	-0.256	-0.786	0.030	1.074	-0.465
ESCENARIO 5 MEDIA	0.101	-0.197	1.574	1.029	-0.280
ESCENARIO 5 PICO	-0.146	-0.303	-0.230	0.830	-0.738
ESCENARIO 6 VALLE	-0.443	-0.854	-0.028	-1.206	-0.187
ESCENARIO 6 MEDIA	-0.160	-0.372	1.405	-1.326	-0.140
ESCENARIO 6 PICO	-0.299	-0.354	-0.281	-0.353	-0.489
ESCENARIO 7 VALLE	-0.230	-0.841	-0.022	1.125	-0.378
ESCENARIO 7 MEDIA	-0.097	-1.100	1.362	1.000	-0.321
ESCENARIO 7 PICO	-0.264	-0.457	-0.370	0.276	-0.650
ESCENARIO 8 VALLE	-0.469	-0.873	0.248	-1.431	-0.222
ESCENARIO 8 MEDIA	-0.213	-0.508	1.398	-1.375	-0.154
ESCENARIO 8 PICO	-0.355	-0.417	-0.289	-0.484	-0.485
ESCENARIO 9 VALLE	-0.357	-1.201	-0.031	1.090	-0.299
ESCENARIO 9 MEDIA	-0.219	-1.659	1.335	0.975	-0.248
ESCENARIO 9 PICO	-0.360	-0.683	-0.382	0.265	-0.556
ESCENARIO 10 VALLE	-0.359	-1.214	-0.031	1.109	-0.299
ESCENARIO 10 MEDIA	-0.222	-1.669	1.335	0.975	-0.248
ESCENARIO 10 PICO	-0.362	-0.699	-0.382	0.273	-0.556
ESCENARIO 11 VALLE	-0.049	-0.906	-0.108	0.326	0.328
ESCENARIO 11 MEDIA	-0.005	-1.283	0.037	1.003	0.265
ESCENARIO 11 PICO	-0.133	-0.543	-0.356	0.152	-0.034
ESCENARIO 12 VALLE	-0.340	-0.846	-0.566	1.044	-0.237
ESCENARIO 12 MEDIA	-0.154	-0.560	-0.235	0.897	-0.181
ESCENARIO 12 PICO	-0.269	-0.417	-1.071	0.792	-0.517
ESCENARIO 13 VALLE	-0.382	-0.837	-0.462	0.268	-0.237
ESCENARIO 13 MEDIA	-0.548	-0.380	-1.125	-1.176	-0.182
ESCENARIO 13 PICO	-0.271	-0.418	-1.080	0.794	-0.517

Tabla 69. Índices de magnitud de voltaje [p.u.] 2030

ESCENARIO	Sistema de AT	CENTRAL	ESTE	NORTE	SUR
ESCENARIO 2 VALLE	-0.011	-0.023	-0.010	-0.009	-0.007
ESCENARIO 2 MEDIA	-0.014	-0.028	-0.016	-0.012	-0.005
ESCENARIO 2 PICO	-0.010	-0.014	-0.019	-0.006	-0.015
ESCENARIO 3 VALLE	-0.011	-0.021	-0.009	-0.009	-0.007
ESCENARIO 3 MEDIA	-0.021	-0.027	-0.016	-0.028	-0.005
ESCENARIO 3 PICO	-0.012	-0.013	-0.034	-0.004	-0.015
ESCENARIO 4 VALLE	-0.010	-0.020	0.005	-0.007	-0.007
ESCENARIO 4 MEDIA	-0.014	-0.015	0.019	-0.024	-0.005
ESCENARIO 4 PICO	-0.008	-0.009	-0.013	-0.001	-0.004
ESCENARIO 5 VALLE	-0.009	-0.020	-0.006	-0.006	-0.008
ESCENARIO 5 MEDIA	-0.011	-0.014	0.012	-0.024	-0.003
ESCENARIO 5 PICO	-0.011	-0.010	-0.032	-0.003	-0.015
ESCENARIO 6 VALLE	-0.010	-0.020	-0.006	-0.009	-0.007
ESCENARIO 6 MEDIA	-0.015	-0.017	0.008	-0.033	-0.004
ESCENARIO 6 PICO	-0.012	-0.010	-0.032	-0.008	-0.015
ESCENARIO 7 VALLE	-0.009	-0.022	-0.006	-0.005	-0.008
ESCENARIO 7 MEDIA	-0.017	-0.027	0.002	-0.027	-0.006
ESCENARIO 7 PICO	-0.012	-0.021	-0.034	-0.005	-0.016
ESCENARIO 8 VALLE	-0.010	-0.020	0.000	-0.010	-0.007
ESCENARIO 8 MEDIA	-0.016	-0.019	0.007	-0.034	-0.004
ESCENARIO 8 PICO	-0.013	-0.019	-0.033	-0.009	-0.015
ESCENARIO 9 VALLE	-0.012	-0.027	-0.008	-0.007	-0.009
ESCENARIO 9 MEDIA	-0.020	-0.031	-0.002	-0.028	-0.006
ESCENARIO 9 PICO	-0.014	-0.024	-0.036	-0.005	-0.015
ESCENARIO 10 VALLE	-0.012	-0.027	-0.008	-0.007	-0.009
ESCENARIO 10 MEDIA	-0.020	-0.031	-0.002	-0.028	-0.006
ESCENARIO 10 PICO	-0.014	-0.024	-0.036	-0.005	-0.015
ESCENARIO 11 VALLE	-0.011	-0.022	-0.009	-0.006	-0.010
ESCENARIO 11 MEDIA	-0.020	-0.027	-0.017	-0.026	-0.008
ESCENARIO 11 PICO	-0.013	-0.021	-0.034	-0.005	-0.018
ESCENARIO 12 VALLE	-0.011	-0.023	-0.002	-0.010	-0.008
ESCENARIO 12 MEDIA	-0.011	-0.023	-0.002	-0.010	-0.008
ESCENARIO 12 PICO	-0.021	-0.028	-0.007	-0.032	-0.006
ESCENARIO 13 VALLE	-0.012	-0.023	-0.007	-0.011	-0.008
ESCENARIO 13 MEDIA	-0.025	-0.029	-0.020	-0.038	-0.006
ESCENARIO 13 PICO	-0.014	-0.023	-0.043	-0.006	-0.015

Tabla 70. Índices de ángulo de voltaje [deg.] 2030

ESCENARIO	Sistema de AT	CENTRAL	ESTE	NORTE	SUR
ESCENARIO 2 VALLE	0.515	1.469	-0.392	0.345	-0.135
ESCENARIO 2 MEDIA	1.756	2.732	2.406	0.667	1.550
ESCENARIO 2 PICO	2.112	2.074	2.016	2.060	2.176
ESCENARIO 3 VALLE	0.487	1.396	-0.387	0.346	-0.135
ESCENARIO 3 MEDIA	1.768	2.601	2.413	0.824	1.569
ESCENARIO 3 PICO	2.134	2.095	2.047	2.079	2.197
ESCENARIO 4 VALLE	2.860	4.617	2.908	1.723	2.043
ESCENARIO 4 MEDIA	2.216	3.119	0.692	1.928	2.444
ESCENARIO 4 PICO	5.445	7.473	8.189	2.892	5.217
ESCENARIO 5 VALLE	0.489	1.464	-1.574	0.111	1.034
ESCENARIO 5 MEDIA	-2.315	-2.567	-6.220	-1.794	-0.348
ESCENARIO 5 PICO	-0.476	0.098	-0.277	-2.175	1.425
ESCENARIO 6 VALLE	3.418	3.318	0.398	5.443	1.968
ESCENARIO 6 MEDIA	1.582	0.047	-3.469	4.959	1.202
ESCENARIO 6 PICO	2.277	1.771	1.519	2.975	2.201
ESCENARIO 7 VALLE	0.788	2.546	-0.830	-0.094	0.663
ESCENARIO 7 MEDIA	0.464	1.702	-2.710	0.104	1.152
ESCENARIO 7 PICO	3.417	4.173	3.801	2.460	3.519
ESCENARIO 8 VALLE	1.162	1.185	-3.181	3.321	0.191
ESCENARIO 8 MEDIA	0.744	-0.377	-4.017	3.542	0.574
ESCENARIO 8 PICO	2.889	2.481	2.045	3.673	2.544
ESCENARIO 9 VALLE	0.917	2.708	-0.627	0.063	0.718
ESCENARIO 9 MEDIA	0.604	1.883	-2.487	0.266	1.251
ESCENARIO 9 PICO	3.528	4.322	3.997	2.580	3.559
ESCENARIO 10 VALLE	0.899	2.716	-0.651	0.022	0.705
ESCENARIO 10 MEDIA	0.611	1.904	-2.490	0.268	1.254
ESCENARIO 10 PICO	3.513	4.337	3.973	2.540	3.547
ESCENARIO 11 VALLE	0.718	1.520	-0.339	-0.126	1.654
ESCENARIO 11 MEDIA	1.505	2.113	0.566	0.414	3.006
ESCENARIO 11 PICO	2.656	2.400	2.193	2.193	4.029
ESCENARIO 12 VALLE	0.363	1.434	-2.469	0.535	0.297
ESCENARIO 12 MEDIA	0.363	1.434	-2.469	0.535	0.297
ESCENARIO 12 PICO	-0.100	-0.140	-3.266	0.675	0.597
ESCENARIO 13 VALLE	0.305	1.073	-3.763	1.218	0.285
ESCENARIO 13 MEDIA	1.938	0.361	-2.167	5.221	1.142
ESCENARIO 13 PICO	1.455	2.277	2.324	-0.066	2.245

Del nivel de carga promedio de los elementos de transporte de energía eléctrica, se observa que se presenta un ligero incremento en la cargabilidad de los mismos con relación a lo que se manifiesta en los casos base. Esto se asocia al recorrido de los flujos de potencia, debido al distanciamiento de los puntos de localización de la generación con relación a la localización de la demanda. Estos incrementos en el nivel de carga de los elementos de transporte de energía eléctrica podrían ser considerados despreciables puesto que no alcanzan (en el peor de los casos) el 4% de desviación con relación al caso base.

Se identificaron algunos elementos que alcanzan niveles de carga importantes y que naturalmente se consideran como focos de interés para futuras actualizaciones del plan de expansión en la media en que se vaya reduciendo la incertidumbre asociada al tiempo y la probabilidad de ocurrencia de un escenario u otro sea más clara. Estos incrementos en los niveles de carga de los elementos afectan el nivel de confiabilidad del sistema, puesto que se reduce la holgura de manejo y transporte de carga frente a algunas condiciones de contingencia que pudieran presenta en la operación en tiempo real del SENI.

A continuación, se muestran los elementos de transporte con importantes niveles de carga en los escenarios de generación evaluados al año 2030:

Área Sur:

- LT 138 kV Cruce de Cabral II – Km 15 de Azua (exclusivo de ampliación Barahona Carbón)
- LT 138 kV Neyba – Duvergé
- Autotransformador 138/69 Cruce de Cabra

Área Norte:

- LT 138 kV Bonao II – La Vega
- LT 69 kV Puerto Plata II – Imbert
- Autotransformador 138/69 Nagua

Área Este:

- LT 138 kV AES INT. - Guerra
- LT 138 kV SPM II – Cumayasa
- Autotransformador Boca Chica
- Autotransformador SPM

Área Central:

- LT 138 kV Haina – Matadero
- LT 138 kV Haina – ITABO
- LT 138 kV ITABO – Herrera
- LT 138 kV ITABO II – Herrera
- LT 138 kV Julio Sauri – GIS km 10.5
- LT 138 kV Matadero – Embajador
- LT 138 kV Timbeque II - CNP
- LT 138 kV Los Mina – Timbeque II
- LT 138 kV Hainamosa – Dajao
- LT 69 kV Dajao – Yamasá

Sistema Troncal 345

- Sobrecarga transformadores 230/345 y 230/138 kV.

Tabla 71. índices de cargabilidad [%] 2030.

INDICES CARGABILIDAD [%]		
ESCENARIO	LINEAS	TRANSFORMADORES
ESCENARIO 2 VALLE	0.845	-3.714
ESCENARIO 2 MEDIA	-0.459	-3.273
ESCENARIO 2 PICO	-2.139	-2.423
ESCENARIO 3 VALLE	0.891	-3.385
ESCENARIO 3 MEDIA	-1.343	-3.128
ESCENARIO 3 PICO	-2.132	-1.901
ESCENARIO 4 VALLE	0.365	-5.517
ESCENARIO 4 MEDIA	-0.959	-4.079
ESCENARIO 4 PICO	-1.004	-2.808
ESCENARIO 5 VALLE	0.518	-5.505
ESCENARIO 5 MEDIA	1.014	-3.756
ESCENARIO 5 PICO	-1.543	-3.968
ESCENARIO 6 VALLE	2.005	-5.484
ESCENARIO 6 MEDIA	0.331	-4.051
ESCENARIO 6 PICO	-2.035	-4.031
ESCENARIO 7 VALLE	0.632	-5.484
ESCENARIO 7 MEDIA	-0.490	-4.568
ESCENARIO 7 PICO	-1.591	-3.374
ESCENARIO 8 VALLE	0.783	-5.764
ESCENARIO 8 MEDIA	0.897	-3.994
ESCENARIO 8 PICO	-2.218	-3.721
ESCENARIO 9 VALLE	3.794	-5.594
ESCENARIO 9 MEDIA	-0.076	-4.685
ESCENARIO 9 PICO	0.761	-3.513
ESCENARIO 10 VALLE	3.192	-5.632
ESCENARIO 10 MEDIA	-0.313	-4.685
ESCENARIO 10 PICO	0.239	-3.547
ESCENARIO 11 VALLE	2.097	-3.720
ESCENARIO 11 MEDIA	0.052	-3.266
ESCENARIO 11 PICO	-0.574	-2.530
ESCENARIO 12 VALLE	-0.016	-5.809
ESCENARIO 12 MEDIA	-0.016	-5.809
ESCENARIO 12 PICO	-0.150	-4.091
ESCENARIO 13 VALLE	0.096	-6.278
ESCENARIO 13 MEDIA	0.498	-5.541
ESCENARIO 13 PICO	-2.207	-4.281

Tabla 72. índices de costos operativos [%] 2030.

INDICES DE COSTOS OPERATIVOS	
ESCENARIO	**índice de Costo Operativo [%]**
ESCENARIO 2 VALLE	-0.516
ESCENARIO 2 MEDIA	-0.517
ESCENARIO 2 PICO	0.002
ESCENARIO 3 VALLE	-0.516
ESCENARIO 3 MEDIA	-0.517
ESCENARIO 3 PICO	0.002
ESCENARIO 4 VALLE	-0.515
ESCENARIO 4 MEDIA	-0.553
ESCENARIO 4 PICO	-0.734
ESCENARIO 5 VALLE	-0.516
ESCENARIO 5 MEDIA	-0.530
ESCENARIO 5 PICO	-0.721
ESCENARIO 6 VALLE	-0.517
ESCENARIO 6 MEDIA	-0.532
ESCENARIO 6 PICO	-0.722
ESCENARIO 7 VALLE	-0.516
ESCENARIO 7 MEDIA	-0.531
ESCENARIO 7 PICO	-0.462
ESCENARIO 8 VALLE	-0.517
ESCENARIO 8 MEDIA	-0.532
ESCENARIO 8 PICO	-0.704
ESCENARIO 9 VALLE	-0.516
ESCENARIO 9 MEDIA	-0.532
ESCENARIO 9 PICO	-0.462
ESCENARIO 10 VALLE	-0.516
ESCENARIO 10 MEDIA	-0.532
ESCENARIO 10 PICO	-0.462
ESCENARIO 11 VALLE	-0.515
ESCENARIO 11 MEDIA	-0.516
ESCENARIO 11 PICO	-0.452
ESCENARIO 12 VALLE	-0.516
ESCENARIO 12 MEDIA	-0.516
ESCENARIO 12 PICO	-0.532
ESCENARIO 13 VALLE	-0.516
ESCENARIO 13 MEDIA	-0.577
ESCENARIO 13 PICO	-0.722

7.5.1.3 Resultados Estudios Eléctricos 2035

Se analizan los resultados de las simulaciones de flujo de potencia en régimen permanente para el año 2035. Dichos resultados demuestran que los proyectos planteados a corto (2021-2025) y mediano plazo (2025-2030) considerando tanto crecimiento de la demanda como de la generación son soluciones que se mantienen sostenibles en el largo plazo.

Al comparar el caso base con los casos alternativos (donde se contempla desarrollo de redes) se refleja que:

- Se presenta una reducción en el índice de pérdidas técnicas del sistema.
- Los niveles de voltaje del SENI se acercan a su valor nominal.

Cabe resaltar que, aunque el índice de magnitud de tensión mejora de forma global para el sistema, existen zonas del SENI que presentan dificultades respecto al mantenimiento de esta variable dentro de los límites establecidos en la normativa vigente. A continuación, se muestran las subestaciones que presentan niveles de voltaje por debajo del rango establecido:

Área Sur:

- NEYBA
- VICENTE NOBLE
- ELIAS PIÑA
- SAN JOSE DE OCOA

Área Este:

- SABANA DE LA MAR
- MICHES
- KILOMETRO 24
- ZF GILDAN
- LA NUEVA VICTORIA

Área Central:

- MULTIPARQUES
- LAFZID
- CEMENTO COLON
- ACDUCT INAPA SOSUA
- CABARETE
- VILLA MELLA

Tabla 73. Indices de perdidas [MW] 2035.

INDICES PERDIDAS [MW]					
ESCENARIO	Sistema de AT	CENTRAL	ESTE	NORTE	SUR
ESCENARIO 2 VALLE	-0.251	0.879	-0.369	-0.719	-0.062
ESCENARIO 2 MEDIA	-0.350	-0.507	-0.126	-0.818	-0.117
ESCENARIO 2 PICO	-0.450	-0.071	-0.167	-1.272	-0.143
ESCENARIO 3 VALLE	-0.366	-0.123	-0.378	-0.753	-0.076
ESCENARIO 3 MEDIA	-0.519	-2.315	-0.145	-0.839	-0.140
ESCENARIO 3 PICO	-0.546	-0.664	-0.169	-1.275	-0.156

Tabla 74. Indices de magnitud de voltaje [p.u.] 2035.

INDICES DE MAGNITUD DE VOLTAJE [p.u.]					
ESCENARIO	Sistema de AT	CENTRAL	ESTE	NORTE	SUR
ESCENARIO 2 VALLE	-0.020	-0.007	-0.052	-0.028	-0.006
ESCENARIO 2 MEDIA	-0.023	-0.009	-0.036	-0.039	-0.009
ESCENARIO 2 PICO	-0.030	0.003	-0.039	-0.061	-0.011
ESCENARIO 3 VALLE	-0.023	-0.023	-0.053	-0.026	-0.007
ESCENARIO 3 MEDIA	-0.028	-0.033	-0.038	-0.037	-0.009
ESCENARIO 3 PICO	-0.032	-0.006	-0.039	-0.061	-0.011

Se ha determinado, a través de los resultados, que en todos los escenarios analizados los ángulos de voltaje tienden a crecer, acercándose cada vez más a su límite operativo. Esto se debe en gran medida al crecimiento de la demanda y al hecho de que en la mayoría de casos los centros de generación están eléctricamente distantes de los centros de carga, lo cual provoca mayores caídas de voltaje y ampliación de los ángulos correspondientes. Cabe resaltar que los valores calculados pueden variar según se desarrollen los proyectos de expansión del SENI propuestos en este documento con lo cual, en el peor de los casos, podría afectar de forma negativa los parámetros calculados[30].

[30] Para mayores detalles diríjase al tomo II "Análisis Eléctrico y Simulaciones – Plan de Expansión 20201 – 2035" de este documento técnico.

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos respecto al índice de ángulo de voltaje para los escenarios al año 2035.

Tabla 75. Indices de ángulo de voltaje [deg] 2035.

INDICES DE ANGULO DE VOLTAJE [deg.]					
ESCENARIO	Sistema de AT	CENTRAL	ESTE	NORTE	SUR
ESCENARIO 2 VALLE	0.039	-1.006	3.208	0.344	-1.181
ESCENARIO 2 MEDIA	2.554	1.683	5.678	2.887	1.057
ESCENARIO 2 PICO	2.644	1.104	4.321	4.260	1.002
ESCENARIO 3 VALLE	0.386	-0.010	3.232	0.451	-1.048
ESCENARIO 3 MEDIA	3.034	2.972	5.922	3.065	1.234
ESCENARIO 3 PICO	3.106	2.410	4.328	4.348	1.152

Los niveles de carga promedio de los elementos de transporte de energía eléctrica en todos los escenarios analizados (si se comparan los casos base con los casos alternativos) tiende a reducirse ligeramente alcanzando una variación máxima de aproximadamente 3% respecto al caso base. Esto se puede interpretar como un ligero incremento en la robustez de la red respecto a la distribución de los flujos de carga en estos elementos, los cuales presentan mayor nivel de holgura en la capacidad disponible durante la operación en tiempo real y, por consiguiente, mayor disponibilidad para hacer frente a contingencias de diversos niveles (n-1, n-2, n-k).

Cabe resaltar que, al evaluar de forma puntual los flujos de potencia en cada zona del SENI no se observan elementos con altos niveles de carga. Esto demuestra que las soluciones planteadas en el corto y mediano plazo permiten mantener la operación del sistema en el largo plazo sin la necesidad de desarrollar grandes inversiones adicionales a modo de refuerzo del sistema.

La red 345 kV propuesta (tanto para la zona sur como para la zona norte) juega un papel fundamental en todo el planteamiento y análisis realizado ya que la misma ofrece gran nivel de holgura en cuanto a la evacuación de la energía producida tanto por los grandes bloques de generación como por el conjunto de pequeños generadores que presentan intereses de desarrollo en un área en común.

Un beneficio adicional al desarrollo de esta infraestructura a 345kV es la reducción de las distancias eléctricas entre los centros de generación y los centros de consumo. Lo mismo aplica en cuanto a los costos de operación del sistema, lo cual es proporcional al nivel de robustez del mismo reflejado en reducción de pérdidas técnicas, optimización de despachos económicos y aumento de capacidad de transferencia de energía entre áreas del SENI.

Tabla 76. Indices de cargabilidad [%] 2035.

INDICES CARGABILIDAD [%]		
ESCENARIO	LINEAS	TRANSFORMADORES
ESCENARIO 2 VALLE	-0.280	-2.662
ESCENARIO 2 MEDIA	-0.540	-3.266
ESCENARIO 2 PICO	-2.154	-5.118
ESCENARIO 3 VALLE	-1.084	-3.399
ESCENARIO 3 MEDIA	-2.949	-3.992
ESCENARIO 3 PICO	-3.218	-5.560

Tabla 77. Indice de costos operativos [%] 2035.

INDICES DE COSTOS OPERATIVOS	
Escenario	índice de Costo Operativo [%]
ESCENARIO 2 VALLE	-0.005
ESCENARIO 2 MEDIA	-0.004
ESCENARIO 2 PICO	-0.103
ESCENARIO 3 VALLE	-0.102
ESCENARIO 3 MEDIA	-0.005
ESCENARIO 3 PICO	-0.004

7.5.1.4 Análisis de Corrientes de Cortocircuito

A continuación, se muestra un resumen con los resultados del cálculo de corriente de cortocircuito trifásico, estos cálculos son realizados con los objetivos siguientes:

- ✓ Mostrar en cuáles barras es necesario sustituir interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, etc. y en cual periodo planificarlo; es una guía para que la Dirección de Mantenimiento de la ETED planifique la sustitución de interruptores dentro de los objetales de reposición de activos.
- ✓ Servir de guía para el diseño de las subestaciones futuras, básicamente para la selección de equipos y cálculo de aterrizaje, los ajustes de protecciones deben realizarse con cálculos más específicos al momento de licitación de proyectos.
- ✓ Mostrar a dueños de subestaciones (en la mayoría de los casos empresas de generación) en cuales periodos deben planificar la sustitución de interruptores, transformadores de corriente, seccionadores, etc.

Como el rango de valores de la mayoría de interruptores existentes, al menos en 138kV, tiene capacidad de corte entre 31.5 y 40kA, se muestran los valores calculados desde los 30kA.

A continuación, se muestran los resultados para el horizonte del 2025.

Tabla 78. Corrientes de cortocircuito 2025.

SUBESTACION	BARRA	CORRIENTE REGIMEN PERMANENTE [kA]	AÑO	Área
JULIO SAURI 138 kV	138	31.07	2025	CENTRAL
HAINAMOSA 138	138	33.06	2025	CENTRAL
LOS MINA 138	138	32.32	2025	CENTRAL
LOS MINA 6	138	31.47	2025	CENTRAL
LOS MINA 5	138	31.27	2025	CENTRAL
TIMBEQUE 2 138 kV	138	31.16	2025	CENTRAL
TIMBEQUE II	138	31.16	2025	CENTRAL
LOS MINA 7	138	31.62	2025	CENTRAL
GUERRA 138	138	32.05	2025	ESTE
JULIO SAURI 138 kV	138	30.16	2025	CENTRAL

A continuación, se muestran los resultados de los cálculos de máxima corriente de cortocircuito para el año 2030, según los escenarios de generación expuestos en los análisis de flujo de potencia.

Tabla 79. Corrientes de cortocircuito 2030.

SUBESTACION	BARRA	CORRIENTE REGIMEN PERMANENTE [kA]	AÑO	Área
JULIO SAURI 138 kV	138	33.45	2030	CENTRAL
HAINAMOSA 138	138	31.79	2030	CENTRAL
LOS MINA 138	138	32.11	2030	CENTRAL
LOS MINA 6	138	31.27	2030	CENTRAL
LOS MINA 5	138	31.08	2030	CENTRAL
TIMBEQUE II	138	31.39	2030	CENTRAL
LOS MINA 7	138	31.42	2030	CENTRAL
PALAMARA 138	138	30.23	2030	CENTRAL
CNP	138	30.90	2030	CENTRAL
VILLA DUARTE 138	138	30.92	2030	CENTRAL
EDM II INTERCONEXION	138	31.46	2030	CENTRAL
ITABO BARRA 1	138	32.11	2030	CENTRAL
ITABO TG	138	32.45	2030	CENTRAL
GUERRA 138	138	30.05	2030	ESTE
ITABO II	138	34.83	2030	CENTRAL
HAINA 138	138	40.87	2030	CENTRAL
MATADERO	138	32.65	2030	CENTRAL
METALDOM 138	138	30.14	2030	CENTRAL
UASD 138	138	32.91	2030	CENTRAL

Según se observa en la tabla anterior, se repiten las subestaciones del 2025, la idea es mostrar los resultados para los años siguientes hasta el 2035, de esta forma motivar la sustitución de los equipos asociados a cada subestación que lo amerite.

En la tabla siguiente se muestran los resultados para el año 2035, en algunas subestaciones los valores son menores que para el 2030, esto es debido a la relocalización de la generación.

Tabla 80. Corrientes de cortocircuito 2035.

SUBESTACION	BARRA	CORRIENTE REGIMEN PERMANENTE [kA]	AÑO	Área
JULIO SAURI 138 kV	138	34.22	2035	CENTRAL
HAINAMOSA 138	138	31.71	2035	CENTRAL
LOS MINA 138	138	30.11	2035	CENTRAL
GEN QUISQUEYA138	138	30.43	2035	ESTE
GUERRA 138	138	32.08	2035	ESTE
AES ANDRES INTERC	138	30.08	2035	ESTE
CEMEX	138	35.52	2035	ESTE
SPM 2	138	35.29	2035	ESTE
CNP	138	34.13	2035	CENTRAL
LOS MINA 6	138	37.85	2035	CENTRAL
LOS MINA 5	138	37.56	2035	CENTRAL
VILLA DUARTE 138	138	35.17	2035	CENTRAL
UASD 138	138	30.59	2035	CENTRAL
EDM II INTERCONEXION	138	34.90	2035	CENTRAL
TIMBEQUE II	138	37.28	2035	CENTRAL
LOS MINA 7	138	38.04	2035	CENTRAL
ITABO BARRA 1	138	33.33	2035	CENTRAL
ITABO TG	138	33.38	2035	CENTRAL
PALAMARA 138	138	36.38	2035	CENTRAL
ITABO II	138	34.80	2035	CENTRAL
MENDOZA	138	30.66	2035	CENTRAL
METROPOLITANO 138	138	32.25	2035	CENTRAL
LA ISABELA	138	32.01	2035	CENTRAL
PINTURA	138	30.85	2035	CENTRAL
HAINA 138	138	31.87	2035	CENTRAL
LOS PRADOS	138	34.11	2035	CENTRAL
MATADERO	138	32.23	2035	CENTRAL
PARAISO	138	35.38	2035	CENTRAL
AEROPUERTO DE HERRER	138	30.05	2035	CENTRAL
CRISTO REY	138	32.99	2035	CENTRAL
ENGOMBE	138	30.16	2035	CENTRAL
EVARISTO MORALES	138	35.08	2035	CENTRAL
INVIVIENDA138	138	30.73	2035	CENTRAL
PIEDRA BLANCA 138	138	31.76	2035	CENTRAL
VILLA CONSUELO	138	32.04	2035	CENTRAL

7.5.2 Análisis de Régimen Dinámico

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para los sistemas propuestos y esperados al 2025, 2030 y 2035 con la finalidad de evaluar la capacidad de reposición del sistema y, por consiguiente, la capacidad del mismo para alcanzar un punto de operación estable una vez despejada la falla o cuando se considera una perturbación que involucre la pérdida de un importante bloque de generación.

Dada la naturaleza de la perturbación a analizar, y el hecho de que el balance demanda-generación define la estabilidad de frecuencia en un sistema de potencia, se han definido una serie de índices que permitirán medir la capacidad de recuperación y la robustez del sistema ante cada escenario de generación y perturbación que se evalúe.

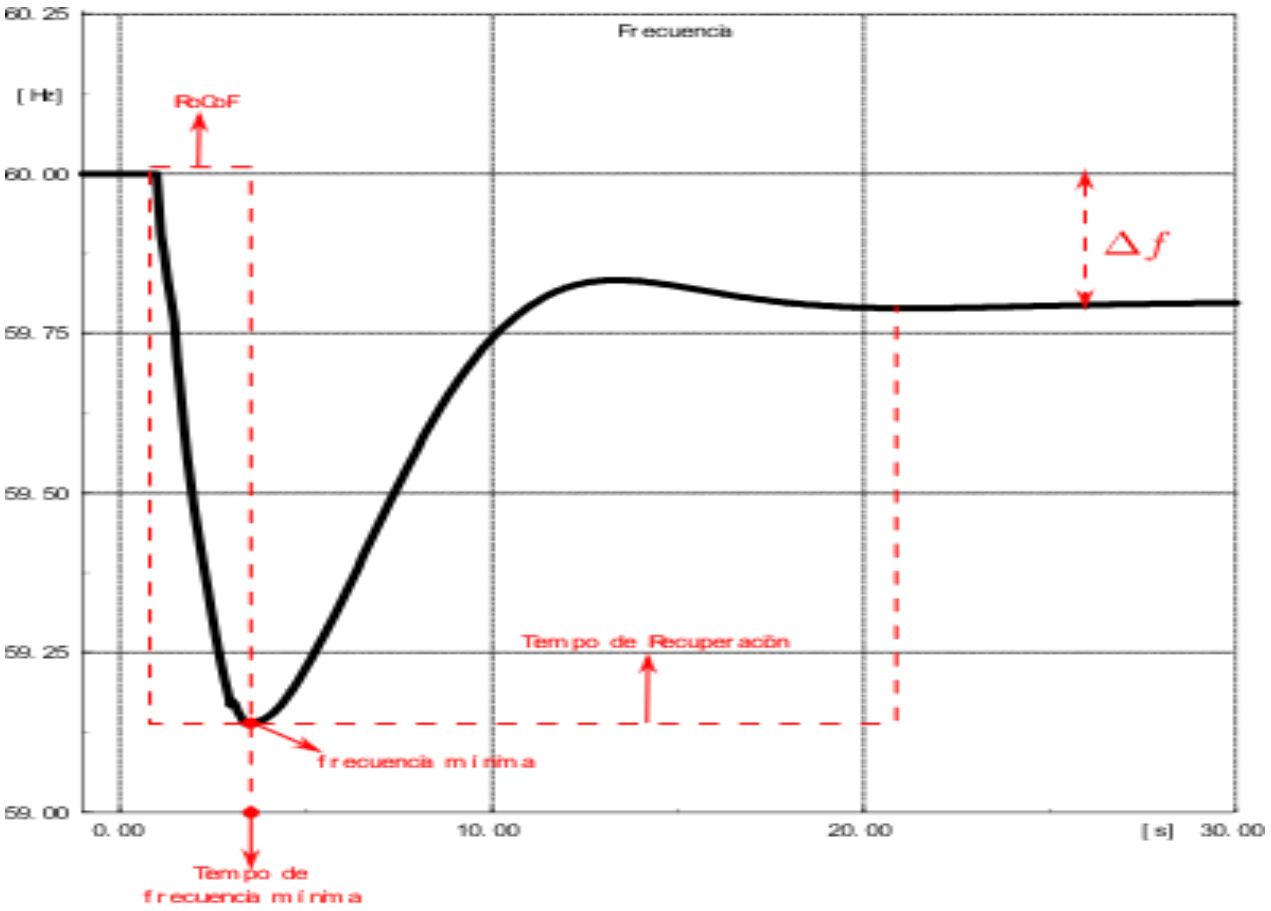
- Índices de respuesta en frecuencia
    - Valor de mínimo/máximo de frecuencia (f_{min}/f_{max})
    - Tiempo de mínimo/máximo de frecuencia (t_{min}/t_{max})
    - Tiempo de recuperación de la frecuencia ($TR = t_{rp}$[31] $- t_{min}$)
    - Error en frecuencia después de la perturbación ($\Delta f = |f_{ini} - f_{fin}|$)[32]
    - Potencia deslastrada (P_{des})
    - Escalones del EDAC activado (N_{esc})
    - Valor de RoCoF (RoCoF)
    - Tiempo de RoCoF (RoCoF)

En la siguiente figura se muestra de forma gráfica la referencia de cada uno de los índices a utilizar para la evaluación técnica de cada escenario.

[31] T_{re}: tiempo en que se alcanza un nuevo régimen permanente.

[32] f_{ini}: Valor inicial de la frecuencia; f_{fin}: valor final de la frecuencia.

Ilustración 45. Comportamiento de la frecuencia en régimen dinámico.



Se evalúa la desconexión de la segunda unidad de la central termoeléctrica Punta Catalina, lo cual representa la perdida repentina de 372 MW, una perturbación común a todos los escenarios considerados. De igual forma, se consideran otras perturbaciones correspondientes a la salida de la generación que se adiciona al sistema en cada escenario que se evalúa (estas fueron definidas en la sección 7.4 "Escenarios y Casos de Estudio").

En las tablas que muestran los resultados, la interpretación de las mismas atiende a lo siguiente:

- Color verde: hace alusión a los resultados más positivos.
- Color rojo: representa los resultados más negativos

Ambas situaciones al comparar primero la desconexión de la segunda unidad de la central Punta Catalina y luego comparando el comportamiento del sistema con la desconexión no programada de los generadores propuestos en cada escenario.

En el caso del nadir de frecuencia, y considerando la ocurrencia de la perturbación ligada a la central Punta Catalina, se puede observar que el escenario 11 (que representa el periodo de demanda punta del año 2030) es el que presenta valores de nadir más favorables (59.39 Hz), es decir, más cercano al valor nominal de operación. Esto se debe en gran medida a que este escenario considera solo la instalación de 100 MW adicionales en la central termoeléctrica Barahona Carbón, quedando despachadas otras unidades de generación con alta capacidad de respuesta inercial. En contraposición, el escenario que presenta peor respuesta inercial es el número 5 (que representa el escenario de demanda media para el año 2030), el cual corresponde a la instalación de una nueva unidad de 400 MW en la subestación Punta Catalina. Asimismo, de los proyectos de generación que contemplan la instalación de 400 MW adicionales, el escenario 10 (de demanda pico para el año 2030) presenta las mejores respuestas en cuanto a valores de nadir de frecuencia alcanzando un valor mínimo igual a 59.389 Hz considerando, además, que dicho valor se alcanza en un tiempo estimado dentro del tiempo promedio global de respuesta inercial del SENI para la ocurrencia de la perturbación en cuestión (aproximadamente 3.6 segundos) [33].

En cuanto a la evaluación de una perturbación relacionada a la salida repentina del grupo generador (adicional al parque existente, descritos en la sección 7.4) considerado en cada uno de los escenarios, se puede observar que el nadir de frecuencia más alto se obtiene con la salida de la central Haina 300 MW alcanzando los 59.389 Hz en aproximadamente 3.60 segundos luego de la ocurrencia del evento. Esto deja en evidencia la necesidad de contar con nuevos mercados de servicios para la regulación de frecuencia y nuevas normativas que exijan la participación de nuevas tecnologías en cuanto a este item.

En cuanto a la recuperación del sistema, se observa que para eventos de desconexión de 300 MW aproximadamente (salida de una unidad de la central Punta Catalina) el tiempo promedio en el que el

[33] Para mayores detalles diríjase al tomo II "Análisis Eléctrico y Simulaciones – Plan de Expansión 20201 – 2035" de este documento técnico.

sistema alcanza un nuevo valor de frecuencia en régimen estacionario es 25.5 segundos. Este tiempo de recuperación dependerá básicamente de la cantidad de potencia deslastrada para la recuperación de la frecuencia, se concluye esto porque para este análisis los valores de tiempo de recuperación no responden a la capacidad de reacción o participación de ninguno de los proyectos de generación considerados, sino más bien a la respuesta del EDAC del SENI.

Partiendo de lo considerado en el párrafo anterior, se tiene que ante la desconexión del grupo generador que corresponda, según el escenario analizado, el tiempo de recuperación del sistema oscila entre los 22.40 y los 27.06 segundos. Se identifica que en la mayoría de casos estudiados se activa el sexto escalón del EDAC tras la ocurrencia de los eventos antes descritos, lo que refleja la debilidad del sistema en cuanto a respuesta inercial (RoCoF) y reservas para el control primario de frecuencia.

En relación a la evaluación de los índices relacionados a la desconexión de la demanda, se observa que para eventos similares a la salida de 300 MW (por ejemplo, la segunda unidad de Punta Catalina) solo los escenarios con cierta influencia de generación ERNC necesitan de la activación del EDAC para evitar que la frecuencia caiga de forma incontrolable hasta perder el sistema. Con excepción de varios escenarios de demanda proyectada a los años en cuestión, en los cuales no se activa el deslastre de la carga para control de frecuencia, los escenarios en los que se considera la instalación de una nueva central de generación de al menos 300 MW activan al menos el 4 escalón del EDAC. Esto da lugar a la necesidad de establecimiento de nueva normativa que exija la participación de los renovables en los procesos de regulación de la frecuencia, así como la inserción de nuevas tecnologías que permitan, a través de nuevos mercados de servicios, garantizar al operador de la red los recursos necesarios para el mantenimiento de la operación ante eventos de desbalance energético.

Asimismo, al analizar la tasa de variación de la frecuencia (RoCoF) y haciendo especial énfasis en los valores negativos del mismo (lo cual sugiere decrecimiento de la frecuencia), se puede observar como la inserción de altas cantidades de ERNC y la concentración de grandes cantidades de potencia en un solo punto y con tecnologías como los ciclos combinados, grupos electrógenos y ciclos a gas abiertos (todos utilizando gas natural como fuente primaria) afectan la respuesta inercial del sistema. De los casos analizados con la desconexión de la unidad 2 de Punta Catalina, el escenario 15 (correspondiente

al periodo de demanda valle para el año 2025) es el que presenta mayor variación del RoCoF alcanzando los -0.012 p.u./seg, lo que equivale a la reducción de la frecuencia en unos 0.74 Hz/seg tras la ocurrencia del evento y antes de alcanzar el valor mínimo de la frecuencia. En el caso particular de los generadores proyectados para el mediano plazo (año 2030), el máximo RoCoF ocurre en escenarios de demanda media en los que se considera una nueva generación en Punta Catalina o en Puerto Plata, valores similares se observan al año 2035 cuando se considera una nueva central en Manzanillo.

Este índice, el RoCoF, deja en evidencia el efecto negativo de una posible alta penetración de las energías renovables en un sistema eléctrico aislado como es el caso del sistema eléctrico de potencia dominicano, adicionando el desplazamiento en el despacho por orden de mérito de varias centrales de generación que actualmente aportan al mantenimiento de la frecuencia. Evidentemente, lo antes mencionado repercutirá de forma directa en el costo de operación en tiempo real del sistema a fin de garantizar los servicios mínimos necesarios para evitar colapsos del sistema ante la ocurrencia de eventos de generación. Cabe resaltar que, de forma general, las centrales de generación convencional consideradas en este plan de expansión realizan cierto aporte en cuanto a la respuesta inercial del sistema al compararlo con los casos base, pero las mismas resultan insuficientes para mantener la garantía de suministro eléctrico.

A este punto y a raíz de los resultados obtenidos para cada uno de los índices de interés, como se muestra en las tablas siguientes, a los fines de mantener la frecuencia del sistema, se hace visible la necesidad de contar con la participación de recursos para el control de frecuencia que permita garantizar la continuidad en la operación del sistema en régimen estable, aún tras la ocurrencia de perturbaciones como las analizadas sin la necesidad de afectar la garantía de suministro eléctrico.

Se puede concluir, que de continuar la tendencia de inserción de energía renovable en la República Dominicana sería conveniente promover la instalación de parques eólicos y sentar las bases para la implementación de sistemas de almacenamiento de energía, convenientemente distribuidos en el SENI. Esto se sugiere debido a las pronunciadas rampas de potencia que presentan los parques fotovoltaicos

en horas de la tarde – noche cuando el sol se empieza a ocultar[34], lo cual, sin una respuesta rápida y económicamente atractiva, forzaría el arranque de generación de alto costo operativo para garantizar el equilibrio energético.

Otra problemática que se ha observado, y que se soluciona con la misma recomendación, es la necesidad de despachar generadores de alto costo operativo en horas de la noche para atender la demanda punta diaria. Como ha quedado demostrado, en la República Dominicana los parques eólicos producen mayor cantidad de energía en horas de la noche, lo cual reduciría los costos operativos del sistema al suplir parte de la demanda con este tipo de tecnología aunque considerando la necesidad de que los mismos participen de la regulación de frecuencia, ya sea haciendo uso de la misma turbina o bien a través de la instalación de sistemas de almacenamiento que permitan emular inercia y participar del control primario y secundario de la frecuencia.

[34] Más detalles de este comportamiento se observa en la "curva de pato" de las renovables fotovoltaicas.

Tabla 81. Indices de nadir de frecuencia.

INDICE DE NADIR DE FRECUENCIA								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2025 ESCENARIO 15 VALLE	58.994	58.610	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 MEDIA	-	**58.600**	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 PICO	59.202	59.069	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 VALLE	59.147	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 MEDIA	59.197	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 PICO	59.222	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 VALLE	59.193	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 MEDIA	59.293	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 PICO	59.299	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 VALLE	59.193	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 MEDIA	59.275	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 PICO	59.299	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 VALLE	59.179	59.008	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 MEDIA	59.023	58.632	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 PICO	59.287	59.153	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 VALLE	59.100	-	59.010	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 MEDIA	**58.988**	-	58.732	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 PICO	59.210	-	59.167	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 VALLE	59.165	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 MEDIA	59.074	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 PICO	59.270	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 VALLE	59.179	-	-	-	59.124	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 MEDIA	59.082	-	-	-	59.037	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 PICO	59.322	-	-	-	59.322	-	-	-
2030 ESCENARIO 8 VALLE	59.131	-	-	-	-	58.959	-	-
2030 ESCENARIO 8 MEDIA	59.070	-	-	-	-	58.750	-	-
2030 ESCENARIO 8 PICO	59.265	-	-	-	-	59.148	-	-
2030 ESCENARIO 9 VALLE	59.147	-	-	-	-	-	59.187	-
2030 ESCENARIO 9 MEDIA	59.078	-	-	-	-	-	59.087	-
2030 ESCENARIO 9 PICO	59.296	-	-	-	-	-	59.387	-
2030 ESCENARIO 10 VALLE	59.146	-	-	-	-	-	59.187	-
2030 ESCENARIO 10 MEDIA	59.079	-	-	-	-	-	59.089	-
2030 ESCENARIO 10 PICO	59.297	-	-	-	-	-	**59.389**	-

INDICE DE NADIR DE FRECUENCIA								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2030 ESCENARIO 11 VALLE	59.196	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 MEDIA	59.231	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 PICO	**59.395**	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 VALLE	59.131	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 MEDIA	59.061	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 PICO	59.299	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 VALLE	59.097	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 MEDIA	59.010	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 PICO	59.299	-	-	-	-	-	-	-
2035 ESCENARIO 1 VALLE	59.091	59.064	59.075	58.883	-	-	-	59.057
2035 ESCENARIO 1 MEDIA	59.084	59.277	59.012	58.827	-	-	-	59.013
2035 ESCENARIO 1 PICO	59.313	59.192	59.200	59.141	-	-	-	59.191
2035 ESCENARIO 2 VALLE	59.091	58.998	59.078	58.851	-	-	-	59.047
2035 ESCENARIO 2 MEDIA	59.086	59.098	58.994	58.867	-	-	-	59.034
2035 ESCENARIO 2 PICO	59.322	59.189	59.196	59.141	-	-	-	59.196
2035 ESCENARIO 3 VALLE	59.091	59.001	59.076	58.823	-	-	-	59.050
2035 ESCENARIO 3 MEDIA	59.086	59.093	58.994	58.843	-	-	-	59.038
2035 ESCENARIO 3 PICO	59.323	59.189	59.196	59.142	-	-	-	59.196

Tabla 82. Indices de tiempo de nadir de frecuencia.

INDICE DE TIEMPO DE NADIR DE FRECUENCIA								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2025 ESCENARIO 15 VALLE	5.232	**2.933**	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 MEDIA	-	3.358	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 PICO	**3.117**	3.658	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 VALLE	3.803	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 MEDIA	4.972	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 PICO	4.602	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 VALLE	4.252	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 MEDIA	4.782	-	-	-	-	-	-	-

INDICE DE TIEMPO DE NADIR DE FRECUENCIA								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2030 ESCENARIO 2 PICO	4.512	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 VALLE	4.252	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 MEDIA	4.782	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 PICO	4.512	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 VALLE	3.972	3.355	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 MEDIA	4.595	4.282	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 PICO	4.872	3.723	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 VALLE	4.043	-	3.395	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 MEDIA	3.608	-	4.005	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 PICO	4.962	-	3.723	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 VALLE	3.983	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 MEDIA	3.665	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 PICO	5.052	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 VALLE	3.902	-	-	-	4.073	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 MEDIA	4.103	-	-	-	4.055	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 PICO	4.692	-	-	-	**4.602**	-	-	-
2030 ESCENARIO 8 VALLE	3.953	-	-	-	-	3.458	-	-
2030 ESCENARIO 8 MEDIA	3.635	-	-	-	-	4.115	-	-
2030 ESCENARIO 8 PICO	4.962	-	-	-	-	3.503	-	-
2030 ESCENARIO 9 VALLE	4.083	-	-	-	-	-	4.232	-
2030 ESCENARIO 9 MEDIA	3.613	-	-	-	-	-	4.493	-
2030 ESCENARIO 9 PICO	4.692	-	-	-	-	-	**4.602**	-
2030 ESCENARIO 10 VALLE	4.073	-	-	-	-	-	4.232	-
2030 ESCENARIO 10 MEDIA	3.603	-	-	-	-	-	4.513	-
2030 ESCENARIO 10 PICO	4.692	-	-	-	-	-	**4.602**	-
2030 ESCENARIO 11 VALLE	4.872	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 MEDIA	**5.502**	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 PICO	4.422	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 VALLE	4.003	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 MEDIA	3.715	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 PICO	4.782	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 VALLE	4.063	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 MEDIA	3.345	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 PICO	4.782	-	-	-	-	-	-	-

INDICE DE TIEMPO DE NADIR DE FRECUENCIA								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2035 ESCENARIO 1 VALLE	4.523	3.875	3.593	3.378	-	-	-	3.965
2035 ESCENARIO 1 MEDIA	4.393	7.752	6.085	3.793	-	-	-	4.845
2035 ESCENARIO 1 PICO	6.132	5.072	6.312	4.743	-	-	-	4.962
2035 ESCENARIO 2 VALLE	4.463	4.727	3.693	3.832	-	-	-	4.565
2035 ESCENARIO 2 MEDIA	4.313	6.083	4.597	3.450	-	-	-	4.645
2035 ESCENARIO 2 PICO	6.042	4.732	5.492	4.913	-	-	-	5.482
2035 ESCENARIO 3 VALLE	4.443	5.055	3.643	4.265	-	-	-	4.555
2035 ESCENARIO 3 MEDIA	4.263	5.023	4.257	3.780	-	-	-	4.595
2035 ESCENARIO 3 PICO	6.042	4.842	5.482	4.913	-	-	-	5.582

Tabla 83. Indices de tiempo de recuperación de frecuencia.

INDICE DE TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE FRECUENCIA								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2025 ESCENARIO 15 VALLE	24.768	**27.067**	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 MEDIA	-	26.642	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 PICO	**26.883**	26.342	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 VALLE	26.197	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 MEDIA	25.028	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 PICO	25.398	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 VALLE	25.748	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 MEDIA	25.218	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 PICO	25.488	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 VALLE	25.748	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 MEDIA	25.218	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 PICO	25.488	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 VALLE	26.028	26.645	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 MEDIA	25.405	25.718	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 PICO	25.128	26.277	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 VALLE	25.957	-	26.605	-	-	-	-	-

INDICE DE TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE FRECUENCIA								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2030 ESCENARIO 5 MEDIA	26.392	-	25.995	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 PICO	25.038	-	26.277	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 VALLE	26.017	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 MEDIA	26.335	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 PICO	24.948	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 VALLE	26.098	-	-	-	25.927	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 MEDIA	25.897	-	-	-	25.945	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 PICO	25.308	-	-	-	**25.398**	-	-	-
2030 ESCENARIO 8 VALLE	26.047	-	-	-	-	26.542	-	-
2030 ESCENARIO 8 MEDIA	26.365	-	-	-	-	25.885	-	-
2030 ESCENARIO 8 PICO	25.038	-	-	-	-	26.497	-	-
2030 ESCENARIO 9 VALLE	25.917	-	-	-	-	-	25.768	-
2030 ESCENARIO 9 MEDIA	26.387	-	-	-	-	-	25.507	-
2030 ESCENARIO 9 PICO	25.308	-	-	-	-	-	**25.398**	-
2030 ESCENARIO 10 VALLE	25.927	-	-	-	-	-	25.768	-
2030 ESCENARIO 10 MEDIA	26.397	-	-	-	-	-	25.487	-
2030 ESCENARIO 10 PICO	25.308	-	-	-	-	-	**25.398**	-
2030 ESCENARIO 11 VALLE	25.128	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 MEDIA	**24.498**	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 PICO	25.578	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 VALLE	25.997	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 MEDIA	26.285	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 PICO	25.218	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 VALLE	25.937	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 MEDIA	26.655	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 PICO	25.218	-	-	-	-	-	-	-
2035 ESCENARIO 1 VALLE	25.477	26.125	26.407	26.622	-	-	-	26.035
2035 ESCENARIO 1 MEDIA	25.607	22.248	23.915	26.207	-	-	-	25.155
2035 ESCENARIO 1 PICO	23.868	24.928	23.688	25.257	-	-	-	25.038
2035 ESCENARIO 2 VALLE	25.537	25.273	26.307	26.168	-	-	-	25.435
2035 ESCENARIO 2 MEDIA	25.687	23.917	25.403	26.550	-	-	-	25.355
2035 ESCENARIO 2 PICO	23.958	25.268	24.508	25.087	-	-	-	24.518
2035 ESCENARIO 3 VALLE	25.557	24.945	26.357	25.735	-	-	-	25.445
2035 ESCENARIO 3 MEDIA	25.737	24.977	25.743	26.220	-	-	-	25.405

INDICE DE TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE FRECUENCIA								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2035 ESCENARIO 3 PICO	23.958	25.158	24.518	25.087	-	-	-	24.418

Tabla 84. Indices de error de frecuencia en régimen estacionario post-perturbación

INDICE DE ERROR DE FRECUENCIA EN REGIMEN ESTACIONARIO POST-PERTURBACION								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2025 ESCENARIO 15 VALLE	0.223	0.159	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 MEDIA	-	0.319	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 PICO	0.178	**0.368**	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 VALLE	0.206	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 MEDIA	0.204	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 PICO	0.275	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 VALLE	0.160	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 MEDIA	**0.283**	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 PICO	0.250	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 VALLE	0.160	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 MEDIA	0.193	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 PICO	0.244	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 VALLE	0.175	0.193	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 MEDIA	0.109	0.300	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 PICO	0.224	0.196	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 VALLE	0.077	-	0.181	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 MEDIA	0.144	-	0.255	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 PICO	0.239	-	0.188	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 VALLE	0.174	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 MEDIA	0.041	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 PICO	0.221	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 VALLE	0.175	-	-	-	0.195	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 MEDIA	0.079	-	-	-	0.122	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 PICO	0.216	-	-	-	0.211	-	-	-

INDICE DE ERROR DE FRECUENCIA EN REGIMEN ESTACIONARIO POST-PERTURBACION								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2030 ESCENARIO 8 VALLE	0.195	-	-	-	-	0.209	-	-
2030 ESCENARIO 8 MEDIA	0.041	-	-	-	-	0.273	-	-
2030 ESCENARIO 8 PICO	0.219	-	-	-	-	0.193	-	-
2030 ESCENARIO 9 VALLE	0.195	-	-	-	-	-	0.154	-
2030 ESCENARIO 9 MEDIA	**0.037**	-	-	-	-	-	**0.057**	-
2030 ESCENARIO 9 PICO	0.230	-	-	-	-	-	0.193	-
2030 ESCENARIO 10 VALLE	0.198	-	-	-	-	-	0.158	-
2030 ESCENARIO 10 MEDIA	0.040	-	-	-	-	-	0.062	-
2030 ESCENARIO 10 PICO	0.229	-	-	-	-	-	0.193	-
2030 ESCENARIO 11 VALLE	0.159	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 MEDIA	0.213	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 PICO	0.224	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 VALLE	0.212	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 MEDIA	0.087	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 PICO	0.162	0.195	0.342	0.213	-	-	-	0.227
2030 ESCENARIO 13 VALLE	0.236	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 MEDIA	0.112	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 PICO	0.091	-	-	-	-	-	-	-
2035 ESCENARIO 1 VALLE	0.234	-	-	-	-	-	-	-
2035 ESCENARIO 1 MEDIA	0.071	0.270	0.285	0.148	-	-	-	0.211
2035 ESCENARIO 1 PICO	0.130	0.330	0.380	0.166	-	-	-	0.224
2035 ESCENARIO 2 VALLE	0.255	0.185	0.277	0.237	-	-	-	0.174
2035 ESCENARIO 2 MEDIA	0.149	0.260	0.330	0.236	-	-	-	0.252
2035 ESCENARIO 2 PICO	0.173	0.190	0.320	0.121	-	-	-	0.236
2035 ESCENARIO 3 VALLE	0.244	0.201	0.195	0.237	-	-	-	0.176
2035 ESCENARIO 3 MEDIA	0.145	0.349	0.328	0.290	-	-	-	0.247
2035 ESCENARIO 3 PICO	0.242	0.196	0.192	0.234	-	-	-	0.173

Tabla 85. Indices de tasa de cambio positivo de frecuencia (ROCOF+)

INDICE DE TASA DE CAMBIO POSITIVO DE FRECUENCIA (ROCOF+)								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2025 ESCENARIO 15 VALLE	0.002	0.003	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 MEDIA	-	0.004	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 PICO	0.003	0.002	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 VALLE	0.002	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 MEDIA	0.003	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 PICO	0.001	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 VALLE	0.003	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 MEDIA	0.002	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 PICO	0.001	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 VALLE	0.003	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 MEDIA	0.002	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 PICO	0.001	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 VALLE	0.002	0.003	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 MEDIA	0.004	0.003	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 PICO	0.001	0.002	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 VALLE	0.005	-	0.003	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 MEDIA	0.003	-	0.003	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 PICO	0.001	-	0.002	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 VALLE	0.002	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 MEDIA	0.004	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 PICO	0.001	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 VALLE	0.002	-	-	-	0.002	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 MEDIA	0.004	-	-	-	0.003	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 PICO	0.001	-	-	-	0.001	-	-	-
2030 ESCENARIO 8 VALLE	0.002	-	-	-	-	0.002	-	-
2030 ESCENARIO 8 MEDIA	0.004	-	-	-	-	0.003	-	-
2030 ESCENARIO 8 PICO	0.001	-	-	-	-	0.002	-	-
2030 ESCENARIO 9 VALLE	0.002	-	-	-	-	-	0.003	-
2030 ESCENARIO 9 MEDIA	0.004	-	-	-	-	-	0.004	-
2030 ESCENARIO 9 PICO	0.001	-	-	-	-	-	0.001	-
2030 ESCENARIO 10 VALLE	0.002	-	-	-	-	-	0.003	-
2030 ESCENARIO 10 MEDIA	0.004	-	-	-	-	-	**0.004**	-
2030 ESCENARIO 10 PICO	0.001	-	-	-	-	-	**0.001**	-

INDICE DE TASA DE CAMBIO POSITIVO DE FRECUENCIA (ROCOF+)								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2030 ESCENARIO 11 VALLE	0.003	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 MEDIA	0.002	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 PICO	0.001	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 VALLE	0.002	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 MEDIA	0.005	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 PICO	**0.001**	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 VALLE	0.004	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 MEDIA	**0.006**	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 PICO	0.001	-	-	-	-	-	-	-
2035 ESCENARIO 1 VALLE	0.003	0.001	0.002	0.002	-	-	-	0.002
2035 ESCENARIO 1 MEDIA	0.002	0.001	0.001	0.003	-	-	-	0.002
2035 ESCENARIO 1 PICO	0.001	0.003	0.001	0.003	-	-	-	0.003
2035 ESCENARIO 2 VALLE	0.002	0.002	0.001	0.002	-	-	-	0.002
2035 ESCENARIO 2 MEDIA	0.002	0.004	0.001	0.003	-	-	-	0.002
2035 ESCENARIO 2 PICO	0.001	0.004	0.002	0.002	-	-	-	0.002
2035 ESCENARIO 3 VALLE	0.002	0.001	0.001	0.002	-	-	-	0.002
2035 ESCENARIO 3 MEDIA	0.002	0.002	0.001	0.003	-	-	-	0.002
2035 ESCENARIO 3 PICO	0.001	0.002	0.002	0.002	-	-	-	0.004

Tabla 86. Indices de tiempo de ocurrencia -tasa de cambio positivo de frecuencia (ROCOF +)

INDICE DE TIEMPO DE OCURRENCIA - TASA DE CAMBIO POSITIVO DE FRECUENCIA (ROCOF+)								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2025 ESCENARIO 15 VALLE	9.192	**5.095**	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 MEDIA	-	5.300	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 PICO	4.918	7.050	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 VALLE	7.043	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 MEDIA	6.973	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 PICO	7.662	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 VALLE	6.355	-	-	-	-	-	-	-

INDICE DE TIEMPO DE OCURRENCIA - TASA DE CAMBIO POSITIVO DE FRECUENCIA (ROCOF+)								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2030 ESCENARIO 2 MEDIA	8.112	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 PICO	6.942	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 VALLE	6.355	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 MEDIA	8.562	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 PICO	6.942	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 VALLE	7.573	6.325	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 MEDIA	6.125	7.553	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 PICO	8.562	6.333	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 VALLE	4.265	-	6.365	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 MEDIA	5.858	-	6.615	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 PICO	8.652	-	6.423	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 VALLE	7.493	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 MEDIA	5.375	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 PICO	8.652	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 VALLE	7.053	-	-	-	**7.943**	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 MEDIA	5.545	-	-	-	5.675	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 PICO	7.572	-	-	-	7.572	-	-	-
2030 ESCENARIO 8 VALLE	8.003	-	-	-	-	7.148	-	-
2030 ESCENARIO 8 MEDIA	5.277	-	-	-	-	6.635	-	-
2030 ESCENARIO 8 PICO	8.562	-	-	-	-	6.383	-	-
2030 ESCENARIO 9 VALLE	7.683	-	-	-	-	-	7.393	-
2030 ESCENARIO 9 MEDIA	5.775	-	-	-	-	-	6.475	-
2030 ESCENARIO 9 PICO	8.112	-	-	-	-	-	7.572	-
2030 ESCENARIO 10 VALLE	7.673	-	-	-	-	-	7.393	-
2030 ESCENARIO 10 MEDIA	5.775	-	-	-	-	-	6.495	-
2030 ESCENARIO 10 PICO	8.022	-	-	-	-	-	7.572	-
2030 ESCENARIO 11 VALLE	7.335	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 MEDIA	**9.642**	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 PICO	7.662	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 VALLE	6.973	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 MEDIA	4.795	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 PICO	8.022	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 VALLE	**4.125**	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 MEDIA	4.245	-	-	-	-	-	-	-

INDICE DE TIEMPO DE OCURRENCIA - TASA DE CAMBIO POSITIVO DE FRECUENCIA (ROCOF+)								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2030 ESCENARIO 13 PICO	8.022	-	-	-	-	-	-	-
2035 ESCENARIO 1 VALLE	4.543	8.105	3.603	6.002	-	-	-	7.025
2035 ESCENARIO 1 MEDIA	6.915	13.332	3.835	6.583	-	-	-	7.275
2035 ESCENARIO 1 PICO	10.722	5.092	10.723	3.662	-	-	-	4.972
2035 ESCENARIO 2 VALLE	6.915	6.350	8.375	6.622	-	-	-	7.355
2035 ESCENARIO 2 MEDIA	6.925	6.093	7.360	5.972	-	-	-	7.345
2035 ESCENARIO 2 PICO	10.722	4.742	7.033	8.513	-	-	-	7.023
2035 ESCENARIO 3 VALLE	6.895	8.565	8.325	7.595	-	-	-	7.345
2035 ESCENARIO 3 MEDIA	6.875	5.115	7.678	6.570	-	-	-	6.845
2035 ESCENARIO 3 PICO	10.722	4.862	7.023	8.513	-	-	-	5.602

Tabla 87. Indices de tasa de cambio negativo de frecuencia (ROCOF-)

INDICE DE TASA DE CAMBIO NEGATIVO DE FRECUENCIA (ROCOF-)								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2025 ESCENARIO 15 VALLE	-0.012	-0.021	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 MEDIA	-	-0.020	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 PICO	-0.009	-0.012	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 VALLE	-0.011	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 MEDIA	-0.008	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 PICO	-0.010	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 VALLE	-0.008	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 MEDIA	-0.008	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 PICO	-0.009	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 VALLE	-0.008	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 MEDIA	-0.008	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 PICO	-0.009	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 VALLE	-0.008	-0.013	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 MEDIA	-0.008	-0.013	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 PICO	-0.007	-0.010	-	-	-	-	-	-

INDICE DE TASA DE CAMBIO NEGATIVO DE FRECUENCIA (ROCOF-)								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2030 ESCENARIO 5 VALLE	-0.010	-	-0.013	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 MEDIA	-0.010	-	-0.013	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 PICO	-0.008	-	-0.010	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 VALLE	-0.008	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 MEDIA	-0.009	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 PICO	-0.007	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 VALLE	-0.008	-	-	-	-0.008	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 MEDIA	-0.008	-	-	-	-0.008	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 PICO	-0.007	-	-	-	-0.006	-	-	-
2030 ESCENARIO 8 VALLE	-0.008	-	-	-	-	-0.013	-	-
2030 ESCENARIO 8 MEDIA	-0.009	-	-	-	-	-0.012	-	-
2030 ESCENARIO 8 PICO	-0.007	-	-	-	-	-0.009	-	-
2030 ESCENARIO 9 VALLE	-0.009	-	-	-	-	-	-0.006	-
2030 ESCENARIO 9 MEDIA	-0.009	-	-	-	-	-	-0.006	-
2030 ESCENARIO 9 PICO	-0.007	-	-	-	-	-	-0.005	-
2030 ESCENARIO 10 VALLE	-0.009	-	-	-	-	-	-0.006	-
2030 ESCENARIO 10 MEDIA	-0.009	-	-	-	-	-	-0.006	-
2030 ESCENARIO 10 PICO	-0.007	-	-	-	-	-	**-0.005**	-
2030 ESCENARIO 11 VALLE	-0.007	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 MEDIA	**-0.006**	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 PICO	-0.007	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 VALLE	-0.009	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 MEDIA	-0.009	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 PICO	-0.007	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 VALLE	-0.009	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 MEDIA	-0.010	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 PICO	-0.007	-	-	-	-	-	-	-
2035 ESCENARIO 1 VALLE	-0.008	-0.009	-0.009	-0.013	-	-	-	-0.008
2035 ESCENARIO 1 MEDIA	-0.008	-0.006	-0.011	-0.012	-	-	-	-0.009
2035 ESCENARIO 1 PICO	-0.006	-0.007	-0.007	-0.008	-	-	-	-0.006
2035 ESCENARIO 2 VALLE	-0.008	-0.010	-0.010	-0.013	-	-	-	-0.007
2035 ESCENARIO 2 MEDIA	-0.008	-0.008	-0.012	-0.012	-	-	-	-0.008
2035 ESCENARIO 2 PICO	-0.006	-0.007	-0.007	-0.007	-	-	-	-0.005
2035 ESCENARIO 3 VALLE	-0.008	-0.010	-0.010	-0.013	-	-	-	-0.007

INDICE DE TASA DE CAMBIO NEGATIVO DE FRECUENCIA (ROCOF-)								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2035 ESCENARIO 3 MEDIA	-0.008	-0.008	-0.012	-0.012	-	-	-	-0.008
2035 ESCENARIO 3 PICO	-0.006	-0.007	-0.007	-0.007	-	-	-	-0.005

Tabla 88. Indices de tiempo de ocurrencia-tasa de cambio negativo de frecuencia (ROCOF-)

INDICE DE TIEMPO DE OCURRENCIA - TASA DE CAMBIO NEGATIVO DE FRECUENCIA (ROCOF-)								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2025 ESCENARIO 15 VALLE	1.092	2.250	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 MEDIA	-	1.092	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 PICO	1.632	1.272	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 VALLE	1.722	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 MEDIA	1.092	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 PICO	1.722	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 VALLE	1.092	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 MEDIA	1.092	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 PICO	1.092	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 VALLE	1.092	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 MEDIA	1.092	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 PICO	1.092	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 VALLE	1.722	1.362	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 MEDIA	1.722	1.362	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 PICO	1.092	1.362	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 VALLE	1.722	-	1.722	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 MEDIA	1.812	-	1.812	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 PICO	1.092	-	1.722	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 VALLE	1.722	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 MEDIA	1.722	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 PICO	1.632	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 VALLE	1.722	-	-	-	1.092	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 MEDIA	1.722	-	-	-	1.812	-	-	-

INDICE DE TIEMPO DE OCURRENCIA - TASA DE CAMBIO NEGATIVO DE FRECUENCIA (ROCOF-)								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2030 ESCENARIO 7 PICO	1.092	-	-	-	1.092	-	-	-
2030 ESCENARIO 8 VALLE	1.722	-	-	-	-	1.812	-	-
2030 ESCENARIO 8 MEDIA	1.722	-	-	-	-	1.812	-	-
2030 ESCENARIO 8 PICO	1.092	-	-	-	-	1.092	-	-
2030 ESCENARIO 9 VALLE	1.722	-	-	-	-	-	1.722	-
2030 ESCENARIO 9 MEDIA	1.722	-	-	-	-	-	1.812	-
2030 ESCENARIO 9 PICO	1.092	-	-	-	-	-	1.632	-
2030 ESCENARIO 10 VALLE	1.722	-	-	-	-	-	1.722	-
2030 ESCENARIO 10 MEDIA	1.722	-	-	-	-	-	1.812	-
2030 ESCENARIO 10 PICO	1.092	-	-	-	-	-	1.632	-
2030 ESCENARIO 11 VALLE	1.362	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 MEDIA	1.362	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 PICO	1.362	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 VALLE	1.722	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 MEDIA	1.722	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 PICO	1.092	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 VALLE	1.722	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 MEDIA	1.092	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 PICO	1.092	-	-	-	-	-	-	-
2035 ESCENARIO 1 VALLE	1.632	1.362	1.092	1.812	-	-	-	1.722
2035 ESCENARIO 1 MEDIA	1.092	1.092	1.092	1.092	-	-	-	1.092
2035 ESCENARIO 1 PICO	1.092	1.362	1.092	1.812	-	-	-	1.182
2035 ESCENARIO 2 VALLE	1.632	1.272	1.092	1.722	-	-	-	1.722
2035 ESCENARIO 2 MEDIA	1.092	1.092	1.092	1.092	-	-	-	1.092
2035 ESCENARIO 2 PICO	1.092	1.362	1.092	1.812	-	-	-	1.182
2035 ESCENARIO 3 VALLE	1.632	1.272	1.092	1.722	-	-	-	1.722
2035 ESCENARIO 3 MEDIA	1.092	1.092	1.092	1.092	-	-	-	1.092
2035 ESCENARIO 3 PICO	1.092	1.362	1.092	1.812	-	-	-	1.182

Tabla 89. Indices de desconexión de carga por activación del EDAC.

INDICE DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR ACTIVACIÓN DEL EDAC								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2025 ESCENARIO 15 VALLE	243.318	220.037	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 MEDIA	-	245.632	-	-	-	-	-	-
2025 ESCENARIO 15 PICO	0.000	349.883	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 VALLE	137.727	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 MEDIA	158.192	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 1 PICO	0.000	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 VALLE	129.898	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 MEDIA	0.000	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 2 PICO	0.000	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 VALLE	129.898	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 MEDIA	0.000	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 3 PICO	0.000	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 VALLE	129.898	288.854	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 MEDIA	343.815	377.783	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 4 PICO	0.000	193.863	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 VALLE	287.862	-	288.854	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 MEDIA	343.815	-	**420.266**	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 5 PICO	0.000	-	193.863	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 VALLE	129.898	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 MEDIA	**343.815**	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 6 PICO	0.000	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 VALLE	129.898	-	-	-	129.898	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 MEDIA	343.815	-	-	-	343.815	-	-	-
2030 ESCENARIO 7 PICO	0.000	-	-	-	0.000	-	-	-
2030 ESCENARIO 8 VALLE	129.898	-	-	-	-	288.854	-	-
2030 ESCENARIO 8 MEDIA	340.933	-	-	-	-	395.068	-	-
2030 ESCENARIO 8 PICO	0.000	-	-	-	-	193.863	-	-
2030 ESCENARIO 9 VALLE	129.898	-	-	-	-	-	129.898	-
2030 ESCENARIO 9 MEDIA	343.815	-	-	-	-	-	343.815	-

INDICE DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR ACTIVACIÓN DEL EDAC								
ESCENARIO	EVENTO DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN							
	PUNTA CATALINA II	AES 400 MW	PUNTA CATALINA III	GENERADOR MANZANILLO 2030	GENERACION PALENQUE	GEN 400 MW PUERTO PLATA	GEN 300 MW HAINA	GEN QUISQUEYA III
2030 ESCENARIO 9 PICO	0.000	-	-	-	-	-	0.000	-
2030 ESCENARIO 10 VALLE	129.898	-	-	-	-	-	129.898	-
2030 ESCENARIO 10 MEDIA	**343.815**	-	-	-	-	-	343.815	-
2030 ESCENARIO 10 PICO	0.000	-	-	-	-	-	0.000	-
2030 ESCENARIO 11 VALLE	129.898	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 MEDIA	0.000	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 11 PICO	0.000	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 VALLE	129.898	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 MEDIA	**343.815**	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 12 PICO	0.000	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 VALLE	254.133	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 MEDIA	343.815	-	-	-	-	-	-	-
2030 ESCENARIO 13 PICO	0.000	-	-	-	-	-	-	-
2035 ESCENARIO 1 VALLE	368.244	368.244	368.244	517.087	-	-	-	368.244
2035 ESCENARIO 1 MEDIA	426.812	0.000	426.812	559.621	-	-	-	426.812
2035 ESCENARIO 1 PICO	0.000	244.623	9.101	244.623	-	-	-	244.623
2035 ESCENARIO 2 VALLE	313.576	372.682	313.576	466.564	-	-	-	313.576
2035 ESCENARIO 2 MEDIA	353.615	353.615	437.111	543.421	-	-	-	353.615
2035 ESCENARIO 2 PICO	0.000	193.980	193.980	193.980	-	-	-	193.980
2035 ESCENARIO 3 VALLE	313.576	313.576	313.576	436.072	-	-	-	313.576
2035 ESCENARIO 3 MEDIA	353.615	353.615	410.702	503.941	-	-	-	353.615
2035 ESCENARIO 3 PICO	0.000	193.980	193.980	193.980	-	-	-	193.980

7.5.3 Resultados evaluación económica 2025

En este apartado se muestra el resultado de las evaluaciones económicas correspondientes a cada uno de los casos evaluados que contemplan tanto alternativas de desarrollo, como de no desarrollo de proyectos de transmisión. Se abordan los costos de inversión asociados a las alternativas identificadas, los costos operativos en los que incurre el sistema resultante para que el mismo opere dentro de las condiciones de seguridad y calidad exigidas en las normativas actualmente vigentes y definidas en la Ley General de Electricidad 125-01, así como los costos asociados a las restricciones operativas (tensión fuera de rango establecido, ENS por sobrecarga y/o problemas de tensión en algunos elementos) en los casos en que aplican.

- Para determinar los costos de inversión de los proyectos que aborda este plan de expansión del sistema de transmisión se tomaron como referencia los costos unitarios reconocidos por la ETED.

- El cálculo de los costos operativos se determina a través del costo variable de despacho del generador que margina en el periodo operativo evaluado, mediante la siguiente metodología:

$$Costo\ Operativo = \sum_{i=1}^{n} (P_{gmerito\ i} - P_{gforzada\ i}) * C_{gn} + \sum_{i=1}^{n} P_{gforzada\ i} * C_{gforzada\ i}$$

Donde:
$P_{gmerito\ i}$ = potencia generada por el generador i según la lista de mérito.
$P_{gforzada\ i}$ = potencia generada por el generador i despachado forzado.
C_{gn} =costo variable de despacho del ultimo generador despachado en orden de mérito.
$C_{gforzada}$ =costo variable de despacho del generador i despacho forzado

- El costo de desabastecimiento de energía se determina a través de la metodología establecida por Superintendencia de Electricidad, mostrada en la ilustración siguiente:

Ilustración 46. Metodología de cálculo de costo de desabastecimiento de energía: SIE-116-2019-MEM.

ARTÍCULO 1: ESTABLECER que para el año dos mil veinte (2020), el valor del COSTO MARGINAL TOPE DE ENERGÍA DE CORTO PLAZO EN EL MERCADO SPOT en la barra de referencia del SENI para el mes "i" ($CMET_{mes\ i,año\ 2020}$), será calculado según la siguiente fórmula:

$$CMET_{mes\ i,\ año\ 2020} = CMET_0 \times \left(0.255 \times \frac{CPI_{mes\ i-2}}{CPI_{noviembre\ 2016}} + 0.745 \times \frac{PHSFO_{mes\ i-1}}{PHSFO_{BASE}} \right)$$

Donde:

$CMET_0$	=	Valor base del CMET en vigor = 121.05 US$/MWh;
$CPI_{mes\ i-2}$	=	Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América "All Cities, All Items", en el segundo mes anterior al mes en que se realiza el ajuste;
$CPI_{noviembre\ 2016}$	=	Indice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América "All Cities, All Items", mes de noviembre del 2016 = 241.353;
$PHSFO_{mes\ i-1}$	=	Precio Platts del Fuel Oil USGC HSFO, USA Gulf Coast (Código Platts PUAFZ00), para el mes "i-1", calculado como el promedio de la media de los valores diarios mínimos y máximos publicados en el mes anterior al mes en que se realiza el ajuste;
$PHSFO_{base}$	=	Precio Base Platts del Fuel Oil USGC HSFO = 45.31 US$/barril.

Fuente: Resolución SIE-116-2019-MEM.

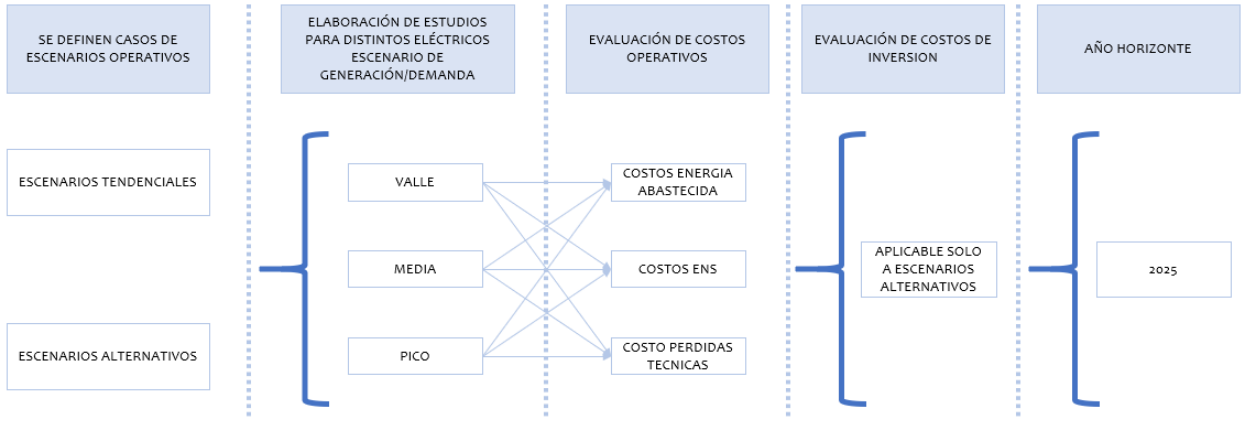
- En el artículo 379 de la Ley General de Electricidad 125-01 está estipulado que la Empresa de Transmisión Eléctrica debe tener disponible todo el equipamiento de control de tensión que se remunera a través del peaje y que ante la salida forzada o programada del mismo la ETED deberá participar del pago a los Agentes de MEM acreedores, la metodología definida en el referido artículo no es aplicable a las evaluaciones realizadas en este documento, por tal razón el costo asociado a la violación de los rangos de tensión se visualiza a través del costo de los despachos forzados y/o recortes de carga.

- Se consideran como beneficios del plan el ahorro que se introduce en los costos operativos del sistema producto de la reducción de desabastecimientos de energía, pérdidas técnicas y reducción del sobrecosto a que conduce los despachos de generadores fuera del orden de mérito para resolver restricciones operativas.

La evaluación económica de los proyectos toma como punto de referencia el estado económico del sistema de transmisión base (para el año 2025), en el cual solo se toman en consideración como obras de transmisión nuevas aquellas que están en construcción y en proceso de licitación (cuyo monto total en inversión será igual a USD $101.732.773,35) correspondientes a la última revisión del plan de expansión del sistema de transmisión (2013-220), estableciéndose una comparación entre este escenario y aquellos escenarios en el que se plantean inversiones en redes que resuelven las restricciones operativas identificadas en el escenario base y que no pueden ser resueltas con decisiones de corto plazo.

La secuencia seguida para el abordaje del problema es la que se muestra en la ilustración siguiente:

Ilustración 47. Metodología de evaluación de escenarios.



Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Costos Operativos Escenarios Tendenciales

De las simulaciones realizadas en los estudios eléctricos y las asunciones tomadas en consideración en tanto a la demanda proyectada al 2025 y el despacho de la generación para satisfacer dicha demanda se obtienen los costos operativos esperados en el sistema si no se realizan obras de transmisión, llamando a estos escenarios de operación **"Escenarios Tendenciales":**

Como se detalla en la **sección 7.4** de este documento, se evalúan cuatro escenarios tendenciales (**Caso 2025_Escenario Tendencial -ET_01-, Caso 2025_Escenario Tendencial 02 -ET_SUR_02-, Caso 2025_Escenario Tendencial 03 ET_03-, Caso 2025_Escenario Tendencial 04 -ET_SUR_04**-), en donde se

evalúa el sistema esperado a 2025 sin el desarrollo de nuevos proyectos a parte de aquellos que actualmente están en construcción y/o licitación.

En principio (ET_01) se simula el despacho de los generadores térmicos según el orden de mérito (sin considerar despachos forzados) y se considera un aumento moderado de la generación renovable para satisfacer una demanda de **3,631 MW,** y se identifican las restricciones operativas del mismo como son baja capacidad de transporte de potencia de los elementos de transmisión disponibles y/o violación de los rangos de tensión aceptables. en este escenario las restricciones identificadas no se eliminan, sino que se resuelven en otros escenarios tendenciales.

En el escenario ET_SUR_02 se sigue la metodología implementada en el escenario tendencial anterior (ET_01, de satisfacer la demanda e identificar las restricciones operativas, mas no eliminarlas), pero considerando un incremento en el despacho de potencia de los generadores renovables no convencionales. Además de las razones técnicas, se desea conocer el costo operativo del sistema frente a los efectos de localización de la generación.

A raíz de las restricciones operativas identificadas en el escenario tendencial ET_01 se simula el escenario tendencial ET_03, bajo las mismas condiciones de disponibilidad de redes de transmisión, pero recurriendo a los despachos forzados de generación que ayuden a re-direccionar los flujos de potencia que alivian el nivel de cargabilidad de las redes congestionadas y/o corrigen problemas de tensión en las barras en donde habían sido identificadas y se visualiza el costo que representa para el sistema operar sin el desarrollo de nuevos proyectos de redes.

Finalmente, se evalúa el escenario operativo ET_SUR_04, que es un equivalente del escenario tendencial ET_SUR_02, en el que a diferencia de este último se toman acciones para resolver las restricciones operativas identificadas.

Para todos los escenarios se obtiene el costo operativo del sistema, como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 90. Resumen de costos Escenarios Tendenciales.

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO				
COSTOS	**ET_01**	**ET_SUR_02**	**ET_03**	**ET_SUR_04**
COSTO OPERATIVO	$1,035,509,366.72	$982,225,556.95	$1,058,030,154.07	$1,571,579,151.80
COSTO ENS	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$26,636,757.15	$27,949,556.40	$24,986,180.09	$27,182,767.31
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$0.00	$22,343,113.54	$32,355,555.99	$82,445,840.78

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

La importancia de evaluar escenarios base consiste en que estos sirven de referencia para establecer comparaciones entre el estado actual y las propuestas que se identifiquen como alternativas de desarrollo de la red y poder así tomar decisiones técnicas y económicas sobre una base sólida. Para fines de comparación de costos operativos entre escenarios (que es el tema que compete a esta sección del documento), se tomará como referencia de escenario base el ET_SUR_04 por ser el escenario que describe una situación probable y más crítica de operación del sistema.

Costos Operativos Escenarios Alternativos

Partiendo de las restricciones operativas identificadas en los escenarios tendenciales se simulan propuestas de desarrollo de redes que resuelven dichas restricciones en el corto –mediano plazo. Puesto que es el SENI el que paga el mantenimiento, operación y desarrollo (inversión en la ampliación de la capacidad de transmisión) de la transmisión, la simulación y evaluación de diferentes escenarios alternativos debe brindar la posibilidad de elegir el escenario más efectivo técnica y económicamente y cuya funcionalidad sea sostenible en el tiempo.

Escenarios Alternativos Área Sur.

- **Caso 2025_Escenario Alternativo 01 (EA_SUR_1)**
- **Caso 2025_Escenario Alternativo 02 (EA_SUR_2A)**
- **Caso 2025_Escenario Alternativo 02 (EA_SUR_2B)**

En estos escenarios se plantean propuestas orientadas a resolver las restricciones operativas identificadas en el escenario tendencial (base) con incidencia en el área sur del país. De las simulaciones realizadas en el desarrollo de los estudios eléctricos se determinó el estado operativo del SENI en tanto a la solución o no de restricciones (más detalles en secciones 7.4.2.3, 7.4.2.4, 7.4.2.5) y del despacho de generación se determinó el costo operativo resultante, que se muestra en la tabla siguiente.

La cantidad de escenarios alternativos evaluados en esta sección responde a la solución de las restricciones operativas, hasta hallar una solución técnicamente integral y sostenible en el tiempo.

Tabla 91. Resumen de costos Escenarios Alternativos área sur.

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO			
COSTO	**EA_SUR_1**	**EA_SUR_2A**	**EA_SUR_2B**
COSTO OPERATIVO	$846,701,864.54	$846,249,572.54	$1,120,024,516.14
COSTO ENS	$0.00	$0.00	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$26,484,538.70	$26,032,246.65	$38,177,047.42
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$0.00	$0.00	$0.00

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

En la tabla siguiente se muestran los costos de inversión de las soluciones en elementos de transmisión implementadas en cada uno de los escenarios evaluados hasta este punto. Cabe resaltar que para el cálculo de costo unitario de equipamiento de compensación reactiva hemos utilizado la metodología descrita en el artículo 382 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

Hasta este punto el reglamento solo contempla metodologías de cálculo para equipos de compensación reactiva estática, a diferencia de los aquí propuestos. Con esta aclaración queremos dejar establecido el nivel de estimación económica que representan los datos aquí mostrados.

Tabla 92. Costo inversión EA_SUR_01.

INVERSIÓN					
PROYECTO	COSTO USD			TIR	PERIODO DE RECUPERACIÓN AÑOS
	EA_SUR_01	EA_SUR_2A	EA_SUR_2B		
AMPLIACION LT 138 kV EDP-PIZARRETE SOLAR		$7,362,085.34	-	134%	1.76
PROYECTO 345 ZONA SUR	-	-	$89,773,328.00	49.41%	6.7
SVC LA VEGA	$12,000,000.00	$12,000,000.00	$12,000,000.00	57.14%	5.75
SVC PLAYA DORADA	$10,285,714.29	$10,285,714.29	$10,285,714.29	83.65%	3.64
SVC HIGUEY	$10,285,714.29	$10,285,714.29	$10,285,714.29	66.92%	4.64
SVC PALAMARA	$10,285,714.29	$10,285,714.29	$10,285,714.29	80.52%	3.83
SVC SFM	$10,285,714.29	$10,285,714.29	$10,285,714.29	83.65%	2.92
SVC DUVERGE	$4,285,714.29	$4,285,714.29	$4,285,714.29	106.73%	2.57
TOTAL USD	$57,428,571.43	$64,790,656.7	$147,201,899.4		

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Escenario Alternativo Área Norte.

- **Caso 2025_Escenario Alternativo 04 (EA_NORTE_1A)**

Vista la solución técnicamente óptima para el área sur se evalúa una alternativa para resolver la restricción de capacidad de redes identificada en el área norte del país. En este escenario se integran los proyectos del plan optimo del área sur, más el proyecto de transmisión considerado para el área norte, se realizan las simulaciones de estudios eléctricos y de las consideraciones de despacho de generación (descritas en detalle en sección 7.4.2.5) se determina el costo operativo del sistema.

Tabla 93. Resumen de costos EA_ NORTE_1A.

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$843,655,627.87
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$23,438,305.64
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$0.00

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 94. Costo inversión EA_NORTE_1A.

INVERSIÓN			
PROYECTO	COSTO USD	TIR	PERIODO RECUPERACIÓN INVERSIÓN AÑOS
PROYECTO 345 ZONA SUR	$89,773,328.00	49.41%	6.7
PROYECTO 345 ZONA NORTE	$88,000,000.00	50.22%	6.6
SVC LA VEGA	$12,000,000.00	57.14%	5.75
SVC PLAYA DORADA	$10,285,714.29	83.65%	3.64
SVC HIGUEY	$10,285,714.29	66.92%	4.64
SVC PALAMARA	$10,285,714.29	80.52%	3.83
SVC SFM	$10,285,714.29	83.65%	2.92
SVC DUVERGE	$4,285,714.29	83.65%	2.57
TOTAL USD	$235,201,899.43		

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Escenario Alternativo Área Este.

- **Caso 2025_Escenario Alternativo 05 (EA_ESTE_1A)**

Bajo la misma metodología implementada en el escenario alternativo **EA_ NORTE_1A,** se evaluó la alternativa de red de transmisión que alivia las restricciones operativas en el área este. En la tabla siguiente se muestran los proyectos considerados en las simulaciones de estudios eléctricos.

Tabla 95. Resumen de costos EA_ ESTE _1A.

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$843,527,777.66
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$23,310,455.41
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$0.00

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 96. Costo inversión EA_ESTE_1A.

INVERSIÓN			
PROYECTO	COSTO USD	TIR	PERIODO RECUPERACIÓN INVERSIÓN AÑOS
PROYECTO 345 ZONA SUR	$89,773,328.00	49.41%	6.7
PROYECTO 345 ZONA NORTE	$88,000,000.00	50.22%	6.6
SVC LA VEGA	$12,000,000.00	57.14%	5.75
SVC PLAYA DORADA	$10,285,714.29	83.65%	3.64
SVC HIGUEY	$10,285,714.29	66.92%	4.64
SVC PALAMARA	$10,285,714.29	80.52%	3.83
SVC SFM	$10,285,714.29	83.65%	2.92
SVC DUVERGE	$4,285,714.29	83.65%	2.57
ROMANA - SPM II	$905,561.78	56.85%	5.79
TOTAL USD	$236,107,461.21		

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Escenarios Alternativos Ede's.

En los siguientes escenarios alternativos se muestra el costo operativo del sistema cuando se evalúa la integración al SENI los proyectos de expansión de las distribuidoras. Como se explica en la sección 7.4.2.8 solo se evalúan aquellos proyectos que tienen más de una opción de interconexión. En cuanto a los proyectos atribuibles a ETED, en lo adelante son todos los descritos en el apartado anterior.

Estas simulaciones tienen más sentido técnico que económico.

- **Caso 2025_Escenario Alternativo 06 (EA_EDESUR_1A)**
- **Caso 2025_Escenario Alternativo 07 (EA_EDESUR_2A)**

Tabla 97. Resumen de costos distribuidora EdeSur.

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO		
COSTO	EA_EDESRU_1A	EA_EDESRU_2A
COSTO OPERATIVO	$868,552,991.95	$868,334,517.78
COSTO ENS	$0.00	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$23,463,986.19	$23,595,912.20
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$0.00	$0.00

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

- **Caso 2025_Escenario Alternativo 08 (EA_EDENORTE_1A)**

Tabla 98. Resumen de costos distribuidora EdeNorte.

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$1,075,687,034.76
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$27,457,376.37
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$0.00

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

- **Caso 2025_Escenario Alternativo 09 (EA_EDESTE_1A)**

Tabla 99. Resumen de costos distribuidora EdeEste.

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$1,006,789,726.33
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$17,112,746.06
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$0.00

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Escenarios Alternativos Distribuidoras.

Los siguientes escenarios alternativos evalúan la integración de todos los proyectos de las distribuidoras. Estas alternativas tienen mayor interés técnico (como se detalla en las secciones 7.4.2.12 y 7.4.2.13) que económico.

- **Caso 2025_Escenario Alternativo 10 (EA_ DISTRIBUIDORA _1A.)**
- **Caso 2025_Escenario Alternativo 10 (EA_ DISTRIBUIDORA _2A.)**

Tabla 100. Resumen de costos EA_ DISTRIBUIDORAS

RESUMEN DE COSTOS USD/MW-DIA		
COSTO	EA_DISTRIBUIDORAS_1A	EA_DISTRIBUIDORAS_2A
COSTO OPERATIVO	$1,006,597,209.79	$742,256,215.56
COSTO ENS	$0.00	$56,284,122.64
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$25,783,721.35	$19,110,622.81
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$0.00	$0.00

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 101. Resumen de costos.

RESUMEN DE COSTOS DE OPERACIÓN vs COSTOS DE INVERSIÓN			
ESCENARIO	**COSTO OPERATIVO APROX. USD/ AÑO**	**AHORRO USD/AÑO**	**INVERSIÓN**
ET_01	$1,035,509,366.72	-	$101,732,773.35
ET_SUR_02	$982,225,556.95	-	$101,732,773.35
ET_03	$1,058,030,154.07	-	$101,732,773.35
ET_SUR_04	$1,571,579,151.80	-	$101,732,773.35
EA_SUR_1	$846,701,864.54	-$724,877,287.26	$57,428,571.43
EA_SUR_2A	$846,249,572.54	-$725,329,579.27	$64,790,656.72
EA_SUR_2B	$1,120,024,516.14	-$451,554,635.66	$147,201,899.43
EA_NORTE_1A	$843,655,627.87	-$727,923,523.93	$235,201,899.43
EA_ESTE_1A	$843,527,777.66	-$728,051,374.15	$236,107,461.21
EA_EDESUR_1A	$868,552,991.95	-$703,026,159.85	$236,107,461.21
EA_EDESUR_2A	$868,334,517.78	-$703,244,634.02	$236,107,461.21
EA_EDENORTE_1A	$1,075,687,034.76	-$495,892,117.04	$236,107,461.21
EA_EDEESTE_1A	$1,006,789,726.33	-$564,789,425.47	$236,107,461.21
EA_DISTRIBUIDORA_1A	$1,006,597,209.79	-$564,981,942.02	$236,107,461.21
EA_DISTRIBUIDORA_2A	$742,256,215.56	-$829,322,936.25	$236,107,461.21

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

En la Tabla 101. Resumen de costos. se muestra el costo operativo (a lo largo de un año) del sistema eléctrico nacional interconectado considerando diferentes escenarios de red según las restricciones identificadas.

Tomando como escenario de referencia, el escenario tendencial ET_SUR_04 en el que se simula la operación del sistema eléctrico atendiendo a la demanda proyectada al 2025 y sin considerar la expansión del sistema de transmisión, se determina la diferencia de costos entre la operación del sistema sin desarrollo de redes frente a la decisión de inversión en estas. Comparando el ahorro que se presenta en cuanto a los costos operativos frente a los costos de inversión, en los escenarios en los que se toman en consideración la expansión del sistema de transmisión es claramente visible que el beneficio del desarrollo de redes resulta económicamente favorable.

El componente económico no es el único que se toma en consideración al momento de tomar decisiones en cuanto a que se construye, sino que el criterio y/o impacto técnico determina en gran parte esta decisión. En ese sentido, en la sección 7.7 se muestran las obras requeridas en el periodo 2020-2025 y los costos de inversión asociadas a las mismas, la factibilidad técnica de las mismas se determina a través de las simulaciones de flujos de potencia correspondientes.

Tabla 102. Supuestos en evaluación económica-financiera.

SUPUESTOS		
PEAJE DE TRANSMISIÓN UNITARIO (PTU)	0.0077	US$/kWh
PEAJE DE TRANSMISIÓN UNITARIO (PTU)	7.7000	US$/MWh
DISPONIBILIDAD NUEVO PROYECTO	99.00	%/Año
OYM NUEVO PROYECTO TRANSMISIÓN[35]	0.5	%
ESCALAMIENTO OYM NUEVO PROYECTO TRANSMISIÓN	0.1	%
MVAR APORTADOS Y/O ENERGÍA GENERADA	-	MVArh/año-MWh/año
CAPITAL PROPIO	20	%
CAPITAL FINANCIADO	80	%
TASA INTERÉS	3.5000%	%
TIEMPO DE AMORTIZACION	30	Años

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

En este documento se hace uso del peaje unitario de transmisión para la valorización del aporte de la compensación de potencia reactiva de los SVC propuestos, puesto que es a través de dicho peaje como define el **artículo 379 de la Ley General de Electricidad 125-01** que se remunera la compensación reactiva y control de tensión a la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana.

Los SVC no solo son una necesidad actual del sistema eléctrico nacional, sino que son equipos de uso continuo y por tal razón en las consideraciones económicas se contempla que los mismos estarán disponibles el 99% del tiempo con relación a un año de uso.

[35] O.5% del costo total de inversión del proyecto en cuestión.

En las secciones 7.5.4 y 7.5.5 se mostrarán los resultados de las evaluaciones económicas referentes a los periodos 2030 y 2035, para estos casos no se realizan evaluaciones que permitan determinar la rentabilidad financiera de los proyectos de transmisión requeridos, dada la incertidumbre que acompaña a los proyectos que se proponen en un horizonte temporal muy prolongado y con la finalidad fundamental de no enviar señales erradas a los interesados en este plan de expansión.

7.5.4 Resultados evaluación económica 2030

En lo adelante se muestran los resultados de las evaluaciones económicas en cuanto a los escenarios operativos evaluados al 2030, para este año no se consideran grandes obras de transmisión, puesto que el objetivo fundamental para cada uno de los casos evaluados radica en verificar la funcionalidad y/o sostenibilidad del plan de obras definido al 2025.

En los dos escenarios siguientes (mostrados en las tablas 69 y 70) no se contempla el desarrollo de redes de transmisión, más allá de aquellas definidas hasta el año 2025.

Tabla 103. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_01

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$4,135,316,507.51
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$111,280,913.94
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$73,601,629.09

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 104. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_02

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$3,426,694,112.70
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$78,600,898.44
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$93,834,975.96

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

En los escenarios subsiguientes las obras de transmisión contempladas en el horizonte 2025 – 2030 son las descritas la sección 7.7, la mismas representa un monto total en inversión igual a **58,850,492.79 USD.**

Tabla 105. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_03

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$3,426,132,207.19
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$78,038,424.21
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$93,834,976.73

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 106. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_04

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$1,604,011,131.89
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$38,466,015.30
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$47,362,715.76

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 107. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_05

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$1,647,590,463.28
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$37,592,917.29
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$46,089,980.34

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 108. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_06

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$1,245,741,429.56
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$31,134,181.46
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$46,089,980.34

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 109. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_07

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$2,283,860,471.71
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$51,601,760.98
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$56,843,021.96

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 110. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_08

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$1,682,496,625.09
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$35,054,096.30
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$46,089,980.34

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 111. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_09

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$1,876,344,810.28
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$49,316,560.17
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$56,843,022.31

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 112. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_10

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$2,281,514,472.42
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$49,259,812.56
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$56,843,022.30

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 113. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_11

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$2,475,448,844.03
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$55,197,981.86
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$93,834,976.74

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 114. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_12

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$1,645,342,263.43
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$35,344,050.22
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$46,089,980.34

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 115. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_13

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$1,604,788,971.31
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$32,559,346.01
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$46,089,980.34

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

En la Tabla 116 se muestra un resumen de los costos operativos asociados a cada uno de los escenarios analizados, así como el ahorro que representa cada alternativa con relación a una alternativa base, correspondiente al escenario alterntivo_01 y que en esta tabla se identifica como EA_Base 1a.

Se recuerda que los escenarios operativos definidos en este bloque (horizonte temporal 2025-2030) contemplan las obras de transmisión definidas para el periodo 2021-2025, más el conjunto de obras definidas en la sección 7.6 al 2030 y tomando en consideración la localización de generación con capacidades comprendidas entre 100 y 400 MW en distintos puntos del SENI a fin de determinar la

robustez en tanto capacidad térmica, perfiles de tensión y estabilidad dinámica de las obras definidas hasta el 2025.

Tabla 116. Resumen de Costos Operativos (2030) por escenario.

RESUMEN DE COSTOS DE OPERACIÓN		
ESCENARIO	COSTO OPERATIVO APROX. USD/ AÑO	AHORRO USD/AÑO
EA_BASE 1a	$ 4,135,316,507.51	-
EA_BASE 2a	$ 3,426,694,112.70	-$708,622,394.81
EA_BASE 3a	$ 3,426,132,207.19	-$709,184,300.32
EA_400 MW AES 1a	$ 1,604,011,131.89	-$2,531,305,375.62
EA_400 PTCA 1a	$ 1,647,590,463.28	-$2,487,726,044.23
EA_400 MANZ 1a	$ 1,245,741,429.56	-$2,889,575,077.96
EA_300 PALEN 1a	$ 2,283,860,471.71	-$1,851,456,035.81
EA_ 400 PPLATA 1a	$ 1,682,496,625.09	-$2,452,819,882.42
EA_300 HAINA 1a	$ 1,876,344,810.28	-$2,258,971,697.24
EA_300 HAINA 2a	$ 2,281,514,472.42	-$1,853,802,035.10
EA_100 BARAHONA 1a	$ 2,475,448,844.03	-$1,659,867,663.49
EA_400 QUIS III 1a	$ 1,645,342,263.43	-$2,489,974,244.09
EA_ERNC 400 MW 1 a	$ 1,604,788,971.31	-$2,530,527,536.21

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

De los resultados obtenidos se observa que en términos económicos y partiendo de la diferencia de lo que aquí se considera como EA_Base 1a y el resto de alternativas evaluadas, el escenario optimo es el EA_ERNC 400 MW 1a (cuya descripción se encuentra en detalle en la sección 7.4.3.13) por ser el que conduce al menor costo operativo anual y por ende el que mayor ahorro genera con relación al costo operativo asociado al escenario base.

De manera paralela, con los resultados técnicos derivados de las simulaciones se definirán las conclusiones que indiquen el escenario óptimo para el horizonte temporal bajo análisis, que toma en consideración además del costo operativo, la calidad y garantía de estabilidad del sistema.

7.5.5 Resultados evaluación económica 2035

En este apartado se muestran los costos operativos esperados al año 2035 para los escenarios analizados. En las secciones 7.4.4.1, 7.4.4.2 y 7.4.4.3 se describe con gran detalle el objetivo fundamental y características de cada uno de los escenarios propuestos.

Los costos de inversión asociados a la expansión del sistema de transmisión, necesaria para la solución de las restricciones operativas que se presentan en este horizonte temporal, son descritos en la sección 7.7, con un monto total de inversión igual a **117,059,696.04 USD.**

Tabla 117. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_1

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$2,388,803,875.39
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$71,940,967.92
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$33,348,873.73

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 118. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_2

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$1,708,279,908.58
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$38,407,482.98
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$33,348,874.16

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 119. Resumen de costos operativos Escenario Alernativo_3

RESUMEN DE COSTOS USD/ MW-AÑO	
COSTO OPERATIVO	$1,639,690,800.66
COSTO ENS	$0.00
COSTO PERDIDAS TÉCNICAS	$36,441,080.83
SOBRECOSTO POR DESPACHO FORZADO	$22,232,582.78

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

Tabla 120. Resumen de Costos Operativos (2035) por caso escenario.

RESUMEN DE COSTOS DE OPERACIÓN		
ESCENARIO	COSTO OPERATIVO APROX. USD/ AÑO	AHORRO USD/AÑO
EA_BASE 1a	$2,388,803,875.39	-
EA_BASE 2a	$1,708,279,908.58	-$680,523,966.81
EA_CENTRAL 1a	$1,639,690,800.66	-$749,113,074.73

Fuente: Elaboración propia del Dpto. de Análisis y Planificación del STN [ETED].

De los resultados se observa que existe una diferencia significativa (en tanto a los costos operativos) de la evolución del sistema en el periodo 2030 – 2035, sin el desarrollo de redes, frente a los costos operativos en los casos en los que se contemplan nuevas redes de transmisión.

Es claramente visible por igual que el monto en ahorro, producto de la reducción de costos operativos del sistema por la construcción de nuevas redes que eliminen las restricciones, es bastante considerable respecto al monto de inversión requerido para la construcción de las nuevas redes, lo cual es un indicador bastante favorable de la rentabilidad económica de los proyectos en cuestión.

7.6 PROYECTOS PROPIOS DE TRANSMISION

En la Tabla 121. Proyectos propios de se muestra un resumen de los costos de inversión de los proyectos requeridos al 2025. Los proyectos aquí definidos son el resultado de las evaluaciones realizadas al año 2025 con relación a las obras de transmisión necesarias para que el sistema funcione adecuadamente:

Tabla 121. Proyectos propios de transmisión hasta el año 2025

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
INTERCONEXION 138 VILLA ALTAGRACIA	138	LT	ETED	2025	$ 104,832.18
INTERCONEXION 69 VILLA ALTAGRACIA	69	LT	ETED	2025	$ 82,095.23
VILLA ALTAGRACIA	138	SE	ETED	2025	$ 4,181,442.52
CRUCE CABRAL - BARAHONA	69	LT	ETED	2025	$ 738,857.11
INTERCONEXION 69 QUITA CORAZA	69	LT	ETED	2025	$ 41,047.62
LA VEGA II	138/69	SE	ETED	2025	$ 5,226,803.15
INTERCONEXION 138 LA VEGA II	138	LT	ETED	2025	$ 209,664.36
INTERCONEXION 69_1 LA VEGA II	69	LT	ETED	2025	$ 2,959,122.73
INTERCONEXION 69_2 LA VEGA II	69	LT	ETED	2025	$ 656,761.88
SOSÚA	69	SE	ETED	2025	$ 1,042,220.17
INTERCONEXION 69 SOSUA	69	LT	ETED	2025	$ 41,047.62
INTERCONEXION 138 MICHES	138	LT	ETED	2025	$ 6,933,489.18
INTERCONEXION 138 UVERO ALTO	138	LT	ETED	2025	$ 4,814,923.04
SANTIAGO NORTE	138	SE	ETED	2025	$ 8,697,400.44
SANTIAGO NORTE-CANABACOA	138	LT	ETED	2025	$ 7,375,038.41
SVC DUVERGÉ 15 - 25 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 4,285,714.29
SVC PALAMARA 30 - 60 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC HERRERA 20 - 60 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC LA VEGA II, 0 - 70 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 12,000,000.00
SVC SFM, 30 - 60 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC PDORADA, 20 - 60 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC HIGUEY II, 20 - 60 MVAr	69	SE	ETED	2025	$ 10,285,714.29
INAPA-MADRE VIEJA (SADOSA)	69	LT	ETED	2025	$ 985,142.81
SUBESTACION KM 15 AZUA II	345/138	SE	ETED	2025	$ 33,000,000.00
PCATALINA - KM 15 AZUA II	345	LT	ETED	2025	$ 56,453,237.00
KM 15 AZUA - KM 15 AZUA II	138	LT	ETED	2025	$ 320,091.00
SUBESTACION GUAYUBIN	345/138	SE	ETED	2025	$ 23,823,867.44
LT NARANJO - GUAYUBIN	345	LT	ETED	2025	$ 62,755,555.56
INTERCONEXIONES ERNC NOROESTE	138	LT	ETED	2025	$ 1,420,577.00

DESCONEXION SPM I DE ANILLO ESTE	138	LT	ETED	2025	$	905,561.78
TRANSFORMADOR HERRERA	138/69	SE	ETED	2025	$	1,500,000.00
LT GUERRA-RESTAURADORES-VMELLA II-ISABELA	138	LT	ETED	2025	$	13,117,418.46
AMPLIACIÓN SE ISABELA	138	SE	ETED	2025	$	4,181,442.52
LT SOTERRADA ISABELA - METROPOLITANO	138	LT	ETED	2025	$	13,679,799.13
AMPLIACION GIS METROPOLITANO	138	SE	ETED	2025	$	4,750,000.00
SUBESTACION PINTURA	138	SE	ETED	2025	$	9,500,000.00
LT JULIO SAURI - PINTURA	138	LT	ETED	2025	$	5,118,992.57
LT PINTURA - LOS PRADOS	138	LT	ETED	2025	$	18,999,721.02
LT PINTURA - EVARISTO MORALES	138	LT	ETED	2025	$	21,469,684.75
					$	**382,800,122.39**

Tabla 122. Proyectos propios de transmisión 2025-2030

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]	
LOS ALCARRIZOS	138	SE	ETED	2030	$	6,272,163.78
INTERCONEXION LOS ALCARRIZOS	138	LT	ETED	2030	$	209,664.36
LOS ALCARRIZOS - PALAMARA	138	LT	ETED	2030	$	3,245,016.90
BANCO DE CAPACITORES TIMBEQUE	69	SE	ETED	2030	$	500,000.00
TRANSFORMADOR HIGUEY II	138/69	SE	ETED	2030	$	800,000.00
DUVERGE	138/69	SE	ETED	2030	$	2,084,709.65
LINEA 138 kV DUVERGE	138	LT	ETED	2030	$	8,281,667.64
CAMPO 69 EN CRUCE DE CABRAL	69	SE	ETED	2030	$	200,000.00
INTERCONEXION YAMASA	138	LT	ETED	2030	$	104,832.18
INTERCONEXION SIERRA PRIETA	138	LT	ETED	2030	$	209,664.36
LINEA GUERRA I - MONTE PLATA	138	LT	ETED	2030	$	7,160,369.95
LINEA GUERRA - LA CALETA - EL BRISAL		138	LT	ETED	2030	
AMPLIACION EL BRISAL	138	SE	ETED	2030	$	1,042,354.82
AUTOTRANSFORMADOR BONAO III	345/138	SE	ETED	2030	$	3,500,000.00
AUTOTRANSFORMADOR NAGUA	138/69	SE	ETED	2030	$	800,000.00
ITABO II	138	SE	ETED	2030	$	15,000,000.00
LINEAS ITABO II	138	LT	ETED	2030	$	1,770,009.22
					$	**58,850,492.79**

Tabla 123. Proyectos propios de transmisión 2030-2035

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
TRANSFORMADOR 138/345 QUISQUEYA	345/138	SE	ETED	2035	$ 5,000,000.00
AMPLIACION SE QUISQUEYA III	138	SE	ETED	2035	$ 2,084,709.65
LINEA QUISQUEYA III - CEMEX	138	LT	ETED	2035	$ 885,004.61
AUMENTO CAPACIDAD SVC HIGUEY II	138	SE	ETED	2035	$ 500,000.00
AUMENTO CAPACIDAD PREACTIVA ROMANA 138	138	SE	ETED	2035	$ 500,000.00
AUTOTRANSFORMADOR SAN JUAN II	138/69	SE	ETED	2035	$ 800,000.00
TRANSFORMADOR 138/345 NARANJO	345/138	SE	ETED	2035	$ 5,000,000.00
BASE PARA T3 NARANJO	345/138	SE	ETED	2035	$ 17,857.14
CAMPO AT T3 NARANJO	345	SE	ETED	2035	$ 600,000.00
CAMPO BT T3 NARANJO	138	SE	ETED	2035	$ 400,000.00
NARANJO - NIBAJE	138	LT	ETED	2035	$ 2,148,110.98
DESCONEXION HAINAMOSA - VILLA MELLA	138	LT	ETED	2035	$ -
INTERCONEXION ISABELA-ARROYO HONDO, POSTES DE ACERO	138	LT	ETED	2035	$ 295,912.27
LT PIEDRA BLANCA - PINTURA	138	LT	ETED	2035	$ 411,154.53
LT EVARISTO MORALES - PARAISO	138	LT	ETED	2035	$ 7,599,888.41
					$ 26,242,637.59

7.7 PROYECTOS ASOCIADOS AL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Estos proyectos son definidos para cumplir con el abastecimiento programado por las empresas de distribución. Para esto, las EDE's proyectan el crecimiento del consumo de energía, y dónde estarían localizadas las posibles subestaciones que atiendan dicho crecimiento.

Los proyectos de transmisión para cumplir con proyectos de distribución son indicativos pues dependen de si las empresas de distribución ejecutan sus proyectos. Ahora bien, si la tardanza de las EDE's en realizar las inversiones que han definido crean problemas en el sistema de transmisión, históricamente la ETED ha tenido que ejecutar proyectos de distribución.

7.7.1 Proyectos de transmisión asociados a Edesur

Tabla 124. Proyectos de transmisión atribuibles a Edesur 2020-2025

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
ITABO - PIEDRA BLANCA	138	LT	EDESUR	2025	$ 220,176.27
INTERCONEX A. MANZANO	138	LT	EDESUR	2025	$ 59,182.45
ARROYO MANZANO	138	SE	EDESUR	2025	$ 3,812,337.13
INTERCONEX. LECHERIA	138	LT	EDESUR	2025	$ 885,004.61
LECHERIA	138	SE	EDESUR	2025	$ 4,181,442.52
INTERCONEX. ENGOMBE	138	LT	EDESUR	2025	$ 2,507,513.06
ENGOMBE	138	SE	EDESUR	2025	$ 885,004.61
PEDERNALES	138	SE	EDESUR	2025	$ 2,084,709.65
INTERCONEXION 69 FUNDACION	69	LT	EDESUR	2025	$ 123,142.85
JIMANI	138	SE	EDESUR	2025	$ 2,084,709.65
DUVERGÉ - JIMANI	138	LT	EDESUR	2025	$ 8,666,861.48
SAN CRISTOBAL SUR, GIS	138	SE	EDESUR	2025	$ 3,134,084.63
INTERCONEXION SAN CRISTOBAL SUR	138	LT	EDESUR	2025	$ 1,183,649.09
BANI 138/12.5	138	SE	EDESUR	2025	$ 2,084,709.65
INTERCONEXION BANI 138	138	LT	EDESUR	2025	$ 628,993.07
KM 10.5, GIS	138	SE	EDESUR	2025	$ 3,812,337.13
INTERCONEXION KM 10.5	138	LT	EDESUR	2025	$ 177,547.36
					$ 36,531,405.22

Tabla 125. Proyectos de transmisión atribuibles a Edesur 2025-2030

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
ANACAONA	138	SE	EDESUR	2030	$ 3,812,337.13
INTERCONEXION ANACAONA	138	LT	EDESUR	2030	$ 295,912.27
CRISTO REY	138	SE	EDESUR	2030	$ 4,181,442.52
INTERCONEXION CRISTO REY	138	LT	EDESUR	2030	$ 295,912.27
LAS CHARCAS	69	SE	EDESUR	2030	$ -
INTERCONEXION LAS CHARCAS	69	LT	EDESUR	2030	$ 82,095.23
PABLO MELLA	138	SE	EDESUR	2030	$ 4,181,442.52
INTERCONEXION PABLO MELLA	138	LT	EDESUR	2030	$ 295,001.54
AEROPUERTO DE HERRERA	138	SE	EDESUR	2030	$ 4,181,442.52
INTERCONEXION AEROPUERTO DE HERRERA	138	LT	EDESUR	2030	$ 1,775,473.64
					$ 19,101,059.64

Tabla 126. Proyectos de transmisión atribuibles a Edesur 2030-2035

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
SUBESTACION EVARISTO MORALES	138	SE	EDESUR	2035	$ 3,812,337.13
SUBESTACION CAPOTILLO	138	SE	EDESUR	2035	$ 4,181,442.52
LT VILLA CONSUELO-CAPOTILLO	138	LT	EDESUR	2035	$ 5,965,912.40
SUBESTACION COH	138	SE	EDESUR	2035	$ 4,181,442.52
LT INTERCONEXION COH	138	LT	EDESUR	2035	$ 181,212.14
					$ 18,322,346.70

7.7.2 Proyectos de transmisión asociados a Edenorte

Tabla 127. Proyectos de transmisión atribuibles a Edenorte 2020-2025

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
MANZANILLO	138	SE	EDENORTE	2025	$ -
LA PENDA	69	SE	EDENORTE	2025	$ -
INTERCONEXION 69 LA PENDA	69	LT	EDENORTE	2025	$ 164,190.47
PIEDRA BLANCA	69	SE	EDENORTE	2025	$ -
INTERCONEXION 69 PIEDRA BLANCA	69	LT	EDENORTE	2025	$ 164,190.47
CIUDAD JUAN BOSCH	69	SE	EDENORTE	2025	$ -
INTERCONEXION 69 CIUDAD JUAN BOSCH	69	LT	EDENORTE	2025	$ 410,476.17
SABANETA DE YASICA	138	SE	EDENORTE	2025	$ 6,272,163.78
INTERCONEXION 138 SABANETA DE YASICA	138	LT	EDENORTE	2025	$ 419,328.72
SFM II	138	SE	EDENORTE	2025	$ 2,084,709.65
INTERCONEXION 138 SFM II	138	LT	EDENORTE	2025	$ 1,048,321.79
					$ 10,563,381.04

Tabla 128. Proyectos de transmisión atribuibles a Edenorte 2025-2030

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
SABANETA DE YASICA	138	SE	EDENORTE	2030	$ 4,181,442.52
INTERCONEXION SABANETA DE YASICA	138	LT	EDENORTE	2030	$ 628,993.07
					$ 4,810,435.59

Tabla 129. Proyectos de transmisión atribuibles a Edenorte 2030-2035

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
COTUI 138/12.5KV	138	SE	EDENORTE	2035	$ 4,181,442.52
LINEA 138KV BONAO III - COTUI	138	LT	EDENORTE	2035	$ 13,366,023.90
BONAO 138/12.5KV	138	SE	EDENORTE	2035	$ 4,181,442.52
LT INTERCONEXION BONAO 138/12.5KV	138	LT	EDENORTE	2035	$ 716,036.99
ESTANCIA NUEVA	138	SE	EDENORTE	2035	$ 4,181,442.52
LT INTERCONEXION ESTANCIA NUEVA	138	LT	EDENORTE	2035	$ 838,657.43
GURABO 138/12.5KV	138	SE	EDENORTE	2035	$ 4,181,442.52
TRANSFORMADOR ESPERANZA	138	SE	EDENORTE	2035	$ -
					$ 31,646,488.40

7.7.3 Proyectos de transmisión asociados a Edeeste.

Tabla 130. Proyectos de transmisión atribuibles a Edeeste 2020-2025

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
INTERCONEXION 69 BAYAHIBE	69	LT	EDEESTE	2025	$ 410,476.17
CUMAYASA	138	SE	EDEESTE	2025	$ 5,226,803.15
INTERCONEXION 138 CUMAYASA	138	LT	EDEESTE	2025	$ 838,657.43
VILLA CONSUELO	138	SE	EDEESTE	2025	$ 3,134,084.63
INTERCONEXION VILLA CONSUELO	138	LT	EDEESTE	2025	$ 295,912.27
MENDOZA	138	SE	EDEESTE	2025	$ 3,134,084.63
INTERCONEXION 138 MENDOZA	138	LT	EDEESTE	2025	$ 293,993.42
RESTAURADORES	138	SE	EDEESTE	2025	$ 3,812,337.13
INTERCONEXION RESTAURADORES	138	LT	EDEESTE	2025	$ 628,993.07
MICHES	69	SE	EDEESTE	2025	$ 4,181,442.52
UVERO ALTO/MACAO	138	SE	EDEESTE	2025	$ 4,181,442.52
SIERRA PRIETA	138	SE	EDEESTE	2025	$ 2,084,709.65
SIERRA PRIETA	138	LT	EDEESTE	2025	$ 419,328.72
INTERCONEXION 69 LA CUABA	69	LT	EDEESTE	2025	$ 1,231,428.52
VILLA MELLA II	138	SE	EDEESTE	2025	$ 4,181,442.52
INTERCONEXION VILLA MELLA II	138	LT	EDEESTE	2025	$ 1,048,321.79
INTERCONEXION 69 CALETA II	69	LT	EDEESTE	2025	$ 16,419.05
LA NUEVA VICTORIA	69	SE	EDEESTE	2025	$ 445,000.00
INTERCONEXION 69 NUEVA VICTORIA	69	LT	EDEESTE	2025	$ 41,047.62
					$ 35,605,924.79

Tabla 131. Proyectos de transmisión atribuibles a Edeeste 2025-2030

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
YAMASA	138	SE	EDEESTE	2030	$ 2,084,709.65
MONTE PLATA	138	SE	EDEESTE	2030	$ 2,084,709.65
EQUIPAMIENTO SIERRA PRIETA	138	SE	EDEESTE	2030	$ 694,903.22
LA CALETA	138	SE	EDEESTE	2030	$ 4,181,442.52
					$ 9,045,765.03

Tabla 132. Proyectos de transmisión atribuibles a Edeeste 2030-2035

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
SUBESTACION INVIVIENDA	138	SE	EDEESTE	2035	$ 4,181,442.52
INTERCONEXION SE INVIVIENDA	138	LT	EDEESTE	2035	$ 419,328.72
					$ 4,600,771.23

7.7.4 Proyectos Asociados a LyFT

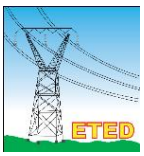
Tabla 133. Proyectos de transmisión atribuibles a Luz y Fuerza 2020-2035

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
INTERCONEXION LAS GALERAS	69	LT	LyFT	2025	$ -
LAS GALERAS	69	SE	LyFT	2025	$ 2,052,380.86
					$ 2,052,380.86

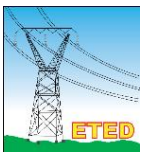
7.8 PROYECTOS ASOCIADOS AL PARQUE DE GENERACION

Tabla 134. Proyectos asociados al parque de generación

PROYECTO ETED	TENSION kV	TIPO	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
AMPLIACION NAVARRETE	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 1,772,003.20
COMPLETIVO LINEA GUZMANCITOS	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$ 5,298,227.59
AMPLIACION PUERTO PLATA II, PARA CONECTAR GUZMANCITOS	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 1,042,354.82
AMPLIACION PIZARRETE	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 1,563,532.24
AES SOLAR	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 2,084,709.65
GIRASOL	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 2,084,709.65
PIZARRETE-AES-GIRASOL-JULIO SAURI	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$ 10,325,053.77
EDP	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 6,272,163.78
PERAVIA SOLAR	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 2,084,709.65
PREVIA SOLAR-EDP	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$ 2,065,010.75
BAYASOL	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 2,084,709.65
INTERCONEXION BAYASOL	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$ 52,416.09
CANDELON	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 2,084,709.65
INTERCONEXION CANDELON	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$ 4,773,579.97
EL SOCO	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 2,084,709.65
INTERCONEXION EL SOCO	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$ 209,664.36
FRONTERA	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 2,084,709.65
INTERCONEXION FRONTERA	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$ 419,328.72
GRANADILLO	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 2,084,709.65
AMPLIACION GUANILLO, PARA CONEXION DE GRANADILLO	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 1,042,354.82
INTERCONEXION GRANADILLOS	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$ 962,984.61
GREEN POWER	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 2,084,709.65
INTERCONEXION GREEN POWER	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$ 962,984.61
AMPLIACION BARRA MONTECRISTI PARA CONECTAR GREEN POWER	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$ 4,169,419.30



PARQUE SOLAR GUERRA I	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	5,226,803.15
INTERCONEXION PARQUE SOLAR GUERRA I	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$	3,580,184.97
EQUIPAMIENTO DOS CAMPOS EN GUERRA 345/138, PARA CONECTAR PARQUE SOLAR GUERRA I	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	521,177.41
PARQUE EOLICO ISABELA	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	2,084,709.65
INTERCONEXION PARQUE EÓILICO ISABELA	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$	238,679.00
AMPLIACION SE CANDELON, PARA CONECTAR PARQUE ISABELA	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	521,177.41
JASPER	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	4,181,442.52
INTERCONEXION JASPER	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$	1,180,006.15
PARQUE SOLAR LA VICTORIA	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	-
NUEVA LINEA INTERCONEXION LA VICTORIA	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$	903,047.58
ARMADO CIRCUITO EXISTENTE DE HAINAMOSA-DAJAO PARA CONEXION PARQUE SOLAR LA VICTORIA	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$	68,269.74
LEVITALS	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	2,084,709.65
INTERCONEXION LEVITALS	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$	4,193,287.15
EQUIPAMIENTO DOS CAMPOS EN KM 15 AZUA 138/69, PARA CONECTAR LEVITALS	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	521,177.41
LOS NEGROS	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	1,042,354.82
ARMADO TERNA LT MONTERIO PARA CONECTAR LOS NEGROS	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$	844,838.07
EQUIPAMIENTO UN CAMPO EN SE KM 15 AZUA PARA CONECTAR LOS NEGROS	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	260,588.71
LUCILA	69	SE	GENERACION ERNC	2025	$	-
MARANATHA	69	SE	GENERACION ERNC	2025	$	-



MATRISOL	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	2,084,709.65
INTERCONEXION MATRISOL	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$	1,048,321.79
MONTELUX	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	1,042,354.82
INTERCONEXION MONTELUX	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$	962,984.61
AMPLIACION GREEN POWER PARA CONECTAR MONTELUX	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	1,042,354.82
VILLAR PANDO	138	SE	GENERACION ERNC	2025	$	2,084,709.65
INTERCONEXION VILLAR PANDO	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$	628,993.07
CRUCE DE CABRAL-KM15 AZUA	138	LT	GENERACION ERNC	2025	$	22,406,346.68
CRUCE DE CABRAL-KM15 AZUA	69	LT	GENERACION ERNC	2025	$	1,231,428.52
					$	**119,678,122.47**

7.9 PRIORIZACION DE PROYECTOS

Con base en los análisis realizados, se llegó a la definición de una serie de proyectos, los cuales cubren necesidades específicas dentro del SENI. Estas necesidades van apareciendo según se van materializando las asunciones del crecimiento de la generación y de la demanda en el período analizado. Los períodos analizados, estos son los siguientes:

- ✓ Período 2020 – 2025
- ✓ Período 2025 – 2030
- ✓ Período 2035 – 2035

En el desarrollo de los análisis estos proyectos fueron justificados desde el punto de vista de flujos de potencia y desde el punto de vista de rentabilidad del plan, ahora bien, existen otras aristas que pueden influir en mover en el tiempo los proyectos, a continuación, se muestran las más importantes:

a. Que el valor actual del beneficio de postergar la inversión sea mayor que el valor actual neto de los costos de postergar la inversión.
b. Que exista la necesidad de construir algún proyecto, y que al cobo de pocos años haya que modificar sustancialmente el proyecto, considerando que los proyectos de red tienen economía de escala.
c. El crecimiento demográfico impedirá que las redes definidas en períodos más allá del 2025 puedan construirse.
d. Los espacios identificados para la construcción de subestaciones podrían ser utilizados en construcciones (casas, edificios, locales comerciales, etc.).

Los dos primeros puntos muestran cuando es conveniente retrasar la inversión para construir un proyecto, mientras que los dos puntos siguientes muestran que es necesario adelantar un proyecto.

7.9.1 Caso a

En este caso nos referimos al punto uno, mencionado anteriormente, en el que el valor actual del beneficio de postergar la inversión sea mayor que el valor actual neto de los costos de postergar la inversión. En los análisis económicos se evaluaron todos los proyectos, se demostró la necesidad de construir todos los proyectos en los períodos analizados, pues el costo de operación y mantenimiento y de energía no suministrada justifican la necesidad de los proyectos en los períodos analizados.

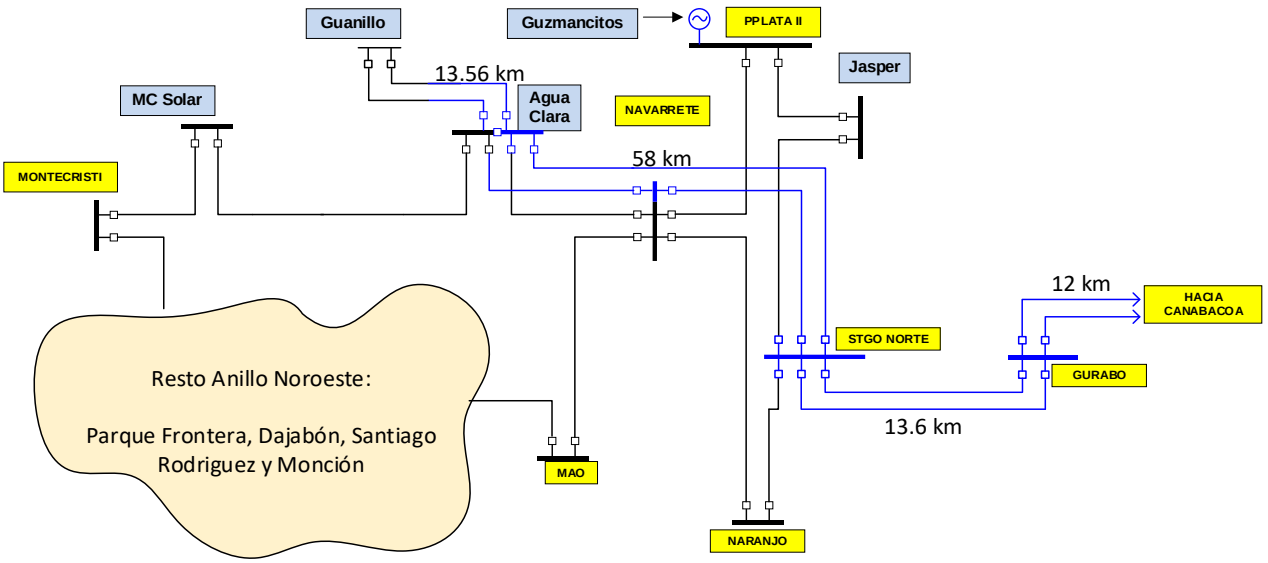
En pocas palabras este punto no justifica el retraso de la construcción de un proyecto.

7.9.2 Caso b

En este caso nos referimos al punto dos, en el que exista la necesidad de construir algún proyecto, y que al cabo de pocos años haya que modificar sustancialmente el proyecto considerando que los proyectos de red tienen economía de escala.

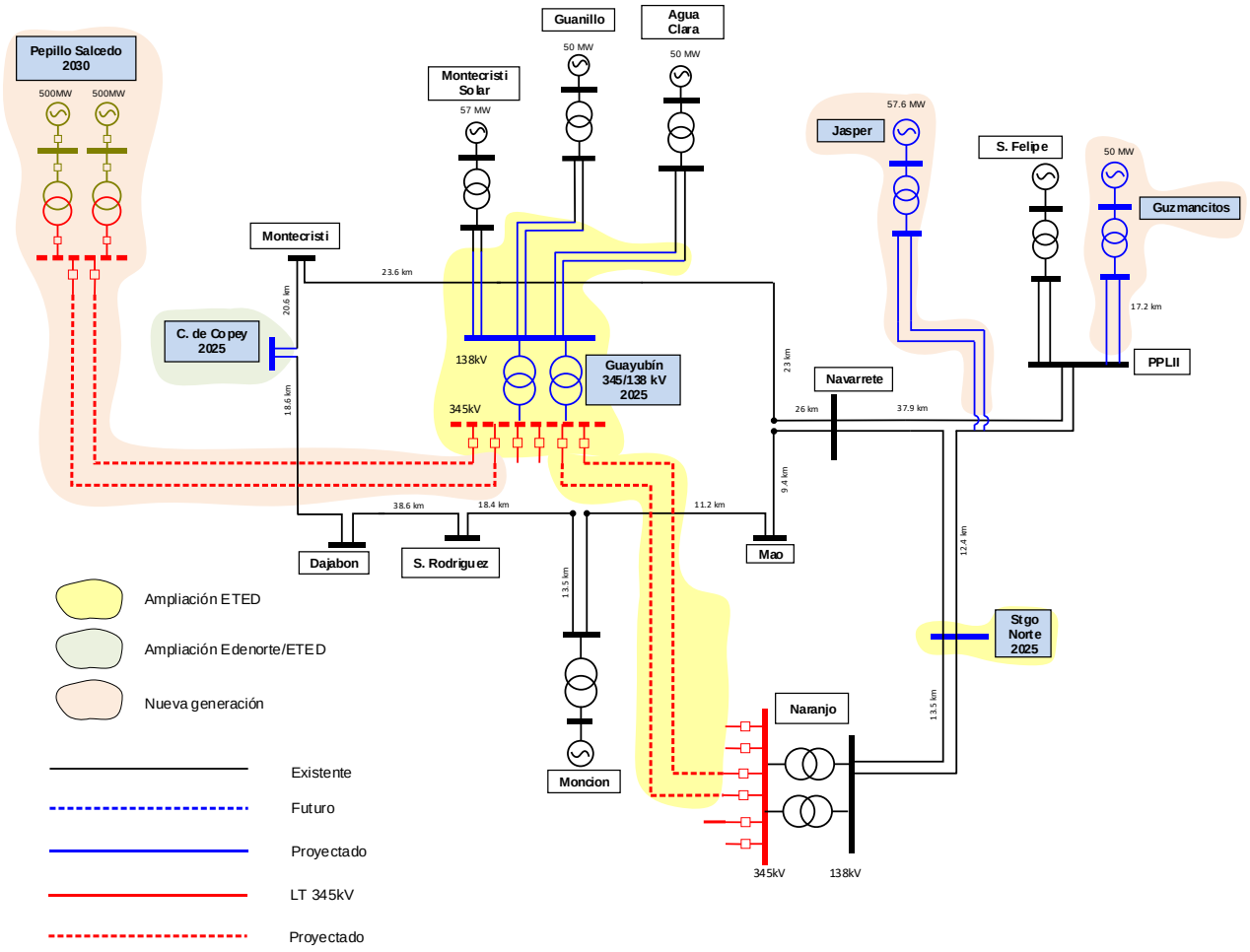
1. Línea 138kV Guanillo – Agua Clara – Navarrete, así como también las ampliaciones de SSEE asociadas.

Estas líneas y ampliaciones de subestaciones servirían para atender un problema puntual, estos son la ampliación de los tres parques de generación a partir de ERNC, (Guanillo, Agua Clara y Monte Cristi Solar) esto evidentemente es un problema que al cabo de 3 ó 4 años habrá que ampliar nuevamente la capacidad de transmisión hacia esa zona, ya que se ha concesionado generación por más de 300 MW hacia el noroeste.



El proyecto que minimiza la inversión en el largo plazo es el proyecto a 345kV, el cual fue definido anteriormente. La ampliación a 138kV tendría un costo de **USD 45,963,667.31**, para una solución parcial, mientras que la solución definitiva costaría **USD 88,962,201.69.**

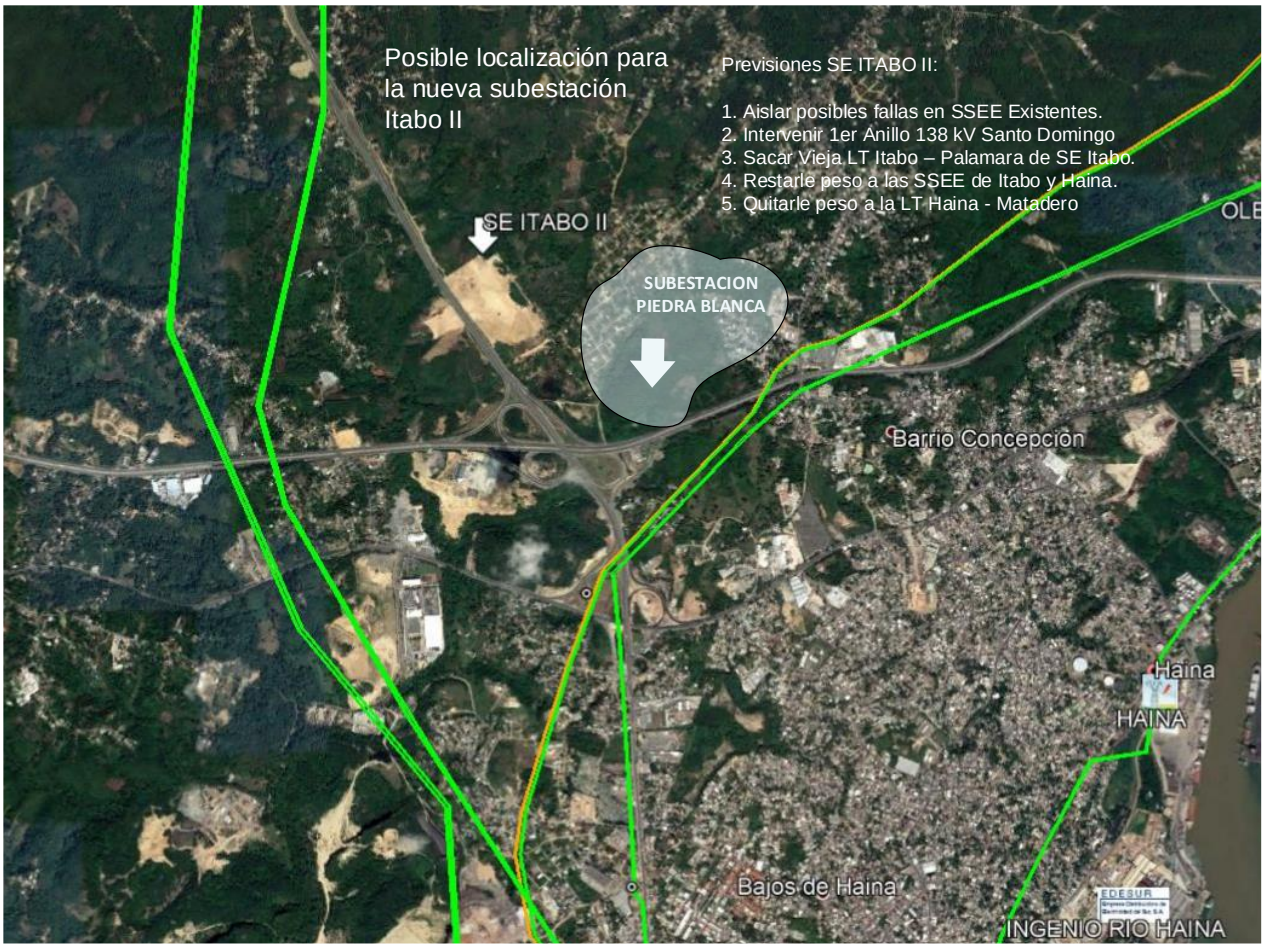
A continuación, se muestra el proyecto de ampliación a 345kV hacia el noroeste.



2. Subestación Piedra Blanca (Edesur).

Debido a que en el largo plazo no se plantea la desaparición de la subestación Granitos Bojos, así como también que la ETED plantea la construcción de la subestación Itabo II, la construcción de esta subestación sería tener una infraestructura duplicada, pues en la subestación Itabo II, la cual estaría aproximadamente a un km una de la otra puede dejarse el espacio para un campo de transformación, reservado para Edesur.

A continuación, se muestra la localización de las subestaciones Piedra Blanca e Itabo II.



7.9.3 Casos c y d

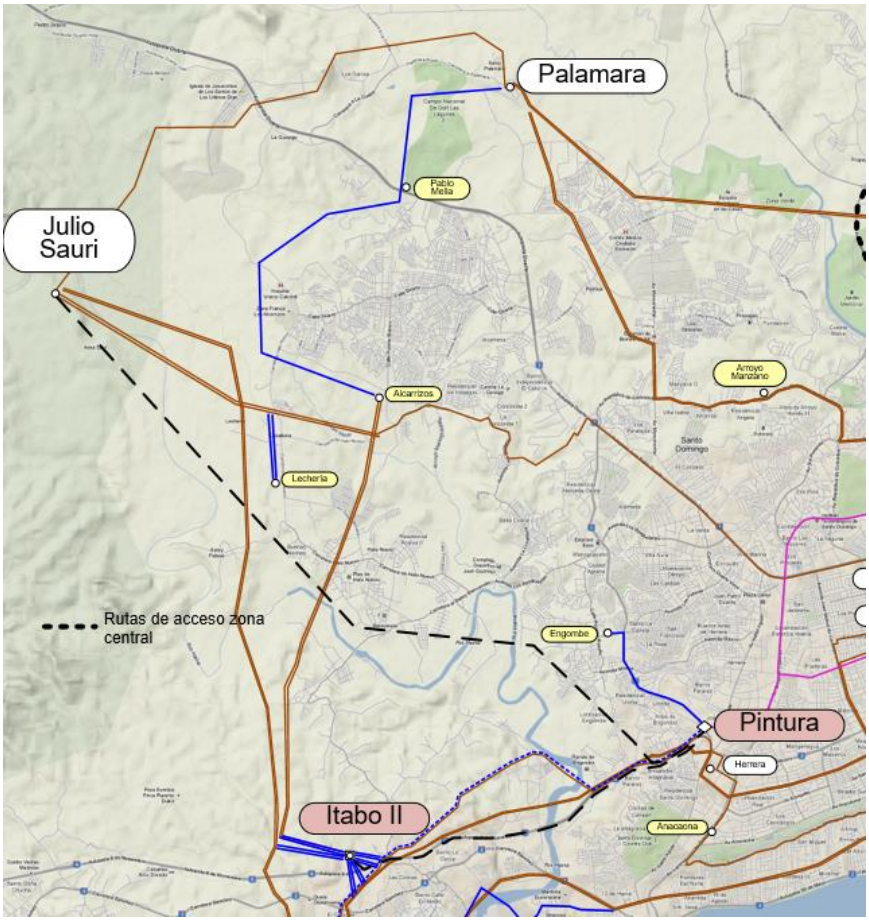
En este caso nos referimos al punto dos, en el que el crecimiento demográfico impedirá que las redes definidas en períodos más allá del 2025 puedan construirse.

Existen otros proyectos que si solo los justificamos desde el punto de vista de flujo de potencia no salen en el horizonte del 2020 – 2025, si no que más bien salen en períodos posteriores, como es el caso de las líneas que entran al Gran Santo Domingo y Santiago. En la actualidad hemos identificado una posibilidad de entrada y terrenos que podrían adquirirse para desarrollar los proyectos propuestos.

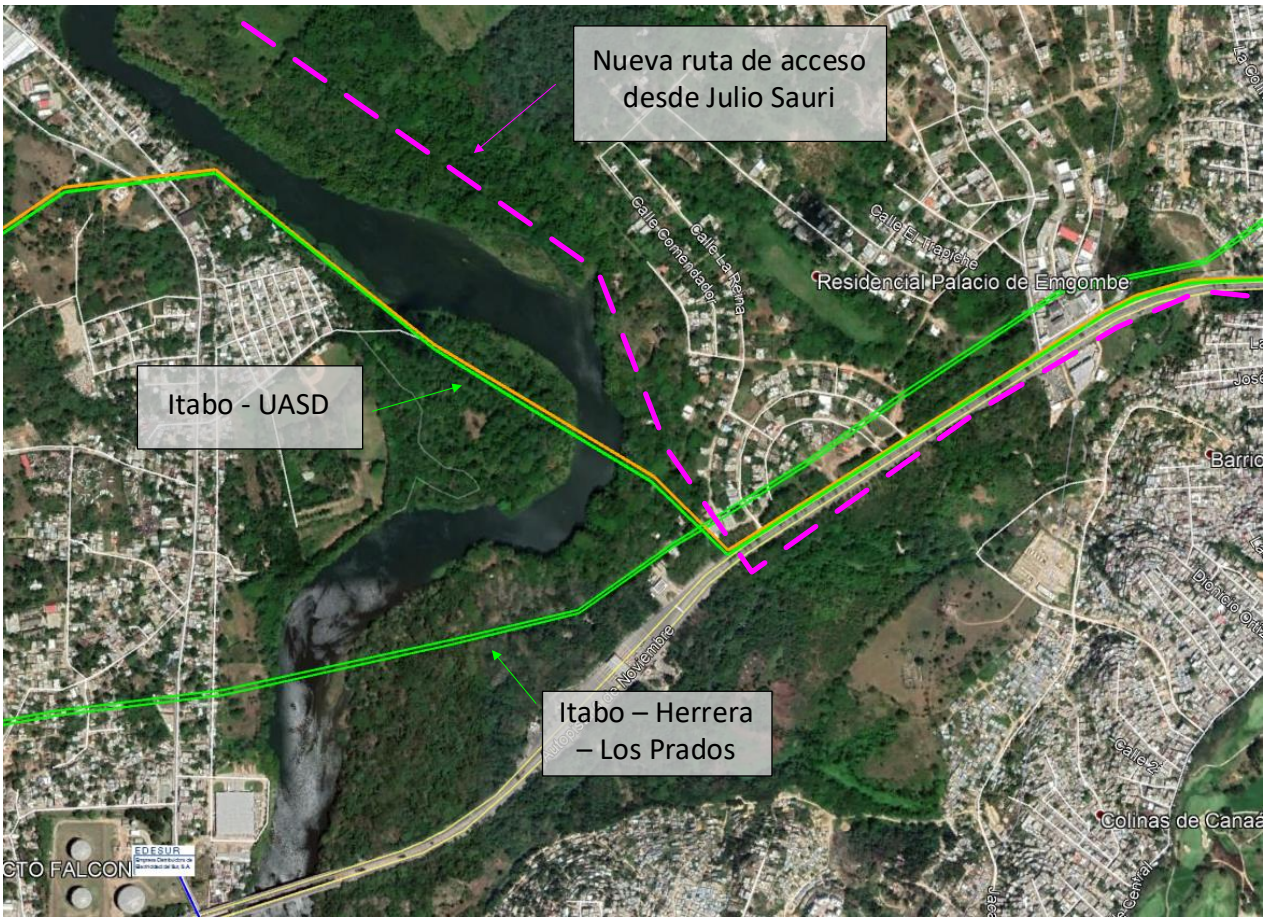
Si esperamos a que llegue el momento en el que sean necesarios dichos proyectos, porque el balance demanda-generación lo requiera, ya no tendremos el espacio para desarrollarlos y tendremos que acudir a soluciones más costosas para los análisis de largo plazo.

Los proyectos a adelantar son:

1. Línea 138 kV Julio Sauri – Pintura, inicialmente usarla para la subestación Engombe.



En la ilustración anterior se muestra la ruta de la línea, los principales obstáculos se encuentran a la altura del peaje de la autopista 6 de noviembre, a continuación, se muestra gráficamente lo expuesto.



2. Línea 138kV Guerra – Isabela – Palamara

Se ha identificado una ruta que podría ser utilizada para entrar a la ciudad de Santo Domingo, la cual podría perderse por el desarrollo urbanístico que experimenta la ciudad en esa zona, nos referimos a la autopista Charles de Gaulle a la altura del Hospital Ney Arias Lora. Esta ruta está disponible actualmente, se propone adelantar la construcción de esta nueva línea y como una primera etapa, utilizarla para completar la terna disponible Palamara – Arrollo Hondo.

A continuación, se muestra una imagen en la cual se muestra el espacio disponible para la nueva línea.

3. Adquisición de terrenos

Para hacer viables los proyectos definidos es necesario asegurar los espacios desde este período, los terrenos identificados como necesarios son los siguientes:

- ✓ Itabo II
- ✓ Santiago Norte
- ✓ Gurabo
- ✓ Los Alcarrizos
- ✓ Pintura

Se estima que el costo de cada terreno sería unos **USD$250,000.00** cada uno, el valor real se sabrá al momento de negociar cada terreno con un tasador.

7.9.4 Proyectos priorizados al 2025

Luego de haber priorizado algunos proyectos, y haberlos adelantado en el tiempo, mostramos a continuación la distribución propuesta:

Tabla 135. Proyectos de líneas de transmisión 2020-2025 priorizados

PROYECTO ETED	TENSION kV	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
INTERCONEXION 138 VILLA ALTAGRACIA	138	ETED	2025	$ 104,832.18
INTERCONEXION 69 VILLA ALTAGRACIA	69	ETED	2025	$ 82,095.23
CRUCE CABRAL - BARAHONA	69	ETED	2025	$ 738,857.11
INTERCONEXION 69 QUITA CORAZA	69	ETED	2025	$ 41,047.62
INTERCONEXION 138 LA VEGA II	138	ETED	2025	$ 209,664.36
INTERCONEXION 69_1 LA VEGA II	69	ETED	2025	$ 2,959,122.73
INTERCONEXION 69_2 LA VEGA II	69	ETED	2025	$ 656,761.88
INTERCONEXION 69 SOSUA	69	ETED	2025	$ 41,047.62
INTERCONEXION 138 MICHES	138	ETED	2025	$ 6,933,489.18
INTERCONEXION 138 UVERO ALTO	138	ETED	2025	$ 4,814,923.04
SANTIAGO NORTE-CANABACOA	138	ETED	2025	$ 7,375,038.41
INAPA-MADRE VIEJA (SADOSA)	69	ETED	2025	$ 985,142.81
PCATALINA - KM 15 AZUA II	345	ETED	2025	$ 56,453,237.00
KM 15 AZUA - KM 15 AZUA II	138	ETED	2025	$ 320,091.00
LT NARANJO - GUAYUBIN	345	ETED	2025	$ 62,755,555.56
INTERCONEXIONES ERNC NOROESTE	138	ETED	2025	$ 1,420,577.00
DESCONEXION SPM I DE ANILLO ESTE	138	ETED	2025	$ 905,561.78
LT GUERRA-RESTAURADORES-VMELLA II-ISABELA	138	ETED	2025	$ 13,117,418.46
LT SOTERRADA ISABELA - METROPOLITANO	138	ETED	2025	$ 13,679,799.13
LT JULIO SAURI - PINTURA	138	ETED	2025	$ 5,118,992.57
LT PINTURA - LOS PRADOS	138	ETED	2025	$ 18,999,721.02
LT PINTURA - EVARISTO MORALES	138	ETED	2025	$ 21,469,684.75
				$ 219,182,660.44

Tabla 136. Proyectos de subestaciones de transmisión 2020-2025 priorizados

PROYECTO ETED	TENSION kV	ATRIBUIBLE A:	PRIORIZACION	COSTO PARA ETED [USD]
VILLA ALTAGRACIA	138	ETED	2025	$ 4,181,442.52
LA VEGA II	138/69	ETED	2025	$ 5,226,803.15
SOSÚA	69	ETED	2025	$ 1,042,220.17
SANTIAGO NORTE	138	ETED	2025	$ 8,697,400.44
SVC DUVERGÉ 15 - 25 MVAr	69	ETED	2025	$ 4,285,714.29
SVC PALAMARA 30 - 60 MVAr	69	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC HERRERA 20 - 60 MVAr	69	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC LA VEGA II, 0 - 70 MVAr	69	ETED	2025	$ 12,000,000.00
SVC SFM, 30 - 60 MVAr	69	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC PDORADA, 20 - 60 MVAr	69	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SVC HIGUEY II, 20 - 60 MVAr	69	ETED	2025	$ 10,285,714.29
SUBESTACION KM 15 AZUA II	345/138	ETED	2025	$ 33,000,000.00
SUBESTACION GUAYUBIN	345/138	ETED	2025	$ 23,823,867.44
TRANSFORMADOR HERRERA	138/69	ETED	2025	$ 1,500,000.00
AMPLIACIÓN SE ISABELA	138	ETED	2025	$ 4,181,442.52
AMPLIACION GIS METROPOLITANO	138	ETED	2025	$ 4,750,000.00
SUBESTACION PINTURA	138	ETED	2025	$ 9,500,000.00
				$ 163,617,461.95

7.10 RESUMEN DE COSTOS

Tabla 137. Resumen del costo del Plan de Expansión de Transmisión 2020-2035

ATRIBUIBLES A:	COSTOS (USD) AL 2025	COSTOS (USD) AL 2030	COSTOS (USD) AL 2035
SISTEMA DE TRANSMISION	$ 382,800,122.39	$ 58,850,492.79	$ 26,242,637.59
DISTRIBUCION	$ 82,700,711.05	$ 32,957,260.26	$ 54,569,606.34
GENERACION	$ 121,730,503.34	$ 34,812,185.27	$ -
SUBTOTALES	**$ 587,231,336.77**	**$ 126,619,938.32**	**$ 80,812,243.93**
		TOTAL	**$ 794,663,519.02**

En la tabla anterior se muestra el resumen de costos asociados a la expansión del STN, se muestra que para el periodo 2020 – 2025 el monto de inversión supera los demás períodos. Esto es debido a las exigencias que hace el cambio en la matriz energética, el cual implica un cambio estructural del STN, desde el punto de vista de capacidad térmica y regulación de tensión.

Se incluye en los montos de la tabla anterior los proyectos de soterrado de las nuevas redes de reparto dentro de la ciudad de santo Domingo, así como también las subestaciones de transición de las redes que entrarían a la ciudad, se detalla a continuación:

Tabla 138. Resumen del costo del proyecto de soterrado Santo Domingo 2035

PROYECTO ETED	ATRIBUIBLE A:	AÑO	COSTO PARA ETED [USD]
AMPLIACIÓN SE ISABELA	ETED	2035	4,181,442.52
LT SOTERRADA ISABELA - METROPOLITANO	ETED	2035	13,679,799.13
AMPLIACION GIS METROPOLITANO	ETED	2035	4,750,000.00
SUBESTACION PINTURA	ETED	2035	9,500,000.00
LT PINTURA - LOS PRADOS	ETED	2035	18,999,721.02
LT PINTURA - EVARISTO MORALES	ETED	2035	21,469,684.75
LT EVARISTO MORALES - PARAISO	ETED	2035	7,599,888.41
			80,180,535.82

A estos proyectos se añaden proyectos asociados a las empresas de distribución, esto es, las subestaciones Capotillo 138/12.5 y Evaristo Morales 138/12.5kV.

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El desarrollo de este plan estuvo basado en las propuestas de desarrollo futuro de la oferta y la demanda, así como también en cuál sería la forma que minimice el costo de inversión en el largo plazo de las redes de alta tensión, las cuales deben permitir que pueda tranzarse toda la energía que el sistema requiera sin que existan restricciones de red.

En primer lugar, observamos que para enfrentar el crecimiento previsto de la generación y flexibilizar su integración en el SENI es necesario cambiar la estructura del sistema de transmisión. Idealmente esto debe realizarse sobre la base de un plan de crecimiento de la generación, si no lo tenemos, la visión de largo plazo se nubla considerablemente y las redes de transmisión no necesariamente serán eficientemente dimensionadas. Para los fines de este plan, se definió la forma óptima para la integración de toda la generación prevista. Para esto debe invertirse al año 2025 un monto de **USD$587,231,336.77**de los cuales, USD$382,800,122.39 son atribuibles al crecimiento del propio sistema de transmisión, USD$82,700,711.05 son atribuibles al crecimiento del sistema de distribución, y **USD$121,730,503.34** son atribuibles a la integración nuevas centrales de generación.

Para enfrentar el crecimiento previsto de la demanda también es necesario re-estructurar las redes de reparto dentro de los principales centros de consumo. Esto implica construir nuevas redes y reconfigurar parte de la red existente, además, aumentar el nivel de tensión de algunas subestaciones de distribución. Como se mencionó anteriormente, debe invertirse en el STN un total de USD$82,700,711.05 los cuales son atribuibles al crecimiento del sistema de distribución, debe invertirse además un monto aproximado de USD$80,180,535.82 en el soterrado de redes dentro del gran Santo Domingo.

De este plan se derivan varios proyectos de inversión, entre los cuales destacamos:

- ✓ Ampliación del sistema a 345kV.
- ✓ Soterrados de las nuevas redes del gran Santo Domingo y la reconfiguración de las redes existentes.
- ✓ Compensación de potencia reactiva.
- ✓ Nuevas líneas de reparto desde las subestaciones principales, hacia Santo Domingo y Santiago.

Estos proyectos, por los montos de inversión, es altamente recomendable construirlos con financiamiento externo.

Para lograr los objetivos planteados por el gobierno central de la República Dominicana de modificar la matriz energética y hacerla más amigable con el medio ambiente de una forma sostenible y económica en el mediano-largo plazo, es necesario ampliar el sistema de transmisión 345kV hacia las zonas de alto perfil energético, esto permitirá la expansión del parque de generación, basado en los recursos renovables disponibles en esas zonas, sin restricciones de red. El monto que implican estas ampliaciones es **USD$180,732,660.00**

Bajo las premisas e insumos de este plan se deriva un costo de ampliación de la red al 2035 de **USD$794,663,519.02**. Este monto implica la construcción de unos 1,094 km de nuevas redes de transmisión en los diferentes niveles de tensión, además 3,177 MVA de transformación, principalmente 345/138kV. Si estos proyectos no se construyen se compromete la integración técnico-económica de los proyectos de generación y distribución definidos.

Recomendamos que para la elaboración del próximo plan de expansión de la generación incluyan respuestas a las siguientes preguntas:

- ✓ ¿Qué vamos a desarrollar?
- ✓ ¿Cómo lo vamos a desarrollar?
- ✓ ¿Dónde desarrollaré?
- ✓ ¿Cuánto desarrollaré?
- ✓ ¿Cuándo desarrollaré?

Es necesario elaborar un plan para asegurar la franja de servicio de la red existente ya que su ocupación implica un problema de seguridad para la población, construcción de nuevas redes, y/o en el mejor de los casos re-configuraciones.

Es necesario que las empresas distribuidoras de energía eléctrica no solo informen sobre los proyectos que pretenden desarrollar y que requieren la participación de ETED, sino, que se ajusten a los tiempos que declaran para la ejecución y puesta en servicio de dichos proyectos. Esto permitirá a la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana tomar decisiones dentro del marco de la eficiencia en cuanto a sus responsabilidades en los proyectos que involucran a ambas entidades.

A modo de ilustración de lo mencionado en el párrafo anterior, en este plan de transmisión se propone la sustitución (por uno de mayor capacidad) del transformador de la subestación Herrera por el alto nivel de carga que alcanza (93%), además de la instalación de un SVC en lado 69 kV de dicha subestación. Lo cierto es que esta sugerencia depende de la construcción o no de la subestación Anacaona, un proyecto de EdeSur. De ser construida dicha subestación, que relajaría el nivel de carga del transformador de Herrera, no sería necesario sustituirlo, sino, que más bien se definiría un SVC para instalarse del lado 138 kV de SE Herrera, en vez del lado 69 kV.

Sugerimos que la SIE reconozca para este periodo regulatorio los proyectos propios del sistema de transmisión, además, que los proyectos de transmisión que hemos identificado en este plan que son atribuibles a la generación sean construidos por los propios desarrolladores y repagados a través del peaje por la ETED, ya que esto evita:

- ✓ Retrasos para los desarrolladores.
- ✓ Incertidumbre para la ETED sobre cuando construir la red.

Se le sugiere a la Superintendencia de Electricidad, instruir al Organismo Coordinador del SENI, responsable de la planificación de la operación y las transacciones económicas, que, en los informes mensuales de operación, incluya el costo de cada restricción operativa atribuible a ETED (si ocurriera), esto servirá como señal de corto plazo para la evaluación técnico-económica de las posibles soluciones de largo plazo.

9 TRABAJOS FUTUROS

Con base en las revisiones del año 2040, así como también en la probabilidad de ocurrencia de las asunciones de este plan, recomendamos que en las próximas revisiones de este plan se incluya lo siguiente:

- ✓ Verificación de cumplimiento del plan indicativo de la expansión de la generación.
- ✓ Verificación del cumplimiento o de variación del plan de expansión de las empresas de distribución.
- ✓ Debido a que en el 2035 es necesario ampliar la capacidad de transformación en la subestación EL Naranjo, es necesario incluir en los análisis futuros si es factible construir una nueva subestación 345/138kV en el norte de Santiago, o si ampliar la capacidad a nivel 138kV desde una nueva subestación 345/138kV en el nordeste es suficiente.
- ✓ Es necesario estudiar la necesidad de una nueva subestación 345/138kV en el nordeste, se presenta la necesidad pues desde el 202036 se observó que una salida de la línea 345kV Naranjo – Julio Sauri provoca grandes restricciones y sobrecostos en la operación del SENI.
- ✓ Para una demanda de 6,860 MW las redes de la zona central operan de manera holgada excepto por el anillo Monte Plata, el enlace Hainamosa – Dajao muestra alto nivel de carga, parece conveniente que la línea Guerra – Restauradores – Isabela se construida con la capacidad de llevar tres circuitos 138kV, de los cuales, uno puede ser usado para desconectar Dajao de Hainamosa, y conectarlo directamente a la subestación Guerra, esto permitirá eliminar la sobrecarga de tramo Hainamosa – Dajao y además reducirá la exigencia a la línea Guerra – Hainamosa.
- ✓ Las zonas hacia donde se amplió el sistema 345kV opera de manera holgada, a saber, Área Sur y Área Noroeste.
- ✓ El Área Este opera con debilidad pues las líneas 138kV SPM II – Romana, Los Orígenes – SPM I y SPM II – Hato Mayor operan en sobrecarga. Es conveniente incluir en los próximos análisis del plan de expansión la ampliación de la barra 138kV de Hato Mayor, seccionar la barra con interruptor y remover las redes que llegan a ella, las líneas 138kV Bayaguana/Guerra PV – Hato

[36] Desvío de la línea 345kV Naranjo-Julio Sauri por construcción de subestación Bonao III.

Mayor, crear un anillo 138kV en la ciudad de San Pedro, así como también una nueva línea hacia La Romana.

- ✓ La zona del nordeste presenta problemas de congestión, incluso habiendo construido la subestación Cotuí 138/12.5 kV, las congestiones inician, desde la subestación Canabacoa. Una solución es continuar con la línea 138kV Cotuí – Pimentel, esto resuelve las congestiones.
- ✓ Desde los análisis de los periodos anteriores se observa que el sistema 345kV tiene congestiones en los transformadores de potencia de las SSEE Naranjo y Julio Sauri, en el periodo del 2030 se recomendó instalar un tercer transformado en la subestación El Naranjo, pero al 2040 ya se observan sobrecargas, es recomendable que en la próxima revisión del plan se empiecen a cerrar los anillos 345kV. Se ha identificado que, en el nordeste, por razones de confiabilidad, estabilidad de tensión y por abastecimiento es necesario construir una nueva subestación 345/138kV.

10 ANEXOS

10.1 DIAGRAMAS UNIFILARES

10.1.1 Área Central

10.1.2 Área Este

10.1.3 Área Norte

10.1.4 Área Sur

10.1.5 Sistema 345kV

10.2 MAPAS

10.2.1 Área Central

10.2.2 Área Este

10.2.3 Área Norte

10.2.4 Área Sur

10.2.5 Sistema 345kV