

INFORME DE ESTUDIO DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN 2026-2027

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	15
<u>1. Siglas</u>	<u>18</u>
<u>2. OBJETIVO Y ALCANCES</u>	<u>19</u>
<u>3. METODOLOGÍA.....</u>	<u>20</u>
3.1. RÉGIMEN PERMANENTE	20
3.1.1. FLUJOS ELÉCTRICOS DE CASOS BASE.....	20
3.1.2. ANÁLISIS LINEAL DE CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA	20
3.1.3. ESTUDIO DE CONTINGENCIAS	21
3.1.4. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE.....	21
3.2. RÉGIMEN DINÁMICO	22
3.2.1. OBJETIVOS.....	22
3.2.2. ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DINÁMICO	23
3.2.3. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	24
3.2.4. VARIABLES MONITOREADAS	24
3.2.5. HUECOS DE TENSIÓN	25
3.3. ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIOS	25
<u>4. CRITERIOS DE SEGURIDAD Y CALIDAD EMPLEADOS.....</u>	<u>25</u>
<u>5. MODELOS DE SIMULACIÓN Y BASE DE DATOS UTILIZADA.....</u>	<u>26</u>
<u>6. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA TOTAL Y SELECCIÓN DE ESCENARIOS DE CARGA</u>	<u>26</u>
<u>7. PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y PERFIL DE GENERACIÓN DE LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS.....</u>	<u>29</u>
<u>8. PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN</u>	<u>33</u>
<u>9. PERFIL DE CARGA RETIRADA DE LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS</u>	<u>34</u>
<u>10. RESULTADOS</u>	<u>38</u>
10.1. FLUJOS ELÉCTRICOS DE CASOS BASE SIN TRANSFERENCIAS.....	38
10.1.1. CASOS BASE 2026	38
10.1.2. CASOS BASE 2027	48
10.1.3. RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS CASOS BASES SIN TRANSFERENCIAS.....	58
10.2. ANÁLISIS LINEAL DE LA RED DE TRANSMISIÓN PARA LOS ESCENARIOS DE 2026 Y 2027	60
10.2.1. RESULTADOS DEL ANÁLISIS LINEAL PARA EL 2026	60
10.2.2. RESULTADOS DEL ANÁLISIS LINEAL PARA EL 2027	65
10.2.3. RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS LINEAL	72
10.3. ESTUDIO DE CONTINGENCIAS EN LA RED DE TRANSMISIÓN Y PARQUE DE GENERACIÓN	74
10.3.1. EVALUACIÓN DEL CASO SIN TRANSFERENCIAS:	75
10.3.2. EVALUACIÓN DEL CASO DE TRANSFERENCIA GUA =>ESA:	88
10.3.3. EVALUACIÓN DEL CASO DE TRANSFERENCIA ESA => GUA:	96
10.3.4. EVALUACIÓN DEL CASO DE TRANSFERENCIA HON => ESA:	103
10.3.5. EVALUACIÓN DEL CASO DE TRANSFERENCIA ESA => HON:	110
10.3.6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIAS	117
10.3.7. RESUMEN DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS CON FLUJOS AC	153

10.4. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	157
10.4.1. RESUMEN DEL ANÁLISIS ESTABILIDAD DE VOLTAJE	163
10.5. DESEMPEÑO DINÁMICO	164
10.5.1. DISPARO DE UNA UNIDAD DE 15SE EN DEMANDA MÁXIMA DE LA ÉPOCA SECA DE 2026.....	166
10.5.2. DISPARO DE UNA UNIDAD DE 15SE EN DEMANDA MÁXIMA DE LA ÉPOCA LLUVIOSA DE 2026.....	170
10.5.3. DISPARO DE UNA UNIDAD DE 15SE EN DEMANDA MÁXIMA DE LA ÉPOCA LLUVIOSA DE 2027.....	173
10.5.4. DISPARO DE UNA UNIDAD DE 15SE EN DEMANDA MEDIA DE LA ÉPOCA LLUVIOSA DE 2026.	177
10.5.5. RESUMEN DEL ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DINÁMICO.	181
10.6. ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	182
10.6.1. CONTINGENCIA SMAT-NEJA EN DEMANDA MÁXIMA DE LA ÉPOCA LLUVIOSA DE 2026.	183
10.6.2. CONTINGENCIA SMAT-NEJA EN DEMANDA MÍNIMA DE LA ÉPOCA LLUVIOSA DE 2026.....	186
10.6.3. CONTINGENCIA SMAT-NEJA EN DEMANDA MÁXIMA DE LA ÉPOCA LLUVIOSA DE 2027.....	188
10.6.4. CONTINGENCIA SMAT-NEJA EN DEMANDA MÍNIMA DE LA ÉPOCA LLUVIOSA DE 2027.....	190
10.6.5. RESUMEN ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.	193
10.7. HUECO DE TENSIÓN	193
10.7.1. RESUMEN DEL ANÁLISIS DE HUECO DE TENSIÓN.	195
<u>11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</u>	<u>196</u>

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 6.1: resumen de escenarios de carga total de generación a simular.	27
Cuadro 6.2: escenarios analizados.	27
Cuadro 6.3: valores de demanda para el análisis de sensibilidad.	28
Cuadro 6.4: valores de demanda para el análisis de sensibilidad en el escenario de demanda máxima.	28
Cuadro 7.1: proyectos incluidos para el año 2027.	29
Cuadro 7.2: resumen por tecnología del despacho considerado para el 2026.	30
Cuadro 7.3: resumen por tecnología del despacho considerado para el 2027.	30
Cuadro 7.4: perfil de generación (MW) por planta para los escenarios de 2026.	30
Cuadro 7.5: perfil de generación (MW) por planta para los escenarios de 2027.	31
Cuadro 7.6: generación en el nodo de Acajutla para el año 2026.	32
Cuadro 7.7: generación en el nodo de Acajutla para el año 2027.	32
Cuadro 7.8: generación (MW) por zona geográfica para el año 2026.	33
Cuadro 7.9: generación (MW) por zona geográfica para el año 2027.	33
Cuadro 9.1: demanda de potencia activa (MW) por subestación y nivel de voltaje para 2026.	34
Cuadro 9.2: demanda de potencia reactiva (Mvar) por subestación y nivel de voltaje para 2026.	35
Cuadro 9.3: demanda de potencia activa (MW) por subestación y nivel de voltaje para 2027.	35
Cuadro 9.4: demanda de potencia reactiva (Mvar) por subestación y nivel de voltaje para 2027.	36
Cuadro 9.5: demanda (MW) por zona geográfica para el 2026.	37
Cuadro 9.6: demanda (MW) por zona geográfica para el 2027.	37
Cuadro 10.1.1: evaluación de las condiciones normales de operación para 2026.	39
Cuadro 10.1.2: elementos de transmisión con carga igual o mayor al 90%, para 2026.	40
Cuadro 10.1.3: 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa por escenario de 2026.	40
Cuadro 10.1.4: sobrecarga en transformadores de demanda, en condiciones normales de operación en 2026, escenarios de sensibilidad.	43
Cuadro 10.1.5: evaluación de las condiciones normales de operación para el 2027.	50
Cuadro 10.1.6: elementos de transmisión con carga igual o mayor al 90% para 2027.	50
Cuadro 10.1.7: 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa por escenario de 2027.	51
Cuadro 10.1.8: sobrecarga en transformadores de demanda, en condiciones normales de operación en 2027, escenarios de sensibilidad.	54
Cuadro 10.2.1: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2026. ..	60

Cuadro 10.2.2: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2026, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.	61
Cuadro 10.2.3: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2026.	62
Cuadro 10.2.4: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2026.	63
Cuadro 10.2.5: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2026.	64
Cuadro 10.2.6: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2026.	65
Cuadro 10.2.7: información de la importación máxima desde Honduras para el 2026.	65
Cuadro 10.2.8: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2027. ..	65
Cuadro 10.2.9: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2027, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.	66
Cuadro 10.2.10: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2027.	68
Cuadro 10.2.11: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2027.	69
Cuadro 10.2.12: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2027.	69
Cuadro 10.2.13: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación para el 2027.	71
Cuadro 10.2.14: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2027.	71
Cuadro 10.2.15: información de la importación máxima desde Honduras para el 2027.	72
 Cuadro 10.3.1: resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2026, sin transferencias.	 75
Cuadro 10.3.2: resultados ante contingencias para los escenarios de época lluviosa de 2026, sin transferencias.	75
Cuadro 10.3.3: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.	77
Cuadro 10.3.4: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2026, sin transferencias.	77
Cuadro 10.3.5: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2026, sin transferencias. ...	78
Cuadro 10.3.6: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.	79
Cuadro 10.3.7: 10 devanados de los autotransformadores con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.	80
Cuadro 10.3.8: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2026, sin transferencias.	80
Cuadro 10.3.9: Resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2027, sin transferencias.	81
Cuadro 10.3.10: Resultados ante contingencias para los escenarios de época lluviosa de 2027, sin transferencias.	82

Cuadro 10.3.11: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2027, sin transferencias.	83
Cuadro 10.3.12: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2027, sin transferencias.	84
Cuadro 10.3.13: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2027, sin transferencias. .	84
Cuadro 10.3.14: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2027, sin transferencias.	86
Cuadro 10.3.15: 10 devanados de los autotransformadores con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2027, sin transferencias.	87
Cuadro 10.3.16: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2027, sin transferencias.	87
Cuadro 10.3.17: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, importación desde Guatemala.	88
Cuadro 10.3.18: resultados ante contingencias para los escenarios de 2027, importación desde Guatemala.	92
Cuadro 10.3.19: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, exportación hacia Guatemala.	96
Cuadro 10.3.20: resultados ante contingencias para los escenarios de 2027, exportación hacia Guatemala.	100
Cuadro 10.3.21: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, importación desde Honduras.	103
Cuadro 10.3.22: resultados ante contingencias para los escenarios de 2027, importación desde Honduras.	107
Cuadro 10.3.23: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, exportación hacia Honduras.	111
Cuadro 10.3.24: resultados ante contingencias para los escenarios de 2027, exportación hacia Honduras.	114
Cuadro 10.4.1: resumen del análisis de estabilidad de voltaje para el 2026.	158
Cuadro 10.4.2: condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados, para el 2026.	158
Cuadro 10.4.3: resumen del análisis de estabilidad de voltaje para el 2027.	161
Cuadro 10.4.4: condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados, para el 2027.	161
Cuadro 10.5.1: desbalance causado por las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, por escenario de transferencia, para el 2026.	165
Cuadro 10.5.2: desbalance causado por las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, por escenario de transferencia, para el 2027.	165
Cuadro 10.6.1: Contingencias con los valores promedios más bajos, para el voltaje mínimo alcanzado, en los escenarios de 2026.	182

Cuadro 10.6.2: Contingencias con los valores promedios más bajos, para el voltaje mínimo alcanzado, en los escenarios de 2026.....	183
--	-----

Cuadro 11.1: valores máximos de importación desde Guatemala en los de escenarios 2026.....	196
Cuadro 11.2: valores máximos de importación Honduras en los de escenarios 2026.	197
Cuadro 11.3: valores máximos de importación desde Guatemala en los de escenarios 2027.....	198
Cuadro 11.4: valores máximos de importación desde Honduras en los de escenarios 2027.....	200
Cuadro 11.5: valores máximos de exportación hacia Guatemala en los de escenarios 2026.	201
Cuadro 11.6: valores máximos de exportación hacia Honduras en los de escenarios 2026.	202
Cuadro 11.7: valores máximos de exportación hacia Guatemala en los de escenarios 2027.	204
Cuadro 11.8: valores máximos de exportación hacia Honduras en los de escenarios 2027.	205
Cuadro 11.9: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2026.....	207
Cuadro 11.10: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2027.	207

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 10.1.1: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2026.....	38
Figura 10.1.2: comparación de los datos compensación reactiva para el 2026.	39
Figura 10.1.3: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2026.	41
Figura 10.1.4: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2026.	42
Figura 10.1.5: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda máxima, época seca de 2026.....	43
Figura 10.1.6: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda media, época seca de 2026.....	44
Figura 10.1.7: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda mínima, época seca de 2026.....	45
Figura 10.1.8: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda máxima, época lluviosa de 2026.....	46
Figura 10.1.9: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda media, época lluviosa de 2026.....	47
Figura 10.1.10: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda mínima, época lluviosa de 2026.....	48
Figura 10.1.11: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2027.....	48
Figura 10.1.12: comparación de los datos compensación reactiva para el 2027.	49
Figura 10.1.13: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2027.	52
Figura 10.1.14: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2027.	53
Figura 10.1.15: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda máxima, época seca de 2027.....	54

Figura 10.1.16: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda media, época seca de 2027.....	55
Figura 10.1.17: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda mínima, época seca de 2027.....	56
Figura 10.1.18: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda máxima, época lluviosa de 2027.....	56
Figura 10.1.19: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda media, época lluviosa de 2027.....	57
Figura 10.1.20: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda mínima, época lluviosa de 2027.....	58
Figura 10.2.1: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2026.....	61
Figura 10.2.2: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que es afectado por las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2026.	62
Figura 10.2.3: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2026.....	64
Figura 10.2.4: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2027.....	67
Figura 10.2.5: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la generación en la subestación ACAJ para el 2027.....	68
Figura 10.2.6: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2027.....	70
Figura 10.2.7: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la capacidad de exportación para el 2027.....	71
Figura 10.3.1: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA contra la demanda nacional en el 2026, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.....	76
Figura 10.3.2: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2026, sin transferencias.	79
Figura 10.3.3: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2026, sin transferencias.	81
Figura 10.3.4: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2027 contra la demanda nacional, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.	83
Figura 10.3.5: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2027, sin transferencias.	86
Figura 10.3.6: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2027, sin transferencias.	88
Figura 10.3.7: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2026.....	89

Figura 10.3.8: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2026.	90
Figura 10.3.9: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2026.	91
Figura 10.3.10: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2026.	92
Figura 10.3.11: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2027.	93
Figura 10.3.12: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2027.	94
Figura 10.3.13: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2027.	95
Figura 10.3.14: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2027.	96
Figura 10.3.15: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2026.	97
Figura 10.3.16: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2026.	98
Figura 10.3.17: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2026.	99
Figura 10.3.18: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2026.	99
Figura 10.3.19: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2027.	101
Figura 10.3.20: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2027.	102
Figura 10.3.21: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2026.	102
Figura 10.3.22: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2027.	103
Figura 10.3.23: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2026.	104
Figura 10.3.24: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2026.	105
Figura 10.3.25: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2026.	106
Figura 10.3.26: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2026.	106
Figura 10.3.27: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2027.	108

Figura 10.3.28: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2027.	109
Figura 10.3.29: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2027.	109
Figura 10.3.30: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2027.	110
Figura 10.3.31: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2026.	111
Figura 10.3.32: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2026.	112
Figura 10.3.33: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2026.	113
Figura 10.3.34: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Honduras en el 2026.	114
Figura 10.3.35: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2027.	115
Figura 10.3.36: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2027.	116
Figura 10.3.37: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2027.	116
Figura 10.3.38: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Honduras en el 2027.	117
Figura 10.3.39: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda máxima, de la época seca de 2026.	119
Figura 10.3.40: límites de transferencias totales para el escenario de demanda máxima, de la época seca de 2026.	120
Figura 10.3.41: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda media, de la época seca de 2026.	122
Figura 10.3.42: límites de transferencias totales para el escenario de demanda media, de la época seca de 2026.	123
Figura 10.3.43: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda mínima, de la época seca de 2026.	125
Figura 10.3.44: límites de transferencias totales para el escenario de demanda mínima, de la época seca de 2026.	126
Figura 10.3.45: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda máxima, de la época seca de 2027.	128
Figura 10.3.46: límites de transferencias totales para el escenario de demanda máxima, de la época seca de 2027.	129
Figura 10.3.47: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda media, de la época seca de 2027.	131

Figura 10.3.48: límites de transferencias totales para el escenario de demanda media, de la época seca de 2027.....	132
Figura 10.3.49: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda mínima, de la época seca de 2027.....	134
Figura 10.3.50: límites de transferencias totales para el escenario de demanda mínima, de la época seca de 2027.....	135
Figura 10.3.51: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda máxima, de la época lluviosa de 2026.....	137
Figura 10.3.52: límites de transferencias totales para el escenario de demanda máxima, de la época lluviosa de 2026.....	138
Figura 10.3.53: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda media, de la época lluviosa de 2026.....	140
Figura 10.3.54: límites de transferencias totales para el escenario de demanda media, de la época lluviosa de 2026.....	141
Figura 10.3.55: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda mínima, de la época lluviosa de 2026.....	143
Figura 10.3.56: límites de transferencias totales para el escenario de demanda mínima, de la época lluviosa de 2026.....	144
Figura 10.3.57: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda máxima, de la época lluviosa de 2027.....	145
Figura 10.3.58: límites de transferencias totales para el escenario de demanda máxima, de la época lluviosa de 2027.....	146
Figura 10.3.59: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda media, de la época lluviosa de 2027.....	148
Figura 10.3.60: límites de transferencias totales para el escenario de demanda media, de la época lluviosa de 2027.....	149
Figura 10.3.61: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda mínima, de la época lluviosa de 2027.....	151
Figura 10.3.62: límites de transferencias totales para el escenario de demanda mínima, de la época lluviosa de 2027.....	152
 Figura 10.4.1: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2026.....	 159
Figura 10.4.2: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2026.....	160
Figura 10.4.3: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2027.....	162
Figura 10.4.4: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2027.....	163
 Figura 10.5.1: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.....	 166
Figura 10.5.2: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.....	167

Figura 10.5.3: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.	167
Figura 10.5.4: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.	168
Figura 10.5.5: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.	168
Figura 10.5.6: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.	169
Figura 10.5.7: flujo (MVA) de las líneas 230 kV de ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.	169
Figura 10.5.8: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	170
Figura 10.5.9: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	170
Figura 10.5.10: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	171
Figura 10.5.11: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	171
Figura 10.5.12: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	172
Figura 10.5.13: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	172
Figura 10.5.14: flujo (MVA) de las líneas de 230 kV de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	173
Figura 10.5.15: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	174
Figura 10.5.16: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	174
Figura 10.5.17: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	175
Figura 10.5.18: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	175
Figura 10.5.19: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	176
Figura 10.5.20: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	176
Figura 10.5.21: flujo (MVA) de las líneas de 230 kV de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	177
Figura 10.5.22: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027.	178
Figura 10.5.23: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027.	178
Figura 10.5.24: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027.	179
Figura 10.5.25: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027. ..	179
Figura 10.5.26: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027. ..	180
Figura 10.5.27: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027. ..	180
Figura 10.5.28: flujo (MVA) de las líneas de 230 kV de ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027.	181
 Figura 10.6.1: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	 183
Figura 10.6.2: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	 184
Figura 10.6.3: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	 184

Figura 10.6.4: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	185
Figura 10.6.5: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	185
Figura 10.6.6: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.	185
Figura 10.6.7: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.	186
Figura 10.6.8: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.	186
Figura 10.6.9: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.	187
Figura 10.6.10: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.	187
Figura 10.6.11: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.	187
Figura 10.6.12: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.	188
Figura 10.6.13: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	188
Figura 10.6.14: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	189
Figura 10.6.15: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	189
Figura 10.6.16: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	189
Figura 10.6.17: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	190
Figura 10.6.18: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2027.	190
Figura 10.6.19: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.	191
Figura 10.6.20: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.	191
Figura 10.6.21: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.	191
Figura 10.6.22: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.	192
Figura 10.6.23: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.	192

Figura 10.6.24: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027. 192

Figura 10.7.1: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla, escenario de demanda media de la época seca de 2026. 194

Figura 10.7.2: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla, escenario de demanda media de la época lluviosa de 2026. 194

Figura 10.7.3: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla, escenario de demanda media de la época seca de 2027. 195

Figura 10.7.4: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla, escenario de demanda media de la época lluviosa de 2027. 195

Resumen ejecutivo

Este resumen ejecutivo sintetiza los hallazgos del "Informe de Estudio de Restricciones de Transmisión 2026-2027", elaborado por la Unidad de Transacciones (UT) para identificar limitaciones operativas y garantizar el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de El Salvador.

1. Objetivo y Alcance

El estudio evalúa el comportamiento del sistema de transmisión nacional ante diversos escenarios de demanda y generación para el periodo 2026-2027, conforme al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP). Se analizaron regímenes permanentes y transitorios electromecánicos, incluyendo suficiencia de capacidad, límites de importación/exportación con el Sistema Eléctrico Regional (SER), estabilidad de voltaje y desempeño dinámico ante contingencias.

2. Metodología y Escenarios

Se empleó el software PSS/E para simulaciones de flujos de potencia (AC/DC), análisis lineal de transferencia, curvas Q-V para estabilidad de voltaje y simulaciones dinámicas de 30 segundos.

- **Escenarios:** Se definieron condiciones de demanda máxima, media y mínima para las épocas seca (marzo-abril) y lluviosa (septiembre-octubre). Para cada escenario de demanda se hicieron escenarios de sensibilidad para evaluar el impacto de la demanda nacional en los resultados.
- **Expansión:** Para 2027 se incorporan las plantas solares fotovoltaicas Costa Solar, Santa Ana IV y Los Almendros, así como la subestación Tamanique 115/46 kV.

3. Principales Restricciones y Hallazgos

A. Caso Base sin transferencias

- **Sobrecargas en Transformadores:** Se identificaron sobrecargas en los transformadores de las subestaciones San Bartolo (SBAR) y San Antonio (SANT) durante la época seca, tanto en 2026 como en 2027. Los transformadores T1 y T2 de SBAR superan su capacidad nominal ante demandas nacionales superiores a 1,156 MW en el escenario de demanda máxima, y el transformador T1 de SANT presenta sobrecarga en demanda media para valores superiores a 1,126 MW. Ante estas condiciones, se requerirán traslados de carga en tiempo real hacia otras subestaciones.
- **Autotransformadores de Nejapa (NEJA):** Representan el punto más crítico del sistema. La pérdida de uno de ellos (contingencia N-1) provoca la sobrecarga inmediata del equipo remanente, incluso en escenarios sin transferencias regionales durante la época seca.
- **Líneas de Transmisión:** Las líneas con mayores flujos de potencia activa incluyen ACAJ-ATEO-01, SRAF-SMAR-01 y las ternas de 230 kV AHUA-NEJA.

B. Análisis lineal

- **Generación en Acajutla (ACAJ):** La inyección máxima está limitada principalmente por la contingencia del autotransformador de Nejapa y la de la línea Acajutla - Sonsonate.
- **Exportación/Importación:** Las exportaciones hacia Guatemala y Honduras se ven limitadas principalmente por el disparo de una de las líneas de EDP hacia Ahuachapán, disparo de uno de los autotransformadores de la subestación 15 de Septiembre o el disparo de la línea SMAR-STOM. En cuanto a la capacidad de importación, la contingencia limitante es el disparo de uno de los autotransformadores de la subestación Nejapa.

C. Análisis de contingencias con flujos AC y en régimen permanente

- **Autotransformadores de Nejapa (NEJA):** Constituyen el elemento más crítico del sistema en ambos años. En la época seca de 2026 y 2027, la pérdida de uno de los autotransformadores (contingencia N-1) provoca la sobrecarga del equipo remanente incluso en la condición sin transferencias, en los escenarios de demanda media y mínima. En 2027, esta condición se extiende adicionalmente al escenario de demanda máxima de la época lluviosa.
- **Contingencia SMAR-STOM en 2027:** En el escenario de demanda media de la época lluviosa de 2027, el disparo de la línea SMAR-STOM provoca la sobrecarga de la línea NEJA-SANT-01 (100.64% de carga) aun sin transferencias. Esta condición es corregible en tiempo real mediante redespacho de generación.
- **Época Lluviosa 2026:** No se registran sobrecargas ni violaciones de voltaje en ninguno de los escenarios sin transferencias, lo que la convierte en la condición operativa más holgada del conjunto analizado.
- **Capacidades de intercambio regional:** La contingencia limitante en todos los escenarios de importación (tanto desde Guatemala como desde Honduras) es el disparo de uno de los autotransformadores de NEJA. La capacidad de exportación hacia ambos países alcanza el límite de 300 MW en la mayoría de los escenarios, excepto en demanda mínima de la época seca, donde las sobrecargas preexistentes en NEJA impiden cualquier nivel de exportación.

D. Análisis de estabilidad de voltaje

- **Ausencia de inestabilidad de voltaje:** No se observan condiciones de inestabilidad de voltaje en ninguno de los escenarios analizados para 2026 y 2027. En todos los casos, los nodos con menores reservas de potencia reactiva presentan un voltaje de colapso menor o igual a 0.6 p.u., mientras que su tensión poscontingencia se mantiene superior a 0.9 p.u., operando alejados del punto de colapso con reservas de reactivos superiores a 44 Mvar.

- **Margen de reactivos del sistema:** En el 95% de los casos simulados, la reserva de potencia reactiva poscontingencia supera los 97.46 Mvar, lo que constituye un margen adecuado para el control de tensión en los nodos monitoreados. Los nodos con menor reserva de reactivos corresponden principalmente a barras de 115 kV en la zona central y occidental del sistema (GUAJ, OZAT, TECO, CHIN, SMIG, SANA, NCUS, SBAR, OPIC y SMAT).
- **Contingencias con mayor impacto en la estabilidad de voltaje:** Las contingencias que producen el mayor impacto sobre las reservas de potencia reactiva del sistema son, principalmente: el disparo de las líneas SANT-NEJA, SOYA-NEJA y ACAJ-ATEO; las contingencias de transformadores ANTA y NEJA_AUTOTF1; las líneas SMAT-OPIC, VOLC-NCUS y AHUA-SANA; la salida del generador CGRA-U1; la línea SMAR-STOM; y la interconexión con Honduras (INTR_HOND_NNC). En todos los casos, el sistema mantiene márgenes de operación seguros.

C. Análisis Dinámico y Estabilidad

- **Sincronismo:** No se registraron pérdidas de sincronismo en los generadores ante fallas trifásicas liberadas en 6 ciclos.
- **Recuperación de la frecuencia:** Las desviaciones de frecuencia no alcanzan los umbrales de desconexión de carga (EDCBF) y regresan a la banda de operación normal tras las contingencias.
- **Recuperación del voltaje:** Los voltajes poscontingencia se recuperan rápidamente y los flujos en las líneas monitoreadas, aunque elevados durante la falla, disminuyen al liberarse y no superan los límites térmicos en régimen poscontingencia. Las fallas en la barra NEJA-115 son las que producen la mayor depresión de voltaje transitoria en las barras monitoreadas.
- **Huecos de Tensión:** El voltaje en los nodos de conexión de las plantas solares fotovoltaicas conectadas a la red de transmisión es menos exigente que la característica de Hueco de Tensión establecida en el reglamento, por lo que bajo los escenarios simulados no se producirían desconexiones innecesarias de estas plantas.

4. Conclusiones y Recomendaciones

1. **Refuerzo en Nejapa:** Es imperativo analizar soluciones para mitigar la carga de los autotransformadores de Nejapa, dado que presentan riesgos de sobrecarga incluso en condiciones operativas normales.
2. **Proyecto Smartvalves:** Se recomienda finalizar la instalación de compensadores serie estáticos síncronos (Smartvalves) en los autotransformadores de 15SE y en la línea NEJA-SANT-01 para reducir sobrecargas en ambos elementos de transmisión y ayudar a incrementar las transferencias regionales de manera segura.
3. **Gestión de Carga:** Ante demandas superiores a los límites de seguridad en SBAR y SANT, se requerirán traslados de carga en tiempo real hacia otras subestaciones.

4. **Regulación de ERNC:** Se considera necesario que las plantas solares conectadas a la red de distribución cumplan con los mismos requisitos de huecos de tensión que las de transmisión para evitar la pérdida masiva de generación ante fallas locales.

1. Siglas

ECS: Esquema de control suplementario.

EDCBF: Esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

EOR: Ente Operador Regional.

ERNC: Energía Renovable No Convencional (plantas solares fotovoltaicas y eólicas)

ESA: El Salvador.

IDC: Índice de desempeño de carga de los elementos de transmisión¹.

IDV: Índice de desempeño de voltaje².

MER: Mercado Eléctrico Regional.

MTI: Índice marginal de voltaje³.

PM: Participante del Mercado.

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

ROBCP: Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SER: Sistema Eléctrico Regional.

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

UT: Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

¹ Su definición puede encontrarse en "8.3 Estimating Severity Rankings for Single Line Outage", del "Program Operation Manual" del PSS/E V 33.

² Idem.

³ Su definición puede encontrarse en el artículo "Critical Contingencies Ranking for Dynamic Security Assessment Using Neural Networks" de Juan Manuel Gimenez Alvarez.

2. OBJETIVO Y ALCANCES

De acuerdo con el ROBCP, en el numeral 17.10.2, se establece: “La UT deberá realizar, por sí o través de terceros, estudios de las restricciones esperadas para los próximos dos años en el sistema de transmisión, y su impacto estimado en congestión y cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad, de acuerdo con los parámetros de desempeño mínimo del sistema vigente aprobado por la SIGET”.

Con base en lo anterior, se realizó el estudio de Evaluación de las Restricciones de Transmisión 2026, cuyo objetivo es identificar las restricciones de transmisión y violaciones de los parámetros de desempeño mínimo para los años 2026 y 2027, utilizando las técnicas disponibles de simulación del sistema eléctrico de potencia.

Este estudio del sistema de transmisión contempla los regímenes permanentes y de transitorios electromecánicos, necesarios para verificar el desempeño del sistema de transmisión nacional.

En forma general se consideran los siguientes aspectos:

- Suficiencia de la capacidad de los elementos existentes y planificados en el sistema de transmisión en régimen permanente y ante contingencias, para distintos niveles de transferencia regionales, época del año y demanda.
- Análisis de la máxima capacidad de importación y de exportación de El Salvador con el SER (interconexiones con Guatemala y Honduras), durante la operación normal y en estado de emergencia por disparos de líneas de transmisión y pérdidas de unidades generadoras.
- Verificación de violaciones en las bandas de voltaje durante la operación normal o en contingencia.
- Estabilidad de voltaje en regímenes de operación normal o en contingencia.
- Impacto en el desempeño dinámico del sistema ante perturbaciones provocadas por disparos de generación o fallas trifásicas en líneas de transmisión en las cercanías de las subestaciones.
- Desempeño del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.
- Evaluación de la operación de las plantas de generación ERNC ante huecos de tensión.

Cabe mencionar que el desempeño dinámico del sistema ante perturbaciones es función del desempeño del Sistema Eléctrico Regional (SER) y México, y, por lo tanto, los resultados dinámicos obtenidos de disparos de generación y fallas en líneas de transmisión locales están afectados por los regímenes de carga – generación de redes eléctricas externas a El Salvador, cuyo efecto en el comportamiento dinámico de la región será observado únicamente en forma local.

3. METODOLOGÍA

Para la evaluación global del sistema de transmisión, se efectúa el estudio en diferentes etapas, cada una con su respectivo escenario base de carga – generación. A continuación, se presenta una breve descripción de cada etapa:

3.1. Régimen permanente

3.1.1. Flujos Eléctricos de casos base

Permite evaluar el perfil de voltaje en todos los nodos de la red de transmisión, el estado de carga de los distintos elementos del sistema y el régimen de operación de los generadores. Se evalúa el grado de cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad estipulados en el ROBCP.

En la preparación de los casos de flujos de potencia, se usó un perfil de despacho de generación por cada escenario de carga y época del año: para demanda máxima, media y mínima, de la época seca (primer semestre) y lluviosa (segundo semestre) para 2026 y 2027. En cada despacho de generación se observó el cumplimiento de los niveles de reserva para regulación primaria y secundaria.

Para la ejecución del análisis de flujos de potencia, el nodo oscilante se encuentra en el área de control de México.

3.1.2. Análisis Lineal de Capacidad de Transferencia

Los objetivos de este análisis son:

- Obtener aquellas contingencias y elementos de la red de transmisión que limitan las máximas transferencias de potencia de intercambio con el SER (Guatemala y Honduras), esto mediante simulaciones de diferentes escenarios de generación, intercambio y contingencias, sobre la base de un análisis lineal con flujos DC.
- Determinar las contingencias y elementos de la red de transmisión que restringen la máxima generación posible en el nodo de Acajutla, potencia que puede provenir de cualquiera de los PM conectados en dicho nodo.

Para estos análisis se considera lo siguiente:

1. Para obtener las contingencias y elementos de la red de transmisión que limitan la máxima generación en el nodo de Acajutla, se disminuye la potencia generada por las plantas que no se encuentran en Acajutla y se aumenta la potencia de las plantas conectadas en este nodo. Se mantiene constante la

generación de las plantas geotérmicas, solar fotovoltaicas y la de los ingenios, por ser consideradas generación base⁴.

2. Para determinar la máxima importación desde el SER. Se aumenta la generación en SER (norte o sur), según sea el caso y se disminuye la generación en El Salvador. Se mantiene constante la generación de las plantas geotérmicas, solar fotovoltaicas y la de los ingenios, por ser consideradas generación base.
3. Para determinar la máxima exportación hacia el SER. Se disminuye la generación en SER (norte o sur), según sea el caso y se aumenta la generación en El Salvador. Se mantiene constante la generación de las plantas geotérmicas, solar fotovoltaicas y la de los ingenios, por ser consideradas generación base.

3.1.3. Estudio de contingencias

Con el estudio de contingencias en la red de transmisión se evalúa el estado de carga, seguridad y de calidad de los elementos de la red de transmisión cuando se producen fallas en líneas de transmisión, transformadores de 3 devanados o sucede el disparo de unidades generadoras.

En esta evaluación se analiza el sistema ante diversas contingencias, para simular la respuesta del sistema eléctrico en $t = 3$ min, donde se supone la actuación de los reguladores de velocidad de los generadores y el cambio automático de los “taps” de aquellos transformadores que lo permiten.

Una vez identificadas las contingencias que provocan desviaciones en las variables monitoreadas más allá de las bandas de operación de emergencia, se analizan las acciones correctivas adecuadas que puedan eliminar dichas violaciones. Habrá algunas contingencias, cuya consecuencia, no pudieran resolverse reduciendo la generación de algún punto de inyección, sino por la implementación de un esquema suplementario de eliminación de la condición operativa de emergencia; si la acción correctiva es realizable en el área de El Salvador, se analizaría sus consecuencias, de lo contrario, la acción correctiva le corresponde encontrarla al EOR-Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO).

3.1.4. Análisis de estabilidad de voltaje

El análisis tiene como objetivos primordiales:

1. Evaluar la estabilidad de voltaje del sistema eléctrico de El Salvador en las condiciones de la red de transmisión y de demanda estimada para 2026 y 2027.
2. Calcular los márgenes mínimos de potencia reactiva para evitar el colapso de voltaje del sistema eléctrico de El Salvador, haciendo uso del análisis en estado estable con curvas Q-V.
3. Determinar los voltajes del colapso del sistema eléctrico de El Salvador, haciendo uso del análisis en estado estable con curvas Q-V.

⁴ Se consideran generación base a aquellas plantas de generación que tienen un costo variable de \$0/MWh y que por su tecnología no permiten modificación en su potencia despachada. En el caso de la geotermia se incluye debido a su bajo costo variable y a las restricciones técnicas que presentan a la hora de modificar su potencia de salida.

4. Encontrar los nodos con menor reserva de potencia reactiva.
5. Determinar las contingencias con mayor impacto en la estabilidad de voltaje del SEP.

La metodología consiste en analizar las curvas Q-V de los nodos más afectados por abatimiento del voltaje ante contingencia, en condiciones normales y postcontingencia. Para los casos base y para cada una de las contingencias críticas identificadas en el Análisis de Contingencias anterior con mayor exigencia de regulación voltaje.

A continuación, se detallan las diferentes etapas desarrolladas para evaluar la estabilidad de voltaje del sistema eléctrico de El Salvador:

- a) Simular la contingencia prevista en la sección Análisis de Contingencias, dejando fuera de línea el elemento de potencia que no participa en el cálculo de la curva Q-V.
- b) Ejecutar el flujo de potencia y obtener la curva Q-V.

El punto mínimo dentro de la curva Q-V (donde $dQ/dV = 0$) es el punto de colapso de voltaje (punto crítico). Los puntos en la curva al lado izquierdo del punto crítico representan condiciones inestables de operación, los puntos a la derecha representan condiciones estables. El punto de intersección de la curva Q-V con el eje horizontal indica el voltaje del bus analizado sin cambios en la compensación reactiva. La distancia vertical entre el eje horizontal y el punto crítico es el margen de potencia reactiva. Si el punto mínimo de la curva Q-V está arriba del eje horizontal, el sistema presenta una deficiencia de potencia reactiva en el bus analizado y una fuente adicional de potencia reactiva es necesaria para prevenir el colapso de voltaje. Si el punto crítico está por debajo del eje horizontal, el sistema tiene un margen de potencia reactiva positivo (caso deseado). La inestabilidad de voltaje (o colapso) es influenciada por la característica dinámica de las cargas y de los elementos de control. El colapso de voltaje inicia en el bus más débil (crítico) y luego se esparce hacia otros buses débiles o con problemas de bajo voltaje. Por lo tanto, el bus crítico es el más importante dentro del análisis de colapso de voltaje usando la técnica de curvas Q-V.

Luego del análisis usando las curvas Q-V, se identifica el bus crítico del sistema de transmisión y se determina el margen de potencia reactiva.

3.2. Régimen Dinámico

3.2.1. Objetivos

Observar el desempeño dinámico del sistema de potencia ante perturbaciones mediante la observación directa de gráficas de las variables monitoreadas versus tiempo, lo cual permite la identificación de los siguientes aspectos:

- Pérdida de sincronismo de unidades generadoras.
- Oscilaciones electromecánicas entre generadores o áreas.
- Abatimiento de voltajes.
- Sobrecarga de los elementos del sistema de transmisión.

- Actuación de los esquemas suplementarios como el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.
- Análisis del comportamiento del voltaje en los puntos de interconexión de las plantas ERNC y comparación con la curva de Hueco de Tensión definida en el numeral 6.2.4 del anexo 12 del ROBCP.

Para ello se simulan todos los elementos de red de todo el SER tales como: generadores, sistemas de excitación, gobernadores, relés de baja frecuencia, la red de transmisión y demás modelos de simulación incorporados en la base de datos proporcionada por el EOR.

3.2.2. Análisis de desempeño dinámico

Una vez examinadas las condiciones eléctricas estáticas de la red, conocidas las capacidades iniciales de transmisión y los intercambios máximos entre países, se evalúa el desempeño dinámico del sistema de potencia ante las contingencias que causan desbalances entre carga y generación (se considera una reserva rodante de 5% en cada país del SER y 7% en El Salvador). El resultado esperado son las frecuencias mínimas (respuesta inercial) y los flujos de potencia postcontingencia (respuesta de la regulación primaria) en las líneas de transmisión, así como el voltaje en los nodos de 115 kV a 230 kV y los resultados pueden indicar la necesidad de reducir los límites determinados previamente.

Los casos estudiados para evaluar el rendimiento dinámico del sistema de potencia, cuando se producen disparos de generadores, son:

- Disparo del generador U1 de 15 de Septiembre.
- Disparo del generador U1 de Cerrón Grande.
- Disparo del generador U6 de 5 de Noviembre.
- Disparo de la planta Termopuerto.
- Disparo de la planta Nejapa Power.
- Disparo de la planta Antares.
- Disparo de la planta Albireo.
- Disparo de la planta Ventus.
- Disparo de un grupo de motores de planta Energía del Pacífico.
- Disparo de la planta 3 de Febrero.
- Disparo de las plantas conectadas a la subestación Alvarado⁵.

Para la selección de las contingencias se han considerado aquellas en las cuales se pierde el mayor suministro de potencia proporcionado por una sola planta. Es decir, disparo de la mayor inyección de potencia proporcionada por un solo generador de gran inercia rodante o la pérdida de una planta que se produce por la desconexión de su vínculo con el sistema de transmisión y no se consideran los casos de pérdidas de generación en los países vecinos ya que al estar interconectados con el SER, no se producen efectos adversos

⁵ Solo para el 2027 donde se incorpora la planta solar fotovoltaica Los Almendros.

en la red de transmisión de El Salvador, exceptuando los casos cuando se producen disparos en cascada que están fuera del alcance del presente estudio.

Durante la simulación se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

1. En $t=1$ s se produce el disparo, sin falla previa, de uno de los elementos listados anteriormente.
2. El tiempo total de la simulación luego de aplicado el disparo de un elemento es de 30 s.

3.2.3. Análisis de estabilidad transitoria

Es necesario evaluar la respuesta del sistema ante fallas trifásicas liberadas en 6 ciclos, que puedan ocasionar salidas de grandes bloques de generación por pérdida de sincronismo. En caso de identificarse problemas operativos, se propondrán medidas correctivas adicionales.

Evaluaron fallas trifásicas en todas las líneas y circuitos paralelos del sistema de transmisión, a excepción de las líneas de transmisión radiales.

Durante la simulación se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

1. En $t=1$ s se aplica la falla en alguno de los elementos listados anteriormente.
2. El tiempo de despeje de la falla es de 0.1 s.
3. El tiempo total de la simulación luego de liberada la falla es de 7 s. En este tipo de análisis únicamente se necesita asegurar que el sistema no se vuelve inestable en los primeros segundos después de liberar la falla.

3.2.4. Variables Monitoreadas

En los resultados de la simulación dinámica se examinarán principalmente las siguientes variables monitoreadas:

- Ángulos eléctricos de los rotores de los generadores: se evalúan los sincronismos de los generadores de El Salvador.
- Frecuencia eléctrica en el nodo de 115 kV de Nuevo Cuscatlán: seleccionado por ser la subestación de donde se adquiere la señal de frecuencia utilizada en el SCADA de la UT y es bastante representativo de la frecuencia de todos los nodos del país. Además, se registrará la frecuencia en los nodos de 230 kV de las subestaciones Ahuachapán y 15 de Septiembre.
- Voltajes en las barras de 115 kV de todas subestaciones de El Salvador y en las barras de 230 kV en las subestaciones que posean dicho nivel de tensión; en el informe se presentan aquellos que resulten con los mayores abatimientos de voltaje.
- Flujos de potencia eléctrica en todas las líneas de transmisión (MVA).

3.2.5. Huecos de Tensión

Para las mismas fallas simuladas en el “Análisis de Estabilidad Transitoria”, se grafica el voltaje en los nodos de interconexión de las plantas ERNC con el sistema de transmisión y se compara el voltaje con la característica de Hueco de Tensión definida en el numeral 6.2.4 del anexo 12 del ROBCP. Esto con la finalidad de asegurar si cumpliendo con lo establecido, las plantas ERNC no se desconectarán ante las distintas fallas simuladas.

3.3. Esquemas de control suplementarios

Al momento no se encuentra en operación ningún ECS en El Salvador

4. CRITERIOS DE SEGURIDAD Y CALIDAD EMPLEADOS

Los criterios de seguridad y calidad utilizados son los establecidos en el ROBCP, y de manera resumida se presentan a continuación:

1. Banda normal de operación de la frecuencia: 59.88 a 60.12 Hz.
2. Banda de operación de emergencia de la frecuencia: 59.40 a 60.60 Hz.
3. Rango de operación normal de tensión: 95% a 105% de la tensión nominal.
4. Rango de operación de emergencia: 90% a 110% de la tensión nominal.
5. La potencia reactiva inyectada o absorbida en una unidad generadora operando en estado estable, deberá estar completamente disponible en un rango de variación del voltaje del 5% hacia arriba en el caso de sobreexcitación del generador o un 5% por debajo en el caso que la unidad está trabajando en condición de subexcitación.
6. El factor de potencia en cualquier punto de retiro neto, en cualquier intervalo de Mercado, deberá ser igual o mayor a 0.950, atrasado o adelantado.
7. Los tiempos de liberación de fallas de protecciones primarias no deberán exceder los siguientes límites:
 - 6 ciclos (100 ms) para unidades generadoras conectadas a 13.8 kV;
 - 9 ciclos (150 ms) para circuitos de 115 kV y 230 kV si actúan dentro del 80% de distancia para una falla en su propia línea y 23 ciclos (383 ms) si la falla está ubicada en el 20% restante de la misma línea.
 - 24 ciclos (400 ms) para circuitos con voltaje menor a 115 kV, aplicable al dispositivo que protege el 80% del ramal principal directamente conectado al sistema de transmisión.

Todas las líneas de la red deben estar cargadas debajo del 100% de la capacidad térmica nominal (“rate A” de la línea de transmisión usado en el modelo de simulación) en condiciones de operación normal.

No existan oscilaciones de potencia arriba del 5% de la capacidad nominal de cada unidad entre los generadores sincronizados a la red.

Todos los transformadores que entregan energía a un Distribuidor o un Usuario Final, no estén arriba del 100% de la capacidad nominal máxima del transformador para cualquier condición de demanda.

También se evalúan los criterios de seguridad que se encuentran en el RMER, por lo cual se analizan contingencias múltiples, específicamente disparo de líneas de transmisión que comparten la misma estructura en todo su recorrido. Los límites de voltaje y cargabilidad son los mismos que los definidos en el ROBCP.

5. MODELOS DE SIMULACIÓN Y BASE DE DATOS UTILIZADA

Se emplea el programa PSS/E de Siemens Power Technologies Inc (PTI). El programa PSS/E versión 35 (Power System Simulator) para simulación de sistemas de potencia.

La base de datos utilizada en el PSS/E es la base de datos regional conformada para febrero de 2026; actualizando la información del SEP de El Salvador con los pronósticos de demanda y estado del sistema de transmisión esperado para las épocas seca y húmeda de 2026 y 2027.

Para cada escenario de demanda, de intercambio y época del año, se ha preparado un archivo en formato *.sav para su evaluación particular. La base de datos solamente de El Salvador se encuentra en el archivo BaseDeDatosTécnicaERT2026.zip⁶, el cual incorpora todos los modelos dinámicos de generadores, flujos de potencia, etc., y se encuentra en la página web de la UT para ser descargada.

6. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA TOTAL Y SELECCIÓN DE ESCENARIOS DE CARGA

El pronóstico de demanda utilizado corresponde a estimaciones internas realizadas en la UT. Para la estimación de la demanda se considera el decremento en la potencia máxima que ha ocurrido en los últimos años en demanda Media, con la finalidad de no sobrestimar el crecimiento de la demanda y a la vez usar un valor que permite estresar el sistema de transmisión.

El pronóstico es el total de potencia retirada del sistema eléctrico de potencia más las pérdidas de transmisión, por lo tanto, es un pronóstico de la generación total máxima.

Se eligen escenarios de carga desde el punto de vista de los perfiles de generación, es decir un despacho predominantemente térmico, con alto aporte de las plantas solares fotovoltaicas y excedentes de los ingenios, que corresponde al periodo entre marzo y abril. Y otro despacho predominantemente hidroeléctrico con bajo aporte de las plantas solares fotovoltaicas y sin excedentes de los ingenios; que corresponde al periodo entre septiembre y octubre.

Por lo tanto, se simulan los escenarios de carga (máxima, media y mínima) correspondientes a días típicos del primer semestre (específicamente marzo-abril) y segundo semestre (específicamente septiembre-octubre) para ambos años de estudio.

⁶ La UT no está facultada para publicar la base de datos del EOR, cualquier PM que desee la versión completa de la base de datos técnica en formato PSS/E debe solicitar dicha base de datos al EOR y complementarla con la base de datos técnica de la UT para El Salvador.

Hay que indicar que la notación elegida como “demanda máxima” corresponde al periodo ente las 17:00 - 21:59 horas, “demanda media” al periodo entre las 06:00 – 16:59 horas; y “demanda mínima” es considerada entre las 00:00 – 05:59 y las 22:00 – 23:59 horas. Esta convención corresponde a la utilizada en el MER.

Para la elaboración de los escenarios a evaluar se utilizaron los valores de pronóstico de demanda mostrados en el Cuadro 6.1. Al respecto, se comenta que para elaborar los escenarios se utilizó la hora dentro del período en el cual se tiene el mayor valor de la demanda, por lo que las horas utilizadas fueron:

- Para demanda máxima se usó la hora 19 en la época seca y la hora 18 para la época lluviosa.
- Para la demanda media se usó la hora 16 en la época seca y la hora 17 para la época lluviosa.
- Para la demanda mínima se usó la hora 22 tanto en la época seca, como para la época lluviosa.

Cuadro 6.1: resumen de escenarios de carga total de generación a simular.

Año	Época	Generación Máxima Pronosticada ⁷ (MW)	Escenarios de Demandas Pronosticadas ⁸ (MW)		
			Máxima	Media	Mínima
2026	Seca	1218.35	1179	1169	1068
	Húmeda	1165.63	1125	1091	986
2027 ⁹	Seca	1218.5	1179	1169	1068
	Húmeda	1165.96	1125	1091	986

Con respecto a los datos mostrados en el Cuadro 6.1, es importante aclarar que el cálculo del pronóstico de potencia y/o energía (o nuevos cálculos de estas variables si así fueran demandados) se realiza considerando los más recientes datos disponibles para tal efecto, a fin de obtener la mejor aproximación de la evolución de la demanda que sea posible hasta ese momento. Razón por la cual, es posible que existan diferencias puntuales en el dato de potencia o energía máxima semanal esperado en el año bajo análisis, respecto de datos previos para el mismo periodo que hayan sido informados y/o utilizados para otros estudios o cálculos.

Con base en el Cuadro 6.1, se elaboran los escenarios analizados y que se resumen en el Cuadro 6.2.

Cuadro 6.2: escenarios analizados.

Época	Condición de demanda	Escenario
Seca 2026	Máxima	Max_Seca26
	Media	Med_Seca26
	Mínima	Min_Seca26
Húmeda 2026	Máxima	Max_Lluviosa26
	Media	Med_Lluviosa26

⁷ Demanda + Pérdidas

⁸ Solo demanda

⁹ Se utiliza la misma demanda en el 2027 con el objetivo de observar como se modifican los resultados, cuando se consideran los proyectos de generación que se incorporan en el 2027.

Época	Condición de demanda	Escenario
Seca 2027	Mínima	Min_Lluviosa26
	Máxima	Max_Seca27
	Media	Med_Seca27
	Mínima	Min_Seca27
Húmeda 2027	Máxima	Max_Lluviosa27
	Media	Med_Lluviosa27
	Mínima	Min_Lluviosa27

Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidad considerando dos criterios. El primero criterio fue seleccionar una hora distinta dentro del mismo período de demanda, esto para ver cómo se diferencian los resultados al considerar factores como la diferencia en el despacho de generación, producto de la diferencia horaria, los valores de demanda usados se muestran en el Cuadro 6.3 y los motivos por los cuales se usaron estas horas son:

- Para demanda máxima se usó la hora 17 en la época seca y la hora 21 para la época lluviosa. Por ser las horas donde se produce el menor valor de demanda, lo que implica un cambio mayor en el despacho de generación, comparado con el usado en el escenario principal. Adicionalmente, para la época seca en la hora 17 todavía se tiene un valor residual de la generación de las plantas solares fotovoltaicas.
- Para demanda media se usó la hora 11 tanto en la época seca como en la época lluviosa. Esta es la hora con mayor generación solar fotovoltaica, lo que discrepa de las horas 15 y 16 utilizadas en el escenario principal.
- Para demanda mínima se usó la hora 3 tanto en la época seca como en la época lluviosa. Por ser las horas donde se produce el menor valor de demanda, lo que implica un cambio mayor en el despacho de generación, comparado con el usado en el escenario principal.

Cuadro 6.3: valores de demanda para el análisis de sensibilidad.

Año	Época	Escenarios de Demandas (MW)		
		Máxima	Media	Mínima
2026 y 2027	Seca	1098	970	848
	Húmeda	1060	877	793

El segundo criterio es usar distintos valores de demanda para las mismas horas que se seleccionaron en los escenarios principales. La finalidad es observar el impacto que tiene el comportamiento de la demanda en el SEP, en escenarios de generación similares. Los valores utilizados de demanda utilizados se muestran en el Cuadro 6.4.

Cuadro 6.4: valores de demanda para el análisis de sensibilidad en el escenario de demanda máxima.

Escenario de demanda	Máxima		Media		Mínima	
Época	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa
	1041	1011	911	893	894	836

Escenario de demanda	Máxima		Media		Mínima	
Época	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa
Valores de demanda (MW)	1064	1030	954	926	923	861
	1087	1049	997	959	952	886
	1110	1068	1040	992	981	911
	1133	1087	1083	1025	1010	936
	1156	1106	1126	1058	1039	961

7. PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y PERFIL DE GENERACIÓN DE LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS

Para el año 2026 no se incorporan plantas nuevas, y para el año 2027 se incorporaron tres nuevas plantas de generación al SEP, como se detalla en el Cuadro 7.1.

Cuadro 7.1: proyectos incluidos para el año 2027¹⁰.

Proyecto	Potencia Máxima (MW)	Subestación de Interconexión	Periodo	Tecnología
Costa Solar (El Icacal)	9.9	La Unión	Época seca	Solar fotovoltaica
Santa Ana IV	55	Santa Ana	Época seca	Solar fotovoltaica
Los Almendros	25	San Vicente	Época seca	Solar fotovoltaica

Para los escenarios de la época seca, se escogió un despacho típico de los meses de marzo y abril, ya que es donde menos aporte se tiene de las centrales hidroeléctricas. Para el caso de la época lluviosa, se consideraron despachos típicos de octubre, en el cual se considera que todas las centrales hidroeléctricas lograron llenar o están cerca de llenar sus embalses y generan a su máxima capacidad.

En el Cuadro 7.2 y en el Cuadro 7.3 se muestra un resumen de la generación despachada por tecnología para los distintos escenarios analizados de 2026 y 2027, respectivamente; y en el Cuadro 7.4 y en el Cuadro 7.5 se muestra el detalle de la generación despachada por planta según el escenario evaluado.

Es importante señalar que para el 2026, no se considera el despacho de la unidad 2 de la central hidroeléctrica 15 de Septiembre, ya que tiene su mantenimiento mayor programado del 13 de noviembre de 2025 al 22 de diciembre de 2027.

¹⁰ Es probable que algunas de estas plantas comiencen operación comercial durante el 2026, pero a la fecha de la elaboración de los escenarios en análisis no se tenía una fecha establecida, por lo que se incorporaron hasta el 2027.

Cuadro 7.2: resumen por tecnología del despacho considerado para el 2026.

Escenario/ Tecnología	Hidro (MW)	Biomasa (MW)	Solar (MW)	Eólico (MW)	Geotérmica (MW)	Gas Natural (MW)	Bunker (MW)
Max_Seca26	374.71	135.9	0	46.78	177.51	351.26	132.19
Med_Seca26	324.53	135.9	138.21	45.09	177.51	351.02	35.19
Min_Seca26	154.5	135.9	0	41.45	177.51	351.14	245.07
Max_Lluviosa26	457.06	0	0	17.3	177.51	354.84	158.92
Med_Lluviosa26	464.06	0	168.69	17.56	177.51	299.69	4.87
Min_Lluviosa26	464.06	0	0	10.91	177.51	358.72	11.38

Cuadro 7.3: resumen por tecnología del despacho considerado para el 2027.

Escenario	Hidro (MW)	Biomasa (MW)	Solar (MW)	Eólico (MW)	Geotérmica (MW)	Gas Natural (MW)	Bunker (MW)
Max_Seca27	357.76	135.9	0	46.78	177.51	351.26	149.29
Med_Seca27	345.13	135.9	157.09	45.09	177.51	348.1	0
Min_Seca27	205.31	135.9	0	41.45	177.51	351.14	192.58
Max_Lluviosa27	549.04	0	0	17.3	177.51	354.84	67.27
Med_Lluviosa27	554.04	0	247.38	17.56	177.51	136.33	0
Min_Lluviosa27	554.04	0	0	10.91	177.51	280.26	0

Cuadro 7.4: perfil de generación (MW) por planta para los escenarios de 2026.

Escenario/ Planta	Max_Seca26	Med_Seca26	Min_Seca26	Max_Lluviosa26	Med_Lluviosa26	Min_Lluviosa26
15SE	89.98	89.98	86	89.98	89.98	89.98
CGRA	145.86	133.55	0	167.62	167.62	167.62
05-nov	78	93	60.5	125.5	125.5	125.5
GUAJ	8	8	8	8	15	15
03-feb	52.87	0	0	65.96	65.96	65.96
EDP	351.26	351.02	351.14	354.84	299.69	358.72
ACAJ-G2	0	0	46.32	0	0	0
ACAJ-M	0	0	33.31	0	0	0
TALN-G1	46.02	35.19	46.02	46.02	4.87	11.38
TALN-G2	19.57	0	46.32	46.3	0	0
NEPO	0	0	0	0	0	0
TPTO	66.6	0	66.6	66.6	0	0
GCSA	0	0	0	0	0	0
BORE	0	0	0	0	0	0
HILC	0	0	0	0	0	0
TEXT	0	0	0	0	0	0
HOLC	0	0	6.5	0	0	0
CASA	25	25	25	0	0	0

Escenario/ Planta	Max_Seca26	Med_Seca26	Min_Seca26	Max_Lluviosa26	Med_Lluviosa26	Min_Lluviosa26
CHAP	33.57	33.57	33.57	0	0	0
LCAB	11.33	13.19	11.33	0	2.46	0
JIBO	24	26.09	24	0	3.28	0
LANG	42	42	42	0	0	0
AHUA	72.46	72.46	72.46	72.46	72.46	72.46
BERL	105.05	105.05	105.05	105.05	105.05	105.05
ANTA	0	18.57	0	0	27.73	0
ALVA	0	26.38	0	0	33.52	0
ALBI	0	73.32	0	0	88.04	0
ECOS	0	7.15	0	0	7.5	0
TAS	0	4.6	0	0	6.16	0
15SEFV	0	4.24	0	0	0	0
VENT	46.78	45.09	41.45	17.3	17.56	10.91

Cuadro 7.5: perfil de generación (MW) por planta para los escenarios de 2027.

Escenario/ Planta	Max_Seca27	Med_Seca27	Min_Seca27	Max_Lluviosa27	Med_Lluviosa27	Min_Lluviosa27
15SE	73.03	110.58	136.81	179.96	179.96	179.96
CGRA	145.86	133.55	0	167.62	167.62	167.62
05-nov	78	93	60.5	125.5	125.5	125.5
GUAJ	8	8	8	10	15	15
03-feb	52.87	0	0	65.96	65.96	65.96
EDP	351.26	348.1	351.14	354.84	136.33	280.26
ACAJ-G2	0	0	27.14	0	0	0
ACAJ-M	0	0	0	0	0	0
TALN-G1	46.02	0	46.02	46.02	0	0
TALN-G2	36.67	0	46.32	0	0	0
NEPO	0	0	0	0	0	0
TPTO	66.6	0	66.6	21.25	0	0
GCSA	0	0	0	0	0	0
BORE	0	0	0	0	0	0
HILC	0	0	0	0	0	0
TEXT	0	0	0	0	0	0
HOLC	0	0	6.5	0	0	0
CASA	25	25	25	0	0	0
CHAP	33.57	33.57	33.57	0	0	0
LCAB	11.33	13.19	11.33	0	2.46	0
JIBO	24	26.09	24	0	3.28	0
LANG	42	42	42	0	0	0

Escenario/ Planta	Max_Seca27	Med_Seca27	Min_Seca27	Max_Lluviosa27	Med_Lluviosa27	Min_Lluviosa27
AHUA	72.46	72.46	72.46	72.46	72.46	72.46
BERL	105.05	105.05	105.05	105.05	105.05	105.05
ANTA	0	18.57	0	0	27.73	0
ALVA	0	31.63	0	0	51.4	0
ALBI	0	73.32	0	0	88.04	0
ECOS	0	7.15	0	0	7.5	0
TAS	0	4.6	0	0	6.16	0
15SEFV	0	4.24	0	0	14.4	0
SANAIV	0	11.55	0	0	39.33	0
ICAC	0	2.08	0	0	7.08	0
VENT	46.78	45.09	41.45	17.3	17.56	10.91

La generación total simulada en el nodo de Acajutla para 2026 y 2027 se muestra el Cuadro 7.6 y en el Cuadro 7.7, respectivamente.

Cuadro 7.6: generación en el nodo de Acajutla para el año 2026.

Escenario	Inyección (MW)
Max_Seca26	417.86
Med_Seca26	377.4
Min_Seca26	497.37
Max_Lluviosa26	421.44
Med_Lluviosa26	333.21
Min_Lluviosa26	358.72

Cuadro 7.7: generación en el nodo de Acajutla para el año 2027.

Escenario	Inyección (MW)
Max_Seca27	417.86
Med_Seca27	379.73
Min_Seca27	444.88
Max_Lluviosa27	376.09
Med_Lluviosa27	187.73
Min_Lluviosa27	280.26

La generación total simulada por zona geográfica del país para 2026 y 2027 se muestra en el Cuadro 7.8 y en el Cuadro 7.9. respectivamente. En estos cuadros se observan que para la época seca el mayor porcentaje de generación se encuentra en la zona occidental del país, donde se encuentra la mayor cantidad de generación

térmica, mientras que en época lluviosa el mayor porcentaje de generación está en el oriente del país, donde predomina la generación hidroeléctrica.

En todos los escenarios, la suma de la generación de la zona occidental más la oriental supera la de la zona central, que es donde se encuentra el mayor porcentaje de la demanda como se muestra en el Cuadro 9.5 y en el Cuadro 9.6.

Cuadro 7.8: generación (MW) por zona geográfica para el año 2026

Escenario	Occidente (MW)	Centro (MW)	Oriente (MW)
Max_Seca26	570.1	509.63	138.62
Med_Seca26	527.95	467.56	211.94
Min_Seca26	650.78	316.17	138.62
Max_Lluviosa26	519.2	541.38	105.05
Med_Lluviosa26	438.23	501.06	193.09
Min_Lluviosa26	457.09	460.44	105.05

Cuadro 7.9: generación (MW) por zona geográfica para el año 2027

Escenario	Occidente (MW)	Centro (MW)	Oriente (MW)
Max_Seca27	570.1	509.78	138.62
Med_Seca27	541.83	452.97	214.02
Min_Seca27	598.29	366.98	138.62
Max_Lluviosa27	475.85	585.06	105.05
Med_Lluviosa27	332.08	600.57	200.17
Min_Lluviosa27	378.63	539.04	105.05

8. PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN

Para el año 2026 no se incorporan proyectos de transmisión, para los escenarios del año 2027 únicamente se consideró la nueva subestación Tamanique 115/46 kV a partir de la época seca, esta incluye un transformador de 50 MVA.

Nota:

Es posible que durante el 2027 entren en operación los compensadores serie estático síncrono, que se describen a continuación:

1. A 15SE-AT1 se agrega un compensador serie estático síncrono modular
2. A 15SE-AT2 se agrega un compensador serie estático síncrono modular
3. En la línea Nejapa - San Antonio se agrega un compensador serie estático síncrono modular

Sin embargo, se decidió no incorporarlos por no tener una fecha certera de su entrada en operación. De esta manera se estaría analizando las condiciones de red más desfavorables para el 2027.

9. PERFIL DE CARGA RETIRADA DE LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS

Del Cuadro 9.1 al Cuadro 9.4 se muestran los perfiles de demanda en el sistema, por subestación y por nivel de voltaje, los cuales se obtuvieron de los perfiles típicos de carga sin generación del mercado mayorista inyectada en la red de distribución.

Cuadro 9.1: demanda de potencia activa (MW) por subestación y nivel de voltaje para 2026.

Escenario de demanda			Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda total (MW)			1179.01	1124.99	1168.99	1091	1068.02	986
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	87.77	83.75	120.32	112.29	71.56	66.06
SANT-23	22361	23	106.13	101.27	141.31	131.88	69.95	64.58
NEJA-23	22371	23	111.04	105.96	81.7	76.25	115.19	106.34
NCUS-23	22421	23	79.48	75.84	94.75	88.43	62.99	58.15
SMAR-23	22431	23	8.95	8.54	6.54	6.1	6.69	6.18
SBAR-23	22451	23	90.93	86.76	92.29	86.13	87.27	80.57
VOLC-23	22551	23	28.55	27.24	33.51	31.28	21.46	19.81
APOP-23	22561	23	13.66	13.03	14.11	13.17	13.38	12.36
ACAJ-34	23131	34.5	7.82	7.46	10.15	9.48	9.34	8.62
ATEO-34	23441	34.5	5.63	5.37	0.64	0.6	5.58	5.15
GUAJ-46	24111	46	13.93	13.3	19.11	17.83	24.33	22.46
ACAJ-46	24131	46	16.17	15.43	13.15	12.27	16.86	15.57
AHUA-46	24161	46	16.4	15.65	18.65	17.41	14.99	13.84
CGRA-46	24171	46	10.36	9.89	12.15	11.34	9.01	8.32
15SE-46	24181	46	14.77	14.09	13.54	12.64	12.57	11.6
SOYA-46	24301	46	13.45	12.83	16.38	15.28	11.53	10.65
SRAF-46	24321	46	34.36	32.78	33.1	30.89	27.96	25.81
SMIG-46	24341	46	77.85	74.28	66.6	62.16	74.93	69.18
SANA-46	24351	46	72.66	69.33	63.57	59.33	59.22	54.67
OPIC-46	24381	46	43.65	41.65	44.32	41.36	49.7	45.88
TECO-46	24391	46	22.97	21.92	25.19	23.51	21.77	20.1
OZAT-46	24401	46	25.2	24.04	23.4	21.84	26.89	24.83
SONS-46	24411	46	28.35	27.06	19.59	18.28	22.49	20.76
ATEO-46	24441	46	66.1	63.07	39.55	36.91	57.72	53.29
STOM-46	24461	46	62.82	59.94	81.45	76.02	52.62	48.58
PEDR-46	24471	46	45.31	43.24	29.2	27.25	42.11	38.87
TALN-46	24481	46	14.96	14.27	12.78	11.93	15.52	14.33
LUNI-46	24491	46	31.68	30.23	17.7	16.52	37.01	34.16
SMAT-46	24501	46	28.06	26.77	24.24	22.62	27.38	25.28
CHAL-46	24531	46	0	0	0	0	0	0

Cuadro 9.2: demanda de potencia reactiva (Mvar) por subestación y nivel de voltaje para 2026.

Escenario de demanda			Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda total (MVAR)			277.51	264.8	419.35	391.38	247.14	228.15
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	24.28	23.17	40.5	37.79	21.92	20.23
SANT-23	22361	23	24.84	23.7	37.32	34.83	12.63	11.66
NEJA-23	22371	23	39.74	37.92	48.1	44.89	51.26	47.33
NCUS-23	22421	23	7.8	7.44	16.32	15.23	1.74	1.6
SMAR-23	22431	23	3.02	2.88	2.69	2.51	2.6	2.4
SBAR-23	22451	23	28.27	26.98	34.26	31.98	31.64	29.21
VOLC-23	22551	23	1.45	1.38	3.82	3.57	0.33	0.3
APOP-23	22561	23	4.35	4.15	5.13	4.79	4.47	4.12
ACAJ-34	23131	34.5	1.82	1.73	2.92	2.73	2.36	2.18
ATEO-34	23441	34.5	1.35	1.29	0.08	0.07	1.33	1.23
GUAJ-46	24111	46	1.69	1.61	3.55	3.31	0.44	0.41
ACAJ-46	24131	46	5.35	5.1	6.94	6.48	5.11	4.72
AHUA-46	24161	46	1.88	1.79	3.06	2.86	1.12	1.04
CGRA-46	24171	46	3.92	3.74	4.98	4.65	3.47	3.2
15SE-46	24181	46	4.75	4.54	5.46	5.09	4.15	3.83
SOYA-46	24301	46	2.24	2.14	3.95	3.69	1.97	1.81
SRAF-46	24321	46	9.36	8.93	11.1	10.36	7.12	6.58
SMIG-46	24341	46	18.02	17.2	27.84	25.98	12.99	11.99
SANA-46	24351	46	22.69	21.65	36.2	33.79	18.2	16.8
OPIC-46	24381	46	8.99	8.58	10.96	10.23	6	5.54
TECO-46	24391	46	3.83	3.66	6.29	5.87	4.27	3.94
OZAT-46	24401	46	4.82	4.6	10.7	9.98	4.62	4.27
SONS-46	24411	46	12	11.45	18.52	17.29	10.5	9.69
ATEO-46	24441	46	9.56	9.12	20.82	19.43	8.07	7.45
STOM-46	24461	46	10.43	9.95	23.33	21.77	8.06	7.44
PEDR-46	24471	46	6.81	6.5	12.78	11.93	4.86	4.49
TALN-46	24481	46	3.7	3.53	3.85	3.59	4.47	4.12
LUNI-46	24491	46	6.58	6.28	11.06	10.32	7.54	6.97
SMAT-46	24501	46	3.97	3.79	6.82	6.37	3.9	3.6
CHAL-46	24531	46	0	0	0	0	0	0

Cuadro 9.3: demanda de potencia activa (MW) por subestación y nivel de voltaje para 2027.

Escenario de demanda			Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda total (MW)			1179.01	1124.99	1168.99	1091	1068.02	986
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	87.77	83.75	120.32	112.29	71.56	66.06
SANT-23	22361	23	106.13	101.27	141.31	131.88	69.95	64.58
NEJA-23	22371	23	111.04	105.96	81.7	76.25	115.19	106.34
NCUS-23	22421	23	79.48	75.84	94.75	88.43	62.99	58.15
SMAR-23	22431	23	8.95	8.54	6.54	6.1	6.69	6.18
SBAR-23	22451	23	90.93	86.76	92.29	86.13	87.27	80.57

Escenario de demanda			Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
VOLC-23	22551	23	28.55	27.24	33.51	31.28	21.46	19.81
APOP-23	22561	23	13.66	13.03	14.11	13.17	13.38	12.36
ACAJ-34	23131	34.5	7.82	7.46	10.15	9.48	9.34	8.62
ATEO-34	23441	34.5	5.63	5.37	0.64	0.6	5.58	5.15
GUAJ-46	24111	46	13.93	13.3	19.11	17.83	24.33	22.46
ACAJ-46	24131	46	16.17	15.43	13.15	12.27	16.86	15.57
AHUA-46	24161	46	16.4	15.65	18.65	17.41	14.99	13.84
CGRA-46	24171	46	10.36	9.89	12.15	11.34	9.01	8.32
15SE-46	24181	46	14.77	14.09	13.54	12.64	12.57	11.6
SOYA-46	24301	46	13.45	12.83	16.38	15.28	11.53	10.65
SRAF-46	24321	46	34.36	32.78	33.1	30.89	27.96	25.81
SMIG-46	24341	46	77.85	74.28	66.6	62.16	74.93	69.18
SANA-46	24351	46	72.66	69.33	63.57	59.33	59.22	54.67
OPIC-46	24381	46	43.65	41.65	44.32	41.36	49.7	45.88
TECO-46	24391	46	22.97	21.92	25.19	23.51	21.77	20.1
OZAT-46	24401	46	25.2	24.04	23.4	21.84	26.89	24.83
SONS-46	24411	46	28.35	27.06	19.59	18.28	22.49	20.76
ATEO-46	24441	46	66.1	63.07	39.55	36.91	57.72	53.29
STOM-46	24461	46	62.82	59.94	81.45	76.02	52.62	48.58
PEDR-46	24471	46	45.31	43.24	29.2	27.25	42.11	38.87
TALN-46	24481	46	14.96	14.27	12.78	11.93	15.52	14.33
LUNI-46	24491	46	31.68	30.23	17.7	16.52	37.01	34.16
SMAT-46	24501	46	28.06	26.77	24.24	22.62	27.38	25.28
CHAL-46	24531	46	0	0	0	0	0	0

Cuadro 9.4: demanda de potencia reactiva (Mvar) por subestación y nivel de voltaje para 2027.

Escenario de demanda			Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda total (MVAR)			277.51	264.8	419.35	391.38	247.14	228.15
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	24.28	23.17	40.5	37.79	21.92	20.23
SANT-23	22361	23	24.84	23.7	37.32	34.83	12.63	11.66
NEJA-23	22371	23	39.74	37.92	48.1	44.89	51.26	47.33
NCUS-23	22421	23	7.8	7.44	16.32	15.23	1.74	1.6
SMAR-23	22431	23	3.02	2.88	2.69	2.51	2.6	2.4
SBAR-23	22451	23	28.27	26.98	34.26	31.98	31.64	29.21
VOLC-23	22551	23	1.45	1.38	3.82	3.57	0.33	0.3
APOP-23	22561	23	4.35	4.15	5.13	4.79	4.47	4.12
ACAJ-34	23131	34.5	1.82	1.73	2.92	2.73	2.36	2.18
ATEO-34	23441	34.5	1.35	1.29	0.08	0.07	1.33	1.23
GUAJ-46	24111	46	1.69	1.61	3.55	3.31	0.44	0.41
ACAJ-46	24131	46	5.35	5.1	6.94	6.48	5.11	4.72
AHUA-46	24161	46	1.88	1.79	3.06	2.86	1.12	1.04
CGRA-46	24171	46	3.92	3.74	4.98	4.65	3.47	3.2
15SE-46	24181	46	4.75	4.54	5.46	5.09	4.15	3.83

Escenario de demanda			Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
SOYA-46	24301	46	2.24	2.14	3.95	3.69	1.97	1.81
SRAF-46	24321	46	9.36	8.93	11.1	10.36	7.12	6.58
SMIG-46	24341	46	18.02	17.2	27.84	25.98	12.99	11.99
SANA-46	24351	46	22.69	21.65	36.2	33.79	18.2	16.8
OPIC-46	24381	46	8.99	8.58	10.96	10.23	6	5.54
TECO-46	24391	46	3.83	3.66	6.29	5.87	4.27	3.94
OZAT-46	24401	46	4.82	4.6	10.7	9.98	4.62	4.27
SONS-46	24411	46	12	11.45	18.52	17.29	10.5	9.69
ATEO-46	24441	46	9.56	9.12	20.82	19.43	8.07	7.45
STOM-46	24461	46	10.43	9.95	23.33	21.77	8.06	7.44
PEDR-46	24471	46	6.81	6.5	12.78	11.93	4.86	4.49
TALN-46	24481	46	3.7	3.53	3.85	3.59	4.47	4.12
LUNI-46	24491	46	6.58	6.28	11.06	10.32	7.54	6.97
SMAT-46	24501	46	3.97	3.79	6.82	6.37	3.9	3.6
CHAL-46	24531	46	0	0	0	0	0	0

En el Cuadro 9.5 y en el Cuadro 9.6 se muestra la distribución de la demanda por zona geográfica del país, para el 2026 y 2027, respectivamente.

Cuadro 9.5: demanda (MW) por zona geográfica para el 2026.

Caso	Occidente	Centro	Oriente
Max_Seca26	155.34	888.93	134.73
Med_Seca26	144.23	917.07	107.71
Min_Seca26	147.22	781.95	138.83
Max_Lluviosa26	148.22	848.22	128.56
Med_Lluviosa26	134.6	855.88	100.52
Min_Lluviosa26	135.91	721.92	128.17

Cuadro 9.6: demanda (MW) por zona geográfica para el 2027.

Caso	Occidente	Centro	Oriente
Max_Seca27	155.34	888.93	134.73
Med_Seca27	144.23	917.07	107.71
Min_Seca27	147.22	781.95	138.83
Max_Lluviosa27	148.22	848.22	128.56
Med_Lluviosa27	134.6	855.88	100.52
Min_Lluviosa27	135.91	721.92	128.17

10.RESULTADOS

Los resultados de las simulaciones realizadas se encuentran en los anexos del 1 al 7 del presente informe, a continuación, se presenta el resumen de los resultados y el análisis de estos.

10.1. Flujos eléctricos de casos base sin transferencias

El anexo 1 contiene un detalle de las condiciones simuladas en los casos bases, donde se muestran los incumplimientos encontrados, así como otra información considerada relevante.

10.1.1. Casos base 2026

En la Figura 10.1.1 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos analizados del 2026. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, en estos casos coinciden con la generación ya que no se tienen trasferencias simuladas. Se observa que los escenarios con mayores pérdidas son los de demanda máxima y media de la época lluviosa, siendo el mayor el de demanda media, y los de pérdidas menores son los de los escenarios de demanda mínima, siendo el menor el de la época lluviosa.

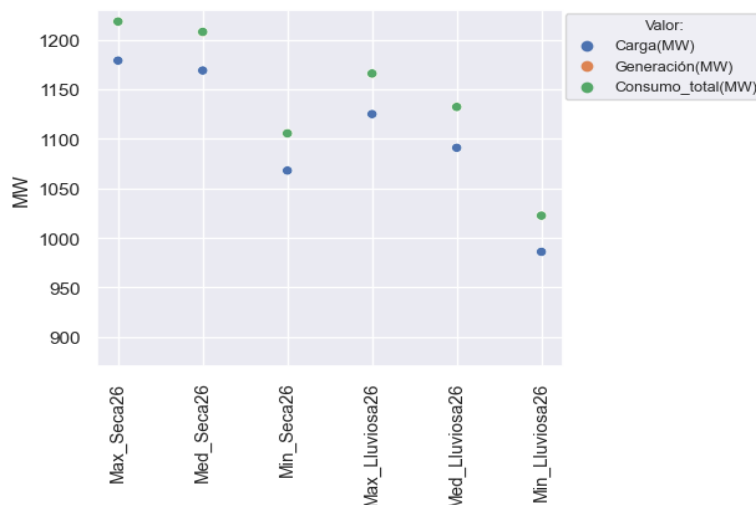


Figura 10.1.1: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2026.

En la Figura 10.1.2 se muestra los valores de la compensación de potencia reactiva utilizada en cada uno de los casos para el 2026. Los casos con mayor compensación reactiva son los del escenario de demanda media tanto de la época seca como lluviosa, este son los casos donde se tiene una demanda alta (Cuadro 6.1) y la generación se encuentra más alejada del centro de carga (Cuadro 7.8), por este motivo se necesita un mayor aporte de los bancos de capacitores para regular la tensión.

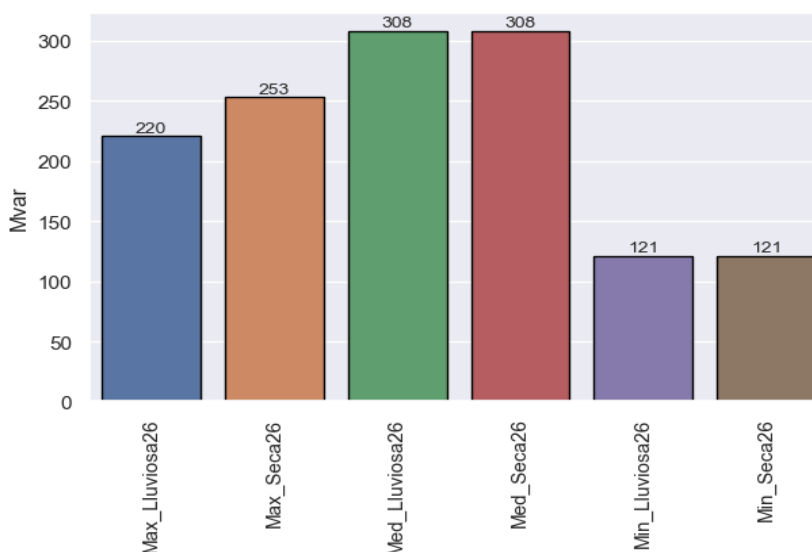


Figura 10.1.2: comparación de los datos compensación reactiva para el 2026.

En el Cuadro 10.1.1 se resumen los resultados de esta evaluación para el 2026, se observa que para la época seca se obtienen problemas de sobrecarga en los transformadores T1 y T2 que alimentan la demanda de la subestación San Bartolo, tanto en el escenario de demanda máxima como el de media. Para la demanda media de la época seca se perciben problemas de sobrecarga en el transformador T1 que alimenta la demanda de la subestación San Antonio. Para evitar estos problemas es probable que sea necesario realizar traslados de carga hacia otras subestaciones ante condiciones de alta demanda.

Cuadro 10.1.1: evaluación de las condiciones normales de operación para 2026.

Demanda: Criterio/Época:	Máxima		Media		Mínima	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate A	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate A	SBAR 115/23 kV T1 (100.36 %), T2 (100.85 %)	No hay	SBAR 115/23 kV T1 (106.26 %), T2 (106.78 %) SANT 115/23 kV T1 (101.01 %)	No hay	SBAR 115/23 kV T2 (100.12%)	No hay
Violaciones de alto voltaje (>1.05 p.u.);	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.95 p.u.)	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay

En el Cuadro 10.1.2 se presentan los transformadores de demanda que operan con niveles de carga superiores al 90% para el 2026. Se identificaron 11 situaciones críticas donde los equipos trabajan cerca de su capacidad

límite. La mayoría de estos transformadores ya se había identificado en el Cuadro 10.1.1, en este cuadro se adiciona el transformador T1 de la subestación Ateos en 46 kV con el 91.2 %, en demanda máxima de la época seca; y el transformador T2 de la subestación San Antonio con el 90.93%. Estos altos niveles de utilización indican que dichos transformadores operan con poco margen de reserva, lo cual requiere atención especial para garantizar la continuidad del servicio eléctrico y prevenir sobrecargas que puedan afectar la operación del SEP.

Cuadro 10.1.2: elementos de transmisión con carga igual o mayor al 90%, para 2026.

Caso	Bus 1	Bus 2	Ckt	Carga (%)
Min_Seca26	SBAR-115	SBAR-23	1	99.65
Med_Lluviosa26	SBAR-115	SBAR-23	2	99.18
Med_Lluviosa26	SBAR-115	SBAR-23	1	98.7
Med_Seca26	SANT-115	SANT-23	2	98.14
Max_Lluviosa26	SBAR-115	SBAR-23	2	96.38
Max_Lluviosa26	SBAR-115	SBAR-23	1	95.92
Med_Lluviosa26	SANT-115	SANT-23	1	93.59
Min_Lluviosa26	SBAR-115	SBAR-23	2	92.08
Min_Lluviosa26	SBAR-115	SBAR-23	1	91.64
Max_Seca26	ATEO-115	ATEO-46	1	91.2
Med_Lluviosa26	SANT-115	SANT-23	2	90.93

En el Cuadro 10.1.3: 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa por escenario de 2026 Cuadro 10.1.3 se muestran las 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa para cada escenario analizado. De lo que podemos concluir que:

- Las líneas de 115 kV con mayor relevancia en estos escenarios son ACAJ-ATEO-01, SRAF-SMAR-01, ATEO-VOLC-01, SMAR-STOM-01, CGRA-NEJA-01 y CGRA-APOP-01.
- Las líneas de 230 kV con mayor relevancia en estos escenarios son AHUA-NEJA-01 y AHUA-NEJA-02.

Cuadro 10.1.3: 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa por escenario de 2026

Caso	Bus 1	Bus 2	Ckt	P (MW)
Max_Lluviosa26	ACAJ2-115	ATEO-115	1	84
Max_Lluviosa26	5NOV-115	SRAF-115	1	83
Max_Lluviosa26	SRAF-115	SMAR-115	1	81
Max_Lluviosa26	CGRA-115	APOP-115	1	80
Max_Lluviosa26	SMAR-115	STOM-115	1	79
Max_Seca26	ACAJ2-115	ATEO-115	1	93
Max_Seca26	SMAR-115	STOM-115	1	85
Max_Seca26	SRAF-115	SMAR-115	1	76
Max_Seca26	AHUA-230	NEJA-230	1	71
Max_Seca26	AHUA-230	NEJA-230	2	71
Med_Lluviosa26	SRAF-115	SMAR-115	1	111
Med_Lluviosa26	CGRA-115	APOP-115	1	91
Med_Lluviosa26	CGRA-115	NEJA-115	1	90
Med_Lluviosa26	SMAR-115	STOM-115	1	82

Caso	Bus 1	Bus 2	Ckt	P (MW)
Med_Lluviosa26	ACAJ2-115	ATEO-115	1	76
Med_Seca26	SRAF-115	SMAR-115	1	100
Med_Seca26	ACAJ2-115	ATEO-115	1	84
Med_Seca26	SMAR-115	STOM-115	1	84
Med_Seca26	CGRA-115	APOP-115	1	70
Med_Seca26	CGRA-115	NEJA-115	1	69
Min_Lluviosa26	CGRA-115	APOP-115	1	82
Min_Lluviosa26	5NOV-115	SRAF-115	1	81
Min_Lluviosa26	CGRA-115	NEJA-115	1	81
Min_Lluviosa26	SRAF-115	SMAR-115	1	81
Min_Lluviosa26	ACAJ2-115	ATEO-115	1	76
Min_Seca26	ACAJ2-115	ATEO-115	1	100
Min_Seca26	AHUA-230	NEJA-230	1	96
Min_Seca26	AHUA-230	NEJA-230	2	96
Min_Seca26	ATEO-115	VOLC-115	1	91
Min_Seca26	TALN-115	VOLC-115	1	82

Aunque no se tienen problemas de regulación de tensión en ningún de los escenarios analizados para el 2026, se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de 115 kV y 230 kV. En la Figura 10.1.3 se compara la tensión en p.u. de los nodos cuyo voltaje nominal es 115 kV para cada caso analizado y en la Figura 10.1.4 para los nodos de 230 kV, para el 2026. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuyen estos valores de tensión.

En la Figura 10.1.3 se muestra que a nivel de 115 kV el caso con mejor perfil de tensión es el de demanda máxima la época seca y el que tiene en media un perfil de tensión menor es el de demanda mínima de la época lluviosa.

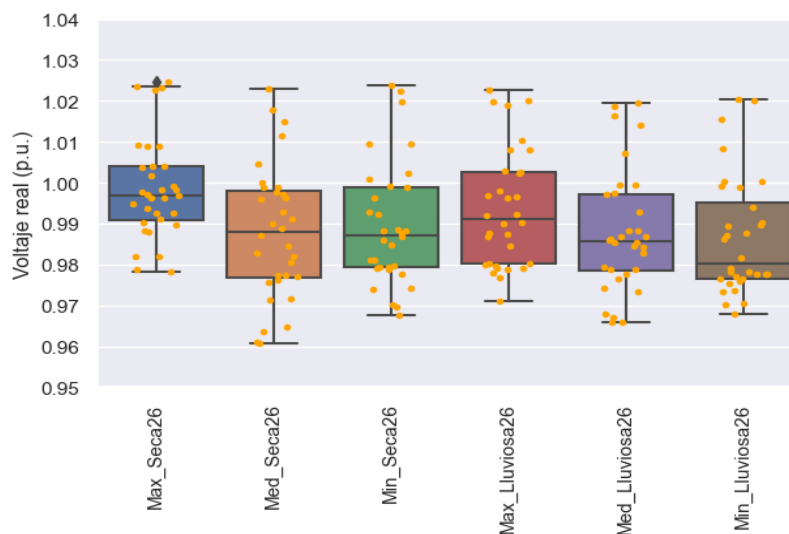


Figura 10.1.3: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2026.

En la Figura 10.1.4 se muestra que a nivel de 230 kV el caso con mejor perfil de tensión es el de demanda máxima de la época seca y el que tiene en media un perfil de tensión menor es el de demanda media de la época lluviosa.

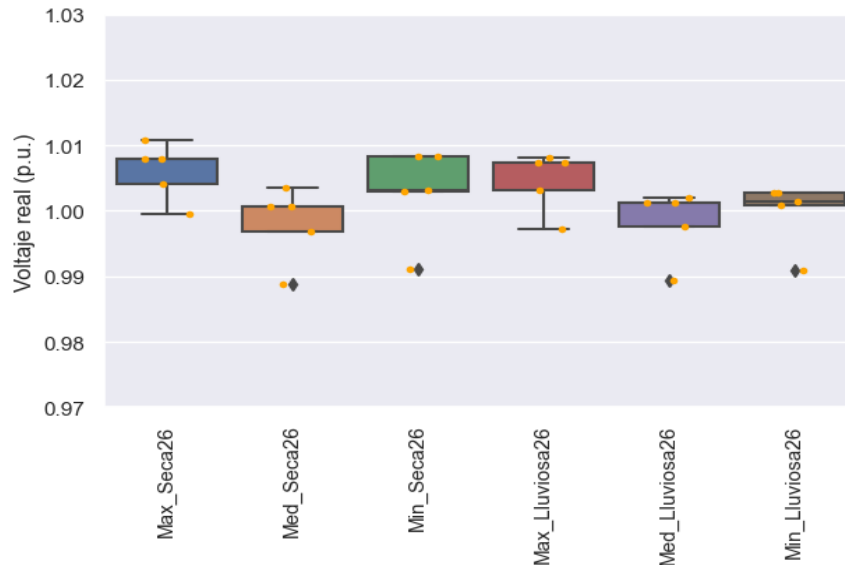


Figura 10.1.4: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2026.

Análisis de sensibilidad para el 2026.

En el análisis de sensibilidad que se realizó con las demandas indicadas en el Cuadro 6.1, Cuadro 6.3 y el Cuadro 6.4, se obtuvieron las sobrecargas indicadas en el Cuadro 10.1.4, y al respecto se observa que:

- Para el escenario de demanda máxima en época seca no se tienen problemas de sobrecarga para una demanda nacional menor o igual a 1,156 MW. Es decir que, en este escenario, para valores mayores de demanda nacional se podría presentar la sobrecarga en los transformadores de la subestación San Bartolo que se identificaron en el Cuadro 10.1.1 y se necesitaría realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real, para evitar esta condición.
- Para el escenario de demanda media en época seca, con demanda nacional menor o igual a 1,126 MW, no se tiene el problema de sobrecarga en el transformador T1 de la subestación San Antonio que se identificó en el Cuadro 10.1.1. Es decir que, en este escenario, para valores mayores de demanda nacional se podría presentar la sobrecarga y se necesitaría realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real, para evitar esta condición.
- Para el escenario de demanda media en época seca, con demanda nacional menor o igual a 1,087 MW, no se tiene el problema de sobrecarga en los transformadores de la subestación San Bartolo que se identificó en el Cuadro 10.1.1. Es decir que, en este escenario, para valores mayores de demanda nacional

se podría presentar la sobrecarga y se necesitaría realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real, para evitar esta condición.

- Para el escenario de demanda mínima en época seca no se tienen problemas de sobrecarga para una demanda nacional menor o igual a 1,039 MW. Es decir que, en este escenario, para valores mayores de demanda nacional se podría presentar la sobrecarga en el transformador T2 de la subestación San Bartolo que se identificó en el Cuadro 10.1.1 y se necesitaría realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real, para evitar esta condición.

Cuadro 10.1.4: sobrecarga en transformadores de demanda, en condiciones normales de operación en 2026, escenarios de sensibilidad.

Época	Período	Hora	Demanda	Bus 1	Bus 2	ID	Carga (%)
Seca	Media	16	1126	SBAR-115	SBAR-23	2	102.33
Seca	Media	16	1126	SBAR-115	SBAR-23	1	101.84

En la Figura 10.1.5 se muestra el análisis de cargabilidad de uno de los autotransformadores de Nejapa para el escenario de máxima demanda en la época seca de 2026. Durante las horas de mayor exigencia, a las 17:00 y 19:00, el equipo registra niveles de utilización del 57% y 61% frente a demandas del sistema de 1,098 MW y 1,179 MW, respectivamente.

Por su parte, el análisis de sensibilidad para la hora 19 demuestra que la carga del autotransformador aumenta de manera proporcional al crecimiento de la demanda del sistema: cuando la demanda total varía entre 1,040 MW y 1,180 MW, la utilización del equipo se incrementa gradualmente del 56% al 62%. Esto pone en evidencia que entre mayor sea la demanda nacional, mayor será la cargabilidad del autotransformador, por lo que se vuelve un punto crítico para la confiabilidad de la operación del SEP.

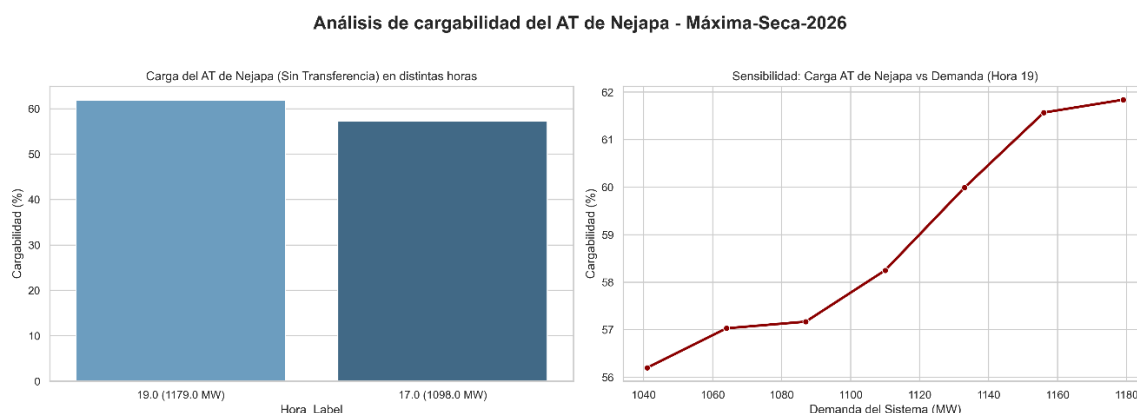


Figura 10.1.5: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda máxima, época seca de 2026.

En la Figura 10.1.6 se muestra el análisis de cargabilidad de uno de los autotransformadores de Nejapa para el escenario de demanda media en la época seca de 2026. Durante las horas a las 11:00 y 63:00, el equipo registra niveles de utilización del 48% y 63% frente a demandas del sistema de 970 MW y 1,169 MW, respectivamente. Asimismo, El análisis de sensibilidad para la hora 16 revela un comportamiento creciente de la carga del autotransformador en función de la demanda del sistema: a medida que la demanda total aumenta desde 900 MW hasta aproximadamente 1,160 MW, la utilización del equipo se incrementa de manera progresiva desde el 44% hasta el 63%.

Además, se observa que, aunque en la hora 16 se tiene una demanda menor que en la hora 19, 1,169 MW y 1,179 MW, respectivamente, el porcentaje de carga del autotransformador es mayor en la hora 16 (63%) que en la 19 (61%). Esto podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que en la hora 19 (demanda máxima) se tiene un mayor aporte de la generación en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.8, lo cual ayuda a disminuir la carga del autotransformador de Nejapa.

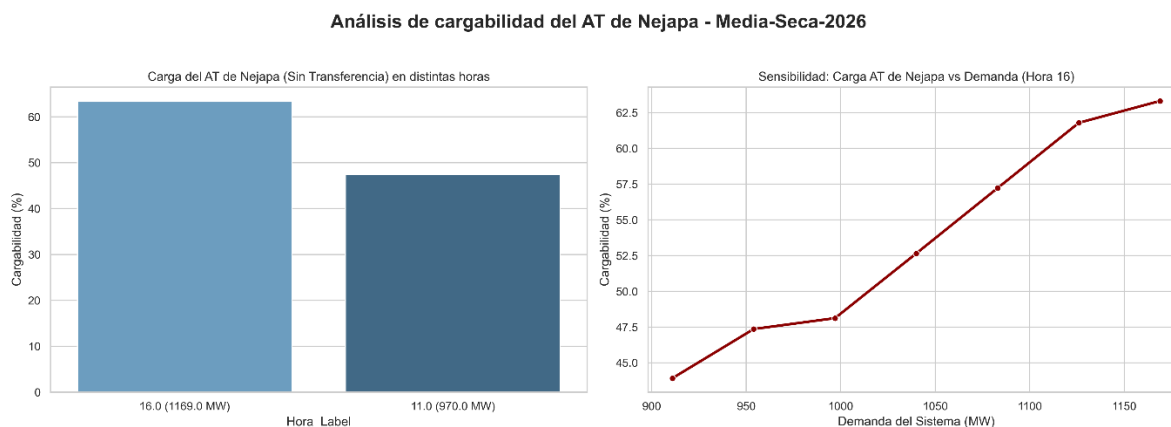


Figura 10.1.6: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda media, época seca de 2026.

En la Figura 10.1.7 se muestra el análisis de cargabilidad de uno de los autotransformadores de Nejapa para el escenario de demanda mínima en la época seca de 2026. El gráfico de barras muestra que el equipo opera con niveles de carga del 52% durante la hora 3 (con una demanda del sistema de 848 MW) y del 67% en la hora 22 (con 1,068 MW de demanda). El análisis de sensibilidad para la hora 22 demuestra cómo la carga del autotransformador responde al incremento de la demanda del sistema: cuando la demanda total aumenta desde 900 MW hasta aproximadamente 1,070 MW, la utilización del equipo se eleva progresivamente desde el 56% hasta el 67%, observándose una aceleración en el crecimiento de la carga a partir de los 1,025 MW de demanda.

A pesar de que la hora 22, tiene la menor demanda entre los escenarios de demanda principales, 1,068 MW para la hora 22; 1,169 MW par la hora 16 y 1,179 MW para la hora 19, en esta hora se tiene el mayor porcentaje de carga del autotransformador con 67% frente al 63% de la hora 16 y el 61% de la hora 19. Esto

podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que en la hora 22 (demanda mínima) se tiene un mayor aporte de la generación en la zona occidental y un bajo aporte en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.8, lo cual incrementa la carga del autotransformador de Nejapa.

Análisis de cargabilidad del AT de Nejapa - Mínima-Seca-2026

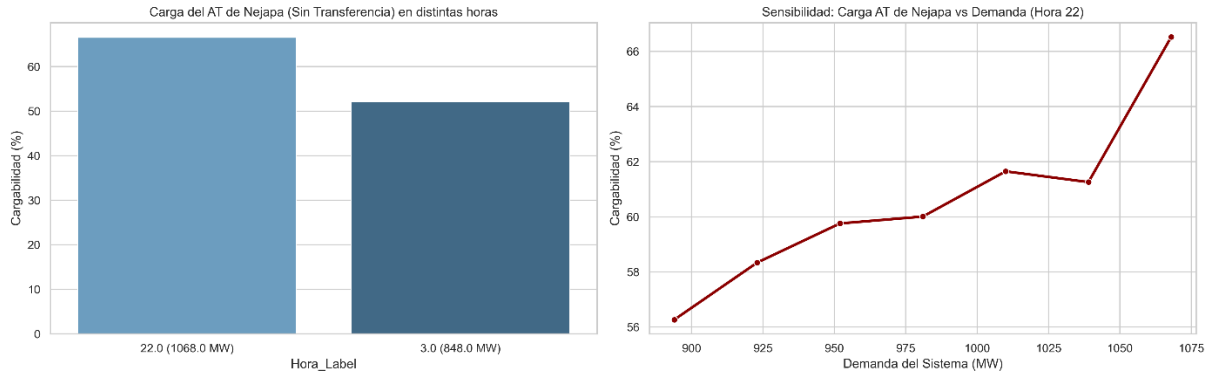


Figura 10.1.7: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda mínima, época seca de 2026.

En la Figura 10.1.8 se muestra el análisis de cargabilidad de uno de los autotransformadores de Nejapa para el escenario de máxima demanda en la época lluviosa de 2026. El gráfico de barras indica que, en las horas analizadas (18:00 y 21:00), el equipo opera con niveles de carga cercanos al 60% y 58% respectivamente, correspondiendo a demandas totales del sistema de 1,125 MW y 1,060 MW. Por su parte, el análisis de sensibilidad para la hora 18 muestra una relación directa y progresiva: a medida que la demanda del sistema aumenta desde aproximadamente 1,010 MW hasta 1,130 MW, la utilización del autotransformador se incrementa gradualmente desde un 54.5% hasta casi un 59.5%.

Análisis de cargabilidad del AT de Nejapa - Máxima-Lluviosa-2026

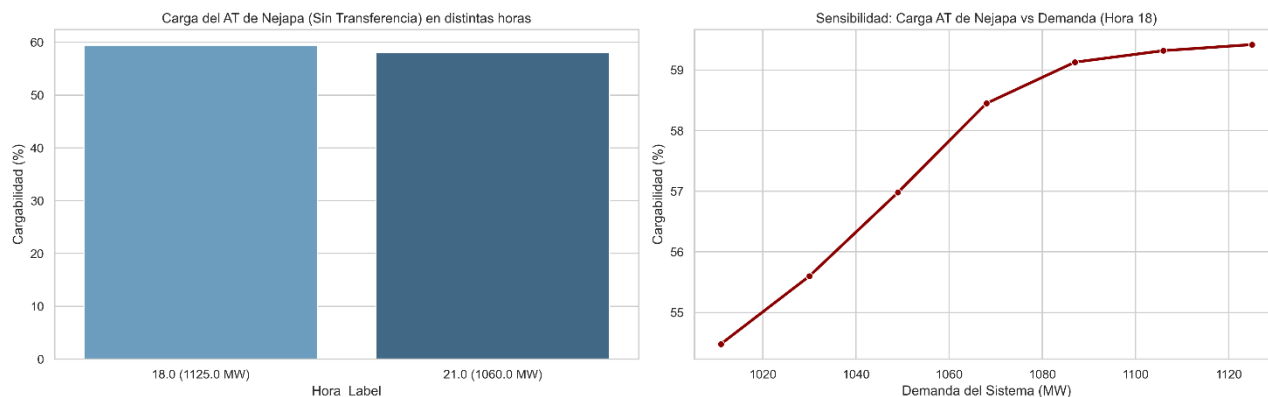


Figura 10.1.8: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda máxima, época lluviosa de 2026.

En la Figura 10.1.9 se muestra el análisis de cargabilidad de uno de los autotransformadores de Nejapa para el escenario de demanda media en la época lluviosa de 2026. El gráfico de barras indica que el punto de mayor exigencia ocurre a las 15:00 horas, donde el equipo alcanza una carga aproximada del 60% frente a una demanda del sistema de 1,091 MW, mientras que a las 11:00 horas la carga disminuye considerablemente al 35% con una demanda de 877 MW. El análisis de sensibilidad para la hora 15 confirma una relación proporcional directa: al incrementar la demanda total desde 900 MW hasta casi 1,100 MW, la utilización del autotransformador aumenta linealmente desde el 40% hasta el 60%.

Además, se observa que, en este escenario de demanda la carga del autotransformador es menor en la época lluviosa que en la seca. Esto podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que para la época lluviosa se tiene un mayor aporte de la generación en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.8, además de que la demanda es menor (Cuadro 6.1), lo cual ayuda a disminuir la carga del autotransformador de Nejapa.

Análisis de cargabilidad del AT de Nejapa - Media-Lluviosa-2026

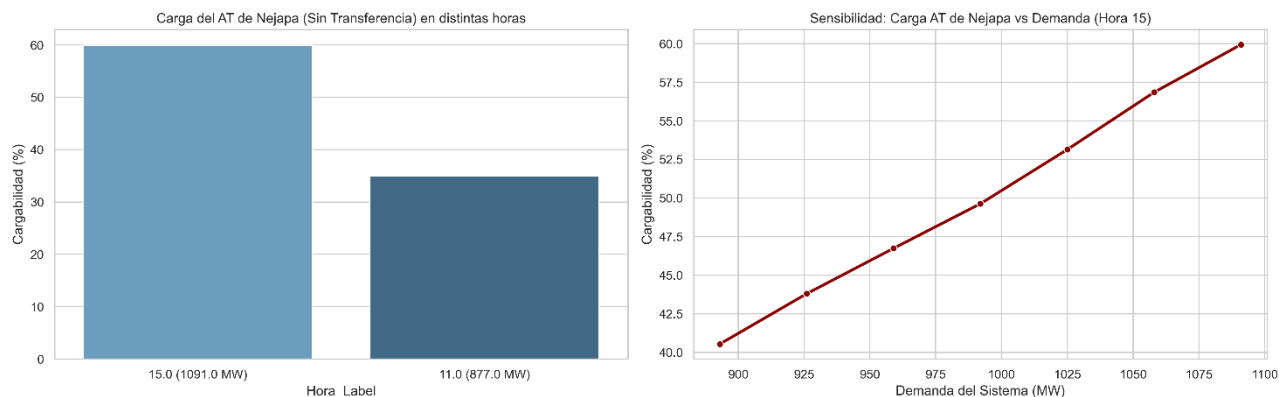


Figura 10.1.9: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda media, época lluviosa de 2026.

En la Figura 10.1.10 se muestra el análisis de cargabilidad de uno de los autotransformadores de Nejapa para el escenario de demanda mínima en la época lluviosa de 2026. El gráfico de barras revela que el equipo opera con niveles de utilización moderados, alcanzando un máximo del 53% durante la hora 22 (con una demanda del sistema de 986 MW) y descendiendo al 37% en la hora 3 (con 793 MW). Por otro lado, el análisis de sensibilidad para la hora 22 ilustra un comportamiento lineal y predecible: a medida que la demanda total del sistema aumenta desde 840 MW hasta 980 MW, la carga del autotransformador crece progresivamente desde el 40% hasta el 54%.

Además, se observa que, en este escenario de demanda la carga del autotransformador es menor en la época lluviosa que en la seca. Esto podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que para la época lluviosa se tiene un mayor aporte de la generación en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.8, además de que la demanda es menor (Cuadro 6.1), lo cual ayuda a disminuir la carga del autotransformador de Nejapa.

Análisis de cargabilidad del AT de Nejapa - Mínima-Lluviosa-2026

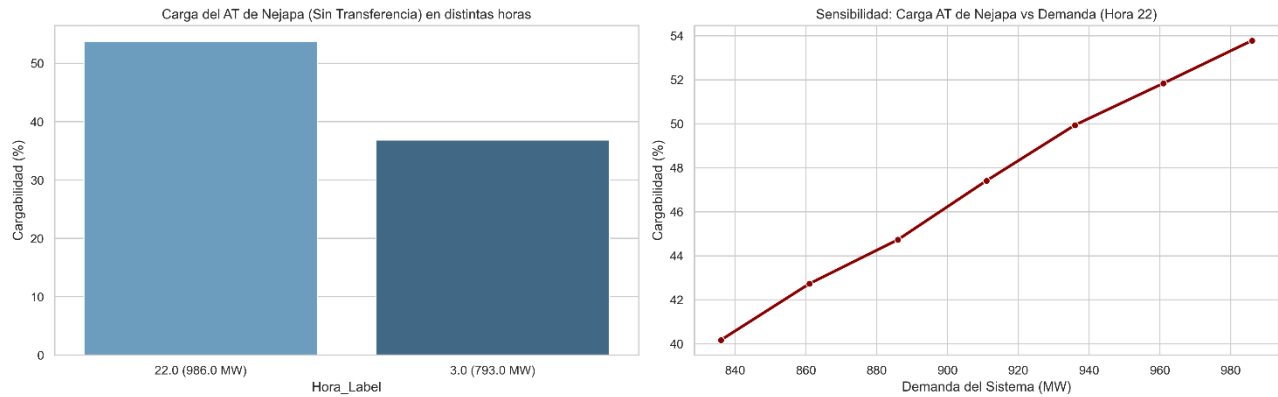


Figura 10.1.10: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda mínima, época lluviosa de 2026.

10.1.2. Casos base 2027

En la Figura 10.1.11 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos analizados del 2027. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, en estos casos coinciden con la generación ya que no se tienen transferencias simuladas. Se observa que los escenarios con mayores pérdidas son los de demanda máxima y media de la época lluviosa, siendo el mayor el de demanda media, y los de pérdidas menores son los de los escenarios de demanda mínima, siendo el menor el de la época seca.

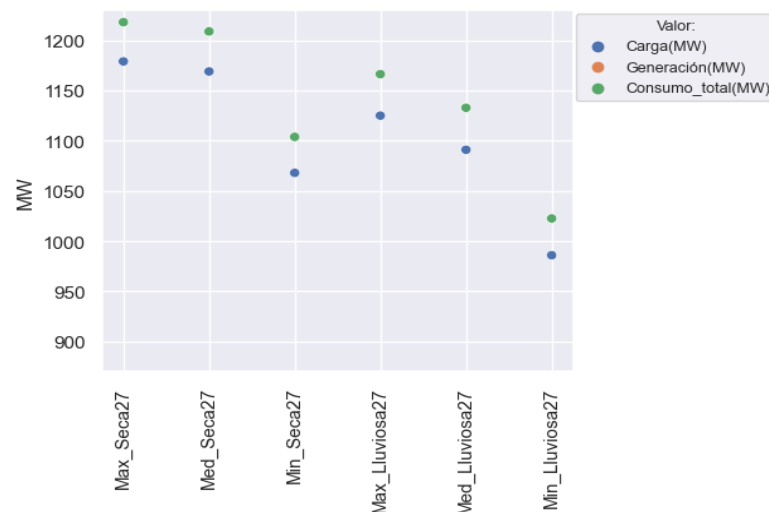


Figura 10.1.11: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2027.

En la Figura 10.1.12 se muestran los valores de la compensación de potencia reactiva utilizada en cada uno de los casos para el 2027. Los casos con mayor compensación reactiva son los del escenario de demanda media tanto de la época seca como lluviosa, este son los casos donde se tiene una demanda alta (Cuadro 6.1) y la generación se encuentra más alejada del centro de carga (**Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), por este motivo se necesita un mayor aporte de los bancos de capacitores para regular la tensión.

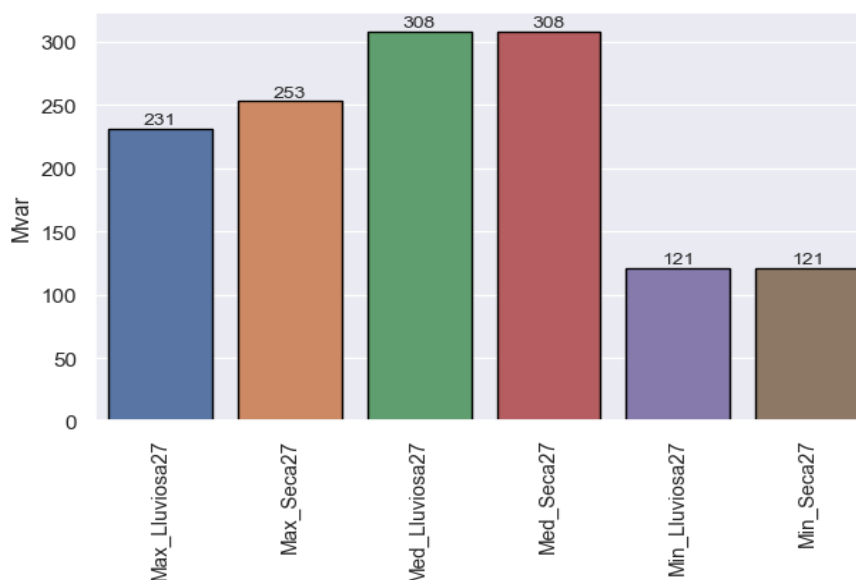


Figura 10.1.12: comparación de los datos compensación reactiva para el 2027.

En el se resumen los resultados de esta evaluación para el 2027, se observa que para la época seca se obtienen problemas de sobrecarga en los transformadores T1 y T2 que alimentan la demanda de la subestación San Bartolo, tanto en el escenario de demanda máxima como el de media. Para la demanda media de la época seca se perciben problemas de sobrecarga en el transformador T1 que alimenta la demanda de la subestación San Antonio. Para evitar estos problemas es probable que sea necesario realizar traslados de carga hacia otras subestaciones ante condiciones de alta demanda.

Cuadro 10.1.5 se resumen los resultados de esta evaluación para el 2027, se observa que para la época seca se obtienen problemas de sobrecarga en los transformadores T1 y T2 que alimentan la demanda de la subestación San Bartolo, tanto en el escenario de demanda máxima como el de media. Para la demanda media de la época seca se perciben problemas de sobrecarga en el transformador T1 que alimenta la demanda de la subestación San Antonio. Para evitar estos problemas es probable que sea necesario realizar traslados de carga hacia otras subestaciones ante condiciones de alta demanda.

Cuadro 10.1.5: evaluación de las condiciones normales de operación para el 2027.

Demanda:	Máxima		Media		Mínima	
Criterio/Época:	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate A	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate A	SBAR 115/23 kV T1 (100.3 %), T2 (100.78 %)	No hay	SBAR 115/23 kV T1 (106.29 %), T2 (106.8 %) SANT 115/23 kV T1 (101.13 %)	No hay	No hay	No hay
Violaciones de alto voltaje (>1.05 p.u.);	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.95 p.u.)	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay

En el Cuadro 10.1.6 se presentan los transformadores de demanda que operan con niveles de carga superiores al 90% para el 2027. Se identificaron 12 situaciones críticas donde los equipos trabajan cerca de su capacidad límite. La mayoría de estos transformadores ya se había identificado en el se resumen los resultados de esta evaluación para el 2027, se observa que para la época seca se obtienen problemas de sobrecarga en los transformadores T1 y T2 que alimentan la demanda de la subestación San Bartolo, tanto en el escenario de demanda máxima como el de media. Para la demanda media de la época seca se perciben problemas de sobrecarga en el transformador T1 que alimenta la demanda de la subestación San Antonio. Para evitar estos problemas es probable que sea necesario realizar traslados de carga hacia otras subestaciones ante condiciones de alta demanda.

Cuadro 10.1.5, en este cuadro se adiciona el transformador T1 de la subestación Ateos en 46 kV con el 91.12 %, en demanda máxima de la época seca; y el transformador T2 de la subestación San Antonio con el 90.76%. Estos altos niveles de utilización indican que dichos transformadores operan con poco margen de reserva, lo cual requiere atención especial para garantizar la continuidad del servicio eléctrico y prevenir sobrecargas que puedan afectar la operación del SEP.

Cuadro 10.1.6: elementos de transmisión con carga igual o mayor al 90% para 2027.

Caso	Bus 1	Bus 2	Ckt	Carga (%)
Min_Seca27	SBAR-115	SBAR-23	2	99.99
Min_Seca27	SBAR-115	SBAR-23	1	99.51
Med_Lluviosa27	SBAR-115	SBAR-23	2	99.07
Med_Lluviosa27	SBAR-115	SBAR-23	1	98.6
Med_Seca27	SANT-115	SANT-23	2	98.26
Max_Lluviosa27	SBAR-115	SBAR-23	2	96.35
Max_Lluviosa27	SBAR-115	SBAR-23	1	95.89
Med_Lluviosa27	SANT-115	SANT-23	1	93.42
Min_Lluviosa27	SBAR-115	SBAR-23	2	92.13

Min_Lluviosa27	SBAR-115	SBAR-23	1	91.69
Max_Seca27	ATEO-115	ATEO-46	1	91.12
Med_Lluviosa27	SANT-115	SANT-23	2	90.76

En el cuadro Cuadro 10.1.7 se muestran las 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa para cada escenario analizado. De lo que podemos concluir que:

- Las líneas de 115 kV con mayor relevancia en estos escenarios son CGRA-APOP-01, SRAF-SMAR-01, SMAR-STOM-01, CGRA-NEJA-01 y ACAJ-ATEO-01
- Las líneas de 230 kV con mayor relevancia en estos escenarios son AHUA-NEJA-01 y AHUA-NEJA-02.

Cuadro 10.1.7: 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa por escenario de 2027.

Caso	Bus 1	Bus 2	Ckt	P (MW)
Max_Lluviosa27	SMAR-115	STOM-115	1	93
Max_Lluviosa27	SRAF-115	SMAR-115	1	90
Max_Lluviosa27	CGRA-115	APOP-115	1	84
Max_Lluviosa27	ACAJ2-115	ATEO-115	1	83
Max_Lluviosa27	CGRA-115	NEJA-115	1	83
Max_Seca27	ACAJ2-115	ATEO-115	1	90
Max_Seca27	SMAR-115	STOM-115	1	82
Max_Seca27	SRAF-115	SMAR-115	1	74
Max_Seca27	ATEO-115	VOLC-115	1	74
Max_Seca27	AHUA-230	NEJA-230	1	73
Med_Lluviosa27	SRAF-115	SMAR-115	1	121
Med_Lluviosa27	CGRA-115	APOP-115	1	97
Med_Lluviosa27	CGRA-115	NEJA-115	1	95
Med_Lluviosa27	SMAR-115	STOM-115	1	94
Med_Lluviosa27	15SE-230	NEJA-230	1	80
Med_Seca27	SRAF-115	SMAR-115	1	103
Med_Seca27	ACAJ2-115	ATEO-115	1	91
Med_Seca27	SMAR-115	STOM-115	1	89
Med_Seca27	CGRA-115	APOP-115	1	71
Med_Seca27	CGRA-115	NEJA-115	1	70
Min_Lluviosa27	SRAF-115	SMAR-115	1	89
Min_Lluviosa27	CGRA-115	APOP-115	1	87
Min_Lluviosa27	CGRA-115	NEJA-115	1	85
Min_Lluviosa27	SMAR-115	STOM-115	1	85
Min_Lluviosa27	5NOV-115	SRAF-115	1	77
Min_Seca27	ACAJ2-115	ATEO-115	1	90
Min_Seca27	AHUA-230	NEJA-230	1	84
Min_Seca27	AHUA-230	NEJA-230	2	84
Min_Seca27	ATEO-115	VOLC-115	1	83
Min_Seca27	TALN-115	VOLC-115	1	75

Aunque no se tienen problemas de regulación de tensión en ningún de los escenarios analizados para el 2027, se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de 115 kV y 230 kV. En la Figura 10.1.13 se compara la tensión en p.u. de los nodos cuyo voltaje nominal es 115 kV para cada caso analizado y en la Figura 10.1.14 para los nodos de 230 kV, para el 2026. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuyen estos valores de tensión.

En la Figura 10.1.13 se muestra que a nivel de 115 kV el caso con mejor perfil de tensión es el de demanda máxima la época seca y el que tiene en media un perfil de tensión menor es el de demanda mínima de la época lluviosa.

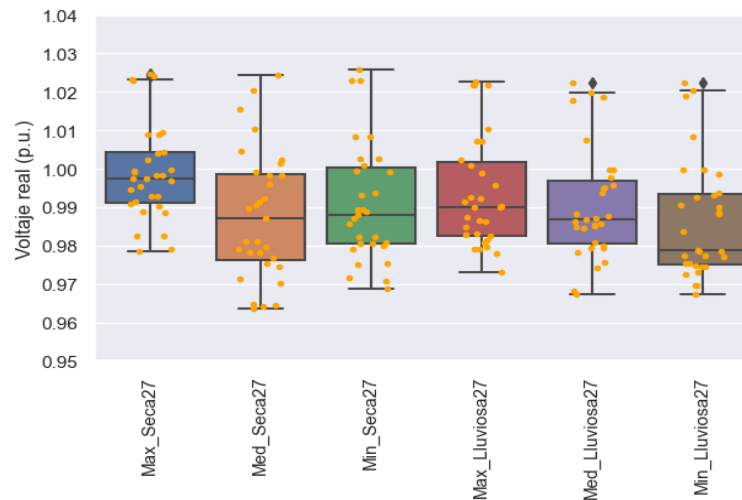


Figura 10.1.13: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2027.

En la Figura 10.1.14 se muestra que a nivel de 230 kV el caso con mejor perfil de tensión es el de demanda mínima de la época seca y el que tiene en media un perfil de tensión menor es el de demanda media de la época seca.

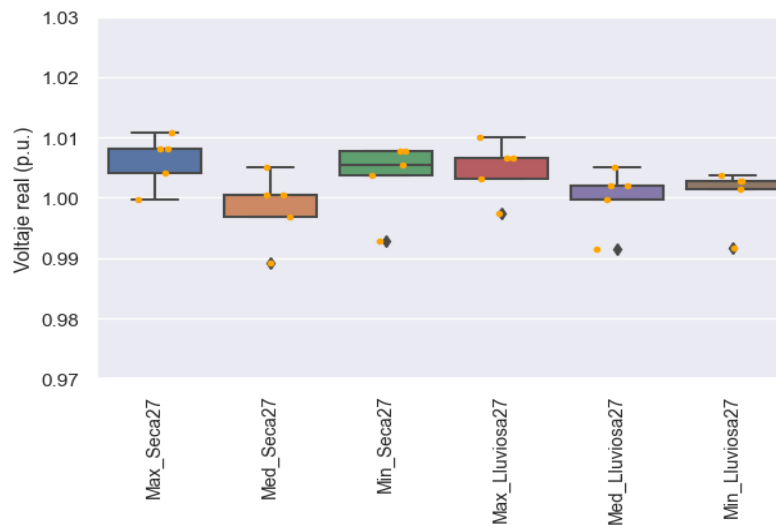


Figura 10.1.14: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2027.

Análisis de sensibilidad para el 2027.

En el análisis de sensibilidad que se realizó con las demandas indicadas en el Cuadro 6.1, Cuadro 6.3 y el Cuadro 6.4, se obtuvieron las sobrecargas indicadas en el Cuadro 10.1.8, y al respecto se observa que:

- Para el escenario de demanda máxima en época seca no se tienen problemas de sobrecarga para una demanda nacional menor o igual a 1,156 MW. Es decir que, en este escenario, para valores mayores de demanda nacional se podría presentar la sobrecarga en los transformadores de la subestación San Bartolo que se identificaron en el Cuadro 10.1.4 y se necesitaría realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real, para evitar esta condición.
- Para el escenario de demanda media en época seca, con demanda nacional menor o igual a 1,126 MW, no se tiene el problema de sobrecarga en el transformador T1 de la subestación San Antonio que se identificó en el Cuadro 10.1.4. Es decir que, en este escenario, para valores mayores de demanda nacional se podría presentar la sobrecarga y se necesitaría realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real, para evitar esta condición.
- Para el escenario de demanda media en época seca, con demanda nacional menor o igual a 1,087 MW, no se tiene el problema de sobrecarga en los transformadores de la subestación San Bartolo que se identificó en el Cuadro 10.1.1. Es decir que, en este escenario, para valores mayores de demanda nacional se podría presentar la sobrecarga y se necesitaría realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real, para evitar esta condición.

Cuadro 10.1.8: sobrecarga en transformadores de demanda, en condiciones normales de operación en 2027, escenarios de sensibilidad.

Época	Período	Hora	Demanda	Bus 1	Bus 2	ID	Carga (%)
Seca	Media	16	1126	SBAR-115	SBAR-23	2	102.15
Seca	Media	16	1126	SBAR-115	SBAR-23	1	101.66

En la Figura 10.1.15 se muestra el análisis de cargabilidad del autotransformador de Nejapa para el escenario de máxima demanda en la época seca de 2027. El gráfico de barras muestra que, en las horas analizadas, el equipo opera con niveles de utilización del 60% a las 19:00 horas (con una demanda del sistema de 1,179 MW) y aproximadamente del 57% a las 17:00 horas (con 1,098 MW). Por su parte, el análisis de sensibilidad para la hora 19 evidencia un incremento progresivo de la carga: al aumentar la demanda total del sistema desde 1,040 MW hasta 1,180 MW, la utilización del autotransformador crece desde un 55.5% hasta alcanzar un pico cercano al 60.5%. Esto pone reafirma que entre mayor sea la demanda nacional, mayor será la cargabilidad del autotransformador, por lo que se vuelve un punto crítico para la confiabilidad de la operación del SEP.

Análisis de cargabilidad del AT de Nejapa - Max-Seca-2027

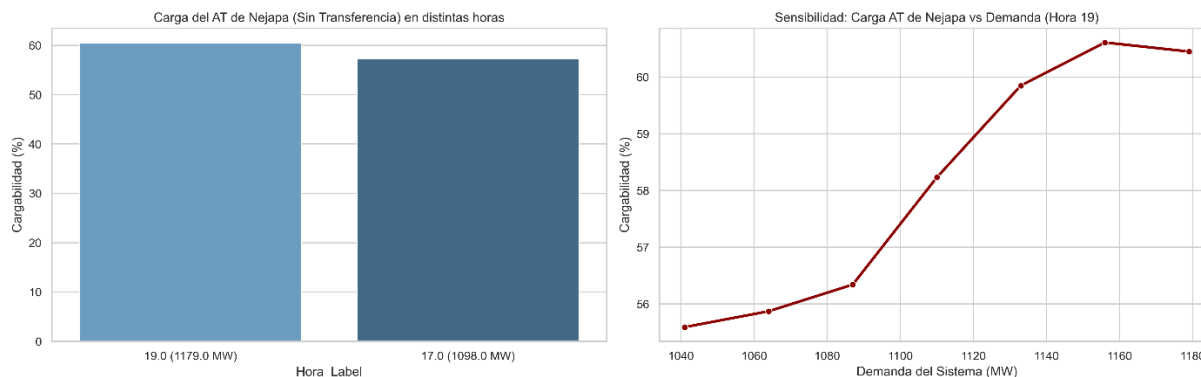


Figura 10.1.15: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda máxima, época seca de 2027.

En la Figura 10.1.16 se muestra el análisis de cargabilidad del autotransformador de Nejapa para el escenario de demanda media en la época seca de 2027. El gráfico de barras indica que el equipo presenta niveles de carga diferenciados según la hora del día: durante la hora 16 alcanza aproximadamente el 64% de utilización con una demanda del sistema de 1,169 MW, mientras que en la hora 11 la carga disminuye al 45% con una demanda de 970 MW. El análisis de sensibilidad para la hora 16 revela un comportamiento de crecimiento sostenido: a medida que la demanda del sistema aumenta desde 900 MW hasta aproximadamente 1,170 MW, la carga del autotransformador se incrementa de manera progresiva desde el 43% hasta el 65%.

Además, se observa que, aunque en la hora 16 se tiene una demanda menor que en la hora 19, 1,169 MW y 1,179 MW, respectivamente, el porcentaje de carga del autotransformador es mayor en la hora 16 (65%) que en la 19 (60%). Esto podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que en la hora 19 (demanda máxima) se tiene un mayor aporte de la generación en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.9, lo cual ayuda a disminuir la carga del autotransformador de Nejapa.

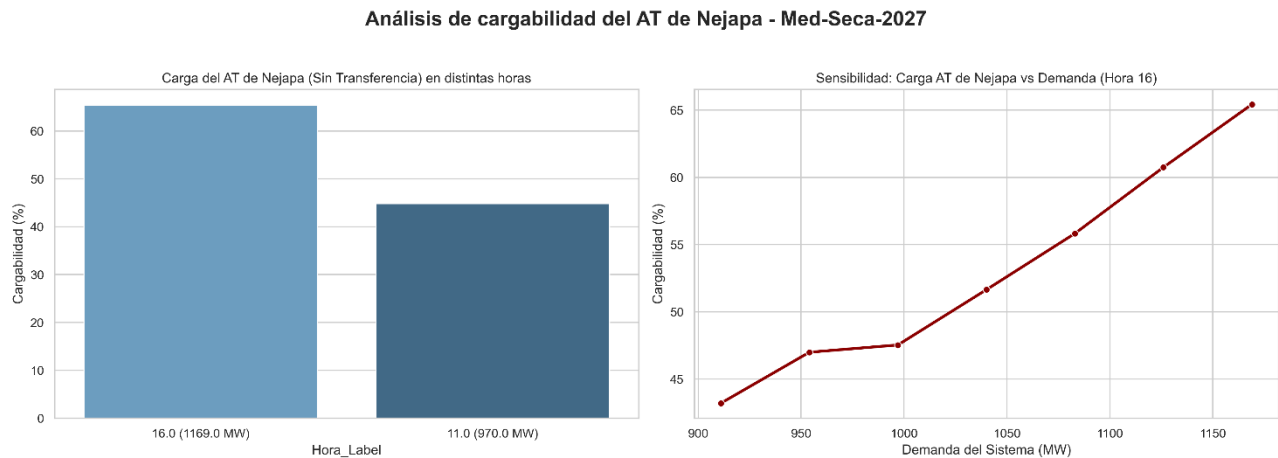


Figura 10.1.16: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda media, época seca de 2027.

En la Figura 10.1.17 se muestra el análisis de cargabilidad del autotransformador de Nejapa para el escenario de demanda mínima en la época seca de 2027. El gráfico de barras muestra que el equipo opera con niveles de carga del 52% durante la hora 3 (con una demanda del sistema de 848 MW) y del 67% en la hora 22 (con 1,068 MW de demanda). El análisis de sensibilidad para la hora 22 demuestra cómo la carga del autotransformador responde al incremento de la demanda del sistema: cuando la demanda total aumenta desde 900 MW hasta aproximadamente 1,070 MW, la utilización del equipo se eleva progresivamente desde el 56% hasta el 67%, observándose una aceleración en el crecimiento de la carga a partir de los 1,025 MW de demanda.

A pesar de que la hora 22, tiene la menor demanda entre los escenarios de demanda principales, 1,068 MW para la hora 22; 1,169 MW para la hora 16 y 1,179 MW para la hora 19, en esta hora se tiene el mayor porcentaje de carga del autotransformador con 67% frente al 63% de la hora 16 y el 60% de la hora 19. Esto podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que en la hora 22 (demanda mínima) se tiene un mayor aporte de la generación en la zona occidental y un bajo aporte en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.9, lo cual incrementa la carga del autotransformador de Nejapa.

Análisis de cargabilidad del AT de Nejapa - Min-Seca-2027

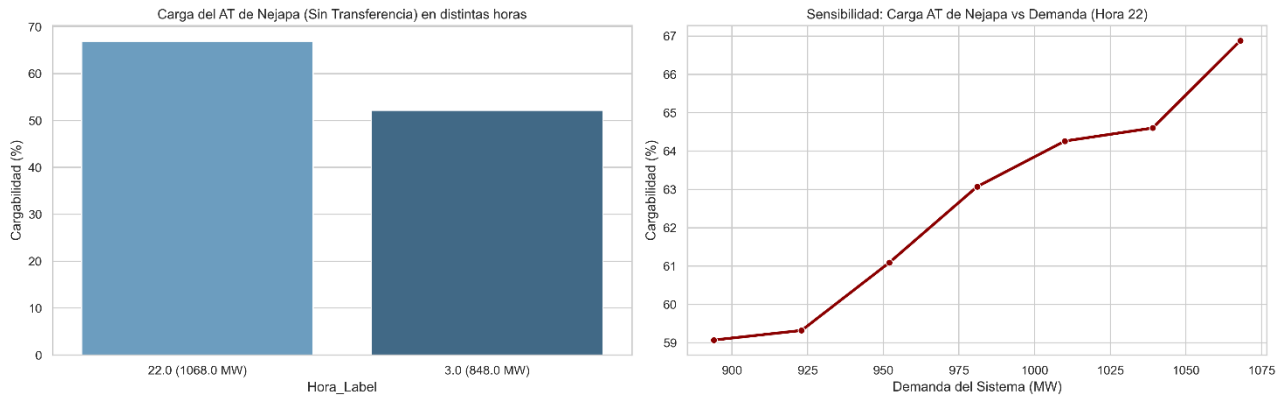


Figura 10.1.17: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda mínima, época seca de 2027.

En la Figura 10.1.18 se muestra el análisis de cargabilidad del autotransformador de Nejapa para el escenario de máxima demanda en la época lluviosa de 2027. El gráfico de barras indica que el equipo opera con niveles de utilización moderados, alcanzando aproximadamente el 62% a las 18:00 horas (con una demanda del sistema de 1,125 MW) y cerca del 61% a las 21:00 horas (con 1,060 MW). El análisis de sensibilidad para la hora 18 muestra un comportamiento creciente constante: al incrementar la demanda total desde aproximadamente 1,010 MW hasta 1,130 MW, la carga del autotransformador aumenta progresivamente desde un 57% hasta superar el 63%.

Análisis de cargabilidad del AT de Nejapa - Max-Lluv-2027

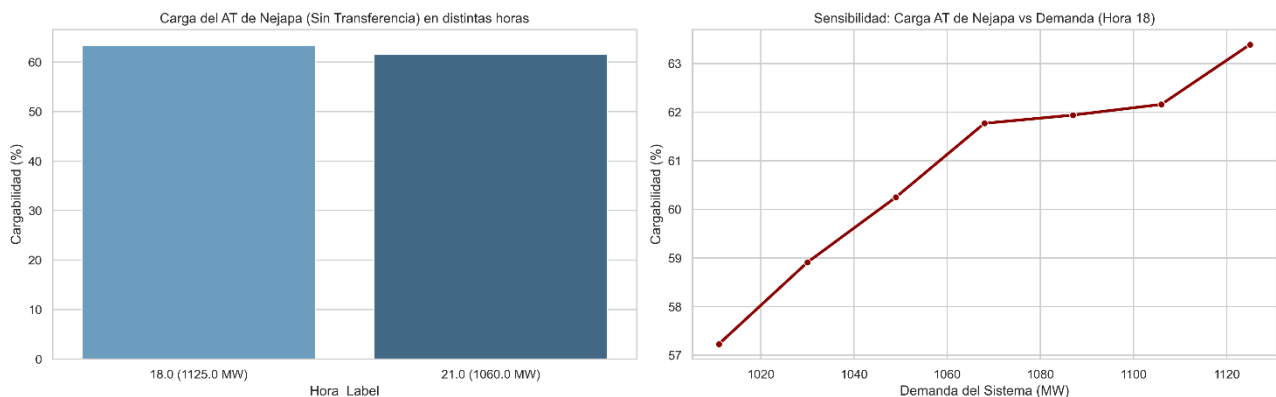


Figura 10.1.18: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda máxima, época lluviosa de 2027.

En la Figura 10.1.19 se muestra el análisis de cargabilidad del autotransformador de Nejapa para el escenario de demanda media en la época lluviosa de 2027. El gráfico de barras indica que el equipo opera con niveles de utilización moderados, alcanzando aproximadamente el 56% durante la hora 15 (con una demanda del sistema de 1,091 MW) y reduciéndose al 49% en la hora 11 (con 877 MW). El análisis de sensibilidad para la hora 15 revela un comportamiento de crecimiento proporcional: a medida que la demanda del sistema aumenta desde 900 MW hasta aproximadamente 1,090 MW, la carga del autotransformador se incrementa de manera progresiva desde el 44% hasta el 57%.

Además, se observa que, en este escenario de demanda la carga del autotransformador es menor en la época lluviosa que en la seca. Esto podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que para la época lluviosa se tiene un mayor aporte de la generación en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.9, además de que la demanda es menor (Cuadro 6.1), lo cual ayuda a disminuir la carga del autotransformador de Nejapa.

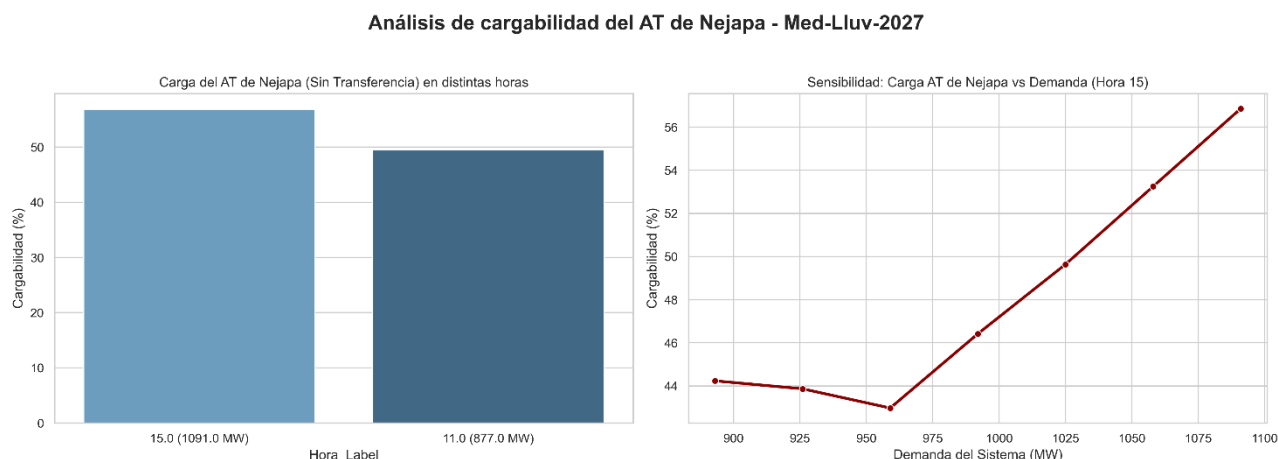


Figura 10.1.19: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda media, época lluviosa de 2027.

En la Figura 10.1.20 se muestra el análisis de cargabilidad del autotransformador de Nejapa para el escenario de demanda mínima en la época lluviosa de 2027. El gráfico de barras indica que el equipo opera con niveles de utilización bastante bajos, alcanzando un máximo aproximado del 54% durante la hora 22 (con una demanda del sistema de 986 MW) y reduciéndose al 36% en la hora 3 (con 793 MW). El análisis de sensibilidad para la hora 22 muestra un comportamiento de crecimiento lineal: a medida que la demanda del sistema aumenta desde 840 MW hasta 980 MW, la carga del autotransformador se incrementa progresivamente desde el 40% hasta el 54%.

Además, se observa que, en este escenario de demanda la carga del autotransformador es menor en la época lluviosa que en la seca. Esto podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que para la época lluviosa se tiene un mayor aporte de la generación en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.9,

además de que la demanda es menor (Cuadro 6.1), lo cual ayuda a disminuir la carga del autotransformador de Nejapa.

Análisis de cargabilidad del AT de Nejapa - Min-Lluv-2027

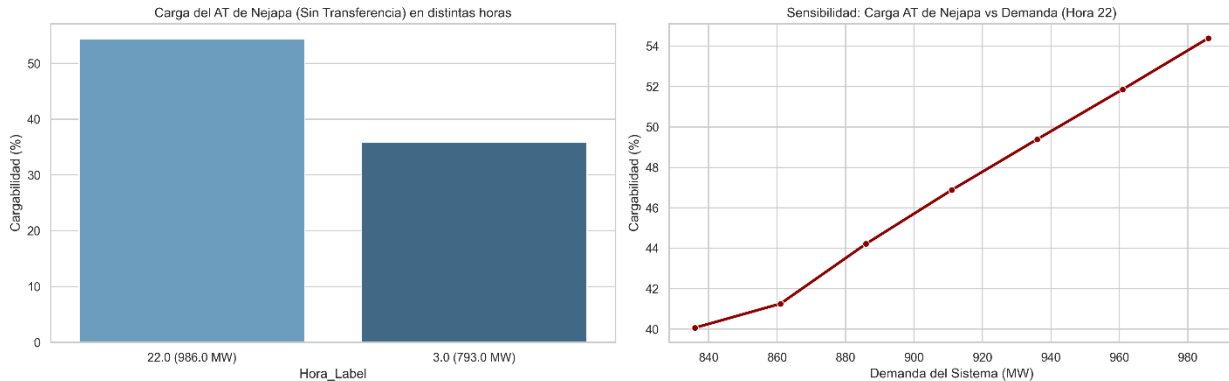


Figura 10.1.20: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en demanda mínima, época lluviosa de 2027.

10.1.3. Resumen de los resultados de los casos bases sin transferencias

Del análisis del caso base sin transferencia se concluye:

- Para los escenarios de 2026 y 2027 no existen problemas de regulación de tensión, pero sí problemas de sobrecargas en las subestaciones San Antonio y San Bartolo. Para la época seca se obtienen problemas de sobrecarga en los transformadores T1 y T2 de San Bartolo, tanto en el escenario de demanda máxima como el de media. Para la demanda media de la época seca la sobrecarga se da en el transformador T1 que alimenta la demanda de la subestación San Antonio.
- Para 2026 y 2027, en el escenario de demanda máxima en época seca no se tienen problemas de sobrecarga para una demanda nacional menor o igual a 1,156 MW, para valores superiores a este necesitará realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real para evitar sobrecargas en los transformadores de San Bartolo.
- Para 2026 y 2027, en el escenario de demanda media en época seca, con demanda nacional menor o igual a 1,126 MW, no se tiene el problema de sobrecarga en el transformador T1 de la subestación San Antonio, esto implica que para valores demanda, superiores a este se necesitará realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real para evitar esta condición.
- Para los escenarios de 2026 y 2027, en el escenario de demanda media en época seca, con demanda nacional menor o igual a 1,087 MW, no se tiene el problema de sobrecarga en los transformadores de la subestación San Bartolo. Es decir que, en este escenario, para valores mayores de demanda nacional se

podría presentar la sobrecarga y se necesitaría realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real, para evitar esta condición.

- Para ambos años se observa una relación casi lineal entre la carga de los autotransformadores de NEJA y la demanda nacional, entre mayor es la demanda simulada mayor es la carga de los autotransformadores y viceversa.
- Para 2026 se observa una tendencia donde la época seca presenta niveles de utilización ligeramente superiores a la época lluviosa.
 - Época Seca: Las cargas oscilan entre el 61% y el 67%.
 - Época Lluviosa: Las cargas son más moderadas, variando entre el 53% y el 60%.

Esto sugiere que las condiciones de operación durante la estación seca son más exigentes para estos equipos específico, probablemente debido a la distribución geográfica de la generación (Cuadro 7.8), que es mayor en la zona central en la época lluviosa de 2026, además de que la demanda es menor en esta misma época (Cuadro 6.1 a Cuadro 6.4).

- Para 2026 se observa que el escenario de demanda mínima en la época seca presenta el porcentaje de carga más alto de todos (alcanzando el 67% en la hora 22), superando incluso a los escenarios de máxima demanda. Esto podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que en la hora 22 (demanda mínima) se tiene un mayor aporte de la generación en la zona occidental y un bajo aporte en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.8, lo cual incrementa la carga del autotransformador de Nejapa.
- Por el contrario, para 2026, el escenario de demanda mínima en la época lluviosa es el más holgado, con cargas que apenas alcanzan el 53%. Este escenario es el de menor demanda de todos los analizado (Cuadro 6.1 a Cuadro 6.4), además tiene un aporte menor de la generación en la zona occidental y oriental del SEP (Cuadro 7.8).
- Para 2027 se observa una tendencia donde la época seca presenta niveles de utilización ligeramente superiores a la época lluviosa.
 - Época Seca: Las cargas oscilan entre el 60% y el 67%.
 - Época Lluviosa: Las cargas son más moderadas, variando entre el 54% y el 62%.

Esto sugiere que las condiciones de operación durante la estación seca son más exigentes para estos equipos específico, probablemente debido a la distribución geográfica de la generación (Cuadro 7.9), que es mayor en la zona central en la época lluviosa de 2027, además de que la demanda es menor en esta misma época (Cuadro 6.1 a Cuadro 6.4).

- Para 2027 se observa que el escenario de demanda mínima en la época seca presenta el porcentaje de carga más alto de todos (alcanzando el 67% en la hora 22), superando incluso a los escenarios de máxima demanda. Esto podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que en la hora 22 (demanda mínima) se tiene un mayor aporte de la generación en la zona occidental y un bajo aporte en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.9 lo cual incrementa la carga del autotransformador de Nejapa.

- Por el contrario, para 2027, el escenario de demanda mínima en la época lluviosa es el más holgado, con cargas que apenas alcanzan el 54%. Este escenario es el de menor demanda de todos los analizado (Cuadro 6.1 a Cuadro 6.4), además tiene un aporte menor de la generación en la zona occidental y oriental del SEP (Cuadro 7.9).

10.2. Análisis lineal de la red de transmisión para los escenarios de 2026 y 2027

En el anexo 2 se encuentran las salidas completas de la herramienta de análisis lineal del PSS/E con la que se realizó la simulación, para los escenarios de 2026 y 2027, el listado de las contingencias analizadas, las líneas monitoreadas y los subsistemas definidos.

Para el cálculo de las transferencias máximas, las simulaciones inician con intercambio de cero, por eso el valor máximo se obtiene directamente de los archivos *.txt del anexo 2. En cambio, para el cálculo de la máxima inyección en el nodo de Acajutla, se debe tomar en cuenta la generación inicial en este nodo, resumida en el Cuadro 7.6 y en el Cuadro 7.7, por lo que, a los resultados del anexo 2 se debe sumar la generación inicial que corresponda.

10.2.1. Resultados del análisis lineal para el 2026

Capacidad de generación en ACAJ.

En el Cuadro 10.2.1 se muestra para cada escenario de análisis la máxima generación en ACAJ, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red de transmisión afectado por la contingencia, para el 2026. Se observa que la contingencia limitante en todos los escenarios es la pérdida de uno de los autotransformadores de Nejapa, que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación.

Cuadro 10.2.1: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2026.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	507.46
Max_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	441.46
Med_Lluviosa26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	390.76
Med_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	391.79
Min_Lluviosa26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	494.22
Min_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	536.57

Se realizó el ejercicio de no considerar la contingencia de la pérdida de uno de los autotransformadores de Nejapa, para encontrar la siguiente contingencia limitante. El resultado se muestra en el Cuadro 10.2.2 y se observa que, bajo esta condición, hay un aumento en la máxima generación en el nodo ACAJ y la contingencia que limitaría en la mayoría de los escenarios es la pérdida de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea en paralelo que queda en operación. También resulta limitando la contingencia de unos de los

autotransformadores de la planta EDP, que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación; también limita la contingencia de una de las líneas de 115 kV ACAJ-SONS, que sobrecarga la línea en paralelo que queda en operación.

Cuadro 10.2.2: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2026, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa26	ACAJ-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	587.86
Max_Seca26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	642.46
Med_Lluviosa26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	620.66
Med_Seca26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	614.09
Min_Lluviosa26	EDP_AUTOTF1	EDP2-230-EDP_TR230-2	620.42
Min_Seca26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	650.77

En la Figura 10.2.1 se muestran todas las contingencias que limitan la capacidad de generación en la subestación ACAJ, para el 2026, así como su número de ocurrencias dentro del análisis. De esta figura se observa que si bien es cierto las contingencias mostradas en el Cuadro 10.2.1 y en el Cuadro 10.2.2 son las que limitan a un valor menor la generación máxima en ACAJ, las cinco contingencias que más aparecen en el análisis son:

- Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01, que aparece 33 veces.
- Disparo de la línea AHUA – SANA – 01, que aparece 20 veces.
- Disparo de la línea SONS – ATEO – 01, que aparece 20 veces.
- Disparo de la línea OPIC – SONS – 01, que aparece 19 veces.
- Disparo de la línea AHUA – NEJA – 01/02, que aparece 18 veces.

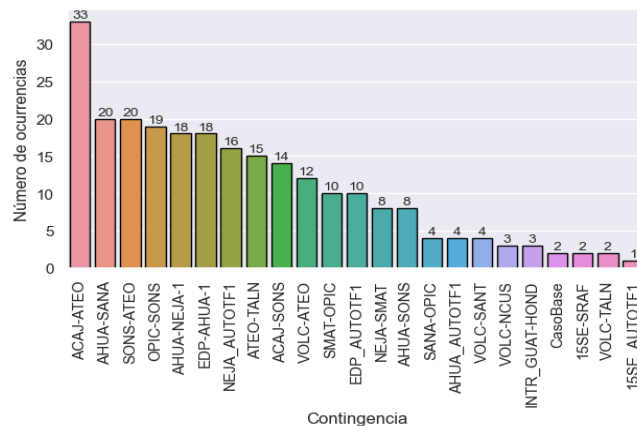


Figura 10.2.1: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2026.

En la Figura 10.2.2 se muestran los elementos de transmisión que son afectados por las contingencias que limitan la capacidad de generación en la subestación ACAJ, para el 2026, así como su número de ocurrencias dentro del análisis. De esta figura se observa que los elementos de la red de transmisión indicados en el Cuadro 10.2.1 y en el Cuadro 10.2.2 coinciden con los mostrados en la Figura 10.2.2, los cinco elementos que más aparecen el análisis son:

- Línea AHUA – EDP – 01/02, que aparece 54 veces.
- Autotransformador 1/2 de NEJA, que aparece 51 veces.
- Línea ACAJ – SONS – 01/02, que aparece 48 veces.
- Línea OPIC – SONS – 01, que aparece 26 veces.
- Línea AHUA-SANA – 01, que aparece 26 veces.

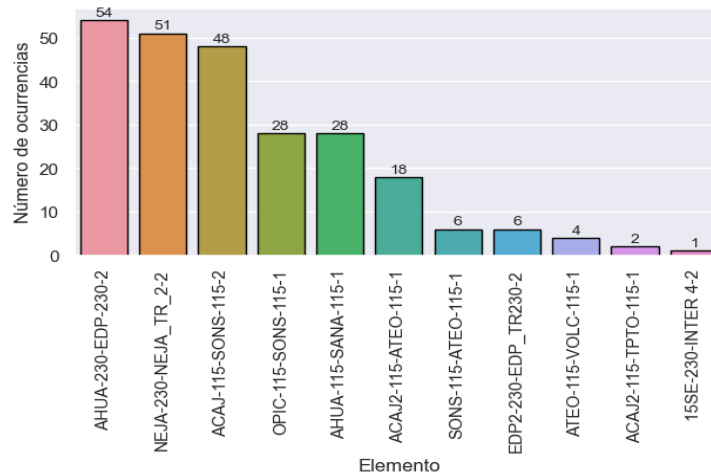


Figura 10.2.2: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que es afectado por las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2026.

En el Cuadro 10.2.3 se muestra el número de veces que una contingencia en particular afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación máxima en ACAJ, para el 2026. En esta tabla se muestran las combinaciones que se repiten en 5 o más ocasiones, debido a la gran cantidad de combinaciones totales que resultan.

Cuadro 10.2.3: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2026.

Contingencia	Elemento	Repeticiones
VOLC-ATEO	AHUA-230-EDP-230-2	6
AHUA-SANA	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
OPIC-SONS	AHUA-230-EDP-230-2	6
NEJA_AUTOTF1	ACAJ-115-SONS-115-2	6
NEJA-SMAT	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
OPIC-SONS	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
SMAT-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	6

Contingencia	Elemento	Repeticiones
EDP-AHUA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	6
SONS-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
SONS-ATEO	OPIC-115-SONS-115-1	6
ATEO-TALN	AHUA-230-EDP-230-2	6
OPIC-SONS	AHUA-115-SANA-115-1	6
AHUA-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	6
AHUA-SANA	OPIC-115-SONS-115-1	6
NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
ACAJ-ATEO	SONS-115-ATEO-115-1	6
ACAJ-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	6
AHUA-NEJA-1	AHUA-115-SANA-115-1	6
ACAJ-ATEO	AHUA-230-EDP-230-2	6
AHUA-SANA	ACAJ-115-SONS-115-2	6
ACAJ-ATEO	AHUA-115-SANA-115-1	6
AHUA-NEJA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	6
ACAJ-SONS	AHUA-230-EDP-230-2	6
ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	6
ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
EDP_AUTOTF1	AHUA-230-EDP-230-2	5

Capacidad de exportación.

En el Cuadro 10.2.4 se muestra para cada escenario de análisis la máxima exportación hacia Guatemala, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2026. En la mayoría de los casos la contingencia limitante es el disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio; y en un caso aparece el disparo de uno de los autotransformadores de 15SE que sobrecarga el autotransformador que queda en operación.

Cuadro 10.2.4: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2026.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	274.6
Max_Seca26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	256.2
Med_Lluviosa26	15SE_AUTOTF1	15SE-230-INTER 4-2	294.3
Med_Seca26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	280.5
Min_Seca26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	133.7
Max_Lluviosa26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	274.6

En el Cuadro 10.2.5 se muestra para cada escenario de análisis la máxima exportación hacia Honduras, , la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2026. En la mayoría de los casos la contingencia limitante es el disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio; y en un caso aparece el disparo de uno de los autotransformadores de 15SE que sobrecarga el autotransformador que queda en operación.

Cuadro 10.2.5: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2026.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	274.6
Max_Seca26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	256.2
Med_Lluviosa26	15SE_AUTOTF1	15SE-230-INTER 4-2	294.3
Med_Seca26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	280.5
Min_Seca26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	133.7
Max_Lluviosa26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	274.6

En la Figura 10.2.3 se muestran todas las contingencias que limitan la capacidad de exportación, sin importar hacia qué país, así como su número de ocurrencias dentro del análisis, para el 2026. De esta figura se observa que las contingencias mostradas en el Cuadro 10.2.4 y en el Cuadro 10.2.5s, son las únicas que afectan la capacidad de máxima exportación en el análisis lineal.

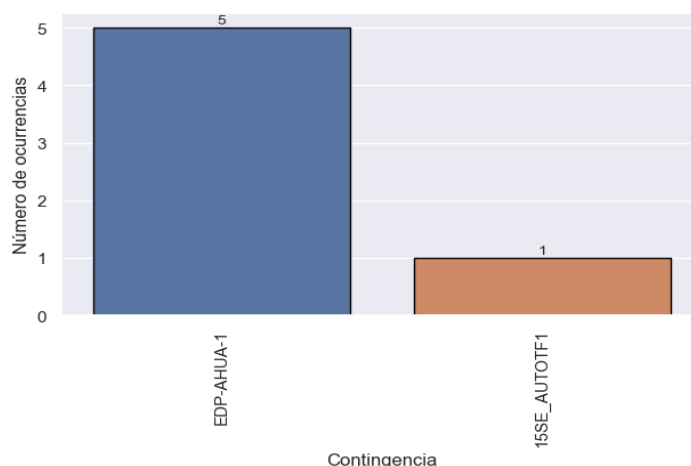


Figura 10.2.3: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2026.

Capacidad de importación.

En el Cuadro 10.2.6 se muestra para cada escenario de análisis la máxima importación desde Guatemala, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2026. Se observa lo siguiente:

- La única contingencia limitante es la pérdida de un autotransformador de NEJA, que sobrecarga el autotransformador que queda en operación.
- Se realizó el análisis de no considerar esta contingencia para limitar la transferencia y no se encontró otra que la limite.

Cuadro 10.2.6: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2026.

Caso	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	71.6
Max_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	26.3
Med_Lluviosa26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	66.6
Med_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	20.1
Min_Lluviosa26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	154.3
Min_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	46.8

En el Cuadro 10.2.7 se muestra para cada escenario de análisis la máxima importación desde Honduras, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2026. Se observa lo siguiente:

- La única contingencia limitante es la pérdida de un autotransformador de NEJA, que sobrecarga el autotransformador que queda en operación.
- Se realizó el análisis de no considerar esta contingencia para limitar la transferencia y no se encontró otra que la limite.

Cuadro 10.2.7: información de la importación máxima desde Honduras para el 2026.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	71.6
Max_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	26.3
Med_Lluviosa26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	66.6
Med_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	20.1
Min_Lluviosa26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	154.3
Min_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	46.8

10.2.2. Resultados del análisis lineal para el 2027

Capacidad de generación en ACAJ.

En el Cuadro 10.2.8 se muestra para cada escenario de análisis la máxima generación en ACAJ, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red de transmisión afectado por la contingencia, para el 2027. Se observa que la contingencia limitante, en todos los escenarios, es la pérdida de uno de los autotransformadores de Nejapa, que termina sobrecargando el transformador que queda en operación.

Cuadro 10.2.8: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2027.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	385.79
Max_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	458.56
Med_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	285.1

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Med_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	380.07
Min_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	433.06
Min_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	499.28

Se realizó el ejercicio de no considerar la contingencia de la pérdida de uno de los autotransformadores de Nejapa, para encontrar la siguiente contingencia limitante. El resultado se muestra en el Cuadro 10.2.9 y se observa que, bajo esta condición, hay un aumento en la máxima generación en el nodo ACAJ y las contingencias que limitarían son:

- La pérdida una de las líneas EDP-AHUA que terminaría sobrecargando la línea en paralelo que queda en operación. En los escenarios de demanda máxima de ambas épocas y en demanda media y mínima de la época seca.
- La pérdida de la línea ACAJ-ATEO, que sobrecarga los autotransformadores de NEJA. Esto en el escenario de demanda media de la época lluviosa.
- La pérdida de uno de los autotransformadores de EDP que terminaría sobrecargando el transformador que queda en operación. Esto en el escenario de demanda mínima de la época lluviosa.

Cuadro 10.2.9: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2027, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.

Caso	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa27	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	639.69
Max_Seca27	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	638.16
Med_Lluviosa27	ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	604.4
Med_Seca27	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	610.87
Min_Lluviosa27	EDP_AUTOTF1	EDP2-230-EDP_TR230-2	616.86
Min_Seca27	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	638.48

En la Figura 10.2.4 se muestran todas las contingencias que limitan la capacidad de generación en la subestación ACAJ, para el 2027, así como su número de ocurrencias dentro del análisis. De esta figura se observa que si bien es cierto las contingencias mostradas en el Cuadro 10.2.8 y en el Cuadro 10.2.9 son las que limitan a un valor menor la generación máxima en ACAJ, las cinco contingencias que más aparecen en el análisis son:

- Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01, que aparece 27 veces.
- Disparo de la línea OPIC – SONS – 01, que aparece 16 veces.
- Disparo de la línea AHUA – SANA – 01, que aparece 15 veces.
- Disparo de la línea SONS-ATEO – 01, que aparece 15 veces.
- Disparo de la línea AHUA – NEJA – 01/02, que aparece 14 veces.

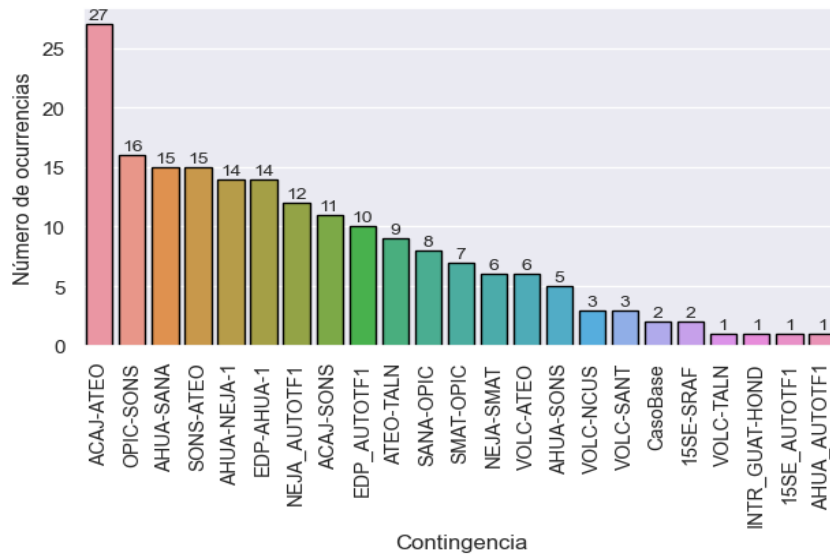


Figura 10.2.4: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2027.

En la Figura 10.2.5 se muestran los elementos de transmisión que son afectados por las contingencias que limitan la capacidad de generación en la subestación ACAJ, para el 2027, así como su número de ocurrencias dentro del análisis. De esta figura se observa que los elementos de la red de transmisión indicados en el Cuadro 10.2.8 y en el Cuadro 10.2.9 coinciden con los mostrados en la Figura 10.2.5, los cinco elementos que más aparecen el análisis son:

- Autotransformador 1/2 de NEJA, que aparece 51 veces.
- Línea AHUA – EDP – 01/02, que aparece 43 veces.
- Línea ACAJ – SONS – 01/02, que aparece 40 veces.
- Línea OPIC– SONS – 01, que aparece 19 veces.
- Línea AHUA – SANA – 01, que aparece 15 veces.

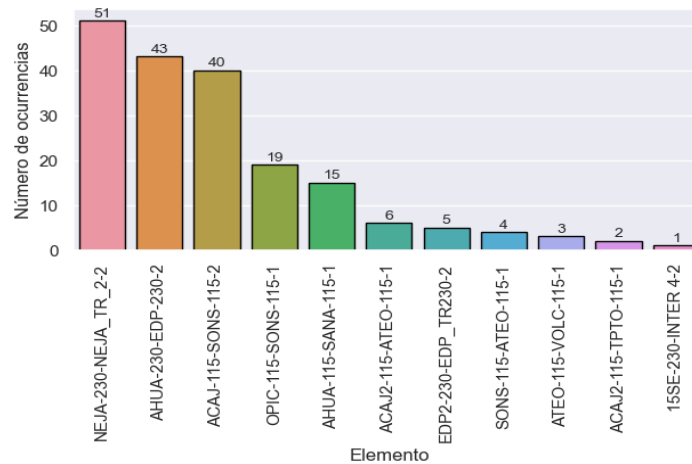


Figura 10.2.5: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la generación en la subestación ACAJ para el 2027.

En el Cuadro 10.2.10 se muestra el número de veces que una contingencia en particular afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación máxima en ACAJ, para el 2027. En esta tabla se muestran las combinaciones que se repiten en 5 o más ocasiones, debido a la gran cantidad de combinaciones totales que resultan.

Cuadro 10.2.10: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2027.

Contingencia	Elemento	Repeticiones
EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	6
ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	6
ACAJ-ATEO	AHUA-230-EDP-230-2	6
ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
NEJA-SMAT	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
ACAJ-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	6
SMAT-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
EDP-AHUA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	6
SONS-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
OPIC-SONS	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
AHUA-SANA	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
AHUA-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	5
OPIC-SONS	AHUA-115-SANA-115-1	5
EDP_AUTOTF1	EDP2-230-EDP_TR230-2	5
EDP_AUTOTF1	AHUA-230-EDP-230-2	5
OPIC-SONS	AHUA-230-EDP-230-2	5
AHUA-SANA	OPIC-115-SONS-115-1	5
AHUA-NEJA-1	AHUA-115-SANA-115-1	5
AHUA-NEJA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	5
ACAJ-SONS	AHUA-230-EDP-230-2	5

Capacidad de exportación.

En el Cuadro 10.2.11 se muestra para cada escenario de análisis la máxima exportación hacia Guatemala, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2027. Las contingencias limitantes son:

- Disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, que sobrecarga el autotransformador que queda en servicio.
- Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
- Disparo de la línea SMAR – STOM – 01, que sobrecarga la línea SANT – NEJA – 01.
- Para el escenario de demanda media de la época seca no se tienen limitantes a la exportación hacia Guatemala

Cuadro 10.2.11: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2027.

Caso	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa27	15SE_AUTOTF1	15SE-230-INTER 4-2	273.0
Max_Seca27	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	250.2
Med_Lluviosa27	SMAR-STOM	SANT-115-NEJA-115-1	61.8
Med_Seca27	NCL	NCL	300
Min_Lluviosa27	15SE_AUTOTF1	15SE-230-INTER 4-2	222.0
Min_Seca27	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	193.5

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En el Cuadro 10.2.12 se muestra para cada escenario de análisis la máxima exportación hacia Honduras, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2027. Las contingencias limitantes son:

- Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
- Disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, que sobrecarga el autotransformador que queda en servicio.
- Disparo de la línea SMAR – STOM – 01, que sobrecarga la línea SANT – NEJA – 01.
- Para el escenario de demanda media de la época seca no se tienen limitantes a la exportación hacia Honduras.

Cuadro 10.2.12: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2027.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa27	15SE_AUTOTF1	15SE-230-INTER 4-2	273.0
Max_Seca27	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	250.2
Med_Lluviosa27	SMAR-STOM	SANT-115-NEJA-115-1	61.8
Med_Seca27	NCL	NCL	300.0
Min_Seca27	15SE_AUTOTF1	15SE-230-INTER 4-2	222.0
Min_Lluviosa27	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	193.5

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la Figura 10.2.6 se muestran todas las contingencias que limitan la capacidad de exportación, sin importar hacia qué país, así como su número de ocurrencias dentro del análisis, para el 2027. De esta figura se observa las únicas contingencias limitantes son las que se indicaron en el Cuadro 10.2.12y en el Cuadro 10.2.13, y su frecuencia de ocurrencia es:

- Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que aparece 4 veces.
- Disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, que aparece 3 veces.
- Disparo de la línea SMAR – STOM – 01, que aparece una vez

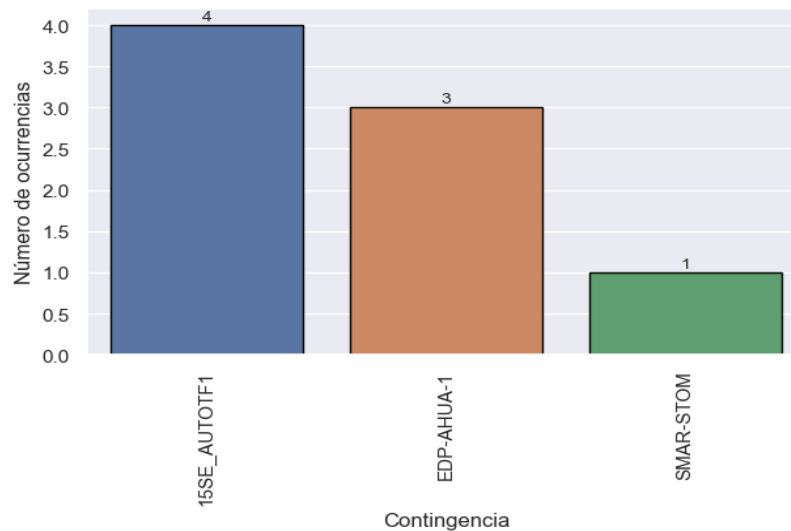


Figura 10.2.6: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2027.

En la Figura 10.2.7 se muestran los elementos de transmisión que limitan la capacidad de exportación, así como su número de ocurrencias dentro del análisis, para el 2027. De esta figura se observa que los elementos de la red de transmisión indicados en las tablas 10.17 y 10.18 coinciden con los mostrados en la figura 10.17, su frecuencia de ocurrencia es:

- Línea AHUA – EDP – 02, que aparece 4 veces.
- Uno de los autotransformadores de 15SE, que aparece dos veces.
- La línea SANT – NEJA – 01, que aparece una vez.

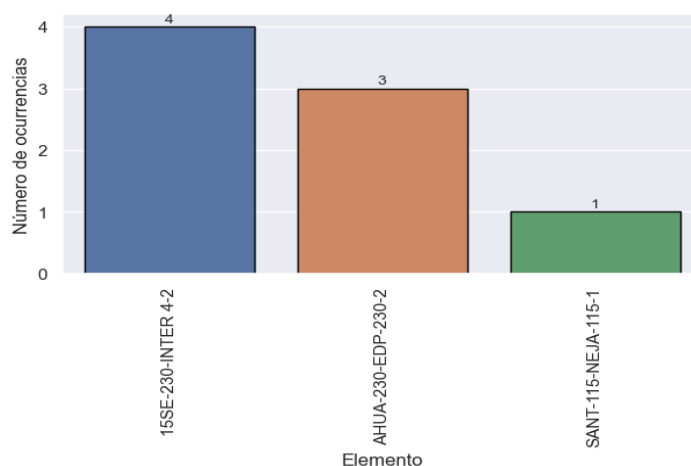


Figura 10.2.7: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la capacidad de exportación para el 2027.

En el Cuadro 10.2.13 se muestra el número de veces que una contingencia en particular afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación en el 2027.

Cuadro 10.2.13: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación para el 2027.

Contingencia	Elemento	Repeticiones
15SE_AUTOTF1	15SE-230-INTER 4-2	4
EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	3
SMAR-STOM	SANT-115-NEJA-115-1	1

Capacidad de importación.

En el Cuadro 10.2.14 se muestra para cada escenario de análisis la máxima importación desde Guatemala, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2027. Se observa lo siguiente:

- La única contingencia limitante es la pérdida de un autotransformador de NEJA, que sobrecarga el autotransformador que queda en operación.
- Se realizó el análisis de no considerar esta contingencia para limitar la transferencia y no se encontró otra que la limite.

Cuadro 10.2.14: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2027.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	9.9
Max_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	45.0
Med_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	102.0
Med_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	8.6
Min_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	153.2
Min_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	53.9

En el Cuadro 10.2.15 se muestra para cada escenario de análisis la máxima importación desde Honduras, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2026. Se observa lo siguiente:

- La única contingencia limitante es la pérdida de un autotransformador de NEJA, que sobrecarga el autotransformador que queda en operación.
- Se realizó el análisis de no considerar esta contingencia para limitar la transferencia y no se encontró otra que la limite.

Cuadro 10.2.15: información de la importación máxima desde Honduras para el 2027.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Max_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	9.9
Max_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	45.0
Med_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	102.0
Med_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	8.6
Min_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	153.2
Min_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	53.9

10.2.3. Resumen de los resultados del análisis lineal

Del análisis lineal se concluye:

- Para 2026 la generación¹¹ máxima en el nodo Acajutla es limitada por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo y por el disparo de una de las líneas ACAJ – SONS, que provoca la sobrecarga de la línea en paralelo. Adicionalmente, las otras contingencias que más impactan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – SANA – 01.
 - Disparo de la línea SONS – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – NEJA – 01/02.
- Para 2026 los elementos de transmisión que son afectados por las contingencias que limitan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Línea AHUA – EDP – 01/02.
 - Autotransformador 1/2 de NEJA.
 - Línea ACAJ – SONS – 01/02.
 - Línea OPIC – SONS – 01.
 - Línea AHUA-SANA – 01.

¹¹ La generación en el nodo de Acajutla que se menciona en este análisis no se refiere a un PM generador en particular sino al total de lo inyectado por los PM que se encuentran conectados en dicha subestación.

- Para 2026 la generación máxima estimada en el nodo Acajutla es de 650.77 MW.
- Para 2027 la generación máxima en el nodo Acajutla es limitada por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo. Adicionalmente, las otras contingencias que tienen impacto la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – SANA – 01.
 - Disparo de la línea SONS – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – NEJA – 01/02.
- Para 2027 los elementos de transmisión que limitan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Autotransformador 1/2 de NEJA.
 - Línea AHUA – EDP – 01/02.
 - Línea ACAJ – SONS – 01/02.
 - Línea OPIC – SONS – 01.
 - Línea AHUA-SANA – 01.
- Para 2027 la generación máxima estimada en el nodo Acajutla es de 499.28 MW.
- Para 2026 la capacidad de exportación de El Salvador se ve limitada por:
 - Disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, que sobrecarga el autotransformador que queda en servicio.
 - Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
- Para 2027 la capacidad de exportación de El Salvador se ve limitada por:
 - Disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, que sobrecarga el autotransformador que queda en servicio.
 - Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
 - Disparo de la línea SMAR – STOM – 01, que sobrecarga la línea SANT – NEJA – 01.
 - Para el escenario de demanda media de la época seca no se tienen limitantes a la exportación hacia Guatemala
- Para 2026 los elementos de transmisión que limitan la capacidad de exportación de El Salvador son:
 - Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de 15SE.
 - Línea AHUA – EDP – 01.
- Para 2027 los elementos de transmisión que limitan la capacidad de exportación de El Salvador son:
 - Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de 15SE.
 - Línea AHUA – EDP – 01.
 - Línea SANT – NEJA – 01.
- Para 2026 y 2027 la capacidad de importación se ve limitada únicamente por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo.

10.3. Estudio de contingencias en la red de transmisión y parque de generación

En el anexo 3 se encuentra un informe de los resultados de las simulaciones de las contingencias, para cada escenario analizado. En estos se muestra amplia información donde se profundiza en el comportamiento del nivel de tensión y de la cargabilidad en el sistema de transmisión.

Se tomó como premisa para el estudio, que tanto en los casos sin y con transferencias, no violen los criterios definidos en el apartado 4. Si con un nivel de transferencia dado, y ante una contingencia, se viola alguno de ellos, la transferencia se reduce hasta un valor en el que se obtenga el cumplimiento de todos los criterios en régimen permanente.

10.3.1. Evaluación del caso sin transferencias:

2026

En el Cuadro 10.3.1 y en el Cuadro 10.3.2 se resumen los resultados del análisis de contingencia para los escenarios sin transferencia para 2026 de la época seca y lluviosa. De lo mostrado en estos cuadros podemos destacar:

- Para los escenarios de demanda media y mínima de la época seca la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Esto se debe a la demanda máxima estimada.

Cuadro 10.3.1: resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2026, sin transferencias.

Demanda:	Máxima	Media	Mínima
Contingencias que producen colapso de voltaje:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen sobrecargas:	No hay	NEJA_AUTOTF1/2	NEJA_AUTOTF1/2
Contingencias que producen altos o bajos voltajes:	No hay	No hay	No hay
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate B	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate B	No hay ¹²	AT1/2 de NEJA (100.55%) ¹³	AT1/2 de NEJA (105.73%)
Violaciones de alto voltaje (>1.10 p.u.);	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.90 p.u.)	No hay	No hay	No hay

Cuadro 10.3.2: resultados ante contingencias para los escenarios de época lluviosa de 2026, sin transferencias.

Demanda:	Máxima	Media	Mínima
Contingencias que producen colapso de voltaje:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen sobrecargas:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen altos o bajos voltajes:	No hay	No hay	No hay
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate B	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate B	No hay	No hay	No hay
Violaciones de alto voltaje (>1.10 p.u.);	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.90 p.u.)	No hay	No hay	No hay

En la Figura 10.3.1 se observa como varía la carga de un autotransformador de la subestación NEJA, ante la pérdida del que se encuentra en paralelo, con la demanda simulada en el SEP para el 2026, de esta figura se puede resumir:

- Ante la pérdida de una unidad, el equipo que permanece en servicio opera cerca o por encima de sus límites nominales en la mayoría de los escenarios analizados para 2026.

¹² Para este escenario, en todas las contingencias se presentan sobrecargas en los transformadores de las subestaciones SBAR y SANT, esto se debe a que desde el caso sin contingencias ya se encuentran sobrecargados, como se indicó en el Cuadro 10.1.1.

¹³ Ídem.

- La época seca representa la condición operativa más crítica. En la época seca, se observa que durante el período de máxima demanda el equipo opera cerca del 90-100% de su capacidad; en el período medio las cargas oscilan entre 70-100%; y en el período mínimo varían entre 80-105%
- Para esta misma época, en los períodos de demanda máxima y media, la carga del autotransformador en servicio alcanza el 100% de su capacidad cuando la demanda del sistema se sitúa entre los 1,170 MW y 1,180 MW. En el escenario de demanda mínima, se identifica un riesgo de sobrecarga que supera el límite de operación normal (>100%) para niveles de demanda nacional cercanos a los 1,070 MW.
- Para la época lluviosa, el comportamiento es similar: el período de máxima muestra cargas del 85-95%, el medio presenta el mayor rango de variación (55-95%), y el mínimo registra cargas entre 60-85%. Aunque los márgenes de seguridad son ligeramente superiores, los niveles de carga se mantienen elevados.

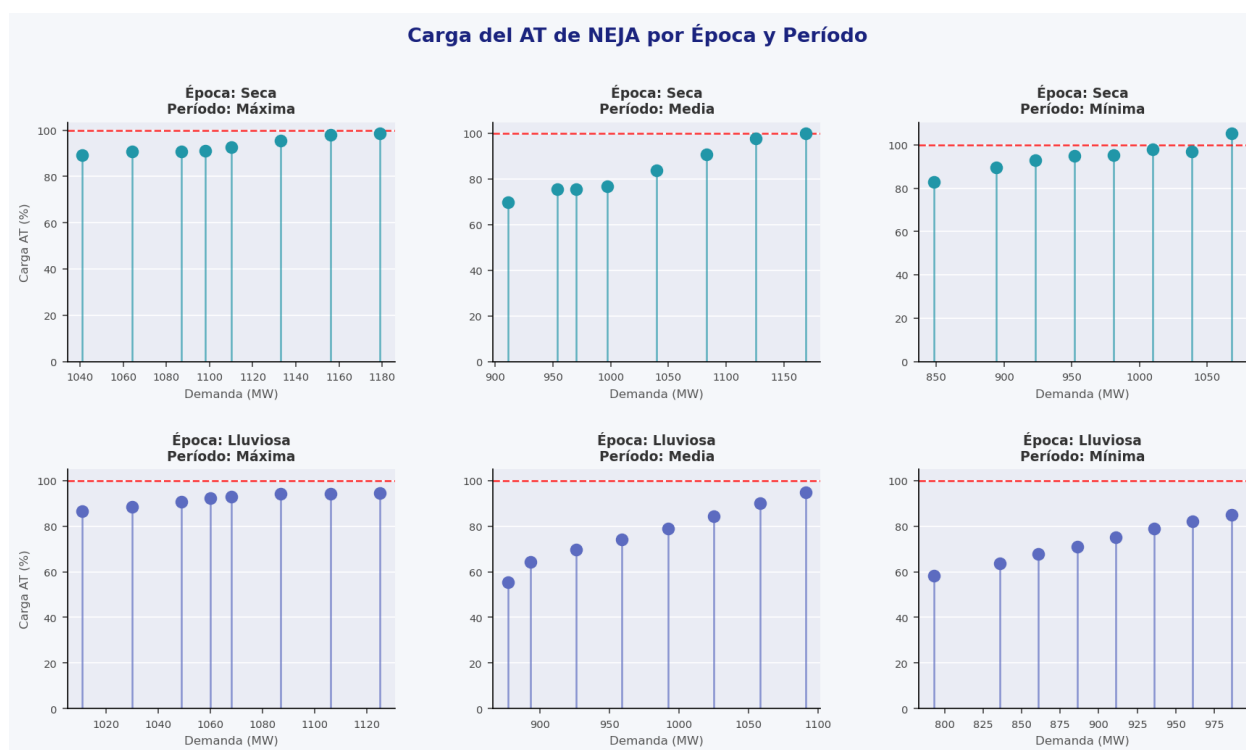


Figura 10.3.1: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA contra la demanda nacional en el 2026, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.

En el Cuadro 10.3.3 se muestra el listado de los 10 nodos de transmisión con menor tensión poscontingencia en p.u. para el 2026, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística los nodos con menor y mayor nivel de tensión se calculó la mediana (percentil 50) del nivel de tensión en p.u. para cada nodo de 115 kV y 230 kV, considerando todos los escenarios. **Estos**

odos son los más probables de tener problemas de regulación de tensión luego de la ocurrencia de una contingencia y serán observados en el análisis de estabilidad de voltaje.

Cuadro 10.3.3: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.

Bus	Tensión (p.u.)
SBAR-115	0.967
SOYA-115	0.969
SMAR-115	0.973
SANT-115	0.975
SANA-115	0.976
NEJA-115	0.977
GUAJ-115	0.977
OPIC-115	0.979
APOP-115	0.979
SMAT-115	0.979

En el Cuadro 10.3.4 se muestran las 10 contingencias que causan las mayores desviaciones de tensión, con respecto a su tensión nominal, utilizando el índice MTI, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una manera estadística las contingencias con mayor desviación de la tensión se calculó la mediana (percentil 50) de este índice para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.3.4: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2026, sin transferencias.

Contingencia	MTI
AHUA-SANA	3.24
BERL-SMIG	2.56
SMAT-OPIC	2.54
SMAR-STOM	2.48
SRAF-SMAR	2.44
15SE-SMIG	2.42
SOYA-NEJA	2.39
SANT-NEJA	2.39
SANA-OPIC	2.35
NEJA_AUTOTF1	2.34

En el Cuadro 10.3.5 se muestran las 10 contingencias que causan las mayores pérdidas de potencia reactiva en el sistema de transmisión, utilizando el índice IDV, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística las contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva se calculó la mediana (percentil 50) del índice IDV para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.3.5: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2026, sin transferencias.

Contingencia	IDV
SANT-NEJA	211.56
VOLC-NCUS	210.99
SMAR-STOM	210.54
ACAJ-ATEO	209.85
SRAF-SMAR	209.48
CGRA-U1	207.89
AHUA-SANA	207.12
CGRA-APOP	206.4
CGRA-NEJA	206.06
15SE-BERL	205.94

En la Figura 10.3.2 se muestra un mapa de calor de la tensión poscontingencia en p.u. para las contingencias con los valores más altos de los índices MTI e IDV, Cuadro 10.3.4 y Cuadro 10.3.5, respectivamente. Es decir, las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal del sistema de transmisión, los datos mostrados corresponden al percentil 10 de todos los valores de tensión nodal en cada uno de los casos analizados.

Las secciones con un color más claro son las de menor valor de tensión, las secciones de color gris indican que para ese escenario no hay datos para la contingencia que corresponde, por ejemplo, para la contingencia “CGRA-U1” no hay datos para los escenarios de demanda mínima de la época seca porque no está despachada. De la Figura 10.3.2 podemos destacar que para el 2026:

- Los escenarios con un mayor perfil de tensión poscontingencia son los de la demanda máxima en ambas épocas.
- Los escenarios con un menor perfil de tensión son los de demanda media de la época seca y el de mínima de la época lluviosa.
- Estas contingencias son las que más influyen tendrían en la regulación de tensión nodal, por lo que se tomarán para realizar el análisis de estabilidad de voltaje.

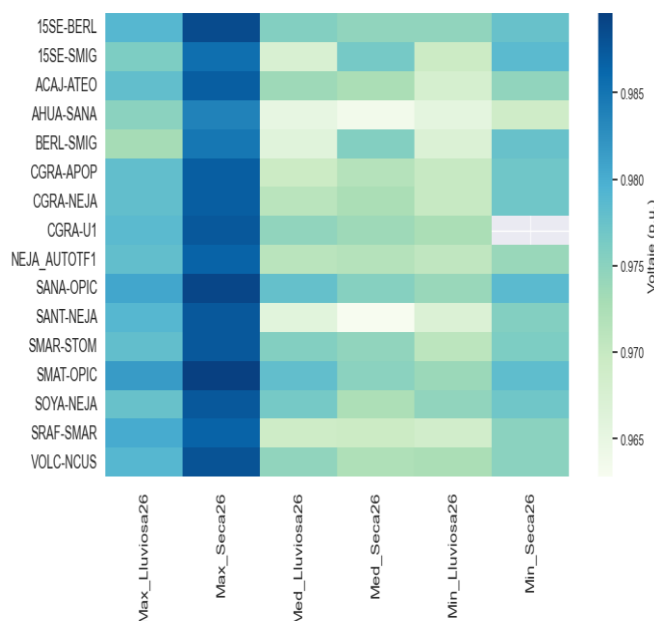


Figura 10.3.2: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2026, sin transferencias.

En el Cuadro 10.3.6 se muestra el listado de las 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia y en el Cuadro 10.3.7 se muestra el listado para los devanados de los autotransformadores, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística los elementos de transmisión con mayor carga se calculó la mediana (percentil 50) de la carga de cada elemento de transmisión, considerando todos los escenarios. **Estos elementos de transmisión son los más probables de tener problemas de sobrecarga luego de la ocurrencia de una contingencia.**

Cuadro 10.3.6: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.

Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
AHUA-115	SANA-115	1	49.17
BERL-115	SMIG-115	1	43.23
NCUS-115	VOLC-115	1	41.17
SANT-115	NEJA-115	1	40.26
ACAJ-115	SONS-115	2	39.82
ACAJ-115	SONS-115	1	39.06
SMAR-115	SBAR-115	2	38.41
SMAR-115	SBAR-115	1	38.41
15SE-115	BERL-115	1	36.71
OPIC-115	SONS-115	1	36.18

Cuadro 10.3.7: 10 devanados de los autotransformadores con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.

Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
NEJA-230	NEJA_TR_2	2	61.92
NEJA-115	NEJA_TR_2	2	61.92
NEJA-230	NEJA_TR_1	1	61.85
NEJA-115	NEJA_TR_1	1	61.85
EDP2-230	EDP_TR230	2	28.84
ACAJ2-115	EDP_TR230	2	28.84
ACAJ2-115	EDP_TR230_2	1	28.46
EDP2-230	EDP_TR230_2	1	28.45
15SE-230	INTER 4	2	19.74
15SE-230	INTER 3	1	19.7

En el Cuadro 10.3.8 se muestra el listado de las 10 contingencias que causan una mayor carga en los elementos de transmisión, utilizando el índice IDC, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística las contingencias con mayor carga en los elementos de transmisión se calculó la mediana (percentil 50) de este índice para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.3.8: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2026, sin transferencias.

Contingencia	IDC
ANTA	20.26
ACAJ-ATEO	20.09
BERL-SMIG	19.96
AHUA-SANA	19.94
SMAR-STOM	19.94
CGRA-U1	19.78
SRAF-SMAR	19.74
NEJA_AUTOTF1	19.67
CGRA-NEJA	19.62
5NOV-SRAF	19.5

En la Figura 10.3.3 se compara la cargabilidad del sistema de transmisión en cada uno de los escenarios analizados, mediante el indicador IDC. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor del indicador. De esta figura podemos concluir que para el 2026:

- Los escenarios con mayor cargabilidad del sistema de transmisión son el de demanda media en primer lugar y en segundo el de demanda máxima, en la época seca.
- Los escenarios con menor cargabilidad del sistema de transmisión son los de demanda mínima tanto para la época seca como la lluviosa.

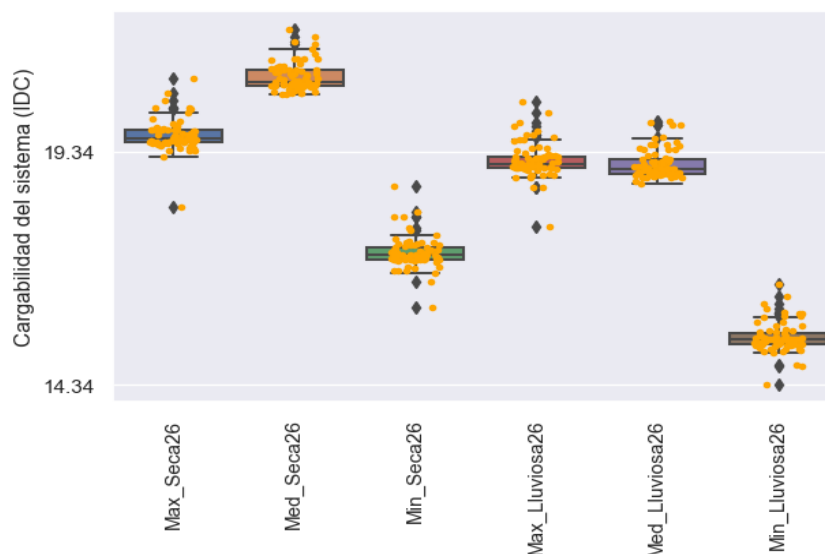


Figura 10.3.3: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2026, sin transferencias.

2027

- En el Para los escenarios de demanda media y mínima de la época seca, y el de demanda máxima de la época lluviosa, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Esto se debe a la demanda máxima estimada.
- Para el escenario de demanda media de la época lluviosa, la contingencia SMAR-STOM, causa problemas de sobrecargas en la línea NEJA – SANT – 01.

Cuadro 10.3.9 y en el Cuadro 10.3.10 se resumen los resultados del análisis de contingencia para los escenarios sin transferencia para 2027 de la época seca y lluviosa. De lo mostrado en estos cuadros podemos destacar:

- Para los escenarios de demanda media y mínima de la época seca, y el de demanda máxima de la época lluviosa, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Esto se debe a la demanda máxima estimada.
- Para el escenario de demanda media de la época lluviosa, la contingencia SMAR-STOM, causa problemas de sobrecargas en la línea NEJA – SANT – 01.

Cuadro 10.3.9: Resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2027, sin transferencias.

Demanda:	Máxima	Media	Mínima
Contingencias que producen colapso de voltaje:	No hay	No hay	No hay

Demanda:	Máxima	Media	Mínima
Contingencias que producen sobrecargas:	No hay	NEJA_AUTOTF1/2	NEJA_AUTOTF1/2
Contingencias que producen altos o bajos voltajes:	No hay	No hay	No hay
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate B	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate B	No hay ¹⁴	AT1/2 de NEJA (103.98%) ¹⁵	AT1/2 de NEJA (106.28%)
Violaciones de alto voltaje (>1.10 p.u.);	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.90 p.u.)	No hay	No hay	No hay

Cuadro 10.3.10: Resultados ante contingencias para los escenarios de época lluviosa de 2027, sin transferencias.

Demanda:	Máxima	Media	Mínima
Contingencias que producen colapso de voltaje:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen sobrecargas:	NEJA_AUTOTF1/2	SMAR-STOM	No hay
Contingencias que producen altos o bajos voltajes:	No hay	No hay	No hay
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate B	No hay	NEJA-SANT (100.64%)	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate B	AT1/2 de NEJA (100.9%)	No hay	No hay
Violaciones de alto voltaje (>1.10 p.u.);	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.90 p.u.)	No hay	No hay	No hay

En la Figura 10.3.4 se observa como varía la carga de un autotransformador de la subestación NEJA, ante la pérdida del que se encuentra en paralelo, con la demanda simulada en el SEP para el 2026, de esta figura se puede resumir:

- Ante la pérdida de una unidad, el equipo que permanece en servicio opera cerca o por encima de sus límites nominales en la mayoría de los escenarios analizados para 2027.
- La época seca representa la condición operativa más crítica. En el período de demanda máxima, ante variaciones entre 1,040 MW y 1,180 MW, la carga del equipo escala del 88% hasta un crítico 97%. La situación se agrava en los escenarios de demanda media y mínima: en el primero, la utilización supera el límite nominal alcanzando el 103% para una demanda de 1,170 MW; mientras que en demanda mínima, el equipo registra una sobrecarga del 105% cuando la demanda del sistema alcanza los 1,070 MW.
- Para esta misma época, durante el período de máxima demanda el equipo opera entre 88-98% de su capacidad; en el período medio las cargas varían desde 68% hasta superar el 100%; y en el período mínimo se registran valores entre 83-105%.

¹⁴ Para este escenario, en todas las contingencias se presentan sobrecargas en los transformadores de la subestación SANT, esto se debe a que desde el caso sin contingencias ya se encuentran sobrecargados, como se indicó en el Cuadro 10.1.5.

¹⁵ Ídem.

- Para la época lluviosa, el comportamiento es similar. En el escenario de demanda máxima, para un rango de 1,010 MW a 1,125 MW, el transformador excede su límite alcanzando el 101% de su capacidad. Por su parte, en demanda media (875 MW - 1,100 MW), la carga llega al 95%, mientras que el escenario de demanda mínima (790 MW - 990 MW) es el único que mantiene márgenes de seguridad aceptables, con una utilización máxima del 85%.

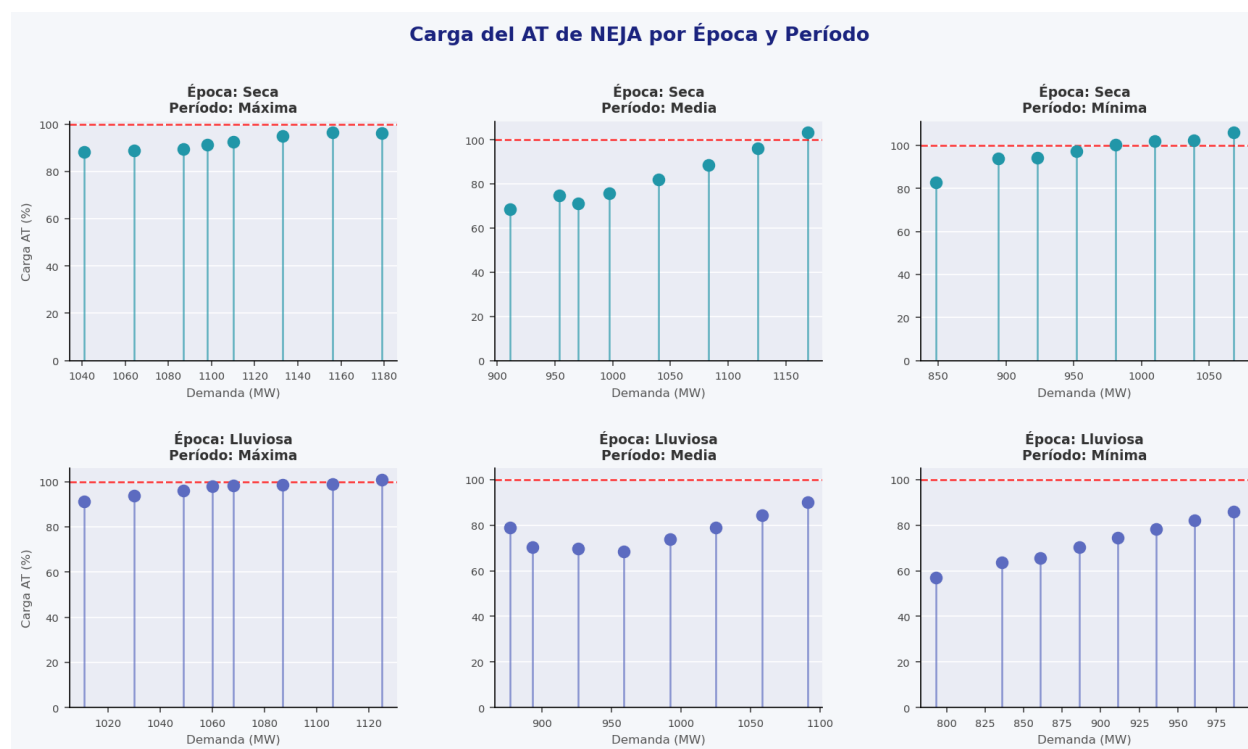


Figura 10.3.4: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2027 contra la demanda nacional, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.

En el Cuadro 10.3.11 se muestra el listado de los 10 nodos de transmisión con menor tensión poscontingencia en p.u. para el 2027, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística los nodos con menor y mayor nivel de tensión se calculó la mediana (percentil 50) del nivel de tensión en p.u. para cada nodo de 115 kV y 230 kV, considerando todos los escenarios. **Estos nodos son los más probables de tener problemas de regulación de tensión luego de la ocurrencia de una contingencia y serán observados en el análisis de estabilidad de voltaje.**

Cuadro 10.3.11: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2027, sin transferencias.

Bus	Tensión (p.u.)
SBAR-115	0.968
SOYA-115	0.97
SMAR-115	0.974

Bus	Tensión (p.u.)
SANT-115	0.976
SANA-115	0.978
NEJA-115	0.978
GUAJ-115	0.978
APOP-115	0.979
VOLC-115	0.98
STOM-115	0.981

En el Cuadro 10.3.12 se muestran las 10 contingencias que causan las mayores desviaciones de tensión, con respecto a su tensión nominal, utilizando el índice MTI¹⁶, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una manera estadística las contingencias con mayor desviación de la tensión se calculó la mediana (percentil 50) de este índice para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.3.12: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2027, sin transferencias.

Contingencia	MTI
AHUA-SANA	2.86
SANT-NEJA	2.44
SMAR-STOM	2.43
SMAT-OPIC	2.4
VOLC-NCUS	2.33
SANA-OPIC	2.32
BERL-SMIG	2.3
VOLC-SANT	2.29
SRAF-SMAR	2.28
SOYA-NEJA	2.26

En el Cuadro 10.3.13 se muestran las 10 contingencias que causan las mayores pérdidas de potencia reactiva en el sistema de transmisión, utilizando el índice IDV¹⁷, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística las contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva se calculó la mediana (percentil 50) del índice IDV para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.3.13: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2027, sin transferencias.

Contingencia	IDV
SANT-NEJA	216.15
SRAF-SMAR	210.4
SMAR-STOM	210.32
VOLC-NCUS	208.72

¹⁶ Su definición puede encontrarse en el artículo “Critical Contingencies Ranking for Dynamic Security Assessment Using Neural Networks” de Juan Manuel Gimenez Alvarez.

¹⁷ Idem.

Contingencia	IDV
ANTA	205.9
ACAJ-ATEO	205.82
CGRA-U1	205.81
CGRA-APOP	205.71
CGRA-NEJA	205.36
15SE-BERL	205.12

En la Figura 10.3.5 se muestra un mapa de calor de la tensión poscontingencia en p.u. para las contingencias con los valores más altos de los índices MTI e IDV, Cuadro 10.3.12 y Cuadro 10.3.13, respectivamente. Es decir, las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal del sistema de transmisión, los datos mostrados corresponden al percentil 10 de todos los valores de tensión nodal en cada uno de los casos analizados.

Las secciones con un color más claro son las de menor valor de tensión, las secciones de color gris indican que para ese escenario no hay datos para la contingencia que corresponde, por ejemplo, para la contingencia “ANTA” solo hay datos para los escenarios de demanda media porque para el resto la planta Antares no está generando. De la Figura 10.3.5 podemos destacar que para el 2027:

- Los escenarios con un mayor perfil de tensión poscontingencia son los de la demanda máxima en ambas épocas.
- Los escenarios con un menor perfil de tensión son los de demanda media de la época seca y el de mínima de la época lluviosa.
- Estas contingencias son las que más influyen tendrían en la regulación de tensión nodal, por lo que se tomarán para realizar el análisis de estabilidad de voltaje.

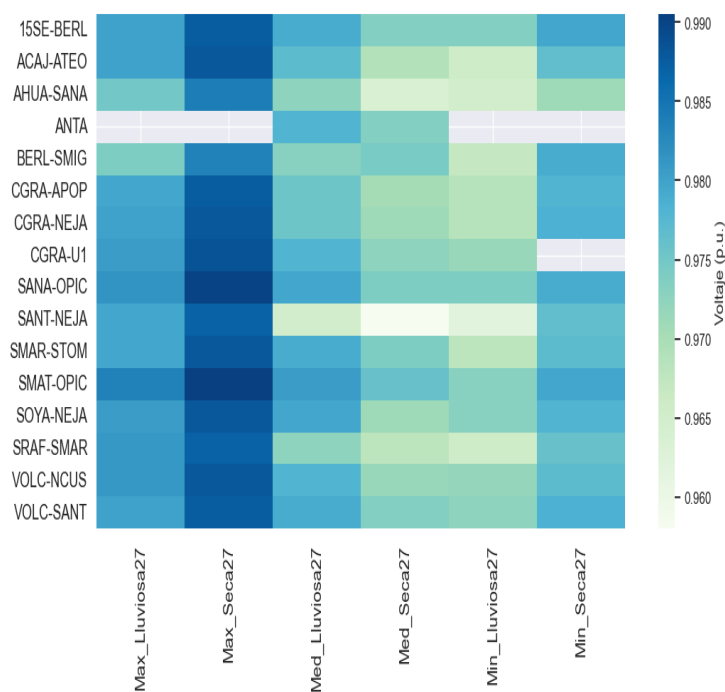


Figura 10.3.5: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2027, sin transferencias.

En el Cuadro 10.3.14 se muestra el listado de las 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia y en el Cuadro 10.3.15 se muestra el listado para los devanados de los autotransformadores, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística los elementos de transmisión con mayor carga se calculó la mediana (percentil 50) de la carga de cada elemento de transmisión, considerando todos los escenarios. **Estos elementos de transmisión son los más probables de tener problemas de sobrecarga luego de la ocurrencia de una contingencia.**

Cuadro 10.3.14: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2027, sin transferencias.

Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
AHUA-115	SANA-115	1	46.37
SANT-115	NEJA-115	1	45.73
BERL-115	SMIG-115	1	43.37
SMAR-115	SBAR-115	2	38.36
SMAR-115	SBAR-115	1	38.36
NCUS-115	VOLC-115	1	38.22
SMAR-115	STOM-115	1	37.94
15SE-115	SMAR-115	2	37.86
15SE-115	SMAR-115	1	37.8
ACAJ-115	SONS-115	2	37.05

Cuadro 10.3.15: 10 devanados de los autotransformadores con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2027, sin transferencias.

Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
NEJA-230	NEJA_TR_2	2	62.68
NEJA-115	NEJA_TR_2	2	62.68
NEJA-230	NEJA_TR_1	1	62.65
NEJA-115	NEJA_TR_1	1	62.65
EDP2-230	EDP_TR230	2	29.99
ACAJ2-115	EDP_TR230	2	29.98
ACAJ2-115	EDP_TR230_2	1	29.55
EDP2-230	EDP_TR230_2	1	29.54
15SE-230	INTER 4	2	22.92
15SE-230	INTER 3	1	22.69

En el Cuadro 10.3.16 se muestra el listado de las 10 contingencias que causan una mayor carga en los elementos de transmisión, utilizando el índice IDC, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística las contingencias con mayor carga en los elementos de transmisión se calculó la mediana (percentil 50) de este índice para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.3.16: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2027, sin transferencias.

Contingencia	IDC
ANTA	20.22
SMAR-STOM	20.16
CGRA-U1	20.13
ACAJ-ATEO	20.02
SRAF-SMAR	19.8
BERL-SMIG	19.7
5NOV-U6	19.67
NEJA_AUTOTF1	19.65
15SE-SMAR	19.6
CGRA-NEJA	19.58

En la Figura 10.3.6 se compara la cargabilidad del sistema de transmisión en cada uno de los escenarios analizados, mediante el indicador IDC. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor del indicador. De esta figura podemos concluir que para el 2027:

- Los escenarios con mayor cargabilidad del sistema de transmisión son el de demanda media en primer lugar y en segundo el de demanda máxima, en la época seca.
- Los escenarios con menor cargabilidad del sistema de transmisión son los de demanda mínima tanto para la época seca como la lluviosa.

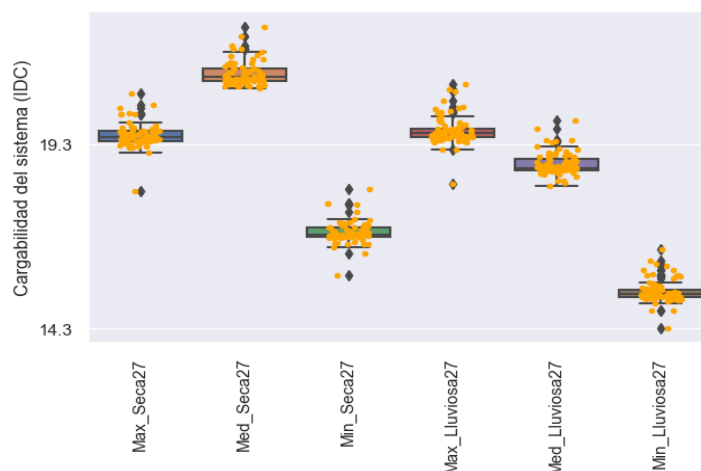


Figura 10.3.6: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2027, sin transferencias.

10.3.2. Evaluación del caso de transferencia GUA =>ESA:

2026

En el Cuadro 10.3.17 se muestran los valores de máximos de importación desde Guatemala, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; además se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Tal como se había observado en el Cuadro 10.3.1, aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para los casos de demanda media y mínima de la época seca la importación es de 0 MW.
- Para demanda máxima de ambas épocas, se tiene una importación baja, siendo 10 MW en época seca y 30 MW en época lluviosa.
- Para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
- La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.

Cuadro 10.3.17: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, importación desde Guatemala.

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Max_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	101.87	10	417.86
Med_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.55 ¹⁸	0	377.4
Min_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	105.73 ¹⁹	0	497.37
Max_Lluviosa26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.96	30	421.44
Med_Lluviosa26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.2	130	207.45

¹⁸ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias, ver Cuadro 10.3.1.

¹⁹ Ídem.

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Min_Lluviosa26	NCL	NCL	NCL	300	71.19

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la Figura 10.3.7 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de importación desde Guatemala para el 2026. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total coincide con la generación en los escenarios donde la importación es 0 MW, no así en los escenarios con importación donde el consumo total es mayor que la generación.

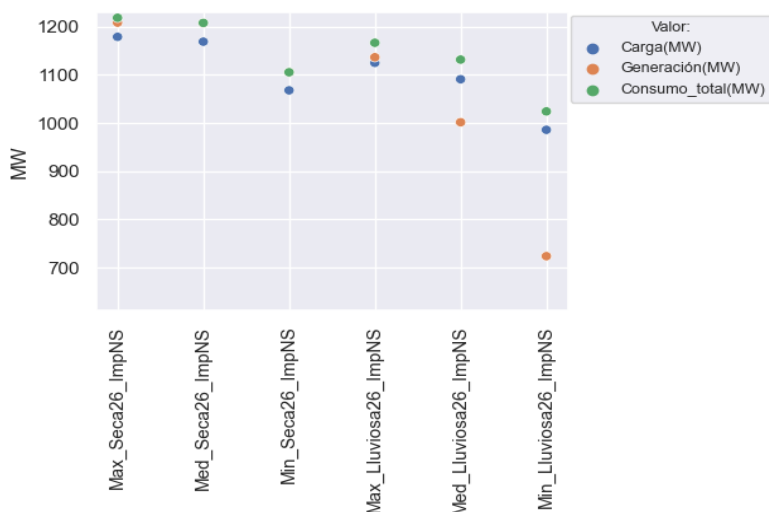


Figura 10.3.7: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2026.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión poscontingencia en los nodos de del SEP para los casos con importación desde Guatemala en el 2026. Por ello en la Figura 10.3.8 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la Figura 10.3.9 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la Figura 10.3.8 se observa que:

- Existe una clara disparidad en el comportamiento del voltaje entre las estaciones. La época lluviosa presenta niveles de desviación de tensión significativamente mayores y una mayor dispersión de datos que la época seca. Esto sugiere que el sistema eléctrico enfrenta desafíos adicionales para regular el voltaje de manera uniforme durante la temporada de lluvias.

- El escenario con mayor desviación de tensión es el de demanda mínima de la época lluviosa, en este escenario, hay varias condiciones con desviaciones de tensión poscontingencia consistentemente elevadas.
- Los escenarios de demanda mínima y máxima de la época seca son los más estables y robustos. Esto indica que estos escenarios el sistema tiene la mejor regulación de voltaje poscontingencia.

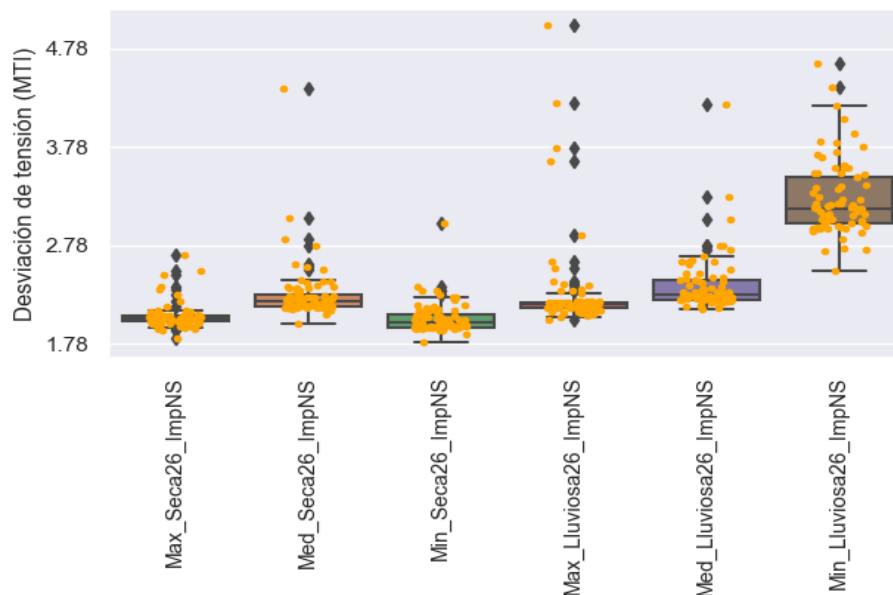


Figura 10.3.8: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2026.

En la Figura 10.3.9 se observa una correlación directa entre los niveles de demanda del sistema y el incremento de las pérdidas de potencia reactiva. El escenario de demanda máxima en época lluviosa registra los niveles de pérdida más elevados y una mayor dispersión de datos, lo que exige una mayor capacidad de compensación en la red. Por el contrario, los escenarios de demanda mínima en ambas épocas muestran las menores pérdidas de potencia reactiva.

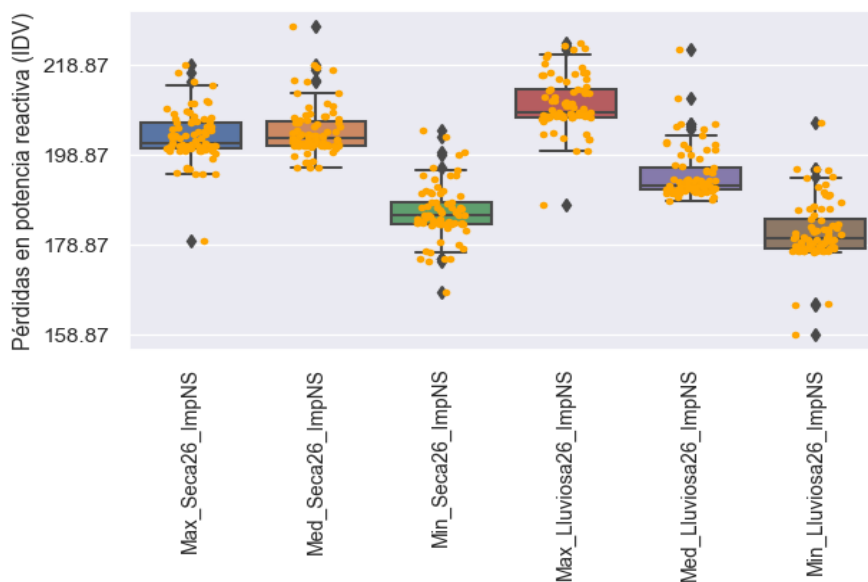


Figura 10.3.9: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2026.

En la Figura 10.3.10 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2026, mediante el índice IDC. Se observa que el sistema de transmisión experimenta su mayor nivel de ocupación durante el escenario de demanda media en época seca. Inclusive es mayor que los niveles de carga registrados en los periodos de demanda máxima.

En términos generales, la época seca demanda una mayor utilización de los elementos de transmisión en comparación con la época lluviosa, la cual ofrece márgenes de reserva más holgados, especialmente durante los periodos de demanda mínima.

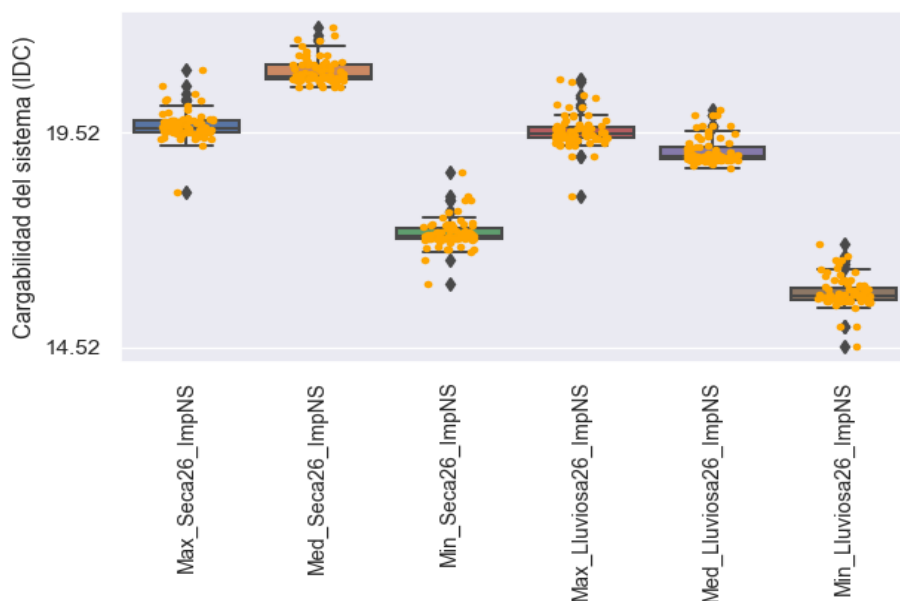


Figura 10.3.10: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2026.

2027

En el Cuadro 10.3.18 se muestran los valores de máximos de importación desde Guatemala, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; además se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Tal como se había observado en el Cuadro 10.3.9 y el Cuadro 10.3.10 , aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para los casos de demanda media y mínima de la época seca la importación es de 0 MW, al igual que para el caso de demanda máxima de la época lluviosa.
- Para la demanda media de la época lluviosa, también se tiene una importación de 0 MW, ya que aún sin transferencias la contingencia SMAR-STOM, causa sobrecargas en la línea NEJA – SANT – 01, de 115 kV.
- Para demanda máxima de la época seca se tiene una importación baja de 20 MW.
- Para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.

Cuadro 10.3.18: resultados ante contingencias para los escenarios de 2027, importación desde Guatemala.

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Max_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	101.18	20	417.86

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Med_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	103.98 ²⁰	0	379.73
Min_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	106.28 ²¹	0	444.88
Max_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.9 ²²	0	376.09
Med_Lluviosa27	SMAR-STOM	NEJA-SANT-01	100.64 ²³	0	187.73
Min_Lluviosa27	NCL	NCL	NCL	300	0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la Figura 10.3.11 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de importación desde Guatemala para el 2027. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total coincide con la generación en los escenarios donde la importación es 0 MW, no así en los escenarios con importación donde el consumo total es mayor que la generación.

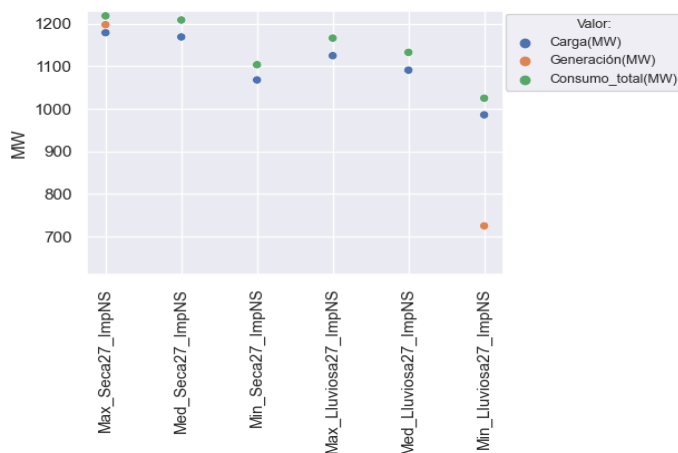


Figura 10.3.11: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2027.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión poscontingencia en los nodos de del SEP para los casos con importación desde Guatemala en el 2027. Por ello en la Figura 10.3.12 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en Figura 10.3.13 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

²⁰ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias, ver el Cuadro 10.3.9.

²¹ Ídem.

²² Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias ver el Cuadro 10.3.10.

²³ Ídem.

En la Figura 10.3.12 se observa que:

- Existe una clara disparidad en el comportamiento del voltaje entre las estaciones. La época lluviosa presenta niveles de desviación de tensión significativamente mayores y una mayor dispersión de datos que la época seca. Esto sugiere que el sistema eléctrico enfrenta desafíos adicionales para regular el voltaje de manera uniforme durante la temporada de lluvias.
- El escenario con mayor desviación de tensión es el de demanda mínima de la época lluviosa, La mediana de desviación se dispara a niveles más altos que el del resto de los escenarios, con una alta dispersión en los valores de los indicadores. Esto indica que la combinación de demanda mínima nacional y la alta importación causa un elevado estrés al sistema para lograr una adecuada regulación de la tensión.
- Los escenarios de demanda mínima y máxima de la época seca son los más estables y robustos. Esto indica que estos escenarios el sistema tiene la mejor regulación de voltaje poscontingencia.
- Al comparar con los perfiles del 2026 (Figura 10.3.8), se observa que la dispersión en los escenarios de lluvia tiende a aumentar, lo que señala que los cambios en el despacho de generación para 2027 están estresando la capacidad de regulación de tensión. Es de recordar que para 2027 ya se cuenta con las dos unidades de la central hidroeléctrica de 15 de Septiembre, mientras que en el 2026 solo se tiene una, esto hace una diferencia sustancial ya que hay una concentración mayor de generación en el oriente del país.

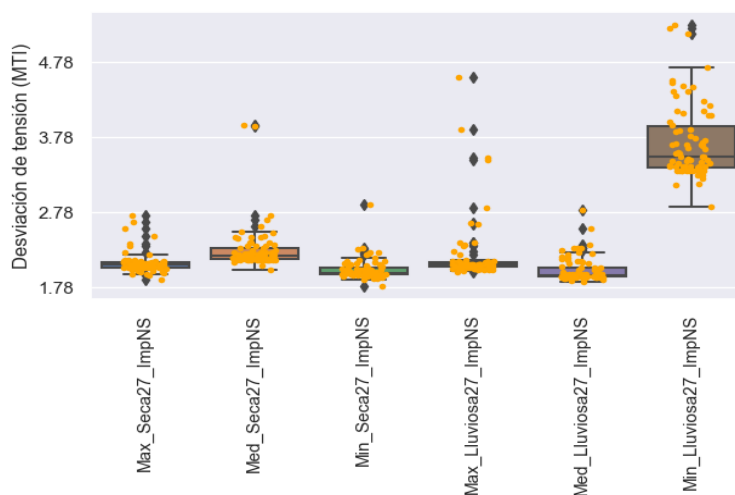


Figura 10.3.12: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2027.

En la Figura 10.3.13 se observa que los escenarios de demanda máxima lluviosa y demanda media seca son los escenarios con mayores pérdidas de potencia reactiva, con un incremento notable en las pérdidas reactivas respecto al 2026 (Figura 10.3.9). Merece especial atención los valores atípicos extremos que alcanzan las 239 unidades durante la demanda media de la época seca, lo que evidencia la necesidad de

una mayor compensación de potencia reactiva en nodos lejanos a las fuentes de inyección de potencia reactiva. Por el contrario, los períodos de demanda mínima son los que menor estrés causan al sistema en cuanto a la circulación de flujos de potencia reactiva.

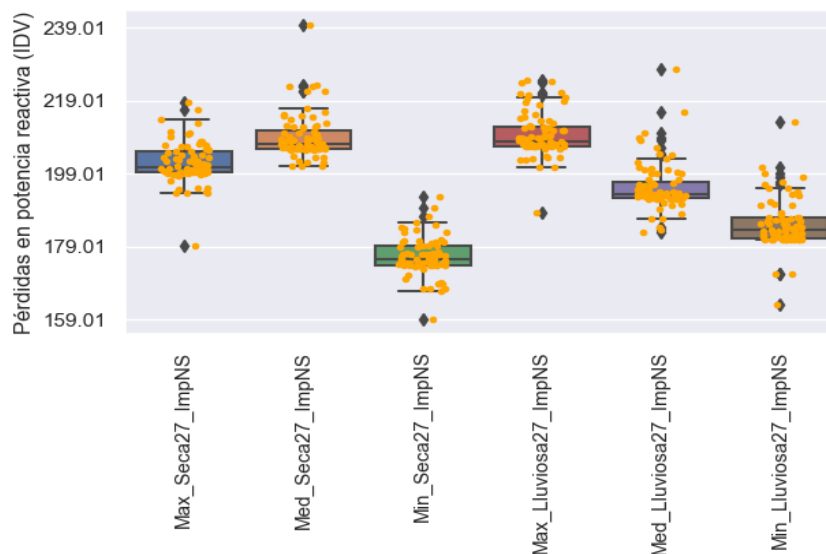


Figura 10.3.13: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2027.

En la Figura 10.3.14 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2027, mediante el índice IDC. Se observa que el sistema de transmisión experimenta su mayor nivel de ocupación durante el escenario de demanda media en época seca. Inclusive es mayor que los niveles de carga registrados en los períodos de demanda máxima.

En términos generales, la época seca demanda una mayor utilización de los elementos de transmisión en comparación con la época lluviosa, la cual ofrece márgenes de reserva más holgados, especialmente durante los períodos de demanda mínima.

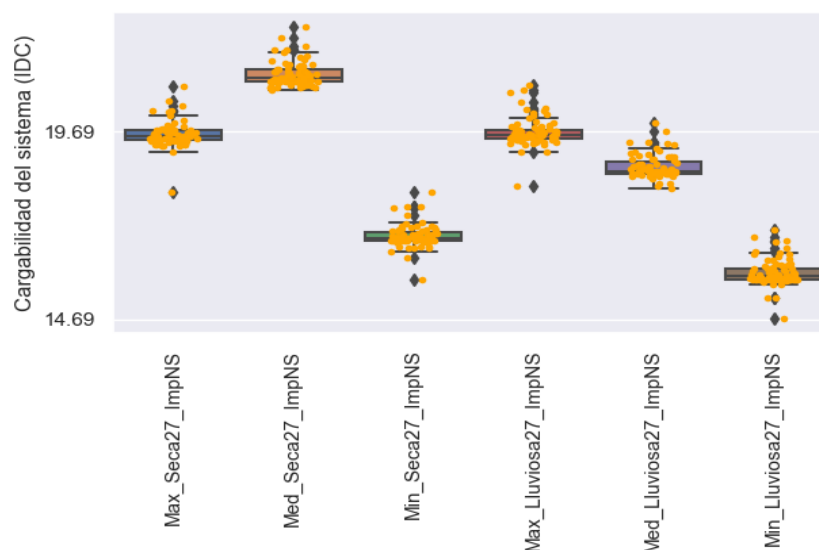


Figura 10.3.14: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2027.

10.3.3. Evaluación del caso de transferencia ESA => GUA:

2026

En el Cuadro 10.3.19 se muestran los valores máximos de exportación hacia Guatemala, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; además se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Para los casos donde existía una condición de sobrecarga leve desde el caso sin transferencias, en el autotransformador de NEJA (Cuadro 10.3.1 y Cuadro 10.3.2), con la exportación se logró corregir esta condición. Sin embargo, para el caso de demanda mínima de la época seca, aún con niveles de exportación la condición de sobrecarga seguía presente.
- En todos los casos analizados se alcanza una exportación máxima, sin contingencias ni elementos limitantes. A excepción del caso de demanda mínima de la época seca, como se explicó en el ítem anterior.
- La máxima generación en ACAJ es de 557.04 MW y se da en demanda máxima de la época lluviosa.

Cuadro 10.3.19: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, exportación hacia Guatemala.

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Max_Seca26	NCL	NCL	NCL	300	553.46
Med_Seca26	NCL	NCL	NCL	300	528.81

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Min_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	105.73 ²⁴	0	497.37
Max_Lluviosa26	NCL	NCL	NCL	300	557.04
Med_Lluviosa26	NCL	NCL	NCL	300	529.99
Min_Lluviosa26	NCL	NCL	NCL	300	497.32

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la Figura 10.3.15 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de exportación hacia Guatemala para el 2026. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que en todos los casos con exportación mayor a 0 MW el consumo total es menor que la generación, lo que se espera en escenarios de exportación.

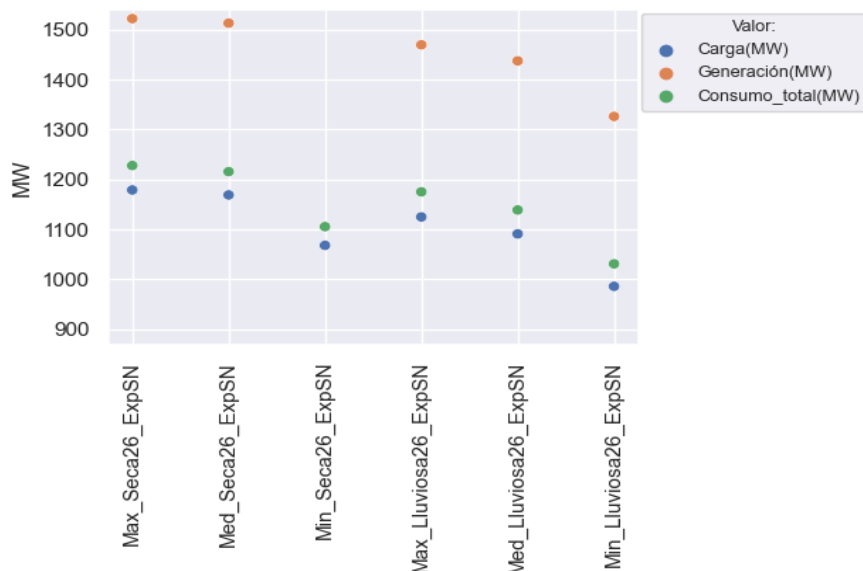


Figura 10.3.15: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2026.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión poscontingencia en los nodos de del SEP para los casos con exportación hacia Guatemala en el 2026. Por ello en la Figura 10.3.16 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la Figura 10.3.17 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la Figura 10.3.16 se observa que:

²⁴ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias, ver Cuadro 10.3.1.

- Existe una clara disparidad en el comportamiento del voltaje entre las estaciones. Para la época lluviosa, aunque las medianas se mantienen en niveles aceptables (alrededor de 2.1), la aparición de múltiples valores atípicos (outliers) sugiere que hay varias condiciones que causan valores mayores de desviación en la tensión que en para los casos de la época seca.
- El escenario de mayor exigencia es el de demanda mínima de la época lluviosa, en este escenario, se identifican varios valores atípicos, mayores incluso que los de la demanda máxima de esta misma época.
- Los escenarios de la época seca son los más estables y robustos, las medianas son bajas y la dispersión es mínima. Esto indica que estos escenarios el sistema tiene la mejor regulación de voltaje poscontingencia.

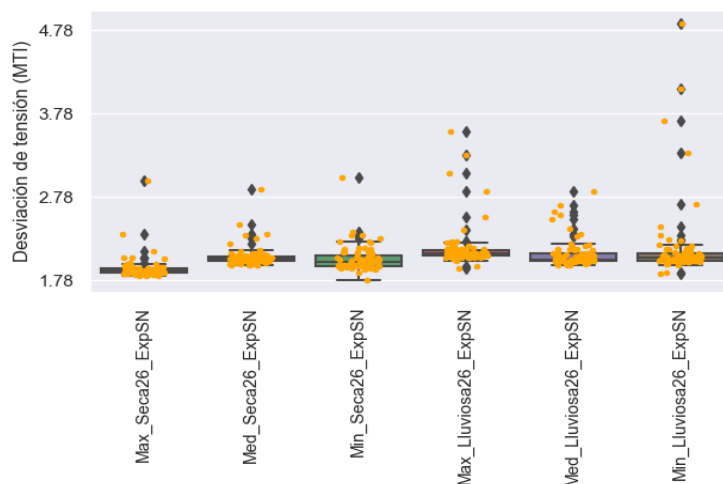


Figura 10.3.16: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2026.

En la Figura 10.3.17 se observa que los escenarios de demanda máxima, tanto en la temporada seca como lluviosa, presentan los niveles de pérdida de potencia reactiva más elevados, lo que señala una exigencia mayor que en los otros escenarios de las fuentes de potencia reactiva, para regular la tensión poscontingencia. Por el contrario, la demanda mínima de la época seca se identifica como la de menor exigencia, registrando el menor impacto en el sistema de transmisión.

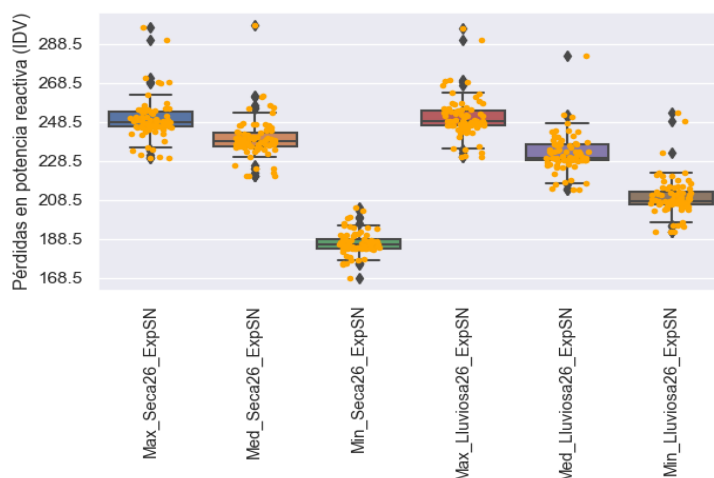


Figura 10.3.17: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2026.

En la Figura 10.3.18 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2026, mediante el índice IDC. La mayor ocupación del sistema de transmisión ocurre durante la demanda media en la época seca. En este escenario, la cargabilidad es mayor que la registrada en los escenarios de demanda máxima.

De manera general, la exportación durante la temporada seca impone una carga superior a la red nacional en comparación con la temporada lluviosa, la cual ofrece condiciones de operación más holgadas, especialmente en horas de bajo consumo.

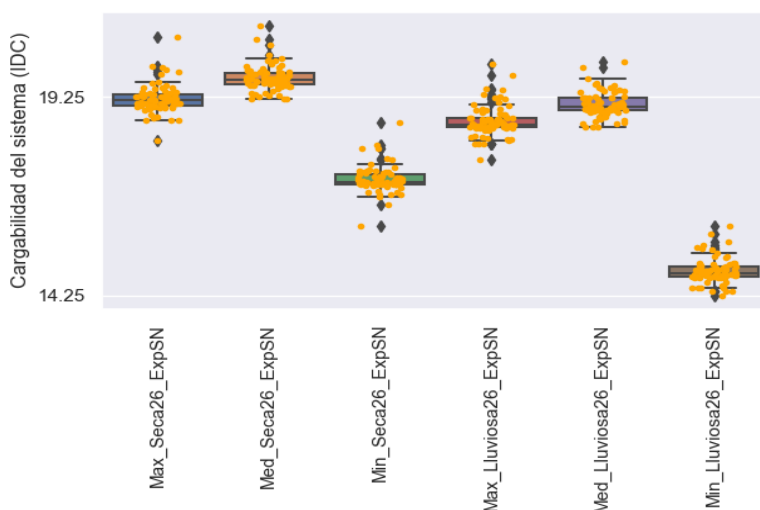


Figura 10.3.18: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2026.

2027

En el Cuadro 10.3.20 se muestran los valores de máximos de exportación hacia Guatemala, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; además se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Para los casos donde existía una condición de sobrecarga leve desde el caso sin transferencias, en el autotransformador de NEJA (Cuadro 10.3.9 y el Cuadro 10.3.10), con la exportación se logró corregir esta condición. Sin embargo, para el caso de demanda mínima de la época seca, aún con niveles de exportación la condición de sobrecarga seguía presente.
- Para demanda media de la época lluviosa la contingencia limitante es el disparo de uno de los autotransformadores de 15SE que sobrecarga al que queda en operación.
- En el resto de los casos analizados se alcanza una exportación máxima, sin contingencias ni elementos limitantes
- La máxima generación en ACAJ es de 557.04 MW y se da en demanda máxima de la época seca.

Cuadro 10.3.20: resultados ante contingencias para los escenarios de 2027, exportación hacia Guatemala.

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Max_Seca27	NCL	NCL	NCL	300	553.46
Med_Seca27	NCL	NCL	NCL	300	521.25
Min_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	105.73 ²⁵	0	444.88
Max_Lluviosa27	NCL	NCL	NCL	300	557.04
Med_Lluviosa27	15SE_AUTOTF2	15SE-230- INTER 3	100.32	160	350.13
Min_Lluviosa27	NCL	NCL	NCL	300	485.23

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la Figura 10.3.19 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de exportación hacia Guatemala para el 2027. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que en todos los casos con exportación mayor a 0 MW el consumo total es menor que la generación, lo que se espera en escenarios de exportación.

²⁵ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias, ver Cuadro 10.3.1.

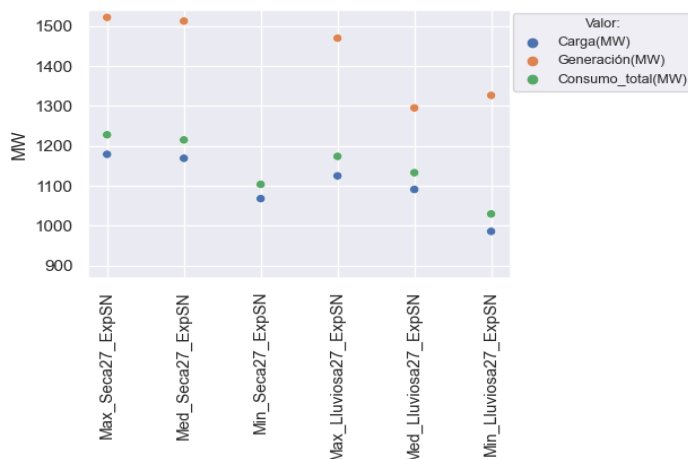


Figura 10.3.19: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2027.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión poscontingencia en los nodos de del SEP para los casos con exportación hacia Guatemala en el 2027. Por ello en la Figura 10.3.20 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la Figura 10.3.21 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la Figura 10.3.20 se observa que:

- Existe una clara disparidad en el comportamiento del voltaje entre las estaciones. Para la época lluviosa, aunque las medianas se mantienen en niveles aceptables (alrededor de 2.1), la aparición de múltiples valores atípicos (outliers) sugiere que hay varias condiciones que causan valores mayores de desviación en la tensión que en para los casos de la época seca.
- El escenario de mayor exigencia es el de demanda mínima de la época lluviosa, en este escenario, se identifican varios valores atípicos, mayores incluso que los de la demanda máxima de esta misma época.
- Los escenarios de la época seca son los más estables y robustos, las medianas son bajas y la dispersión es mínima. Esto indica que estos escenarios el sistema tiene la mejor regulación de voltaje poscontingencia.
- Especialmente el caso de demanda máxima seca es el más estable, con una caja muy compacta y una mediana mínima (aprox. 1.85). Lo que implica una menor exigencia en cuanto a la regulación de la tensión en el sistema de transmisión.

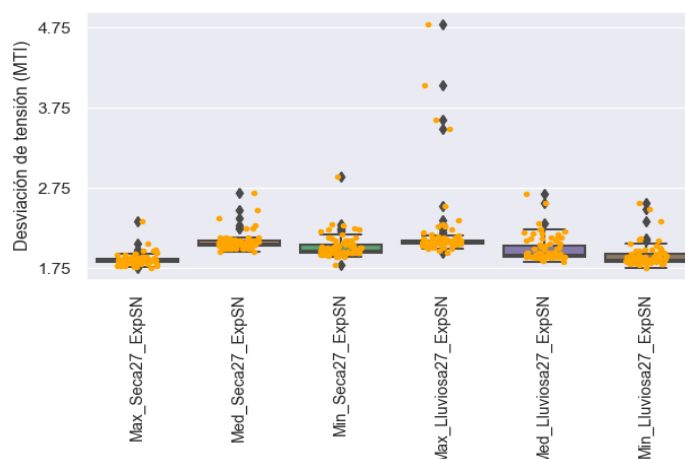


Figura 10.3.20: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2027.

En la Figura 10.3.21 se observa que los escenarios de demanda máxima, tanto en la temporada seca como lluviosa, presentan los niveles de circulación de potencia reactiva más elevados. Este comportamiento indica una mayor exigencia sobre las fuentes de potencia reactiva para sostener la regulación de tensión en la red de transmisión. Por el contrario, la demanda mínima de la época seca se identifica como la de menor exigencia operativa, registrando el menor impacto en el sistema de transmisión en los escenarios de exportación hacia Guatemala.

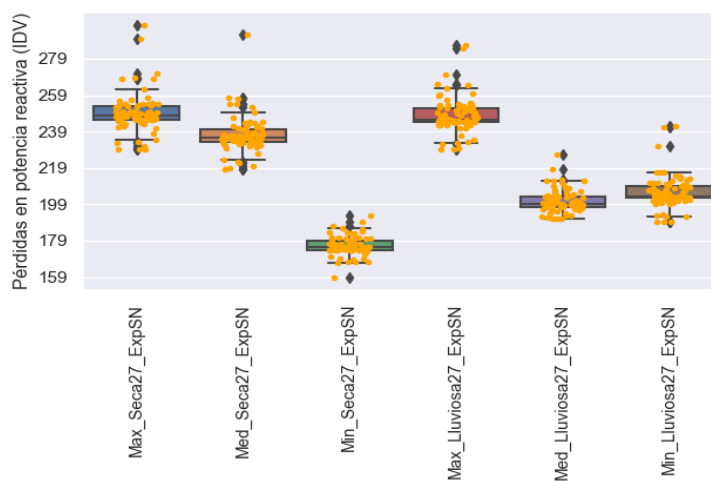


Figura 10.3.21: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2026.

En la Figura 10.3.22 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2027, mediante el índice IDC. Se observa que el escenario de demanda media en la temporada seca presenta el nivel de cargabilidad del sistema más

elevado, superando incluso los niveles registrados en los escenarios de demanda máxima. Este comportamiento señala una mayor ocupación de los elementos de transmisión durante la época seca. Por el contrario, la demanda mínima de la época lluviosa se identifica como la de menor exigencia operativa.

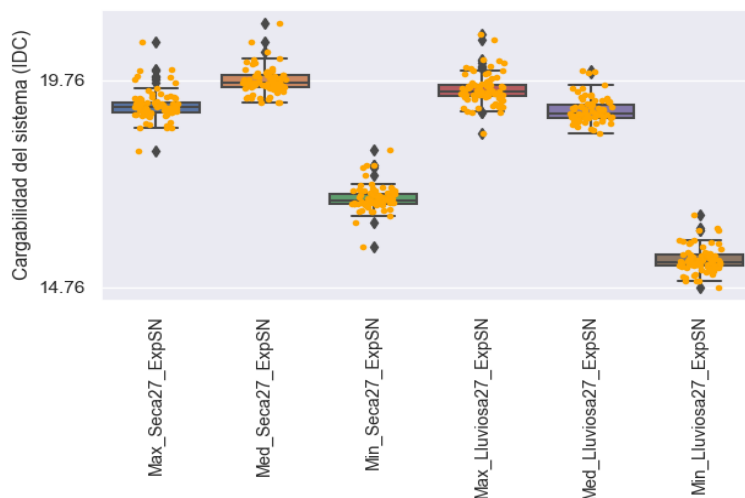


Figura 10.3.22: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2027.

10.3.4. Evaluación del caso de transferencia HON => ESA:

2026

En el Cuadro 10.3.21 se muestran los valores de máximos de importación desde Honduras, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; además se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Tal como se había observado en el Cuadro 10.3.1, aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para los casos de demanda media y mínima de la época seca la importación es de 0 MW.
- Para demanda máxima de ambas épocas, se tiene una importación baja, siendo 10 MW en época seca y 30 MW en época lluviosa.
- Para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.
- La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.

Cuadro 10.3.21: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, importación desde Honduras.

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Max_Seca26_ImpSN	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	102.07	10	417.86

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Med_Seca26_ImpSN	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.55 ²⁶	0	377.4
Min_Seca26_ImpSN	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	105.73 ²⁷	0	497.37
Max_Lluviosa26_ImpSN	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	101.39	30	421.44
Med_Lluviosa26_ImpSN	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.33	90	234.21
Min_Lluviosa26_ImpSN	NCL	NCL	NCL	300	71.19

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la Figura 10.3.23 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de importación desde Honduras para el 2026. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total coincide con la generación en los escenarios donde la importación es 0 MW, no así en los escenarios con importación donde el consumo total es mayor que la generación.

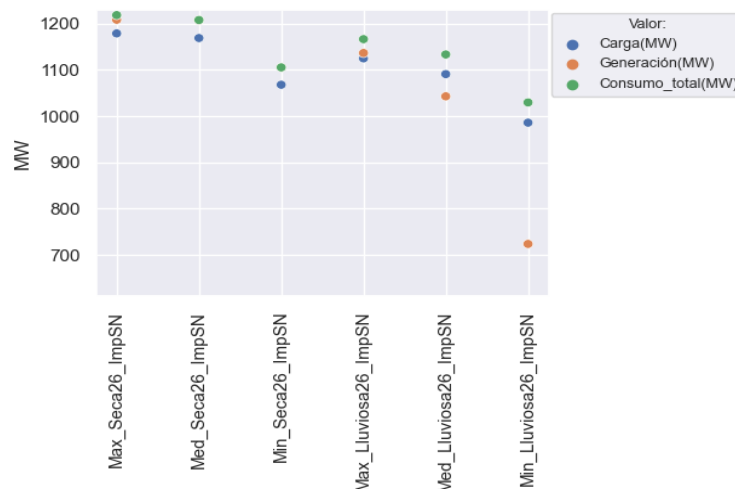


Figura 10.3.23: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2026.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con importación desde Honduras en el 2026. Por ello en la Figura 10.3.24 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la Figura 10.3.25

²⁶ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias, ver Cuadro 10.3.1.

²⁷ Ídem.

mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la Figura 10.3.24 se observa que:

- Existe una clara disparidad en el comportamiento del voltaje entre las estaciones. La época lluviosa presenta niveles de desviación de tensión significativamente mayores y una mayor dispersión de datos que la época seca. Esto sugiere que el sistema eléctrico enfrenta desafíos adicionales para regular el voltaje de manera uniforme durante la temporada de lluvias.
- El escenario con mayor desviación de tensión es el de demanda mínima de la época lluviosa, en este escenario, hay varias condiciones con desviaciones de tensión poscontingencia consistentemente elevadas.
- El escenario de demanda máxima en la época lluviosa muestra una mediana baja, pero registra valores atípicos (outliers) extremos. Esto sugiere que, aunque el promedio del sistema es estable, existen condiciones específicas en las que se tienen desviaciones altas de tensión generalizadas.
- Los escenarios de la época seca son los más estables y robustos. Esto indica que estos escenarios el sistema tiene la mejor regulación de voltaje poscontingencia.

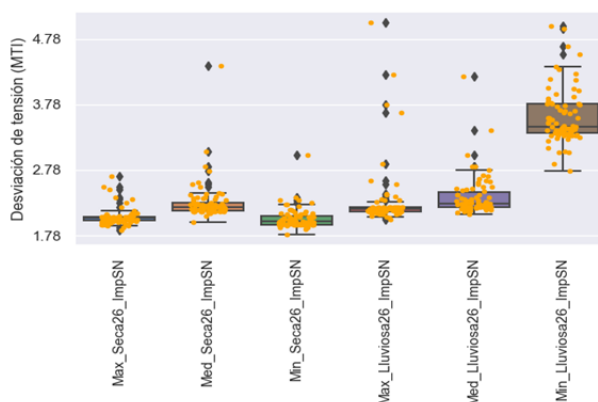


Figura 10.3.24: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2026.

En la Figura 10.3.25 se observa que los escenarios de demanda máxima y mínima en la temporada lluviosa presentan los niveles de circulación de potencia reactiva más elevados. Este comportamiento indica una exigencia mayor sobre las fuentes de potencia reactiva para regular la tensión en el sistema de transmisión ante flujos de importación desde Honduras, lo que implica una mayor intensidad de potencia reactiva moviéndose entre nodos para sostener la operatividad de la red. Por el contrario, la demanda mínima de la época seca se identifica como la de menor exigencia técnica, registrando el menor impacto en la regulación de tensión del sistema de transmisión.

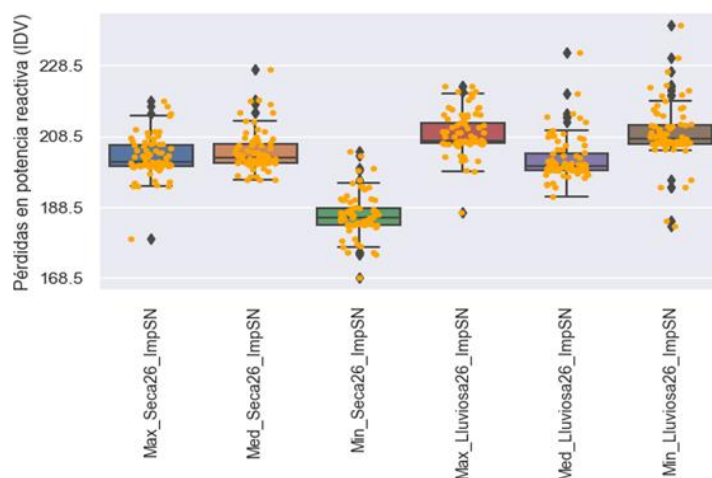


Figura 10.3.25: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2026.

En la Figura 10.3.26 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2026, mediante el índice IDC. Se observa que el escenario de demanda media en la temporada seca presenta el nivel de cargabilidad del sistema más elevado, superando incluso los niveles registrados en los escenarios de demanda máxima. Este comportamiento señala una mayor ocupación de los elementos de transmisión en la época seca. Por el contrario, la demanda mínima de la época lluviosa se identifica como la de menor exigencia operativa, registrando el menor impacto en el sistema de transmisión para las condiciones de importación desde Honduras.

En términos generales, la época seca demanda una mayor utilización de los elementos de transmisión en comparación con la época lluviosa, la cual ofrece márgenes de reserva más holgados, especialmente durante los períodos de demanda mínima.

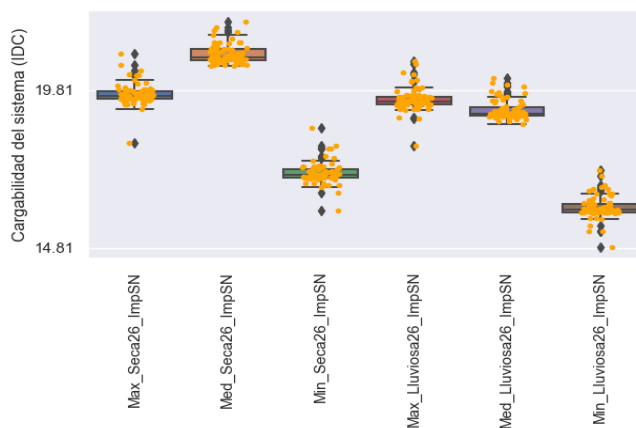


Figura 10.3.26: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2026.

2027

En el Cuadro 10.3.22 se muestran los valores de máximos de importación desde Honduras, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; además se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Tal como se había observado en el Cuadro 10.3.9 y el Cuadro 10.3.10 , aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para los casos de demanda media y mínima de la época seca la importación es de 0 MW, al igual que para el caso de demanda máxima de la época lluviosa.
- Para la demanda media de la época lluviosa, también se tiene una importación de 0 MW, ya que aún sin transferencias la contingencia SMAR-STOM, causa sobrecargas en la línea NEJA – SANT – 01, de 115 kV.
- Para demanda máxima de la época seca se tiene una importación baja de 20 MW.
- Para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 290 MW desde Honduras, siendo la contingencia limitante el disparo de uno de los autotransformadores de NEJA, que sobrecarga al que queda en operación.

Cuadro 10.3.22: resultados ante contingencias para los escenarios de 2027, importación desde Honduras.

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Max_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	101.18	20	417.86
Med_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	103.98 ²⁸	0	379.73
Min_Seca27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	106.28 ²⁹	0	444.88
Max_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.9 ³⁰	0	376.09
Med_Lluviosa27	SMAR-STOM	NEJA-SANT-01	100.64 ³¹	0	187.73
Min_Lluviosa27	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	101.26	290	0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la Figura 10.3.27 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de importación desde Honduras para el 2027. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total coincide con la generación en los escenarios donde la importación es 0 MW, no así en los escenarios con importación donde el consumo total es mayor que la generación.

²⁸ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias, ver el Cuadro 10.3.9.

²⁹ Ídem.

³⁰ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias ver el Cuadro 10.3.10.

³¹ Ídem.

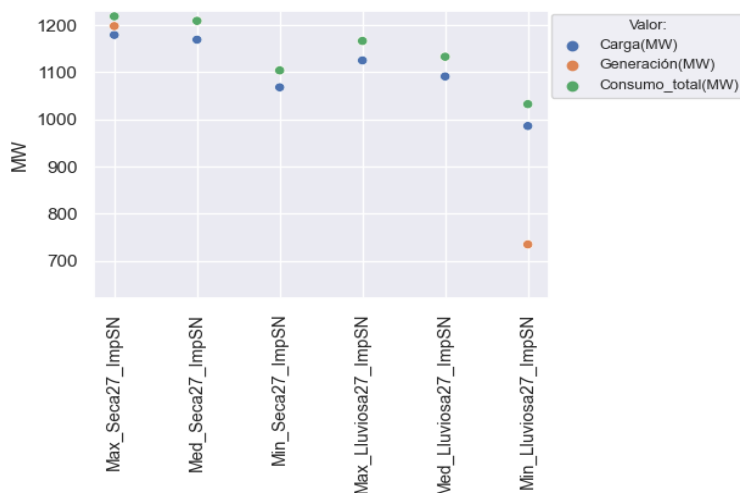


Figura 10.3.27: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2027.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con importación desde Honduras en el 2027. Por ello en la Figura 10.3.28 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la Figura 10.3.29 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la Figura 10.3.28 se observa que:

- Existe una clara disparidad en el comportamiento del voltaje entre las estaciones. La época lluviosa presenta niveles de desviación de tensión significativamente mayores y una mayor dispersión de datos que la época seca. Esto sugiere que el sistema eléctrico enfrenta desafíos adicionales para regular el voltaje de manera uniforme durante la temporada de lluvias.
- El escenario con mayor desviación de tensión es el de demanda mínima de la época lluviosa, La mediana de desviación se dispara a niveles más altos que el del resto de los escenarios, con una alta dispersión en los valores de los indicadores. Esto indica que la combinación de demanda mínima nacional y la alta importación causa un elevado estrés al sistema para lograr una adecuada regulación de la tensión.
- Los escenarios de demanda mínima y máxima de la época seca son los más estables y robustos. Esto indica que estos escenarios el sistema tiene la mejor regulación de voltaje poscontingencia.
- Al comparar con los perfiles del 2026 (Figura 10.3.24), se observa que la dispersión en los escenarios de lluvia tiende a aumentar, lo que señala que los cambios en el despacho de generación para 2027 están estresando la capacidad de regulación de tensión. Es de recordar que para 2027 ya se cuenta con las dos unidades de la central hidroeléctrica de 15 de Septiembre, mientras que en el 2026 solo se tiene una, esto hace una diferencia sustancial ya que hay una concentración mayor de generación en el oriente del país.

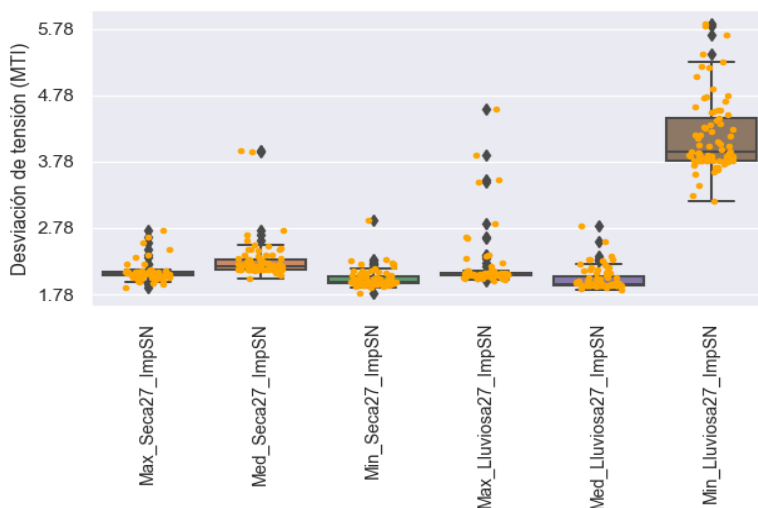


Figura 10.3.28: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2027.

En la Figura 10.3.29 se observa que el escenario de demanda mínima en la temporada lluviosa presenta los niveles de circulación de potencia reactiva más elevados para este horizonte. Este comportamiento señala una exigencia significativamente mayor sobre las fuentes de potencia reactiva para regular la tensión en el sistema de transmisión en la condición de importación desde Honduras, con un incremento notable en las pérdidas reactivas respecto al 2026 (Figura 10.3.25).

Por el contrario, la demanda mínima de la época seca se identifica como la de menor exigencia operativa, registrando el menor impacto en el sistema de transmisión nacional.

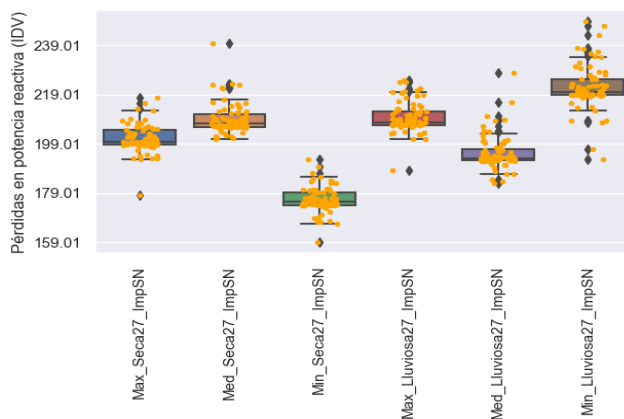


Figura 10.3.29: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2027.

En la Figura 10.3.30 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Honduras para el 2027, mediante el índice IDC. Se observa que el escenario de demanda media en la temporada seca presenta el nivel de cargabilidad del sistema más elevado, superando incluso los niveles registrados en los escenarios de demanda máxima. Este comportamiento señala una mayor ocupación de los elementos de transmisión. Por el contrario, la demanda mínima de la época lluviosa se identifica como la de menor exigencia operativa.

En términos generales, la época seca demanda una mayor utilización de los elementos de transmisión en comparación con la época lluviosa, la cual ofrece márgenes de reserva más holgados, especialmente durante los períodos de demanda mínima.

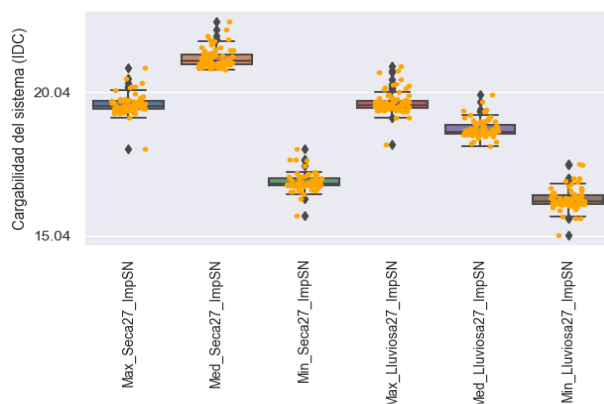


Figura 10.3.30: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2027.

10.3.5. Evaluación del caso de transferencia ESA => HON:

2026

En el Cuadro 10.3.23 se muestran los valores máximos de exportación hacia Honduras, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; además se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Para los casos donde existía una condición de sobrecarga leve desde el caso sin transferencias, en el autotransformador de NEJA (Cuadro 10.3.1 y Cuadro 10.3.2), con la exportación se logró corregir esta condición. Sin embargo, para el caso de demanda mínima de la época seca, aún con niveles de exportación la condición de sobrecarga seguía presente.
- Para demanda máxima de ambas épocas y demanda media de la época lluviosa la contingencia limitante es el disparo de una de las de EDP – AHUA, que termina sobrecargando la línea que queda en operación.
- Para demanda media y mínima de la época lluviosa no se presentan contingencias limitantes.
- La máxima generación en ACAJ es de 548.06 MW y se da en demanda máxima de la época lluviosa.

Cuadro 10.3.23: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, exportación hacia Honduras.

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Max_Seca26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.43	230	526.94
Med_Seca26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.68	250	516
Min_Seca26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	105.73 ³²	0	497.37
Max_Lluviosa26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	101.89	220	548.06
Med_Lluviosa26	NCL	NCL	NCL	300	529.99
Min_Lluviosa26	NCL	NCL	NCL	300	497.32

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la Figura 10.3.31 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de exportación hacia Honduras para el 2026. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que en todos los casos con exportación mayor a 0 MW el consumo total es menor que la generación, lo que se espera en escenarios de exportación.

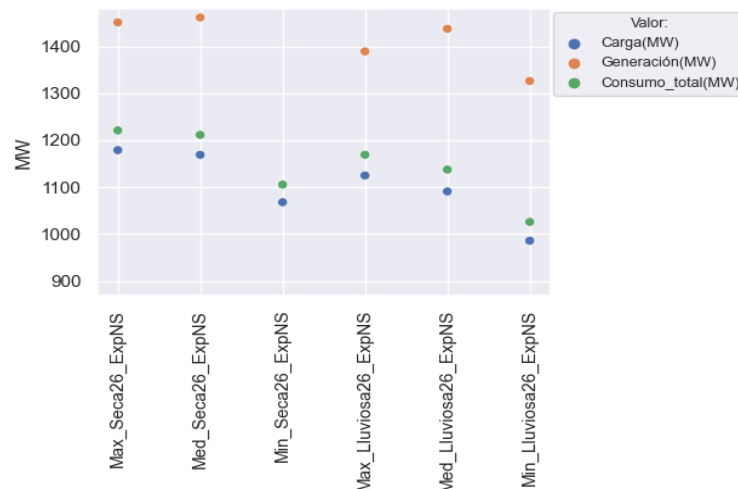


Figura 10.3.31: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2026.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con exportación hacia Honduras en el 2026. Por ello en la Figura 10.3.32 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la Figura 10.3.33 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

³² Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias, ver Cuadro 10.3.1.

En la Figura 10.3.32 se observa que:

- Existe una clara disparidad en el comportamiento del voltaje entre las estaciones. Para la época lluviosa, aunque las medianas se mantienen en niveles aceptables (alrededor de 2.1), la aparición de múltiples valores atípicos (outliers) sugiere que hay varias condiciones que causan valores mayores de desviación en la tensión que para los casos de la época seca.
- El escenario de mayor exigencia es el de demanda mínima de la época lluviosa, en este escenario se identifican varios valores atípicos, mayores incluso que los de la demanda máxima de esta misma época.
- El escenario de demanda máxima de la época Lluviosa también muestra una mayor cantidad de valores atípicos por encima de los 3.0 puntos, señalando exigencias puntuales bajo ciertas condiciones operativas en poscontingencia.
- Los escenarios de la época seca son los más estables y robustos, las medianas son bajas y la dispersión es mínima. Esto indica que estos escenarios el sistema tiene la mejor regulación de voltaje poscontingencia.

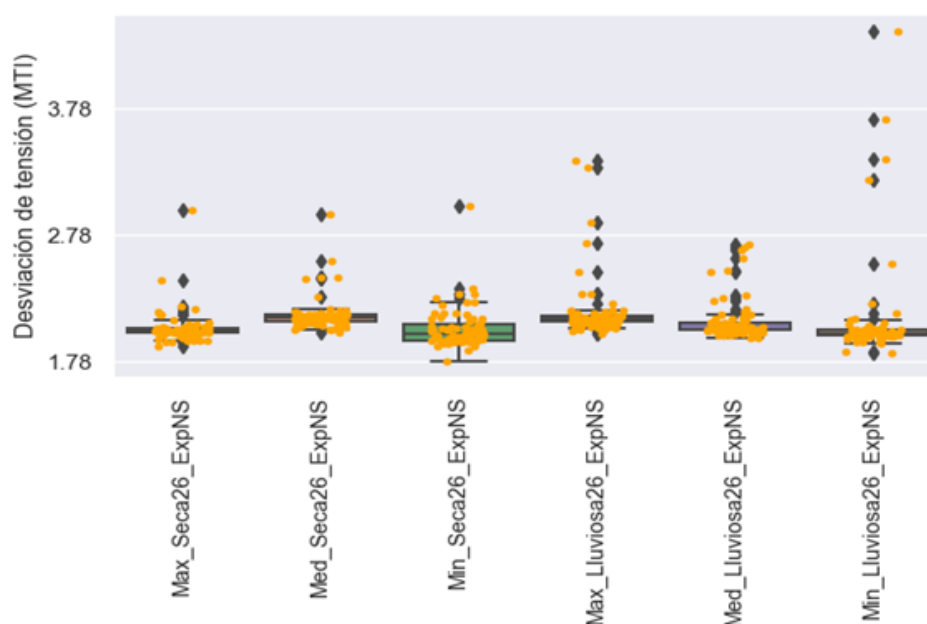


Figura 10.3.32: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2026.

En la Figura 10.3.33 se observa que los escenarios de demanda media y máxima en la temporada lluviosa presentan los niveles de circulación de potencia reactiva más elevados. Este comportamiento señala una exigencia mayor sobre las fuentes de potencia reactiva para regular la tensión en el sistema de transmisión

en estas condiciones operativas. Por el contrario, la demanda mínima de la época lluviosa se identifica como la de menor exigencia operativa, registrando el menor impacto en el sistema de transmisión.

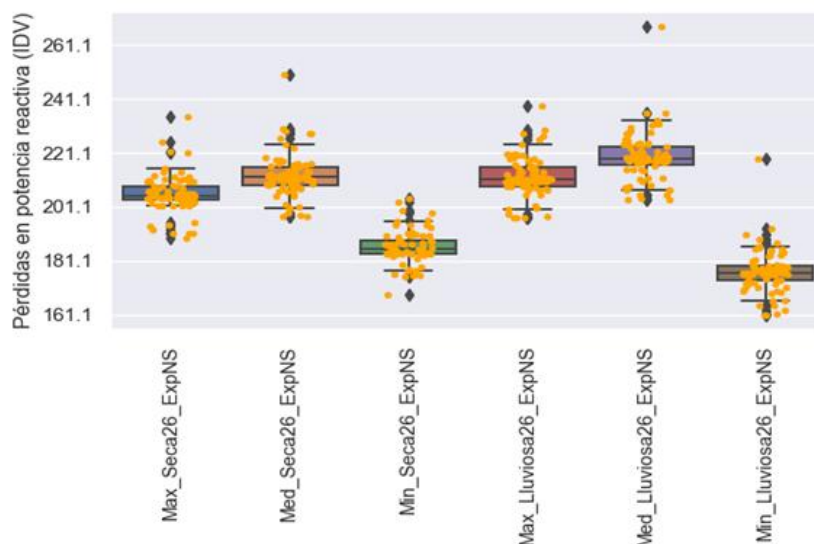


Figura 10.3.33: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2026.

En la Figura 10.3.34 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de exportación hacia Honduras para el 2026, mediante el índice IDC. Se observa que el escenario de demanda media en la temporada seca presenta el nivel de cargabilidad del sistema más elevado, superando incluso los niveles registrados en los escenarios de demanda máxima.

Por el contrario, en demanda mínima de la época lluviosa se identifica como la de menor exigencia operativa.

De manera general, la exportación durante la temporada seca impone una carga superior a la red nacional en comparación con la temporada lluviosa, la cual ofrece condiciones de operación más holgadas, especialmente en horas de bajo consumo.

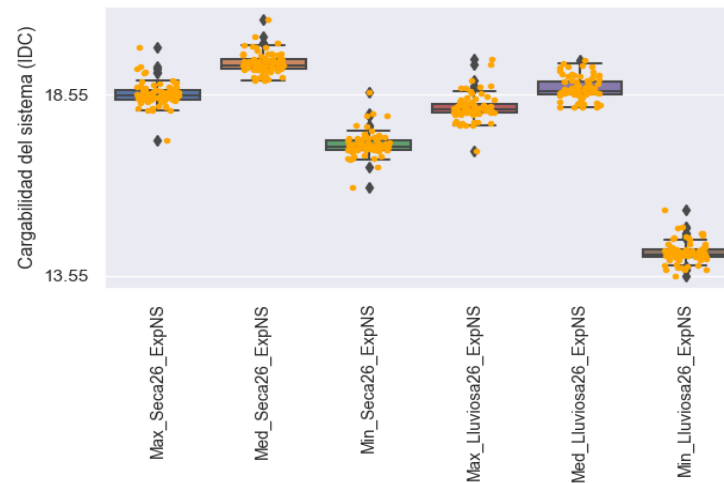


Figura 10.3.34: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Honduras en el 2026.

2027

En el Cuadro 10.3.24 se muestran los valores de máximos de exportación hacia Honduras, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; además se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Para los casos donde existía una condición de sobrecarga desde el caso sin transferencias, en el autotransformador de NEJA (Cuadro 10.3.9 y el Cuadro 10.3.10), con la exportación se logró corregir esta condición.
- Para los tres escenarios de la época seca la contingencia limitante es el disparo de una de las de EDP – AHUA, que termina sobrecargando la línea que queda en operación.
- Para los tres escenarios de la época lluviosa no se presentan contingencias limitantes.
- La máxima generación en ACAJ es de 557.04 MW y se da en demanda máxima de la época lluviosa.

Cuadro 10.3.24: resultados ante contingencias para los escenarios de 2027, exportación hacia Honduras.

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
Max_Seca27	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.95	220	533.89
Med_Seca27	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.86	270	505.41
Min_Seca27	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.16	180	536.44
Max_Lluviosa27	NCL	NCL	NCL	300	557.04
Med_Lluviosa27	NCL	NCL	NCL	300	446.92
Min_Lluviosa27	NCL	NCL	NCL	300	485.23

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la Figura 10.3.35 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de exportación hacia Honduras para el 2027. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total es menor que la generación en todos los escenarios, debido a los montos de exportación simulados.

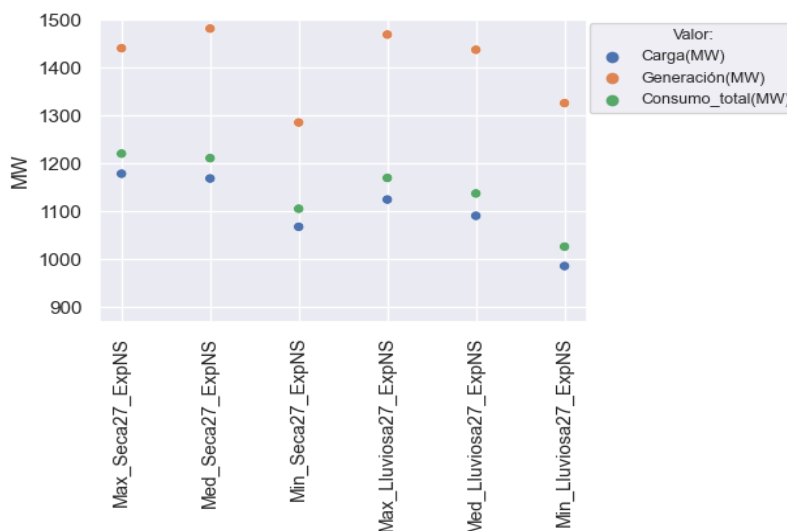


Figura 10.3.35: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2027.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con exportación hacia Honduras en el 2027. Por ello en la Figura 10.3.36 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la Figura 10.3.37 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la Figura 10.3.36 se observa que:

- Existe una clara disparidad en el comportamiento del voltaje entre las estaciones. Para la época lluviosa se observa una mayor presencia de valores atípicos en todos los escenarios, esto sugiere que hay varias condiciones que causan valores mayores de desviación en la tensión que en los casos de la época seca.
- El escenario de mayor exigencia es el de demanda máxima de la época lluviosa. Aunque su mediana es baja, registra valores atípicos (outliers) extremos que superan los 4.5 puntos, muy por encima que en cualquiera de los otros escenarios.
- Los escenarios de la época seca son los más estables y robustos, las medianas son bajas y la dispersión es mínima. Esto indica que estos escenarios el sistema tiene la mejor regulación de voltaje poscontingencia.

- El caso de demanda mínima de la época seca es el más estable, con una caja muy compacta y poca presencia de valores atípicos. Lo que implica una menor exigencia en cuanto a la regulación de la tensión en el sistema de transmisión.

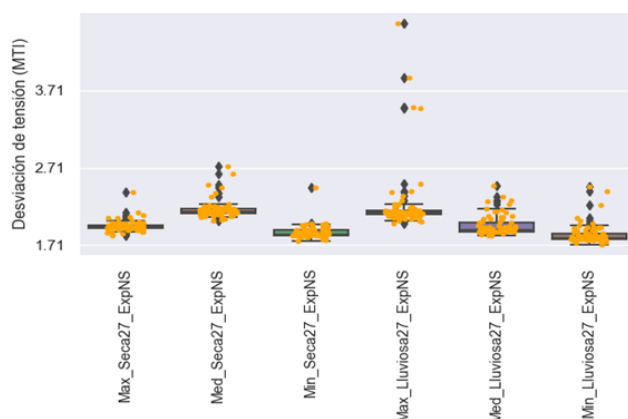


Figura 10.3.36: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2027.

En la Figura 10.3.37 se observa que los escenarios de demanda media y máxima en la temporada lluviosa presentan los niveles de circulación de potencia reactiva más elevados. Este comportamiento señala una exigencia mayor sobre las fuentes de potencia reactiva para regular la tensión en el sistema de transmisión ante flujos de exportación hacia Honduras. Por el contrario, la demanda mínima de la época seca se identifica como la de menor exigencia operativa, registrando el menor en el sistema de transmisión.

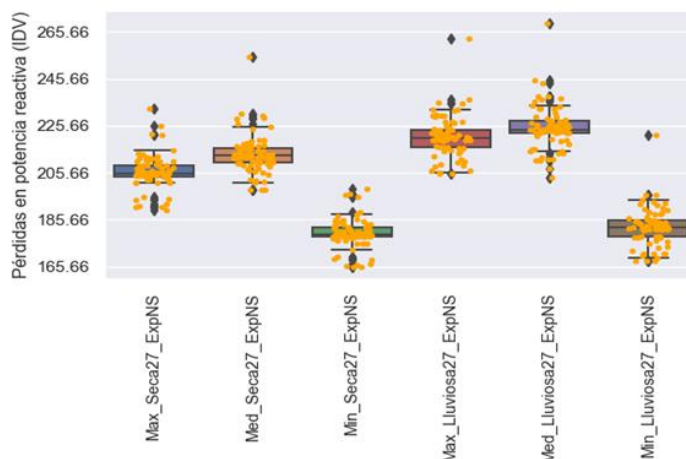


Figura 10.3.37: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2027.

En la Figura 10.3.38 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de exportación hacia Honduras para el 2027, mediante el índice IDC. Se observa que el escenario de demanda media en la temporada seca presenta el nivel de cargabilidad del sistema más elevado, superando incluso los niveles registrados en los escenarios de demanda máxima.

Por el contrario, la demanda mínima de la época lluviosa se identifica como la de menor exigencia operativa, registrando el menor impacto en el sistema de transmisión.

De manera general, la exportación durante la temporada seca impone una carga superior a la red nacional en comparación con la temporada lluviosa, la cual ofrece condiciones de operación más holgadas, especialmente en horas de bajo consumo.

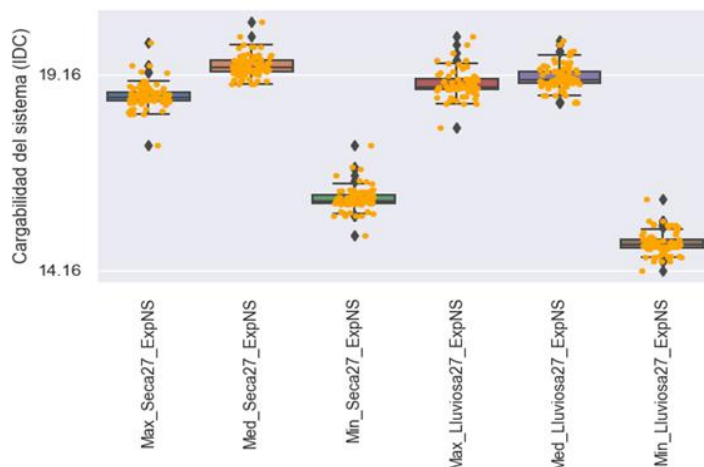


Figura 10.3.38: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Honduras en el 2027.

10.3.6. Análisis de sensibilidad de las capacidades de transferencias

Para continuar con el análisis del impacto que tiene el comportamiento de la demanda sobre la operación del sistema de transmisión, se muestra como este factor afecta las capacidades de transferencia del SEP.

Análisis para la época seca

En la Figura 10.3.39 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda máxima de la época seca de 2026. Para fines de aclaración se explica que:

- La exportación de norte a sur corresponde a El Salvador exportando hacia Honduras y sur a norte es hacia Guatemala.
- La importación de norte a sur corresponde a El Salvador importando desde Guatemala y sur a norte desde Honduras.

En cuanto a las capacidades de exportación desagregadas por sentido de transferencia, se observa que en la hora 17 (1,098 MW de demanda) el sentido norte a sur (NS) alcanza aproximadamente 260 MW, mientras que el sentido sur a norte (SN) llega al límite máximo de 300 MW. En la hora 19 (1,179 MW de demanda), ambos sentidos muestran valores distintos: SN se mantiene en 300 MW, en tanto que NS desciende a cerca de 230 MW. El gráfico lineal para la hora 19 confirma que la capacidad de exportación SN permanece prácticamente constante e independiente del nivel de demanda del sistema, mientras que la capacidad NS exhibe una tendencia decreciente sostenida conforme la demanda aumenta, reduciéndose desde aproximadamente 300 MW a 1,040 MW de demanda hasta alrededor de 230 MW a 1,180 MW.

En los casos de exportación para la demanda máxima de la época seca de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de una de las líneas de EDP-AHUA que termina sobrecargando la línea que queda en operación.

Respecto a la importación máxima por sentido, en la hora 17 el sentido NS es mayor con 80 MW frente a 70 MW del sentido SN, mientras que en la hora 19 ambos sentidos convergen en 10 MW. El comportamiento ante variaciones de demanda en la hora 19 resulta particularmente relevante: ambas curvas muestran una caída pronunciada conforme aumenta la demanda del sistema, aunque con trayectorias diferenciadas. El sentido NS desciende más abruptamente entre los 1,060 y 1,110 MW de demanda, mientras que SN mantiene valores ligeramente superiores en ese tramo antes de converger hacia niveles mínimos (10 MW) al aproximarse a 1,180 MW. Esto indica que la capacidad de importación se ve fuertemente restringida en condiciones de alta demanda, independientemente del sentido considerado.

En los casos de importación para la demanda máxima de la época seca de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de uno de los autotransformadores de la subestación NEJA que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación.

Límites de transferencia por sentido - Máxima-Seca-2026

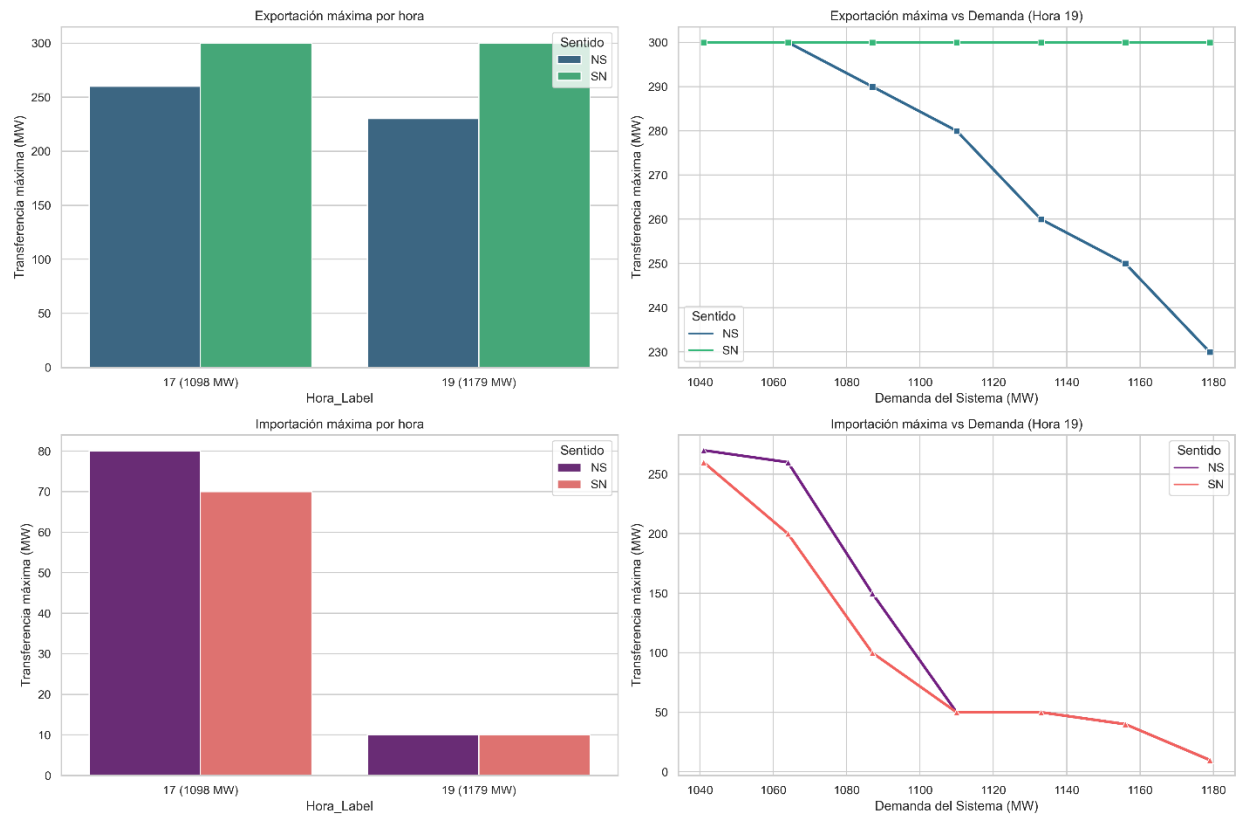


Figura 10.3.39: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda máxima, de la época seca de 2026.

En la Figura 10.3.40 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda máxima de la época seca de 2026. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

En lo que respecta a la exportación máxima total, el sistema presenta un comportamiento altamente estable: tanto en la hora 17 (1,098 MW de demanda) como en la hora 19 (1,179 MW), la capacidad de exportación se mantiene en el límite máximo de 300 MW. Esta invariabilidad se confirma en el lineal correspondiente a la hora 19, donde la transferencia máxima de exportación se sostiene en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda analizado (1,040–1,180 MW), sugiriendo que la restricción de exportación está determinada por los límites térmicos de la red y no responde a las fluctuaciones de demanda del sistema.

En contraste, la importación máxima total presenta una dinámica completamente diferente. En la hora 17, la capacidad de importación alcanza cerca de 80 MW, mientras que en la hora 19 cae drásticamente a apenas 10 MW, lo que representa una reducción de aproximadamente el 87.5% entre ambas horas.

críticas. El gráfico lineal para la hora 19 evidencia una fuerte sensibilidad de la importación máxima ante el nivel de demanda: partiendo de aproximadamente 265 MW a 1,040 MW de carga, la capacidad de importación cae de forma acelerada hasta estabilizarse en torno a 50 MW entre los 1,100 y 1,140 MW, para luego continuar descendiendo hasta valores cercanos a cero al acercarse a los 1,180 MW. Este comportamiento refleja que, bajo condiciones de máxima demanda en período seco, el margen disponible para importación queda severamente limitado, lo que representa una condición crítica para la seguridad operativa del sistema.

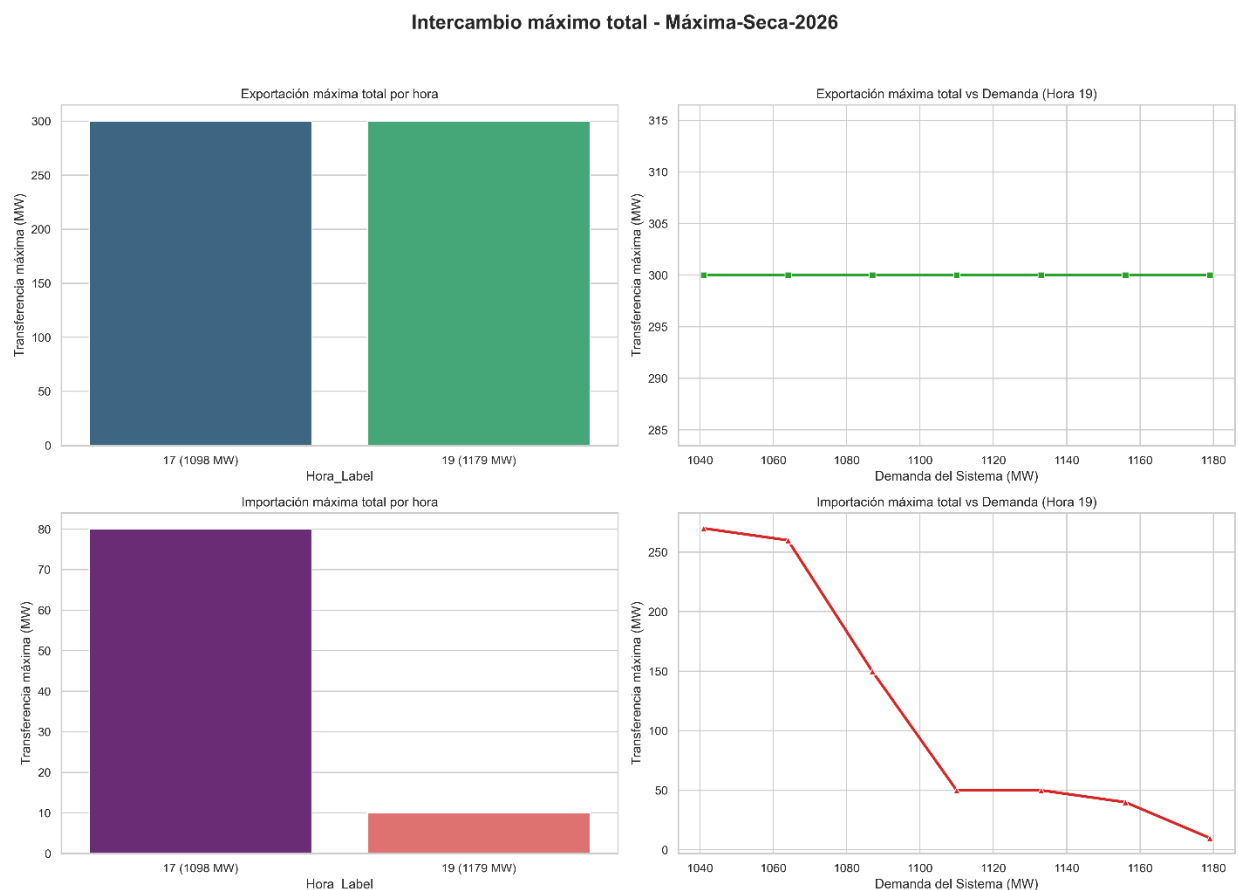


Figura 10.3.40: límites de transferencias totales para el escenario de demanda máxima, de la época seca de 2026.

En la Figura 10.3.41 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda media de la época seca de 2026.

En relación con la exportación máxima desagregada por sentido, se observa que en la hora 11 (970 MW de demanda) ambos sentidos NS y SN alcanzan el límite máximo de 300 MW, mostrando plena capacidad de exportación en condiciones de demanda media. En la hora 16 (1,169 MW), el sentido SN se mantiene

en 300 MW, mientras que NS disminuye a aproximadamente 250 MW. El gráfico lineal para la hora 16 confirma este comportamiento diferenciado: la capacidad de exportación SN permanece constante en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda analizado (900–1,170 MW), en tanto que la curva NS se mantiene también estable cerca de 300 MW hasta aproximadamente 1,090 MW de demanda, punto a partir del cual cae de forma pronunciada hasta situarse en torno a 250 MW al acercarse al extremo superior del rango. Esto indica que el sentido NS comienza a verse restringido únicamente bajo condiciones de demanda elevada, mientras que SN no presenta limitaciones en este escenario

En los casos de exportación para la demanda media de la época seca de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de una de las líneas de EDP-AHUA que termina sobrecargando la línea que queda en operación.

En cuanto a la importación máxima por sentido, en la hora 11 ambos sentidos NS y SN presentan valores prácticamente idénticos, cercanos a 225 MW, lo que refleja una capacidad de importación simétrica y elevada en horas de menor demanda. En la hora 16, sin embargo, ambos sentidos caen a valores cercanos a cero, evidenciando una pérdida casi total de la capacidad de importación en la hora de mayor demanda del escenario. El gráfico lineal para la hora 16 revela que esta caída no es abrupta desde el inicio: ambas curvas NS y SN se mantienen relativamente estables entre 220 y 250 MW hasta aproximadamente 1,080 MW de demanda del sistema, con la curva SN mostrando valores ligeramente inferiores en el tramo intermedio (alrededor de 190 MW entre 1,000 y 1,080 MW). A partir de los 1,080–1,090 MW, ambas curvas colapsan de forma vertiginosa hacia cero, indicando que existe un umbral crítico de demanda más allá del cual la capacidad de importación se anula completamente en ambos sentidos.

En los casos de importación para la demanda media de la época seca de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de uno de los autotransformadores de la subestación NEJA que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación. La única excepción es para los casos de la hora 16, con valores de demanda de 1040 y 1083 donde el intercambio lo limita la contingencia SMAR-STOM que termina sobrecargando la línea NEJA – SANT – 01. Para la hora 11, la limitación se da para evitar vertimiento, con importaciones superiores a 230 MW el sistema entraría en vertimiento de generación base.

Límites de transferencia por sentido - Media-Seca-2026

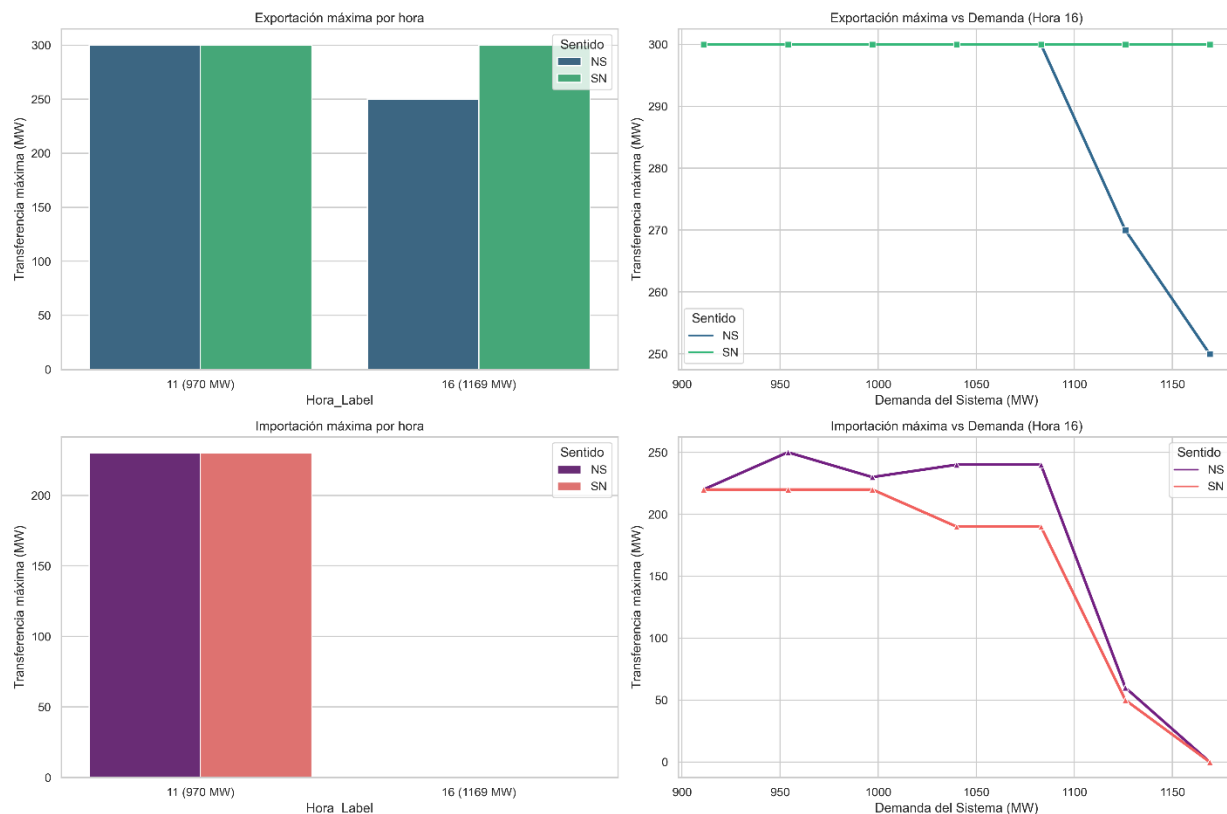


Figura 10.3.41: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda media, de la época seca de 2026.

En la Figura 10.3.42 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda media de la época seca de 2026. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

Respecto a la exportación máxima total, el comportamiento es completamente análogo al observado en el escenario de demanda máxima: tanto en la hora 11 (970 MW) como en la hora 16 (1,169 MW), la capacidad de exportación se mantiene fija en el límite de 300 MW. El gráfico lineal para la hora 16 corrobora esta estabilidad absoluta a lo largo de todo el espectro de demanda considerado (900–1,170 MW), reafirmando que la capacidad de exportación del sistema está determinada por restricciones estructurales de la red y resulta insensible a las variaciones de demanda en este escenario.

La importación máxima total, en cambio, presenta diferencias notables respecto al escenario de máxima demanda. En la hora 11, la capacidad de importación alcanza aproximadamente 225 MW, un valor considerablemente superior al registrado en el escenario de demanda máxima para la misma magnitud de demanda relativa, lo que refleja mayor holgura operativa en condiciones de carga media. No obstante,

en la hora 16 la importación cae prácticamente a cero, repitiendo el patrón crítico identificado en el escenario anterior. El gráfico lineal para la hora 16 muestra que la capacidad de importación se mantiene relativamente estable entre 220 y 250 MW en el rango de 900 a 1,080 MW de demanda, con una leve elevación en torno a los 950–960 MW donde alcanza su valor máximo de cerca de 250 MW. A partir de los 1,080 MW, la curva experimenta una disminución abrupta y sostenida hasta alcanzar valores cercanos a cero al aproximarse a los 1,170 MW, lo que confirma que este umbral constituye el punto de inflexión crítico para la capacidad de importación del sistema en el escenario de demanda media de la época seca.

Intercambio máximo total - Media-Seca-2026

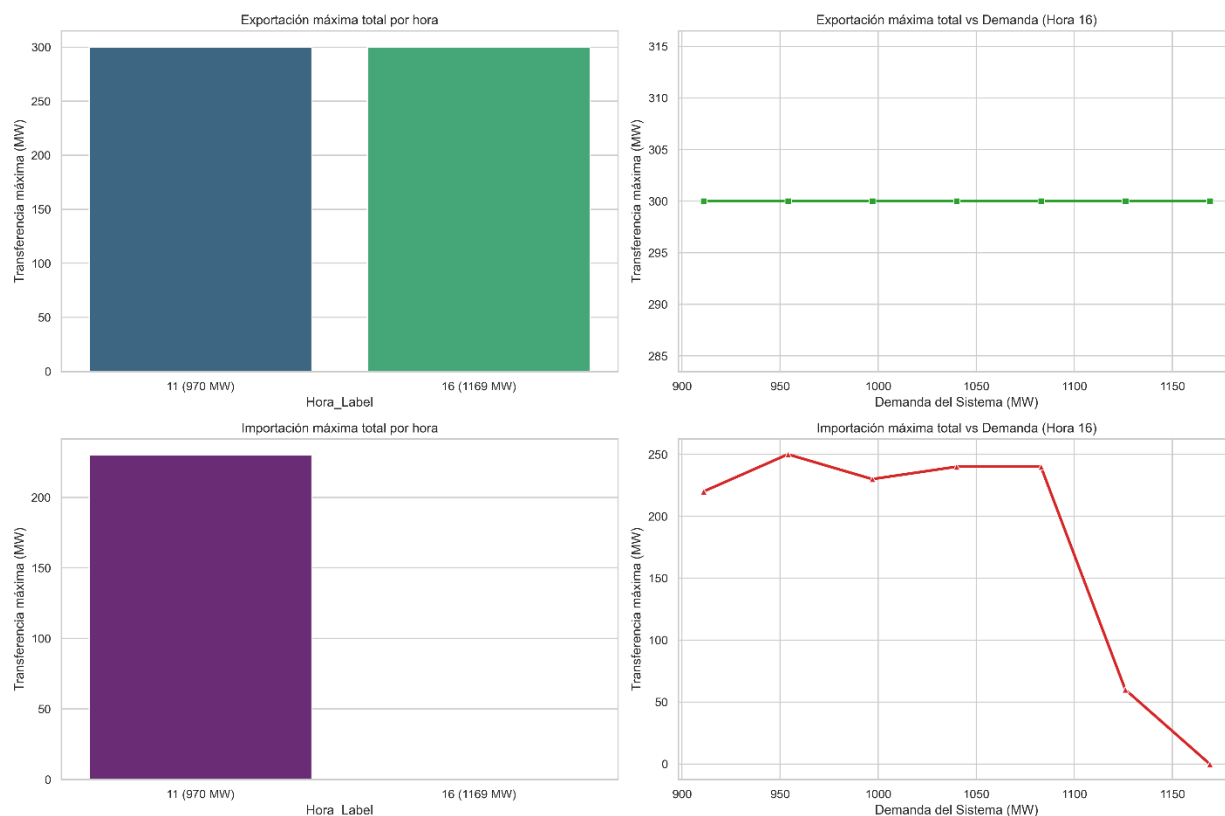


Figura 10.3.42: límites de transferencias totales para el escenario de demanda media, de la época seca de 2026.

En la Figura 10.3.43 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda mínima de la época seca de 2026.

En cuanto a la exportación máxima por sentido, la hora 3 (848 MW) presenta una diferencia notable entre ambos sentidos: NS alcanza aproximadamente 190 MW mientras que SN llega a cerca de 275 MW, siendo este el único escenario analizado donde la exportación total no alcanza el límite de 300 MW en ninguno

de los dos sentidos durante la hora de menor demanda. En la hora 22 (1,068 MW), ambos sentidos caen a valores prácticamente nulos. El gráfico lineal para la hora 22 revela un comportamiento particularmente crítico: la curva SN se mantiene estable en 300 MW desde los 890 MW hasta aproximadamente 1,040 MW de demanda, momento en que cae abruptamente a cero; la curva NS, por su parte, muestra una tendencia decreciente continua desde el inicio del rango, partiendo de unos 230 MW a 890 MW de demanda y descendiendo de forma sostenida hasta converger también hacia cero al aproximarse a los 1,070 MW. Este comportamiento diferenciado indica que, bajo condiciones de mínima demanda de la época seca, el sentido NS opera permanentemente restringido en la hora 22, mientras que SN mantiene su capacidad máxima hasta un umbral bien definido antes de colapsar.

En los casos de exportación para la demanda mínima de la época seca de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de una de las líneas de EDP-AHUA que termina sobrecargando la línea que queda en operación. Únicamente para el caso de demanda mínima de la hora 22, con una demanda de 1,068 MW, la limitación se debe a la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA que termina sobrecargando el que queda en operación.

Respecto a la importación máxima por sentido, en la hora 3 se registra la mayor asimetría entre sentidos observada en todos los escenarios analizados: NS alcanza el límite absoluto de 300 MW, mientras que SN se sitúa en torno a 250 MW. En la hora 22, ambos sentidos caen nuevamente a valores de cero. El gráfico lineal para la hora 22 muestra que ambas curvas presentan una degradación continua y pronunciada a lo largo de todo el rango de demanda, sin la leve elevación observada en los escenarios anteriores. Partiendo de aproximadamente 148 MW (NS) y 100 MW (SN) a 890 MW de demanda, ambas curvas descienden de forma escalonada y relativamente paralela hasta llegar a cero cerca de los 1,050–1,070 MW. Esta caída temprana y sostenida, que comienza desde los niveles más bajos de demanda del rango, representa la condición más restrictiva para la importación identificada en el conjunto de escenarios, sugiriendo que la hora 22 del escenario de demanda mínima de la época seca constituye el punto de mayor vulnerabilidad operativa del sistema en términos de capacidad de intercambio.

En los casos de importación para la demanda mínima de la época seca de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de uno de los autotransformadores de la subestación NEJA que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación.

Límites de transferencia por sentido - Mínima-Seca-2026

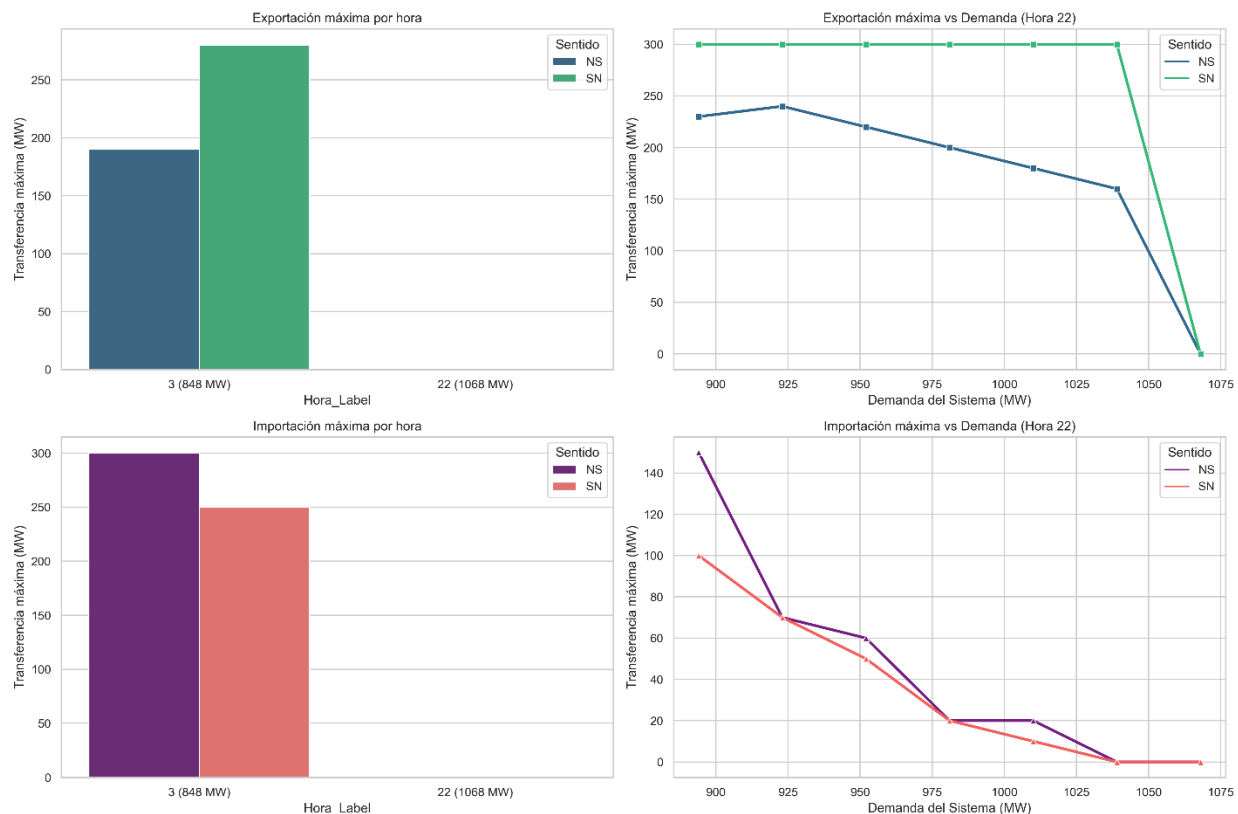


Figura 10.3.43: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda mínima, de la época seca de 2026.

En la Figura 10.3.44 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda mínima de la época seca de 2026. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

En lo relativo a la exportación máxima total, este escenario introduce una diferencia cualitativa respecto a los anteriores: en la hora 3 (848 MW), la capacidad de exportación total alcanza aproximadamente 275 MW, sin llegar al límite de 300 MW registrado en todos los demás escenarios y horas analizados. En la hora 22 (1,068 MW), la exportación cae a cero, lo que contrasta marcadamente con los escenarios de máxima y media demanda donde la exportación se mantenía en 300 MW independientemente de la hora. El gráfico lineal para la hora 22 muestra que la capacidad de exportación se sostiene en 300 MW desde los 890 MW hasta cerca de los 1,040 MW de demanda, punto a partir del cual cae de forma abrupta e ininterrumpida hasta alcanzar valores nulos al llegar a los 1,070 MW, confirmando la existencia de un umbral crítico de demanda que anula completamente la capacidad de exportación del SEP.

La importación máxima total presenta en este escenario su configuración más desfavorable del conjunto analizado. En la hora 3, la importación alcanza 300 MW, el valor más alto registrado entre todas las horas y escenarios. Sin embargo, en la hora 22 la importación cae a cero, evidenciando nuevamente la pérdida total de capacidad de intercambio en la hora de mayor demanda relativa del escenario. El gráfico lineal para la hora 22 confirma que esta pérdida de capacidad es gradual pero ininterrumpida desde el inicio del rango: partiendo de cerca de 148 MW a 890 MW de demanda, la curva desciende hasta llegar a cero en torno a los 1,050–1,070 MW. La ausencia de una elevación en la capacidad de importación —característica presente en los escenarios de media y máxima demanda— distingue al escenario de demanda mínima en la época seca como el de mayor sensibilidad de la importación ante incrementos de demanda.

Intercambio máximo total - Mínima-Seca-2026

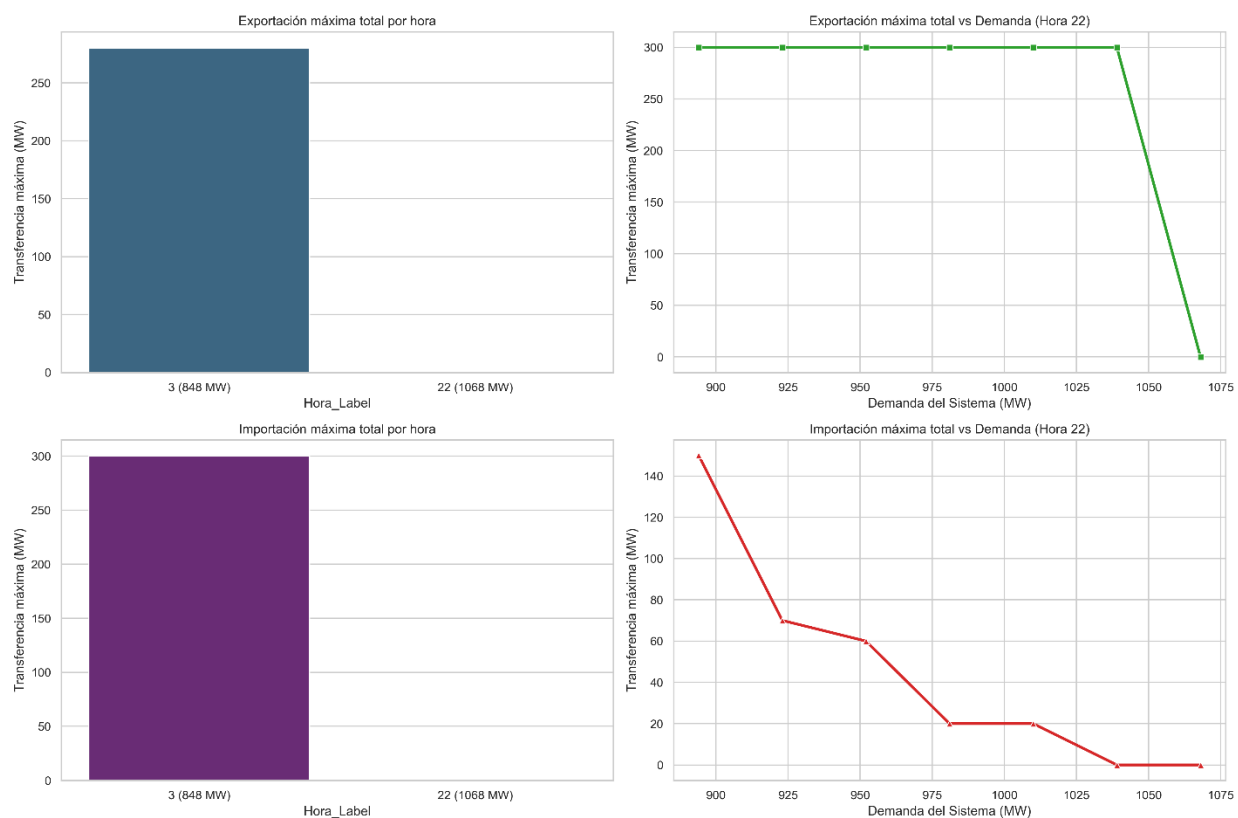


Figura 10.3.44: límites de transferencias totales para el escenario de demanda mínima, de la época seca de 2026.

En la Figura 10.3.45 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda máxima de la época seca de 2027.

En cuanto a la exportación máxima por sentido, la hora 17 (1,098 MW) muestra al sentido NS en aproximadamente 270 MW y SN en el límite de 300 MW, repitiendo el patrón asimétrico ya observado en el escenario equivalente de 2026. En la hora 19 (1,179 MW), SN se mantiene en 300 MW mientras NS retrocede a cerca de 225 MW. El gráfico lineal para la hora 19 confirma que SN permanece perfectamente estable en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda (1,040–1,180 MW), mientras que NS inicia su disminución desde los 1,060 MW, descendiendo de forma continua desde 300 MW hasta situarse en torno a 220 MW, mostrando una caída más pronunciada que su equivalente en 2026.

En los casos de exportación para la demanda máxima de la época seca de 2027 las limitaciones se debieron al disparo de una de las líneas de EDP-AHUA que termina sobrecargando la línea que queda en operación.

Respecto a la importación máxima por sentido, la hora 17 presenta NS en 100 MW y SN en 90 MW, valores superiores a los registrados en el 2026 para la misma hora, lo que indica una ligera mejora en la capacidad de importación en este período. En la hora 19, ambos sentidos caen a aproximadamente 20 MW. El gráfico lineal para la hora 19 muestra que ambas curvas NS y SN parten de valores cercanos a 290–300 MW a 1,040 MW de demanda, con un máximo local alrededor de los 1,060 MW, antes de disminuir de forma acelerada y prácticamente paralela hasta estabilizarse en torno a 60 MW entre los 1,110 y 1,140 MW, y continuar descendiendo hacia valores mínimos al acercarse a los 1,180 MW. La estrecha proximidad entre ambas curvas en este escenario sugiere un comportamiento más simétrico entre sentidos respecto a 2026.

En los casos de importación para la demanda máxima de la época seca de 2027 las limitaciones se debieron al disparo de uno de los autotransformadores de la subestación NEJA que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación.

Límites de transferencia por sentido - Max-Seca-2027

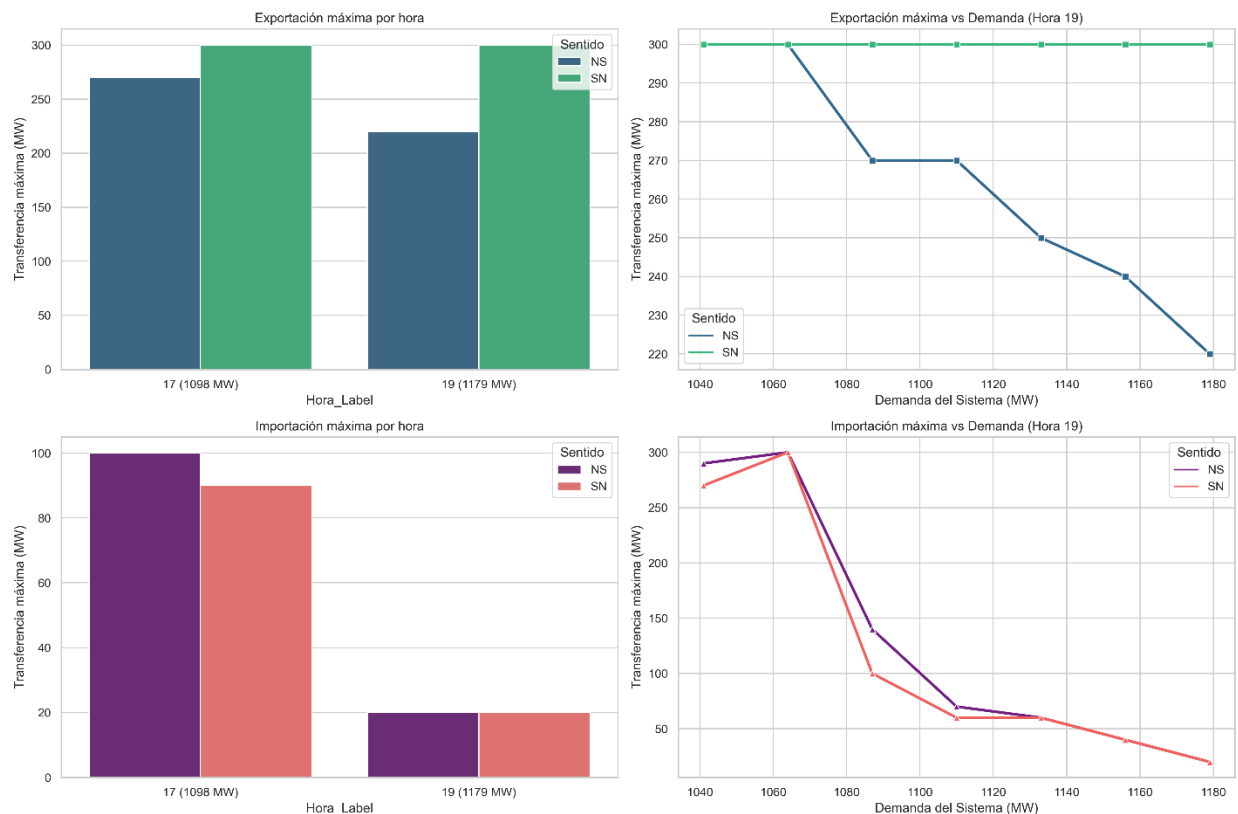


Figura 10.3.45: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda máxima, de la época seca de 2027.

En la Figura 10.3.46 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda máxima de la época seca de 2027. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

La exportación máxima total replica exactamente el comportamiento observado en el 2026: tanto en la hora 17 (1,098 MW) como en la hora 19 (1,179 MW) la capacidad se mantiene fija en 300 MW, y el gráfico lineal para la hora 19 confirma esta estabilidad absoluta a lo largo de todo el rango de demanda analizado. Este resultado reafirma que la capacidad de exportación no experimenta cambios entre ambos años bajo condiciones de máxima demanda de la época seca.

La importación máxima total, sin embargo, sí presenta diferencias respecto a 2026. En la hora 17, la capacidad alcanza 100 MW frente a los 80 MW registrados en el año anterior, representando un incremento del 25%. En la hora 19, el valor cae a 20 MW, el doble de los 10 MW de 2026. El gráfico de dispersión para la hora 19 revela una dinámica distinta a la de 2026: la curva parte de cerca de 290 MW a 1,040 MW de demanda, alcanza un máximo de 300 MW en torno a los 1,060 MW antes de caer

abruptamente, y se estabiliza en aproximadamente 60–70 MW entre los 1,090 y 1,140 MW, para luego continuar su descenso hasta valores mínimos. Este comportamiento, que incluye una elevación en niveles más altos que en 2026, sugiere una modesta mejora en la capacidad de importación disponible bajo condiciones de alta demanda.

Límites de transferencia por sentido - Max-Seca-2027

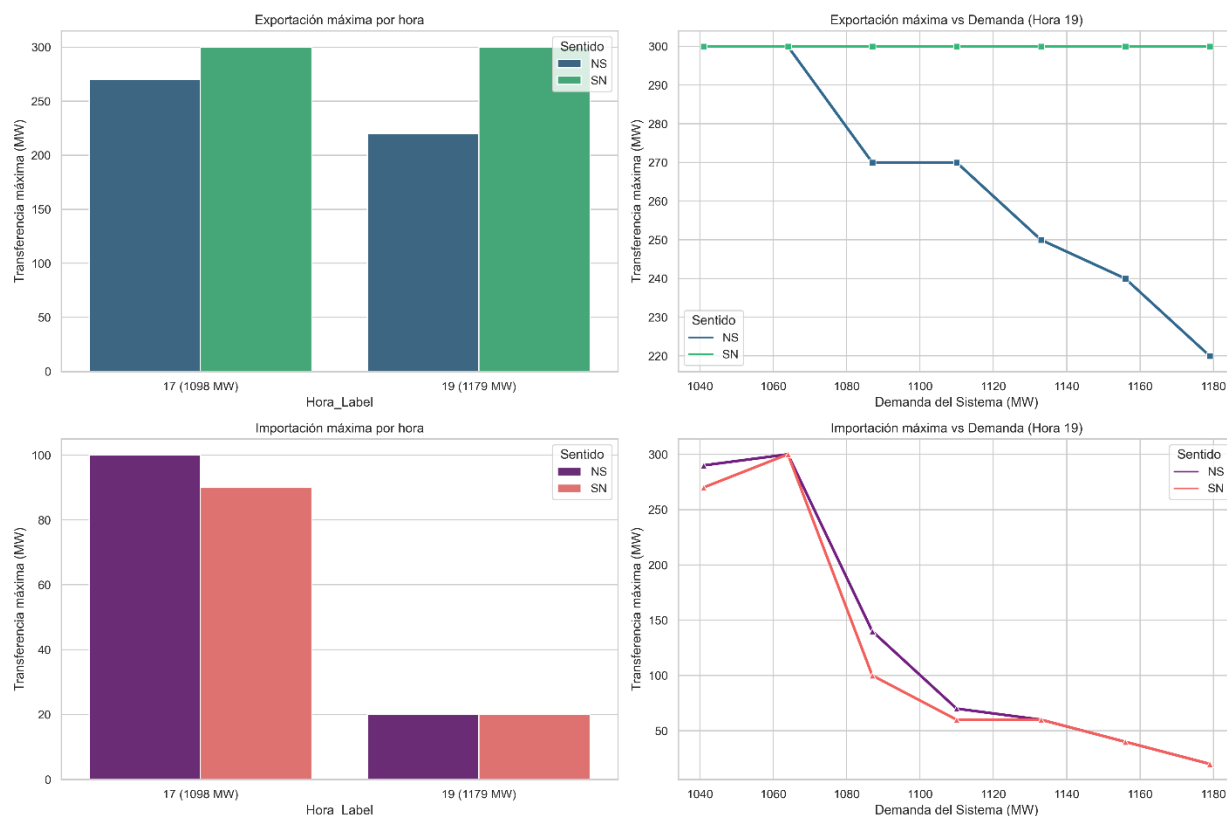


Figura 10.3.46: límites de transferencias totales para el escenario de demanda máxima, de la época seca de 2027.

En la Figura 10.3.47 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda media de la época seca de 2027.

En lo referente a la exportación máxima por sentido, la hora 11 (970 MW) muestra ambos sentidos NS y SN en el límite de 300 MW, idéntico al comportamiento de 2026. En la hora 16 (1,169 MW), SN se mantiene en 300 MW mientras NS desciende a aproximadamente 270 MW, una reducción menor que la observada en 2026 para la misma hora (250 MW), lo que indica una ligera mejora en la capacidad de exportación NS bajo alta demanda. El gráfico lineal para la hora 16 confirma que SN se mantiene invariablemente en 300 MW, mientras que NS permanece también cerca de 300 MW hasta

aproximadamente 1,080 MW, punto a partir del cual experimenta una caída abrupta hasta situarse en torno a 270 MW al acercarse a los 1,170 MW, con una ventana de degradación más tardía y menos pronunciada que en 2026.

En los casos de exportación para la demanda media de la época seca de 2027 las limitaciones se debieron al disparo de una de las líneas de EDP-AHUA que termina sobrecargando la línea que queda en operación.

Respecto a la importación por sentido, la hora 11 presenta una diferencia notable respecto a 2026: ambos sentidos NS y SN se mantienen en aproximadamente 150 MW, frente a los 225 MW registrados en 2026. Esta reducción considerable en la capacidad de importación durante este periodo constituye la diferencia más significativa entre ambos años en este escenario. En la hora 16, ambos sentidos caen nuevamente a cero. El gráfico lineal para la hora 16 muestra que NS se mantiene en torno a 220–240 MW desde los 900 MW hasta aproximadamente 1,080 MW de demanda, en tanto que SN registra valores ligeramente inferiores, alrededor de 190–200 MW, en ese mismo tramo. A partir de los 1,080–1,090 MW, ambas curvas disminuye drásticamente hasta cero, replicando el umbral crítico ya identificado en el escenario equivalente de 2026.

En los casos de importación para la demanda media de la época seca de 2027 las limitaciones se debieron al disparo de uno de los autotransformadores de la subestación NEJA que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación. La única excepción es para la hora 16, con de demanda de 1,083 MW donde el intercambio lo limita la contingencia SMAR-STOM que termina sobrecargando la línea NEJA – SANT – 01. Para la hora 11, la limitación se da para evitar vertimiento, con importaciones superiores a 150 MW el sistema entraría en vertimiento de generación base.

Límites de transferencia por sentido - Med-Seca-2027

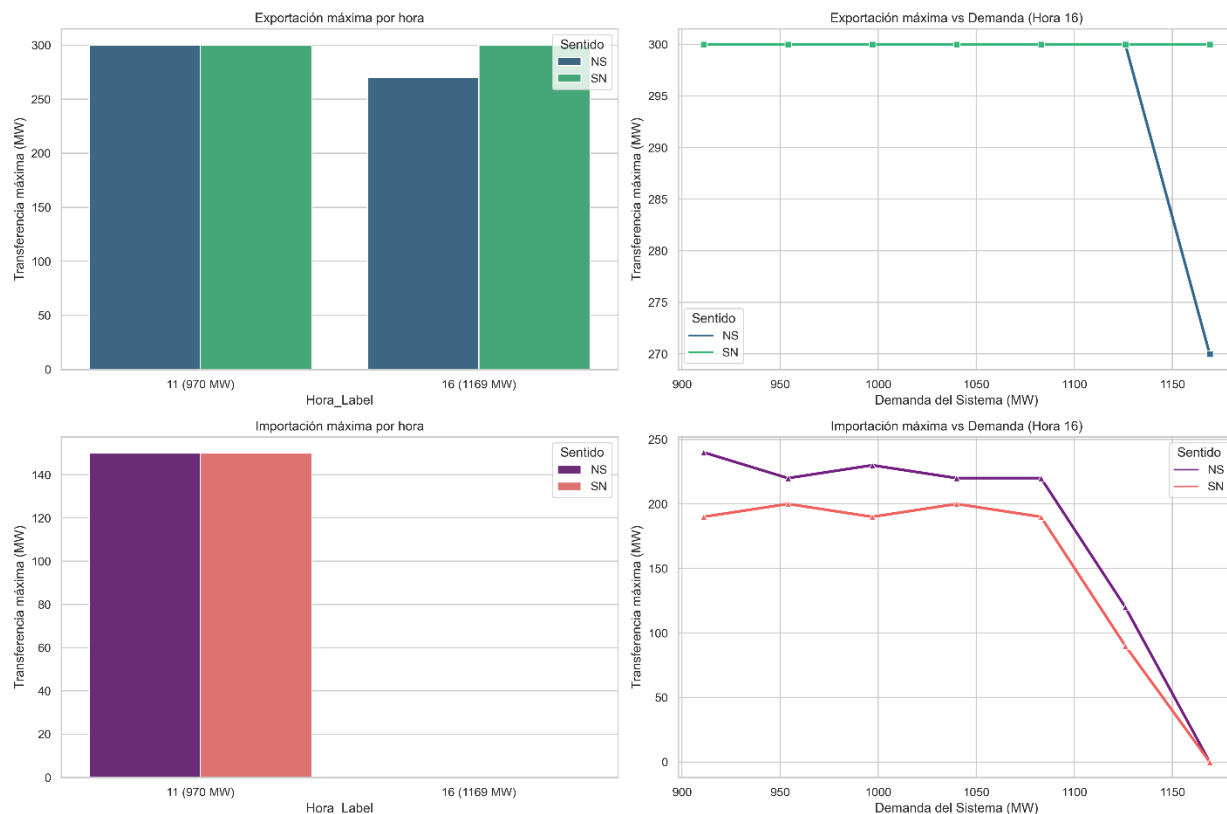


Figura 10.3.47: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda media, de la época seca de 2027.

En la Figura 10.3.48 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda media de la época seca de 2027. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

La exportación máxima total se mantiene en 300 MW en ambas horas analizadas (hora 11 con 970 MW y hora 16 con 1,169 MW), comportamiento idéntico al de 2026. El gráfico lineal para la hora 16 corrobora la estabilidad absoluta de la exportación en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda (900–1,170 MW), confirmando que este límite estructural permanece invariante entre años bajo condiciones de demanda media seca.

La importación máxima total presenta, sin embargo, una diferencia relevante respecto a 2026: en la hora 11, la capacidad alcanza aproximadamente 148 MW, notablemente inferior a los 225 MW del año anterior, lo que representa una reducción de alrededor del 34%. En la hora 16, la importación cae a cero en ambos años. El gráfico lineal para la hora 16 muestra que la curva se mantiene relativamente estable entre 220 y 240 MW desde los 900 hasta aproximadamente los 1,080 MW de demanda, con un

comportamiento plano más uniforme que la observada en 2026, antes de disminuir abruptamente hacia cero al superar los 1,090 MW. El umbral crítico se ubica en una posición similar a la de 2026, pero la meseta previa presenta mayor estabilidad y valores ligeramente superiores en el tramo intermedio, lo que podría indicar una capacidad de importación marginalmente más robusta antes del punto de colapso.

Intercambio máximo total - Med-Seca-2027

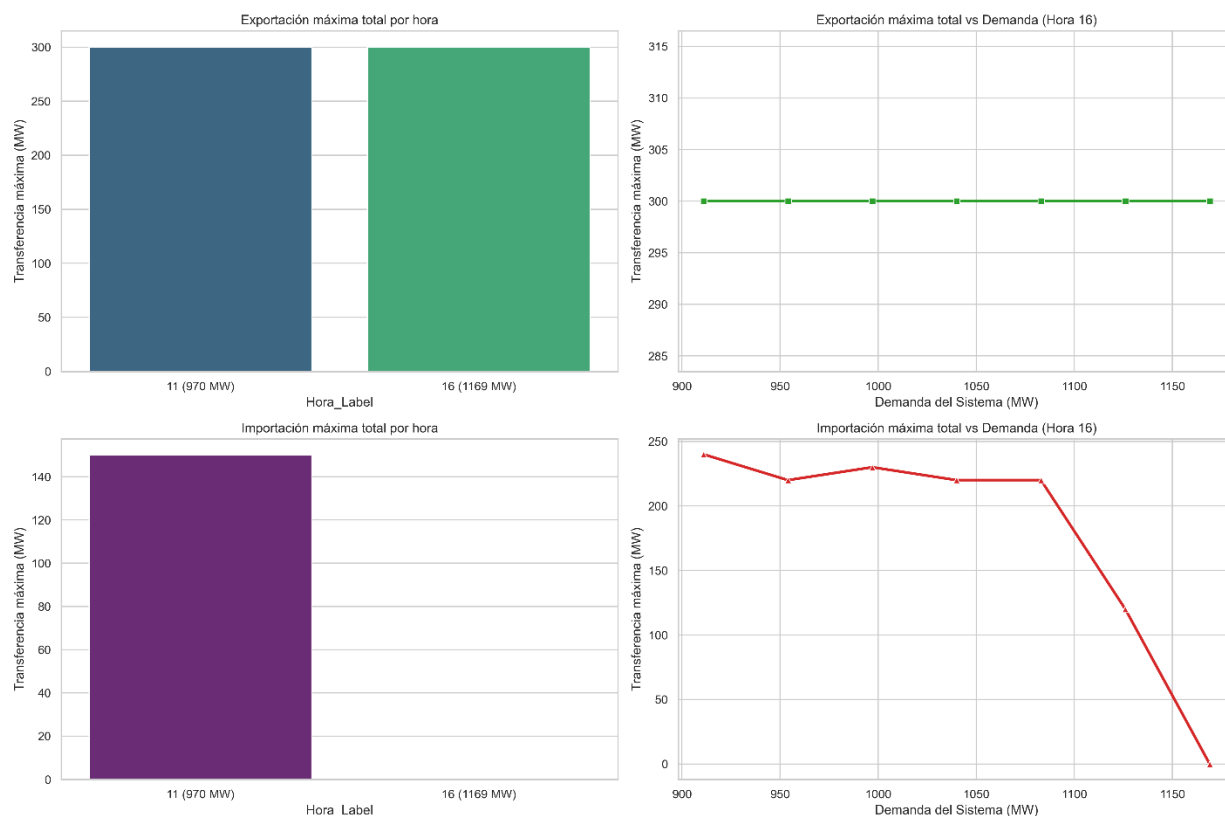


Figura 10.3.48: límites de transferencias totales para el escenario de demanda media, de la época seca de 2027.

En la Figura 10.3.49 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda mínima de la época seca de 2027.

En cuanto a la exportación máxima por sentido, la hora 3 (848 MW) muestra NS en aproximadamente 238 MW y SN en torno a 280 MW, valores ambos superiores a los registrados en 2026 (190 MW y 275 MW respectivamente), lo que apunta a una mejora en la capacidad de exportación en horas de mínima demanda. En la hora 22 (1,068 MW), SN se mantiene en 300 MW mientras NS cae a cerca de 180 MW. El gráfico de dispersión para la hora 22 revela que SN permanece estable en 300 MW a lo largo de todo el rango (890–1,070 MW), mientras que NS muestra una trayectoria descendente con cierta irregularidad:

parte de alrededor de 260 MW a 890 MW, descendiendo hasta 240 MW, se estabiliza brevemente en torno a los 1,000–1,030 MW, y luego cae bruscamente hasta cerca de 180 MW al acercarse a los 1,070 MW. Este patrón es diferente a la disminución abrupta observada en 2026, donde NS también convergía hacia cero.

En los casos de exportación para la demanda mínima de la época seca de 2027 las limitaciones se debieron al disparo de una de las líneas de EDP-AHUA que termina sobrecargando la línea que queda en operación.

Respecto a la importación por sentido, la hora 3 presenta NS en 300 MW y SN en 250 MW, idéntica distribución a la de 2026. En la hora 22, ambos sentidos caen a cero. El gráfico lineal para la hora 22 muestra que NS parte de aproximadamente 185 MW a 890 MW de demanda y SN de cerca de 130 MW, ambas con una caída muy pronunciada desde el inicio: NS se reduce a alrededor de 30 MW ya a los 950 MW, y SN converge hacia cero en ese mismo nivel, para luego mantenerse ambas prácticamente a cero a partir de los 980–1,000 MW. La caída es aún más abrupta que en 2026 en los primeros tramos del rango, aunque los valores de partida son ligeramente superiores, especialmente para NS.

En los casos de importación para la demanda mínima de la época seca de 2027 las limitaciones se debieron al disparo de uno de los autotransformadores de la subestación NEJA que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación.

Límites de transferencia por sentido - Min-Seca-2027

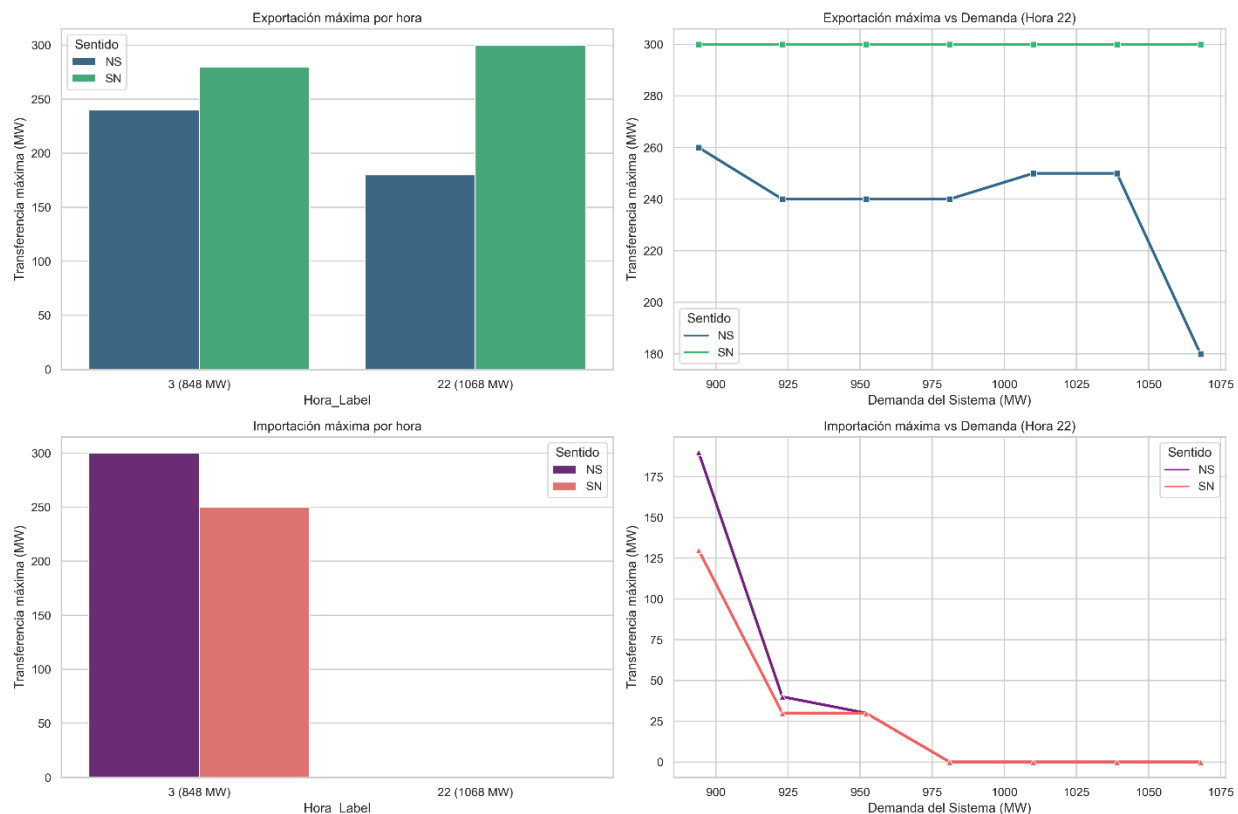


Figura 10.3.49: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda mínima, de la época seca de 2027.

En la Figura 10.3.50 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda mínima de la época seca de 2027. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

La exportación máxima total en la hora 3 (848 MW) alcanza aproximadamente 280 MW, superando los 275 MW de 2026 y acercándose más al límite de 300 MW, aunque sin alcanzarlo. En la hora 22 (1,068 MW), a diferencia de lo ocurrido en 2026 donde la exportación llegaba a cero, la exportación total se mantiene en 300 MW. El gráfico lineal para la hora 22 confirma esta estabilidad: la curva permanece en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda analizado (890–1,070 MW), sin mostrar ninguna degradación. Este resultado representa la diferencia más significativa entre la demanda mínima 2027 y su equivalente de 2026, y constituye una mejora cualitativa relevante en la capacidad exportadora del sistema bajo condiciones de mínima demanda seca.

La importación máxima total, por su parte, alcanza 300 MW en la hora 3, idéntico al valor de 2026. Sin embargo, en la hora 22 cae nuevamente a cero, replicando el comportamiento del año anterior. El gráfico de dispersión para la hora 22 muestra una degradación incluso más pronunciada que en 2026: partiendo de aproximadamente 185 MW a 890 MW de demanda, la curva cae vertiginosamente hasta cerca de 40 MW a los 925 MW, continúa descendiendo hasta valores cercanos a cero a los 980 MW, y se mantiene prácticamente nula a partir de ese punto. Comparado con 2026, donde la curva partía de 148 MW, pero mostraba una degradación más gradual antes de anularse, en 2027 el valor de partida es más alto pero la caída inicial es más pronunciada, resultando en una pérdida total de capacidad de importación a un nivel de demanda ligeramente inferior.

Intercambio máximo total - Min-Seca-2027

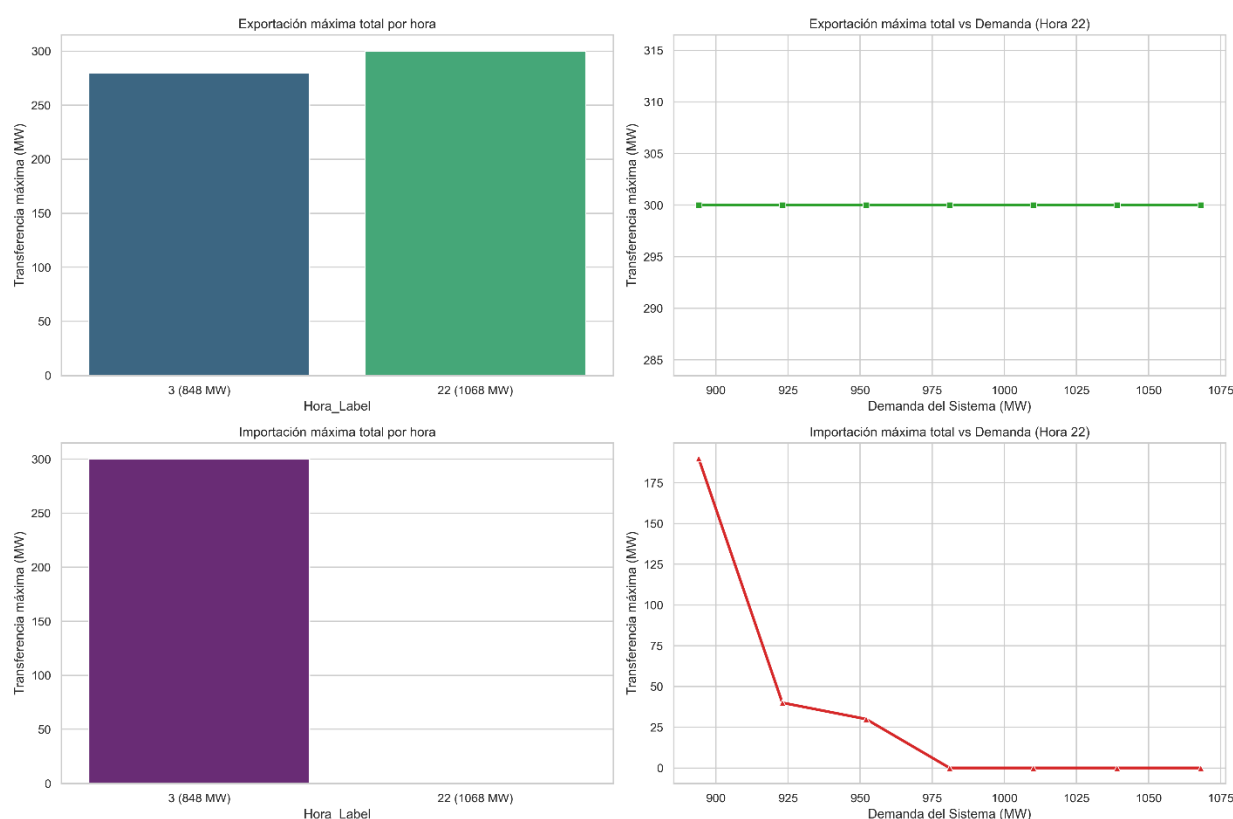


Figura 10.3.50: límites de transferencias totales para el escenario de demanda mínima, de la época seca de 2027.

Análisis para la época lluviosa

En la Figura 10.3.51 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

En cuanto a la exportación máxima por sentido, la hora 21 (1,060 MW) presenta NS en aproximadamente 250 MW y SN en el límite de 300 MW. En la hora 18 (1,125 MW), que corresponde a la hora de mayor demanda del escenario, NS desciende a 220 MW mientras SN se mantiene en 300 MW. El gráfico lineal para la hora 18 revela una dinámica particularmente notable: SN permanece perfectamente estable en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda (1,010–1,125 MW), mientras que NS exhibe una degradación continua y lineal desde aproximadamente 290 MW a 1,010 MW hasta cerca de 220 MW al extremo superior del rango. Esta caída sostenida de NS a lo largo de todo el espectro de demanda es la más gradual y uniforme observado hasta ahora en el conjunto de escenarios analizados.

En los casos de exportación para la demanda máxima de la época lluviosa de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de una de las líneas de EDP-AHUA que termina sobrecargando la línea que queda en operación.

Respecto a la importación máxima por sentido, la hora 21 presenta NS en 80 MW y SN en 70 MW, mientras que en la hora 18 ambos sentidos se reducen a 30 MW. El gráfico lineal para la hora 18 muestra un comportamiento diferenciado entre sentidos: NS parte de aproximadamente 290 MW a 1,010 MW de demanda y cae de forma pronunciada hasta estabilizarse en torno a 80 MW entre los 1,060 y 1,085 MW, antes de continuar descendiendo gradualmente hacia valores mínimos. SN, en cambio, parte de cerca de 190 MW, desciende más rápidamente hasta alcanzar los 70 MW alrededor de los 1,050 MW, y continúa su caída hasta situarse por debajo de 40 MW al acercarse a los 1,110 MW. Esta mayor sensibilidad de SN ante el aumento de demanda, con valores consistentemente inferiores a NS en todo el rango, constituye un patrón diferenciador respecto a los escenarios de la época seca de 2027.

En los casos de importación para la demanda máxima de la época lluviosa de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de uno de los autotransformadores de la subestación NEJA que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación.

Límites de transferencia por sentido - Máxima-Lluviosa-2026

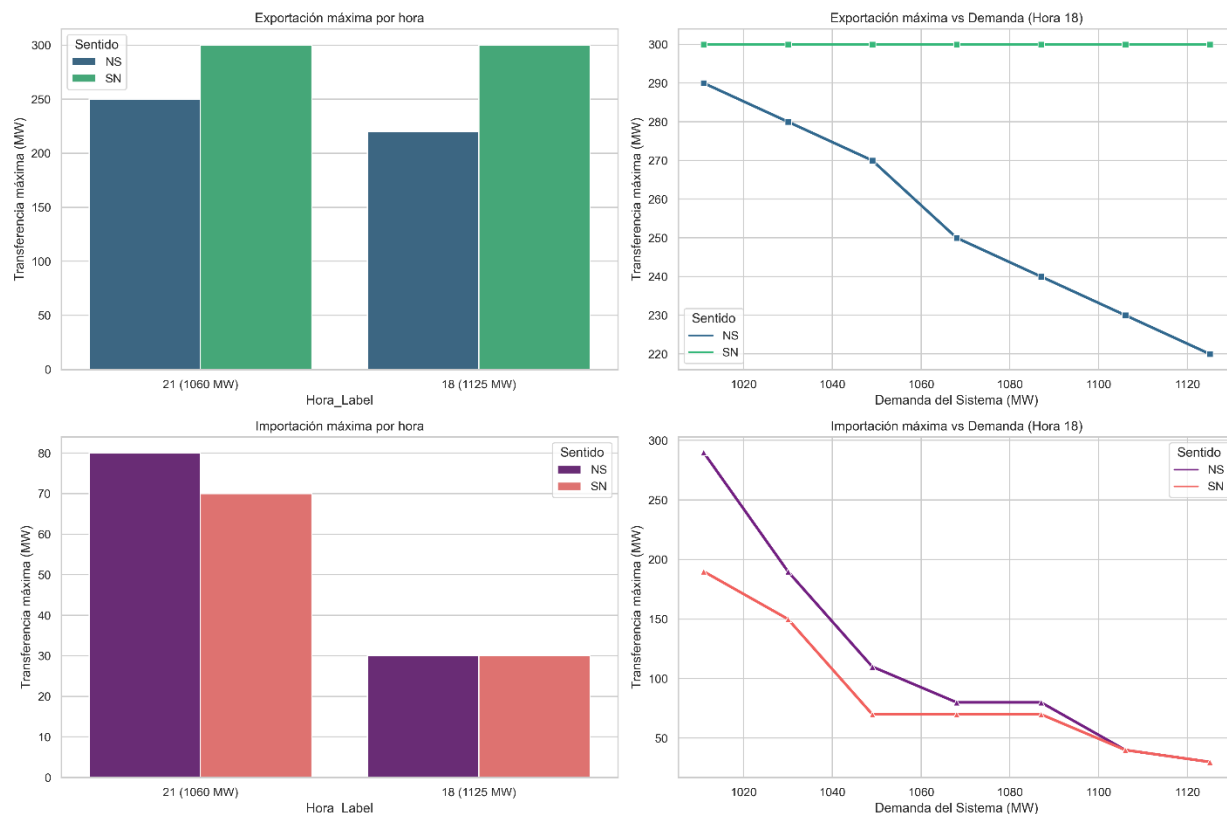


Figura 10.3.51: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda máxima, de la época lluviosa de 2026.

En la Figura 10.3.52 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

La exportación máxima total se mantiene en el límite de 300 MW en ambas horas analizadas: hora 18 (1,125 MW) y hora 21 (1,060 MW). El gráfico lineal para la hora 18 confirma esta estabilidad absoluta a lo largo de todo el rango de demanda (1,010–1,125 MW), replicando el comportamiento observado en todos los escenarios de máxima y media demanda de la época seca de 2027. Este resultado es notable dado que la hora 18 representa el nivel de demanda más alto de todos los escenarios lluviosos de 2026.

La importación máxima total presenta una dinámica interesante en este escenario: la hora 18 (1,125 MW, mayor demanda) registra apenas 30 MW, mientras que la hora 21 (1,060 MW, menor demanda) alcanza 80 MW, confirmando la relación inversa entre demanda y capacidad de importación. El gráfico lineal para la hora 18 muestra que la importación parte de un valor excepcionalmente alto de cerca de 290 MW a 1,010 MW de demanda, cae abruptamente hasta aproximadamente 110 MW a los 1,050 MW, se estabiliza

brevemente en torno a 80 MW entre los 1,060 y 1,085 MW, y luego continúa descendiendo hasta valores cercanos a 30 MW al acercarse a los 1,125 MW. La pronunciada caída inicial desde 290 MW, seguida de un comportamiento plano, distingue a este escenario de sus equivalentes de la época seca donde la degradación era más gradual.

Intercambio máximo total - Máxima-Lluviosa-2026

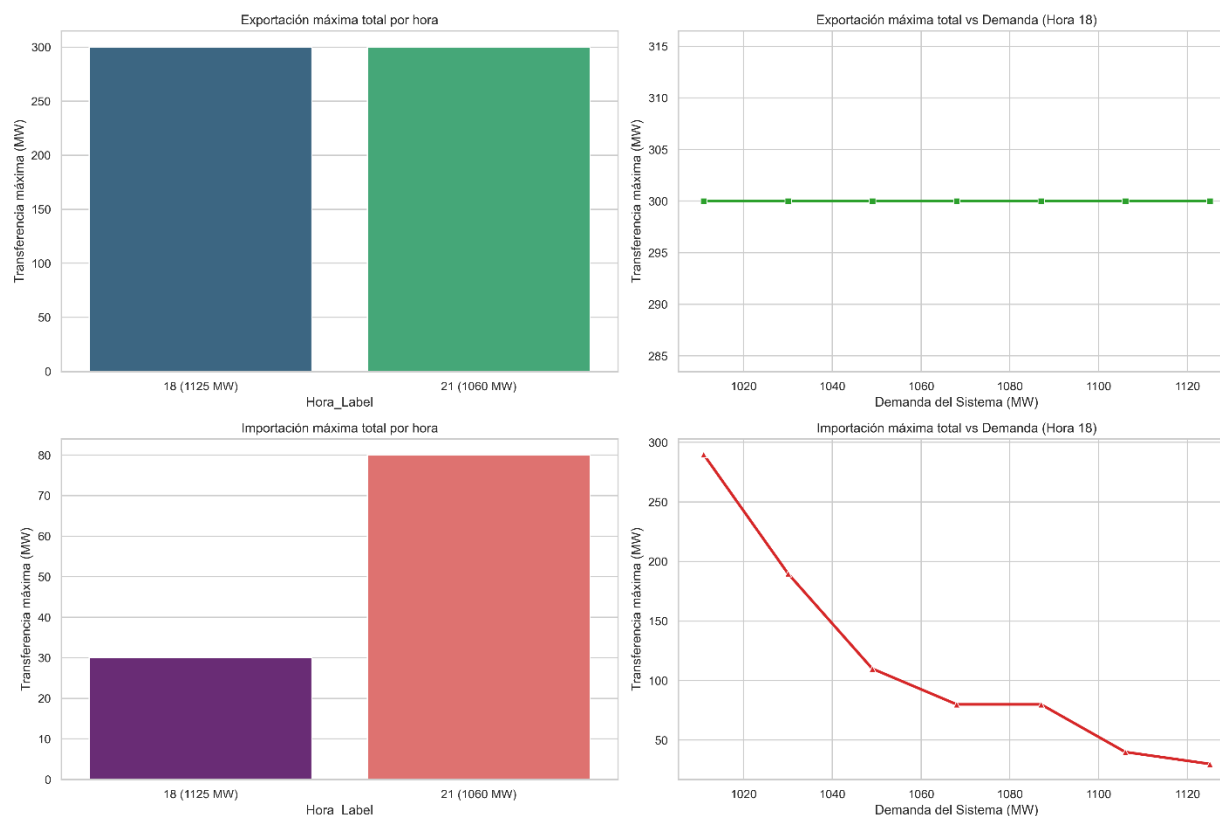


Figura 10.3.52: límites de transferencias totales para el escenario de demanda máxima, de la época lluviosa de 2026.

En la Figura 10.3.53 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda media de la época lluviosa de 2026.

La exportación máxima por sentido en este escenario presenta uno de los comportamientos más singulares observados en el conjunto de análisis. En la hora 11 (877 MW), NS alcanza el límite de 300 MW mientras SN se queda en aproximadamente 210 MW, siendo esta la única hora en todo el conjunto donde SN es notablemente inferior a NS. En la hora 15 (1,091 MW), ambos sentidos alcanzan 300 MW. El gráfico lineal para la hora 15 confirma esta singularidad de forma aún más llamativa: NS se mantiene estable en 300 MW a lo largo de todo el rango (890–1,091 MW), mientras que SN muestra una trayectoria

ascendente desde aproximadamente 270 MW a 890 MW hasta alcanzar el límite de 300 MW en torno a los 995–1,000 MW, manteniéndose en ese valor hasta el extremo del rango. Este comportamiento creciente de SN con la demanda es opuesto al patrón observado en todos los demás escenarios y representa la anomalía más destacada del conjunto analizado. **Este comportamiento se debe a que, con el aumento de la demanda nacional, la generación de la zona oriental no aumenta por estar en su máxima capacidad, pero la demanda de la zona si aumenta, por lo que el flujo “excedente” entre la demanda y la generación de la zona disminuye y con este el flujo de potencia por los transformadores de 15SE.**

En los casos de exportación para la demanda media de la época lluviosa de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de una de uno de los autotransformadoras de 15SE que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación.

En cuanto a la importación máxima por sentido, la hora 11 presenta la máxima capacidad posible en ambos sentidos: NS y SN alcanzan 300 MW, el valor más alto registrado en cualquier hora de todos los escenarios lluviosos. En la hora 15, NS desciende a aproximadamente a 125 MW y SN a cerca de 90 MW. El gráfico lineal para la hora 15 muestra que NS se mantiene en torno a 250–260 MW desde los 890 hasta los 1,025 MW de demanda, con cierta variabilidad, pero sin caída pronunciada, antes de descender de forma más marcada hacia 130 MW al acercarse a los 1,091 MW. SN, por su parte, registra valores menores a lo largo de todo el rango, oscilando entre 225 y 240 MW hasta los 1,000 MW, cayendo luego hasta cerca de 190 MW, y desplomándose finalmente hacia valores cercanos a 90 MW al extremo superior. La mayor separación entre ambas curvas en el tramo final del rango indica que NS preserva mejor su capacidad de importación bajo alta demanda en este escenario.

En los casos de importación para la demanda media de la época lluviosa de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de uno de los autotransformadores de la subestación NEJA que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación. La única excepción es para los casos de la hora 15, con valores de demanda de 992, 1025 y 1058 MW, donde el intercambio lo limita la contingencia SMAR-STOM que termina sobrecargando la línea NEJA – SANT – 01.

Límites de transferencia por sentido - Media-Lluviosa-2026

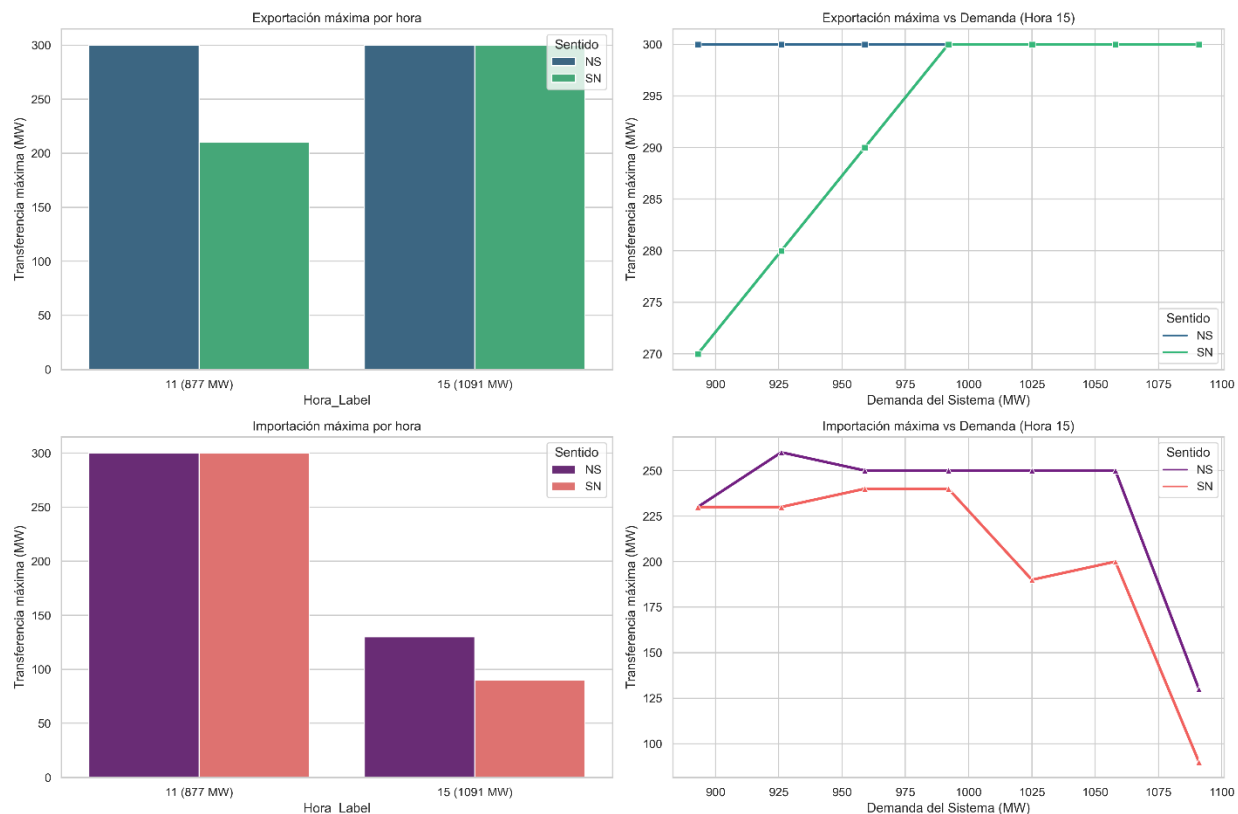


Figura 10.3.53: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda media, de la época lluviosa de 2026.

En la Figura 10.3.54 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda media de la época lluviosa de 2026. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

La exportación máxima total alcanza 300 MW en ambas horas analizadas (hora 11 con 877 MW y hora 15 con 1,091 MW), manteniendo el patrón estructural consistente en todos los escenarios. El gráfico lineal para la hora 15 confirma la estabilidad perfecta en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda (890–1,091 MW), sin ninguna degradación observable. Este resultado es coherente con el comportamiento de NS en el gráfico por sentidos, que se mantiene en 300 MW en todo momento, y con la convergencia de SN hacia ese mismo límite conforme aumenta la demanda.

La importación máxima total en la hora 11 alcanza el límite absoluto de 300 MW, el valor más alto registrado en un escenario de demanda media en todo el conjunto de análisis, superando incluso al equivalente de la época seca de 2026 (225 MW) en más de 75 MW. En la hora 15, sin embargo, la importación cae a aproximadamente 125 MW. El gráfico de dispersión para la hora 15 muestra que la

curva parte de cerca de 230 MW a 890 MW, sube brevemente hasta un máximo de 260 MW alrededor de los 925 MW, se mantiene relativamente estable entre 245 y 250 MW hasta los 1,050 MW, y luego cae de forma pronunciada hasta valores cercanos a 125 MW al acercarse a los 1,091 MW. La meseta extendida (parte plana de la curva) entre los 925 y 1,050 MW, seguida de un colapso tardío pero pronunciado, distingue a este escenario de los de la época seca donde el umbral crítico era más temprano o la caída más gradual.

Intercambio máximo total - Media-Lluviosa-2026

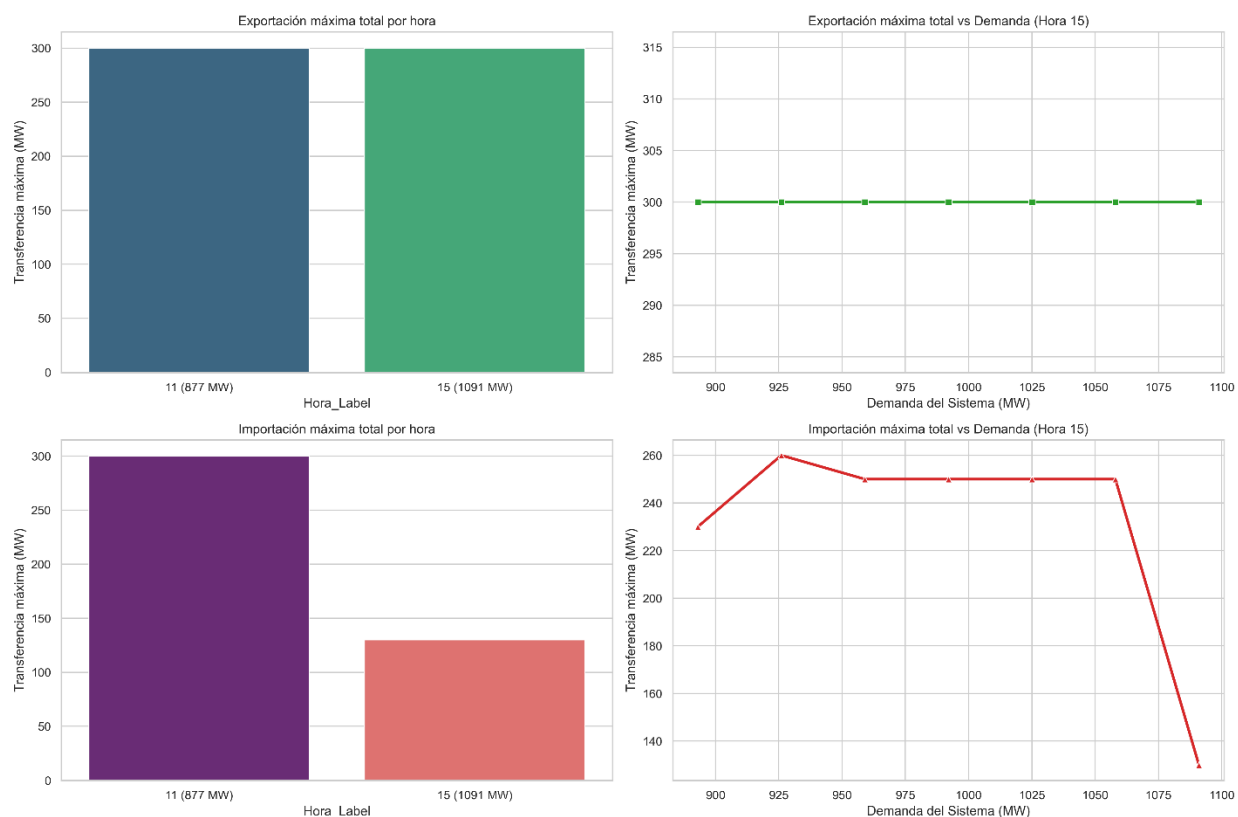


Figura 10.3.54: límites de transferencias totales para el escenario de demanda media, de la época lluviosa de 2026.

En la Figura 10.3.55 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.

Este escenario presenta el comportamiento más favorable de todo el conjunto analizado en ambas épocas y años. En la exportación máxima por sentido, tanto en la hora 3 (793 MW) como en la hora 22 (986 MW), ambos sentidos NS y SN alcanzan el límite máximo de 300 MW, siendo el único escenario donde la exportación se mantiene en su valor máximo en todas las horas y para ambos sentidos simultáneamente.

El gráfico de dispersión para la hora 22 confirma esta estabilidad perfecta: ambas curvas NS y SN permanecen fijas en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda (840–986 MW), sin ninguna degradación observable. Esta condición de plena capacidad exportadora en ambos sentidos y a lo largo de todo el rango constituye el escenario más favorable para la gestión de exportaciones en el conjunto total de análisis.

En los casos de exportación para la demanda mínima de la época lluviosa de 2026 no hay contingencias limitantes.

La importación máxima por sentido replica esta condición óptima: tanto en la hora 3 como en la hora 22, ambos sentidos NS y SN alcanzan el límite de 300 MW. El gráfico lineal para la hora 22 confirma que ambas curvas se mantienen perfectamente estables en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda (840–986 MW), sin ninguna variación ni degradación. Este resultado, donde tanto exportación como importación en ambos sentidos permanecen en su valor máximo durante todas las horas y ante cualquier nivel de demanda dentro del rango analizado, convierte al escenario mínima lluviosa de 2026 en el de mayor holgura operativa y menor vulnerabilidad de todo el conjunto estudiado.

En los casos de importación para la demanda mínima de la época lluviosa de 2026 no hay contingencias limitantes.

Límites de transferencia por sentido - Mínima-Lluviosa-2026

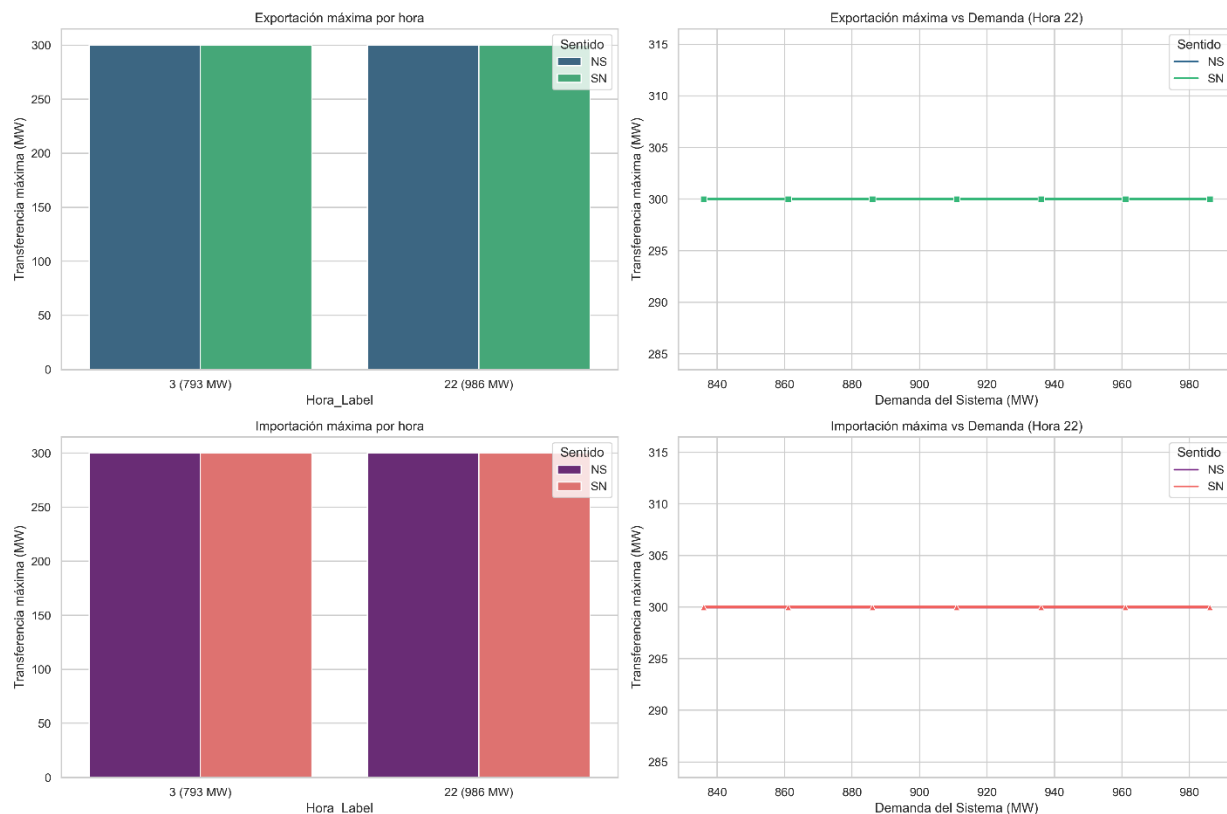


Figura 10.3.55: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda mínima, de la época lluviosa de 2026.

En la Figura 10.3.56 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

La exportación máxima total alcanza 300 MW en ambas horas (hora 3 con 793 MW y hora 22 con 986 MW), y el gráfico lineal para la hora 22 confirma la estabilidad perfecta en ese valor a lo largo de todo el rango de demanda analizado.

La importación máxima total reproduce esta misma condición óptima: 300 MW en la hora 3 y 300 MW en la hora 22, con el gráfico de dispersión mostrando una línea perfectamente plana en 300 MW a lo largo de todo el rango (840–986 MW). La invariabilidad total de la importación ante las fluctuaciones de demanda dentro del rango analizado no tiene precedente en ningún otro escenario de los estudiados, ni en época seca ni en lluviosa, y subraya que el sistema opera con máxima holgura de intercambio bajo condiciones de mínima demanda en época lluviosa de 2026.

Intercambio máximo total - Mínima-Lluviosa-2026

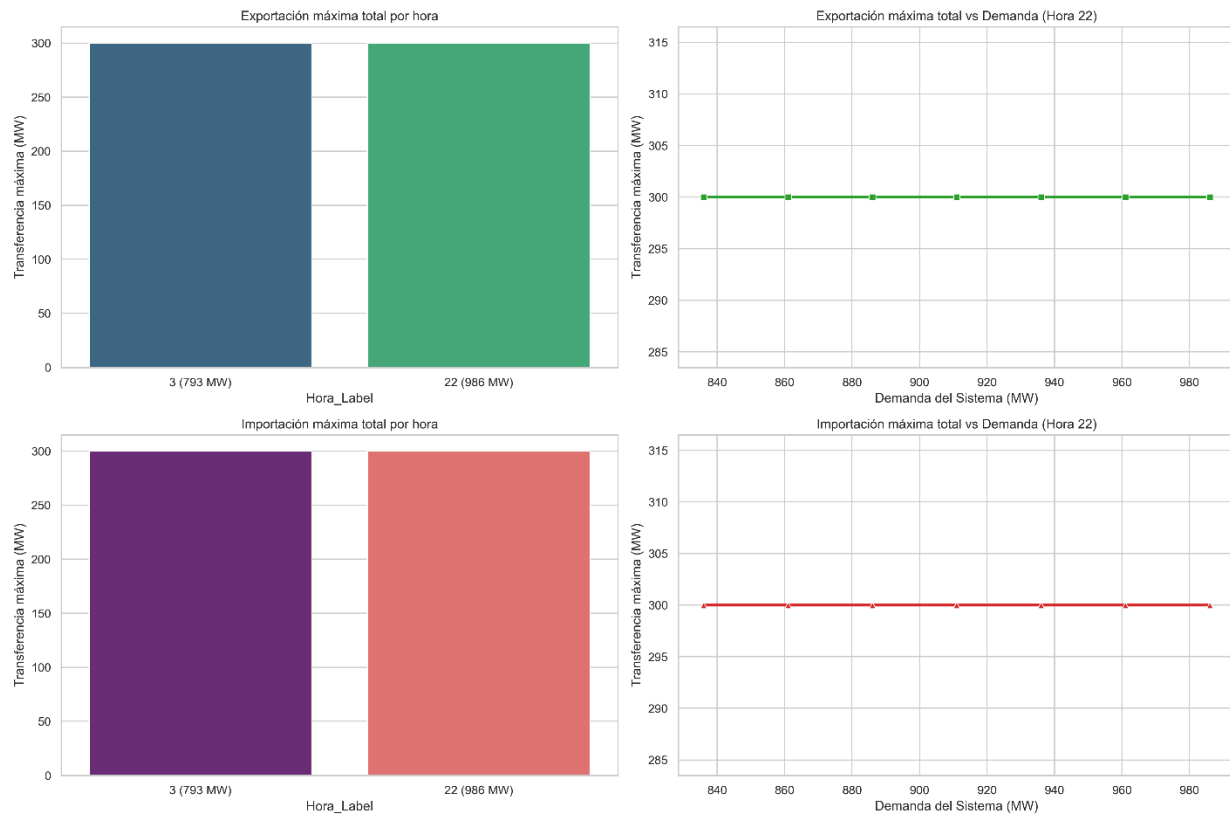


Figura 10.3.56: límites de transferencias totales para el escenario de demanda mínima, de la época lluviosa de 2026.

En la Figura 10.3.57 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

En la exportación máxima por sentido, la hora 21 (1,060 MW) presenta NS en aproximadamente 290 MW y SN en 300 MW, valores próximos entre sí y superiores a los de Máxima-Lluviosa-2026 para la misma hora (250 MW y 300 MW respectivamente). En la hora 18 (1,125 MW), ambos sentidos alcanzan 300 MW. El gráfico lineal para la hora 18 muestra que SN permanece perfectamente estable en 300 MW a lo largo de todo el rango (1,010–1,125 MW), mientras que NS tiene una leve disminución, pero luego se recupera: desciende de 300 MW en 1,010 MW a 290 MW entre los 1,065 y 1,085 MW, para luego regresar 300 MW.

En los casos de exportación para la demanda máxima de la época lluviosa de 2027 las limitaciones se debieron al disparo de una de las líneas de EDP-AHUA que termina sobrecargando la línea que queda en operación y al disparo de uno de los autotransformadores de 15SE que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación.

En cuanto a la importación máxima por sentido, la hora 21 presenta NS en 40 MW y SN en 30 MW, valores notablemente inferiores a los de 2026 (80 MW y 70 MW). En la hora 18, ambos sentidos están en cero. El gráfico lineal para la hora 18 muestra que NS parte de aproximadamente 300 MW y SN de cerca de 240 MW a 1,010 MW de demanda, y ambas curvas descienden de forma continua y pronunciada, llegando a cero al acercarse a los 1,085–1,090 MW y manteniéndose prácticamente nulas hasta los 1,125 MW.

En los casos de importación para la demanda máxima de la época lluviosa de 2027 las limitaciones se debieron al disparo de uno de los autotransformadores de la subestación NEJA que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación. La única excepción es para los casos de la hora 18, con una demanda de 1,011 MW, donde el intercambio lo limita la contingencia SMAR-STOM que termina sobrecargando la línea NEJA – SANT – 01.

Límites de transferencia por sentido - Max-Lluv-2027

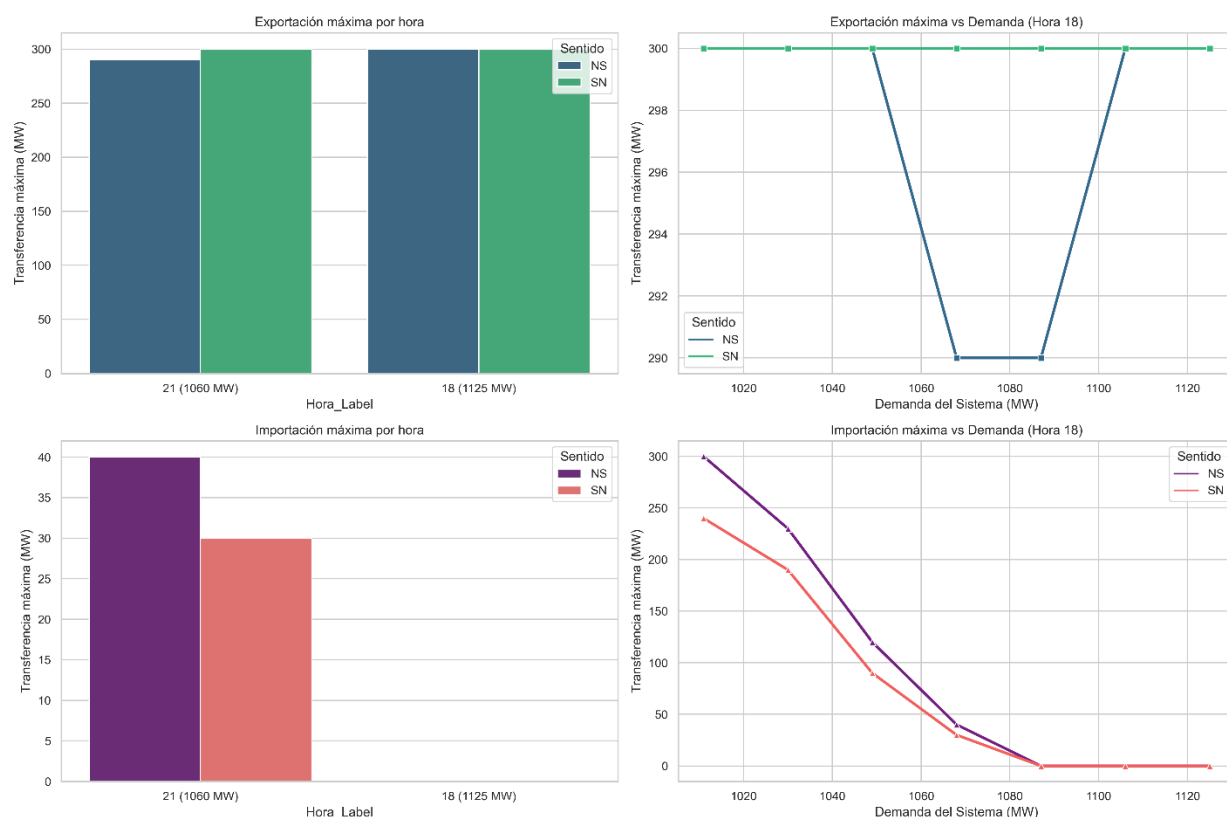


Figura 10.3.57: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda máxima, de la época lluviosa de 2027.

En la Figura 10.3.58 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2027. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

La exportación máxima total se mantiene en 300 MW en ambas horas (hora 18 con 1,125 MW y hora 21 con 1,060 MW), con el gráfico lineal para la hora 18 mostrando que los 300 MW se mantienen a lo largo de todo el rango (1,010–1,125 MW), idéntico al 2026.

La importación máxima total en la hora 18 llega a cero, mientras que en la hora 21 alcanza 40 MW, la mitad del valor de Máxima-Lluviosa-2026 (80 MW). El gráfico lineal para la hora 18 muestra una curva que parte de 300 MW a 1,010 MW de demanda y descende de forma continua y pronunciada, hasta llegar a cero en torno a los 1,085 MW, manteniéndose nula hasta los 1,125 MW.

Intercambio máximo total - Max-Lluv-2027

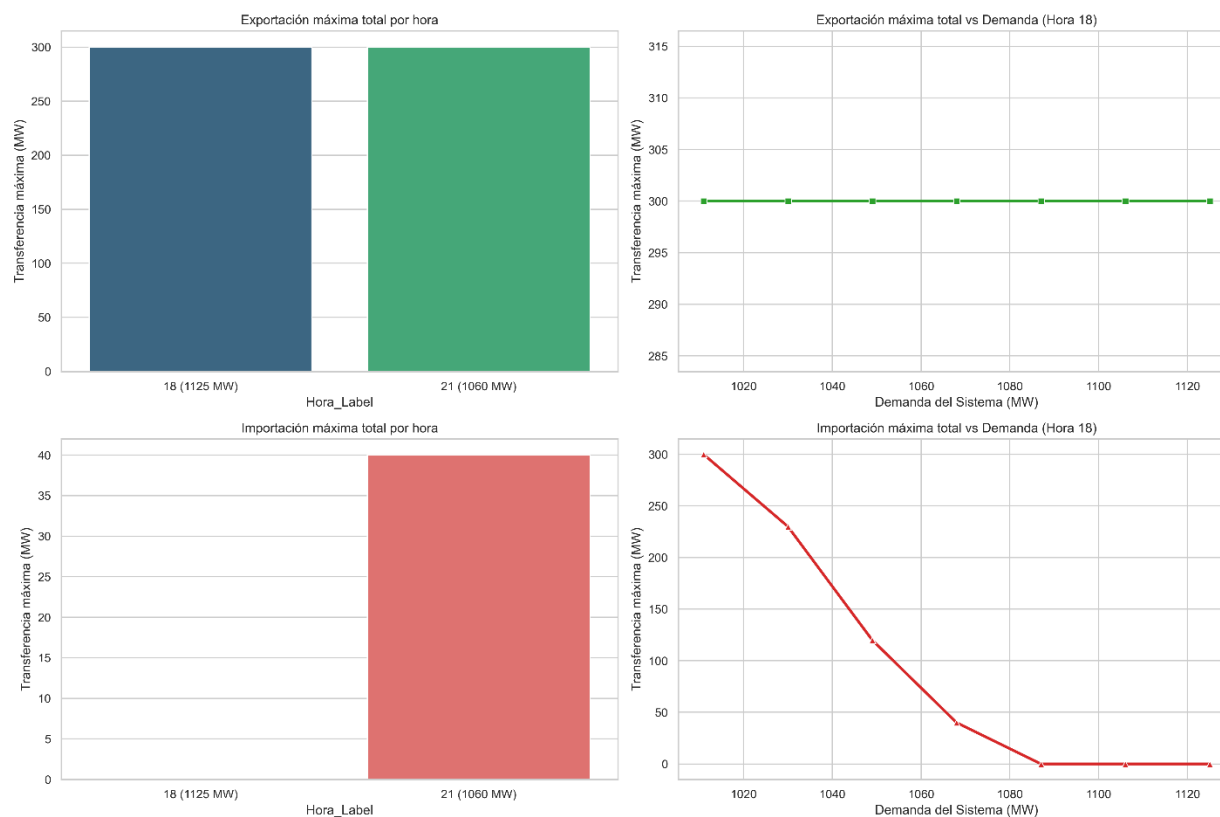


Figura 10.3.58: límites de transferencias totales para el escenario de demanda máxima, de la época lluviosa de 2027.

En la Figura 10.3.59 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda media de la época lluviosa de 2027.

La exportación máxima por sentido en este escenario presenta el comportamiento más singular de la época lluviosa de 2027. En la hora 11 (877 MW), NS se sitúa en apenas 110 MW mientras SN alcanza

únicamente 50 MW, siendo los valores de exportación por sentido más bajos registrados en cualquier período de demanda media del total de escenarios analizados en ambos años y épocas. En la hora 15 (1,091 MW), NS asciende al límite de 300 MW mientras SN llega a aproximadamente 160 MW. El gráfico lineal para la hora 15 confirma el comportamiento identificado: NS se mantiene estable en 300 MW a lo largo de todo el rango (890–1,091 MW), mientras que SN muestra una trayectoria estrictamente creciente desde aproximadamente 50 MW a 890 MW hasta cerca de 160 MW al extremo superior del rango, con una pendiente positiva sostenida y lineal. **Este comportamiento se debe a que, con el aumento de la demanda nacional, la generación de la zona oriental no aumenta por estar en su máxima capacidad, pero la demanda de la zona sí aumenta, por lo que el flujo “excedente” entre la demanda y la generación de la zona disminuye y con este el flujo de potencia por los transformadores de 15SE. Es de recordar que en 2026 solo se cuenta con una unidad de 15SE, mientras que en 2027 están las dos, por ello la diferencia de los resultados.**

En los casos de exportación para la demanda media de la época lluviosa de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de una de uno de los autotransformadoras de 15SE que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación.

En cuanto a la importación máxima por sentido, la hora 11 muestra ambos sentidos NS y SN en el límite de 300 MW. En la hora 15, ambos descienden a a cero. El gráfico lineal para la hora 15 muestra que NS parte de 300 MW en 890 MW de demanda, cae abruptamente hasta cerca de 190 MW en los 925 MW, se estabiliza alrededor de 150 MW hasta aproximadamente los 1,025 MW, y continúa descendiendo hasta valores cercanos a 100 MW al extremo del rango. SN, por su parte, parte de cerca de 240 MW, cae más rápidamente hasta 135 MW a los 925 MW, se mantiene con cierta variabilidad alrededor de 150 MW hasta los 1,025 MW, y va disminuyendo a cero al acercarse a los 1,091 MW.

En los casos de importación para la demanda media de la época lluviosa de 2027 las limitaciones se debieron al disparo de uno de los autotransformadores de la subestación NEJA que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación. La única excepción es para los casos de la hora 15, con valores de demanda mayores o iguales a 1,058 MW, donde el intercambio lo limita la contingencia SMAR-STOM que termina sobrecargando la línea NEJA – SANT – 01.

Límites de transferencia por sentido - Med-Lluv-2027

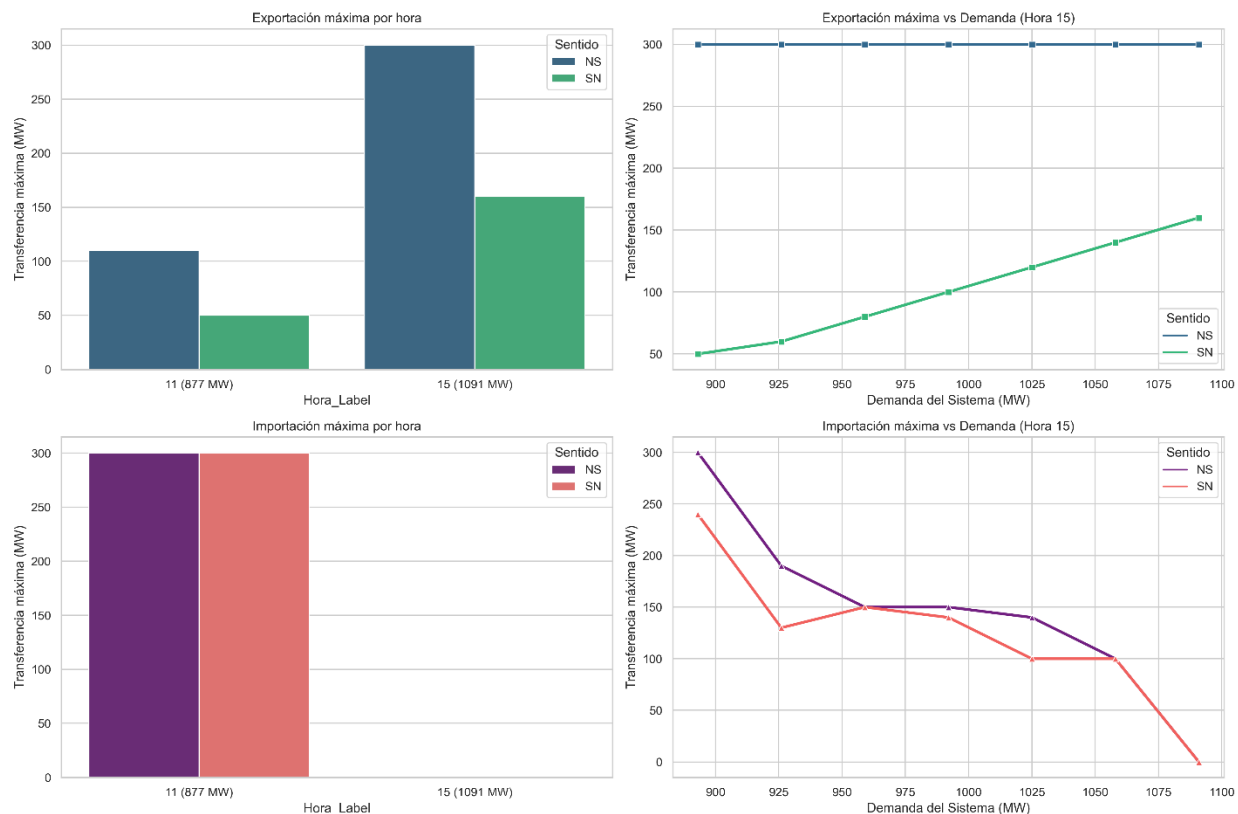


Figura 10.3.59: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda media, de la época lluviosa de 2027.

En la Figura 10.3.60 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda media de la época lluviosa de 2027. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

La exportación máxima total en la hora 11 (877 MW) alcanza apenas 110 MW, el valor más bajo registrado en cualquier escenario de demanda media de todos los analizados, tanto en época seca como lluviosa y en ambos años. En la hora 15 (1,091 MW), la exportación se recupera completamente hasta el límite de 300 MW. El gráfico lineal para la hora 15 confirma que se mantiene en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda (890–1,091 MW).

La importación máxima total en la hora 11 alcanza 300 MW, pero en la hora 15 es de cero. El gráfico lineal para la hora 15 muestra que la curva parte de 300 MW a 890 MW de demanda, cae abruptamente hasta cerca de 190 MW en los 925 MW, se mantiene relativamente estable en torno a 150 MW entre los 950 y 1,025 MW, y luego desciende de forma sostenida hasta valores cercanos a cero al acercarse a los 1,091 MW. La caída temprana desde los niveles más bajos de demanda del rango, seguida de un valor casi

constante y llegando a cero al final, representa la condición más restrictiva de importación en demanda media dentro de la época lluviosa 2027.

Intercambio máximo total - Med-Lluv-2027

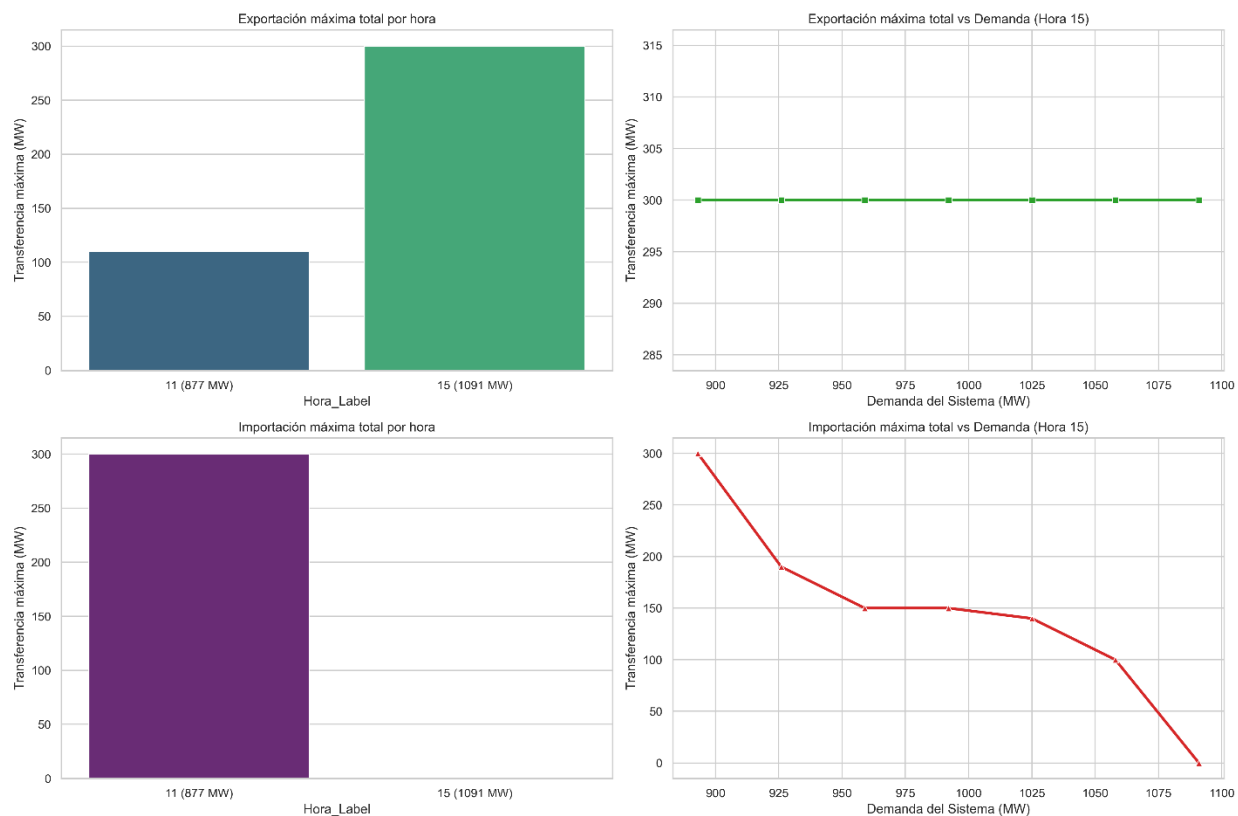


Figura 10.3.60: límites de transferencias totales para el escenario de demanda media, de la época lluviosa de 2027.

En la Figura 10.3.61 se muestran los diferentes límites de exportación e importación, para cada sentido de transferencia, que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.

En la exportación máxima por sentido, la hora 3 (793 MW) presenta NS en 300 MW y SN en aproximadamente 230 MW, con una asimetría considerable entre sentidos que contrasta con los resultados de 2026. En la hora 22 (986 MW), ambos sentidos alcanzan 300 MW. El gráfico lineal para la hora 22 muestra que NS permanece estable en 300 MW a lo largo de todo el rango (840–986 MW), mientras que SN exhibe una trayectoria claramente creciente desde aproximadamente 250 MW a 840 MW hasta alcanzar el límite de 300 MW en torno a los 935–940 MW, manteniéndose en ese valor hasta el extremo del rango. Este patrón ascendente de SN con la demanda es consistente con el identificado en los escenarios de demanda media de la época lluviosa de 2027. **Este comportamiento se debe a que, con**

el aumento de la demanda nacional, la generación de la zona oriental no aumenta por estar en su máxima capacidad, pero la demanda de la zona si aumenta, por lo que el flujo “excedente” entre la demanda y la generación de la zona disminuye y con este el flujo de potencia por los transformadores de 15SE. Es de recordar que en 2026 solo se cuenta con una unidad de 15SE, mientras que en 2027 están las dos, por ello la diferencia de los resultados.

En los casos de exportación para la demanda media de la época lluviosa de 2026 las limitaciones se debieron al disparo de una de uno de los autotransformadoras de 15SE que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación.

En cuanto a la importación máxima por sentido, tanto en la hora 3 como en la hora 22 ambos sentidos NS y SN alcanzan el límite de 300 MW. Sin embargo, el gráfico lineal para la hora 22 revela una dinámica notablemente diferente a la de 2026: ambas curvas presentan variaciones no monótonas a lo largo del rango de demanda. NS parte de aproximadamente 272 MW a 840 MW, sube hasta un pico de 300 MW alrededor de los 860 MW, desciende hasta 290 MW entre los 880 y 910 MW, y se recupera hacia 300 MW a partir de los 935 MW. SN sigue un patrón similar, pero con valores consistentemente inferiores, partiendo de 270 MW a 840 MW, alcanzando 280 MW en torno a los 880–910 MW, y recuperándose hasta 290 MW hacia el extremo del rango. Esta variabilidad interna, con oscilaciones de hasta 30 MW en SN, contrasta con el valor continuo de 2026 y refleja una mayor sensibilidad del sistema ante las fluctuaciones de demanda, y el correspondiente despacho de generación, en condiciones de demanda mínima en la época lluviosa de 2027.

En los casos de importación para la demanda mínima de la época lluviosa de 2027 las limitaciones se debieron al disparo de uno de los autotransformadores de la subestación NEJA que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación.

Límites de transferencia por sentido - Min-Lluv-2027

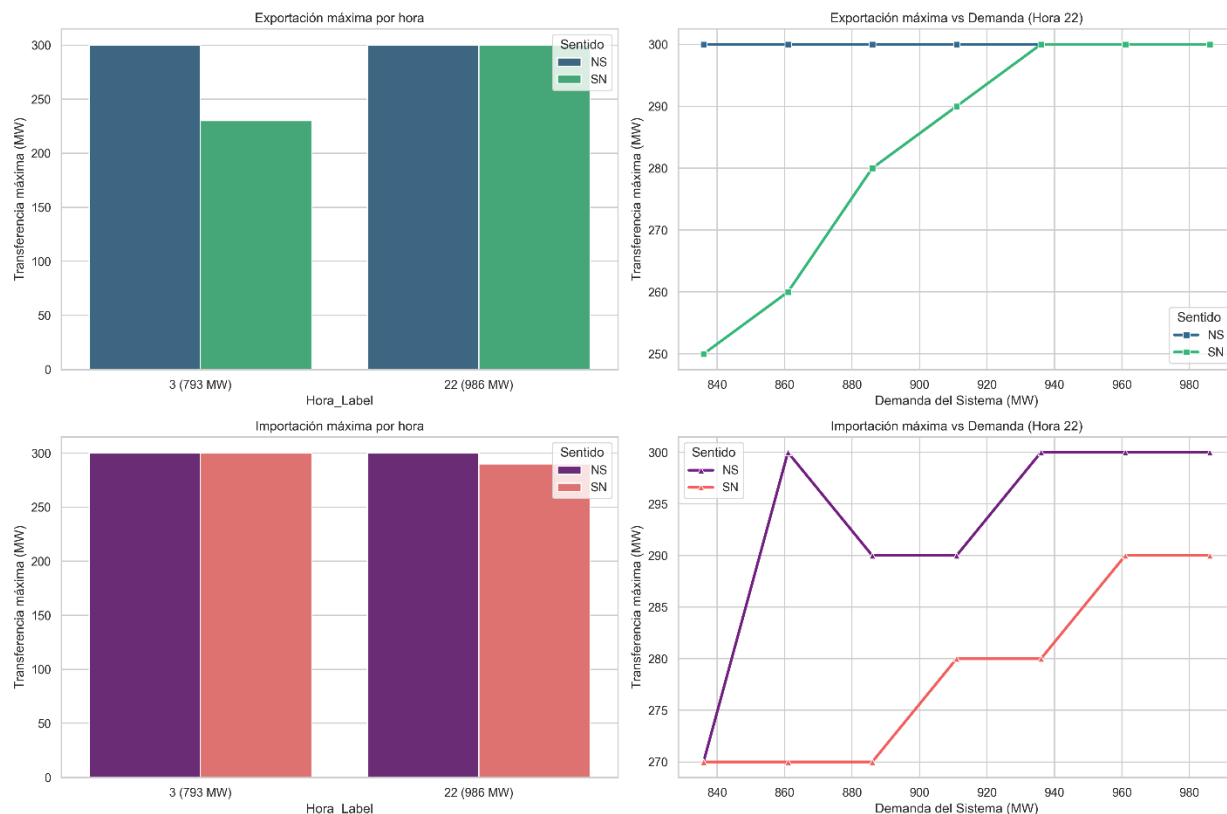


Figura 10.3.61: límites de transferencias por sentido para el escenario de demanda mínima, de la época lluviosa de 2027.

En la Figura 10.3.62 se muestran los diferentes límites de exportación e importación totales que corresponden a cada valor de demanda analizado, para el escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027. El límite de transferencia total es el máximo límite de ambos sentidos de transferencia.

La exportación máxima total alcanza 300 MW en ambas horas (hora 3 con 793 MW y hora 22 con 986 MW), replicando el comportamiento de 2026. El gráfico lineal para la hora 22 confirma la permanencia en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda (840–986 MW), sin ninguna variación observable, idéntico al año anterior en términos de valores totales.

La importación máxima total alcanza igualmente 300 MW en ambas horas, también idéntico a 2026 en los valores puntuales. No obstante, el gráfico lineal para la hora 22 revela diferencias importantes respecto a 2026: la curva no es perfectamente plana sino que muestra una trayectoria variable que parte de aproximadamente 270 MW a 840 MW, sube hasta un máximo de 300 MW alrededor de los 860 MW, desciende a 290 MW entre los 880 y 910 MW, y se recupera nuevamente hacia 300 MW a partir de los 935 MW, manteniéndose en ese valor hasta el extremo del rango. Aunque los valores registrados en las

horas puntuales son idénticos a los de 2026, esta variabilidad interna indica que el sistema opera con menor uniformidad ante las fluctuaciones de demanda en 2027, lo que representa una diferencia cualitativa relevante respecto al del año anterior.

Intercambio máximo total - Min-Lluv-2027

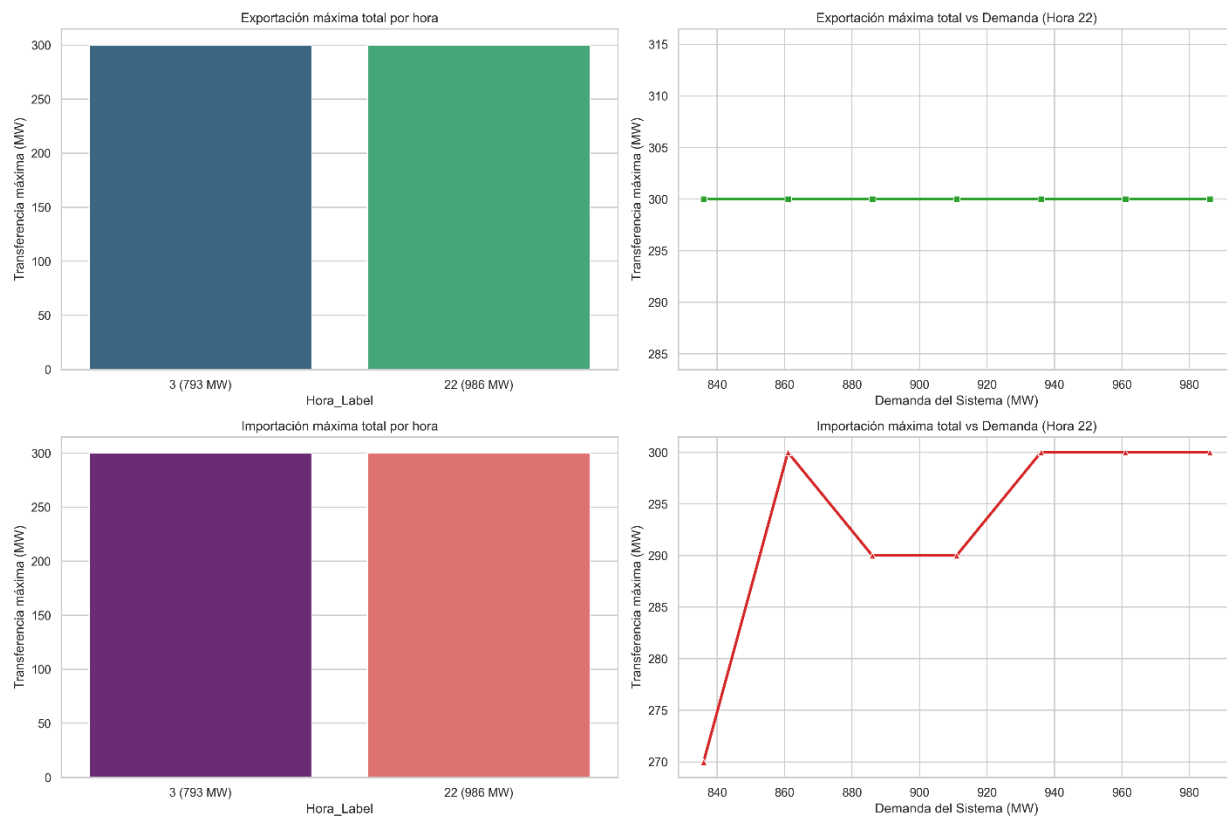


Figura 10.3.62: límites de transferencias totales para el escenario de demanda mínima, de la época lluviosa de 2027.

10.3.7. Resumen del análisis de contingencias con flujos AC

Del análisis de contingencias con flujos AC en régimen permanente se concluye que:

- Para el 2026, en la condición sin transferencias, para los escenarios de demanda media y mínima de la época seca, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Al respecto se destaca:
 - Para el período de demanda media de la época seca, la sobrecarga del autotransformador remanente alcanza el 100% de su capacidad nominal cuando la demanda del sistema se sitúa entre 1,170 MW y 1,180 MW, y supera el límite de operación normal (>100%) para demandas cercanas a 1,070 MW en el escenario de mínima.
 - La época seca representa la condición operativa más crítica. En la época lluviosa de 2026, no se registran sobrecargas ni violaciones de voltaje en ninguno de los escenarios sin transferencias.
- Para el 2027, en la condición sin transferencias, se presentan las siguientes situaciones a destacar:
 - Para los escenarios de demanda media y mínima de la época seca, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA provoca la sobrecarga del equipo remanente, alcanzando valores de 103.98% y 106.28% respectivamente, replicando el patrón observado en 2026.
 - Para el escenario de demanda máxima de la época lluviosa, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA también provoca sobrecarga del equipo que permanece en servicio, alcanzando un 100.9% de su capacidad.
 - Para el escenario de demanda media de la época lluviosa, la contingencia SMAR-STOM provoca la sobrecarga de la línea NEJA-SANT-01, con un 100.64% de carga. Esta condición es perfectamente corregible en tiempo real.
- Para el 2026 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para los casos de demanda media y mínima de la época seca la importación es de 0 MW.
 - Para demanda máxima, la importación desde Guatemala es muy reducida: 10 MW en época seca y 30 MW en época lluviosa, limitada por la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
 - Para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala, sin que se presente ninguna contingencia limitante.
 - La única contingencia limitante, en todos los escenarios donde sí se registra importación, es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- Para el 2027 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que, para los casos de demanda media y mínima de la época seca, y de demanda máxima de la época lluviosa, la importación es de 0 MW.

- Para el escenario de demanda media de la época lluviosa, también se tiene una importación de 0 MW, debido a que aún sin transferencias la contingencia SMAR-STOM causa sobrecargas en la línea NEJA-SANT-01.
- Para demanda máxima de la época seca se tiene una importación baja de 20 MW.
- Para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala, sin que se presente ninguna contingencia limitante.
- Para el 2026 en cuanto a la exportación hacia Guatemala podemos decir:
 - En todos los escenarios, excepto el de demanda mínima de la época seca, es posible exportar hasta 300 MW hacia Guatemala. En el escenario de demanda mínima de la época seca, la sobrecarga preexistente en el autotransformador de NEJA impide cualquier nivel de exportación.
 - La máxima generación en ACAJ es de 557.04 MW y se da en demanda máxima de la época lluviosa.
- Para el 2027 en cuanto a la exportación hacia Guatemala podemos decir:
 - Al igual que en 2026, en todos los escenarios, excepto el de demanda mínima de la época seca, es posible alcanzar una exportación de 300 MW. En el escenario de demanda media de la época lluviosa, la contingencia limitante es el disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, con un límite de exportación de 160 MW.
 - La máxima generación en ACAJ es de 557.04 MW y se da en demanda máxima de la época lluviosa.
- Para el 2026 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para los casos de demanda media y mínima de la época seca la importación es de 0 MW.
 - Para demanda máxima, la importación desde Honduras es muy reducida: 10 MW en época seca y 30 MW en época lluviosa.
 - Para demanda media de la época lluviosa es posible importar hasta 90 MW desde Honduras, y para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 300 MW, sin contingencias limitantes.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- Para el 2027 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que, para los casos de demanda media y mínima de la época seca, y de demanda máxima de la época lluviosa, la importación es de 0 MW.
 - Para la demanda media de la época lluviosa, también se tiene una importación de 0 MW, por la contingencia SMAR-STOM que sobrecarga la línea NEJA-SANT-01, aún sin transferencias.

- Para demanda máxima de la época seca se tiene una importación baja de 20 MW.
- Para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 290 MW desde Honduras, siendo la contingencia limitante el disparo de uno de los autotransformadores de NEJA.
- Al comparar los resultados del 2026 con el 2027, si bien la capacidad de importación desde Honduras en el escenario de demanda mínima lluviosa disminuye ligeramente de 300 MW a 290 MW, los cambios en el despacho de generación producto de los proyectos incorporados en 2027 implican una reducción de la carga en los autotransformadores de NEJA, lo que se observa en la menor cargabilidad poscontingencia registrada.
- Para el 2026 en cuanto a la exportación hacia Honduras podemos decir:
 - Para el caso de demanda mínima de la época seca, la sobrecarga preexistente en el autotransformador de NEJA impide cualquier nivel de exportación.
 - Para demanda máxima y media de la época seca, la exportación queda limitada a 230 MW y 250 MW respectivamente, por el disparo de una de las líneas EDP-AHUA que sobrecarga la que queda en servicio.
 - Para los tres escenarios de la época lluviosa y el de demanda máxima de la época seca, la exportación hacia Honduras alcanza o supera los 220 MW, llegando al límite de 300 MW en los escenarios de media y mínima lluviosa, sin contingencias limitantes.
 - La máxima generación en ACAJ es de 548.06 MW y se da en demanda máxima de la época lluviosa.
- Para el 2027 en cuanto a la exportación hacia Honduras podemos decir:
 - Para los tres escenarios de la época seca, la contingencia limitante es el disparo de una de las líneas EDP-AHUA, con límites de exportación de 220 MW (demanda máxima), 270 MW (demanda media) y 180 MW (demanda mínima).
 - Para los tres escenarios de la época lluviosa es posible alcanzar el límite máximo de 300 MW, sin que se presenten contingencias limitantes.
 - En general, para el 2027 se observa una mejora en la capacidad de exportación hacia Honduras en la época seca respecto al 2026, con valores de límite más altos en los escenarios de media y mínima demanda, consistente con la disminución de la carga en los autotransformadores de NEJA.
 - La máxima generación en ACAJ es de 557.04 MW y se da en demanda máxima de la época lluviosa.
- En el 2026 del análisis de sensibilidad realizado para las capacidades de transferencia de la época seca podemos decir que:
 - En general, a mayor demanda nacional, menor es la capacidad de importación disponible.

- La capacidad de exportación total se mantiene invariablemente en el límite de 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda analizado, tanto para los escenarios de demanda máxima como media.
- En el escenario de demanda media de la época seca, existe un umbral crítico de demanda alrededor de los 1,080-1,090 MW, a partir del cual la capacidad de importación tiende a cero en ambos sentidos de transferencia (desde Honduras y desde Guatemala).
- En el escenario de demanda mínima de la época seca, la capacidad de importación muestra su condición más restrictiva: la curva de importación inicia su descenso desde niveles bajos de demanda (alrededor de 890 MW) y se anula completamente antes de los 1,070 MW.
- El sentido Sur-Norte, correspondiente a la exportación hacia Guatemala e importación desde Honduras, consistentemente mantiene o supera la capacidad del sentido Norte-Sur (NS) en los escenarios de exportación, lo que refleja una asimetría estructural entre sentidos de transferencia.
- En el 2027 del análisis de sensibilidad realizado para las capacidades de transferencia de la época seca podemos decir que:
 - En general, a mayor demanda nacional, menor es la capacidad de importación disponible.
 - La capacidad de exportación total se mantiene en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda analizado en los escenarios de máxima y media demanda de la época seca, idéntico al comportamiento del 2026.
 - El umbral crítico de demanda para la disminución de la importación se mantiene en torno a los 1,080-1,090 MW en el escenario de demanda media, coincidiendo con el observado en 2026.
 - En el escenario de demanda mínima de la época seca de 2027, se observa una mejora cualitativa significativa respecto al 2026: la capacidad de exportación total en la hora 22 se mantiene en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda, mientras que en 2026 llegaba a cero. Este incremento probablemente se deba a los cambios en el despacho de generación como resultado del fin del mantenimiento de la unidad 2 de 15SE que se incorpora en el 2027.
 - Se observa una ligera mejora en la capacidad de importación bajo condiciones de alta demanda en 2027 respecto a 2026 (por ejemplo, en demanda máxima seca, la importación en la hora 17 pasa de 80 MW a 100 MW, y en la hora 19 de 10 MW a 20 MW).
- En el 2026 del análisis de sensibilidad para la época lluviosa podemos decir que:
 - La capacidad de exportación total se mantiene en el límite de 300 MW en todos los escenarios de demanda máxima y media.
 - El escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026 es el de mayor holgura operativa de todo el conjunto analizado: tanto la exportación como la importación en ambos sentidos (NS y SN) se mantienen en el límite máximo de 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda, sin que se registre ninguna contingencia limitante.

- En el escenario de demanda media de la época lluviosa, la contingencia limitante para la exportación es el disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, lo que constituye una diferencia respecto a los escenarios de la época seca donde la limitante es la línea EDP-AHUA.
- En la exportación por sentido del escenario de demanda media de la época lluviosa de 2026, el sentido SN muestra un comportamiento inusual de capacidad creciente con la demanda. Esto se explica porque, con el aumento de la demanda nacional, la generación de la zona oriental no aumenta por encontrarse en su máxima capacidad, lo que reduce el flujo excedente por los transformadores de 15SE.
- En el 2027 del análisis de sensibilidad para la época lluviosa podemos decir que:
 - En el escenario de demanda media de la época lluviosa de 2027, la exportación en la hora 11 (877 MW) alcanza apenas 110 MW —el valor más bajo registrado en cualquier escenario de demanda media de todos los analizados—, a diferencia del 2026 donde alcanzaba 300 MW. Esta diferencia se debe a que en 2027 se cuenta con las dos unidades de la central hidroeléctrica de 15 de Septiembre y la generación del proyecto El Icacal, lo que concentra mayor generación en el oriente del país y aumenta el flujo por los transformadores de 15SE.
 - En la demanda máxima de la época lluviosa de 2027, la importación en la hora 21 cae a 40 MW, la mitad del valor de 2026 (80 MW), evidenciando una mayor restricción para la importación bajo alta demanda lluviosa.
 - La capacidad de exportación total en los escenarios de demanda máxima y mínima de la época lluviosa de 2027 se mantiene en 300 MW, idéntico al comportamiento de 2026.
 - En general, al comparar los resultados de 2026 con los de 2027 en ambas épocas, se observa que los cambios en el despacho de generación producto de los nuevos proyectos incorporados en 2027 introducen diferencias tanto favorables como desfavorables en las capacidades de transferencia, dependiendo del escenario analizado.

10.4. Análisis de estabilidad de voltaje

En el anexo 4 se muestran los resultados completos de este análisis, el listado de contingencias analizadas y el detalle de los nodos monitoreados, para cada uno de los años.

En el Cuadro 10.4.1 se presenta un resumen con el nodo crítico (con menor reserva de potencia reactiva) para cada escenario y la contingencia para la cual se presenta dicha condición, para el 2026. De esta tabla podemos indicar:

- Las tres condiciones con menor reserva de potencia reactiva se dan en el nodo GUAI-115, ante la contingencia AHUA-SANA para el escenario de demanda media y máxima, de la época seca y demanda mínima de la época lluviosa, en ese orden.
- Para el 2026 el nodo GUAI-115 es el que aparece con menor reserva de potencia reactiva en los 6 escenarios analizados.

Cuadro 10.4.1: resumen del análisis de estabilidad de voltaje para el 2026.

Escenario	Nodo	Contingencia	Reserva de potencia reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso (p.u.)
Max_Lluviosa26	GUAJ-115	AHUA-SANA	76.77	0.6
Max_Seca26	GUAJ-115	AHUA-SANA	55.14	0.66
Med_Lluviosa26	GUAJ-115	AHUA-SANA	65.06	0.6
Med_Seca26	GUAJ-115	AHUA-SANA	44.32	0.66
Min_Lluviosa26	GUAJ-115	AHUA-SANA	76.81	0.6
Min_Seca26	GUAJ-115	AHUA-SANA	67.31	0.64

En el Cuadro 10.4.2 se muestran las 10 condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados para el 2026. De esta tabla podemos indicar:

- De las diez condiciones con menor reserva de potencia reactiva, tres corresponden al escenario de demanda media de la época lluviosa y otros 3 al de demanda media de época seca. Luego uno para demanda mínima y máxima de la época seca e igual número para la demanda máxima y mínima de la época lluviosa.
- Los únicos nodos que aparecen en este listado son GUAJ-115, SANA-115, y OZAT-115. GUAJ-115 aparece 7 veces, 2 veces OZAT-115 y una vez SANA-115.
- Las únicas contingencias que aparecen en este listado son AHUA-SANA (7), 155SE-SMIG (1), SMAT-OPIC (1) y BERL-SMIG (1).

Cuadro 10.4.2: condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados, para el 2026.

Escenario	Nodo	Contingencia	Reserva de potencia reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso (p.u.)
Med_Seca26	GUAJ-115	AHUA-SANA	44.32	0.66
Max_Seca26	GUAJ-115	AHUA-SANA	55.14	0.66
Med_Lluviosa26	GUAJ-115	AHUA-SANA	65.06	0.6
Min_Seca26	GUAJ-115	AHUA-SANA	67.31	0.64
Med_Lluviosa26	OZAT-115	155SE-SMIG	69.09	0.72
Med_Seca26	GUAJ-115	SMAT-OPIC	70.2	0.64
Med_Lluviosa26	OZAT-115	BERL-SMIG	71.83	0.7
Max_Lluviosa26	GUAJ-115	AHUA-SANA	76.77	0.6
Min_Lluviosa26	GUAJ-115	AHUA-SANA	76.81	0.6
Med_Seca26	SANA-115	AHUA-SANA	77.66	0.6

En la Figura 10.4.1 se muestra un mapa de calor con la reserva de potencia reactiva, para cada nodo y contingencia analizada. De esta gráfica podemos indicar que, para el 2026:

- Los diez nodos con menor reserva de potencia reactiva son:
 - GUAJ-115

- OZAT-115
- TECO-115
- CHIN-115
- SMIG-115
- SANA-115
- SBAR-115
- NCUS-115
- OPIC-115
- SMAT-115
- Las diez contingencias que causan una menor reserva de potencia reactiva son:
 - SANT-NEJA
 - SMAT-OPIC
 - AHUA-SANA
 - VOLC-NCUS
 - INTR_HOND_NNC
 - SOYA-NEJA
 - NEJA_AUTOTF1
 - ACAJ-ATEO
 - CGRA-U1
 - SMAR-STOM

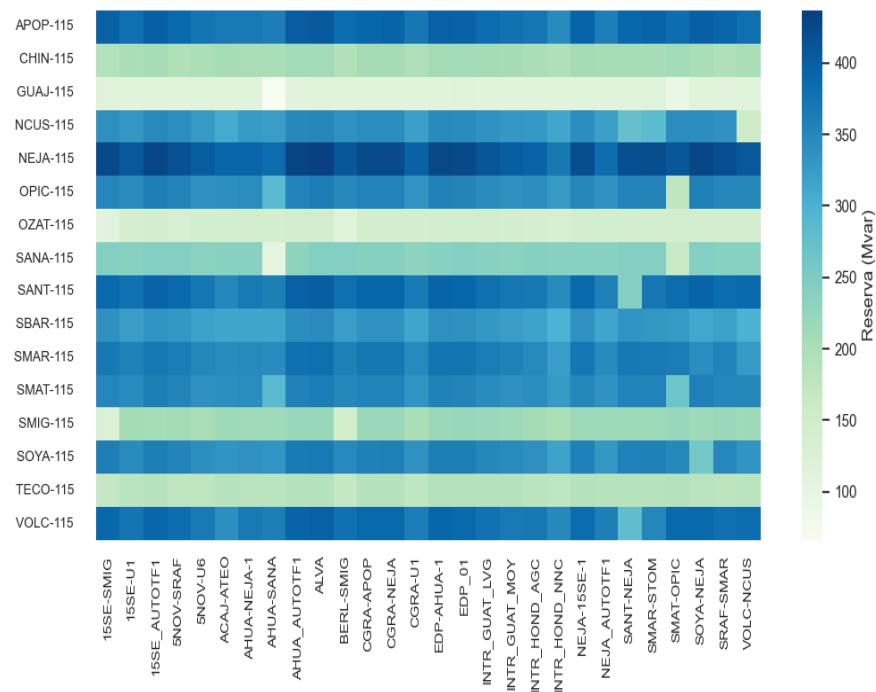


Figura 10.4.1: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2026.

En la Figura 10.4.2 se muestra la curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva del total de condiciones analizadas para el 2026. De esta gráfica podemos mencionar:

- Como se mostró en el Cuadro 10.4.1 la reserva de potencia reactiva mínima es de 44.32 Mvar.
- El 95% de las condiciones simuladas, se tiene una reserva de potencia reactiva igual o mayor a 90.58 Mvar.
- La reserva de potencia reactiva máxima es de 531.17 Mvar.

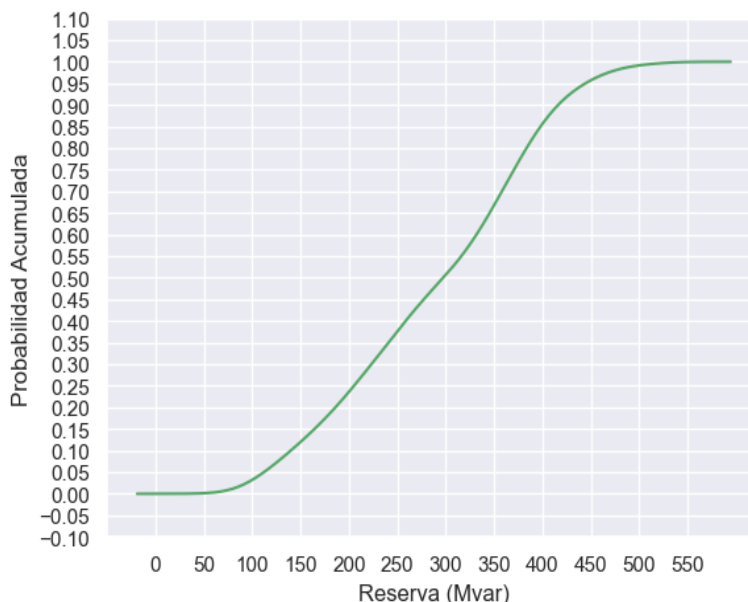


Figura 10.4.2: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2026.

En el Cuadro 10.4.3 se presenta un resumen con el nodo crítico (con menor reserva de potencia reactiva) para cada escenario y la contingencia para la cual se presenta dicha condición, para el 2027. De esta tabla podemos indicar:

- Las dos condiciones con menor reserva de potencia reactiva se dan en el nodo GUAJ-115, ante las contingencias AHUA-SANA y SANA-OPIC en el escenario de demanda media y demanda máxima de la época seca, en ese orden.
- La tercera condición se da en el nodo GUAJ-115, ante la contingencia AHUA-SANA en el escenario de demanda mínima de la época seca.
- El nodo GUAJ-115 es el que único aparece con menor reserva de potencia reactiva, ante las contingencias AHUA-SANA y SANA-OPIC.

Cuadro 10.4.3: resumen del análisis de estabilidad de voltaje para el 2027.

Escenario	Nodo	Contingencia	Reserva de potencia reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso (p.u.)
Max_Lluviosa27	GUAJ-115	AHUA-SANA	76.3	0.6
Max_Seca27	GUAJ-115	SANA-OPIC	53.24	0.68
Med_Lluviosa27	GUAJ-115	AHUA-SANA	73.26	0.6
Med_Seca27	GUAJ-115	AHUA-SANA	47.04	0.66
Min_Lluviosa27	GUAJ-115	AHUA-SANA	77.05	0.6
Min_Seca27	GUAJ-115	AHUA-SANA	68.0	0.64

En el Cuadro 10.4.4 se muestran las 10 condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados para el 2027. De esta tabla podemos indicar:

- De las diez condiciones con menor reserva de potencia reactiva, cuatro corresponden al escenario de demanda media de la época seca, luego 2 pertenecen a cada uno de los siguientes escenarios: máxima y mínima de la época seca y demanda media de la época lluviosa.
- Los únicos nodos que aparecen en este listado son GUAJ-115 y SANA-115. GUAJ-115 aparece 9 veces y una vez SANA-115.
- Las únicas contingencias que aparecen en este listado son AHUA-SANA (5), SANA-OPIC (4) y SMAT-OPIC (1).

Cuadro 10.4.4: condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados, para el 2027.

Escenario	Nodo	Contingencia	Reserva de potencia reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso (p.u.)
Med_Seca27	GUAJ-115	AHUA-SANA	47.04	0.66
Med_Seca27	GUAJ-115	SANA-OPIC	47.82	0.66
Max_Seca27	GUAJ-115	SANA-OPIC	53.24	0.68
Max_Seca27	GUAJ-115	AHUA-SANA	55.58	0.66
Min_Seca27	GUAJ-115	AHUA-SANA	68.0	0.64
Min_Seca27	GUAJ-115	SANA-OPIC	71.41	0.64
Med_Seca27	GUAJ-115	SMAT-OPIC	72.33	0.64
Med_Seca27	SANA-115	SANA-OPIC	72.99	0.68
Med_Lluviosa27	GUAJ-115	AHUA-SANA	73.26	0.6
Med_Lluviosa27	GUAJ-115	SANA-OPIC	75.81	0.6

En la Figura 10.4.3 se muestra un mapa de calor con la reserva de potencia reactiva, para cada nodo y contingencia analizada. De esta gráfica podemos indicar que, para el 2027:

- Los diez nodos con menor reserva de potencia reactiva son:
 - GUAJ-115
 - OZAT-115

- TECO-115
- CHIN-115
- SMIG-115
- SANA-115
- NCUS-115
- SBAR-115
- OPIC-115
- SMAT-115
- Las diez contingencias que causan una menor reserva de potencia reactiva son:
 - SANT-NEJA
 - ANTA
 - SMAT-OPIC
 - VOLC-NCUS
 - AHUA-SANA
 - SOYA-NEJA
 - ACAJ-ATEO
 - CGRA-U1
 - SMAR-STOM
 - VOLC-SANT

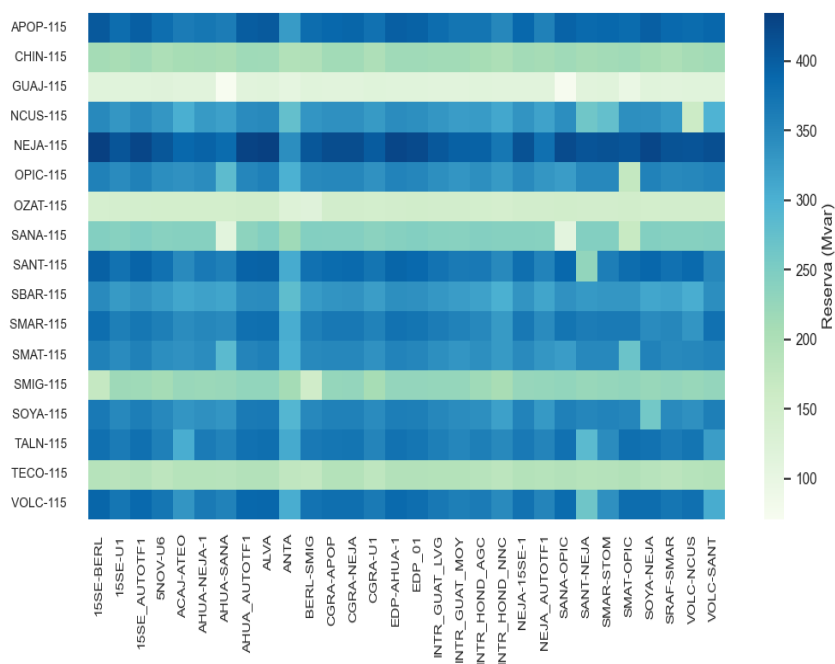


Figura 10.4.3: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2027.

En la Figura 10.4.4 se muestra la curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva del total de condiciones analizadas para el 2027. De esta gráfica podemos mencionar:

- Como se indicó en la tabla 10.56 la reserva de potencia reactiva mínima es de 47.04 Mvar.
- El 95% de las condiciones simuladas, se tiene una reserva de potencia reactiva igual o mayor a 93.34 Mvar.
- La reserva de potencia reactiva máxima es de 545.78 Mvar.

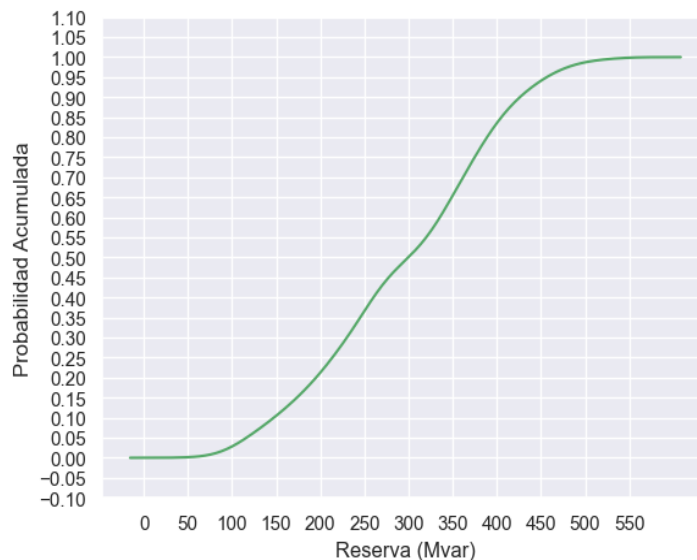


Figura 10.4.4: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2027.

10.4.1. Resumen del análisis estabilidad de voltaje

Del análisis de estabilidad de voltaje se puede concluir que:

- No se observan condiciones de inestabilidad de voltaje.
- En todos los escenarios analizados los nodos con menores reservas de potencia reactiva tienen un voltaje de colapso menor o igual a 0.6 p.u., lo cual implica que no existe riesgo de colapso de voltaje debido a que la tensión poscontingencia de los mismos se encuentra superior a 0.9 p.u.; es decir que estos nodos en condición poscontingencia operan alejados del voltaje de colapso y tienen una reserva de potencia reactiva mayor a 44 Mvar.
- En la Figura 10.4.2 y en la Figura 10.4.4 se muestra la curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para los escenarios del 2026 y 2027, respectivamente, en ellas se observa que en el 95% de los casos simulados se tiene una reserva de potencia reactiva mayor a 97.46 Mvar; que en condiciones postcontingencia se considera un margen adecuado de potencia reactiva para el control de la tensión en los nodos monitoreados.
- Los nodos con menor reserva de reactivos son:
 1. GUAJ-115
 2. OZAT-115
 3. TECO-115

4. CHIN-115
 5. SMIG-115
 6. SANA-115
 7. NCUS-115
 8. SBAR-115
 9. OPIC-115
 10. SMAT-115
- Las contingencias con mayor impacto en la estabilidad de voltaje son:
 1. SANT-NEJA
 2. ANTA
 3. SMAT-OPIC
 4. VOLC-NCUS
 5. AHUA-SANA
 6. SOYA-NEJA
 7. ACAJ-ATEO
 8. CGRA-U1
 9. SMAR-STOM
 10. VOLC-SANT
 11. SANT-NEJA
 12. SMAT-OPIC
 13. AHUA-SANA
 14. VOLC-NCUS
 15. INTR_HOND_NNC
 16. SOYA-NEJA
 17. NEJA_AUTOTF1
 18. ACAJ-ATEO
 19. CGRA-U1
 20. SMAR-STOM

10.5. Desempeño dinámico

En el anexo 5 se encuentran todas las gráficas resultantes de las simulaciones del análisis dinámico que se realizó, para cada una de las contingencias que se detallaron en el apartado 3.2.2. También se encuentran archivos en formato *.xlsx que contienen varias tablas que resumen lo mostrado en las gráficas. Las simulaciones se realizan para los casos sin transferencia y con transferencia, estos últimos con los valores finales obtenidos del análisis de contingencia del apartado 10.3.

La información que se encuentra en los archivos “.xlsx” es la siguiente:

1. Pestaña “Desbalance”: desbalance (en MW) en el área de control de El Salvador ante las distintas contingencias, así como el valor de la frecuencia mínima y máxima alcanzada y los respectivos nodos.
2. Pestaña “Interconexiones”: valor del flujo (en MW) al final de la simulación para cada una de las interconexiones.
3. Pestaña “Frecuencia”: para cada contingencia, el valor de la frecuencia máxima, mínima y final en todos los nodos monitoreados.

4. Pestaña “Voltaje”: para cada contingencia, el valor de voltaje máximo, mínimo y final en todos los nodos monitoreados.

En este apartado se muestran los resultados más relevantes, junto con sus gráficas. La información de las demás simulaciones y el total de gráficas se encuentra en el anexo 5.

Debido a la línea de interconexión entre Guatemala y Honduras, las contingencias más críticas son las que implican pérdidas internas de generación, por lo que se muestra el resultado de aquella contingencia que implique la mayor pérdida de generación según el escenario analizado. Esto se debe a que se pierde un recurso para el control de tensión y podría ocasionar condiciones para un colapso de voltaje.

En el Cuadro 10.5.1 se muestran las contingencias que ocasionaron un mayor desbalance carga/generación en cada escenario analizado para la condición de demanda de 2026, en ella se observa que el disparo de una unidad de la planta 15SE, es la contingencia que ocasiona un mayor desbalance carga/generación. Adicionalmente, se concluye que en ningún escenario se alcanzó el umbral de activación de la primera etapa del EDCBF.

Cuadro 10.5.1: desbalance causado por las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, por escenario de transferencia, para el 2026.

Caso	Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
Max_Lluviosa26	F01_15seU	-90.35	15SE-230	59.968
Max_Seca26	F01_15seU	-90.39	15SE-230	59.971
Med_Lluviosa26	F04_Albi	-84.5	15SE-230	59.966
Med_Seca26	F01_15seU	-84.38	NCUS-115	59.968
Min_Lluviosa26	F01_15seU	-88.61	NCUS-115	59.971
Min_Seca26	F01_15seU	-86.39	NCUS-115	59.97

En el Cuadro 10.5.2 se muestran las contingencias que ocasionaron un mayor desbalance carga/generación en cada escenario analizado para la condición de demanda de 2027, en ella se observa que el disparo de una unidad de la planta 15SE, es la contingencia que ocasiona un mayor desbalance carga/generación. Adicionalmente, se concluye que en ningún escenario se alcanzó el umbral de activación de la primera etapa del EDCBF.

Cuadro 10.5.2: desbalance causado por las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, por escenario de transferencia, para el 2027.

Caso	Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
Max_Lluviosa27	F01_15seU	-79.77	15SE-230	59.972
Max_Seca27	F02_CgraU	-76.69	NCUS-115	59.975
Med_Lluviosa27	F01_15seU	-90.43	15SE-230	59.968
Med_Seca27	F02_CgraU	-68.93	15SE-230	59.974
Min_Lluviosa27	F01_15seU	-85.92	15SE-230	59.969
Min_Seca27	F01_15seU	-77.97	NCUS-115	59.974

A continuación, se mostrarán los resultados del escenario, para cada época y año, que presentó el mayor desbalance por considerarse los de mayor relevancia (letras en rojo). El resto de los escenarios pueden revisarse en el anexo 5.

Es importante aclarar que en las gráficas de los voltajes se observan oscilaciones de baja magnitud, esto se debe a problemas en los modelos dinámicos que se encuentran en la base de datos regional y no a condiciones de riesgo en la seguridad operativa.

10.5.1. Disparo de una unidad de 15SE en demanda máxima de la época seca de 2026.

En las gráficas presentadas, de la Figura 10.5.1 a la Figura 10.5.7, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, en la condición analizada.

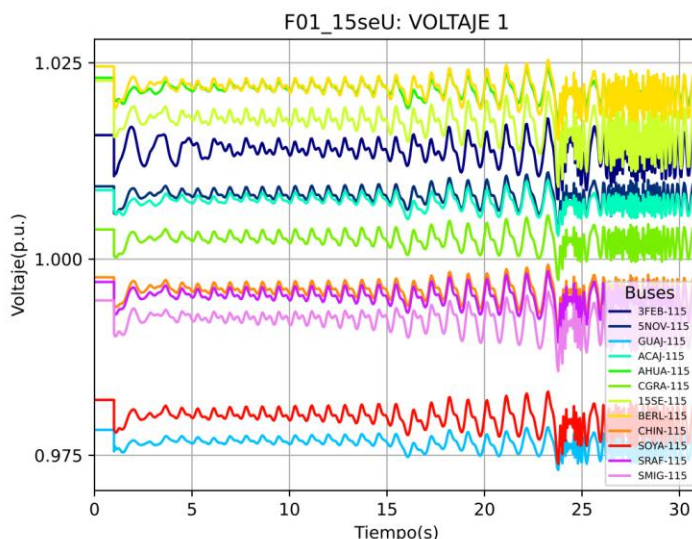


Figura 10.5.1: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.

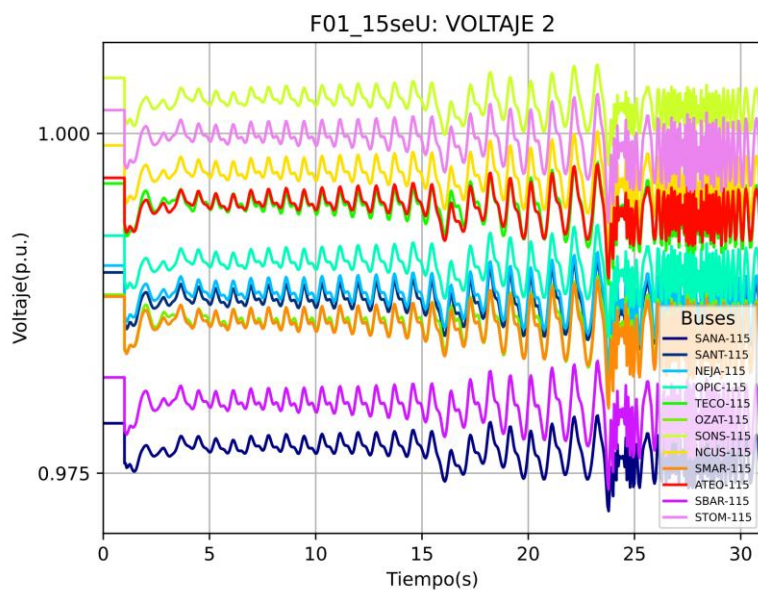


Figura 10.5.2: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.

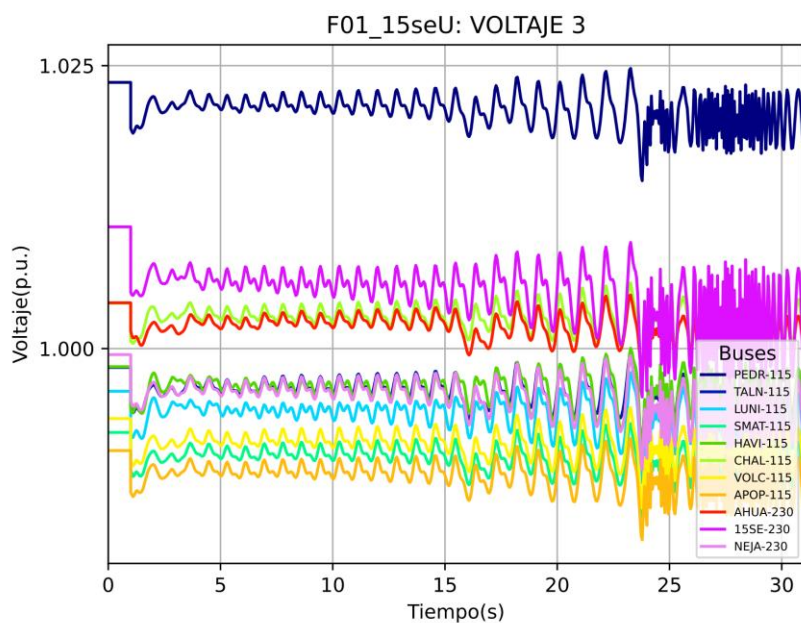


Figura 10.5.3: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.

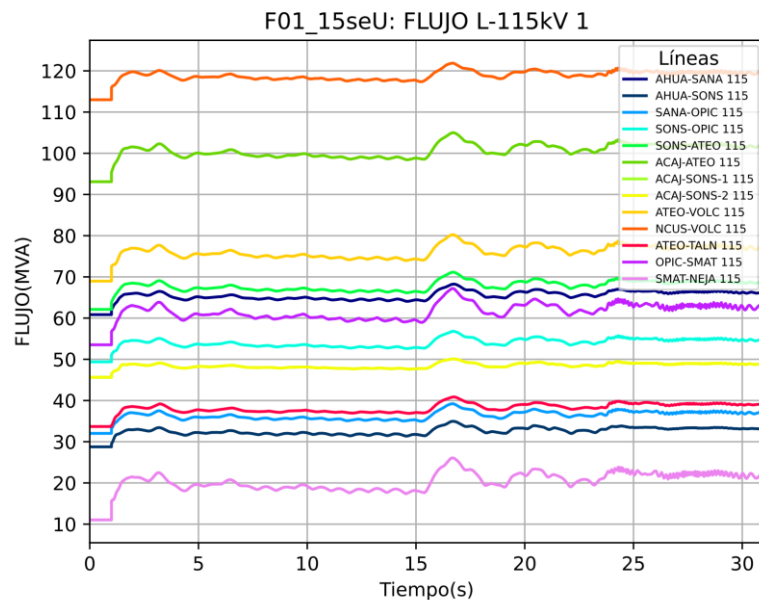


Figura 10.5.4: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.

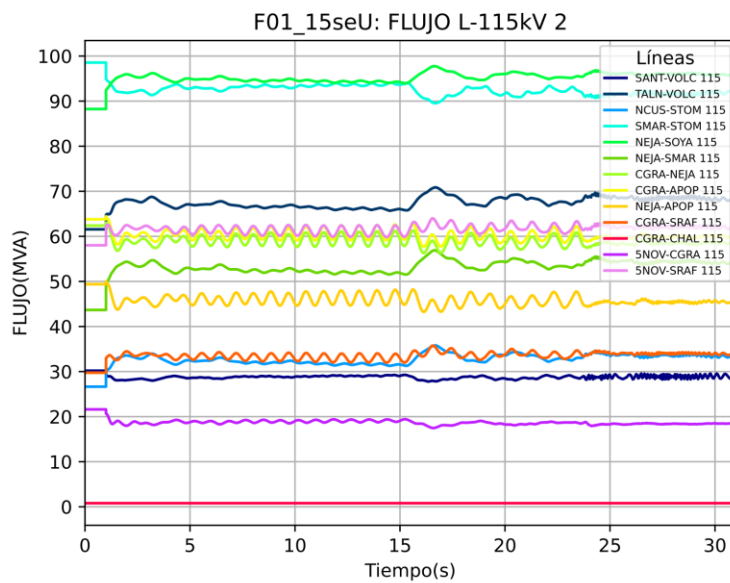


Figura 10.5.5: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.

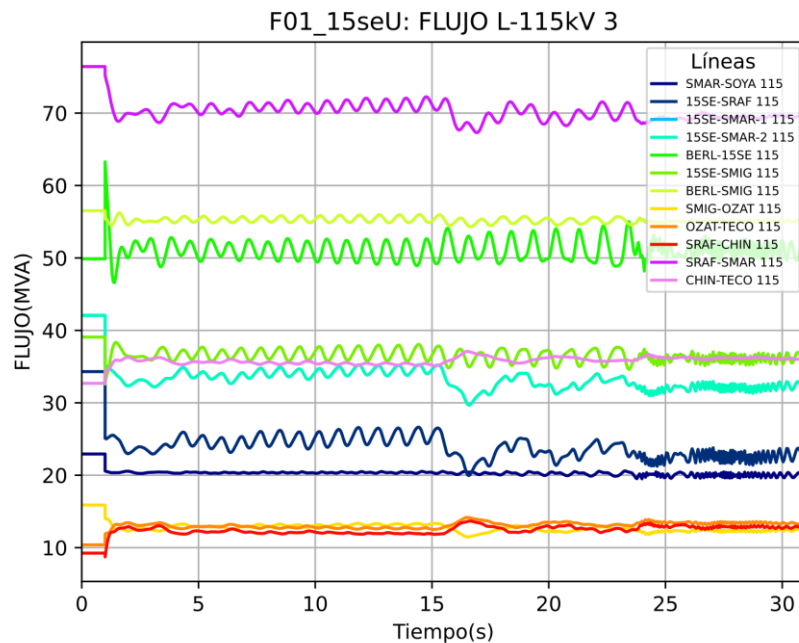


Figura 10.5.6: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.

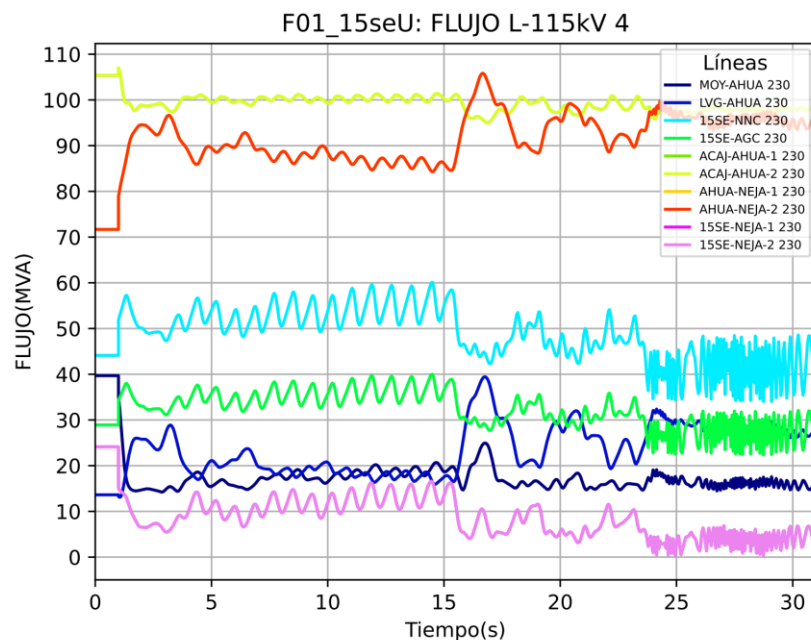


Figura 10.5.7: flujo (MVA) de las líneas 230 kV de ESA, demanda máxima de la época seca de 2026.

10.5.2. Disparo de una unidad de 15SE en demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

En las gráficas presentadas, de la Figura 10.5.8 a la Figura 10.5.14, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, en la condición analizada.

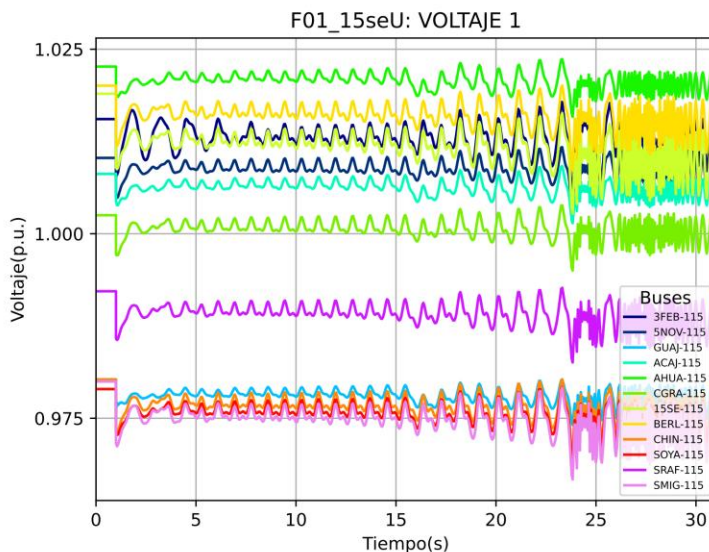


Figura 10.5.8: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

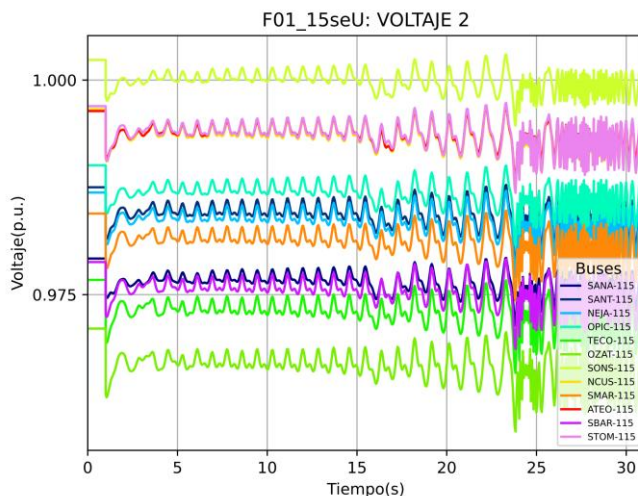


Figura 10.5.9: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

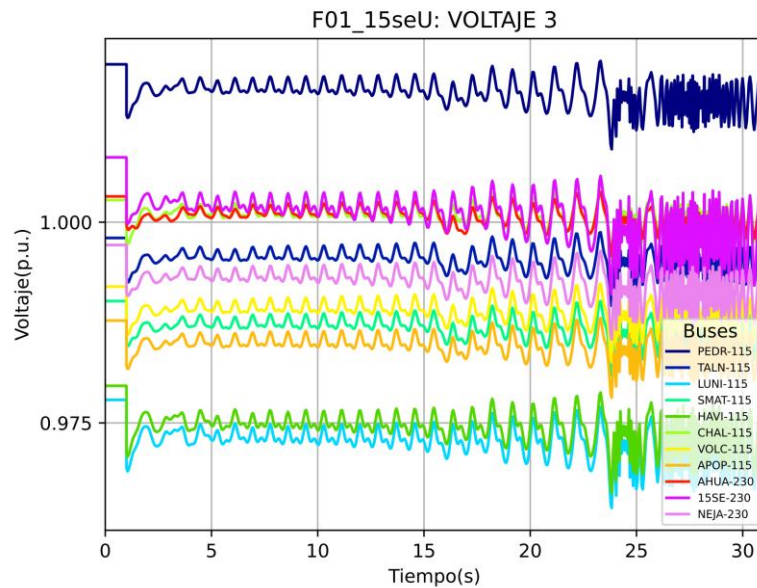


Figura 10.5.10: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

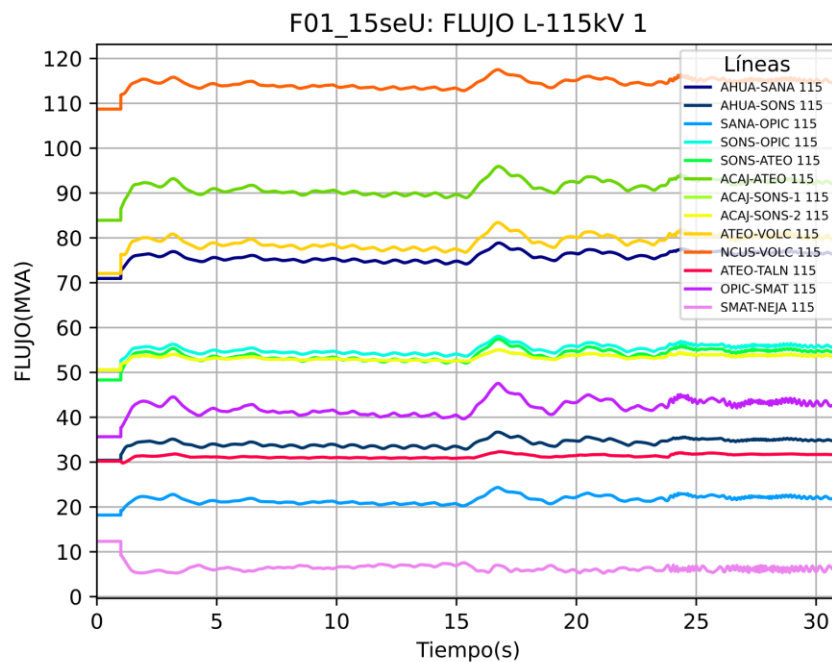


Figura 10.5.11: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

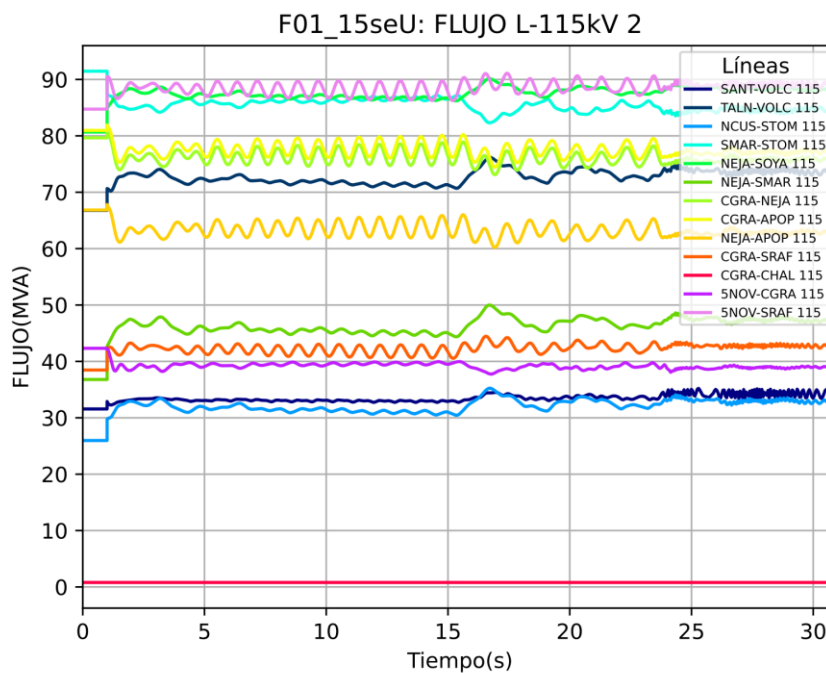


Figura 10.5.12: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

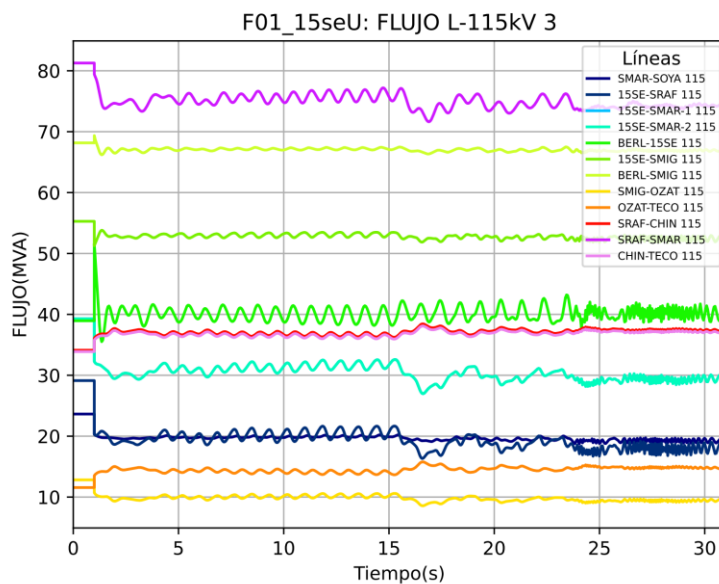


Figura 10.5.13: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

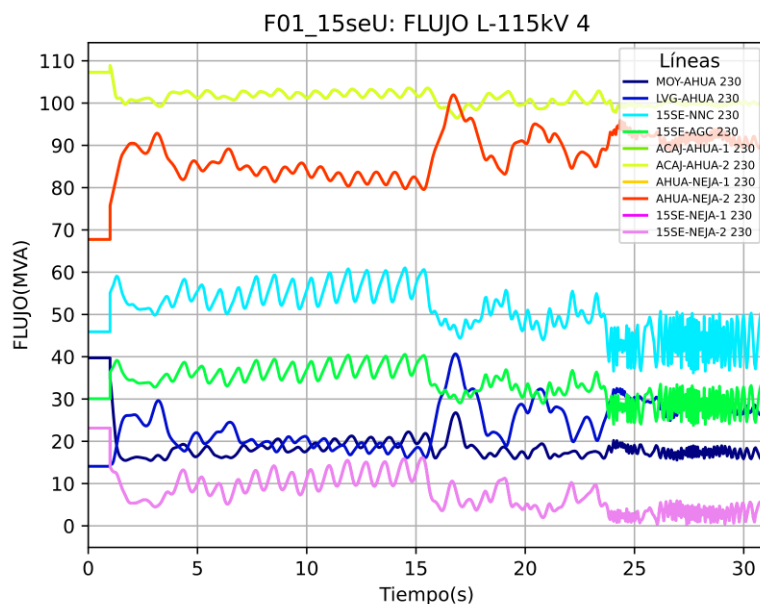


Figura 10.5.14: flujo (MVA) de las líneas de 230 kV de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

10.5.3. Disparo de una unidad de 15SE en demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

En las gráficas presentadas, de la Figura 10.5.15 a la Figura 10.5.21, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, en la condición analizada.

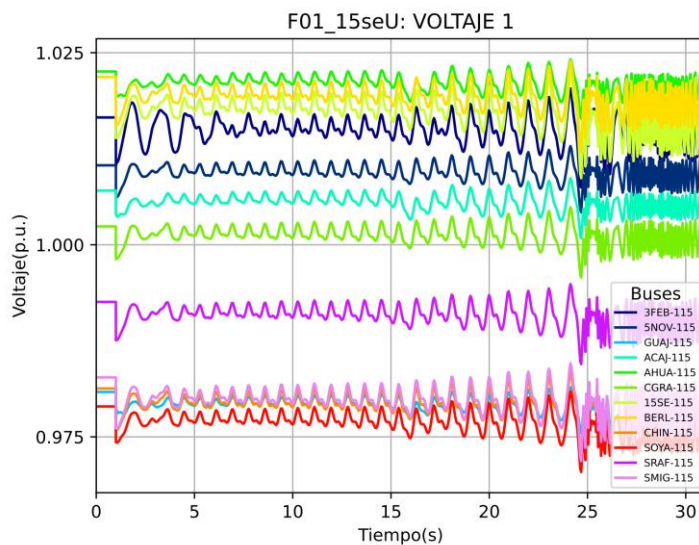


Figura 10.5.15: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

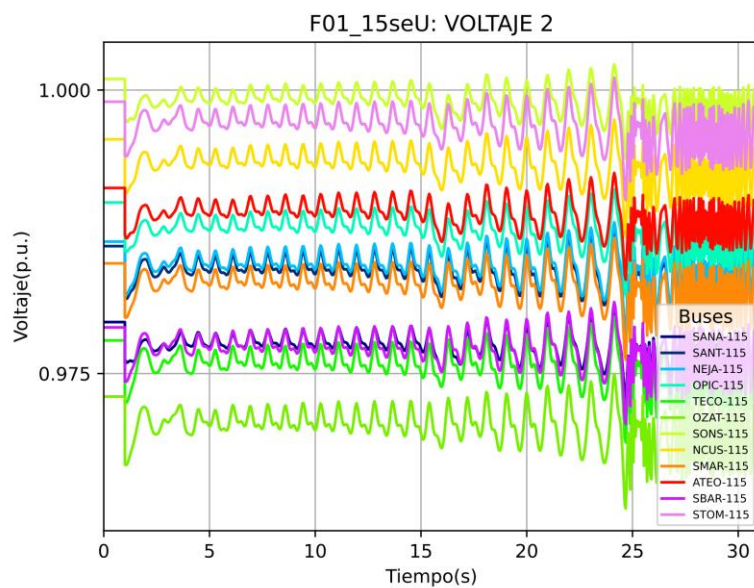


Figura 10.5.16: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

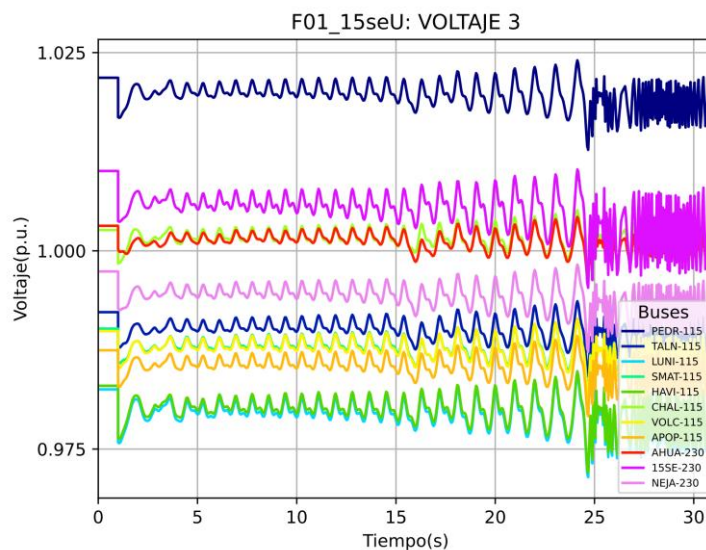


Figura 10.5.17: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

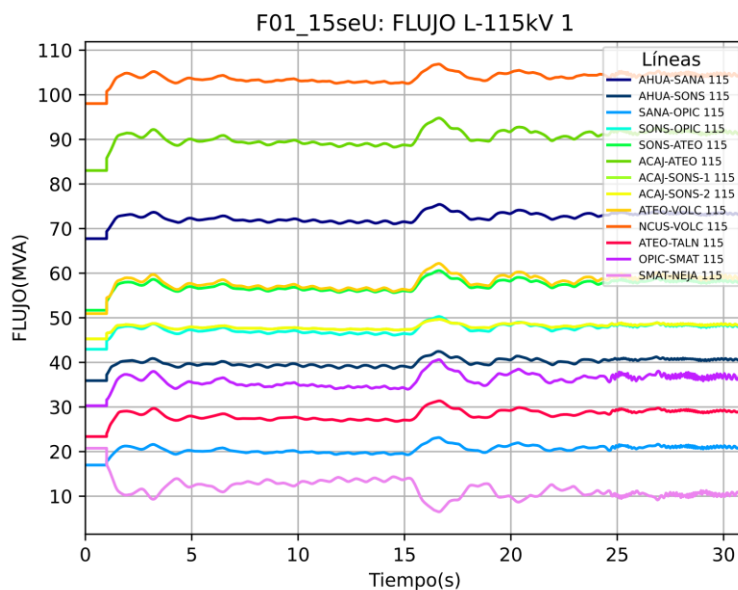


Figura 10.5.18: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

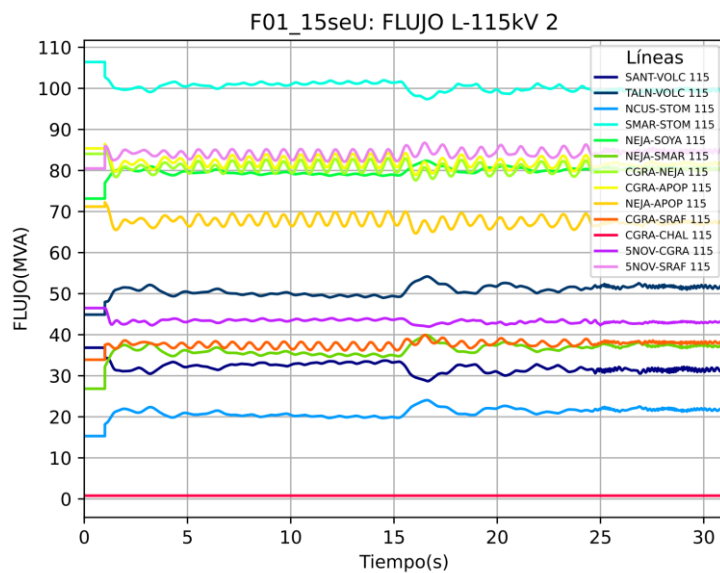


Figura 10.5.19: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

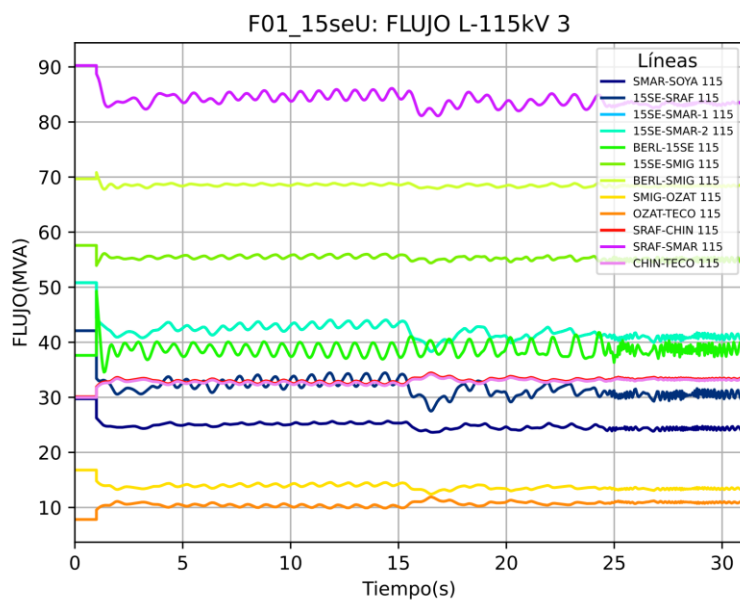


Figura 10.5.20: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

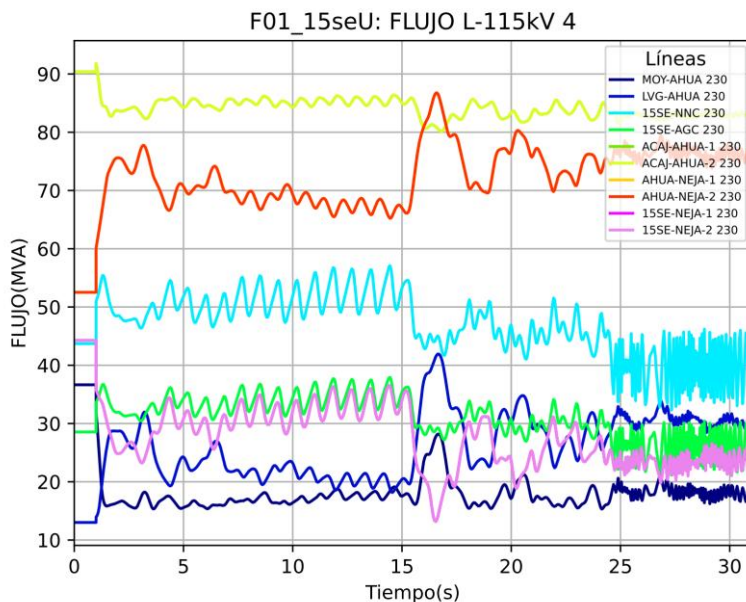


Figura 10.5.21: flujo (MVA) de las líneas de 230 kV de ESA, demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

10.5.4. Disparo de una unidad de 15SE en demanda media de la época lluviosa de 2026.

En las gráficas presentadas, de la Figura 10.5.22 a la Figura 10.5.28, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, en la condición analizada.

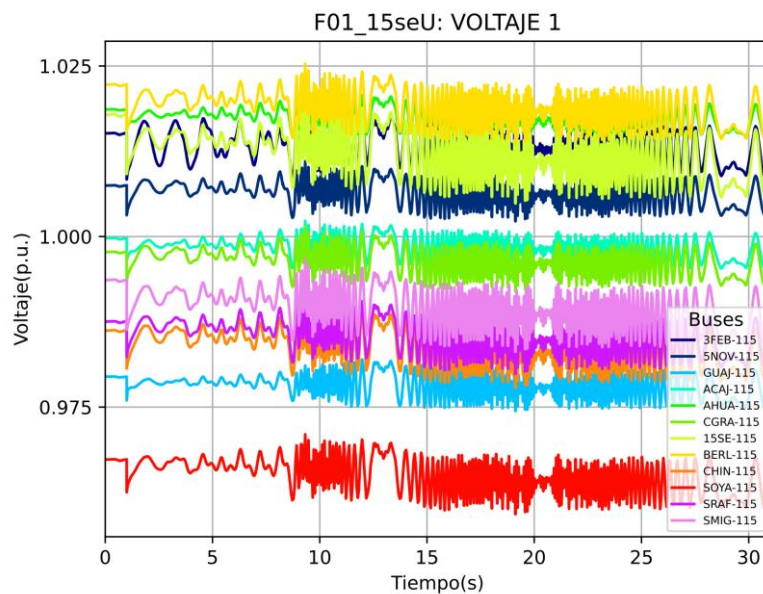


Figura 10.5.22: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027.

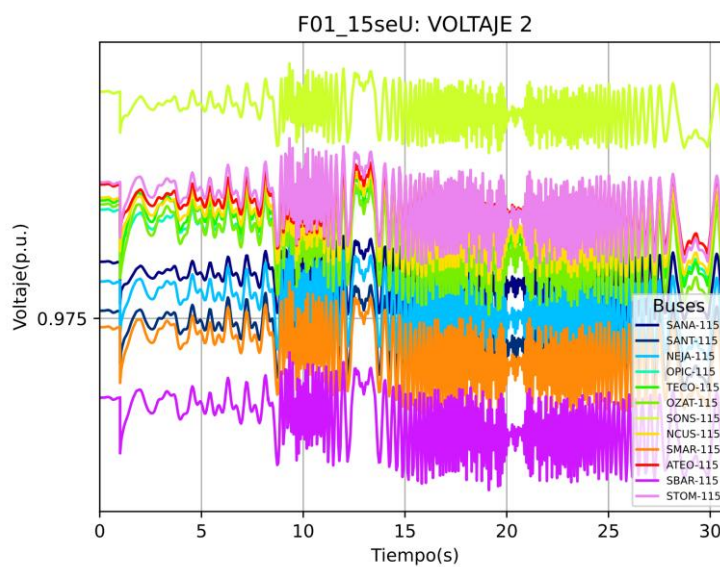


Figura 10.5.23: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027.

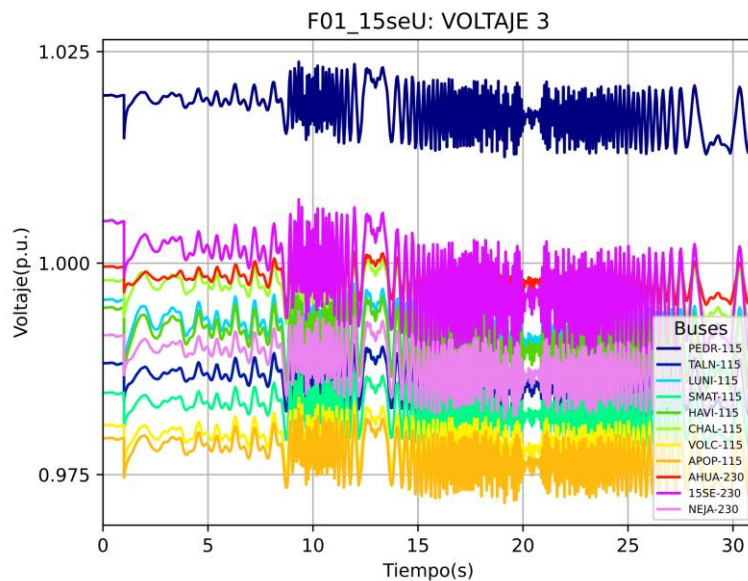


Figura 10.5.24: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027.

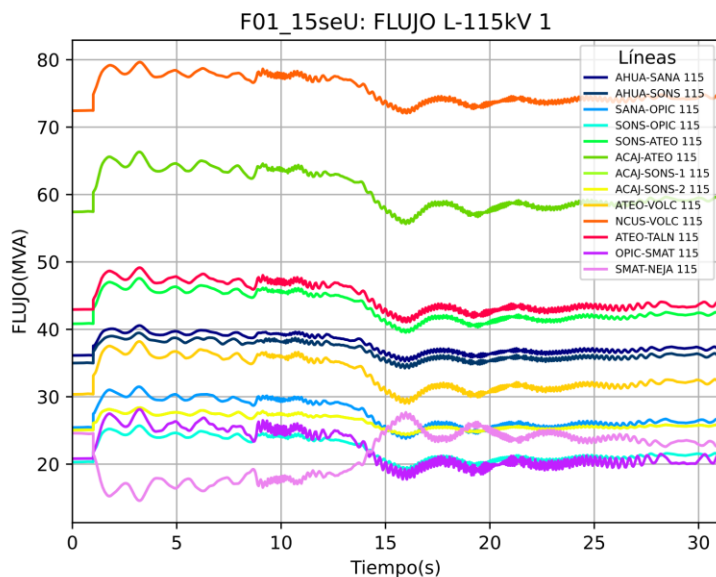


Figura 10.5.25: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027.

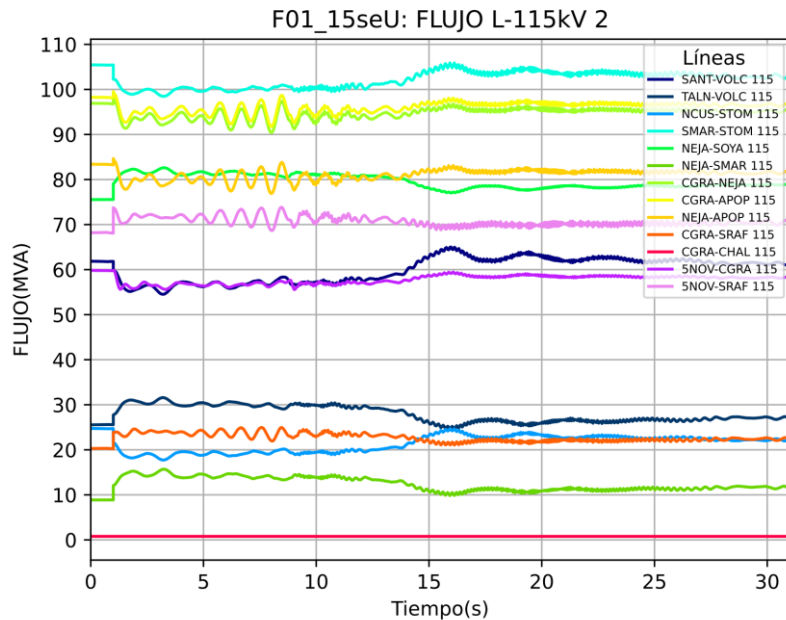


Figura 10.5.26: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027.

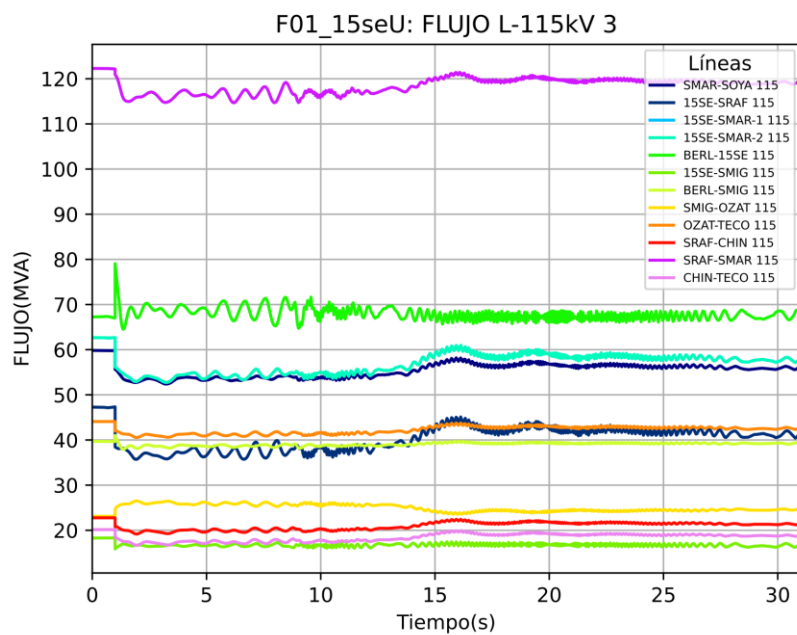


Figura 10.5.27: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027.

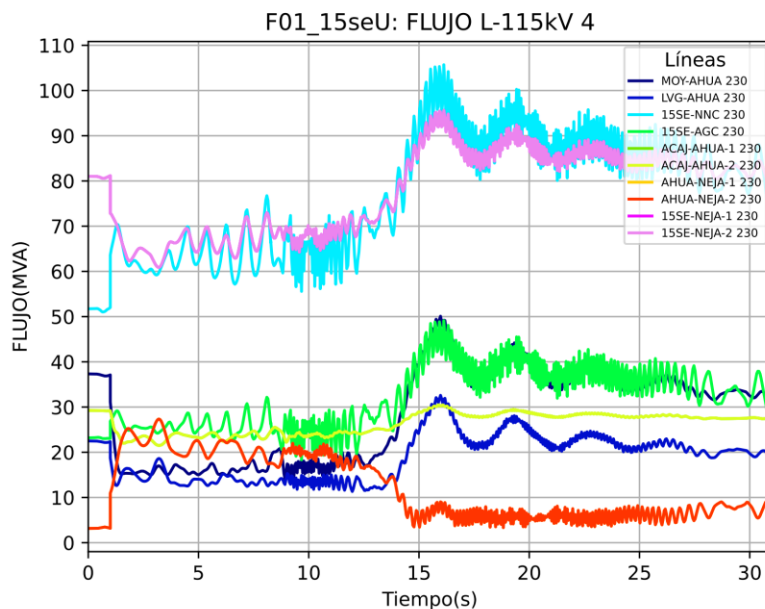


Figura 10.5.28: flujo (MVA) de las líneas de 230 kV de ESA, demanda media de la época lluviosa de 2027.

10.5.5. Resumen del análisis del desempeño dinámico.

En general, en todas las simulaciones se observó que:

- En los escenarios analizados no se tienen problemas sostenidos de baja o alta frecuencia, que pudieran ocasionar activación del EDCBF o pérdida adicional de recursos de generación.
- En los escenarios analizados la frecuencia se recupera dentro de la banda de operación normal.
- Los voltajes de los nodos monitoreados se recuperan rápidamente.
- Los flujos de potencia no sobrepasan los límites térmicos en las líneas de transmisión.
- La reserva rodante utilizada en el presente escenario produce un desempeño aceptable, ya que la frecuencia se recupera hacia la banda de operación normal y la desviación no alcanza el valor de 59.3 Hz en ninguno de los casos analizados.

10.6. Estabilidad transitoria

En el anexo 6 se encuentran las gráficas resultantes de las simulaciones del análisis de estabilidad transitoria que se realizaron, para cada una de las contingencias que se detallaron en el apartado 3.2.3, así como archivos en formato *.xlsx que contienen tablas que resumen lo mostrado en las gráficas.

La información que se encuentra en los archivos “.xlsx” es la siguiente:

1. Pestaña “Desbalance”: desbalance (en MW) en el área de control de El Salvador ante las distintas contingencias, así como el valor de la frecuencia mínima y máxima alcanzada y los respectivos nodos.
2. Pestaña “Interconexiones”: valor del flujo máximo (en MVA) que se alcanza en cada una de las interconexiones.
3. Pestaña “Frecuencia”: para cada contingencia, el valor de la frecuencia máxima, mínima y final en todos los nodos monitoreados.
4. Pestaña “Voltaje”: para cada contingencia, el valor de voltaje máximo, mínimo y final en todos los nodos monitoreados.
5. Pestaña “DespAngular”: para cada contingencia, el valor del desplazamiento angular máximo y final en todas las máquinas monitoreadas.

En este apartado se pondrán los resultados más relevantes, junto con las gráficas. La información de las demás simulaciones y el total de gráficas se encuentra en el anexo 6.

Es importante recalcar que en este análisis se busca verificar que el sistema no se vuelva inestable en los primeros segundos luego de liberada la falla, en algunos gráficos es posible que no se observe que luego de los 8 s de la simulación el sistema encuentre a un nuevo punto de equilibrio; pero esto no es el objetivo del presente análisis.

En el Cuadro 10.6.1 se muestran las contingencias que en promedio de todos los nodos monitoreados, alcanzaron el valor de voltaje mínimo para cada escenario del 2026, se observa que es la misma contingencia (F19_SMAT-NEJA) la que causa una mayor depresión de voltaje en estos escenarios.

Cuadro 10.6.1: Contingencias con los valores promedios más bajos, para el voltaje mínimo alcanzado, en los escenarios de 2026.

Caso	Contingencia	Vmin (p.u.)
Max_Lluviosa26	F19_SMAT-NEJA	0.28485714
Max_Seca26	F19_SMAT-NEJA	0.30857143
Med_Lluviosa26	F19_SMAT-NEJA	0.28628571
Med_Seca26	F19_SMAT-NEJA	0.31314286
Min_Lluviosa26	F19_SMAT-NEJA	0.27314286
Min_Seca26	F19_SMAT-NEJA	0.28942857

En el Cuadro 10.6.2 se muestran las contingencias que en promedio de todos los nodos monitoreados, alcanzaron el valor de voltaje mínimo para cada escenario del 2026, se observa que es la misma contingencia (F19_SMAT-NEJA) la que causa una mayor depresión de voltaje en estos escenarios.

Cuadro 10.6.2: Contingencias con los valores promedios más bajos, para el voltaje mínimo alcanzado, en los escenarios de 2026.

Caso	Contingencia	Vmin (p.u.)
Max_Lluviosa27	F20_SMAT-NEJA	0.289143
Max_Seca27	F20_SMAT-NEJA	0.31
Med_Lluviosa27	F20_SMAT-NEJA	0.289429
Med_Seca27	F20_SMAT-NEJA	0.321714
Min_Lluviosa27	F20_SMAT-NEJA	0.280286
Min_Seca27	F20_SMAT-NEJA	0.296857

A continuación, se mostrarán los resultados del escenario, para cada época y año, que presentó la mayor depresión de voltaje por considerarse los de mayor relevancia (letras en rojo). El resto de los escenarios pueden revisarse en el anexo 6.

10.6.1. Contingencia SMAT-NEJA en demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

En las gráficas presentadas, de la Figura 10.6.1 a la Figura 10.6.6 se observa que no existen problemas de bajo/alto voltaje o pérdida de sincronismo en las máquinas de generación, así como problemas de inestabilidad de la frecuencia, en la condición analizada.

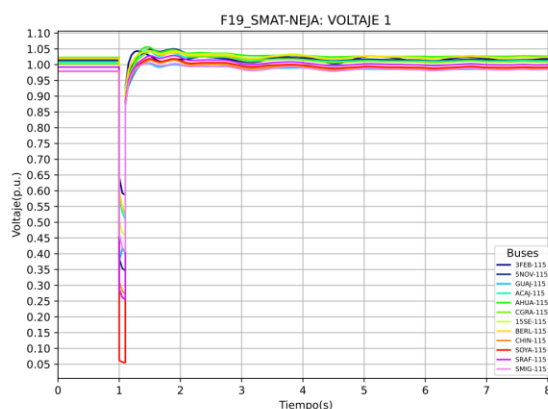


Figura 10.6.1: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

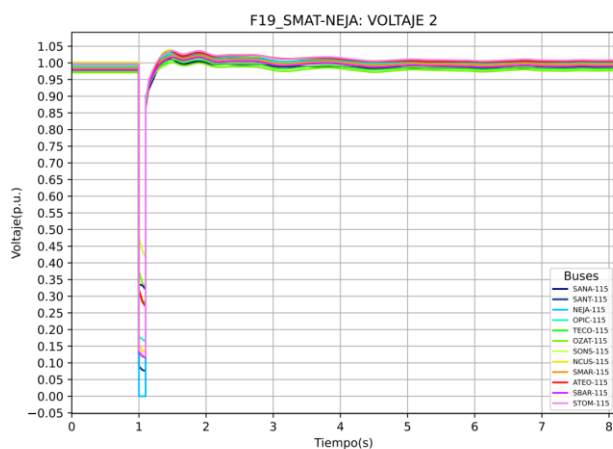


Figura 10.6.2: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

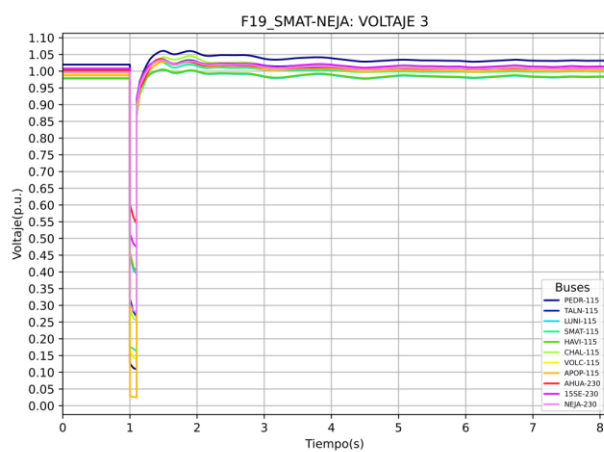


Figura 10.6.3: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

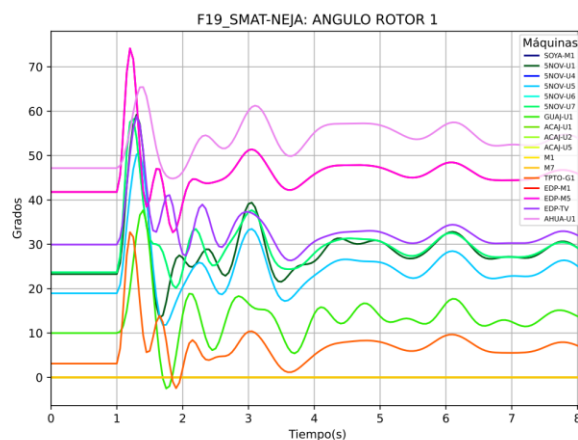


Figura 10.6.4: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

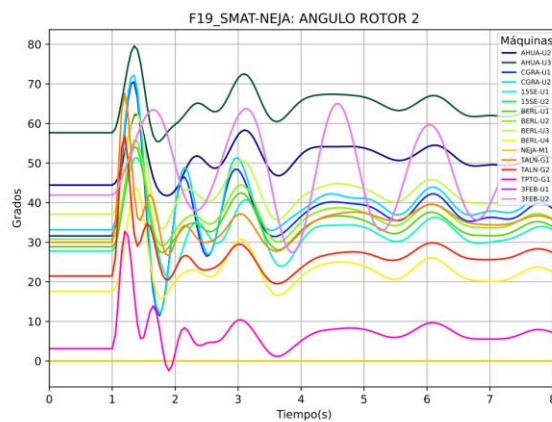


Figura 10.6.5: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

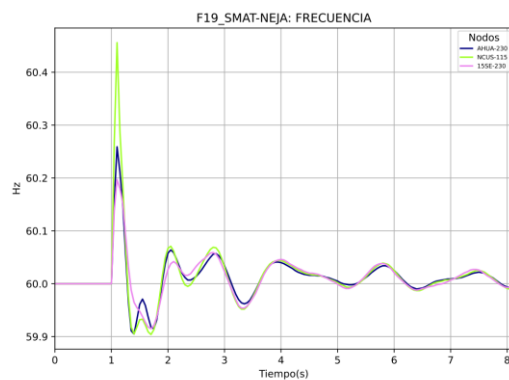


Figura 10.6.6: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2026.

10.6.2. Contingencia SMAT-NEJA en demanda mínima de la época lluviosa de 2026.

En las gráficas presentadas, de Figura 10.6.7 a la Figura 10.6.12, se observa que no existen problemas de bajo/alto voltaje o pérdida de sincronismo en las máquinas de generación, así como problemas de inestabilidad de la frecuencia, en la condición analizada.

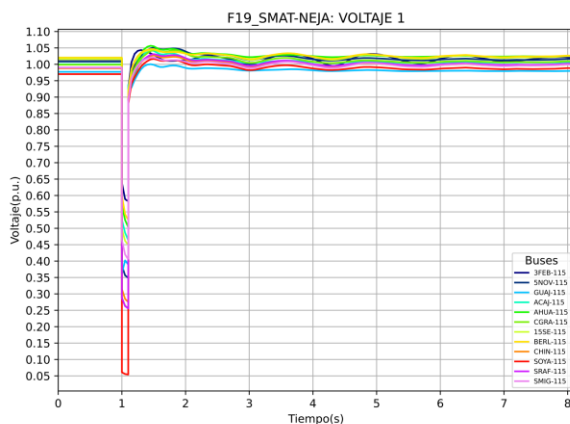


Figura 10.6.7: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.

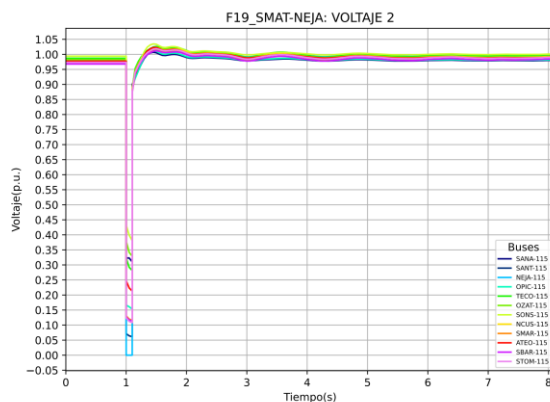


Figura 10.6.8: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.

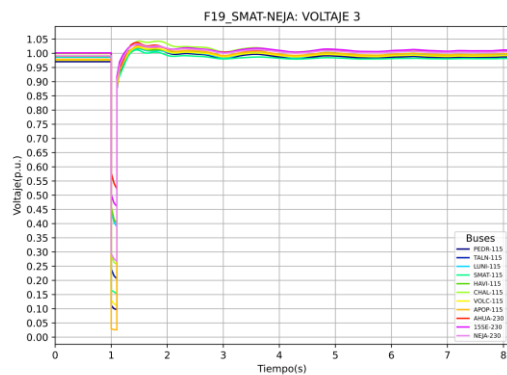


Figura 10.6.9: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.

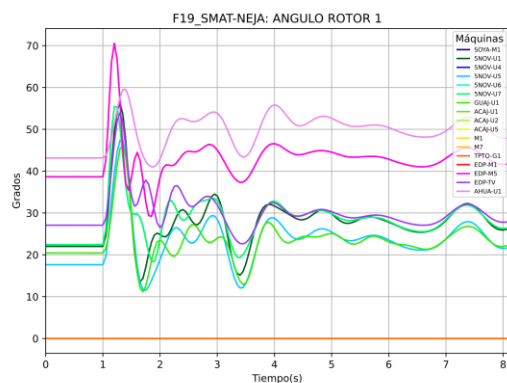


Figura 10.6.10: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.

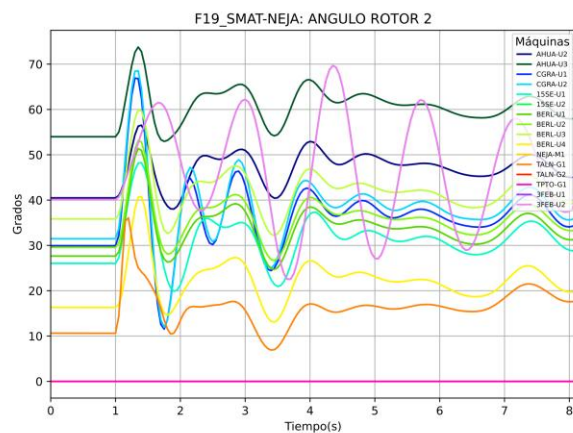


Figura 10.6.11: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.

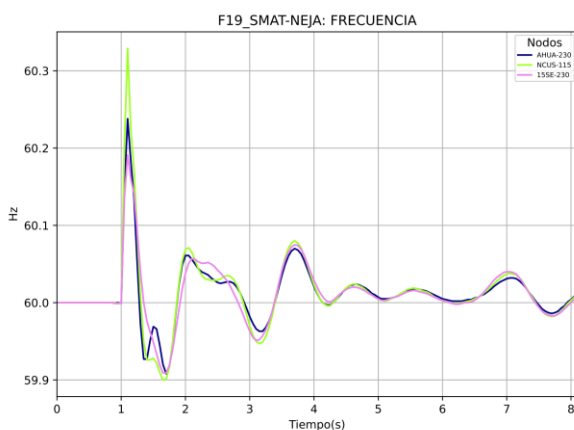


Figura 10.6.12: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026.

10.6.3. Contingencia SMAT-NEJA en demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

En las gráficas presentadas, de la Figura 10.6.13 a la Figura 10.6.18, se observa que no existen problemas de bajo/alto voltaje o pérdida de sincronismo en las máquinas de generación, así como problemas de inestabilidad de la frecuencia, en la condición analizada.

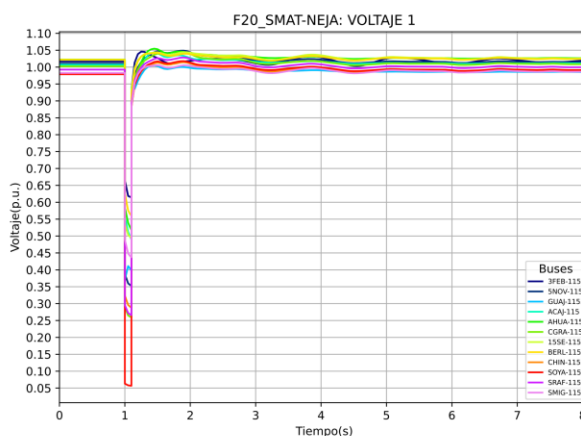
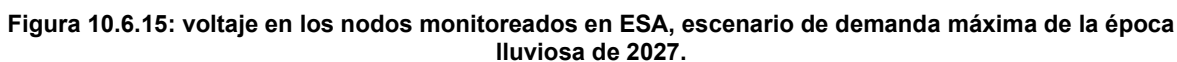
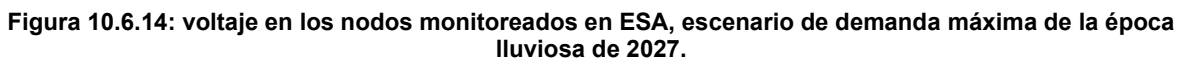


Figura 10.6.13: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2027.



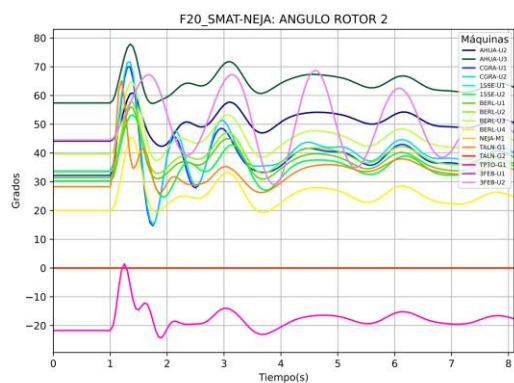


Figura 10.6.17: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

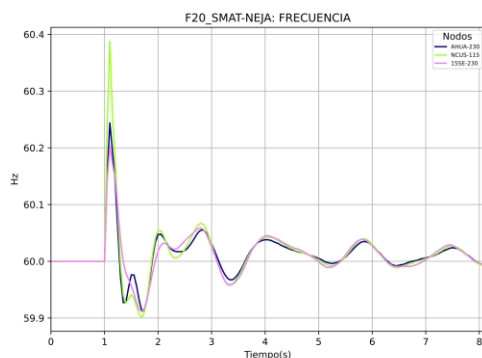


Figura 10.6.18: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima de la época lluviosa de 2027.

10.6.4. Contingencia SMAT-NEJA en demanda mínima de la época lluviosa de 2027.

En las gráficas presentadas, de la Figura 10.6.19 a la Figura 10.6.24, se observa que no existen problemas de bajo/alto voltaje o pérdida de sincronismo en las máquinas de generación, así como problemas de inestabilidad de la frecuencia, en la condición analizada.

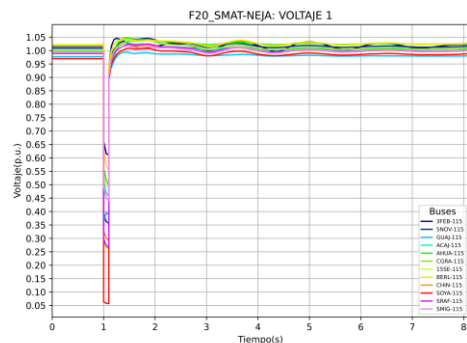


Figura 10.6.19: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.

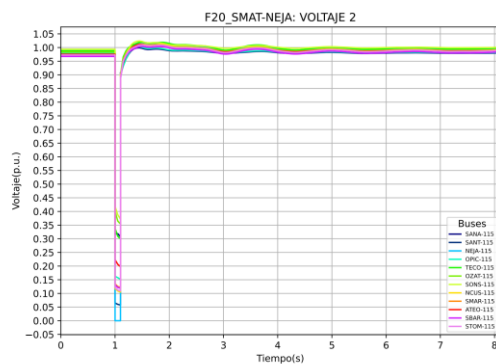


Figura 10.6.20: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.

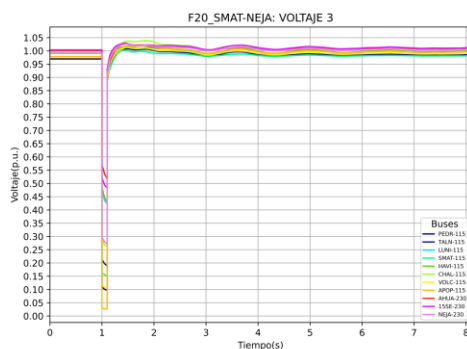


Figura 10.6.21: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.

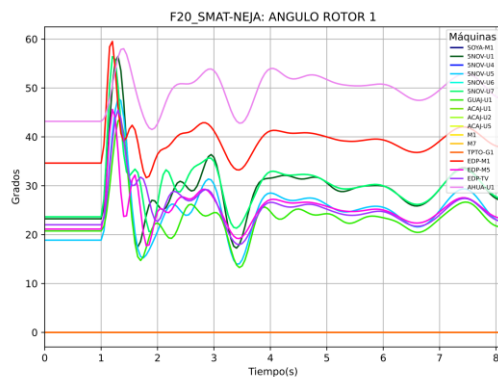


Figura 10.6.22: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.

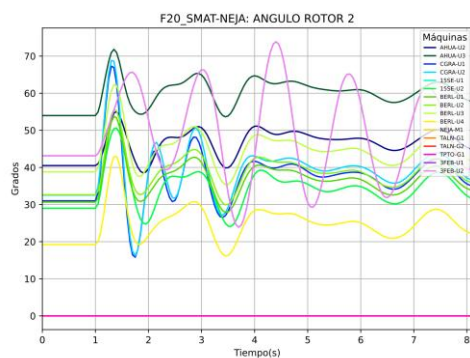


Figura 10.6.23: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.

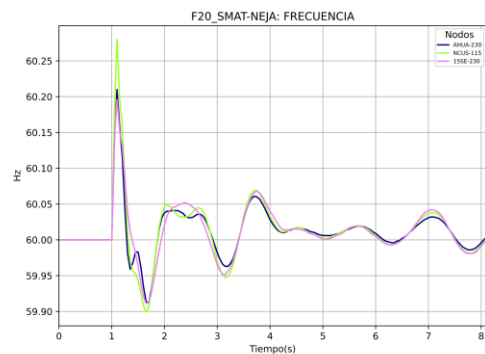


Figura 10.6.24: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2027.

10.6.5. Resumen análisis de estabilidad transitoria.

En general, en todas las simulaciones se observó que:

- No hay generadores que pierdan sincronismo, manteniendo la coherencia durante todo el período de simulación, para todas las contingencias examinadas.
- Los distanciamientos relativos que se forman entre los ángulos de potencia de los generadores, en la mayoría de las contingencias no son mayores de ± 60 grados y para los casos en que sí, no se observan problemas de pérdidas de sincronismo.
- Las desviaciones de frecuencia no alcanzan el umbral para activar el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, y la frecuencia se recupera dentro de la banda de operación normal.
- Los voltajes de los nodos monitoreados se recuperan rápidamente, no hay problemas de colapso de tensión.
- Se presentan grandes flujos de potencia en las líneas de transmisión monitoreadas al momento de simular fallas en líneas cercanas; pero los flujos disminuyen al liberar la falla. En general, el flujo de potencia en MVA, en postcontingencia, no sobrepasan los límites térmicos de las líneas de transmisión y presenta oscilaciones que son atenuadas.
- Las fallas trifásicas simuladas en la barra de NEJA-115 son las que causan una mayor disminución del voltaje en las barras monitoreadas, durante el transitorio.
- No se observan problemas de estabilidad cuando las fallas son liberadas correctamente por las protecciones de distancia en zona 1 (6 ciclos).

10.7. Hueco de Tensión

En el anexo 7 se encuentran las gráficas del comportamiento del voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional (solares fotovoltaicos y eólica), resultantes de las simulaciones del análisis de estabilidad transitoria que se realizaron, para cada una de las contingencias que se detallaron en el apartado 3.2.3.

En este apartado se pondrán las gráficas de las fallas que causaron una mayor fluctuación del voltaje en los nodos de conexión de las plantas solares fotovoltaicas, para los escenarios de demanda media, y se comparan contra la característica de “Hueco de Tensión” que el ROBCP define en el numeral 6.2.4 del anexo 12 del ROBCP.

Al igual que con el apartado 10.6, la contingencia de la que se muestra la gráfica es la falla en la línea de 115 kV, NEJA-SAMAT-01

De la Figura 10.7.1a Figura 10.7.4 se muestran las gráficas de los escenarios seleccionados.

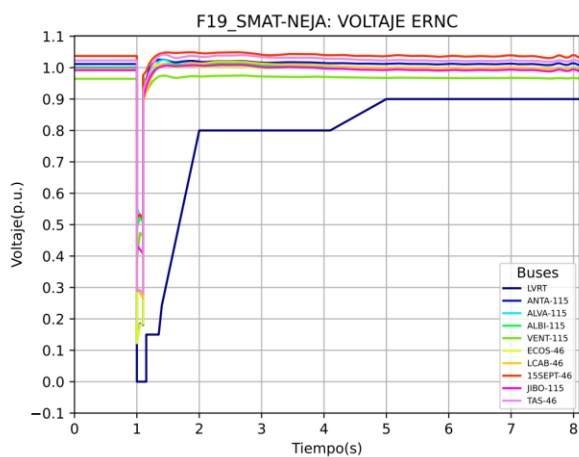


Figura 10.7.1: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla, escenario de demanda media de la época seca de 2026.

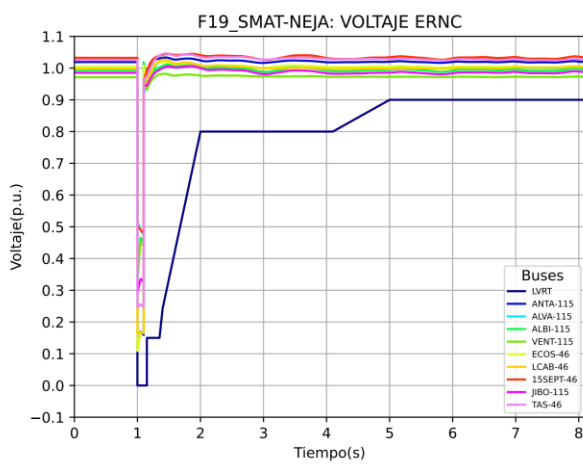


Figura 10.7.2: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla, escenario de demanda media de la época lluviosa de 2026.

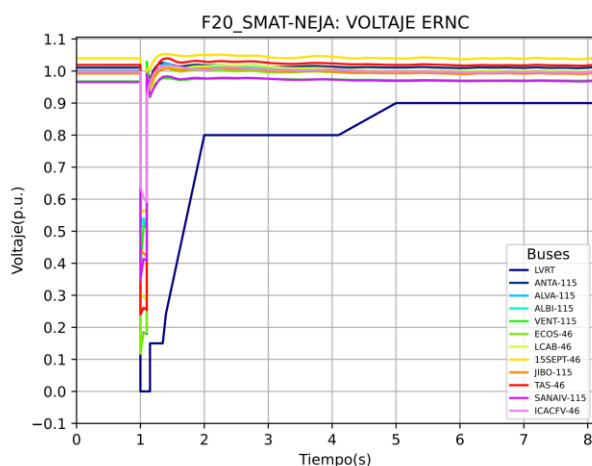


Figura 10.7.3: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla, escenario de demanda media de la época seca de 2027.

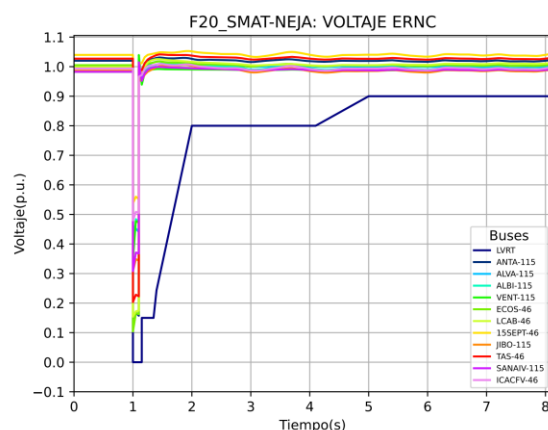


Figura 10.7.4: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla, escenario de demanda media de la época lluviosa de 2027.

10.7.1. Resumen del análisis de hueco de tensión.

En general, en todas las simulaciones se observó que el comportamiento del voltaje en los nodos de conexión de las plantas solares fotovoltaicas es menos exigente que la característica de Hueco de Tensión solicitada en el reglamento, por lo que bajo estos escenarios no debería producirse la desconexión de estas plantas.

Se considera necesario que las plantas solares fotovoltaicas que se encuentran conectadas en la red de distribución cumplan este mismo requisito sobre los huecos de tensión, para asegurar que no se desconectarán innecesariamente y que esto no provocará problemas en la operación del SEP por la pérdida de generación que implica.

11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como conclusiones del estudio destacamos:

1. Los máximos intercambios seguros como resultado del presente estudio se indican en los siguientes cuadros.

Cuadro 11.1: valores máximos de importación desde Guatemala en los de escenarios 2026.

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Máxima	17	1098	80
Seca	Máxima	19	1179	10
Seca	Máxima	19	1041	270
Seca	Máxima	19	1064	260
Seca	Máxima	19	1087	150
Seca	Máxima	19	1110	50
Seca	Máxima	19	1133	50
Seca	Máxima	19	1156	40
Lluviosa	Máxima	18	1125	30
Lluviosa	Máxima	18	1011	290
Lluviosa	Máxima	18	1030	190
Lluviosa	Máxima	18	1049	110
Lluviosa	Máxima	18	1068	80
Lluviosa	Máxima	18	1087	80
Lluviosa	Máxima	18	1106	40
Lluviosa	Máxima	21	1060	80
Seca	Media	11	970	230
Seca	Media	16	1169	0
Seca	Media	16	911	220
Seca	Media	16	954	250
Seca	Media	16	997	230
Seca	Media	16	1040	240
Seca	Media	16	1083	240
Seca	Media	16	1126	60
Lluviosa	Media	11	877	300
Lluviosa	Media	15	1091	130
Lluviosa	Media	15	893	230
Lluviosa	Media	15	926	260
Lluviosa	Media	15	959	250
Lluviosa	Media	15	992	250
Lluviosa	Media	15	1025	250
Lluviosa	Media	15	1058	250

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Mínima	3	848	300
Seca	Mínima	22	1068	0
Seca	Mínima	22	894	150
Seca	Mínima	22	923	70
Seca	Mínima	22	952	60
Seca	Mínima	22	981	20
Seca	Mínima	22	1010	20
Seca	Mínima	22	1039	0
Lluviosa	Mínima	3	793	300
Lluviosa	Mínima	22	986	300
Lluviosa	Mínima	22	836	300
Lluviosa	Mínima	22	861	300
Lluviosa	Mínima	22	886	300
Lluviosa	Mínima	22	911	300
Lluviosa	Mínima	22	936	300
Lluviosa	Mínima	22	961	300

Cuadro 11.2: valores máximos de importación Honduras en los de escenarios 2026.

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Máxima	17	1098	70
Seca	Máxima	19	1179	10
Seca	Máxima	19	1041	260
Seca	Máxima	19	1064	200
Seca	Máxima	19	1087	100
Seca	Máxima	19	1110	50
Seca	Máxima	19	1133	50
Seca	Máxima	19	1156	40
Lluviosa	Máxima	18	1125	30
Lluviosa	Máxima	18	1011	190
Lluviosa	Máxima	18	1030	150
Lluviosa	Máxima	18	1049	70
Lluviosa	Máxima	18	1068	70
Lluviosa	Máxima	18	1087	70
Lluviosa	Máxima	18	1106	40
Lluviosa	Máxima	21	1060	70
Seca	Media	11	970	230
Seca	Media	16	1169	0
Seca	Media	16	911	220

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Media	16	954	220
Seca	Media	16	997	220
Seca	Media	16	1040	190
Seca	Media	16	1083	190
Seca	Media	16	1126	50
Lluviosa	Media	11	877	300
Lluviosa	Media	15	1091	90
Lluviosa	Media	15	893	230
Lluviosa	Media	15	926	230
Lluviosa	Media	15	959	240
Lluviosa	Media	15	992	240
Lluviosa	Media	15	1025	190
Lluviosa	Media	15	1058	200
Lluviosa	Media	15	1091	90
Seca	Mínima	3	848	250
Seca	Mínima	22	1068	0
Seca	Mínima	22	894	100
Seca	Mínima	22	923	70
Seca	Mínima	22	952	50
Seca	Mínima	22	981	20
Seca	Mínima	22	1010	10
Seca	Mínima	22	1039	0
Lluviosa	Mínima	3	793	300
Lluviosa	Mínima	22	986	300
Lluviosa	Mínima	22	836	300
Lluviosa	Mínima	22	861	300
Lluviosa	Mínima	22	886	300
Lluviosa	Mínima	22	911	300
Lluviosa	Mínima	22	936	300
Lluviosa	Mínima	22	961	300

Cuadro 11.3: valores máximos de importación desde Guatemala en los de escenarios 2027.

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Máxima	17	1098	100
Seca	Máxima	19	1179	20
Seca	Máxima	19	1041	290
Seca	Máxima	19	1064	300
Seca	Máxima	19	1087	140

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Máxima	19	1110	70
Seca	Máxima	19	1133	60
Seca	Máxima	19	1156	40
Lluviosa	Máxima	18	1125	0
Lluviosa	Máxima	18	1011	300
Lluviosa	Máxima	18	1030	230
Lluviosa	Máxima	18	1049	120
Lluviosa	Máxima	18	1068	40
Lluviosa	Máxima	18	1087	0
Lluviosa	Máxima	18	1106	0
Lluviosa	Máxima	21	1060	40
Seca	Media	11	970	150
Seca	Media	16	1169	0
Seca	Media	16	911	240
Seca	Media	16	954	220
Seca	Media	16	997	230
Seca	Media	16	1040	220
Seca	Media	16	1083	220
Seca	Media	16	1126	120
Lluviosa	Media	11	877	300
Lluviosa	Media	15	893	300
Lluviosa	Media	15	926	190
Lluviosa	Media	15	959	150
Lluviosa	Media	15	992	150
Lluviosa	Media	15	1025	140
Lluviosa	Media	15	1058	100
Lluviosa	Media	15	1091	0
Seca	Mínima	3	848	300
Seca	Mínima	22	1068	0
Seca	Mínima	22	894	190
Seca	Mínima	22	923	40
Seca	Mínima	22	952	30
Seca	Mínima	22	981	0
Seca	Mínima	22	1010	0
Seca	Mínima	22	1039	0
Lluviosa	Mínima	3	793	300
Lluviosa	Mínima	22	986	300
Lluviosa	Mínima	22	836	270
Lluviosa	Mínima	22	861	300

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Lluviosa	Mínima	22	886	290
Lluviosa	Mínima	22	911	290
Lluviosa	Mínima	22	936	300
Lluviosa	Mínima	22	961	300

Cuadro 11.4: valores máximos de importación desde Honduras en los de escenarios 2027.

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Máxima	17	1098	90
Seca	Máxima	19	1179	20
Seca	Máxima	19	1041	270
Seca	Máxima	19	1064	300
Seca	Máxima	19	1087	100
Seca	Máxima	19	1110	60
Seca	Máxima	19	1133	60
Seca	Máxima	19	1156	40
Lluviosa	Máxima	18	1125	0
Lluviosa	Máxima	18	1011	240
Lluviosa	Máxima	18	1030	190
Lluviosa	Máxima	18	1049	90
Lluviosa	Máxima	18	1068	30
Lluviosa	Máxima	18	1087	0
Lluviosa	Máxima	18	1106	0
Lluviosa	Máxima	21	1060	30
Seca	Media	11	970	150
Seca	Media	16	1169	0
Seca	Media	16	911	190
Seca	Media	16	954	200
Seca	Media	16	997	190
Seca	Media	16	1040	200
Seca	Media	16	1083	190
Seca	Media	16	1126	90
Lluviosa	Media	11	877	300
Lluviosa	Media	15	893	240
Lluviosa	Media	15	926	130
Lluviosa	Media	15	959	150
Lluviosa	Media	15	992	140
Lluviosa	Media	15	1025	100
Lluviosa	Media	15	1058	100

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Lluviosa	Media	15	1091	0
Seca	Mínima	3	848	250
Seca	Mínima	22	1068	0
Seca	Mínima	22	894	130
Seca	Mínima	22	923	30
Seca	Mínima	22	952	30
Seca	Mínima	22	981	0
Seca	Mínima	22	1010	0
Seca	Mínima	22	1039	0
Lluviosa	Mínima	3	793	300
Lluviosa	Mínima	22	986	290
Lluviosa	Mínima	22	836	270
Lluviosa	Mínima	22	861	270
Lluviosa	Mínima	22	886	270
Lluviosa	Mínima	22	911	280
Lluviosa	Mínima	22	936	280
Lluviosa	Mínima	22	961	290

Cuadro 11.5: valores máximos de exportación hacia Guatemala en los de escenarios 2026.

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Máxima	17	1098	300
Seca	Máxima	19	1179	300
Seca	Máxima	19	1041	300
Seca	Máxima	19	1064	300
Seca	Máxima	19	1087	300
Seca	Máxima	19	1110	300
Seca	Máxima	19	1133	300
Seca	Máxima	19	1156	300
Lluviosa	Máxima	18	1011	300
Lluviosa	Máxima	18	1030	300
Lluviosa	Máxima	18	1049	300
Lluviosa	Máxima	18	1068	300
Lluviosa	Máxima	18	1087	300
Lluviosa	Máxima	18	1106	300
Lluviosa	Máxima	18	1125	300
Lluviosa	Máxima	21	1060	300
Seca	Media	11	970	300
Seca	Media	16	1169	300

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Media	16	911	300
Seca	Media	16	954	300
Seca	Media	16	997	300
Seca	Media	16	1040	300
Seca	Media	16	1083	300
Seca	Media	16	1126	300
Lluviosa	Media	11	877	210
Lluviosa	Media	15	893	270
Lluviosa	Media	15	926	280
Lluviosa	Media	15	959	290
Lluviosa	Media	15	992	300
Lluviosa	Media	15	1025	300
Lluviosa	Media	15	1058	300
Lluviosa	Media	15	1091	300
Seca	Mínima	3	848	280
Seca	Mínima	22	1068	0
Seca	Mínima	22	894	300
Seca	Mínima	22	923	300
Seca	Mínima	22	952	300
Seca	Mínima	22	981	300
Seca	Mínima	22	1010	300
Seca	Mínima	22	1039	300
Lluviosa	Mínima	3	793	300
Lluviosa	Mínima	22	836	300
Lluviosa	Mínima	22	861	300
Lluviosa	Mínima	22	886	300
Lluviosa	Mínima	22	911	300
Lluviosa	Mínima	22	936	300
Lluviosa	Mínima	22	961	300
Lluviosa	Mínima	22	986	300

Cuadro 11.6: valores máximos de exportación hacia Honduras en los de escenarios 2026.

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Máxima	17	1098	260
Seca	Máxima	19	1179	230
Seca	Máxima	19	1041	300
Seca	Máxima	19	1064	300
Seca	Máxima	19	1087	290

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Máxima	19	1110	280
Seca	Máxima	19	1133	260
Seca	Máxima	19	1156	250
Lluviosa	Máxima	18	1011	290
Lluviosa	Máxima	18	1030	280
Lluviosa	Máxima	18	1049	270
Lluviosa	Máxima	18	1068	250
Lluviosa	Máxima	18	1087	240
Lluviosa	Máxima	18	1106	230
Lluviosa	Máxima	18	1125	220
Lluviosa	Máxima	21	1060	250
Seca	Media	11	970	300
Seca	Media	16	1169	250
Seca	Media	16	911	300
Seca	Media	16	954	300
Seca	Media	16	997	300
Seca	Media	16	1040	300
Seca	Media	16	1083	300
Seca	Media	16	1126	270
Lluviosa	Media	11	877	300
Lluviosa	Media	15	893	300
Lluviosa	Media	15	926	300
Lluviosa	Media	15	959	300
Lluviosa	Media	15	992	300
Lluviosa	Media	15	1025	300
Lluviosa	Media	15	1058	300
Lluviosa	Media	15	1091	300
Seca	Mínima	3	848	190
Seca	Mínima	22	1068	0
Seca	Mínima	22	894	230
Seca	Mínima	22	923	240
Seca	Mínima	22	952	220
Seca	Mínima	22	981	200
Seca	Mínima	22	1010	180
Seca	Mínima	22	1039	160
Lluviosa	Mínima	3	793	300
Lluviosa	Mínima	22	836	300
Lluviosa	Mínima	22	861	300
Lluviosa	Mínima	22	886	300

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Lluviosa	Mínima	22	911	300
Lluviosa	Mínima	22	936	300
Lluviosa	Mínima	22	961	300
Lluviosa	Mínima	22	986	300

Cuadro 11.7: valores máximos de exportación hacia Guatemala en los de escenarios 2027.

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Máxima	17	1098	300
Seca	Máxima	19	1179	300
Seca	Máxima	19	1041	300
Seca	Máxima	19	1064	300
Seca	Máxima	19	1087	300
Seca	Máxima	19	1110	300
Seca	Máxima	19	1133	300
Seca	Máxima	19	1156	300
Lluviosa	Máxima	18	1125	300
Lluviosa	Máxima	18	1011	300
Lluviosa	Máxima	18	1030	300
Lluviosa	Máxima	18	1049	300
Lluviosa	Máxima	18	1068	300
Lluviosa	Máxima	18	1087	300
Lluviosa	Máxima	18	1106	300
Lluviosa	Máxima	21	1060	300
Seca	Media	11	970	300
Seca	Media	16	1169	300
Seca	Media	16	911	300
Seca	Media	16	954	300
Seca	Media	16	997	300
Seca	Media	16	1040	300
Seca	Media	16	1083	300
Seca	Media	16	1126	300
Lluviosa	Media	11	877	50
Lluviosa	Media	15	1091	160
Lluviosa	Media	15	893	50
Lluviosa	Media	15	926	60
Lluviosa	Media	15	959	80
Lluviosa	Media	15	992	100
Lluviosa	Media	15	1025	120

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Lluviosa	Media	15	1058	140
Seca	Mínima	3	848	280
Seca	Mínima	22	1068	300
Seca	Mínima	22	894	300
Seca	Mínima	22	923	300
Seca	Mínima	22	952	300
Seca	Mínima	22	981	300
Seca	Mínima	22	1010	300
Seca	Mínima	22	1039	300
Lluviosa	Mínima	3	793	230
Lluviosa	Mínima	22	986	300
Lluviosa	Mínima	22	836	250
Lluviosa	Mínima	22	861	260
Lluviosa	Mínima	22	886	280
Lluviosa	Mínima	22	911	290
Lluviosa	Mínima	22	936	300
Lluviosa	Mínima	22	961	300

Cuadro 11.8: valores máximos de exportación hacia Honduras en los de escenarios 2027.

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Máxima	17	1098	270
Seca	Máxima	19	1179	220
Seca	Máxima	19	1041	300
Seca	Máxima	19	1064	300
Seca	Máxima	19	1087	270
Seca	Máxima	19	1110	270
Seca	Máxima	19	1133	250
Seca	Máxima	19	1156	240
Lluviosa	Máxima	18	1125	300
Lluviosa	Máxima	18	1011	300
Lluviosa	Máxima	18	1030	300
Lluviosa	Máxima	18	1049	300
Lluviosa	Máxima	18	1068	290
Lluviosa	Máxima	18	1087	290
Lluviosa	Máxima	18	1106	300
Lluviosa	Máxima	21	1060	290
Seca	Media	11	970	300
Seca	Media	16	1169	270

Época	Período	Hora	Demanda (MW)	Intercambio (MW)
Seca	Media	16	911	300
Seca	Media	16	954	300
Seca	Media	16	997	300
Seca	Media	16	1040	300
Seca	Media	16	1083	300
Seca	Media	16	1126	300
Lluviosa	Media	11	877	110
Lluviosa	Media	15	1091	300
Lluviosa	Media	15	893	300
Lluviosa	Media	15	926	300
Lluviosa	Media	15	959	300
Lluviosa	Media	15	992	300
Lluviosa	Media	15	1025	300
Lluviosa	Media	15	1058	300
Seca	Mínima	3	848	240
Seca	Mínima	22	1068	180
Seca	Mínima	22	894	260
Seca	Mínima	22	923	240
Seca	Mínima	22	952	240
Seca	Mínima	22	981	240
Seca	Mínima	22	1010	250
Seca	Mínima	22	1039	250
Lluviosa	Mínima	3	793	300
Lluviosa	Mínima	22	986	300
Lluviosa	Mínima	22	836	300
Lluviosa	Mínima	22	861	300
Lluviosa	Mínima	22	886	300
Lluviosa	Mínima	22	911	300
Lluviosa	Mínima	22	936	300
Lluviosa	Mínima	22	961	300

Se debe aclarar que los valores de intercambio están fuertemente relacionados con la inyección de potencia que se produce en las Centrales Hidroeléctricas Cerrón Grande, 5 de Noviembre, 15 de Septiembre y 3 de Febrero. Por lo tanto, este valor puede variar si la generación en dichas plantas es mayor o menor a lo proyectado en el desarrollo del presente estudio.

Las capacidades de transferencia de El Salvador con el SER estarán también afectadas por otros factores fuera del alcance de este estudio, entre los cuales se destacan:

- a. Comportamiento de la demanda nacional
 - b. Desempeño de los países del SER ante contingencias en sus sistemas o fuera de ellos.
 - c. Esquemas de control suplementarios instalados en el SER.
 - d. Actualización de las órdenes de mérito para los despachos.
 - e. Unidades de generación disponibles.
 - f. Condiciones meteorológicas atípicas.
 - g. Puesta en operación de nuevos elementos tanto en la red nacional como en el resto países del SER.
2. La generación máxima inyectada en el nodo de Acajutla que se alcanzó durante los escenarios de exportación y sus valores se muestran en las tablas 11.5 y 11.6.

Cuadro 11.9: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2026.

Escenario	Inyección (MW)
Max_Seca26	553.46
Med_Seca26	528.81
Min_Seca26	497.37
Max_Lluviosa26	557.04
Med_Lluviosa26	529.99
Min_Lluviosa26	497.32

Cuadro 11.10: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2027.

Escenario	Inyección (MW)
Max_Seca27	553.46
Med_Seca27	521.25
Min_Seca27	536.44
Max_Lluviosa27	557.04
Med_Lluviosa27	446.92
Min_Lluviosa27	485.23

3. Del análisis del caso base sin transferencia:
- Para los escenarios de 2026 y 2027 no existen problemas de regulación de tensión, pero sí problemas de sobrecargas en las subestaciones San Antonio y San Bartolo. Para la época seca se obtienen problemas de sobrecarga en los transformadores T1 y T2 de San Bartolo, tanto en el escenario de demanda máxima como el de media. Para la demanda media de la época seca la sobrecarga se da en el transformador T1 que alimenta la demanda de la subestación San Antonio.
 - Para 2026 y 2027, en el escenario de demanda máxima en época seca no se tienen problemas de sobrecarga para una demanda nacional menor o igual a 1,156 MW, para valores superiores a este necesitará realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real para evitar sobrecargas en los transformadores de San Bartolo.

- Para 2026 y 2027, en el escenario de demanda media en época seca, con demanda nacional menor o igual a 1,126 MW, no se tiene el problema de sobrecarga en el transformador T1 de la subestación San Antonio, esto implica que para valores demanda, superiores a este se necesitará realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real para evitar esta condición.
- Para los escenarios de 2026 y 2027, en el escenario de demanda media en época seca, con demanda nacional menor o igual a 1,087 MW, no se tiene el problema de sobrecarga en los transformadores de la subestación San Bartolo. Es decir que, en este escenario, para valores mayores de demanda nacional se podría presentar la sobrecarga y se necesitaría realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real, para evitar esta condición.
- Para ambos años se observa una relación casi lineal entre la carga de los autotransformadores de NEJA y la demanda nacional, entre mayor es la demanda simulada mayor es la carga de los autotransformadores y viceversa.
- Para 2026 se observa una tendencia donde la época seca presenta niveles de utilización ligeramente superiores a la época lluviosa.
 - Época Seca: Las cargas oscilan entre el 61% y el 67%.
 - Época Lluviosa: Las cargas son más moderadas, variando entre el 53% y el 60%.

Esto sugiere que las condiciones de operación durante la estación seca son más exigentes para estos equipos específico, probablemente debido a la distribución geográfica de la generación (Cuadro 7.8), que es mayor en la zona central en la época lluviosa de 2026, además de que la demanda es menor en esta misma época (Cuadro 6.1 a Cuadro 6.4).

- Para 2026 se observa que el escenario de demanda mínima en la época seca presenta el porcentaje de carga más alto de todos (alcanzando el 67% en la hora 22), superando incluso a los escenarios de máxima demanda. Esto podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que en la hora 22 (demanda mínima) se tiene un mayor aporte de la generación en la zona occidental y un bajo aporte en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.8, lo cual incrementa la carga del autotransformador de Nejapa.
- Por el contrario, para 2026, el escenario de demanda mínima en la época lluviosa es el más holgado, con cargas que apenas alcanzan el 53%. Este escenario es el de menor demanda de todos los analizado (Cuadro 6.1 a Cuadro 6.4), además tiene un aporte menor de la generación en la zona occidental y oriental del SEP (Cuadro 7.8).
- Para 2027 se observa una tendencia donde la época seca presenta niveles de utilización ligeramente superiores a la época lluviosa.
 - Época Seca: Las cargas oscilan entre el 60% y el 67%.
 - Época Lluviosa: Las cargas son más moderadas, variando entre el 54% y el 62%.

Esto sugiere que las condiciones de operación durante la estación seca son más exigentes para estos equipos específico, probablemente debido a la distribución geográfica de la generación (Cuadro 7.9), que es mayor en la zona central en la época lluviosa de 2027, además de que la demanda es menor en esta misma época (Cuadro 6.1 a Cuadro 6.4).

- Para 2027 se observa que el escenario de demanda mínima en la época seca presenta el porcentaje de carga más alto de todos (alcanzando el 67% en la hora 22), superando incluso a los escenarios de máxima demanda. Esto podría deberse a la diferencia en el despacho de generación, ya que en la hora 22 (demanda mínima) se tiene un mayor aporte de la generación en la zona occidental y un bajo aporte en la zona central, como se muestra en el Cuadro 7.9 lo cual incrementa la carga del autotransformador de Nejapa.
- Por el contrario, para 2027, el escenario de demanda mínima en la época lluviosa es el más holgado, con cargas que apenas alcanzan el 54%. Este escenario es el de menor demanda de todos los analizado (Cuadro 6.1 a Cuadro 6.4), además tiene un aporte menor de la generación en la zona occidental y oriental del SEP (Cuadro 7.9).

4. Del análisis lineal:

- Para 2026 la generación³³ máxima en el nodo Acajutla es limitada por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo y por el disparo de una de las líneas ACAJ – SONS, que provoca la sobrecarga de la línea en paralelo. Adicionalmente, las otras contingencias que más impactan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – SANA – 01.
 - Disparo de la línea SONS – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – NEJA – 01/02.
- Para 2026 los elementos de transmisión que son afectados por las contingencias que limitan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Línea AHUA – EDP – 01/02.
 - Autotransformador 1/2 de NEJA.
 - Línea ACAJ – SONS – 01/02.
 - Línea OPIC – SONS – 01.
 - Línea AHUA-SANA – 01.
- Para 2026 la generación máxima estimada en el nodo Acajutla es de 650.77 MW.
- Para 2027 la generación máxima en el nodo Acajutla es limitada por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo. Adicionalmente, las otras contingencias que tienen impacto la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – SANA – 01.

³³ La generación en el nodo de Acajutla que se menciona en este análisis no se refiere a un PM generador en particular sino al total de lo inyectado por los PM que se encuentran conectados en dicha subestación.

- Disparo de la línea SONS – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – NEJA – 01/02.
- Para 2027 los elementos de transmisión que limitan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Autotransformador 1/2 de NEJA.
 - Línea AHUA – EDP – 01/02.
 - Línea ACAJ – SONS – 01/02.
 - Línea OPIC – SONS – 01.
 - Línea AHUA-SANA – 01.
 - Para 2027 la generación máxima estimada en el nodo Acajutla es de 499.28 MW.
 - Para 2026 la capacidad de exportación de El Salvador se ve limitada por:
 - Disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, que sobrecarga el autotransformador que queda en servicio.
 - Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
 - Para 2027 la capacidad de exportación de El Salvador se ve limitada por:
 - Disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, que sobrecarga el autotransformador que queda en servicio.
 - Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
 - Disparo de la línea SMAR – STOM – 01, que sobrecarga la línea SANT – NEJA – 01.
 - Para el escenario de demanda media de la época seca no se tienen limitantes a la exportación hacia Guatemala
 - Para 2026 los elementos de transmisión que limitan la capacidad de exportación de El Salvador son:
 - Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de 15SE.
 - Línea AHUA – EDP – 01.
 - Para 2027 los elementos de transmisión que limitan la capacidad de exportación de El Salvador son:
 - Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de 15SE.
 - Línea AHUA – EDP – 01.
 - Línea SANT – NEJA – 01.
 - Para 2026 y 2027 la capacidad de importación se ve limitada únicamente por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo.
5. Del análisis de contingencias con flujos AC y en régimen permanente:
- Para el 2026, en la condición sin transferencias, para los escenarios de demanda media y mínima de la época seca, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Al respecto se destaca:
 - Para el período de demanda media de la época seca, la sobrecarga del autotransformador remanente alcanza el 100% de su capacidad nominal cuando la demanda del sistema se sitúa

entre 1,170 MW y 1,180 MW, y supera el límite de operación normal (>100%) para demandas cercanas a 1,070 MW en el escenario de mínima.

- La época seca representa la condición operativa más crítica. En la época lluviosa de 2026, no se registran sobrecargas ni violaciones de voltaje en ninguno de los escenarios sin transferencias.
- Para el 2027, en la condición sin transferencias, se presentan las siguientes situaciones a destacar:
 - Para los escenarios de demanda media y mínima de la época seca, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA provoca la sobrecarga del equipo remanente, alcanzando valores de 103.98% y 106.28% respectivamente, replicando el patrón observado en 2026.
 - Para el escenario de demanda máxima de la época lluviosa, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA también provoca sobrecarga del equipo que permanece en servicio, alcanzando un 100.9% de su capacidad.
 - Para el escenario de demanda media de la época lluviosa, la contingencia SMAR-STOM provoca la sobrecarga de la línea NEJA-SANT-01, con un 100.64% de carga. Esta condición es perfectamente corregible en tiempo real.
- Para el 2026 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para los casos de demanda media y mínima de la época seca la importación es de 0 MW.
 - Para demanda máxima, la importación desde Guatemala es muy reducida: 10 MW en época seca y 30 MW en época lluviosa, limitada por la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
 - Para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala, sin que se presente ninguna contingencia limitante.
 - La única contingencia limitante, en todos los escenarios donde sí se registra importación, es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- Para el 2027 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que, para los casos de demanda media y mínima de la época seca, y de demanda máxima de la época lluviosa, la importación es de 0 MW.
 - Para el escenario de demanda media de la época lluviosa, también se tiene una importación de 0 MW, debido a que aún sin transferencias la contingencia SMAR-STOM causa sobrecargas en la línea NEJA-SANT-01.
 - Para demanda máxima de la época seca se tiene una importación baja de 20 MW.
 - Para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala, sin que se presente ninguna contingencia limitante.

- Para el 2026 en cuanto a la exportación hacia Guatemala podemos decir:
 - En todos los escenarios, excepto el de demanda mínima de la época seca, es posible exportar hasta 300 MW hacia Guatemala. En el escenario de demanda mínima de la época seca, la sobrecarga preexistente en el autotransformador de NEJA impide cualquier nivel de exportación.
 - La máxima generación en ACAJ es de 557.04 MW y se da en demanda máxima de la época lluviosa.
- Para el 2027 en cuanto a la exportación hacia Guatemala podemos decir:
 - Al igual que en 2026, en todos los escenarios, excepto el de demanda mínima de la época seca, es posible alcanzar una exportación de 300 MW. En el escenario de demanda media de la época lluviosa, la contingencia limitante es el disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, con un límite de exportación de 160 MW.
 - La máxima generación en ACAJ es de 557.04 MW y se da en demanda máxima de la época lluviosa.
- Para el 2026 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para los casos de demanda media y mínima de la época seca la importación es de 0 MW.
 - Para demanda máxima, la importación desde Honduras es muy reducida: 10 MW en época seca y 30 MW en época lluviosa.
 - Para demanda media de la época lluviosa es posible importar hasta 90 MW desde Honduras, y para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 300 MW, sin contingencias limitantes.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- Para el 2027 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que, para los casos de demanda media y mínima de la época seca, y de demanda máxima de la época lluviosa, la importación es de 0 MW.
 - Para la demanda media de la época lluviosa, también se tiene una importación de 0 MW, por la contingencia SMAR-STOM que sobrecarga la línea NEJA-SANT-01, aún sin transferencias.
 - Para demanda máxima de la época seca se tiene una importación baja de 20 MW.
 - Para demanda mínima de la época lluviosa es posible importar hasta 290 MW desde Honduras, siendo la contingencia limitante el disparo de uno de los autotransformadores de NEJA.
 - Al comparar los resultados del 2026 con el 2027, si bien la capacidad de importación desde Honduras en el escenario de demanda mínima lluviosa disminuye ligeramente de 300 MW a 290 MW, los cambios en el despacho de generación producto de los proyectos incorporados

en 2027 implican una reducción de la carga en los autotransformadores de NEJA, lo que se observa en la menor cargabilidad poscontingencia registrada.

- Para el 2026 en cuanto a la exportación hacia Honduras podemos decir:
 - Para el caso de demanda mínima de la época seca, la sobrecarga preexistente en el autotransformador de NEJA impide cualquier nivel de exportación.
 - Para demanda máxima y media de la época seca, la exportación queda limitada a 230 MW y 250 MW respectivamente, por el disparo de una de las líneas EDP-AHUA que sobrecarga la que queda en servicio.
 - Para los tres escenarios de la época lluviosa y el de demanda máxima de la época seca, la exportación hacia Honduras alcanza o supera los 220 MW, llegando al límite de 300 MW en los escenarios de media y mínima lluviosa, sin contingencias limitantes.
 - La máxima generación en ACAJ es de 548.06 MW y se da en demanda máxima de la época lluviosa.
- Para el 2027 en cuanto a la exportación hacia Honduras podemos decir:
 - Para los tres escenarios de la época seca, la contingencia limitante es el disparo de una de las líneas EDP-AHUA, con límites de exportación de 220 MW (demanda máxima), 270 MW (demanda media) y 180 MW (demanda mínima).
 - Para los tres escenarios de la época lluviosa es posible alcanzar el límite máximo de 300 MW, sin que se presenten contingencias limitantes.
 - En general, para el 2027 se observa una mejora en la capacidad de exportación hacia Honduras en la época seca respecto al 2026, con valores de límite más altos en los escenarios de media y mínima demanda, consistente con la disminución de la carga en los autotransformadores de NEJA.
 - La máxima generación en ACAJ es de 557.04 MW y se da en demanda máxima de la época lluviosa.
- En el 2026 del análisis de sensibilidad realizado para las capacidades de transferencia de la época seca podemos decir que:
 - En general, a mayor demanda nacional, menor es la capacidad de importación disponible.
 - La capacidad de exportación total se mantiene invariablemente en el límite de 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda analizado, tanto para los escenarios de demanda máxima como media.
 - En el escenario de demanda media de la época seca, existe un umbral crítico de demanda alrededor de los 1,080-1,090 MW, a partir del cual la capacidad de importación tiende a cero en ambos sentidos de transferencia (desde Honduras y desde Guatemala).

- En el escenario de demanda mínima de la época seca, la capacidad de importación muestra su condición más restrictiva: la curva de importación inicia su descenso desde niveles bajos de demanda (alrededor de 890 MW) y se anula completamente antes de los 1,070 MW.
- El sentido Sur-Norte, correspondiente a la exportación hacia Guatemala e importación desde Honduras, consistentemente mantiene o supera la capacidad del sentido Norte-Sur (NS) en los escenarios de exportación, lo que refleja una asimetría estructural entre sentidos de transferencia.
- En el 2027 del análisis de sensibilidad realizado para las capacidades de transferencia de la época seca podemos decir que:
 - En general, a mayor demanda nacional, menor es la capacidad de importación disponible.
 - La capacidad de exportación total se mantiene en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda analizado en los escenarios de máxima y media demanda de la época seca, idéntico al comportamiento del 2026.
 - El umbral crítico de demanda para la disminución de la importación se mantiene en torno a los 1,080-1,090 MW en el escenario de demanda media, coincidiendo con el observado en 2026.
 - En el escenario de demanda mínima de la época seca de 2027, se observa una mejora cualitativa significativa respecto al 2026: la capacidad de exportación total en la hora 22 se mantiene en 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda, mientras que en 2026 llegaba a cero. Este incremento probablemente se deba a los cambios en el despacho de generación como resultado del fin del mantenimiento de la unidad 2 de 15SE que se incorpora en el 2027.
 - Se observa una ligera mejora en la capacidad de importación bajo condiciones de alta demanda en 2027 respecto a 2026 (por ejemplo, en demanda máxima seca, la importación en la hora 17 pasa de 80 MW a 100 MW, y en la hora 19 de 10 MW a 20 MW).
- En el 2026 del análisis de sensibilidad para la época lluviosa podemos decir que:
 - La capacidad de exportación total se mantiene en el límite de 300 MW en todos los escenarios de demanda máxima y media.
 - El escenario de demanda mínima de la época lluviosa de 2026 es el de mayor holgura operativa de todo el conjunto analizado: tanto la exportación como la importación en ambos sentidos (NS y SN) se mantienen en el límite máximo de 300 MW a lo largo de todo el rango de demanda, sin que se registre ninguna contingencia limitante.
 - En el escenario de demanda media de la época lluviosa, la contingencia limitante para la exportación es el disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, lo que constituye una diferencia respecto a los escenarios de la época seca donde la limitante es la línea EDP-AHUA.
 - En la exportación por sentido del escenario de demanda media de la época lluviosa de 2026, el sentido SN muestra un comportamiento inusual de capacidad creciente con la demanda. Esto se explica porque, con el aumento de la demanda nacional, la generación de la zona

oriental no aumenta por encontrarse en su máxima capacidad, lo que reduce el flujo excedente por los transformadores de 15SE.

- En el 2027 del análisis de sensibilidad para la época lluviosa podemos decir que:
 - En el escenario de demanda media de la época lluviosa de 2027, la exportación en la hora 11 (877 MW) alcanza apenas 110 MW —el valor más bajo registrado en cualquier escenario de demanda media de todos los analizados—, a diferencia del 2026 donde alcanzaba 300 MW. Esta diferencia se debe a que en 2027 se cuenta con las dos unidades de la central hidroeléctrica de 15 de Septiembre y la generación del proyecto El Icacal, lo que concentra mayor generación en el oriente del país y aumenta el flujo por los transformadores de 15SE.
 - En la demanda máxima de la época lluviosa de 2027, la importación en la hora 21 cae a 40 MW, la mitad del valor de 2026 (80 MW), evidenciando una mayor restricción para la importación bajo alta demanda lluviosa.
 - La capacidad de exportación total en los escenarios de demanda máxima y mínima de la época lluviosa de 2027 se mantiene en 300 MW, idéntico al comportamiento de 2026.
 - En general, al comparar los resultados de 2026 con los de 2027 en ambas épocas, se observa que los cambios en el despacho de generación producto de los nuevos proyectos incorporados en 2027 introducen diferencias tanto favorables como desfavorables en las capacidades de transferencia, dependiendo del escenario analizado.

6. Del análisis de estabilidad de voltaje:

- No se observan condiciones de inestabilidad de voltaje.
- En todos los escenarios analizados los nodos con menores reservas de potencia reactiva tienen un voltaje de colapso menor o igual a 0.6 p.u., lo cual implica que no existe riesgo de colapso de voltaje debido a que la tensión poscontingencia de los mismos se encuentra superior a 0.9 p.u.; es decir que estos nodos en condición poscontingencia operan alejados del voltaje de colapso y tienen una reserva de potencia reactiva mayor a 44 Mvar.
- En la Figura 10.4.2 y en la Figura 10.4.4 se muestra la curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para los escenarios del 2026 y 2027, respectivamente, en ellas se observa que en el 95% de los casos simulados se tiene una reserva de potencia reactiva mayor a 97.46 Mvar; que en condiciones postcontingencia se considera un margen adecuado de potencia reactiva para el control de la tensión en los nodos monitoreados.
- Los nodos con menor reserva de reactivos son:
 1. GUAJ-115
 2. OZAT-115
 3. TECO-115
 4. CHIN-115
 5. SMIG-115
 6. SANA-115
 7. NCUS-115
 8. SBAR-115
 9. OPIC-115
 10. SMAT-115
- Las contingencias con mayor impacto en la estabilidad de voltaje son:

1. SANT-NEJA
2. ANTA
3. SMAT-OPIC
4. VOLC-NCUS
5. AHUA-SANA
6. SOYA-NEJA
7. ACAJ-ATEO
8. CGRA-U1
9. SMAR-STOM
10. VOLC-SANT
11. SANT-NEJA
12. SMAT-OPIC
13. AHUA-SANA
14. VOLC-NCUS
15. INTR_HOND_NNC
16. SOYA-NEJA
17. NEJA_AUTOTF1
18. ACAJ-ATEO
19. CGRA-U1
20. SMAR-STOM

7. Del análisis de estabilidad dinámica y transitoria:

- No hay generadores que pierdan sincronismo, manteniendo la coherencia durante todo el período de simulación, para todas las contingencias examinadas.
- Los distanciamientos relativos que se forman entre los ángulos de potencia de los generadores, en la mayoría de las contingencias no son mayores de ± 60 grados y para los casos en que sí, no se observan problemas de pérdidas de sincronismo.
- Las desviaciones de frecuencia no alcanzan el umbral para activar el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, y la frecuencia se recupera dentro de la banda de operación normal.
- Los voltajes de los nodos monitoreados se recuperan rápidamente, no hay problemas de colapso de tensión.
- Se presentan grandes flujos de potencia en las líneas de transmisión monitoreadas al momento de simular fallas en líneas cercanas; pero los flujos disminuyen al liberar la falla. En general, el flujo de potencia en MVA, en postcontingencia, no sobrepasan los límites térmicos de las líneas de transmisión y presenta oscilaciones que son atenuadas.
- Las fallas trifásicas simuladas en la barra de NEJA-115 son las que causan una mayor disminución del voltaje en las barras monitoreadas, durante el transitorio.
- No se observan problemas de estabilidad cuando las fallas son liberadas correctamente por las protecciones de distancia en zona 1 (6 ciclos).

8. Del análisis de Hueco de Tensión:

- En general, en todas las simulaciones se observó que el comportamiento del voltaje en los nodos de conexión de las plantas solares fotovoltaicas es menos exigente que la característica de Hueco de Tensión solicitada en el reglamento, por lo que bajo estos escenarios no debería producirse la desconexión de estas plantas.

Por lo tanto, se recomienda:

- Seguir analizando soluciones para disminuir la carga de los autotransformadores de Nejapa, ya que incluso en situaciones sin transferencias se pueden presentar sobrecargas ante la pérdida de uno de ellos.
- Finalizar el proyecto de Smartvalves porque:
 - Con el planificado a instalar en los autotransformadores de 15SE se espera que disminuyan la sobrecarga de los autotransformadores de 15 de Septiembre en escenarios de exportación e importación, ante la pérdida de uno de ellos.
 - Con el planificado a instalar en la línea NEJA-SANT-01 se espera que disminuyan la sobrecarga de esta línea en escenarios de exportación e importación, ante la pérdida la línea SMAR-STOM-01.
- Se considera necesario que las plantas solares fotovoltaicas que se encuentran conectadas en la red de distribución cumplan este mismo requisito sobre los huecos de tensión, para asegurar que no se desconectarán innecesariamente y que esto no provocará problemas en la operación del SEP por la pérdida de generación que implica.