



Ministerio de
Energía y Minas

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

2026-2050



PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2026 - 2050

AUTORIDADES

César Bernardo Arévalo de León
Presidente de la República de Guatemala

Víctor Hugo Ventura Ruiz
Ministro de Energía y Minas

Juan Fernando Castro Martínez
Viceministro de Energía y Minas encargado del
Área Energética

Erwin Rolando Barrios Torres
Viceministro de Energía y Minas encargado del
Área de Minería e hidrocarburos

Luis Haroldo Pacheco Gutiérrez
Viceministro de Desarrollo Sostenible

Luis Manuel Pérez Archila
Director General de Energía

EQUIPO DE TRABAJO

Gabriel Velásquez
Jefe Unidad de Planeación Energético Minero

Área Técnica
Alexander Escobar
Hector Orozco
María Gomez

Salvo indicación en contrario, el contenido de esta publicación puede ser utilizado, compartido, copiado, reproducido, impreso o almacenado libremente, siempre que se otorgue el reconocimiento correspondiente al MEM como fuente y titular de los derechos de autor. El material incluido en esta publicación que pertenezca a terceros puede estar sujeto a condiciones de uso y restricciones adicionales, por lo que podría ser necesario obtener la autorización previa de dichos terceros antes de emplearlo.

CITA

MEM (2026), Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2026 - 2050, Ministerio de Energía y Minas, Guatemala, enero.

ÍNDICE

ACRÓNIMOS.....	8
PRESENTACIÓN.....	9
OBJETIVOS.....	10
GENERAL	10
ESPECÍFICOS	10
1. PREMISAS DE PLANIFICACIÓN DEL -STEE-	11
2. METODOLOGÍA.....	12
3. PROCEDIMIENTO DE DETERMINACIÓN DE OBRAS DEL SISTEMA PRINCIPAL	13
4. ACTIVOS DE LA RED DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	14
4.1. ACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR AGENTE	16
4.2. ACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 69 kV	17
4.3. ACTIVOS DE SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 138 kV.....	18
4.4. ACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 230 kV.....	19
4.5. ACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 400 kV.....	20
5. CONFLICTIVIDAD SOCIAL POR PROYECTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA	23
6. CONEXIONES NUEVAS POR PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL	25
7. ASPECTOS GENERALES DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	27
7.1 ANALISIS DE CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN DE DEMANDA EN LAS BARRAS DEL SNI	27
7.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	28
8. SOLUCIONES DE CONECTIVIDAD PARA LA RED DE TRANSPORTE A CORTO PLAZO	30
9. PROYECTOS DE GENERACIÓN CONSIDERADOS EN LA PLANIFICACIÓN STEE	34
10. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	35
10.1 ANALISIS CORTO PLAZO 2030.....	44
10.2 ANALISIS MEDIANO PLAZO 2035	49
11. OBRAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	56
11.1 OBRAS A CORTO PLAZO	56
11.1.1 OBRAS A CORTO PLAZO 69 kV y 138 kV.....	56
11.1.2 OBRAS A CORTO PLAZO 230 kV	67
11.1.3 OBRAS A CORTO PLAZO 400 kV	69
11.2 OBRAS A MEDIANO PLAZO	71
11.2.1 OBRAS A MEDIANO PLAZO 69 kV y 138 kV.....	71
11.2.2 OBRAS A MEDIANO PLAZO 230 kV	80
11.2.3 OBRAS A MEDIANO PLAZO 400 kV	80
11.3 OBRAS A LARGO PLAZO.....	82
11.3.1 OBRAS A LARGO PLAZO 69 kV y 138 kV.....	82
11.3.2 OBRAS A LARGO PLAZO 230 kV	89
11.3.3 OBRAS A LARGO PLAZO 400 kV	89
11.4 COMPENSACIÓN REACTIVA	91
12. OBRAS PRIORITARIAS PARA EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	92
CRITERIOS IMPORTANTES DE LAS OBRAS PROPUESTAS	112
CONCLUSIONES	113
RECOMENDACIONES	115



ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Participación de los sectores en subestaciones eléctricas del SNI	14
Gráfica 2. Número de subestaciones eléctricas por voltaje del SNI.....	15
Gráfica 3. Kilómetros de líneas de transmisión eléctrica por voltaje del SNI.....	15
Gráfica 4. Participación de los sectores en líneas de transmisión del SNI.....	16
Gráfica 5. Participación de los agentes en subestaciones eléctricas del SNI	16
Gráfica 6. Participación de los agentes en líneas de transmisión del SNI.....	17
Gráfica 7. Participación de los agentes en subestaciones eléctricas de 69 kV.....	17
Gráfica 8. Participación de los agentes en líneas de transmisión de 69 kV	18
Gráfica 9. Participación de los agentes en subestaciones eléctricas de 138 kV	18
Gráfica 10. Participación de los agentes en líneas de transmisión de 138 kV.....	19
Gráfica 11. Participación de los agentes en subestaciones eléctricas de 230 kV.....	19
Gráfica 12. Participación de los agentes en líneas de transmisión de 230 kV.....	20
Gráfica 13. Participación de los agentes en activos de transmisión de 400 kV	20
Gráfica 14. Barras con cambios de demanda (MW), demanda máxima.....	27
Gráfica 15. Proyección de la demanda eléctrica nacional (MW) en el periodo de 2025-2050	28
Gráfica 16. Cronograma de proyectos de generación considerados, por tipo de tecnología.	34

ÍNDICE DE TABLAS

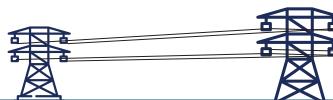
Tabla 1. Nodos con tensión cercanos al límite permitido 2025.....	37
Tabla 2. Líneas de transmisión con cargabilidad cercana al límite permitido, 2025.....	37
Tabla 3. Transformadores con cargabilidad cercana al límite permitido, 2025.....	39
Tabla 4. Transformadores con cargabilidad cercana al límite permitido, 2025, región metropolitana.....	39
Tabla 5. Nodos fuera de límite permitido, demanda máxima 2027.....	40
Tabla 6. Líneas con cargabilidad por encima del 75%, demanda máxima 2027	41
Tabla 7. Líneas con cargabilidad por encima del 75%, demanda máxima 2027, área metropolitana.....	41
Tabla 8. Transformadores con cargabilidad por encima del 75 %, demanda máxima 2027	43
Tabla 9. Transformadores con cargabilidad por encima del 75%, demanda máxima 2027, región metropolitana.....	44
Tabla 10. Tensión nodos fuera del límite permitido, demanda máxima 2030	45
Tabla 11. Transformadores fuera del límite permitido, demanda máxima 2030.....	46
Tabla 12. Líneas de transmisión fuera del rango permitido, demanda máxima 2030	48
Tabla 13. Nodos con tensión fuera del rango permitido, demanda máxima 2035	49
Tabla 14. Transformadores fuera del rango permitido, demanda máxima 2035	53
Tabla 15. Líneas de transmisión fuera del rango permitido, demanda máxima 2035	55
Tabla 16. Subestaciones eléctricas de 69 kV y 138 kV a corto plazo	57
Tabla 17. Ampliación de subestaciones de 69 kV y 138 kV a corto plazo.....	58
Tabla 18. Líneas de transmisión de 69 kV y 138 kV a corto plazo	60
Tabla 19. Subestaciones eléctricas de 230 kV a corto plazo.....	67
Tabla 20. Ampliación de subestaciones eléctricas de 230 kV a corto plazo	67
Tabla 21. Líneas de transmisión de 230 kV a corto plazo	68
Tabla 22. Subestaciones eléctricas de 400 kV a corto plazo.....	69
Tabla 23. Líneas de transmisión de 400 kV a corto plazo	69
Tabla 24. Subestaciones eléctricas de 69 kV y 138 kV a mediano plazo.....	72
Tabla 25. Ampliaciones de subestaciones eléctricas de 69 kV y 138 kV a mediano plazo	73
Tabla 26. Líneas de transmisión de 69 kV y 138 kV a mediano plazo	73
Tabla 27. Subestaciones eléctricas 230 kV a mediano plazo	80
Tabla 28. Líneas de transmisión 230 kV a mediano plazo	80
Tabla 29. Subestaciones eléctricas 400 kV a mediano plazo	80
Tabla 30. Líneas de transmisión 400 kV a mediano plazo	80
Tabla 31. Subestaciones eléctricas de 69 kV y 138 kV a largo plazo	83
Tabla 32. Ampliaciones de subestaciones eléctricas 69 kV y 138 kV a largo plazo	83
Tabla 33. Líneas de transmisión de 69 kV y 138 kV	84
Tabla 34. Subestaciones eléctricas 230 kV a largo plazo	89
Tabla 35. Líneas de transmisión 230 kV a largo plazo	89
Tabla 36. Subestaciones eléctricas 400 kV a largo plazo	89
Tabla 37. Líneas de transmisión 400 kV a largo plazo	89
Tabla 38. Compensación reactiva necesaria	91
Tabla 39. Subestaciones eléctricas prioritarias 230 kV y 400 kV.....	92



Tabla 40. Líneas de transmisión prioritarias 230 kV y 400 kV.....	92
Tabla 41. Ampliaciones prioritarias 230 kV y 400 kV.....	93
Tabla 42. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región central.....	95
Tabla 43. Líneas de transmisión prioritarias de la región central.....	95
Tabla 44. Ampliaciones prioritarias de la región central.....	95
Tabla 45. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región metropolitana.....	97
Tabla 46. Líneas de transmisión prioritarias de la región metropolitana.....	97
Tabla 47. Ampliaciones prioritarias de la región metropolitana.....	97
Tabla 48. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región noroccidente.....	99
Tabla 49. Líneas de transmisión prioritarias de la región noroccidente.....	99
Tabla 50. Ampliaciones prioritarias de la región noroccidente.....	99
Tabla 51. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región nororiente.....	101
Tabla 52. Líneas de transmisión eléctrica prioritarias de la región nororiente.....	101
Tabla 53. Ampliaciones prioritarias de la región nororiente.....	101
Tabla 54. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región norte.....	103
Tabla 55. Líneas de transmisión prioritarias de la región norte.....	103
Tabla 56. Ampliaciones prioritarias de la región norte.....	103
Tabla 57. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región Petén.....	105
Tabla 58. Líneas de transmisión prioritarias de la región petén.....	105
Tabla 59. Ampliaciones prioritarias de la región petén.....	105
Tabla 60. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región suroccidente.....	107
Tabla 61. Líneas de transmisión prioritarias de la región suroccidente.....	107
Tabla 62. Ampliaciones prioritarias de la región suroccidente.....	107
Tabla 63. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región suroriente.....	110
Tabla 64. Líneas de transmisión prioritarias de la región suroriente.....	110
Tabla 65. Ampliaciones prioritarias de la región suroriente.....	110

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1. Activos de transmisión de la red de 69 kV y 400 kV del SNI.....	21
Mapa 2. Activos de transmisión de la red de 138 kV y 230 kV del SNI.....	22
Mapa 3. Conflictividad social por obras de transmisión.....	24
Mapa 4. Conexiones nuevas por proyectos de electrificación rural.....	26
Mapa 5. Cargabilidad de las líneas de transmisión de 138 kV y 230 kV, DMAX 2025.....	38
Mapa 6. Cargabilidad de las líneas de transmisión de 138 kV y 230 kV, DMAX 2027.....	42
Mapa 7. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV.....	56
Mapa 8. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Metropolitana.....	63
Mapa 9. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Central.....	63
Mapa 10. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Petén.....	64
Mapa 11. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Noroccidente.....	64
Mapa 12. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Nororiente.....	65
Mapa 13. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Norte.....	65
Mapa 14. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroccidente.....	66
Mapa 15. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroriente.....	66
Mapa 16. Obras a corto plazo 230 kV y 400 kV.....	70
Mapa 17. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV.....	71
Mapa 18. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Metropolitana.....	76
Mapa 19. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Central.....	76
Mapa 20. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Petén.....	77
Mapa 21. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Noroccidente.....	77
Mapa 22. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Nororiente.....	78
Mapa 23. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Norte.....	78
Mapa 24. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroccidente.....	79
Mapa 25. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroriente.....	79
Mapa 26. Obras a mediano plazo 230 kV y 400 kV.....	81
Mapa 27. Obras a largo plazo 69kV y 138 kV.....	82
Mapa 28. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Metropolitana.....	85
Mapa 29. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Central.....	85
Mapa 30. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Petén.....	86
Mapa 31. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Noroccidente.....	86



Mapa 32. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Nororiente.....	87
Mapa 33. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Norte.....	87
Mapa 34. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroccidente.....	88
Mapa 35. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroriente.	88
Mapa 36. Obras a largo plazo 230 kV y 400 kV.	90

ÍNDICE DE UNFILARES

Diagrama Unifilar 1. Obras 230 kV y 400 kV	95
Diagrama Unifilar 2. Región Central.	97
Diagrama Unifilar 3. Región Metropolitana.....	99
Diagrama Unifilar 4. Región Noroccidente.....	101
Diagrama Unifilar 5. Región Nororiente.	103
Diagrama Unifilar 6. Región Norte.	105
Diagrama Unifilar 7. Región Petén.	107
Diagrama Unifilar 8. Región Suroccidente.	110
Diagrama Unifilar 9. Región Suroriente.	112



ACRÓNIMOS

%	Porcentaje
AGTE	Asociación Guatemalecta de Transportistas de Electricidad
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
BESS	Battery Energy Storage Systems (Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías)
CB	Caso Base
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CP	Caso Proyecto
CTPET	Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión
DMAX	Demanda máxima
DMIN	Demanda mínima
EBBIS	EEB Ingeniería y Servicios, S.A.
EPR	Empresa Propietaria de la Red, S.A.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
Km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
LT	Líneas de Transmisión
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MW	Mega Watt
MVA	Mega Volt Amper
NTSD	Norma Técnica del Servicio de Distribución
ORAZUL	Orazul Energy Guatemala Transco, Limitada
PU	Valor por Unidad
RECSA	Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A.
SNI	Sistema Nacional Interconectado
STEE	Sistema de Transporte de Energía Eléctrica
TRANSNORTE	Transporte de Energía Eléctrica del Norte
TRANSNOVA	Transmisora de Energía Renovable, S.A.
TRANSESUSA	Transportes Eléctricos del Sur, S.A.
TRECSEA	Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A.
TRELEC	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A.
TREO	Transporte de Electricidad de Occidente
UPEM	Unidad de Planeación Energético Minero



PRESENTACIÓN

El Gobierno de Guatemala, a través del Ministerio de Energía y Minas, presenta el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2026-2050, en cumplimiento a lo estipulado en el artículo 54, del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Este Plan es un instrumento estratégico para orientar la expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica del país a través de los mecanismos que contempla la Ley General de Electricidad (proceso de licitación abierta o por modalidad de iniciativa propia), un suministro seguro, confiable y de calidad, en alineación con los objetivos nacionales.

Es de vital importancia que el país cuente con una infraestructura de transporte de energía eléctrica, con confiabilidad y seguridad operativa en todos los niveles de tensión, ya que este conjunto de elementos representa un eslabón fundamental en la cadena de suministro de energía eléctrica, al ser el medio de conexión entre la generación y la demanda nacional.

La planificación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica -STEE- responde a la necesidad de atender el crecimiento de la demanda, la conexión de nuevos usuarios mediante proyectos de electrificación rural, la adición de plantas de generación y las oportunidades de interactuar con los mercados eléctricos de los países vecinos por medio de exportaciones e importaciones de energía eléctrica. Estos aspectos constituyen señales clave para evaluar las condiciones de operación del sistema y determinar las regiones que requieren refuerzos en los períodos analizados.

El presente Plan se encuentra alineado con los compromisos establecidos en la Política Energética 2013-2027, Política Energética 2019-2050, los planes de electrificación rural, la Política General de Gobierno 2024-2028 y el Plan Nacional de Desarrollo K'atun 2032, considera un horizonte de estudio al año 2050, seccionado en propuestas estratégicas a corto, mediano y largo plazo, reafirmado el compromiso del marco institucional del subsector eléctrico para que la red de transporte eléctrico acompañe al desarrollo económico de la población guatemalteca.



OBJETIVOS

GENERAL

Determinar los requerimientos de expansión de la infraestructura de la red de transporte de energía eléctrica a nivel nacional, para garantizar un suministro de energía eléctrica continuo, de calidad, y confiable, impulsando el desarrollo económico y social del país ante el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

ESPECÍFICOS

- * Identificar obras estratégicas en el corto, mediano y largo plazo que permitan la expansión del sistema de transporte eléctrico, en coherencia con las políticas energéticas y objetivos de desarrollo nacional.
- * Identificar y priorizar la infraestructura de transporte y transformación de energía eléctrica que conformará la próxima licitación abierta y la cartera de obras candidatas a ejecutar por iniciativa propia.
- * Proporcionar una propuesta de red que permita una operación óptima del sistema nacional interconectado.
- * Coadyuvar al aumento del acceso a la energía eléctrica nacional, especialmente en zonas rurales y fronterizas.
- * Impulsar la integración regional, a través del fortalecimiento de la infraestructura necesaria para la interconexión eléctrica con países vecinos para facilitar transacciones de energía eléctrica, incrementando la seguridad energética.
- * Garantizar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, para el cumplimiento de los aspectos establecidos en la Norma Técnica del Servicio de Distribución (NTSD), incorporando obras y refuerzos de obras de transmisión que aseguren la continuidad operativa y la resiliencia del sistema ante contingencias.
- * Contribuir a la eficiencia energética del sistema de transmisión mediante la reducción de pérdidas eléctricas, coadyuvando a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- * Promover el desarrollo industrial y productivo, mediante la disponibilidad de infraestructura de transporte de energía eléctrica confiable y de calidad, como soporte para el crecimiento de la actividad económica, el comercio, el turismo y la generación de empleo.
- * Favorecer la competitividad nacional, mediante el diseño de un sistema de transporte eléctrico eficiente, seguro y de largo plazo que optimice recursos y propicie un entorno favorable para la inversión nacional y extranjera.



1. PREMISAS DE PLANIFICACIÓN DEL -STEE-

Para realizar la selección de refuerzos contenidos en el presente plan se ha establecido un conjunto de premisas que constituyen los supuestos técnicos y estratégicos, las mismas garantizan la alineación del análisis con la normativa vigente, con los planes de expansión de transporte anteriores, condiciones operativas del sistema eléctrico nacional, requerimientos de los agentes transportistas, proyectos de generación propuestos en el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación, asegurando que las obras propuestas respondan de manera oportuna a las necesidades del país.

A continuación, se describen las premisas consideradas:

- * Listado de refuerzos del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2024-2054.
- * Proyectos de transporte de energía eléctrica adjudicados: PET-1-2009 y del PETNAC 2014.
- * Propuestas y recomendaciones del Administrador del Mercado Mayorista.
- * Proyectos solicitados por iniciativa propia por los agentes.
- * Propuestas de refuerzos de agentes transportistas a través de la Asociación Guatemalteca de Transportistas de Electricidad -AGTE-
- * Propuesta de refuerzos necesarios para el Fortalecimiento del Mercado Eléctrico Regional determinadas por el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión -CTPET- para Guatemala.
- * Adición de demanda resultante de la conexión de nuevos usuarios por proyectos de electrificación rural y proyectos industriales con solicitud de conexión a la red.
- * Reportes de los agentes transportistas con el perfil de carga de los transformadores de las subestaciones eléctricas y las proyecciones de crecimiento de las demandas.
- * Proyección de la demanda de energía eléctrica.
- * Cronograma de la entrada de las centrales de generación obtenido en el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2026-2050.
- * Estacionalidad: época seca y época húmeda.
- * Proyectos incluidos en el proceso de licitación PET-3-2025 y obras de dicho proceso que sean ejecutadas por iniciativa propia.
- * Programación de largo plazo 2025 – 2026, del Administrador del Mercado Mayorista.



2. METODOLOGÍA

La metodología empleada para la elaboración del presente plan se fundamenta en lo dispuesto en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, el cual establece que: El Plan de expansión del Sistema de Transporte debe elaborarse cada dos años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez años; debiendo considerar los proyectos de generación en construcción y aquellos que presenten evidencias de que entrarán dentro del horizonte de estudio indicado.

En la primera parte del proceso de planificación se solicitó información de la operación del Sistema Nacional Interconectado al Administrador del Mercado Mayorista, así mismo se realizó la solicitud de requerimientos de transporte identificados, proyectos autorizados por iniciativa propia, propuesta de refuerzos a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), propuesta de refuerzos y obras solicitadas por iniciativa propia a los agentes transportistas a través de la Asociación Guatimalteca de Transportistas de Electricidad, revisión de las obras propuesta por el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión -CTPET- para el país.

Con la recopilación de la información proveniente de planes de expansión anteriores, proyectos adjudicados, cronogramas de nuevas centrales de generación, proyectos por iniciativa propia y proyección de la demanda eléctrica, por medio del software NEPLAN V10, se realizó un análisis preliminar de la red de transmisión eléctrica nacional, con el objetivo de evaluar las condiciones operativas en nodos, transformadores y líneas de transmisión, permitiendo la identificación de las necesidades de refuerzos.

Para el análisis de los flujos de carga se consideran escenarios de estacionalidad (época húmeda y época seca). Con base en estos escenarios se determinan las necesidades de expansión de la red, priorizando aquellas obras que aseguren la confiabilidad del servicio, la continuidad de la operación y la incorporación de nueva generación, tomando en cuenta las condiciones de crecimiento de la demanda.

Posteriormente de la identificación de requerimientos de refuerzos de transporte, del listado de proyectos se determinaron las obras que deben ser consideradas a corto plazo, de acuerdo a criterios: niveles de tensión dentro de los rangos permitidos, cargabilidad de transformadores y líneas existentes, indisponibilidades y adición de nueva demanda de acuerdo a la planificación de conexión de nuevos usuarios, proporcionada de la Gerencia de Electrificación Rural y Obras del Instituto Nacional de Electrificación INDE.

Finalmente se determinaron las obras que el sistema de transporte requiere ante la adición de nueva generación y crecimiento de la demanda a mediano plazo. Las obras restantes se consideraron como necesarias para ser propuestas a largo plazo, de acuerdo al criterio de en un futuro tener una infraestructura de transporte integral, mallada que brinde además de confiabilidad, selectividad, conectividad y una operación de acuerdo a los requerimientos de la demanda.



3. PROCEDIMIENTO DE DETERMINACIÓN DE OBRAS DEL SISTEMA PRINCIPAL

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 6 de la Ley General de Electricidad, emitió la Resolución CNEE-30-98, en la cual se aprueba la metodología y el procedimiento para definir las obras que forman parte del Sistema Principal y Sistema Secundario de Transporte de Energía Eléctrica. Esta resolución constituye el marco normativo que orienta la identificación, clasificación y actualización de la infraestructura que integra el Sistema Nacional Interconectado.

El procedimiento establece que se debe elaborar un modelo eléctrico del Sistema Nacional Interconectado, a través del cual se simulan flujos de carga para determinar el grado de utilización de cada línea de transmisión. La metodología contempla lo siguiente:

- * La identificación de nodos de consumo y generación estratégicos dentro de la red, considerando que sean de un voltaje de 230 kV o mayor, que se encuentra en la parte maillada del Sistema Nacional Interconectado y que cuenta con una capacidad instalada de transformación mayor de 100 MW.
- * La simulación de escenarios de inyección de generación en los distintos nodos con una potencia igual a las demandas en los nodos de consumo a los cuales se les restan 10 MW.
- * El análisis de los flujos de potencia, con el fin de determinar el grado de utilización de cada línea de transmisión.
- * La clasificación de líneas como Sistema Principal si su nivel de participación en la transferencia de potencia es mayor al 70% o Sistema Secundario si su participación es menor.
- * En cuanto a subestaciones, se consideran parte del Sistema Principal aquellas que conectan líneas del sistema secundario con el principal, o que operan en diferentes niveles de tensión conectando líneas que en ambas tensiones formen parte del sistema principal. Asimismo, en el caso de subestaciones que conectan líneas de distinto voltaje del Sistema Secundario y Sistema Principal, únicamente se reconoce como parte del Sistema Principal la barra asociada a la línea del Sistema Principal, excluyendo el transformador.

La determinación de obras del Sistema Principal es un paso esencial posterior a la publicación del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, ya que delimita las obras que podrán ser producto de una o más licitaciones en el corto plazo, en función del crecimiento de la demanda y de la incorporación de nueva generación.

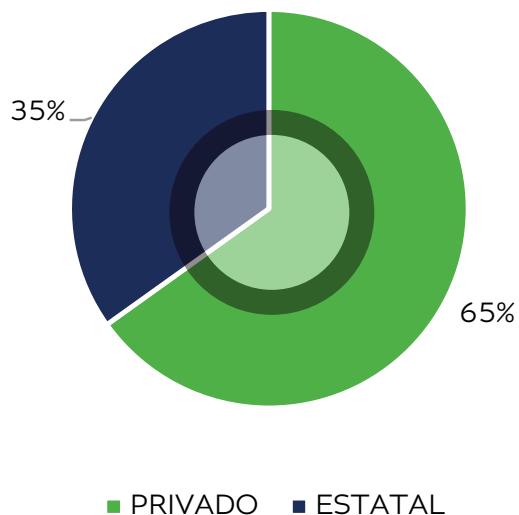


4. ACTIVOS DE LA RED DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) está integrado por las líneas de transmisión y subestaciones eléctricas que garantizan la interconexión entre los centros de generación y los principales centros de consumo.

Actualmente el sistema cuenta con subestaciones eléctricas distribuidas en diferentes niveles de tensión, operadas tanto por agentes privados como por el agente estatal, el Instituto Nacional de Electrificación -INDE- por medio de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica -ETCEE-. Del total de subestaciones en los diferentes niveles de voltajes, el 65% pertenece al sector privado y el 35 % pertenece al sector estatal como se muestra en la Gráfica 1:

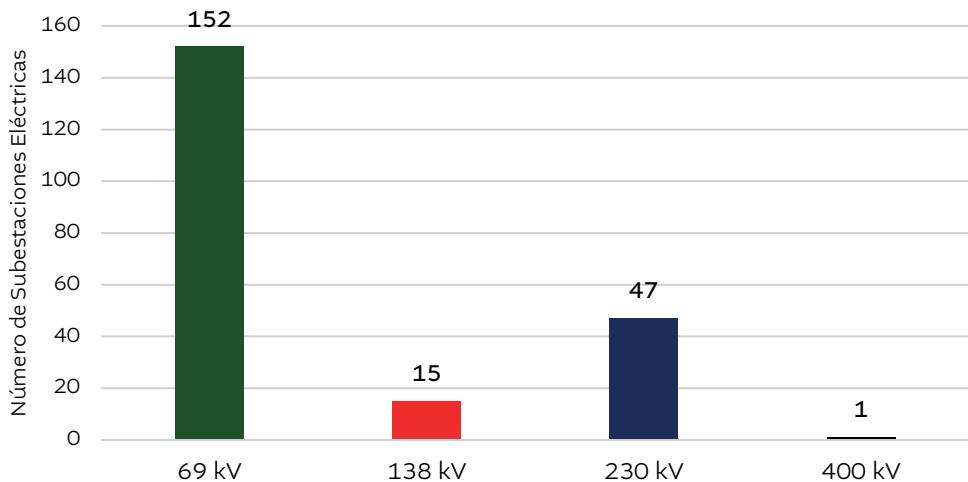
Gráfica 1. Participación de los sectores en subestaciones eléctricas del SNI.



Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.

En la Gráfica 2, se muestra el resumen del número de subestaciones existentes en el Sistema Nacional Interconectado por niveles de voltaje.

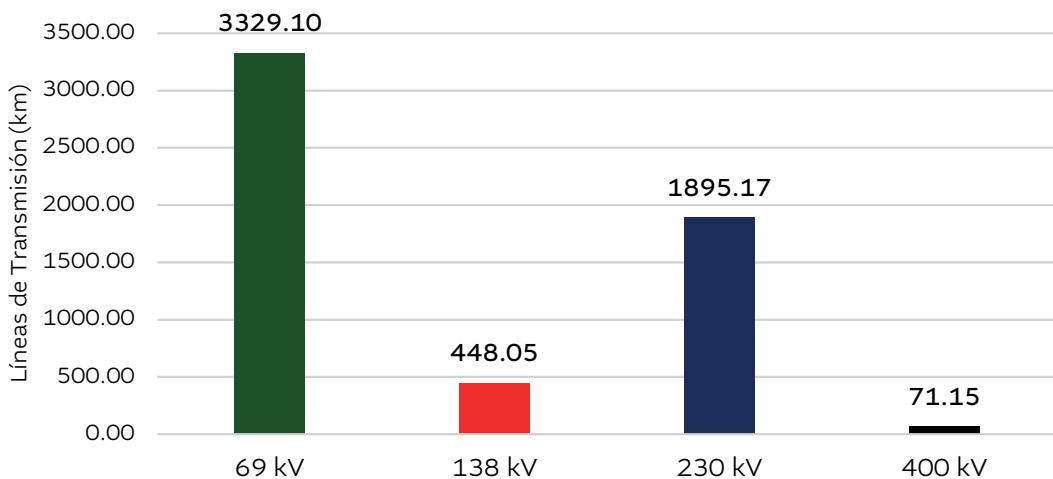
Gráfica 2. Número de subestaciones eléctricas por voltaje del SNI.



Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.

En cuanto a las líneas de transmisión de energía eléctrica, Guatemala cuenta con aproximadamente 5,743.47 kilómetros de líneas construidas en el territorio nacional distribuidos en diferentes niveles de tensión como se muestra a continuación:

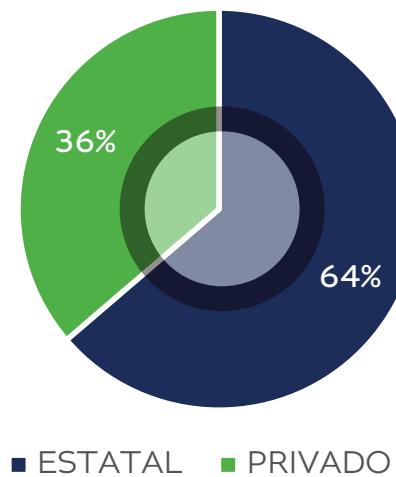
Gráfica 3. Kilómetros de líneas de transmisión eléctrica por voltaje del SNI.



Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.

Del total de kilómetros de líneas de transmisión construidas en los diferentes voltajes, el 64% pertenece al sector estatal y el 36 % se encuentra distribuido entre los diferentes agentes transportistas privados, esto se pude observar en la Gráfica 4:

Gráfica 4. Participación de los sectores en líneas de transmisión del SNI.

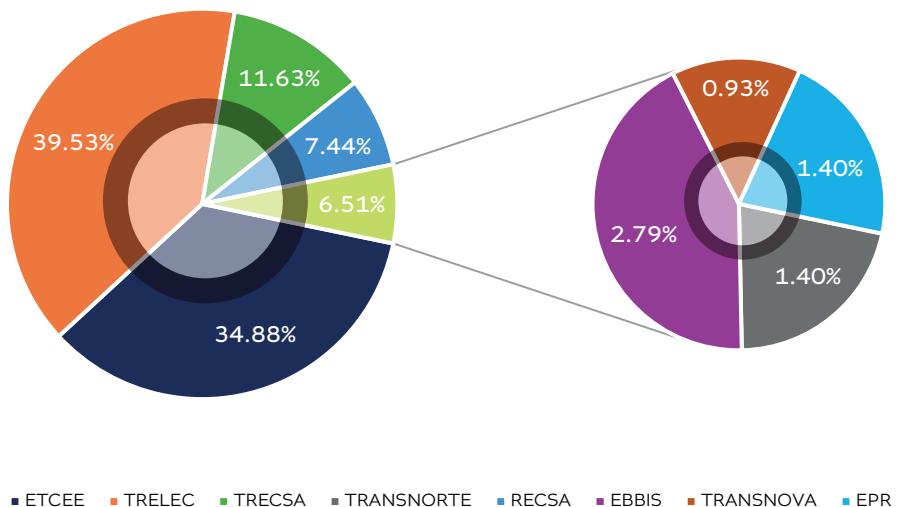


Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.

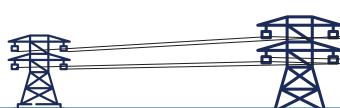
4.1. ACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR AGENTE

Analizando todas las subestaciones del Sistema Nacional Interconectado, las 215 subestaciones construidas se distribuyen entre los agentes transportistas como se muestra en la Gráfica 5.

Gráfica 5. Participación de los agentes en subestaciones eléctricas del SNI.

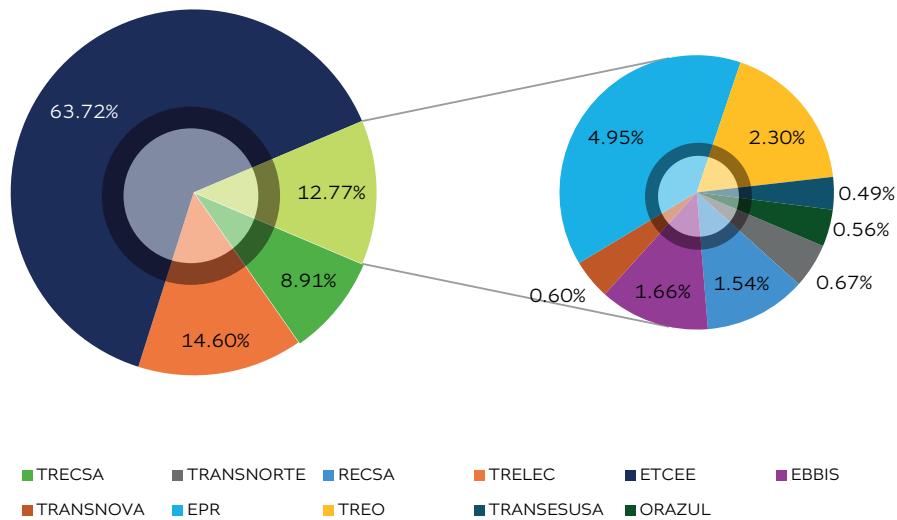


Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.



De acuerdo a la recopilación de líneas de transmisión, los 5,743.47 kilómetros de líneas construidas se distribuyen entre los agentes transportistas como se muestra en la Gráfica 6.

Gráfica 6. Participación de los agentes en líneas de transmisión del SNI.

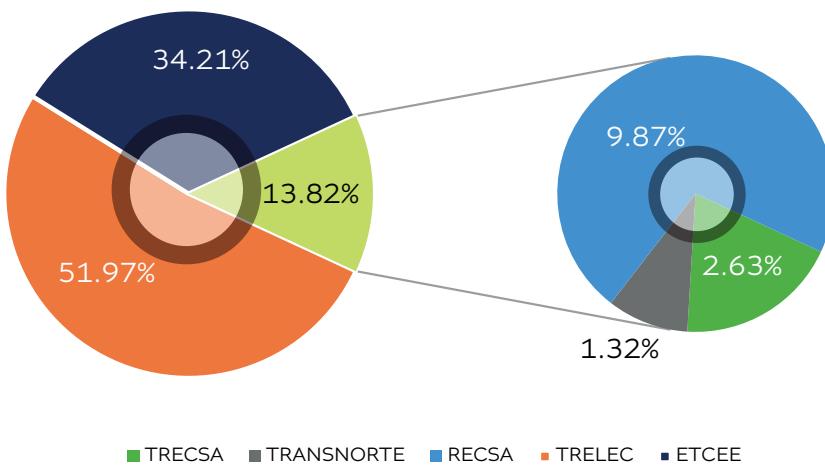


Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.

4.2. ACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 69 kV

Para las subestaciones de 69 kV, se puede observar en la siguiente gráfica que el 51.97% pertenece a la transportista TRELEC, el 34.21% pertenece a la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) y el resto de las subestaciones están divididas entre los demás transportistas privados.

Gráfica 7. Participación de los agentes en subestaciones eléctricas de 69 kV.

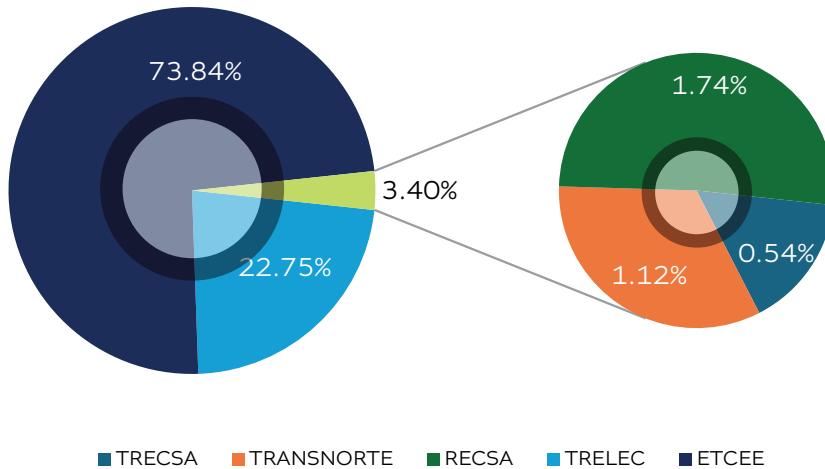


Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.



Analizando las líneas de transmisión de voltaje de 69 kV, se puede observar en la gráfica siguiente que la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) cuenta con la mayor participación de las líneas de transmisión en este voltaje con un 73.84% que equivalen a 2,458.37 kilómetros de líneas construidas, el resto de las líneas de transmisión pertenecen a agentes transportistas privados.

Gráfica 8. Participación de los agentes en líneas de transmisión de 69 kV.

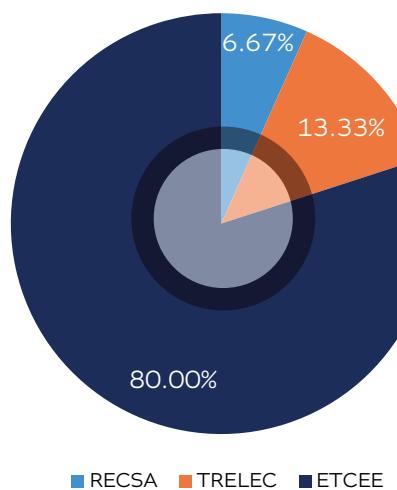


Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.

4.3. ACTIVOS DE SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 138 kV

Para las subestaciones de 138 kV, se puede observar en la siguiente gráfica que la transportista que mayor participación tiene es ETCEE con el 80% y el resto de las subestaciones están divididas entre los transportistas privados.

Gráfica 9. Participación de los agentes en subestaciones eléctricas de 138 kV.

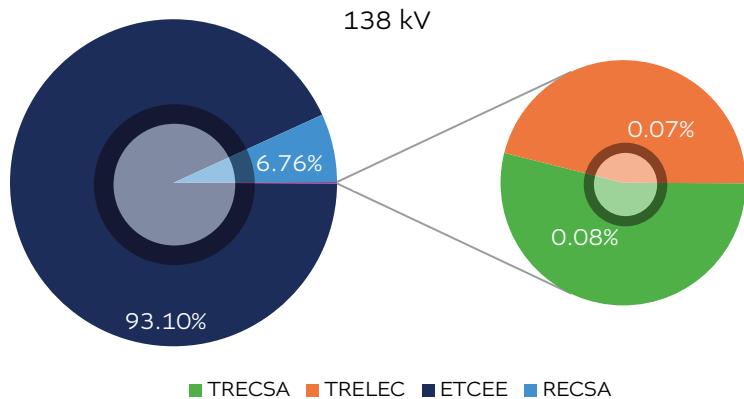


Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.



Respecto a las líneas de transmisión en 138 kV, el 93.10% de las líneas de transmisión pertenecen a la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica que corresponde a 417.13 kilómetros de línea, y en resto de las líneas pertenecen a agentes transportistas privados como se observa en la siguiente gráfica:

Gráfica 10. Participación de los agentes en líneas de transmisión de 138 kV.

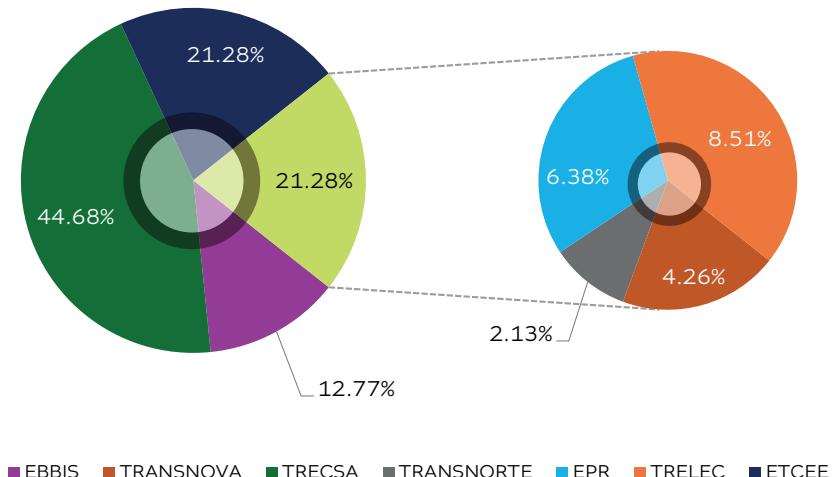


Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.

4.4. ACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 230 kV

Para las subestaciones de 230 kV, se puede observar en la siguiente gráfica que el 44.68% pertenece a la transportista TRECSA, el 21.28% pertenece a la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) y el resto de las subestaciones están divididas entre los demás transportistas privados.

Gráfica 11. Participación de los agentes en subestaciones eléctricas de 230 kV.

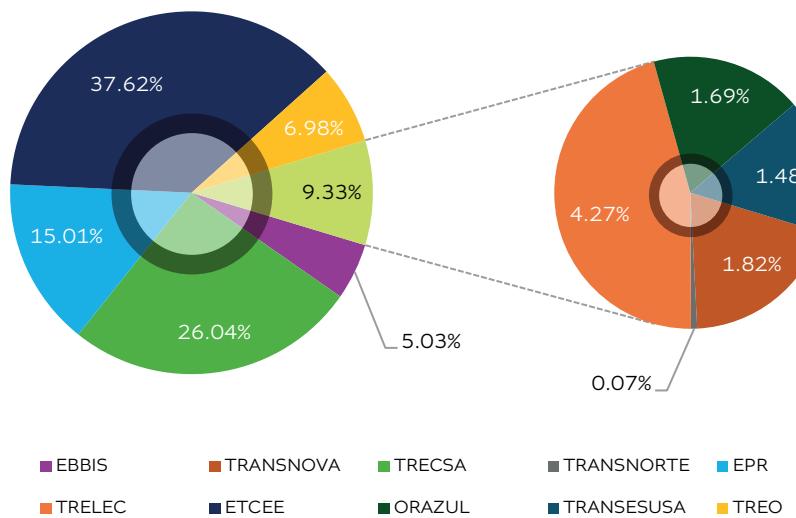


Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.



Respecto a las líneas de transmisión de 230 kV se puede observar en la siguiente gráfica que la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica tiene la mayor participación en este nivel de voltaje con un 37.62% y el resto de las líneas de transmisión se encuentran distribuidas entre los agentes transportistas privados.

Gráfica 12. Participación de los agentes en líneas de transmisión de 230 kV.



Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.

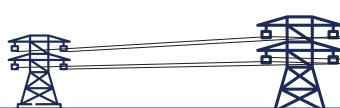
4.5. ACTIVOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN 400 kV

En la red de 400 kV únicamente se cuenta con la participación de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.

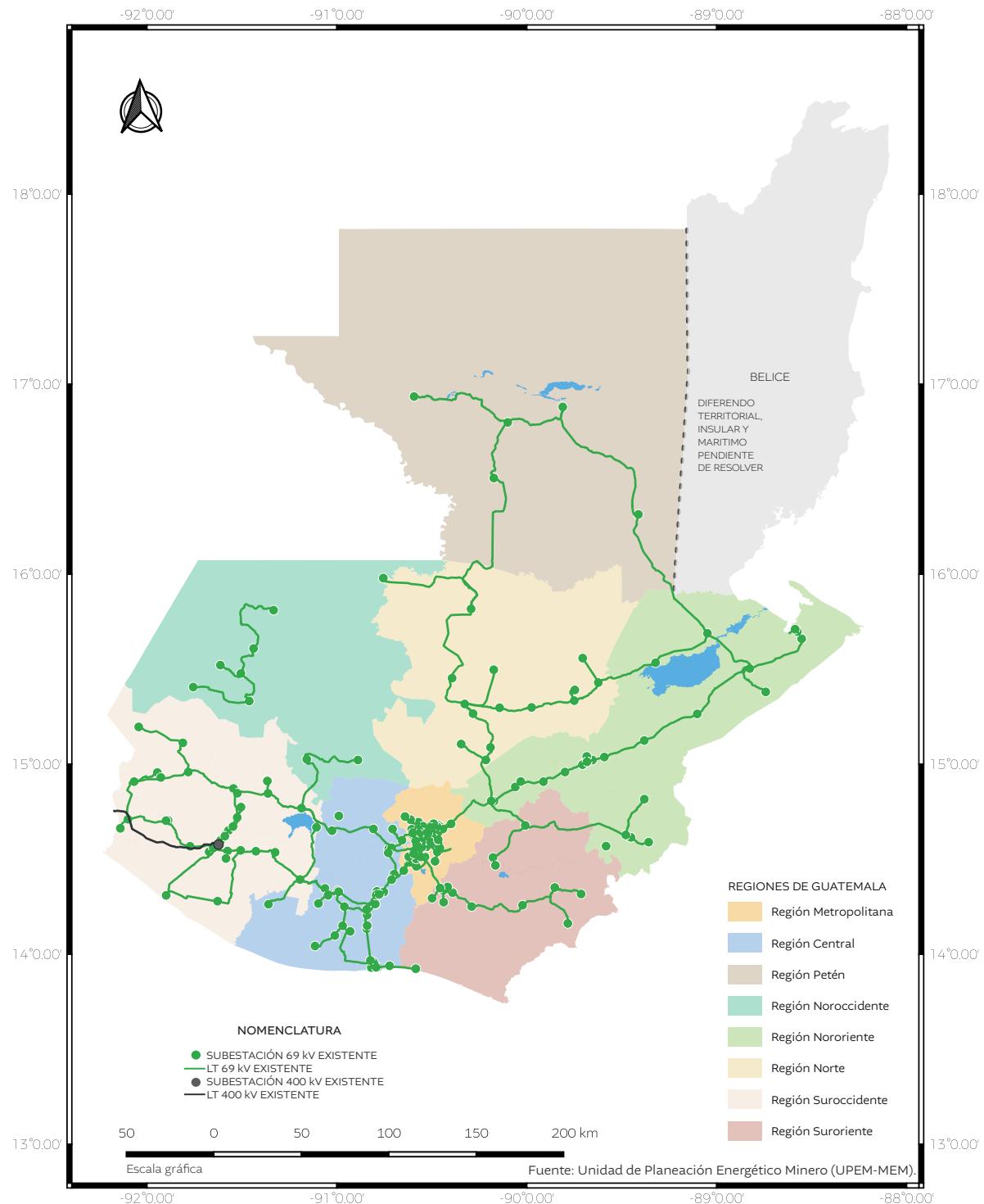
Gráfica 13. Participación de los agentes en activos de transmisión de 400 kV.



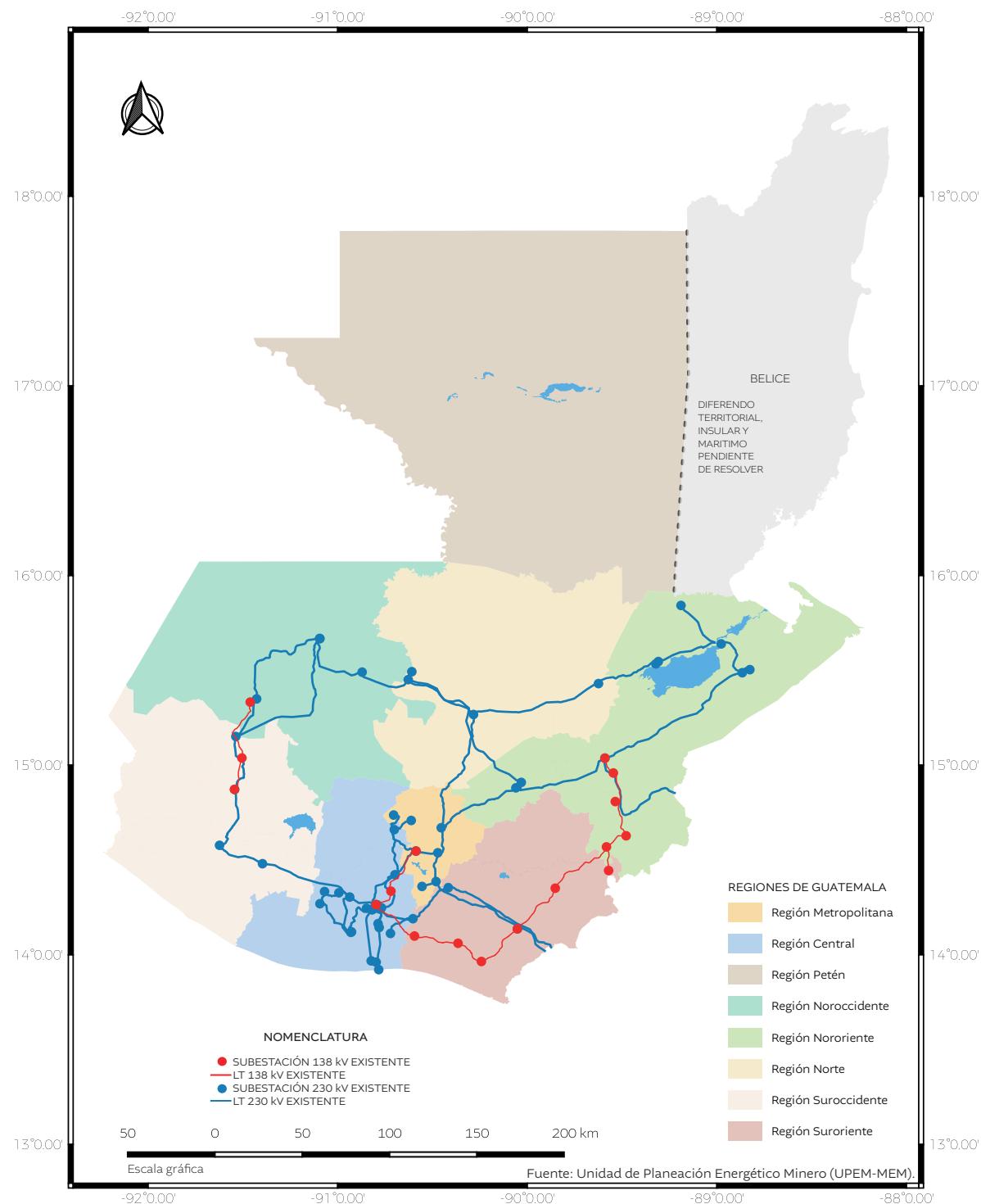
Fuente: UPEM, con información de AGTE y ETCEE.



Mapa 1. Activos de transmisión de la red de 69 kV y 400 kV del SNI.



Mapa 2. Activos de transmisión de la red de 138 kV y 230 kV del SNI.



5. CONFLICTIVIDAD SOCIAL POR PROYECTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA

La conflictividad social en Guatemala constituye uno de los principales retos para la ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica, en particular los relacionados con la transmisión de energía. Las líneas de transmisión y las subestaciones requieren servidumbres de paso y ocupan espacios en terrenos privados que en algunos casos presentan tensiones sociales, resistencia comunitaria y falta de aceptación de proyectos. Estas condiciones generan retrasos en la ejecución de obras.

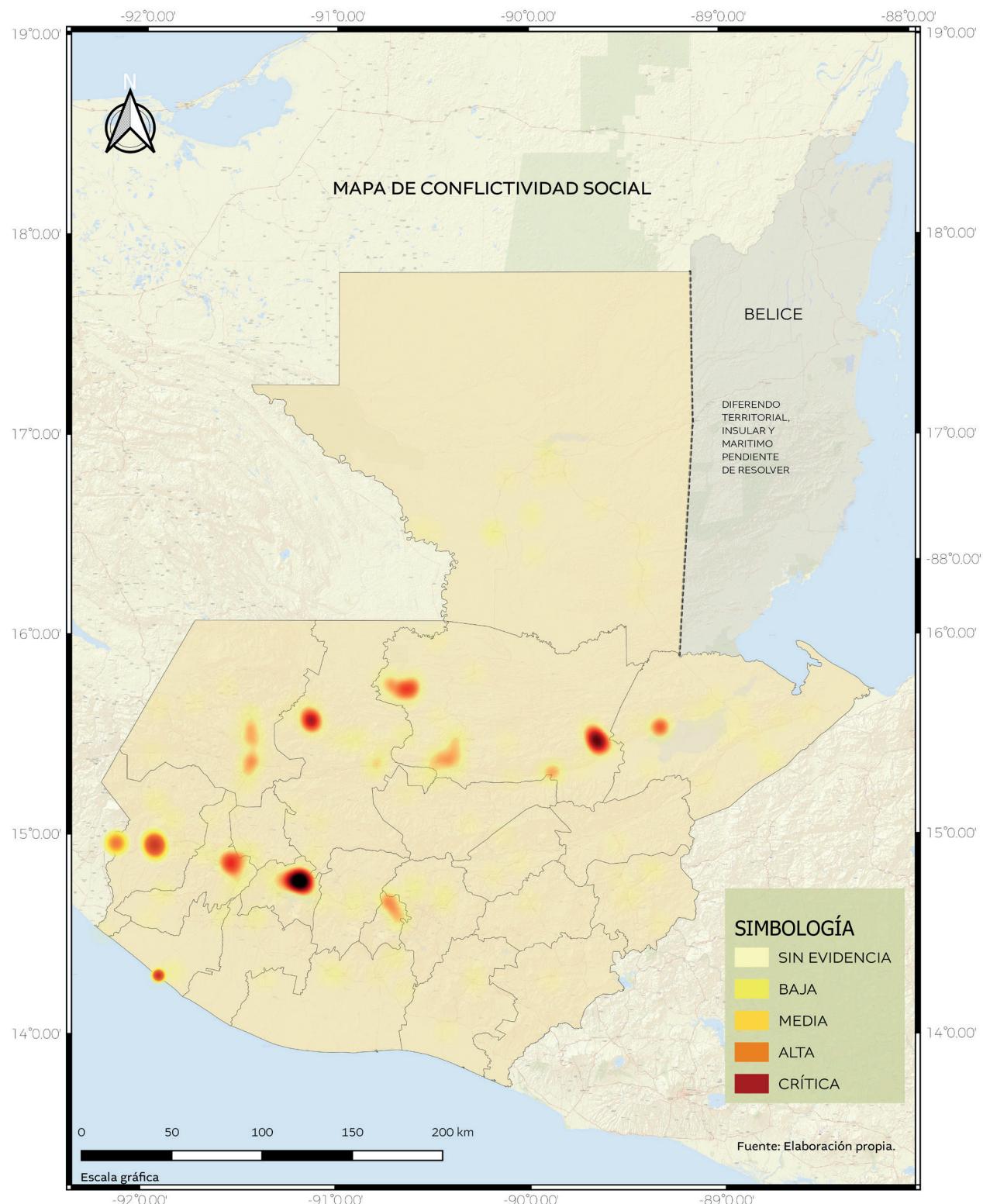
El análisis geoespacial de la conflictividad social en el territorio nacional evidencia que existen regiones del país con niveles críticos y altos de conflictividad, lo cual representa un riesgo significativo para la implementación de nuevas obras de transmisión. Según el mapa de conflictividad social, las áreas con mayor incidencia se concentran en el occidente y norte del país, particularmente en los departamentos de Sololá, Quetzaltenango, Huehuetenango, Quiché y Alta Verapaz.

Por otro lado, existen zonas del territorio nacional que muestran niveles bajos o sin evidencia de conflictividad, ubicándose principalmente en regiones del oriente y sur del país, lo que propicia condiciones más favorables para el desarrollo de obras de transmisión y subestaciones en el corto plazo.

La conflictividad social incide directamente en la ejecución de obras de transmisión, en este sentido, se vuelve importante la incorporación de consulta, diálogo y participación comunitaria antes de la ejecución de los proyectos, con el fin de minimizar los riesgos de oposición.



Mapa 3. Conflictividad social por obras de transmisión.



6. CONEXIONES NUEVAS POR PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

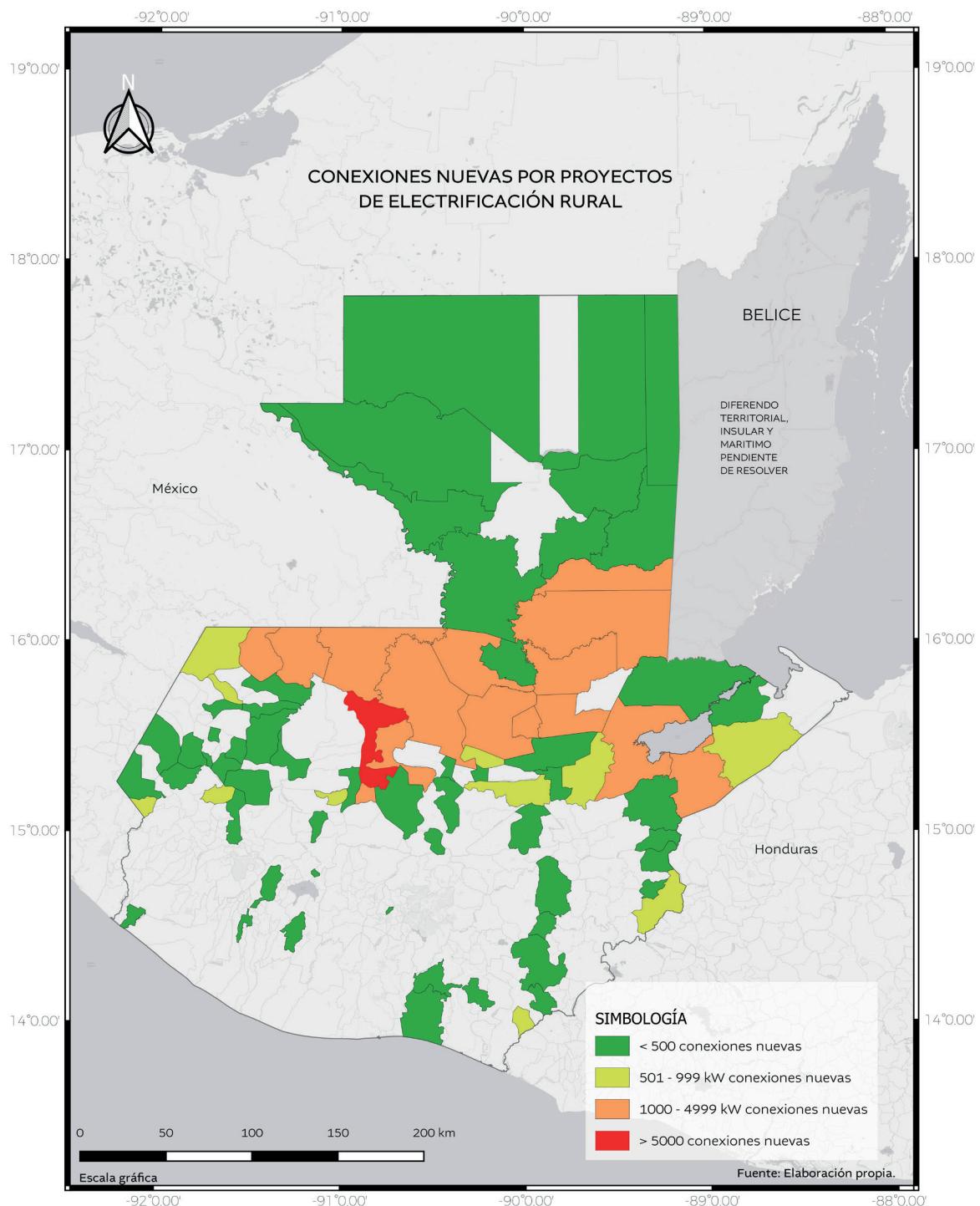
El acceso universal a la energía eléctrica constituye uno de los aspectos más importantes para el desarrollo social y económico del país. Los proyectos de electrificación rural desempeñan un papel clave para acortar la brecha de acceso a la energía eléctrica que existe aún a nivel nacional, permitiendo la incorporación de nuevos usuarios al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y contribuyendo a mejorar las condiciones de vida de las comunidades.

El análisis territorial de las conexiones nuevas consideradas por proyectos de electrificación rural evidencia que la mayor concentración de nuevos usuarios se ubica en los departamentos donde actualmente se cuentan con un índice de acceso a la energía eléctrica menor al 89.99%. Estas áreas tendrán un aumento de la demanda en los activos de transmisión ya que representan nuevos hogares conectados a la red.

En este sentido, la planificación de obras de transporte de energía eléctrica, integra la futura demanda eléctrica, garantizando que las nuevas conexiones cuenten con un suministro de energía eléctrica confiable y de calidad. El mapa de conexiones nuevas por proyectos de electrificación rural, que se presenta a continuación, permite identificar las zonas prioritarias y orientar las propuestas de obras de transmisión necesarias para asegurar el acceso universal a la energía eléctrica en Guatemala.



Mapa 4. Conexiones nuevas por proyectos de electrificación rural.



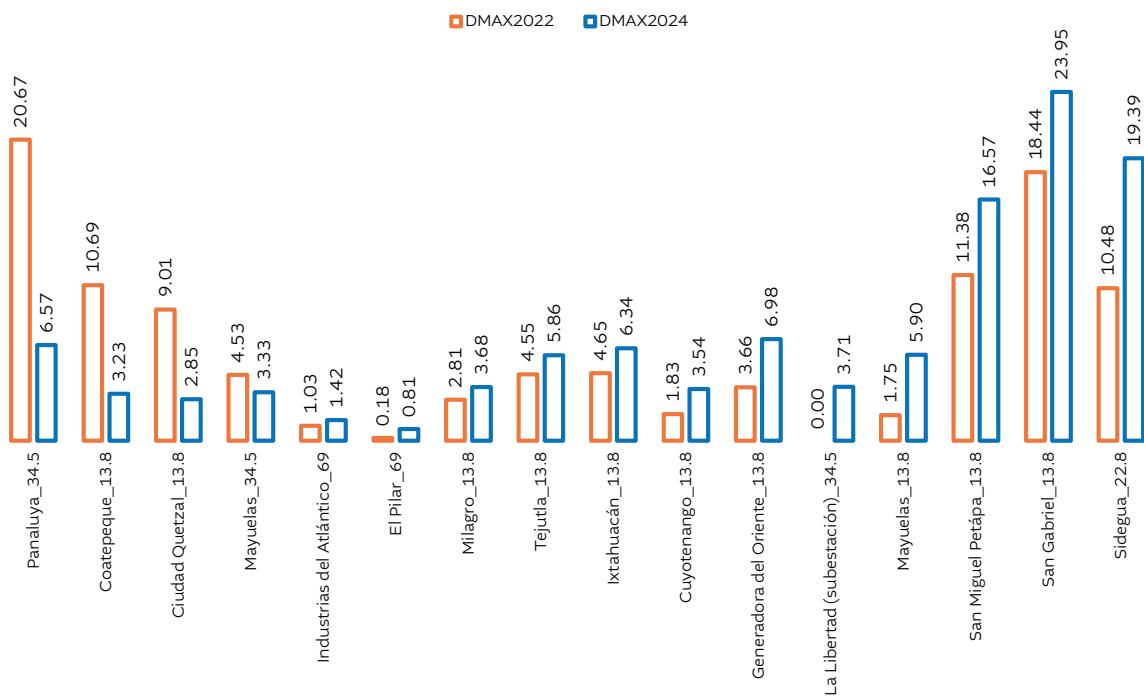
7. ASPECTOS GENERALES DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

7.1 ANALISIS DE CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN DE DEMANDA EN LAS BARRAS DEL SNI

Se han evaluado los cambios que han existido en la demanda conectada en las barras del sistema, analizando las conexiones nuevas de carga y también las desconexiones que se han realizado desde el año 2022 al año 2024, analizando de esta manera la evolución de la demanda en los nodos del Sistema Nacional Interconectado.

En la siguiente gráfica se muestra la diferencia de la demanda en los nodos que tuvieron mayor variación comparando el año 2024 respecto al año 2022, se destacan las barras de San Miguel Petapa 13.8 kV, San Gabriel 13.8 kV y Sidegua 22.8 kV, en las cuales se evidencian incrementos notables en su demanda. Por otro lado, se destacan las barras de Panaluya 34.5 kV, Coatepeque 13.8 kV y Ciudad Quetzal 13.8 kV, que se evidencia un decrecimiento notable en su demanda.

Gráfica 14. Barras con cambios de demanda (MW), demanda máxima.



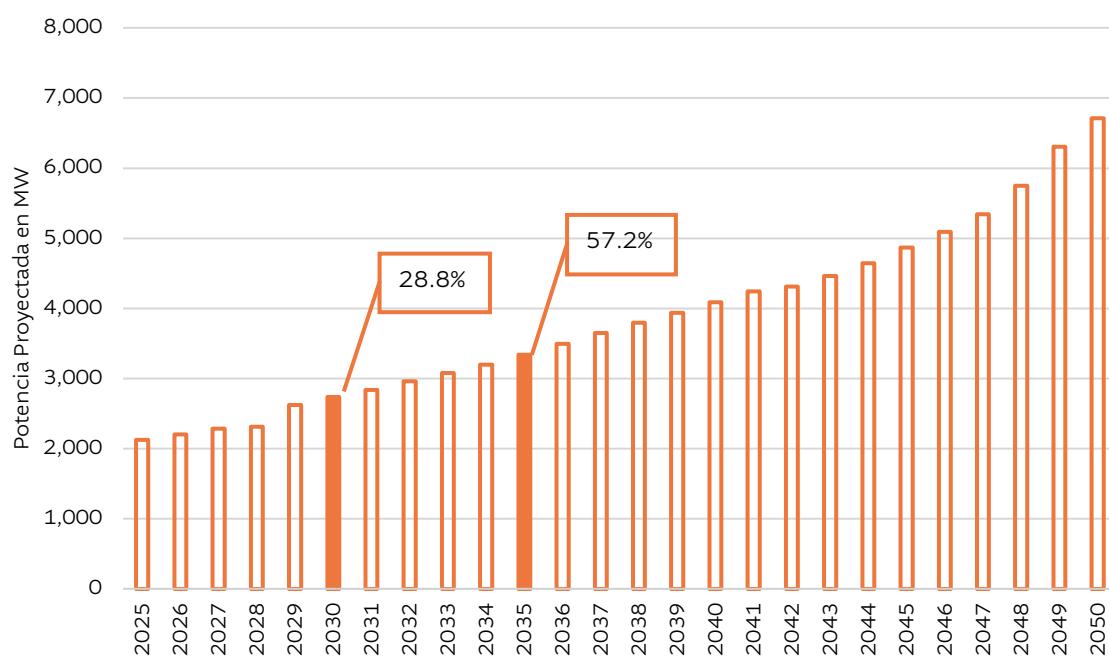
Fuente: UPEM con información del Administrador del Mercado Mayorista.

7.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

El análisis de la proyección de la demanda eléctrica es un aspecto principal para la planificación de la expansión del sistema de transporte, ya que permite anticipar las necesidades futuras de capacidad de transporte y garantizar la seguridad del suministro. Para el presente plan se ha considerado la proyección de la demanda del Sistema Nacional Interconectado (SNI) durante el período de 2025 a 2050.

En la siguiente gráfica se presenta la evolución proyectada de la demanda alta, bajo un escenario de políticas públicas del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2026-2050. El análisis refleja un crecimiento sostenido de la demanda de potencia, que se incrementa de aproximadamente 2,100 MW en 2025 hasta alcanzar cerca de 6,700 MW en 2050.

Gráfica 15. Proyección de la demanda eléctrica nacional (MW) en el periodo de 2025-2050.



Fuente: Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2026-2050.

Los años 2030 y 2035 son relevantes para la planificación del sistema de transporte ya que representan los años de análisis de corto plazo y mediano plazo respectivamente. Para el año 2030 la demanda incrementa en un 28.8% respecto al año base 2025 lo que representa una demanda aproximada de 2,700 MW, por otro lado, para el año 2035 la demanda incrementa en un 57.2% respecto al año 2025, representando una demanda aproximada de 3,300 MW. Estos resultados se consideran para las propuestas de obras en el corto y mediano plazo.

La tendencia de crecimiento de la demanda proyectada refuerza la necesidad de fortalecer el sistema de transporte de energía eléctrica mediante obras de transmisión, con el fin de suplir la demanda y mantener la confiabilidad del servicio.



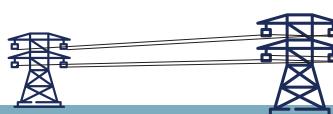
8. SOLUCIONES DE CONECTIVIDAD PARA LA RED DE TRANSPORTE A CORTO PLAZO

En algunas subestaciones del Sistema Nacional Interconectado se han identificado condiciones críticas relacionadas con la falta de compensación reactiva, lo que se refleja en niveles de tensión fuera de los rangos establecidos en la normativa técnica vigente, limitación de transferencias de potencia en líneas de transmisión operando a la capacidad nominal, requerimientos de generación forzada. Estas condiciones no solo afectan la calidad del servicio de energía eléctrica en zonas de alta demanda, sino que también comprometen la confiabilidad operativa de la red de transmisión y distribución. En la planificación, considerando el crecimiento de la demanda eléctrica, la incorporación de nueva generación renovable intermitente y el aumento de hogares acceso a la energía eléctrica en áreas rurales, se hace necesario de contar con soluciones flexibles y multifuncionales para la solución de estos aspectos.

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (Battery Energy Storage Systems, BESS) se presentan como una solución integral para los problemas de conectividad a corto plazo en la red de transporte. Estos sistemas cuentan con la capacidad de actuar dinámicamente en la gestión de potencia activa y reactiva, mejorando la estabilidad del sistema y la calidad del servicio de energía eléctrica. A continuación, se desarrollan tres ámbitos claves en los que los sistemas de almacenamiento de energía en baterías ofrecen soluciones para fortalecer la conectividad y confiabilidad del sistema de transporte eléctrico a corto plazo.

- * **Optimización de flujos de potencia:** Uno de los desafíos en el sistema de transmisión de energía eléctrica es la congestión de líneas de transmisión en momentos de alta demanda dentro de la red. Esta condición ocurre cuando la capacidad de transporte de una línea resulta insuficiente para evacuar la energía desde los centros de generación hacia los nodos de consumo, lo que provoca alta cargabilidad en ciertos tramos de la red y pérdidas técnicas adicionales. En Guatemala la demanda eléctrica muestra una tendencia creciente y la incorporación de nueva generación renovable intermitente exige mayor flexibilidad de operación en el sistema de transporte a corto plazo, por lo que la congestión de líneas representa un riesgo.

La congestión en las líneas de transmisión puede tener efectos directos en el costo de operación del sistema eléctrico. Cuando algunas líneas alcanzan su límite de capacidad, puede ser necesario suplir la demanda por medio de centrales generadoras más cercanas que presenten costos más elevados para cumplir con el abastecimiento de la demanda a los usuarios.



En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) ofrecen una alternativa innovadora, eficaz y flexible para optimizar el flujo de potencia. Su funcionamiento se basa en la capacidad de almacenar energía en horas de baja demanda o cuando existe disponibilidad de generación excedente, y liberarla en momentos de alta demanda, en los nodos donde se requieren refuerzos de capacidad. De esta manera, los BESS actúan como un elemento flexible de la red, capaz de reducir la sobrecarga en líneas y asegurar la transferencia de potencia dentro del Sistema Nacional Interconectado.

Los BESS pueden ser operados como una fuente controlada de inyección de potencia activa, gestionada a través de sistemas de control que permiten su sincronización con las necesidades de la red. Esta capacidad de respuesta rápida permite atender incluso los requerimientos del sistema en casos especiales de contingencias. Un aspecto clave de este tipo de solución es que los BESS pueden ser instalados en subestaciones estratégicas del SNI, en puntos donde la red presenta mayor vulnerabilidad o en líneas de transmisión que presenten alta demanda. Su instalación en ubicaciones estratégicas no solo responde a criterios técnicos, sino también a un enfoque de optimización económica ya que al colocar un sistema de almacenamiento en un nodo crítico se puede evitar, al menos temporalmente, la necesidad de construir nuevas líneas de transmisión que requieren mayor inversión y tiempo de ejecución.

Este tipo de solución resulta beneficioso en sistemas con alta penetración de energías renovables intermitentes debido a que la integración de almacenamiento en transmisión permite absorber excedentes de energía solar y eólica en horas de baja demanda, evitando congestiones y facilitando que la energía renovable pueda ser utilizada en otros momentos del día.

- * **Almacenamiento como sustituto de generación forzada:** En el sistema eléctrico nacional, uno de los aspectos operativos es la necesidad de recurrir a generación forzada en determinados momentos de alta demanda o de restricciones en la red de transmisión. La generación forzada es necesaria para asegurar el abastecimiento de la demanda.

Este tipo de despacho genera impactos directos en el costo de operación del sistema eléctrico. La necesidad de utilizar centrales de generación con costos más elevados puede repercutir en mayores precios de la energía para los usuarios finales. Además, la dependencia de generación forzada reduce la eficiencia del parque generador, ya que limita la participación de centrales más económicas.

En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) constituyen una alternativa viable y eficiente como sustituto de generación forzada. Su valor radica en que pueden inyectar potencia activa en momentos críticos, reduciendo la necesidad de recurrir a la generación forzada que en algunos casos implica poner en servicio unidades generadoras adicionales con altos costos de operación y que, además,



requieren tiempos de arranque prolongados antes de poder aportar energía al sistema. Durante las horas de baja demanda o en escenarios de excedente de generación, los BESS pueden cargarse, y posteriormente descargar la energía en los nodos de consumo que requieren soporte.

Los BESS ofrecen una respuesta rápida ante las variaciones de la demanda, por lo que se consideran un recurso flexible que contribuye a la estabilidad del sistema. Los BESS pueden cumplir funciones similares a una central de generación rápida, pero con la ventaja de no estar limitados por combustibles, tiempo de arranque o costos variables elevados.

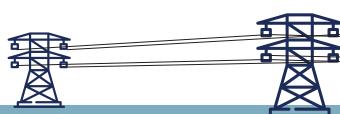
La instalación de sistemas de almacenamiento en subestaciones estratégicas del país permitiría suplir las necesidades energéticas de corto plazo sin recurrir a generación forzada, reduciendo los costos de operación y aumentando la resiliencia del sistema eléctrico nacional.

- * **Gestión de potencia reactiva en subestaciones:** Uno de los factores más importantes en la operación de los sistemas de transmisión eléctrica es la potencia reactiva, indispensable para mantener los niveles de tensión dentro de los márgenes establecidos por la normativa técnica vigente. La ausencia de compensación adecuada en determinadas subestaciones del Sistema Nacional Interconectado puede generar problemas de caídas de voltaje, incrementos de pérdidas técnicas y, en situaciones más críticas, la posibilidad de desconexión de cargas. Estas condiciones impactan directamente en la calidad del servicio eléctrico y en la confiabilidad del sistema.

Las condiciones del Sistema Nacional Interconectado presentan la necesidad de soluciones dinámicas de compensación reactiva ante la variabilidad en los perfiles de generación y consumo, que en algunos casos los mecanismos tradicionales como banco de capacitores o compensadores estáticos presentan limitaciones respecto multifuncionalidad y velocidad de respuesta.

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) son una alternativa para la gestión de potencia reactiva en subestaciones. Estos sistemas, además de almacenar y liberar energía activa, pueden configurarse para injectar o absorber potencia reactiva en tiempo real mediante el uso de inversores electrónicos. Esta capacidad convierte a los BESS en una herramienta versátil para estabilizar el voltaje, reducir pérdidas y mejorar la eficiencia operativa de la red.

La instalación de este tipo de sistemas en subestaciones permite responder de manera rápida a las variaciones de tensión, ajustando dinámicamente su operación según las condiciones de la red. Esto resulta relevante en áreas con alta concentración de carga o con generación renovable intermitente, donde las oscilaciones de voltaje pueden ser más frecuentes. Adicionalmente, la capacidad de los BESS para actuar como recursos



de compensación reactiva contribuye a disminuir la necesidad de equipos adicionales dedicados exclusivamente a este propósito, optimizando así las inversiones en infraestructura.

La gestión de potencia reactiva en subestaciones mediante sistemas de almacenamiento de energía en baterías representa una solución estratégica para el corto plazo en Guatemala.

A continuación, se muestran las ventajas y limitaciones de los BESS.

Ventajas:

- * Optimización de flujos de potencia, reduciendo congestión en líneas de transmisión.
- * Reducción de generación forzada, inyectando potencia activa en momentos críticos.
- * Gestión de potencia reactiva, inyectando o absorbiendo potencia reactiva en tiempo real, mejorando la calidad del suministro.
- * Flexibilidad operativa, actuando como un recurso multifuncional.
- * Aprovechamiento de excedentes renovables, permitiendo almacenar generación de energía no utilizada en horas de baja demanda y liberarla en horas pico.
- * Diferimiento de inversiones, pudiendo posponer o reducir la necesidad de obras de transmisión, que requieren plazos largos de ejecución.
- * Resiliencia del sistema, ofreciendo respaldo en escenarios de contingencias, contribuyendo a la confiabilidad operativa del SNI.

Limitaciones:

- * Altos costos de inversión inicial
- * Vida útil limitada de las baterías en comparación con activos tradicionales.
- * Requerimientos técnicos de operación y mantenimiento.
- * Impactos ambientales asociados a la disposición final de baterías y a la cadena de suministro de minerales críticos.



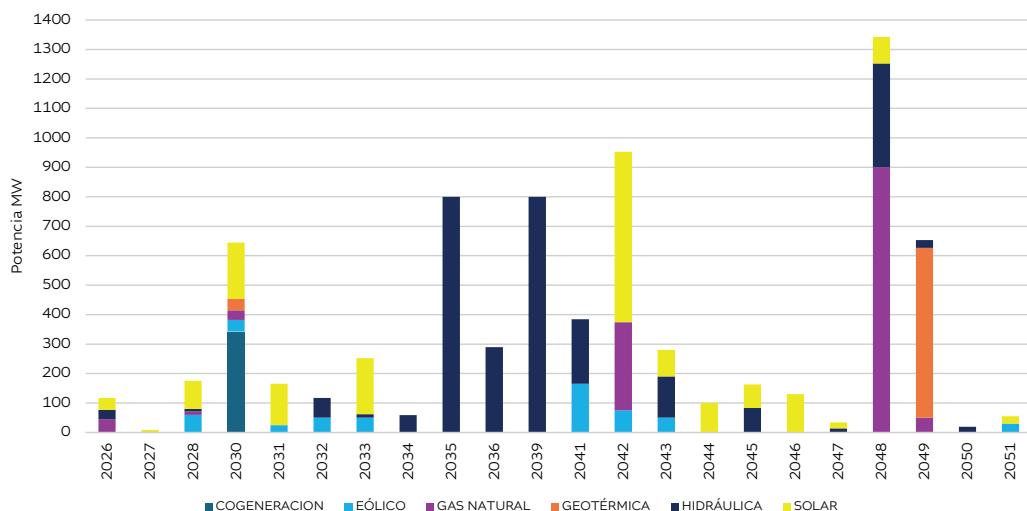
9. PROYECTOS DE GENERACIÓN CONSIDERADOS EN LA PLANIFICACIÓN STEE

La planificación de la expansión del sistema de transporte de energía eléctrica se vincula con la incorporación de nuevos proyectos de generación contenidos en el Plan Indicativo del Sistema de Generación 2026-2050. Estos proyectos representan la base sobre la cual se definen las obras necesarias de transmisión, ya que determinan los puntos de inyección de energía, la magnitud de los flujos y las regiones del país donde se requerirá mayor capacidad de transporte para atender la demanda.

El cronograma de proyectos de generación considerado en el análisis contempla aproximadamente 8,684 MW de nueva potencia, distribuidos en diferentes tecnologías: hidráulica, solar, cogeneración, gas natural, geotérmica y eólica. Cada una de estas tecnologías aporta características particulares al sistema, tanto desde el punto de vista técnico como en su impacto en la operación y planificación de la red de transmisión.

Como se muestra en la siguiente gráfica, en el año 2030 se da una de las primeras grandes expansiones principalmente con cogeneración, solar y gas natural con un aproximado de 1,700 MW, por otro lado, en el periodo de 2035 a 2039 se destaca la inclusión de proyectos hidroeléctricos con aproximadamente 1,800 MW, otro año a destacar es el 2042 en el cual se incorpora aproximadamente 900 MW con solar y gas natural, por último, se destaca el año 2048 teniendo aproximadamente 1,300 MW a partir de las tecnologías de gas natural, hidráulica y solar. La tecnología eólica aporta aproximadamente 500 MW en años puntuales, así como la geotermia aporta aproximadamente 600 MW distribuidos en el año 2030 y 2049.

Gráfica 16. Cronograma de proyectos de generación considerados, por tipo de tecnología.



Fuente: Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2026-2050.

10. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

Contar con una infraestructura de transmisión de energía eléctrica, con confiabilidad, selectividad y seguridad operativa en todos los niveles de voltaje es de vital importancia, ya que este conjunto de elementos representa un eslabón fundamental en la cadena de suministro de energía eléctrica siendo el medio de conexión entre la generación y la demanda de energía de energía eléctrica.

De acuerdo con los estudios eléctricos de seguridad operativa, elaborados por el Administrador del Mercado Mayorista, se establece la necesidad de contar con nuevas líneas de transmisión, subestaciones de transformación 230/69 kV y 230/138 kV, para contribuir con la reducción del impacto de las contingencias en la red de 230 kV, 138 kV y 69 kV, con ello fortalecer la seguridad y confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado.

En la región metropolitana existen activos que se encuentran muy cercanos a su cargabilidad nominal, por lo cual es necesario realizar ampliaciones o modificaciones en las líneas de transmisión, adiciones de bancos de transformadores y reconfiguraciones del sistema eléctrico; es importante mencionar que con las ampliaciones que se han realizado en esta región se han aliviado las condiciones de operación, aunque existen transformadores que se ubican en las siguientes subestaciones: Los Lirios, Las Flores, Carlos Dorion, Guadalupe, San Gaspar, Hector Flores, San Juan Sacatepéquez, Santa María Cauque y Villa Nueva con condiciones muy cercanas a su capacidad nominal.

En la zona oriental, se menciona que es una zona dependiente de generación local, existentes y nuevos en 230 kV por el déficit de potencia reactiva, en la cual su capacidad de transporte se encuentra muy cercana al límite, y se hace necesario despachar generación forzada o en algunos casos la desconexión de demanda. En el departamento de Petén, se evaluó dejar fuera de operación la generación del área de influencia y se determinó la necesidad de instalar compensación de potencia reactiva por medio de bancos de capacitores, con el objetivo de mantener los voltajes del área de influencia dentro de los rangos establecidos en las Normas Técnicas. Se recomienda también que la propuesta de adición de compensación reactiva por medio de banco de capacitores en las subestaciones eléctricas Ixpanpajul y Cobán, de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica sea dimensionada por medio de dispositivos multietapas. Es importante indicar que la compensación reactiva debe ser realizada los más cerca del centro de la demanda, se recomienda que, en las instalaciones de la Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima se pueda instalar compensación de potencia reactiva en la red de distribución en el área de Petén y parte de Alta Verapaz en lugar de la instalación de reguladores de voltaje, porque estos elementos incrementan el requerimiento de potencia reactiva desde las instalaciones de transmisión.



Así mismo, se indica que, con base en los registros en la operación de generadores conectados en redes de distribución, debido a la ocurrencia de fallas, se observa una alta ocurrencia de disparos de los generadores por transitorios de voltaje en la red de distribución.

En la zona occidental debido al crecimiento natural de la demanda hay algunos transformadores de potencia por alcanzar su capacidad nominal, por lo que es necesario la adición de nuevos transformadores de potencia, la sustitución de los existentes por otros de mayor capacidad, la transferencia de carga a otras subestaciones o la puesta en operación de nuevas instalaciones. Para las centrales conectadas a la línea de transmisión en 69 kV entre las subestaciones La Esperanza y Los Brillantes, existen inconvenientes ante la pérdida de alguno de los extremos de la línea ocasionando sobrecargas de equipos.

En los períodos de demanda media y máxima, la generación se hace imprescindible para mantener los niveles de tensión en el área occidental; ya que en condiciones de época seca se observa una disminución en los niveles de tensión específicamente en los departamentos de Chimaltenango y San Marcos.

De acuerdo a las condiciones de la base de datos proporcionada por el Administrador del Mercado Mayorista, según lo establecido en el artículo 54 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se realizó un análisis de flujo de carga en el año 2025, para establecer los niveles de tensión en condiciones de época seca y época húmeda, demanda máxima y demanda mínima. Se ha identificado que los nodos de las subestaciones La Noria y Zacapa en época seca, demanda máxima se encuentran fuera de los rangos permitidos dentro de la regulación y las condiciones para época seca, también se encuentran operando muy cercanos a los límites permitidos.

Es importante mencionar que también existen nodos operando muy cercanos al límite del rango permitido; el nodo de la subestación Tapachula opera por encima de los 104 % pu en todos los escenarios analizados, son condiciones de operación que el sistema demanda de acuerdo con el enlace de interconexión México – Guatemala. La tensión en los nodos de las subestaciones: Quiché, Cruz de Santiago, La Noria, Zacapa, San Rafael Píe de la Cuesta y el nodo de conexión de Hidro Finca Lorena. serán producto de monitoreo en la evaluación de escenarios a corto, mediano y largo, ya que actualmente operan en alguna condición de estacionalidad y demanda operando cerca del límite permitido.

Los nodos o elementos que presentan un análisis crítico se han marcado de color rojo y serán elementos que necesitan una propuesta de mejora pronta, de color naranja se han marcado los elementos que se encuentran en un valor cercano al límite establecido en norma y serán producto de monitoreo para cuando se brinde propuestas de refuerzos en la red de transporte; de color amarillo se han marcado los elementos que ya han superado el 50 % de su capacidad nominal.



Tabla 1. Nodos con tensión cercanos al límite permitido 2025.

SUBESTACIÓN	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		DMAX % PU	DMIN % PU	DMAX % PU	DMIN % PU
TAPACHULA	400	104.15	104.20	104.20	104.40
QUICHE	69	95.07	101.37	96.06	101.25
CRUZ DE SANTIAGO	69	95.82	99.91	98.07	99.69
LA NORIA	69	94.54	97.65	95.96	97.73
ZACAPA	69	94.23	101.58	95.15	101.46
LA ENTRADA COPAN	230	103.63	102.03	104.03	101.28
SAN RAFAEL PIE DE LA CUESTA	69	98.43	99.39	95.61	98.49
HIDRO FINCA LORENA	69	98.37	99.39	95.48	98.46

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Para las condiciones actuales en las líneas de transmisión, no se observa algún elemento con condiciones de cargabilidad crítica, los elementos identificados con valores por encima del 70 % cargabilidad pertenecen a la región metropolitana.

Tabla 2. Líneas de transmisión con cargabilidad cercana al límite permitido, 2025.

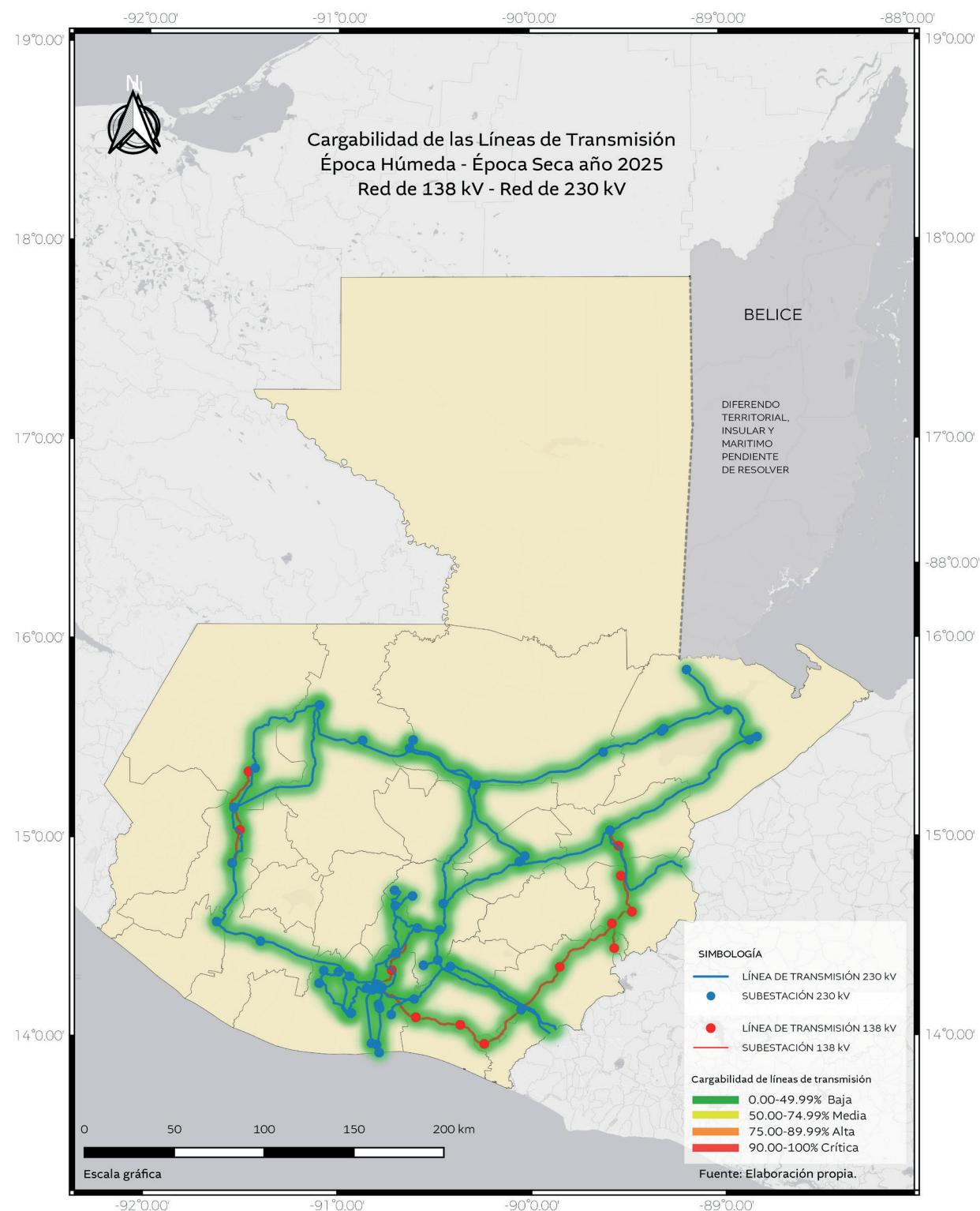
LINEA DE TRANSMISIÓN	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		DMAX CARGABILIDAD %	DMIN CARGABILIDAD %	DMAX CARGABILIDAD %	DMIN CARGABILIDAD %
VILLA NUEVA - IMPERIALTEX	69	77.59	57.13	54.34	43.52
CARLOS DORION - GUATEMALA NORTE GUATEMALA	69	73.80	33.61	78.33	38.70

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

La cargabilidad de las líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado para la red de 138 kV y 230 kV para el año 2025 de demanda máxima durante las dos estacionalidades analizadas se muestran en el Mapa 5.



Mapa 5. Cargabilidad de las líneas de transmisión de 138 kV y 230 kV, DMAX 2025.



Los elementos con condiciones críticas que puede ser debido al crecimiento de la demanda en la zona, resaltando la importancia de focalizar el análisis de planificación en los transformadores de las subestaciones: Huehuetenango, Santa María Cauque, Los Lirios, Taxisco y San Juan Sacatepéquez; teniendo en cuenta que se debe proponer una solución para evitar un congestionamiento de la red que tenga como consecuencia un problema operativo, desconexión de carga o desconexión de generación.

Tabla 3. Transformadores con cargabilidad cercana al límite permitido, 2025.

LINEA DE TRANSMISIÓN	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		DMAX	DMIN	DMAX	DMIN
		CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %
LA ESPERANZA	69/13.8	87.75	37.91	93.42	43.37
EL SAUCE	69/13.8	79.36	60.23	84.38	68.85
CHIMALTEÑANGO	69/34.5	84.59	36.60	88.56	39.83
XELAJU	69/13.8	86.81	39.03	48.88	31.78
BARCENAS	69/13.8	75.46	50.37	53.40	38.33
PALMERAS	69/13.8	80.58	33.51	85.68	38.27
HUEHUETENANGO	69/13.8	90.77	50.52	47.69	20.49
SANTA LUCIA COTZUMALGUAPA	69/13.8	77.89	40.76	82.77	46.56
COCALES	69/13.8	76.46	45.08	81.33	51.58
SANTA MARIA CAUQUE	69/13.8	93.64	47.98	50.02	27.37
LOS LIRIOS	69/13.8	97.16	54.42	103.33	62.12
HUEHUETENANGO	138/69/13.8	97.24	60.00	89.21	55.10
SAN JUAN SACATEPEQUEZ	69/13.8	90.98	30.20	96.79	34.50

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Para activos instalados en la región metropolitana, también se observó que hay transformadores operando muy cercanos a la capacidad nominal, ya que en esta zona la demanda tiene un crecimiento distinto, que está relacionado con la urbanización, construcción de centros comerciales, edificios, torres de apartamentos, etc.

Tabla 4. Transformadores con cargabilidad cercana al límite permitido, 2025, región metropolitana.

TRANSFORMADOR	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		DMAX	DMIN	DMAX	DMIN
		CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %
CARLOS DORION	69/13.8	88.69	41.16	94.38	47.04
VILLA LOBOS	69/13.8	78.55	39.74	83.54	45.43
RODRIGUEZ BRIONES 1	69/13.8	81.44	45.04	86.53	51.43



RODRIGUEZ BRIONES 2	69/13.8	77.21	36.28	82.05	40.14
AMATITLAN	69/13.8	81.58	44.49	86.78	50.84
PAPI STRACHTAN	69/13.8	80.54	51.25	85.70	58.63
GUADALUPE	69/13.8	88.70	40.00	94.38	45.70
HECTOR FLORES	69/13.8	84.95	37.93	90.42	43.35
SAN CRISTOBAL	69/13.8	81.68	40.50	86.81	46.20
LLANO LARGO	69/13.8	78.57	38.02	83.46	43.41
SAN GASPAR	69/13.8	89.64	35.04	95.23	40.01
LAS FLORES	69/13.8	82.22	40.61	87.63	46.45
LA PAZ	69/13.8	78.36	35.28	83.30	40.29

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Para el análisis realizado, no se observa alguna limitación del sistema de transporte actual para la evacuación de la generación existente en el país, más que los elementos que están destinados a entregar la energía generada al sistema ya que fueron dimensionados para la capacidad generada por cada planta.

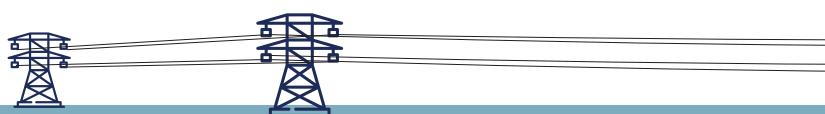
Para el año 2027, se ha realizado un análisis preliminar de las condiciones del sistema nacional interconectado aplicando un crecimiento constante a la demanda en todos los nodos y con ello determinar las barras con niveles de tensión que puedan estar en riesgo de operar fuera de los límites establecidos en la norma. Del análisis realizado se observó que, para la demanda máxima en época seca, de no realizar alguna modificación en el sistema se tendrían niveles de tensión fuera de los rangos permitidos, en las subestaciones: San Rafael Píe de la Cuesta, Tejutla en la región occidente y las subestaciones: Poptún, Ixpanpajul y Puerto Barrios en 69 kV para la región nororiente.

Para condiciones de demanda máxima, época húmeda los niveles de tensión permanecen dentro de los rangos permitidos, con algunos nodos operando muy cercanos a estos rangos.

Tabla 5. Nodos fuera de límite permitido, demanda máxima 2027.

SUBESTACIÓN	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		%PU	%PU	%PU	%PU
SAN RAFAEL PIE DE LA CUESTA	69	95.70		92.71	
TEJUTLA	69	95.98		93.79	
HIDROELECTRICA FINCA LORENA	69	95.66		92.57	
POPTUN	69	95.62		93.21	
IXPANPAJUL	69	95.20		91.77	
PUERTO BARRIOS	69	95.90		94.67	

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



En el caso de las líneas de transmisión se ha observado que únicamente en el tramo de línea de Los Brillantes a Cuyotenango, en 69 kV para condiciones de demanda máxima, época húmeda existe un porcentaje de uso mayor al 80 %.

Tabla 6. Líneas con cargabilidad por encima del 75%, demanda máxima 2027.

LINEA DE TRANSMISIÓN	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %
LOS BRILLANTES - LA LIBERTAD	69	81.30		42.32	
EL PILAR - CUYOTENANGO	69	81.31		42.32	
COATEPEQUE - HIDRO LA LIBERTAD	69	71.46		81.53	

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

En la región metropolitana, también se han detectado elementos que, de no mejorar la infraestructura, podrían operar por encima del 75 % de su cargabilidad.

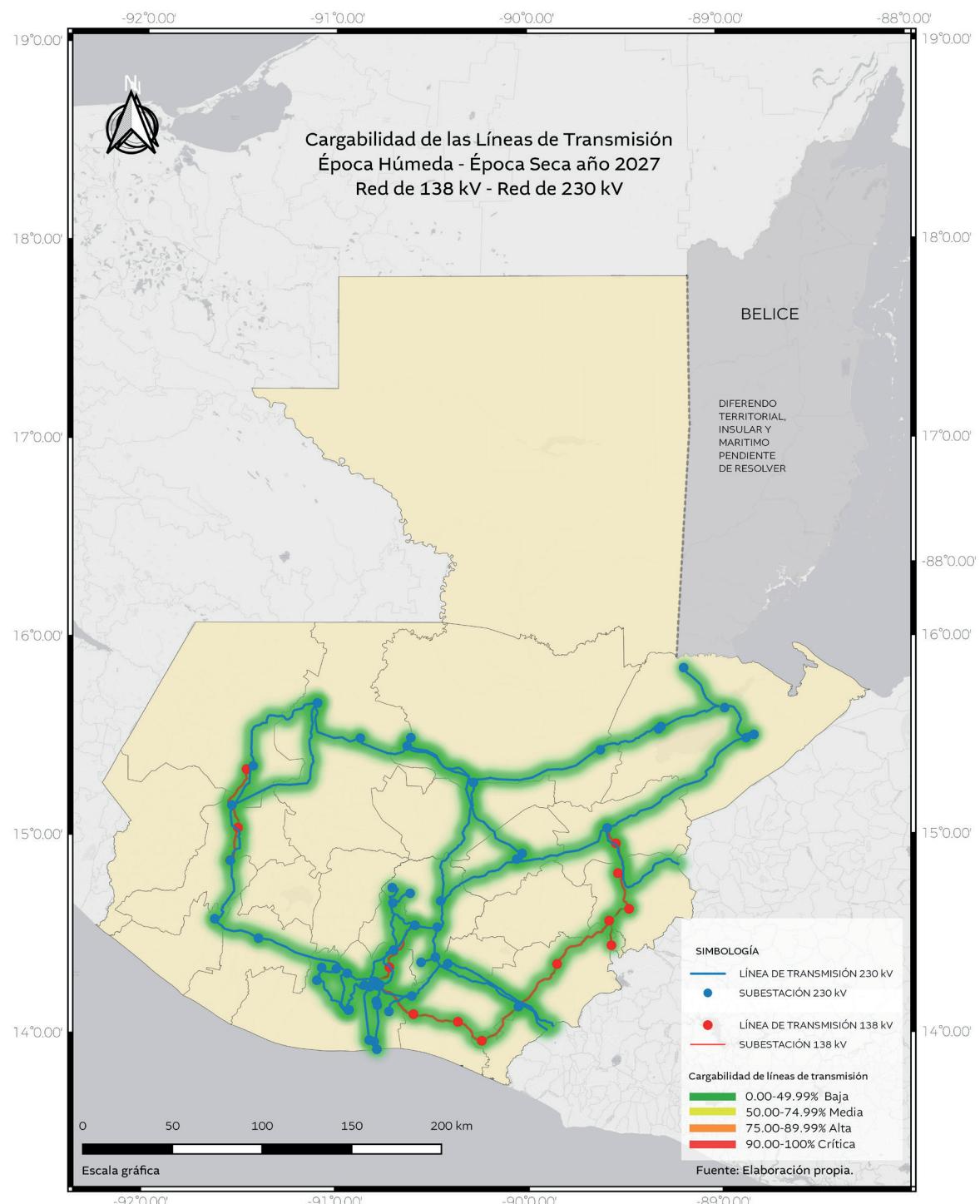
Tabla 7. Líneas con cargabilidad por encima del 75%, demanda máxima 2027, área metropolitana.

LINEA DE TRANSMISIÓN	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %
GUATE SUR - SANTA MONICA	69	76.50		80.65	
VILLA NUEVA - IMPERIALTEX	69	86.19		60.04	
GUATE SUR IMPERIALTEX - IMPERIALTEX	69	77.86		51.79	
GUATE NORTE - GUATEMALA NORTE GUATEMALA	69	78.79		82.99	
CARLOS DORIÓN - GUATEMALA NORTE GUATEMALA	69	82.72		87.14	
GUATE SUR IMPETIALTEX - SAMBORO	69	77.86		51.79	

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

La cargabilidad de las líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado de la red de 138 kV y 230 kV para el año 2027 de demanda máxima durante las dos estacionalidades analizadas se muestra en el Mapa 6.

Mapa 6. Cargabilidad de las líneas de transmisión de 138 kV y 230 kV, DMAX 2027.



De acuerdo con el análisis preliminar sin considerar la adición de refuerzos en el sistema de transporte de energía eléctrica, se identificaron algunos transformadores que superarían la capacidad nominal de acuerdo al crecimiento de la demanda.

Tabla 8. Transformadores con cargabilidad por encima del 75 %, demanda máxima 2027.

TRANSFORMADOR	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %
CHIMALTENANGO	69/34.5	90.37		97.06	
HUEHUETENANGO	69/13.8	98.59		51.69	
LA ESPERANZA	69/13.8	95.35		101.48	
XELAJU	69/13.8	94.04		52.39	
SANTA MARIA CAUQUE	69/13.8	101.86		54.45	
CIUDAD QUETZAL	69/13.8	79.94		85.00	
POPTUN	69/34.5	79.33		84.41	
AMATITLAN	69/13.8	88.99		94.66	
SANTA LUCIA COTZUMALGUAPA	69/13.8	84.89		90.15	
CHIMALTENANGO	69/34.5	79.66		84.47	
GUATEMALA SUR	230/69	81.42		86.56	
MINERVA	69/13.8	76.64		81.48	
CHIMALTENANGO	69/34.5	75.88		80.63	
PALMERAS	69/13.8	87.80		93.32	
COCALES	69/13.8	82.98		88.20	
LA NORIA	69/34.5	71.31		75.74	
COCALES	69/34.5	70.22		75.64	
MAYAN GOLF	69/13.8	73.26		77.82	
SOLOLA	69/34.5	70.81		75.17	
SAN MARCOS	69/13.8	73.35		77.95	

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Para la región metropolitana, se ha observado que habrá elementos que estarán operando por encima del 75 %; la cargabilidad en los transformadores enlistados en la siguiente tabla.



Tabla 9. Transformadores con cargabilidad por encima del 75%, demanda máxima 2027, región metropolitana.

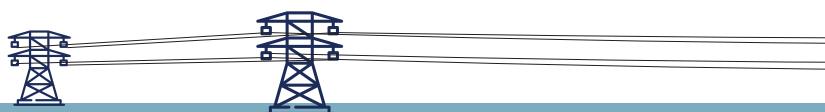
TRANSFORMADOR	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %	CARGABILIDAD %
LAS FLORES	69/13.8	90.14		96.04	
LOS LIRIOS	69/13.8	105.79		112.46	
GUADALUPE	69/13.8	96.79		102.98	
CARLOS DORION	69/13.8	96.79		102.98	
HECTOR FLORES	69/13.8	92.60		98.53	
SAN JUAN SACATEPEQUEZ	69/13.8	99.15		105.45	
SAN GASPAR	69/13.8	97.54		103.62	
RODRIGUEZ BRIONES	69/13.8	88.62		94.15	
PETAPA	69/13.8	81.17		86.30	
ALAMO	69/13.8	77.84		41.31	
LUIS NIMATUJ	69/13.8	77.71		82.58	
ROOSEVELT	69/13.8	77.87		82.80	
BARCENAS	69/13.8	82.11		58.10	
LLANO LARGO	69/13.8	85.47		90.79	
SAN CRISTOBAL	69/13.8	88.96		94.55	
NACIONES UNIDAS	69/13.8	79.06		84.00	
RODRIGUEZ BRIONES	69/13.8	84.05		89.33	
LA PAZ	69/13.8	85.39		90.77	
CAMBRAY	69/13.8	78.09		41.40	
VILLA NUEVA	69/13.8	76.88		81.72	
PAPI STRATCHAN	69/13.8	87.83		93.44	
SAUCE	69/13.8	86.41		91.86	
VILLA LOBOS	69/13.8	85.56		90.97	
CAROLINGIA	69/13.8	74.63		79.33	
KAMINAL	69/13.8	74.97		79.69	
MIXCO	69/13.8	71.96		76.53	

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

10.1 ANALISIS CORTO PLAZO 2030

Con el objetivo de obtener un resultado preliminar de flujo de carga para el año 2030, fue necesario incluir al caso base (CB) los proyectos que se encuentran en proceso de licitación PET-3-2025, actualmente y la obra que se encuentra ejecutada a través de la modalidad de iniciativa propia por ETCEE (Subestación eléctrica Petén), así como los bloques de generación considerados en el plan indicativo de generación al año 2030.

Con el objetivo de mantener los niveles de tensión dentro de los rangos permitidos en la regulación, se incluyeron algunos proyectos los cuales son parte del caso proyecto CP para este período; estos proyectos garantizan un desempeño confiable de la red del sistema de transporte de energía eléctrica.



La subestación eléctrica Petén 230/69 kV fortalecerá los índices de calidad mejorando la regulación de tensión de la región Norte; y se observó que en las regiones de: San Marcos, Huehuetenango, Quetzaltenango y Chimaltenango, se agudizan los problemas de desempeño de la red.

Tabla 10. Tensión nodos fuera del límite permitido, demanda máxima 2030.

NODO	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA			ÉPOCA SECA		
		% PU CB	% PU CP	Δ %	% PU CB	% PU CP	Δ %
ZCP-69	69	81.20	96.01	0.15	85.53	95.53	0.10
QUI-69	69	82.79	96.61	0.14	87.12	96.25	0.09
CSA-69	69	85.08	101.07	0.16	92.45	101.31	0.09
PAT-69	69	86.17	101.93	0.15	93.50	102.23	0.09
CHM-69	69	87.24	100.88	0.14	96.29	101.48	0.05
GEC-69	69	87.24	100.88	0.14	97.19	101.82	0.05
SOL-69	69	87.68	99.50	0.12	91.90	99.52	0.08
POR-69	69	89.01	99.95	0.11	84.55	98.57	0.14
LNO-69	69	89.21	95.07	0.06	92.36	96.19	0.04
MAL-69	69	89.30	100.20	0.11	84.96	98.90	0.14
TOL-69	69	89.77	98.37	0.09	93.25	98.89	0.06
FLO-69	69	90.50	101.02	0.10	86.35	99.89	0.14
SRP-69	69	90.56	101.12	0.10	86.53	100.02	0.13
TEJ-69	69	90.67	101.84	0.11	87.60	100.98	0.13
TAC-69	69	90.84	102.14	0.11	87.70	101.24	0.13
TUM-69	69	91.45	103.38	0.12	88.39	102.94	0.14
SMR-69	69	91.50	102.31	0.11	88.66	101.56	0.13
TOT-69	69	91.76	100.33	0.09	93.55	100.20	0.07
MEL-69	69	92.01	103.85	0.11	89.03	103.45	0.14
CHA-692	69	92.31	101.38	0.09	97.88	101.53	0.04
ALK-69	69	92.61	101.07	0.08	94.45	101.01	0.06
TSC-69	69	92.83	98.02	0.05	96.05	99.61	0.04
PBA-69	69	93.36	95.31	0.02	100.97	101.17	0.00
STC-69	69	93.52	95.43	0.02	101.24	101.45	0.00
COC-69	69	93.55	98.14	0.05	96.80	99.48	0.03
CRL-69	69	93.62	96.20	0.03	93.39	95.70	0.02
GEN-69	69	93.66	95.56	0.02	101.47	101.67	0.00
IXY-69	69	93.79	98.98	0.05	97.05	100.62	0.04
LFL-69	69	93.84	96.42	0.03	93.63	95.93	0.02
BRI-69	69	93.85	99.16	0.05	97.15	100.79	0.04
COA-692	69	94.00	102.96	0.09	91.69	102.66	0.11
ALC-69	69	94.05	95.90	0.02	101.26	101.51	0.00
LIZ-69	69	94.06	96.60	0.03	93.87	96.13	0.02
TIN-69	69	94.07	96.61	0.03	93.87	96.14	0.02
COA-69	69	94.07	103.02	0.09	91.76	102.72	0.11
PQX-69	69	94.14	99.23	0.05	97.39	100.89	0.03



NODO	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA			ÉPOCA SECA		
		% PU CB	% PU CP	Δ %	% PU CB	% PU CP	Δ %
MIX-691	69	94.28	96.80	0.03	94.11	96.35	0.02
SMC-69	69	94.61	97.00	0.02	94.24	96.26	0.02
IXH-69	69	94.66	99.34	0.05	97.90	101.32	0.03
MAT-69	69	94.67	96.27	0.02	93.31	94.65	0.01
ROO-692	69	94.74	97.22	0.03	94.61	96.79	0.02
CAO-69	69	94.75	97.95	0.03	97.37	99.11	0.02
LMA-69	69	94.99	97.36	0.02	99.04	99.86	0.01
JAL-69	69	95.74	97.30	0.02	94.54	95.84	0.01
NOV-69	69	95.07	96.65	0.02	94.83	96.13	0.01
CGP-69	69	95.00	96.59	0.02	94.77	96.06	0.01

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

La conexión entre Los Brillantes – Melendrez – San Marcos mejora la operación de la red en la región suroccidente, con ello se minimizan los cortes de suministro ante la recurrencia de fallas en el área de influencia de Coatepeque – Melendrez – Malacatan – Tecún Uman – San Marcos, brindando confiabilidad y desfogando el flujo de carga que se transporta en la red de 69 kV.

En la región de Alta Verapaz ante el crecimiento vegetativo de la demanda, resulta indispensable la adición al Sistema Nacional Interconectado de los refuerzos: Cobán II, Mayaland y Yalchacti; para mejorar los índices de calidad y reforzar la infraestructura para la evacuación de la generación eléctrica de la zona.

Ante el crecimiento de la demanda, las subestaciones Xela II, San Juan Ostuncalco, Huehuetenango, San Juan Comalapa, Chimaltenango II y Sumpango; brindan un punto de conexión cercano a los centros de carga actualmente y alivian la carga suministrada por los transformadores en este período que como se observa en la tabla ya rebasarían los límites de operación.

Tabla 11. Transformadores fuera del límite permitido, demanda máxima 2030.

TRAFO	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB
TR-LLR-69-LLR-13-1	69/13.8	123.20		130.92	
TR-SMC-69-SMC-13-1	69/13.8	118.41		63.41	
TR-TSC-69-TSC-34-1	69/34.5	116.47		116.47	
TR-SJS-69-SJS-13-1	69/13.8	115.58		123.00	
TR-HUE-69-HUE-132-1	69/13.8	114.09		59.72	
TR-SGA-69-SGA-13-1	69/13.8	113.43		120.51	
TR-GDA-691-GDA-13-1	69/13.8	113.12		120.48	



TRAFO	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		CARGABILIDAD	CB	CARGABILIDAD	CB
TR-CDO-691-CDO-131-1	69/13.8	113.08		120.46	
TR-ESP-69-ESP-132-2	69/13.8	110.68		117.82	
TR-XEL-69-XEL-13-1	69/13.8	108.71		59.67	
TR-HFL-69-HFL-13-1	69/13.8	107.94		114.98	
TR-CHM-69-CHM-34-1	69/34.5	105.35		111.23	
TR-AMA-69-AMA-13-1	69/13.8	103.96		110.69	
TR-CRI-69-CRI-13-1	69/13.8	103.66		110.21	
TR-RBR-69-RBR-13-1	69/13.8	103.05		109.49	
TR-PLM-69-PLM-13-1	69/13.8	102.33		108.77	
TR-STR-69-STR-13-1	69/13.8	102.54		109.21	
TR-LLA-69-LLA-13-1	69/13.8	99.36		105.55	
TR-LFL-69-LFL-13-1	69/13.8	106.33		113.57	
TR-SAU-69-SAU-13-1	69/13.8	100.55		106.94	
TR-LPZ-69-LPZ-13-1	69/13.8	99.57		105.90	
TR-LUC-69-LUC-13-1	69/13.8	98.95		105.07	
TR-RBR-692-RBR-132-1	69/13.8	97.85		104.02	
TR-COC-69-COC-13-1	69/13.8	96.10		102.15	
TR-GSU-231-GSU-691-2	230/69	95.92		102.34	
TR-BAR-69-BAR-13-1	69/13.8	95.49		67.56	
TR-VIL-69-VIL-13-1	69/13.8	99.67		106.04	
TR-POP-69-POP-34-1	69/34.5	92.16		97.98	
TR-ALA-69-ALA-13-1	69/13.8	90.65		48.08	
TR-NUN-69-NUN-13-1	69/13.8	92.01		97.80	
TR-CQU-69-CQU-13-1	69/13.8	93.01		98.93	
TR-PTA-69-PTA-13-1	69/13.8	94.77		100.75	
TR-CHM-69-CHM-343-3	69/34.5	92.17		97.42	
TR-CMB-69-CMB-13-1	69/13.8	90.61		48.03	
TR-ROO-69-ROO-13-1	69/13.8	90.84		96.65	
TR-VNU-69-VNU-131-1	69/13.8	89.62		95.29	
TR-LNI-69-LNI-13-1	69/13.8	89.59		96.27	
TR-MIN-69-MIN-13-1	69/13.8	89.28		94.96	
TR-CHM-69-CHM-342-1	69/34.5	88.39		93.42	
TR-KAM-69-KAM-13-1	69/13.8	87.29		92.83	
TR-CRL-69-CRL-13-1	69/13.8	86.82		92.34	
TR-MGO-69-MGO-13-1	69/13.8	85.56		90.84	
TR-SMR-69-SMR-13-1	69/13.8	84.86		90.19	
TR-SJU-69-SJU-13-1	69/13.8	64.11		120.74	

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Algunos agentes transportistas conocen las limitaciones de los activos de transporte de energía eléctrica que tienen a su cargo, en la región metropolitana TRELEC tiene planificado el reemplazo de los transformadores de las siguientes subestaciones eléctricas: Monte



Cristo, Villa Nueva, San Juan Sacatepéquez, Álamo, Antigua, Arrazola, Augusto Palma, Luis Nimatuj, Milagro, Naranjo, Palín, Pamplona, San Isidro, San Lucas, Naciones Unidas, Acacias 1, Minerva y Santa María Cauque duplicando la capacidad instalada actual; así mismo TRELEC considera la instalación de un segundo transformador en las siguientes subestaciones eléctricas: Rodríguez Briones, Cambray, Ciudad Quetzal, Gerona, Guadalupe, Hncapié, Próceres, San Gaspar, San Miguel Petapa, Santa María Márquez, Villa Lobos, Petapa, Llano Largo, Sauce, La Castellana, El Sitio, Kaminal, Roosevelt, Acacias 2, Aurora, Papi Strachan, Mixco y Santa Mónica; garantizando una operación eficiente en el suministro de energía eléctrica ante el crecimiento de la demanda.

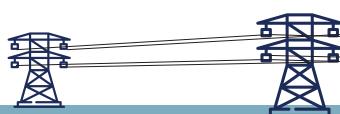
ETCEE, tiene planificado la repotenciación 3 transformadores en la subestación eléctrica Guatemala Sur; instalación de 2 transformadores en la subestación eléctrica La Esperanza y la instalación de 1 transformador adicional en las siguientes subestaciones eléctricas: Panaluya, Río Hondo, San Marcos, Quetzaltenango y Coatepeque.

Tabla 12. Líneas de transmisión fuera del rango permitido, demanda máxima 2030.

TRAFO	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		CARGABILIDAD		CB	CARGABILIDAD
LN-VNU-695-IMP-69D-1	69		102.80		73.99
LN-CDO-691-GNG-691-1	69		97.83		103.89
LN-GNO-691-GNG-691-1	69		93.11		98.85
LN-GIS-69D-SAM-69D-1	69		93.01		64.45
LN-GIS-69D-IMP-69D-1	69		93.01		64.45
LN-CHM-69-CHA-692-1	69		91.62		63.22
LN-GSU-692-CHA-692-1	69		91.51		63.25
LN-GSU-691-SMO-692-2	69		91.24		96.97
LN-COA-69-LIB-691-1	69		87.83		100.16
LN-CDO-691-GNG-691-1	69		97.83		103.89

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

TRELEC, dentro de su planificación de expansión se encuentra ejecutando el reconductrado de las siguientes líneas en 69 kV: Incinate – Guate Norte, Carlos Dorión – Gerona, Guadalupe – Próceres y Laguna – San Miguel Petapa.



10.2 ANALISIS MEDIANO PLAZO 2035

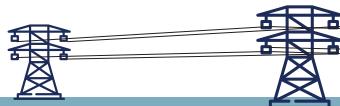
Se ha observado que si en el sistema de transporte de energía eléctrica al año 2035 únicamente se consideran los refuerzos considerados en la licitación PET-3-2025, los problemas de regulación de tensión se agudizan, para lo cual, es necesario añadir los refuerzos analizados en el período a corto plazo y con ello evaluar los nodos que necesitarían una propuesta de mejora.

Tabla 13. Nodos con tensión fuera del rango permitido, demanda máxima 2035.

NODO	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA			ÉPOCA SECA		
		% PU CB	% PU CP	Δ %	% PU CB	% PU CP	Δ %
ESP-230	230	94.16	98.39	0.04	92.98	98.06	0.05
INC-230	230	94.43	95.46	0.01	93.36	95.39	0.02
HUE-232	230	94.88	98.87	0.04	94.01	98.79	0.05
CHN-230	230	94.94	98.92	0.04	94.07	98.85	0.05
HUE-138	138	91.54	97.53	0.06	90.89	97.88	0.07
GSU-138	138	94.33	97.05	0.03	96.26	97.90	0.02
ZCP-69	69	72.49	96.62	0.25	74.89	96.89	0.23
QUI-69	69	74.65	95.60	0.22	77.33	95.57	0.19
CSA-69	69	78.44	99.31	0.21	87.32	100.02	0.13
PAT-69	69	79.75	100.33	0.21	88.61	101.12	0.12
CHM-69	69	81.18	99.62	0.19	93.61	101.09	0.07
GEC-69	69	81.19	99.62	0.19	94.53	101.47	0.07
SOL-69	69	81.43	97.93	0.17	84.88	97.97	0.13
POR-69	69	83.43	97.49	0.14	70.81	95.62	0.26
MAL-69	69	83.84	97.86	0.14	71.41	96.02	0.26
TOL-69	69	85.07	97.10	0.12	88.29	97.91	0.10
FLO-69	69	85.17	98.89	0.14	73.32	97.15	0.25
TEJ-69	69	85.18	99.36	0.14	74.49	98.09	0.24
SRP-69	69	85.24	98.98	0.14	73.58	97.30	0.24
TAC-69	69	85.24	99.54	0.14	74.30	98.23	0.24
LNO-69	69	85.95	95.85	0.10	88.85	97.67	0.09
SMR-69	69	86.36	100.17	0.14	76.54	99.05	0.23
TSC-69	69	86.67	95.59	0.09	85.28	95.80	0.11
TUM-69	69	86.90	101.88	0.15	76.79	101.32	0.24
TOT-69	69	86.93	98.30	0.12	86.46	98.11	0.12
MEL-69	69	87.53	102.42	0.15	77.66	101.90	0.24
BRI-69	69	87.54	96.60	0.09	86.10	97.39	0.12
IXY-69	69	87.69	96.64	0.09	86.43	97.46	0.11
ALK-69	69	87.92	99.19	0.11	87.61	99.08	0.12
CHA-692	69	88.01	99.86	0.12	95.60	100.55	0.05
PQX-69	69	88.26	96.90	0.09	87.20	97.42	0.10



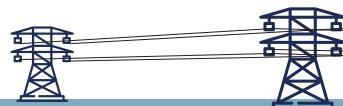
NODO	TENSIÓN KV	ÉPOCA HÚMEDA			ÉPOCA SECA		
		% PU CB	% PU CP	Δ %	% PU CB	% PU CP	Δ %
IXH-69	69	89.06	96.99	0.08	88.32	97.53	0.09
COA-692	69	90.18	101.54	0.11	82.08	101.19	0.19
COA-69	69	90.25	101.61	0.11	82.19	101.26	0.19
PBA-69	69	90.66	96.81	0.06	99.98	100.16	0.00
COC-69	69	90.78	97.33	0.07	94.09	99.21	0.05
STC-69	69	90.89	97.00	0.06	100.34	100.53	0.00
HUE-69	69	91.01	98.92	0.08	90.65	99.48	0.09
GEN-69	69	91.10	97.18	0.06	100.62	100.83	0.00
HUE-EI-69	69	91.14	99.05	0.08	90.84	99.64	0.09
ALC-69	69	91.62	97.64	0.06	100.31	100.61	0.00
CAO-69	69	92.50	96.99	0.05	95.36	98.64	0.03
OJO-69	69	92.54	96.53	0.04	94.91	97.39	0.03
OJO-691	69	92.55	96.54	0.04	94.92	97.40	0.03
OJO-69D	69	92.60	96.59	0.04	94.97	97.46	0.03
MGO-69	69	92.74	96.73	0.04	95.36	97.87	0.03
LLI-69	69	92.74	96.73	0.04	95.49	97.99	0.03
SMP-692	69	92.75	96.74	0.04	95.12	97.61	0.03
FRI-69	69	93.01	97.00	0.04	95.43	97.92	0.03
FRI-69D	69	93.02	97.02	0.04	95.44	97.93	0.03
MGO-691	69	93.08	97.08	0.04	95.47	97.95	0.03
LMA-69	69	93.09	95.98	0.03	97.74	99.23	0.02
PNA-69	69	93.22	97.19	0.04	95.98	98.79	0.03
SAM-69	69	93.25	97.25	0.04	95.55	98.01	0.03
PNA-691	69	93.27	97.23	0.04	96.02	98.81	0.03
SAM-69D	69	93.34	97.34	0.04	95.64	98.11	0.03
ACA-69D	69	93.43	96.48	0.03	95.83	98.28	0.02
XEL-69D	69	93.47	101.91	0.08	91.07	101.31	0.10
SSU-69	69	93.56	97.08	0.04	96.28	98.78	0.03
XEL-69	69	93.56	101.83	0.08	90.72	100.83	0.10
ANT-691	69	93.61	96.12	0.03	90.64	95.08	0.05
EGU-69	69	93.63	96.09	0.03	90.80	95.36	0.05
CG6-691	69	93.64	96.14	0.03	90.75	95.41	0.05
LUC-692	69	93.75	97.82	0.04	97.82	100.32	0.02
LUC-69	69	93.75	97.82	0.04	97.82	100.32	0.02
PNT-69	69	93.75	97.83	0.04	97.87	100.36	0.02
MTI-69	69	93.76	97.84	0.04	100.13	101.89	0.02
CHA-69	69	93.77	96.30	0.03	90.84	95.27	0.05
PAM-69	69	93.96	96.42	0.03	91.20	95.73	0.05
AUR-69	69	94.01	96.47	0.03	91.25	95.78	0.05
MIX-692	69	94.12	96.65	0.03	91.31	95.78	0.05
INH-69	69	94.14	98.20	0.04	95.61	98.08	0.03
ASU-69	69	94.17	98.23	0.04	95.64	98.12	0.03
ASU-691	69	94.20	98.26	0.04	95.67	98.14	0.03



NODO	TENSIÓN KV	ÉPOCA HÚMEDA			ÉPOCA SECA		
		% PU CB	% PU CP	Δ %	% PU CB	% PU CP	Δ %
CMO-69	69	94.24	98.29	0.04	95.71	98.18	0.03
CMO-691	69	94.24	98.29	0.04	95.71	98.18	0.03
MGU-69	69	94.24	98.30	0.04	95.71	98.19	0.03
CIA-69	69	94.25	97.29	0.03	96.75	99.13	0.02
MIR-69	69	94.26	98.02	0.04	97.61	100.23	0.03
MIR-692	69	94.26	98.02	0.04	97.61	100.23	0.03
VIG-69	69	94.26	98.32	0.04	95.74	98.21	0.03
MAZ-69	69	94.27	97.17	0.03	96.94	99.02	0.02
VIG-692	69	94.27	98.33	0.04	95.74	98.21	0.03
CIA-69D	69	94.28	97.32	0.03	96.78	99.16	0.02
COL-69	69	94.30	98.36	0.04	95.78	98.25	0.03
COL-69D	69	94.30	98.36	0.04	95.78	98.25	0.03
VIG-691	69	94.30	98.36	0.04	95.78	98.25	0.03
STR-69	69	94.35	96.84	0.03	91.66	96.16	0.05
PTA-69	69	94.47	98.53	0.04	95.94	98.42	0.03
ESP-69	69	94.47	102.42	0.08	91.69	101.69	0.10
GIS-69D	69	94.47	98.50	0.04	96.45	98.87	0.02
HIN-69	69	94.49	95.58	0.01	92.32	95.06	0.03
CEN-692	69	94.53	97.01	0.03	91.88	96.34	0.05
CEN-69	69	94.53	97.01	0.03	91.89	96.35	0.05
LPZ-69	69	94.55	95.78	0.01	92.38	95.24	0.03
SLM-69	69	94.56	95.22	0.01	92.57	96.46	0.04
AMA-69	69	94.59	97.16	0.03	91.95	96.51	0.05
CRI-69	69	94.63	97.12	0.03	92.00	96.47	0.05
LPR-692	69	94.63	95.63	0.01	92.46	95.18	0.03
MIA-69	69	94.65	97.69	0.03	97.20	99.54	0.02
MAG-69D	69	94.70	97.74	0.03	97.25	99.60	0.02
IMP-69D	69	94.74	98.78	0.04	96.64	99.05	0.02
GDA-691	69	94.77	95.86	0.01	92.66	95.37	0.03
ALA-69D	69	94.80	95.68	0.01	92.74	95.10	0.02
CDO-691	69	94.84	96.06	0.01	92.74	95.55	0.03
CHN-69	69	94.93	98.92	0.04	94.06	98.84	0.05
LIB-691	69	94.94	101.81	0.07	90.46	101.77	0.11
SAN-69	69	94.96	96.19	0.01	92.09	95.13	0.03
BAT-69	69	95.21	96.47	0.01	93.38	96.25	0.03
KOR-69	69	95.64	96.51	0.01	93.45	96.18	0.03
RGR-69	69	97.80	99.03	0.01	93.14	97.17	0.04
SGB-230	230	95.16	96.23	0.01	94.30	96.22	0.02
TFM-69	69	97.03	97.88	0.01	93.59	95.70	0.02
ZAP-69	69	96.20	97.25	0.01	94.60	97.03	0.03
MRI-69	69	95.77	98.22	0.02	93.50	97.73	0.04
PAI-69	69	98.02	98.80	0.01	94.71	96.55	0.02
HIS-69	69	95.09	96.30	0.01	92.20	95.20	0.03



NODO	TENSIÓN KV	ÉPOCA HÚMEDA			ÉPOCA SECA		
		% PU CB	% PU CP	Δ %	% PU CB	% PU CP	Δ %
LRO-69	69	95.90	97.18	0.01	94.18	97.00	0.03
IAT-69	69	97.48	98.26	0.01	93.94	95.88	0.02
RYE-69	69	95.61	98.09	0.03	93.25	97.55	0.04
TEX-69	69	96.34	97.30	0.01	94.62	96.97	0.02
OLE-69	69	95.57	98.06	0.03	93.20	97.51	0.04
SSI-691	69	95.79	96.98	0.01	93.92	96.56	0.03
RAA-691	69	99.63	101.59	0.02	94.36	101.21	0.07
RAN-69	69	97.06	98.07	0.01	94.05	96.50	0.03
QUE-69	69	97.69	98.91	0.01	92.99	97.03	0.04
FBC-69	69	98.02	100.71	0.03	93.60	100.38	0.07
VDA-69	69	97.52	101.52	0.04	94.16	101.65	0.07
CG5-691	69	95.98	96.86	0.01	93.86	96.54	0.03
POL-138	138	95.11	99.94	0.05	94.71	100.47	0.06
GSU-691	69	96.58	99.04	0.02	94.42	98.58	0.04
CMB-69	69	95.01	96.01	0.01	92.92	95.57	0.03
NAR-691	69	95.97	96.86	0.01	93.85	96.53	0.03
NOR-69	69	96.51	97.58	0.01	94.93	97.36	0.03
OLE-69D	69	95.60	98.09	0.03	93.24	97.54	0.04
CHS-69	69	98.56	101.27	0.03	94.30	101.00	0.07
VNU-69	69	95.59	98.08	0.03	93.23	97.53	0.04
GNG-691	69	96.07	97.25	0.01	94.25	96.85	0.03
CBA-69	69	97.00	97.92	0.01	93.73	95.99	0.02
SIP-69	69	95.32	96.23	0.01	93.35	95.71	0.02
CRU-230, 2	230	95.32	96.40	0.01	94.47	96.39	0.02
ZAP-692	69	96.36	97.42	0.01	94.76	97.20	0.03
GLT-69	69	95.60	98.08	0.03	93.21	97.52	0.04
INC-692	69	96.45	97.36	0.01	94.42	97.04	0.03
MCR-692	69	96.71	97.73	0.01	95.00	97.42	0.02
SEL-69	69	96.21	96.99	0.01	94.51	97.61	0.03
ESQ-69	69	97.51	98.72	0.01	92.78	96.82	0.04
MON-69	69	95.06	95.89	0.01	92.74	95.44	0.03
GSU-231	230	95.29	96.38	0.01	94.43	96.37	0.02
VIL-69	69	96.25	98.73	0.03	94.04	98.25	0.04
GSU-232	230	95.29	96.38	0.01	94.44	96.37	0.02
GES-231	230	95.81	96.78	0.01	94.89	96.77	0.02
GOE-230	230	95.36	96.43	0.01	94.51	96.42	0.02
SSI-692	69	95.80	96.99	0.01	93.92	96.57	0.03
LLA-69	69	95.25	96.52	0.01	93.43	96.30	0.03
SJD-69	69	96.16	97.05	0.01	94.08	96.70	0.03
MIN-692	69	95.09	95.93	0.01	92.79	95.48	0.03
LIB-69	69	95.73	102.10	0.06	91.23	102.03	0.11
SJS-69	69	95.12	96.18	0.01	94.38	96.26	0.02
CQM-138	138	98.67	99.33	0.01	94.85	96.63	0.02



NODO	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA			ÉPOCA SECA		
		% PU CB	% PU CP	Δ %	% PU CB	% PU CP	Δ %
ROO-69	69	95.65	96.52	0.01	93.46	96.19	0.03
RGR-138	138	98.23	98.89	0.01	94.83	96.53	0.02
MNT-69	69	95.82	98.28	0.02	93.56	97.78	0.04
SCR-69	69	97.84	98.62	0.01	94.33	96.22	0.02
RAA-69	69	99.67	101.60	0.02	94.36	101.21	0.07
MIN-69	69	95.47	96.34	0.01	93.24	95.93	0.03
TEX-69D	69	96.34	97.30	0.01	94.62	96.97	0.02
VNU-691	69	95.67	98.15	0.03	93.32	97.61	0.04
SMO-692	69	95.90	98.38	0.03	93.59	97.85	0.04
NUN-69	69	95.27	97.79	0.03	92.80	97.20	0.05
TEC-692	69	97.40	98.19	0.01	93.86	95.82	0.02
LRO-69D	69	95.91	97.18	0.01	94.18	97.00	0.03
COB-69	69	96.74	101.63	0.05	94.04	101.97	0.08
VNU-692	69	95.78	98.26	0.03	93.44	97.72	0.04
PLA-69	69	99.74	101.66	0.02	94.35	101.26	0.07
RYE-69D	69	95.62	98.10	0.03	93.26	97.56	0.04
SAS-69	69	97.62	98.61	0.01	94.69	97.05	0.02
PAS-69	69	97.98	98.76	0.01	94.33	96.22	0.02
MCR-69	69	95.65	96.56	0.01	93.81	96.16	0.02
HFL-69	69	95.77	97.07	0.01	94.02	96.88	0.03

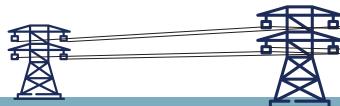
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 14. Transformadores fuera del rango permitido, demanda máxima 2035.

TRAFO	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB
TR-BAR-69-BAR-13-1	69/13.8	101.55		76.12	
TR-LUC-69-LUC-13-1	69/13.8	105.43		118.73	
TR-GSU-231-GSU-691-2	230/69	103.02		118.63	
TR-CRL-69-CRL-13-1	69/13.8	92.41		104.37	
TR-HUE-69-HUE-34-1	69/34.5	86.34		97.20	
TR-AMA-69-AMA-13-1	69/13.8	110.92		125.90	
TR-JAL-69-JAL-13-1	69/13.8	82.22		92.79	
TR-CDO-691-CDO-131-1	69/13.8	120.67		137.13	
TR-MAL-69-MAL-13-1	69/13.8	78.51		90.74	
TR-CHM-69-CHM-343-3	69/34.5	98.38		109.38	
TR-CMB-69-CMB-13-1	69/13.8	96.29		54.04	
TR-CRI-69-CRI-13-1	69/13.8	110.38		124.67	
TR-KAM-69-KAM-13-1	69/13.8	92.98		105.09	
TR-GDA-691-GDA-13-1	69/13.8	120.73		137.13	
TR-LNO-69-LNO-342-2	69/34.5	88.12		99.15	



TRAFO	TENSIÓN KV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		CARGABILIDAD	CB	CARGABILIDAD	CB
TR-CHM-69-CHM-342-1	69/34.5	94.83		105.23	
TR-COC-69-COC-13-1	69/13.8	102.20		114.99	
TR-LPZ-69-LPZ-13-1	69/13.8	106.08		119.96	
TR-AUR-69-AUR-13-1	69/13.8	82.90		93.78	
TR-CVI-69-CVI-13-1	69/13.8	86.55		97.68	
TR-CQU-69-CQU-13-1	69/13.8	98.98		111.71	
TR-MIN-69-MIN-13-1	69/13.8	95.08		107.41	
TR-EGU-69-EGU-13-1	69/13.8	80.50		90.92	
TR-LLR-69-LLR-13-1	69/13.8	131.18		147.79	
TR-HFL-69-HFL-13-1	69/13.8	115.08		130.58	
TR-HUE-69-HUE-132-1	69/13.8	121.62		67.21	
TR-ALA-69-ALA-13-1	69/13.8	96.48		54.24	
TR-COC-69-COC-34-1	69/34.5	86.09		96.84	
TR-LFL-69-LFL-13-1	69/13.8	114.17		131.34	
TR-ESP-69-ESP-132-2	69/13.8	117.88		133.30	
TR-CSA-69-CSA-34-1	69/34.5	86.59		97.32	
TR-CHM-69-CHM-34-1	69/34.5	111.40		125.22	
TR-MIX-691-MIX-13-1	69/13.8	89.40		101.29	
TR-LLA-69-LLA-13-1	69/13.8	105.64		118.90	
TR-MGO-69-MGO-13-1	69/13.8	91.30		102.87	
TR-LNI-69-LNI-13-1	69/13.8	96.42		108.83	
TR-XEL-69-XEL-13-1	69/13.8	115.60		66.36	
TR-VIL-69-VIL-13-1	69/13.8	106.15		120.01	
TR-RBR-692-RBR-132-1	69/13.8	104.13		117.46	
TR-SOL-69-SOL-34-1	69/34.5	88.39		99.39	
TR-NOR-69-NOR-13-1	69/13.8	86.57		99.05	
TR-PTA-69-PTA-13-1	69/13.8	101.08		114.11	
TR-POP-69-POP-34-1	69/34.5	97.98		110.44	
TR-VNU-69-VNU-131-1	69/13.8	95.44		107.80	
TR-TEC-692-TEC-13-1	69/13.8	81.86		92.29	
TR-SJS-69-SJS-13-1	69/13.8	123.14		139.24	
TR-STR-69-STR-13-1	69/13.8	109.40		124.22	
TR-NUN-69-NUN-13-1	69/13.8	97.91		110.42	
TR-SMR-69-SMR-13-1	69/13.8	90.12		101.43	
TR-SSI-691-SSI-13-1	69/13.8	85.46		96.49	
TR-MON-69-MON-13-1	69/13.8	80.07		90.50	
TR-PLM-69-PLM-13-1	69/13.8	108.99		122.90	
TR-SMC-69-SMC-13-1	69/13.8	125.90		71.63	
TR-TUM-69-TUM-13-1	69/13.8	81.28		92.38	
TR-SAU-69-SAU-13-1	69/13.8	107.01		120.74	
TR-ROO-69-ROO-13-1	69/13.8	96.81		109.57	
TR-RBR-69-RBR-13-1	69/13.8	109.59		123.40	
TR-SGA-69-SGA-13-1	69/13.8	120.61		135.78	



TRAFO	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB
TR-GSU-231-GSU-691-GSU-133T-1	230/69/13	103.48		119.46	
TR-ESP-230-ESP-69-ESP-T1-1	230/69	95.02		98.63	
TR-HUE-138-HUE-69-HUE-13T-1	138/69/13.8	106.24		85.51	
TR-SJU-69-SJU-13-1	69/13.8	71.43		136.07	
TR-RGR-138-RGR-69-1	138/69	74.89		106.92	

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 15. Líneas de transmisión fuera del rango permitido, demanda máxima 2035.

LÍNEA	TENSIÓN kV	ÉPOCA HÚMEDA		ÉPOCA SECA	
		CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB	CARGABILIDAD CB
LN-CG6-691-ROO-692-1	69	90.67		106.82	
LN-CDO-691-GNG-691-1	69	105.95		122.88	
LN-GES-69-GDA-691-1	69	87.78		101.69	
LN-GSU-691-CEN-69-1	69	80.74		94.45	
LN-GSU-692-CHA-692-1	69	107.30		38.01	
LN-GNO-691-GNG-691-1	69	100.78		116.73	
LN-GIS-69D-SAM-69D-1	69	101.63		78.61	
LN-GIS-69D-IMP-69D-1	69	101.63		78.61	
LN-GSU-691-SMO-692-2	69	99.25		115.60	
LN-EPI-69-CUY-69-1	69	90.89		52.35	
LN-LBR-691-EPI-69-1	69	90.87		52.35	
LN-COA-69-LIB-691-1	69	98.19		126.75	
LN-GSU-691-SMO-692-4	69	84.10		97.96	
LN-LBR-691-LIB-691-1	69	84.50		114.27	
LN-CHM-69-CHA-692-1	69	107.45		38.09	
LN-MIX-691-ROO-692-1	69	90.69		106.84	
LN-VNU-695-IMP-69D-1	69	112.24		89.55	
LN-ESP-69-SMR-69-1	69	69.29		95.08	
LN-LVG-230-SNT-231-1	230	61.04		95.27	
LN-GES-231-SNT-231-1	230	61.41		96.72	

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



11. OBRAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

11.1 OBRAS A CORTO PLAZO.

11.1.1 OBRAS A CORTO PLAZO 69 kV y 138 kV.

Mapa 7. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV.

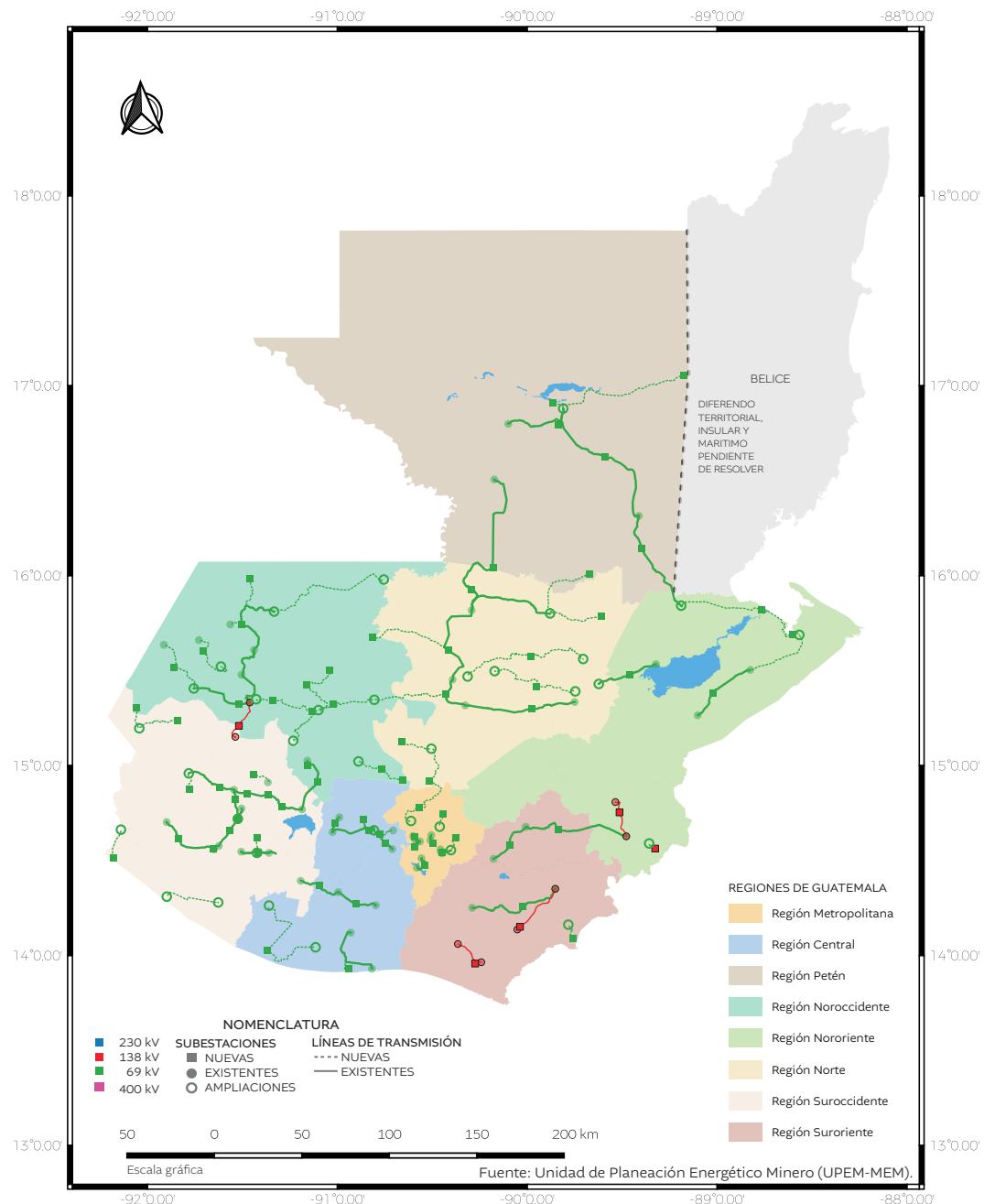


Tabla 16. Subestaciones eléctricas de 69 kV y 138 kV a corto plazo.

SUBESTACIÓN	DEPARTAMENTO	VOLTAJE kV	CAPACIDAD MVA	TIPO	ESTADO	MODALIDAD	REGIÓN
LANQUÍN	ALTA VERAPAZ	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
CHITOCAN	ALTA VERAPAZ	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
SANTA CRUZ VERAPAZ	ALTA VERAPAZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NORTE
OSEC II	ALTA VERAPAZ	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	AMPLIACION	NA	NORTE
RENACE	ALTA VERAPAZ	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	AMPLIACION	NA	NORTE
PANZOS	ALTA VERAPAZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	AMPLIACION	NA	NORTE
PANZOS	ALTA VERAPAZ	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	AMPLIACION	NA	NORTE
SANTA CATALINA LA TINTA	ALTA VERAPAZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NORTE
CHAHAL	ALTA VERAPAZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
SAN FRANCISCO	ALTA VERAPAZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
YALCHACTI	ALTA VERAPAZ	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
GRANADOS	BAJA VERAPAZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
CUBULCO	BAJA VERAPAZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
CHIMALTENANGO II	CHIMALTENANGO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
SAN JUAN COMALAPA	CHIMALTENANGO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	CENTRAL
LOS PINOS	CHIMALTENANGO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	CENTRAL
CHIQUIMULA II	CHIQUIMULA	138/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
ESQUIPULAS II	CHIQUIMULA	138/69	75	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
TECOJATE	ESCUINTLA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
MARINA DEL SUR	ESCUINTLA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
POPOYAN	ESCUINTLA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
EL JOCOTE II	ESCUINTLA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
SAN RAYMUNDO	GUATEMALA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
SAN LUIS	GUATEMALA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
VILLA CANALES	GUATEMALA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
LOS MIXCOS	GUATEMALA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
PINULA	GUATEMALA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
BALCONES	GUATEMALA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
VISTA HERMOSA	GUATEMALA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
LA COMUNIDAD	GUATEMALA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
AGUACATÁN	HUEHUETENANGO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NOROCCIDENTE
LA LIBERTAD HUEHUETENANGO	HUEHUETENANGO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO III	HUEHUETENANGO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
MALACATANCITO	HUEHUETENANGO	138/69	75	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
SANTA EULALIA	HUEHUETENANGO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
TECTITÁN	HUEHUETENANGO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
UNIÓN CANTINIL	HUEHUETENANGO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
IXHUITZ	HUEHUETENANGO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NOROCCIDENTE
LIVINGSTON	IZABAL	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
CHICHIPATE	IZABAL	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
TRINCHERAS	IZABAL	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
SANTO TOMÁS DE CASTILLA	IZABAL	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
SAN PEDRO PINULA	JALAPA	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
MIRAMUNDO	JALAPA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
QUESADA	JUTIAPA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
JEREZ	JUTIAPA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE



SUBESTACIÓN	DEPARTAMENTO	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVA	TIPO	ESTADO	MODALIDAD	REGIÓN
IXBOBÓ	PETÉN	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN
TIERRA BLANCA	PETÉN	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN
EL CHAL	PETÉN	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN
MELCHOR DE MENCOS	PETÉN	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN
FLORES	PETÉN	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	PETÉN
LA PIMIENTA	PETÉN	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN
GÉNOVA	QUETZALTENANGO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
XELA SUR	QUETZALTENANGO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
SAN JUAN OSTUNCALCO	QUETZALTENANGO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
XELA II	QUETZALTENANGO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
CUNÉN	QUICHÉ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
NEBAJ	QUICHÉ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
RUMOR DE LOS ENCANTOS	QUICHÉ	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
CHICHICASTENANGO	QUICHÉ	69/34.5/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NOROCCIDENTE
QUICHÉ II	QUICHÉ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
PACHALUM	QUICHÉ	69/34.5/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NOROCCIDENTE
CHAJUL	QUICHÉ	69/34.5/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NOROCCIDENTE
SAN FELIPE	RETALHULEU	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
PASTORES	SACATEPEQUEZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
SUMPANGO	SACATEPEQUEZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
CONCEPCIÓN TUTUAPA	SAN MARCOS	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
OCÓS	SAN MARCOS	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	SUROCCIDENTE
SAN CRISTÓBAL CUCHO	SAN MARCOS	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
SANTA CATARINA IXTAHUACÁN/ NAHUALÁ	SOLOLÁ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	SUROCCIDENTE
SANTA LUCÍA UTATLÁN	SOLOLÁ	69	--	MANIOBRAS	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
CHOCOLÁ	SUCHITEPEQUEZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	SUROCCIDENTE
SAN ANTONIO SUCHITEPÉQUEZ	SUCHITEPEQUEZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	SUROCCIDENTE
SAN FRANCISCO EL ALTO	TOTONICAPÁN	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
JOYABAJ	QUICHÉ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE

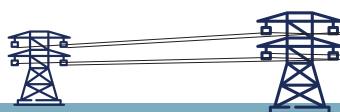
NA: NO ADJUDICADA

IP: INICIATIVA PROPIA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 17. Ampliación de subestaciones de 69 kV y 138 kV a corto plazo.

SUBESTACIÓN	DEPARTAMENTO	VOLTAJE KV	TIPO	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	REGIÓN
OXEC II	ALTA VERAPAZ	69	CAMPO	OXEC II	LANQUIN	NORTE
FRAY BARTOLOMÉ DE LAS CASAS	ALTA VERAPAZ	69	CAMPO	FRAY BARTOLOMÉ DE LAS CASAS	CHAHAL	NORTE
SAN PEDRO CAR-CHA	ALTA VERAPAZ	69	CAMPO	SAN PEDRO CARCHA	LANQUIN	NORTE
SECACAO	ALTA VERAPAZ	69	CAMPO	SECACAO	SAN FRANCISCO	NORTE
RENACE	ALTA VERAPAZ	69	CAMPO	RENACE	SAN FRANCISCO	NORTE
RABINAL	BAJA VERAPAZ	69	CAMPO	RABINAL	GRANADOS	NORTE
RABINAL	BAJA VERAPAZ	69	CAMPO	RABINAL	CUBULCO	NORTE
CHIMALTENANGO	CHIMALTENANGO	69	CAMPO	CHIMALTENANGO	CHIMALTENANGO II	CENTRAL



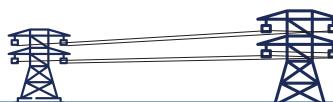
SUBESTACIÓN	DEPARTAMENTO	VOLTAJE kV	TIPO	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	REGIÓN
PATZÚN	CHIMALTENANGO	69	CAMPO	PATZÚN	LOS PINOS	CENTRAL
ACACIAS	ESCUINTLA	69	CAMPO	ACACIAS	TECOJATE	CENTRAL
LA NORIA	ESCUINTLA	69	CAMPO	LA NORIA	TECOJATE	CENTRAL
GUATEMALA OESTE	GUATEMALA	69	CAMPO	GUATEMALA OESTE	SAN RAYMUNDO	METROPOLITANA
AUGUSTO PALMA	GUATEMALA	69	CAMPO	AUGUSTO PALMA	SAN LUIS	METROPOLITANA
MONTECRISTO	GUATEMALA	69	CAMPO	MONTECRISTO	LOS MIXCOS	METROPOLITANA
CASTELLANA	GUATEMALA	69	CAMPO	CASTELLANA	PLAZA ESPAÑA	METROPOLITANA
CHIANTLA	HUEHUETENANGO	69	CAMPO	CHIANTLA	AGUACATAN	NOROCCIDENTE
IXTAHUACAN	HUEHUETENANGO	69	CAMPO	IXTAHUACAN	LA LIBERTAD HUEHUETE-NANGO	NOROCCIDENTE
TACANA	SAN MARCOS	69	CAMPO	TACANA	TECTITAN	SUROCCIDENTE
TODOS SANTOS CUCHUMATAN	HUEHUETENANGO	69	CAMPO	TODOS SANTOS CUCHUMATAN	UNION CANTINIL	NOROCCIDENTE
CAMOJA	HUEHUETENANGO	69	CAMPO	CAMOJA	LA LIBERTAD HUEHUETE-NANGO	NOROCCIDENTE
MODESTO MENDEZ	IZABAL	69	CAMPO	MODESTO MENDEZ	LIVINGSTON	NORORIENTE
ATLÁNTICO	IZABAL	69	CAMPO	TRANSFORMACIÓN 69	TRANSFORMACIÓN 230	NORORIENTE
EL JICARO	JUTIAPA	69	CAMPO	EL JICARO	JEREZ	SURORIENTE
IXPANPAJUL	PETÉN	69	CAMPO	IXPANPAJUL	FLORES	PETÉN
IXPANPAJUL	PETÉN	69	CAMPO	IXPANPAJUL	MELCHOR DE MENCOS	PETÉN
FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS	ALTA VERAPAZ	69	CAMPO	FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS	LA PIMENTA	NORTE
SANTA MARÍA	QUETZALTENANGO	69	CAMPO	SANTA MARÍA	SANTA MARIA II	SUROCCIDENTE
BUENA VISTA	QUICHÉ	69	CAMPO	BUENA VISTA	SACAPULAS	SUROCCIDENTE
SACAPULAS	QUICHÉ	69	CAMPO	SACAPULAS	BUENA VISTA	SUROCCIDENTE
SACAPULAS	QUICHÉ	69	CAMPO	SACAPULAS	NEBAJ	SUROCCIDENTE
ZACUALPA	QUICHÉ	69	CAMPO	ZACUALPA	PACHALUM	SUROCCIDENTE
PLAYA GRANDE	QUICHÉ	69	CAMPO	PLAYA GRANDE	BARILLAS	SUROCCIDENTE
BARILLAS	HUEHUETENANGO	69	CAMPO	BARILLAS	HUEHUETENANGO	NOROCCIDENTE
SANTA LUCIA LA REFORMA	QUICHÉ	69	CAMPO	SANTA LUCIA LA REFORMA	RÍO BLANCO	NOROCCIDENTE
SACAPULAS	QUICHÉ	69	CAMPO	SACAPULAS	RÍO BLANCO	NOROCCIDENTE
SACAPULAS	QUICHÉ	69	CAMPO	SACAPULAS	RÍO BLANCO	NOROCCIDENTE
CHAMPERICO	RETALHULEU	69	CAMPO	CHAMPERICO	LA MAQUINA	SUROCCIDENTE
LA MÁQUINA	RETALHULEU	69	CAMPO	LA MÁQUINA	CHAMPERICO	SUROCCIDENTE
TACANA	SAN MARCOS	69	CAMPO	TACANA	CONCEPCIÓN TUTUAPA	SUROCCIDENTE
TECUN UMAN	SAN MARCOS	69	CAMPO	TECUN UMAN	OCÓS	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	SAN MARCOS	69	CAMPO	SAN MARCOS	SAN CRISTOBAL CUCHO	SUROCCIDENTE
BUENAVENTURA	SUCHITEPEQUEZ	69	CAMPO	BUENAVENTURA	SAN ANTONIO SUCHITEPEQUEZ	SUROCCIDENTE
BUENAVENTURA	SUCHITEPEQUEZ	69	CAMPO	BUENAVENTURA	SAN ANTONIO SUCHITEPEQUEZ	SUROCCIDENTE
BUENA VISTA	QUICHÉ	69	CAMPO	BUENA VISTA	SANTA CRUZ VERAPAZ	NOROCCIDENTE
ESQUIPULAS	CHIQUIMULA	69	CAMPO	ESQUIPULAS	ESQUIPULAS II	NORORIENTE
ESQUIPULAS	CHIQUIMULA	69	CAMPO	ESQUIPULAS	ESQUIPULAS II	NORORIENTE

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



Tabla 18. Líneas de transmisión de 69 kV y 138 kV a corto plazo.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	MODALIDAD	REGIÓN
ALTA VERAPAZ	SAN JULIAN - COBAN Y CONEXIÓN A SANTA CRUZ VERAPAZ	69	1	IP	NORTE
ALTA VERAPAZ	SAN JULIÁN - TELEMAN Y CONEXIÓN A SANTA CATALINA LA TINTA	69	1	IP	NORTE
CHIMALTENANGO	CHIMALTENANGO II - SAN JUAN COMALAPA	69	12.6	IP	CENTRAL
CHIMALTENANGO	PATZÚN - CHIMALTENANGO Y CONEXIÓN A SAN JUAN COMALAPA	69	20	IP	CENTRAL
CHIMALTENANGO	LOS PINOS - PATZUN	69	6	IP	CENTRAL
CHIMALTENANGO	CRUZ DE SANTIAGO - PATZUN Y CONEXIÓN A LOS PINOS	69	1	IP	CENTRAL
HUEHUETENANGO	CHIANTLA - AGUACATAN	69	11	IP	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	RÍO BLANCO - AGUACATAN	69	30	IP	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	HUEHUETENANGO - SAN JUAN IXCOY CONEXIÓN A PAQUIX	69	1	IP	NOROCCIDENTE
IZABAL	LA RUIDOSA - SANTO TOMÁS DE CASTILLA Y CONEXIÓN A ATLANTICO	69	1	IP	NORORIENTE
PETÉN	DERIVACION LA LIBERTAD - IXPANPAJUL Y CONEXION A PETÉN ITZA	69	4	IP	PETÉN
PETÉN	DERIVACION IXPANPAJUL - LA LIBERTAD Y CONEXION A PETÉN ITZA	69	4	IP	PETÉN
PETÉN	DERIVACIÓN POPTUN - IXPANPAJUL Y CONEXIÓN A PETÉN ITZA	69	4	IP	PETÉN
PETÉN	DERIVACION IXPANPAJUL - POPTUN Y CONEXIÓN A PETÉN ITZA	69	4	IP	PETÉN
PETÉN	IXPANPAJUL -FLORES	69	8	IP	PETÉN
QUICHÉ	QUICHÉ - SOLOLÁ Y CONEXIÓN A CHICHICASTENANGO	69	1	IP	NOROCCIDENTE
RETALHULEU	LA MAQUINA - CHAMPERICO	69	39	IP	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	TECUN UMAN- OCOS	69	20	IP	SUROCCIDENTE
SOLOLÁ	SOLOLÁ - LA ESPERANZA Y CONEXIÓN A SANTA CATARINA IXTAHUACAN	69	1	IP	SUROCCIDENTE
SUCHITEPEQUEZ	SAN ANTONIO SUCHITEPEQUEZ - CHOCOLÁ	69	10	IP	SUROCCIDENTE
SUCHITEPEQUEZ	MAZATENANGO - SAN MIGUEL PANÁN Y CONEXIÓN A SAN ANTONIO SUCHITEPEQUEZ	69	1	IP	SUROCCIDENTE
ALTA VERAPAZ	LANQUIN - OXEC II	69	42	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	CHITOCAN - RUMOR DE LOS ENCANTOS	69	51	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	SANTA CRUZ VERAPAZ - BUENA VISTA	69	47.3	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	COBAN - CHISEC Y CONEXIÓN A CHITOCAN	69	1	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS - CHAHAL	69	33.1	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	SAN PEDRO CARCHA - LANQUIN	69	48.4	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	SECACAO - SAN FRANCISCO	69	25	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	SAN FRANCISCO - RENACE	69	35.9	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	CHISEC - SAYAXCHE Y CONEXIÓN A YALCHACTI	69	1	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	CHISEC - FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS Y CONEXIÓN A YALCHACTI	69	13	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	RABINAL - GRANADOS	69	25.8	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	CUBULCO - RABINAL	69	18	NA	NORTE
CHIMALTENANGO	CHIMALTENANGO - CHIMALTENANGO II	69	3.2	NA	CENTRAL
CHIQUIMULA	RIO GRANDE - CHIQUIMULA Y CONEXIÓN A CHIQUIMULA II	138	1	NA	NORORIENTE
CHIQUIMULA	ESQUIPULAS II - ESQUIPULAS (DOBLE CIRCUITO)	69	7	NA	NORORIENTE
ESCUINTLA	ACACIAS - TECOJATE	69	38	NA	CENTRAL
ESCUINTLA	MAGDALENA-PUERTO SAN JOSE Y CONEXIÓN A MARINA DEL SUR	69	12	NA	CENTRAL
ESCUINTLA	COCALES-PANTALEON Y CONEXIÓN A POPOYAN	69	1	NA	CENTRAL
ESCUINTLA	PANTALEON-ESCUINTLA Y CONEXIÓN A EL JOCOTE II	69	1	NA	CENTRAL
ESCUINTLA	LA NORIA - TECOJATE	69	42	NA	CENTRAL
GUATEMALA	GRANADOS - SAN RAYMUNDO	69	34	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	GUATEMALA OESTE - SAN RAYMUNDO	69	18.6	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	AGUSTO PALMA - SAN LUIS	69	8.14	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	LAGUNA - SAN MIGUEL PETAPA Y CONEXIÓN A VILLA CANALES	69	1	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	MONTECRISTO - LOS MIXCOS	69	9.48	NA	METROPOLITANA



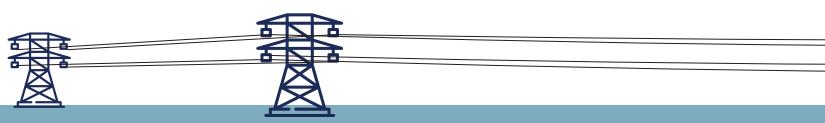
DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	MODALIDAD	REGIÓN
GUATEMALA	GUADALUPE III - MONTECRISTO Y CONEXIÓN A PINULA	69	1	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	CENTRO LAGUNA II - SAN CRISTOBAL Y CONEXIÓN A BALCONES	69	10	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	CIUDAD VIEJA - GERONA Y CONEXIÓN VISTA HERMOSA (DOBLE CIRCUITO)	69	1	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	CENTRO - MIXCO Y CONEXIÓN A LA COMUNIDAD	69	1	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	GUADALUPE III - OLMECA Y CONEXIÓN A PINULA	69	1	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	TEXESA - RODRIGUEZ BRIONES Y CONEXIÓN A PINULA	69	1	NA	METROPOLITANA
HUEHUETENANGO	IXTAHUCAN - LA LIBERTAD HUEHUETENANGO	69	21	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	HUEHUETENANGO - IXTAHUCAN Y CONEXIÓN A HUEHUETENANGO III	69	1	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	HUEHUETENANGO - HUEHUETENANGO II Y CONEXIÓN A MALACATANCITO	138	1	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	SAN JUAN IXCOY - BARILLAS Y CONEXION A SANTA EULALIA	69	1	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	TACANA - TECTITAN	69	1	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	TODOS SANTOS CUCHUMATAN - UNION CANTINIL	69	1	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	CAMOJA - LA LIBERTAD HUEHUETENANGO	69	17	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	JACALTENANGO - UNION CANTINIL	69	32	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	SAN SEBASTIAN COATAN - SANTA EULALIA	69	7	NA	NOROCCIDENTE
IZABAL	LIVINGSTON - MODESTO MENDEZ	69	54	NA	NORORIENTE
IZABAL	EL ESTOR - PANZOS Y CONEXIÓN A CHICHIPATE	69	1	NA	NORORIENTE
IZABAL	SANTO TOMAS DE CASTILLA-LIVINGSTON	69	32	NA	NORORIENTE
IZABAL	LOS AMATES - LA RUIDOSA Y CONEXIÓN A TRINCHERAS	69	1	NA	NORORIENTE
JALAPA	JALAPA-RIO GRANDE Y CONEXIÓN A SAN PEDRO PINULA	69	1	NA	SURORIENTE
JALAPA	JALAPA - SAN RAFAEL LAS FLORES Y CONEXIÓN A MIRAMUNDO	69	1	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	MOYUTA - EL PROGRESO Y CONEXIÓN A JALPATAGUA	138	1	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	LOS ESCLAVOS - PROGRESO Y CONEXIÓN A QUESADA	69	1	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	EL JICARO - JEREZ	69	11	NA	SURORIENTE
PETÉN	POPTÚN - IXPANPAJUL Y CONEXIÓN A EL CHAL	69	1	NA	PETÉN
PETÉN	MODESTO MENDEZ - POPTUN Y CONEXIÓN A IXBOBO	69	1	NA	PETÉN
PETÉN	CHISEC -SAYAXCHÉ Y CONEXIÓN A TIERRA BLANCA	69	1	NA	PETÉN
PETÉN	IXPANPAJUL - MELCHOR DE MENCOS	69	80	NA	PETÉN
PETÉN	FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS - LA PIMIENTA	69	45	NA	PETÉN
QUETZALTENANGO	LOS BRILLANTES-COATEPEQUE Y CONEXIÓN A GENOVA	69	1	NA	SUROCCIDENTE
QUETZALTENANGO	LA ESPERANZA - SAN MARCOS Y CONEXIÓN A SAN JUAN OSTUNCALCO	69	1	NA	SUROCCIDENTE
QUETZALTENANGO	LA ESPERANZA- ZUNIL Y CONEXIÓN A XELA SUR	69	1	NA	SUROCCIDENTE
QUETZALTENANGO	SANTA MARÍA - SANTA MARÍA II	69	1	NA	SUROCCIDENTE
QUETZALTENANGO	LA ESPERANZA - SANTA CATARINA IXTAHUACAN Y CONEXIÓN A XELA II	69	1	NA	SUROCCIDENTE
QUICHÉ	SACAPULAS - BUENA VISTA Y CONEXIÓN A CUNEN	69	1	NA	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	CHAJUL – NEBAJ	69	18	NA	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	NEBAJ – SACAPULAS	69	26	NA	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	SACAPULAS - BUENA VISTA	69	40	NA	NOROCCIDENTE
JUTIAPA	CHIQUIMULLA - PASACO Y CONEXIÓN A PARAISO	138	1	NA	SURORIENTE
QUICHÉ	QUICHÉ-SOLOLÁ Y CONEXIÓN A QUICHÉ II	69	1	NA	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	ZACUALPA – PACHALUM	69	33	NA	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	PLAYA GRANDE – BARILLAS	69	26	NA	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	RÍO BLANCO - SACAPULAS (DOBLE CIRCUITO)	69	4	NA	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	RIO BLANCO – SANTA LUCIA LA REFORMA	69	31	NA	NOROCCIDENTE
RETALHULEU	LOS BRILLANTES-SANTA MARÍA Y CONEXIÓN A SAN FELIPE	69	1	NA	SUROCCIDENTE
SACATEPEQUEZ	CHIMALTENANGO - CHACARÁ Y CONEXIÓN A PASTORES	69	1	NA	CENTRAL
SACATEPEQUEZ	CHIMALTENANGO - CHACARÁ Y CONEXIÓN A SUMPANGO	69	3	NA	CENTRAL
SACATEPEQUEZ	SUMPANGO - SANTA MARIA CAUQUE	69	10	NA	CENTRAL



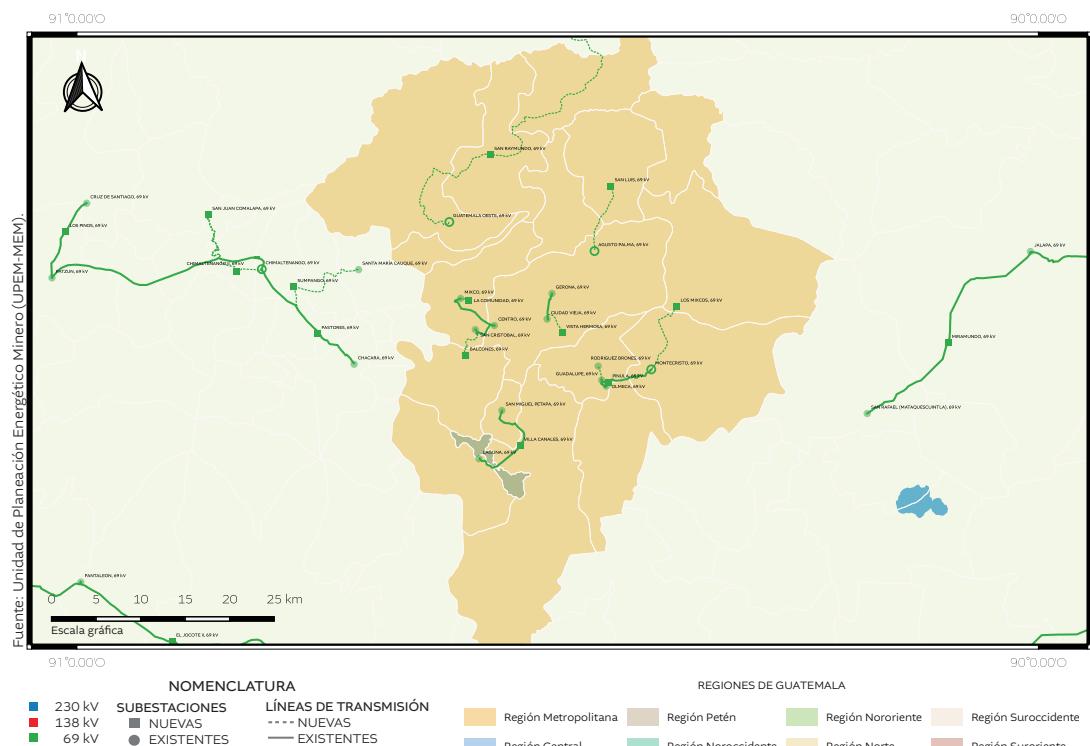
DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE	LONGITUD	MODALIDAD	REGIÓN
		KV	KM		
SAN MARCOS	TACANA - CONCEPCION TUTUAPA	69	30	NA	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	SAN MARCOS - SAN CRISTOBAL CUCHO	69	20	NA	SUROCCIDENTE
SOLOLÁ	SANTA CATARINA IXTAHUACAN - SOLOLÁ Y CONEXÓN SANTA LUCÍA	69	1	NA	SUROCCIDENTE
	UTATLAN				
SUCHITEPEQUEZ	SAN ANTONIO SUCHITEPEQUEZ - BUENAVENTURA (DOBLE CIRCUITO)	69	3.5	NA	SUROCCIDENTE
TOTONICAPÁN	TOTONICAPAN - SAN FRANCISCO ALTO	69	13	NA	SUROCCIDENTE
QUICHÉ	ZACUALPA - PACHALUM Y CONEXIÓN A JOYABAJ	69	1	NA	NOROCCIDENTE
PETÉN	MELCHOR DE MENCOS - MELCHOR DE MENCOS II	69	4	NA	PETÉN
RETALHULEU	SAN SEBASTIAN - SAN SEBASTIAN II	69	1	NA	SUROCCIDENTE

NA: NO ADJUDICADA IP: INICIATIVA PROPIA

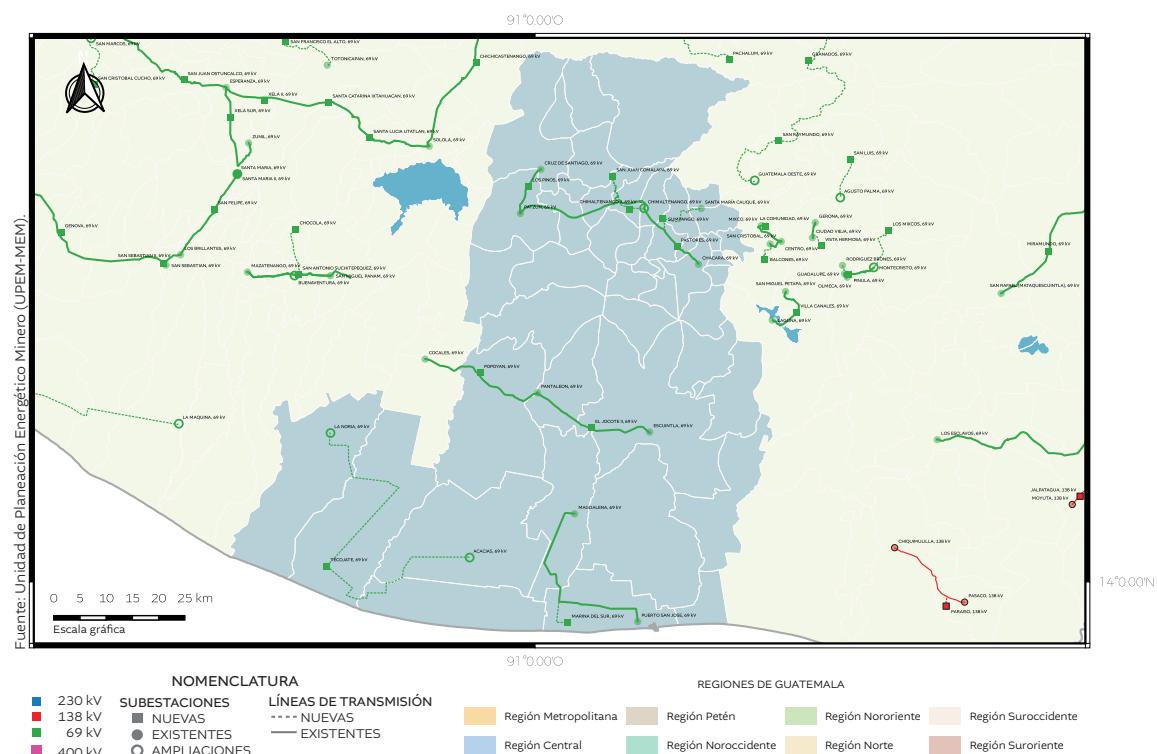
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



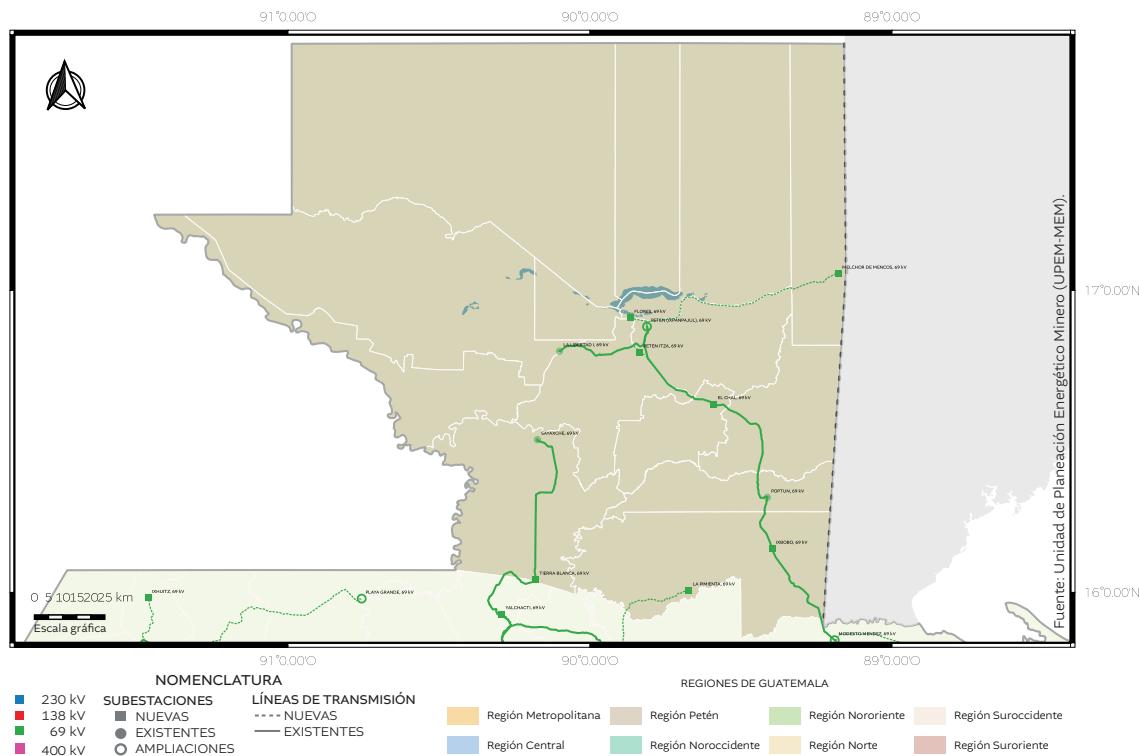
Mapa 8. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Metropolitana.



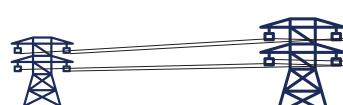
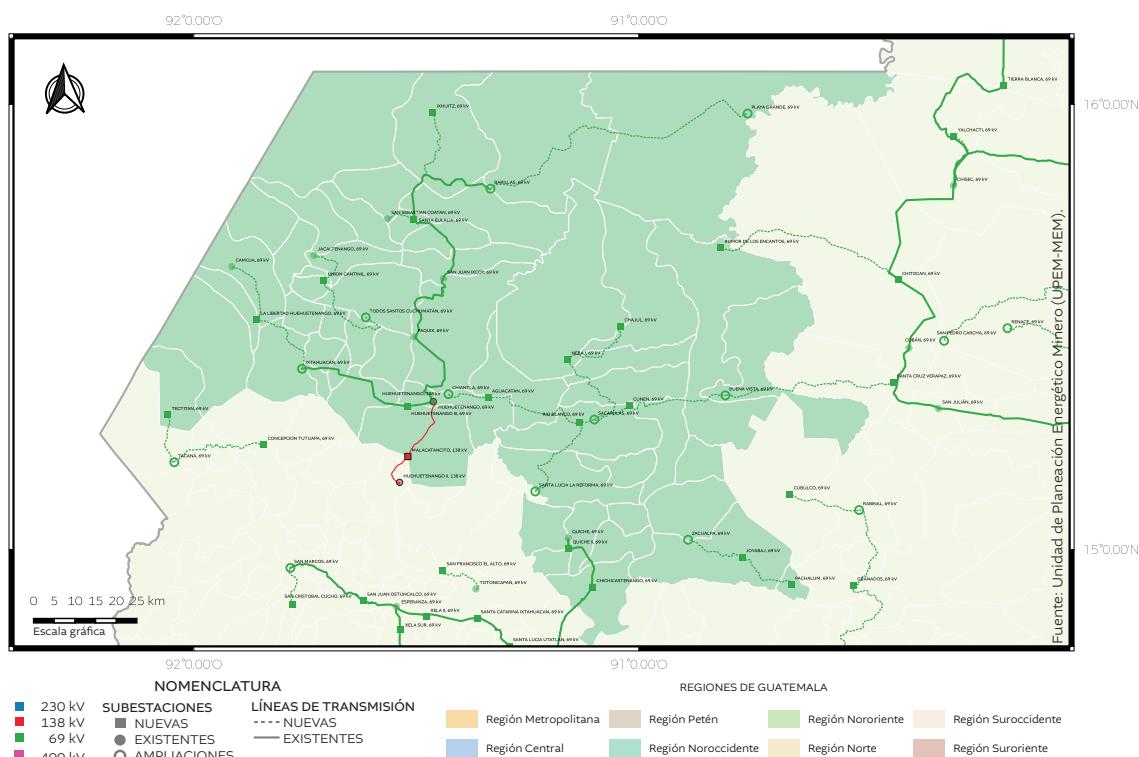
Mapa 9. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Central.



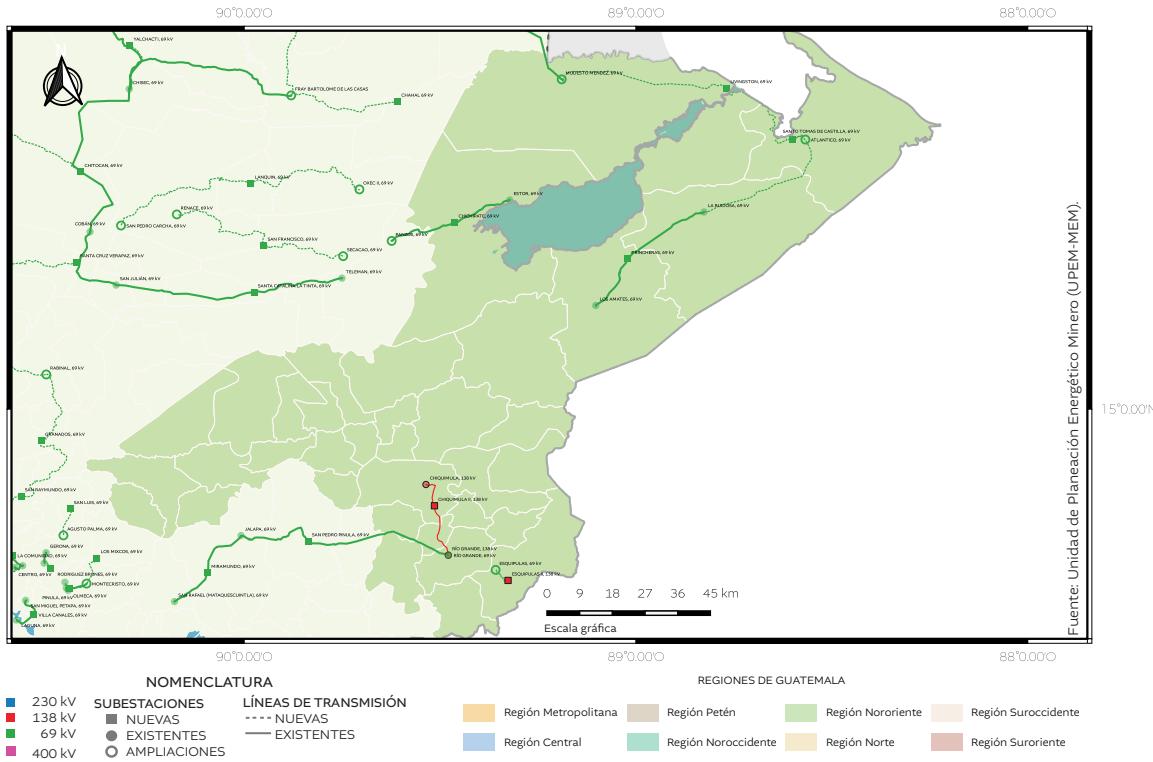
Mapa 10. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Petén.



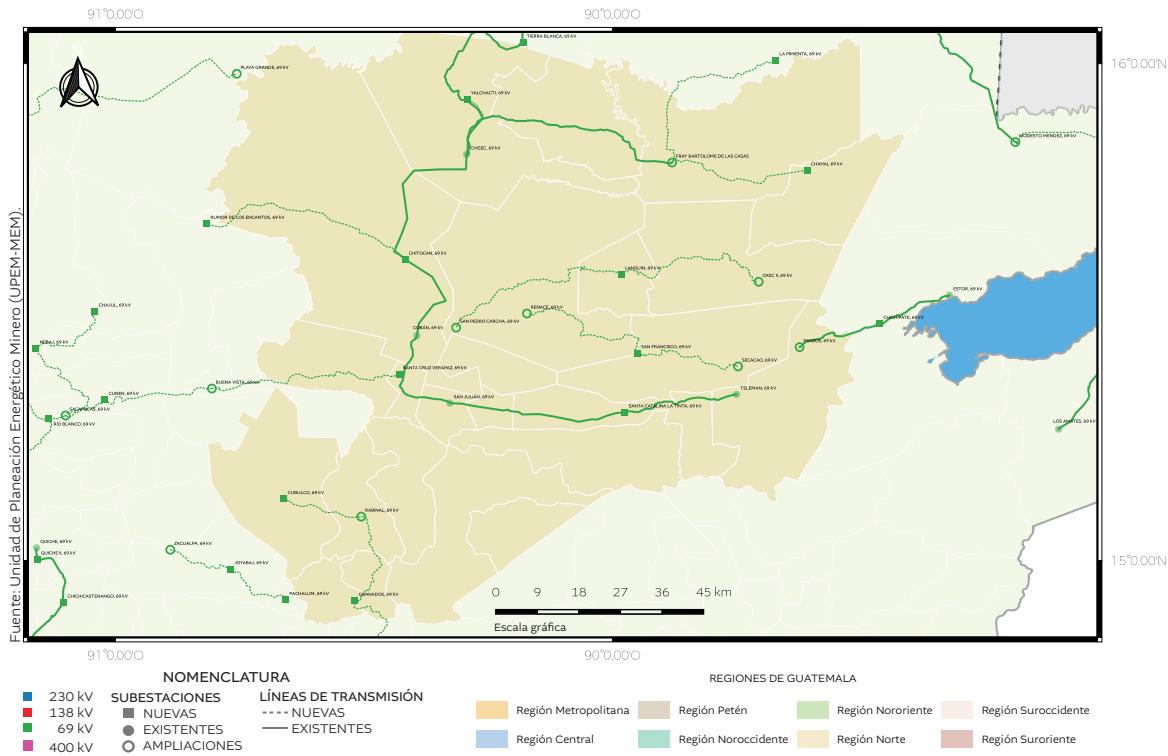
Mapa 11. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Noroccidente.



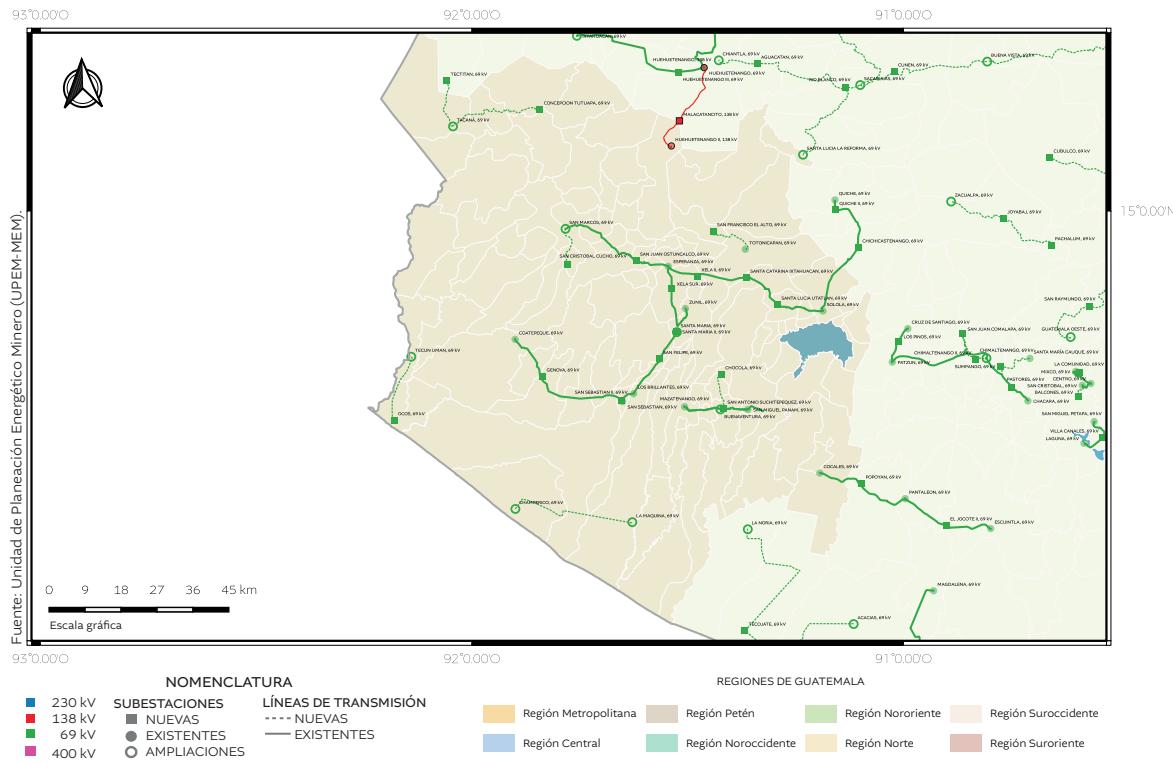
Mapa 12. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Nororiente.



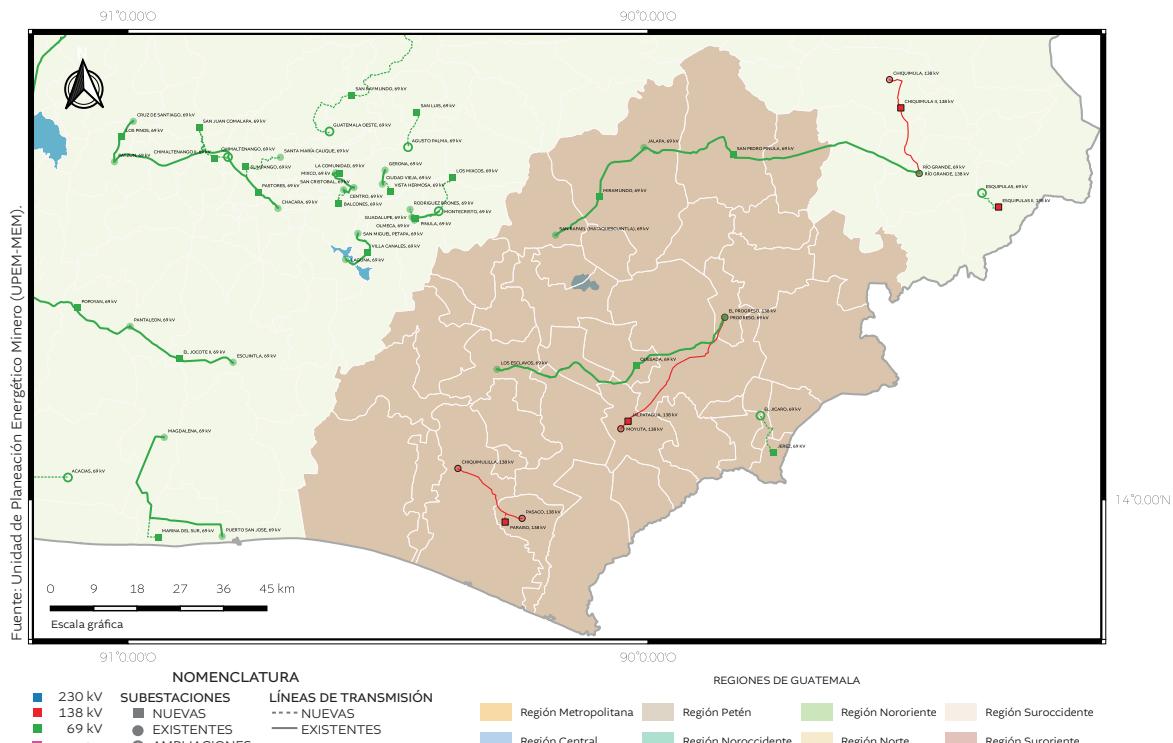
Mapa 13. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Norte.



Mapa 14. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroccidente.



Mapa 15. Obras a corto plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroriente.



11.1.2 OBRAS A CORTO PLAZO 230 kV

Tabla 19. Subestaciones eléctricas de 230 kV a corto plazo.

SUBESTACIÓN	DEPARTAMENTO	VOLTAJE kV	CAPACIDAD MVA	TIPO	ESTADO	MODALIDAD	REGIÓN
CHAJUL	QUICHÉ	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NOROCCIDENTE
RÍO BLANCO	QUICHÉ	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NOROCCIDENTE
INTERFAZ	IZABAL	230/34.5	28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NORORIENTE
BUENAVENTURA	SUCHITEPEQUEZ	230/69	150	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	SUROCCIDENTE
LOS PINOS	CHIMALtenango	230/69	75	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	CENTRAL
MAGDALENA HUEHUE	HUEHUETENANGO	230	N/A	MANIOBRAS	NUEVA	IP	NOROCCIDENTE
PETEN ITZA	PETÉN	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	PETÉN
ATLANTICO	IZABAL	230/69	150	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NORORIENTE
SAN JUAN COMALAPA	CHIMALtenango	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	CENTRAL
YALCHACTI	ALTA VERAPAZ	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NORTE
COBÁN II	ALTA VERAPAZ	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	IP	NORTE
JALPATAGUA	JUTIAPA	230/138	150	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
SANTA MARIA II	QUETZALTENANGO	230/69	150	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
MELENDREZ II	SAN MARCOS	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
SAN SEBASTIAN II	RETALHULEU	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS III	SAN MARCOS	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
PARAISO	JUTIAPA	230/138	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
VADO HONDO	CHIQUIMULA	230/138/69	150	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
MELCHOR MENCOS II	PETÉN	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN

NA: NO ADJUDICADA IP: INICIATIVA PROPIA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 20. Ampliación de subestaciones eléctricas de 230 kV a corto plazo.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE kV	TIPO	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	REGIÓN
ESCUINTLA	PACIFICO	230	CAMPO	PACIFICO	JALPATAGUA	METROPOLITANA
IZABAL	IZABAL	230	CAMPO	IZABAL	INTERFAZ	SURORIENTE
IZABAL	MORALES	230	CAMPO	MORALES	INTERFAZ	SURORIENTE
ESCUINTLA	MADRE TIERRA	230	CAMPO	MADRE TIERRA	BUENAVENTURA	METROPOLITANA
ESCUINTLA	MADRE TIERRA	230	CAMPO	MADRE TIERRA	LOS PINOS	METROPOLITANA
IZABAL---	MODESTO MENDEZ	230	CAMPO	PETEN ITZA	MODESTO MENDEZ	SURORIENTE
IZABAL	MORALES	230	CAMPO	MORALES	ATLANTICO	SURORIENTE
ALTA VERAPAZ	TACTIC	230	CAMPO	TACTIC	COBAN II	NORTE
ALTA VERAPAZ	TACTIC	230	CAMPO	TACTIC	COBAN II	NORTE
RETALHULEU	LOS BRILLANTES	230	CAMPO	LOS BRILLANTES	SAN SEBASTIAN II	SUROCCIDENTE
RETALHULEU	LOS BRILLANTES	230	CAMPO	LOS BRILLANTES	SAN SEBASTIAN II	SUROCCIDENTE
EL PROGRESO	SAN AGUSTIN	230	CAMPO	SAN AGUSTIN	CHIXOY II	NORORIENTE
ALTA VERAPAZ	CHIXOY II	230	CAMPO	CHIXOY II	SAN AGUSTIN	NORTE
ESCUINTLA	PACIFICO	230	CAMPO	PACIFICO	ESCUINTLA	METROPOLITANA
ESCUINTLA	ESCUINTLA	230	CAMPO	ESCUINTLA	PACIFICO	METROPOLITANA
QUICHÉ	USPANTAN	230	CAMPO	USPANTAN	COVADONGA	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	COVADONGA	230	CAMPO	COVADONGA	USPANTAN	NOROCCIDENTE

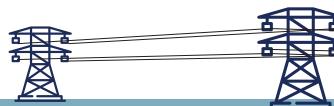


DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE kV	TIPO	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	REGIÓN
ESCUINTLA	COSTA LINDA	230	CAMPO	COSTA LINDA	JAGUAR ENERGY	METROPOLITANA
ESCUINTLA	COSTA LINDA	230	CAMPO	COSTA LINDA	JAGUAR ENERGY	METROPOLITANA
ESCUINTLA	JAGUAR ENERGY	230	CAMPO	JAGUAR ENERGY	COSTA LINDA	METROPOLITANA
ESCUINTLA	JAGUAR ENERGY	230	CAMPO	JAGUAR ENERGY	COSTA LINDA	METROPOLITANA
GUATEMALA	GUATEMALA NORTE	230	CAMPO	GUATEMALA NORTE	SAN AGUSTIN	CENTRAL
EL PROGRESO	SAN AGUSTIN	230	CAMPO	SAN AGUSTIN	GUATEMALA NORTE	NORORIENTE
ESCUINTLA	ARIZONA	230	CAMPO	ARIZONA	SANTA ISABEL	METROPOLITANA
GUATEMALA	GUATEMALA OESTE	230	CAMPO	GUATEMALA OESTE	INCIENSO	CENTRAL
GUATEMALA	INCIENSO	230	CAMPO	INCIENSO	GUATEMALA OESTE	CENTRAL

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 21. Líneas de transmisión de 230 kV a corto plazo.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE kV	LONGITUD KM	MODALIDAD	REGIÓN
QUICHÉ	COVADONGA - USPANTAN Y CONEXIÓN A CHAJUL	230	1	IP	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	HUEHUETENANGO II - COVADONGA Y CONEXIÓN A RÍO BLANCO	230	1	IP	NOROCCIDENTE
IZABAL	INTERFAZ - IZABAL	230	38	IP	NORORIENTE
IZABAL	MORALES - INTERFAZ	230	29	IP	NORORIENTE
ESCUINTLA	MADRE TIERRA - BUENAVENTURA	230	56	IP	SUROCCIDENTE
SUCHITEPEQUEZ	DERIVACIÓN LOS BRILLANTES - BUENAVENTURA	230	3	IP	SUROCCIDENTE
CHIMALtenango	LAS CRUCES - LOS PINOS	230	1	IP	CENTRAL
ESCUINTLA	MADRE TIERRA - LOS PINOS	230	48	NA	CENTRAL
HUEHUETENANGO	CHIANTLA-COVADONGA Y CONEXIÓN A MAGDALENA HUEHUE	230	2	IP	NOROCCIDENTE
IZABAL	PETEN ITZA - MODESTO MENDEZ	230	187	IP	PETÉN
IZABAL	MORALES - ATLÁNTICO	230	50	IP	NORORIENTE
CHIMALtenango	LAS CRUCES - LOS PINOS Y CONEXIÓN A SAN JUAN COMALAPA	230	1	IP	CENTRAL
ALTA VERAPAZ	TACTIC -COBÁN II (DOBLE CIRCUITO)	230	27	IP	NORTE
ALTA VERAPAZ	COBÁN II -YALCHACTI (DOBLE CIRCUITO)	230	48	IP	NORTE
ESCUINTLA	PACIFICO - PARAISO (DOBLE CIRCUITO)	230	70	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	LA VEGA II - AHUACHAPAN (EPR) Y CONEXIÓN A JALPATAGUA	230	1	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	MOYUTA - AHUACHAPAN (ETCEE) Y CONEXIÓN A JALPATAGUA	230	1	NA	SURORIENTE
PETÉN	YALCHACTI - PETEN ITZA	230	115	NA	PETÉN
QUETZALTENANGO	LOS BRILLANTES - LA ESPERANZA Y CONEXIÓN A SANTA MARÍA II	230	1	NA	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	MELENDRÉZ II- SAN MARCOS III	230	55	NA	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	MELENDRÉZ II - SAN SEBASTIAN II (DOBLE CIRCUITO)	230	59	NA	SUROCCIDENTE
RETALHULEU	SAN SEBASTIAN II - BUENAVENTURA	230	34	NA	SUROCCIDENTE
RETALHULEU	SAN SEBASTIAN II - LOS BRILLANTES (DOBLE CIRCUITO)	230	5	NA	SUROCCIDENTE
ALTA VERAPAZ	CHIXOY II - SAN AGUSTIN (SEGUNDO CIRCUITO)	230	100	NA	NORTE
ESCUINTLA	PACIFICO - ESCUINTLA (SEGUNDO CIRCUITO)	230	8	NA	CENTRAL
QUICHÉ	COVADONGA - USPANTAN (SEGUNDO CIRCUITO)	230	43	NA	NOROCCIDENTE
ESCUINTLA	COSTA LINDA - JAGUAR ENERGY (DOBLE CIRCUITO)	230	9	NA	NOROCCIDENTE
ALTA VERAPAZ	SAN AGUSTÍN - GUATEMALA NORTE (SEGUNDO CIRCUITO)	230	58	NA	CENTRAL
CHIQUIMULA	SAN AGUSTÍN - PANALUYA (SEGUNDO CIRCUITO)	230	66.9	NA	NORORIENTE
ESCUINTLA	SANTA ISABEL - CENTRAL ARIZONA Y CONEXIÓN A PACÍFICO II	230	1	NA	CENTRAL
ESCUINTLA	SAN JOAQUÍN - ARIZONA Y CONEXIÓN A COSTA LINDA	230	1	NA	CENTRAL
GUATEMALA	INCIENSO - GUATEMALA OESTE	230	21	NA	METROPOLITANA



DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE	LONGITUD	MODALIDAD	REGIÓN
		KV	KM		
SAN MARCOS	SAN MARCOS III - HUEHUETENANGO II	230	33	NA	NOROCCIDENTE
JUTIAPA	PARAISO - JALPATAGUA	230	48	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	JALPATAGUA - VADO HONDO (DOBLE CIRCUITO)	230	90	NA	SURORIENTE
CHIQUIMULA	PANALUYA - LA ENTRADA Y CONEXIÓN A VADO HONDO	230	5	NA	SURORIENTE
PETÉN	PETEN ITZA - MELCHOR DE MENCOS II	230	113	NA	PETÉN
GUATEMALA	DERIVACION SAN AGUSTIN - GUATEMALA NORTE Y CONEXIÓN A GUATEMALA	230	3	NA	METROPOLITANA

NA: NO ADJUDICADA IP: INICIATIVA PROPIA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

11.1.3 OBRAS A CORTO PLAZO 400 KV.

Tabla 22. Subestaciones eléctricas de 400 kV a corto plazo.

SUBESTACIÓN	DEPARTAMENTO	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVA	TIPO	ESTADO	MODALIDAD	REGIÓN
ESCUINTLA	PACIFICO II	400/230	450	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
GUATEMALA	GUATEMALA	400/230	450	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
RETALHULEU	BRILLANTES	400	N/A	CAMPO	AMPLIACION	NA	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	MELENDREZ II	400/230/69	225	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE

NA: NO ADJUDICADA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 23. Líneas de transmisión de 400 kV a corto plazo.

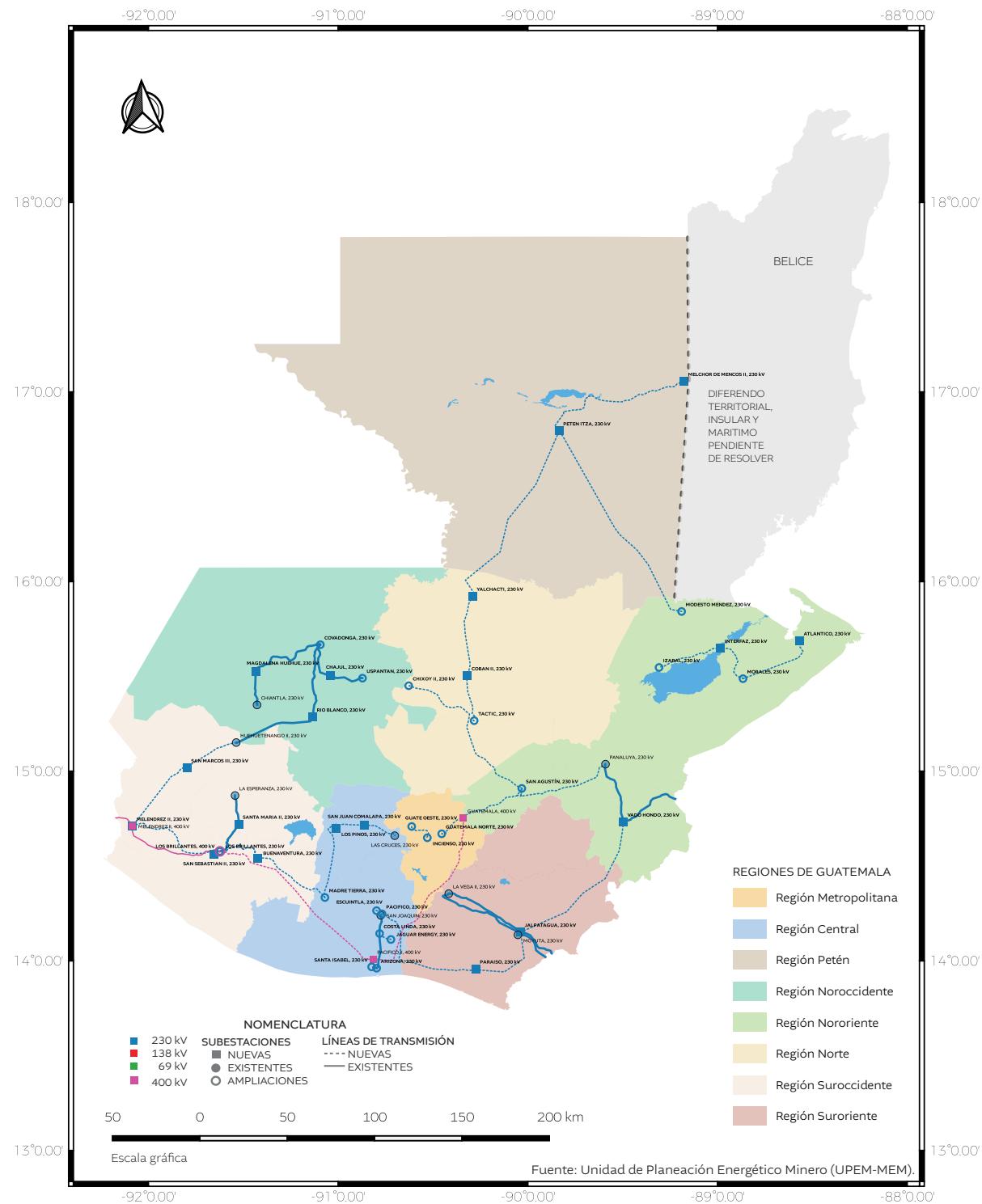
DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE	LONGITUD	MODALIDAD	REGIÓN
		KV	KM		
ESCUINTLA	PACIFICO II - GUATEMALA (DOBLE CIRCUITO)	400	110	NA	CENTRAL
SAN MARCOS	BRILLANTES - PACIFICO II (DOBLE CIRCUITO)	400	174	NA	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	TAPACHULA-BRILLANTES Y CONEXIÓN A MELENDRÉZ II	400	1	NA	SURORIENTE

NA: NO ADJUDICADA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



Mapa 16. Obras a corto plazo 230 kV y 400 kV.



11.2 OBRAS A MEDIANO PLAZO.

11.2.1 OBRAS A MEDIANO PLAZO 69 kV y 138 kV.

Mapa 17. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV.

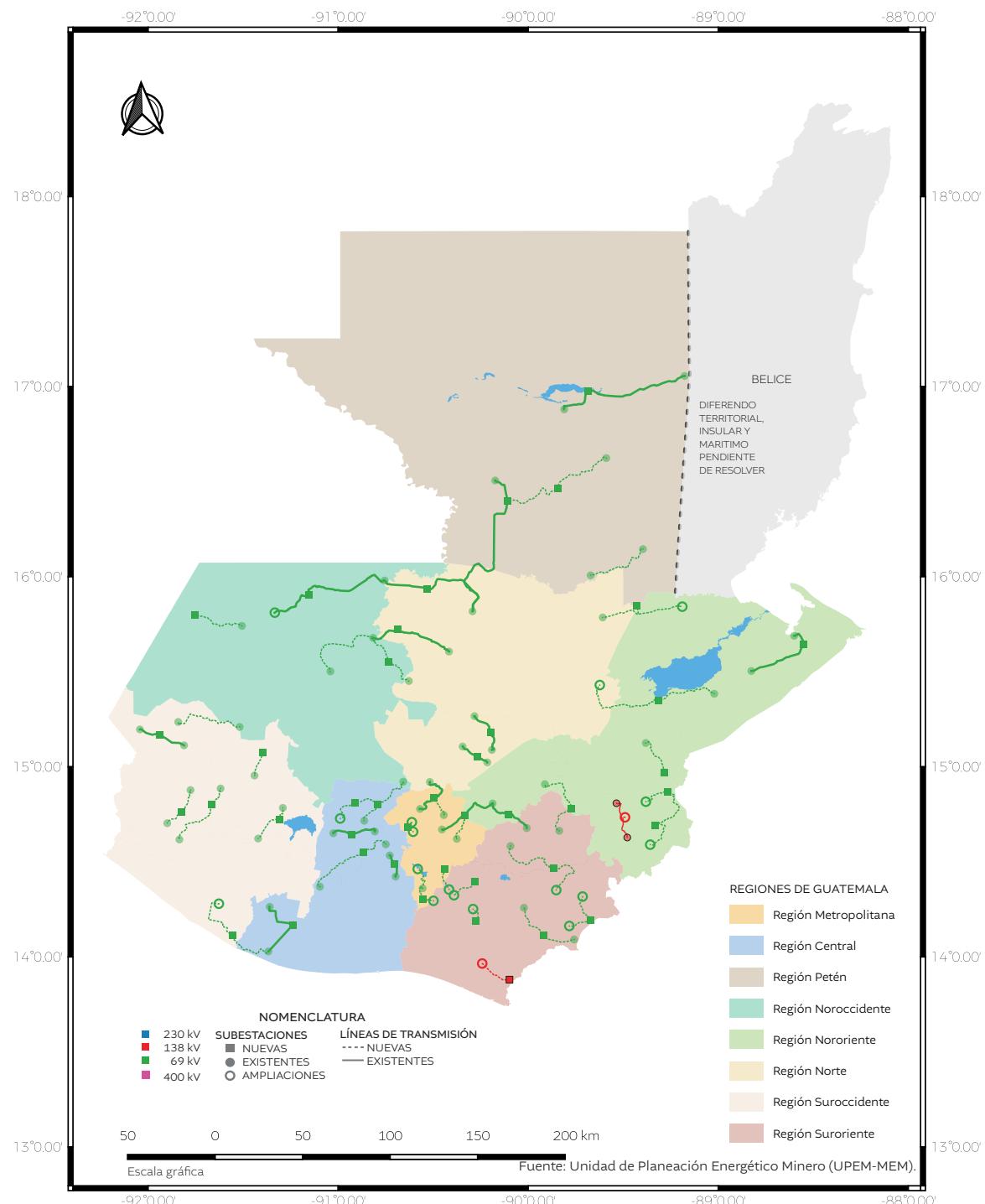
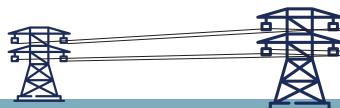


Tabla 24. Subestaciones eléctricas de 69 kV y 138 kV a mediano plazo.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE kV	CAPACIDAD MVA	TIPO	ESTADO	MODALIDAD	REGIÓN
ALTA VERAPAZ	SAN BENITO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	CUXPEMECH	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	LA UNIÓN BARRIOS	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	SAN JERÓNIMO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
CHIMALTENANGO	SAN MARTÍN JILOTE-PEQUE	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
CHIMALTENANGO	SAN JOSÉ POAQUIL	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
CHIMALTENANGO	PATZICIA	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
CHIMALTENANGO	ACATENANGO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
CHIQUIMULA	OLOPA	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
CHIQUIMULA	EL FLORIDO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
EL PROGRESO	SANSARE	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
ESCUINTLA	NUEVA CONCEPCION	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
GUATEMALA	EL CERRITO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	CHUARRANCHO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	EL OBRAJUELO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	SAN PEDRO SACATE-PÉQUEZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	AGUA CALIENTE	69/34.5/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA
HUEHUETENANGO	NENTÓN	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	MAYALAND	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
IZABAL	RÍO ZARQUITO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
IZABAL	LAS CONCHAS	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
IZABAL	ENTRE RÍOS	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
JALAPA	MONJAS	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	AIP	SURORIENTE
JUTIAPA	COMAPA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	SAN CRISTÓBAL	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	PEDRO DE ALVARADO	138/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
PETÉN	POXTÉ	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN
PETÉN	EL REMATE	69	N/A	MANIOBRAS	NUEVA	NA	PETÉN
PETÉN	TAMARINDO	69	N/A	MANIOBRAS	NUEVA	NA	PETÉN
QUETZALTENANGO	SAN MARTÍN SACATE-PÉQUEZ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
QUICHÉ	LANCETILLO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
SACATEPEQUEZ	SANTA MARÍA DE JESÚS	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
SAN MARCOS	IXCHIGUÁN	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	EL QUETZAL	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
SANTA ROSA	NUEVA SANTA ROSA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
SANTA ROSA	SANTA MARÍA IXHUA-TÁN	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
SOLOLÁ	SANTA MARÍA VISITA-CIÓN	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
SUCHITEPEQUEZ	PUNTA ARENA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
TOTONICAPÁN	MOMOSTENANGO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE



DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE kV	CAPACIDAD MVA	TIPO	ESTADO	MODALIDAD	REGIÓN
ZACAPA	LA UNIÓN	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
ZACAPA	SAN DIEGO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE

NA: NO ADJUDICADA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 25. Ampliaciones de subestaciones eléctricas de 69 kV y 138 kV a mediano plazo.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE kV	TIPO	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	REGIÓN
CHIMALtenango	CRUZ DE SANTIAGO	69	CAMPO	CRUZ DE SANTIAGO	SANTA APOLOIA	METROPOLITANA
CHIQUIMULA	ESQUIPULAS	69	CAMPO	ESQUIPULAS	OLOPA	NORORIENTE
CHIQUIMULA	CAMOTAN	69	CAMPO	CAMOTAN	EL FLORIDO	NORORIENTE
SANTA ROSA	LA VEGA II	69	CAMPO	LA VEGA II	EL CERRITO	SURORIENTE
GUATEMALA	LAGUNA	69	CAMPO	LAGUNA	LOS LLANOS	CENTRAL
SANTA ROSA	POZA VERDE	69	CAMPO	POZA VERDE	EL OBRAJUELO	SURORIENTE
GUATEMALA	LAS FLORES	69	CAMPO	LAS FLORES	SAN PEDRO SACATEPEQUEZ	CENTRAL
GUATEMALA	GUATEMALA OESTE	69	CAMPO	GUATEMALA OESTE	SAN PEDRO SACATEPEQUEZ	CENTRAL
HUEHUETENANGO	BARILLAS	69	CAMPO	BARILLAS	MAYALAND	NOROCCIDENTE
ALTA VERAPAZ	PANZOS	69	CAMPO	PANZOS	RÍO ZARQUITO	NORTE
IZABAL	MODESTO MENDEZ	69	CAMPO	MODESTO MENDEZ	CHAHAL	NORORIENTE
JUTIAPA	EL PROGRESO	69	CAMPO	EL PROGRESO	MONJAS	SURORIENTE
JUTIAPA	PASACO	138	CAMPO	PASACO	PEDRO DE ALVARADO	SURORIENTE
JUTIAPA	EL JICARO	69	CAMPO	EL JICARO	SAN CRISTOBAL	SURORIENTE
JUTIAPA	ASUNCION MITA	69	CAMPO	ASUNCION MITA	SAN CRISTOBAL	SURORIENTE
SANTA ROSA	BARBERENA	69	CAMPO	BARBERENA	NUEVA SANTA ROSA	SURORIENTE
SANTA ROSA	LOS ESCLAVOS	69	CAMPO	LOS ESCLAVOS	SANTA MARIA IXHUATAN	SURORIENTE
SUCHITEPEQUEZ	LA MAQUINA	69	CAMPO	LA MAQUINA	PUNTA ARENA	SUROCCIDENTE

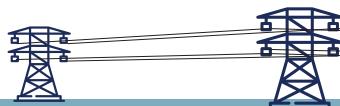
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 26. Líneas de transmisión de 69 kV y 138 kV a mediano plazo.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE kV	LONGITUD KM	MODALIDAD	REGIÓN
ALTA VERAPAZ	CHISEC - PLAYA GRANDE Y CONEXIÓN A SAN BENITO	69	1	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	CHITOCAN - RUMOR DE LOS ENCANTOS Y CONEXIÓN A CUXPEMECH	69	1	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	MATANZAS - TACTIC Y CONEXIÓN A LA UNIÓN BARRIOS	69	1	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	SALAMÁ-SANTA ELENA Y CONEXIÓN A SAN JERÓNIMO	69	1	NA	NORTE
CHIMALtenango	SAN MARTIN JIOTEPEQUE - SAN JUAN COMALAPA	69	14	NA	CENTRAL
CHIMALtenango	SAN JOSÉ POAQUIL - SAN MARTIN JIOTEPEQUE	69	16	NA	CENTRAL
CHIMALtenango	CRUZ DE SANTIAGO - SAN JOSÉ POAQUIL	69	19	NA	CENTRAL
CHIMALtenango	SAN MARTIN JIOTEPEQUE - PACHALUM	69	25	NA	CENTRAL
CHIMALtenango	PATZUN-CHIMALtenango Y CONEXIÓN A PATZICIA	69	1	NA	CENTRAL
CHIMALtenango	PASTORES - ACATENANGO	69	21	NA	CENTRAL
CHIMALtenango	POPOYAN - ACATENANGO	69	39	NA	CENTRAL
CHIQUIMULA	ESQUIPULAS - OLOPA	69	25	NA	NORORIENTE
CHIQUIMULA	CHIQUIMULA-RIO GRANDE Y CONEXIÓN A VADO HONDO	138	2	NA	NORORIENTE
CHIQUIMULA	CAMOTAN - EL FLORIDO	69	18	NA	NORORIENTE



DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	MODALIDAD	REGIÓN
CHIQUIMULA	EL FLORIDO - LA UNION	69	49	NA	NORORIENTE
CHIQUIMULA	OLOPA - EL FLORIDO	69	36	NA	NORORIENTE
EL PROGRESO	SANARATE-JALAPA Y CONEXIÓN A SANSARE	69	1	NA	NORORIENTE
ESCUINTLA	LA NORIA - TECOJATE Y CONEXIÓN A NUEVA CONCEPCION	69	1	NA	CENTRAL
ESCUINTLA	TECOJATE - PUNTA ARENA	69	35	NA	CENTRAL
GUATEMALA	LA VEGA II - EL CERRITO	69	14	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	GRANADOS - SAN RAYMUNDO Y CONEXIÓN A CHUARRANCHO	69	1	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	SAN LUIS - CHUARRANCHO	69	13	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	LOS LLANOS - EL OBRAJUELO	69	11	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	LOS LLANOS - LAGUNA	69	9	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	EL OBRAJUELO - POZA VERDE	69	7	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	LAS FLORES - SAN PEDRO SACATEPEQUEZ	69	7	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	GUATE OESTE - SAN PEDRO SACATEPEQUEZ	69	7	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	LOS MIXCOS - AGUA CALIENTE	69	18	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	GUATE NORTE - SANARATE Y CONEXIÓN A AGUA CALIENTE	69	1	NA	METROPOLITANA
HUEHUETENANGO	BARILLAS - PLAYA GRANDE Y CONEXIÓN A MAYALAND	69	24	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	SANTA EULALIA - NENTON	69	25	NA	NOROCCIDENTE
IZABAL	TRINCHERAS - RIO ZARQUITO	69	38	NA	NORORIENTE
IZABAL	PANZOS - RIO ZARQUITO	69	54	NA	NORORIENTE
IZABAL	MODESTO MENDEZ - CHAHAL	69	48	NA	NORORIENTE
IZABAL	MODESTO MENDEZ - CHAHAL Y CONEXIÓN A LAS CONCHAS	69	1	NA	NORORIENTE
IZABAL	LA RUIDOSA - SANTO TOMÁS DE CASTILLA Y CONEXIÓN A ENTRE RÍOS	69	1	NA	NORORIENTE
JALAPA	EL PROGRESO - MONJAS	69	23	NA	SURORIENTE
JALAPA	MIRAMUNDO - MONJAS	69	38	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	COMAPA - QUESADA	69	22	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	PASACO - PEDRO DE ALVARADO	138	20	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	EL JICARO - SAN CRISTOBAL	69	13	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	ASUNCION MITA - SAN CRISTOBAL	69	16	NA	SURORIENTE
JUTIAPA	COMAPA - JEREZ	69	18	NA	SURORIENTE
PETÉN	IXBOBO - LA PIMIENTA	69	42	NA	PETÉN
PETÉN	EL CHAL - POXTE	69	39	NA	PETÉN
PETÉN	POXTÉ - TAMARINDO	69	56	NA	PETÉN
PETÉN	IXPANPANJUL - MELCHOR DE MENCOS Y CONEXIÓN A EL REMATE	69	1	NA	PETÉN
PETÉN	CHISEC - SAYAXCHÉ Y CONEXIÓN A TAMARINDO	69	1	NA	PETÉN
QUETZALTENANGO	SAN JUAN OSTUNCALCO - SAN MARTIN SACATEPEQUEZ	69	14	NA	SUROCCIDENTE
QUETZALTENANGO	SAN MARTIN SACATEPEQUEZ - GENOVA	69	36	NA	SUROCCIDENTE
QUICHÉ	CHIXOY II - RUMOR DE LOS ENCANTOS	69	43	NA	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	CHIXOY II - RUMOR DE LOS ENCANTOS Y CONEXIÓN A LANCETILLO	69	1	NA	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	CHAJUL - RUMOR DE LOS ENCANTOS	69	52	NA	NOROCCIDENTE
SACATEPEQUEZ	PALESTINA - SAN GASPAR Y CONEXIÓN A SANTA MARÍA DE JESÚS	69	1	NA	CENTRAL
SAN MARCOS	CONCEPCION TU TUAPA - MALACATANCITO	69	49	NA	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	TEJUTLA-TACANA Y CONEXIÓN A IXCHIGUÁN	69	1	NA	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	COATEPEQUE - SAN CRISTOBAL CUCHO Y CONEXIÓN A EL QUETZAL	69	1	NA	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	COATEPEQUE - SAN CRISTOBAL CUCHO	69	19	NA	SUROCCIDENTE
SANTA ROSA	BARBERENA - NUEVA SANTA ROSA	69	16	NA	SURORIENTE
SANTA ROSA	LOS ESCLAVOS - SANTA MARIA IXHUATAN	69	9	NA	SURORIENTE
SOLOLÁ	SANTA LUCIA UTATLAN - SANTA MARIA VISITACION	69	9	NA	SUROCCIDENTE
SOLOLÁ	SANTA MARIA VISITACION - CHOCOLA	69	21	NA	SUROCCIDENTE
SUCHITEPEQUEZ	PUNTA ARENA - LA MAQUINA	69	39	NA	SUROCCIDENTE



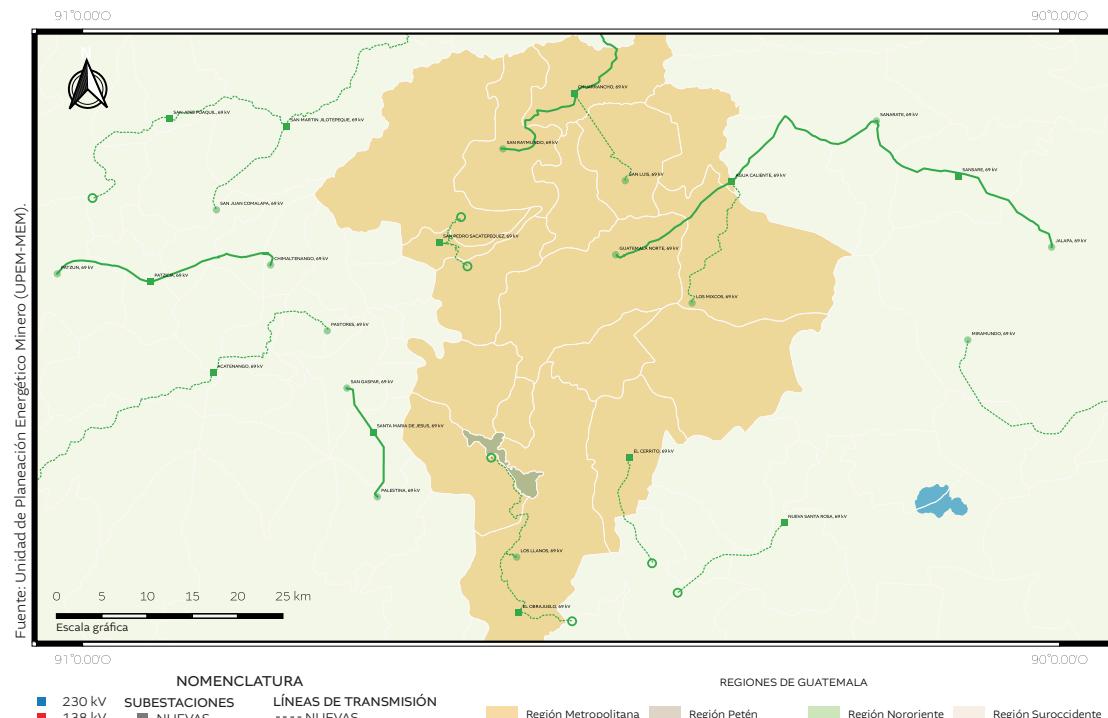
DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	MODALIDAD	REGIÓN
TOTONICAPÁN	SAN FRANCISCO ALTO - MOMOSTENANGO	69	15	NA	SUROCCIDENTE
ZACAPA	SAN PEDRO PINULA - SAN DIEGO	69	19	NA	NORORIENTE
ZACAPA	LA UNION - MAYUELAS	69	26	NA	NORORIENTE
ZACAPA	SAN DIEGO - CABAÑAS (EL JICARO)	69	35	NA	NORORIENTE
QUICHÉ	CHITOCAN - RUMOR DE LOS ENCANTOS Y CONEXIÓN A CUXPEMECH	69	1	NA	NOROCCIDENTE

NA: NO ADJUDICADA

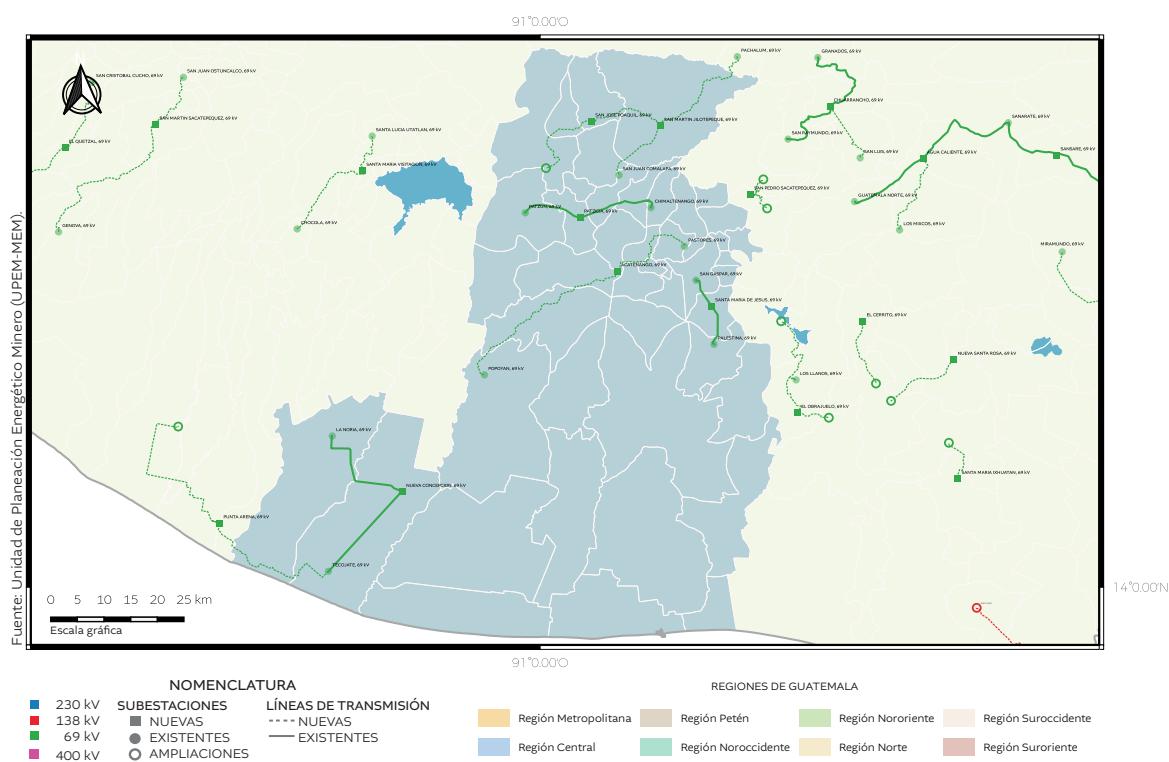
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



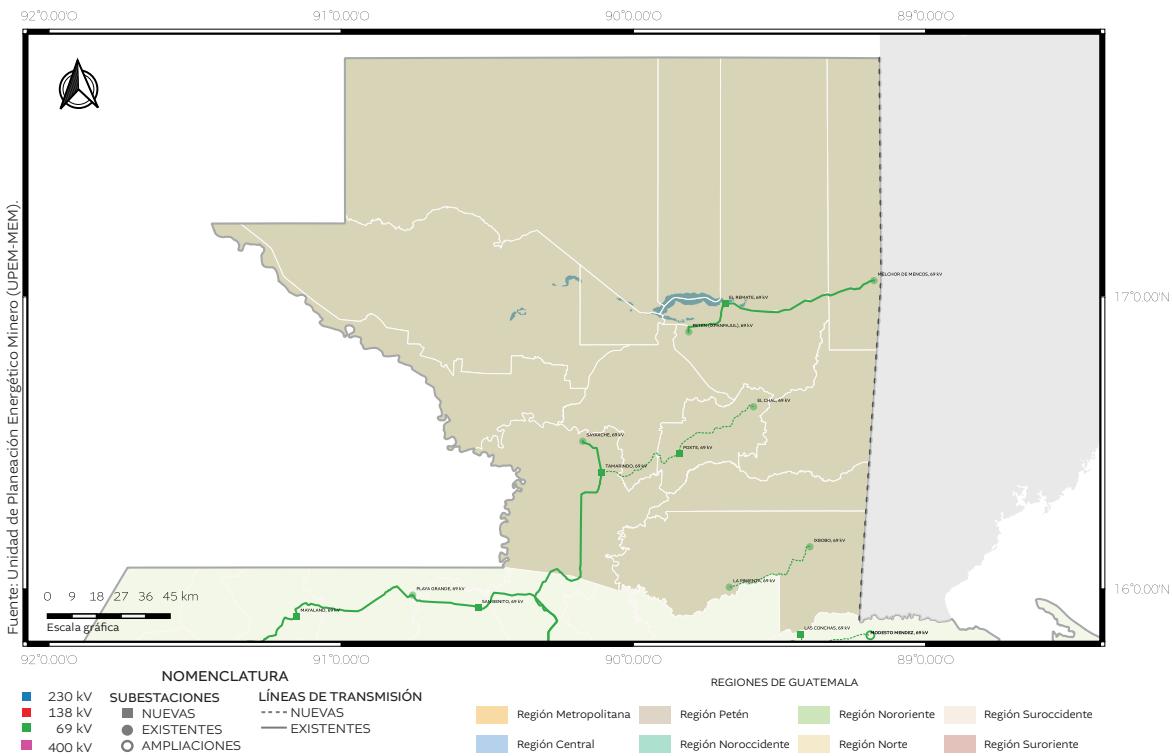
Mapa 18. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Metropolitana.



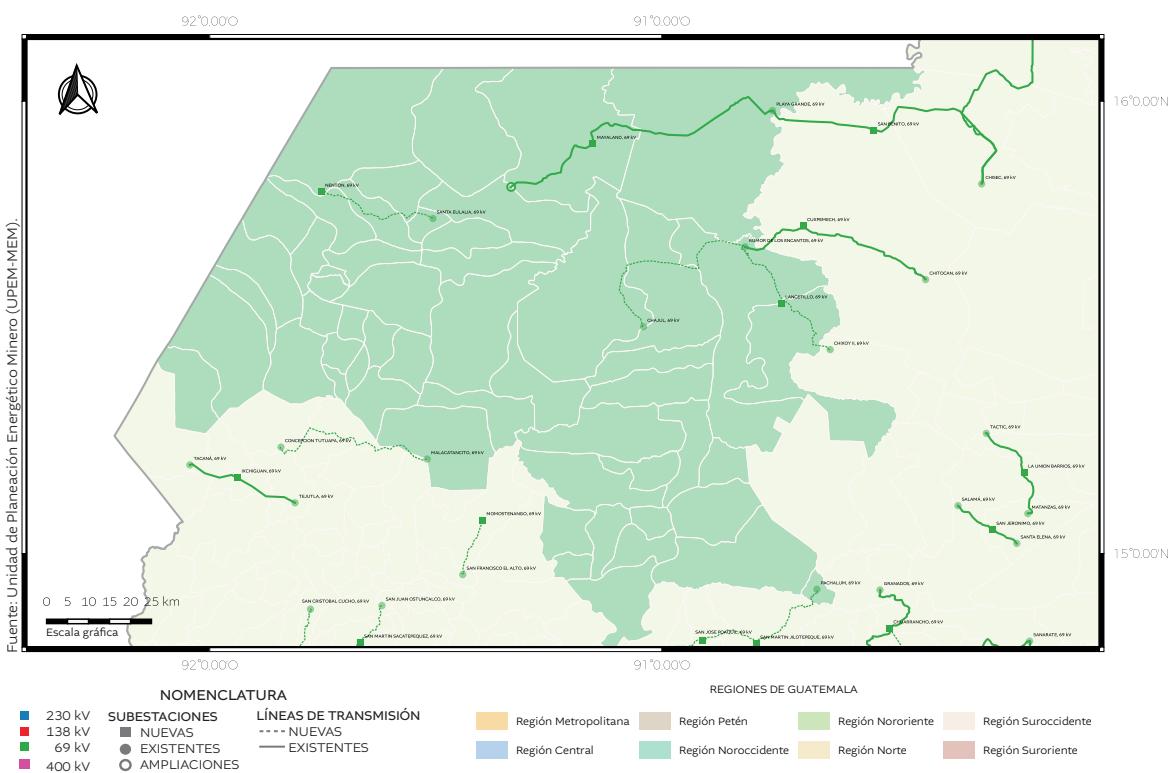
Mapa 19. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Central.



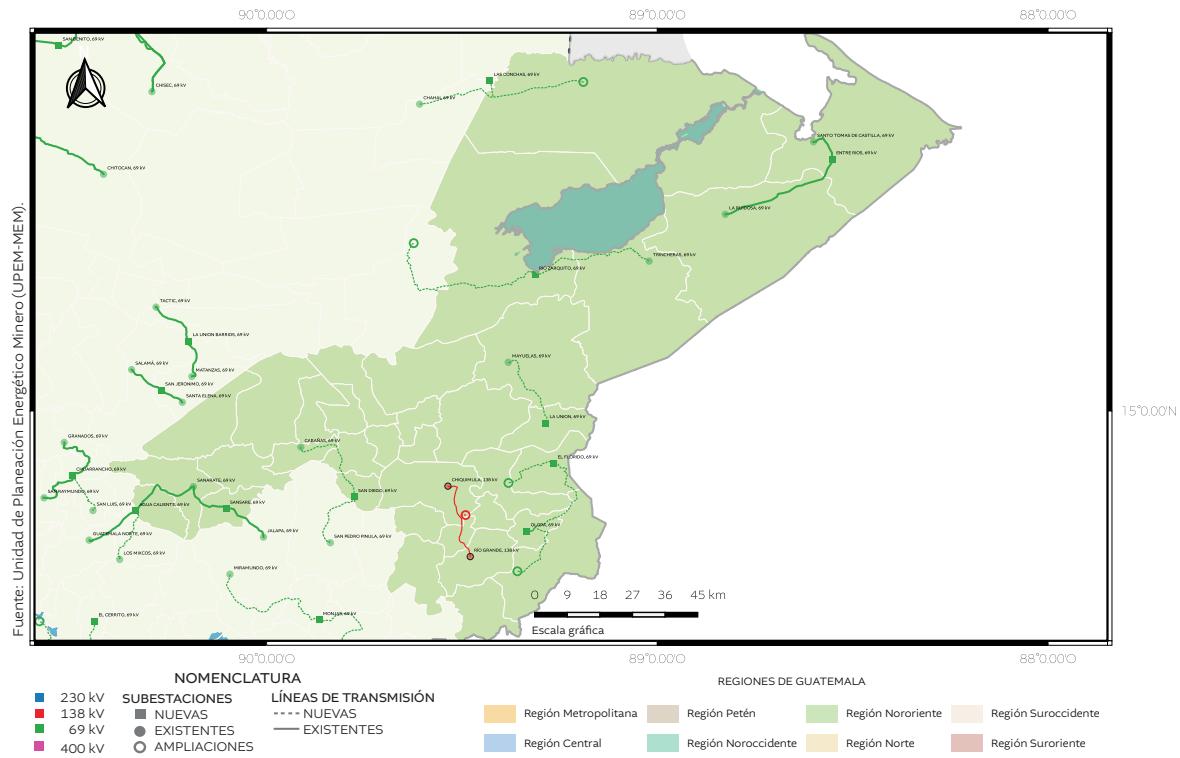
Mapa 20. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Petén.



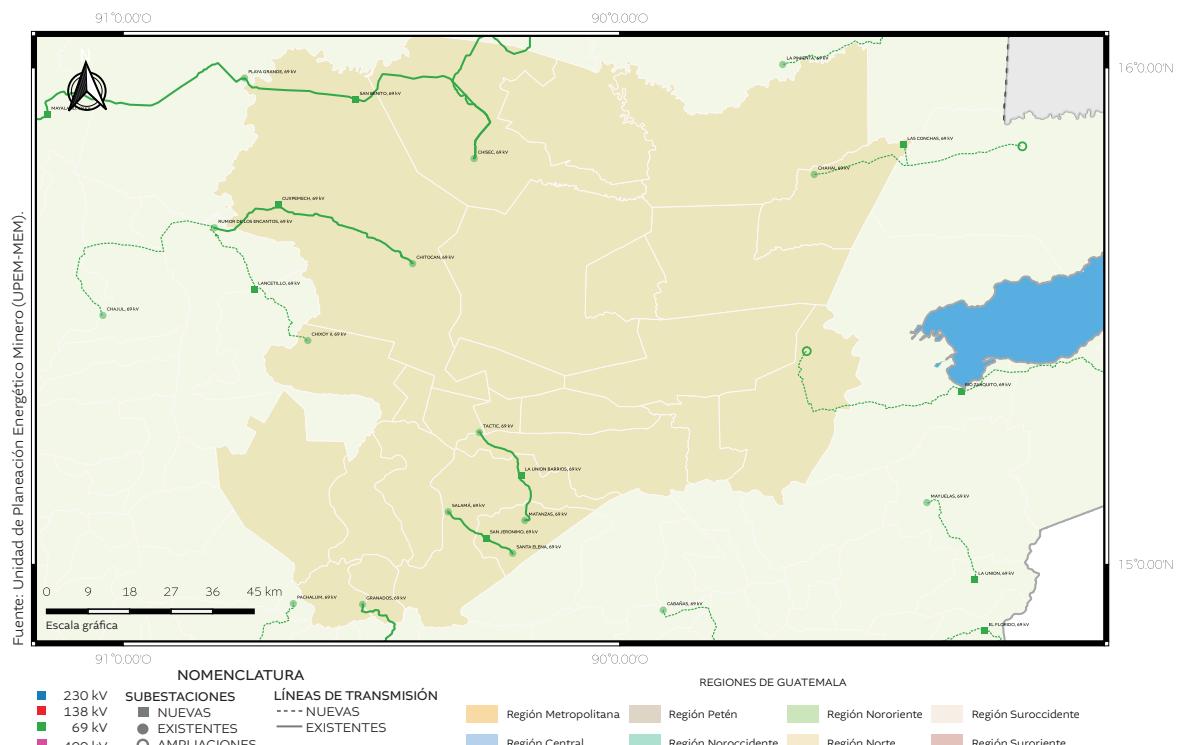
Mapa 21. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Noroccidente.



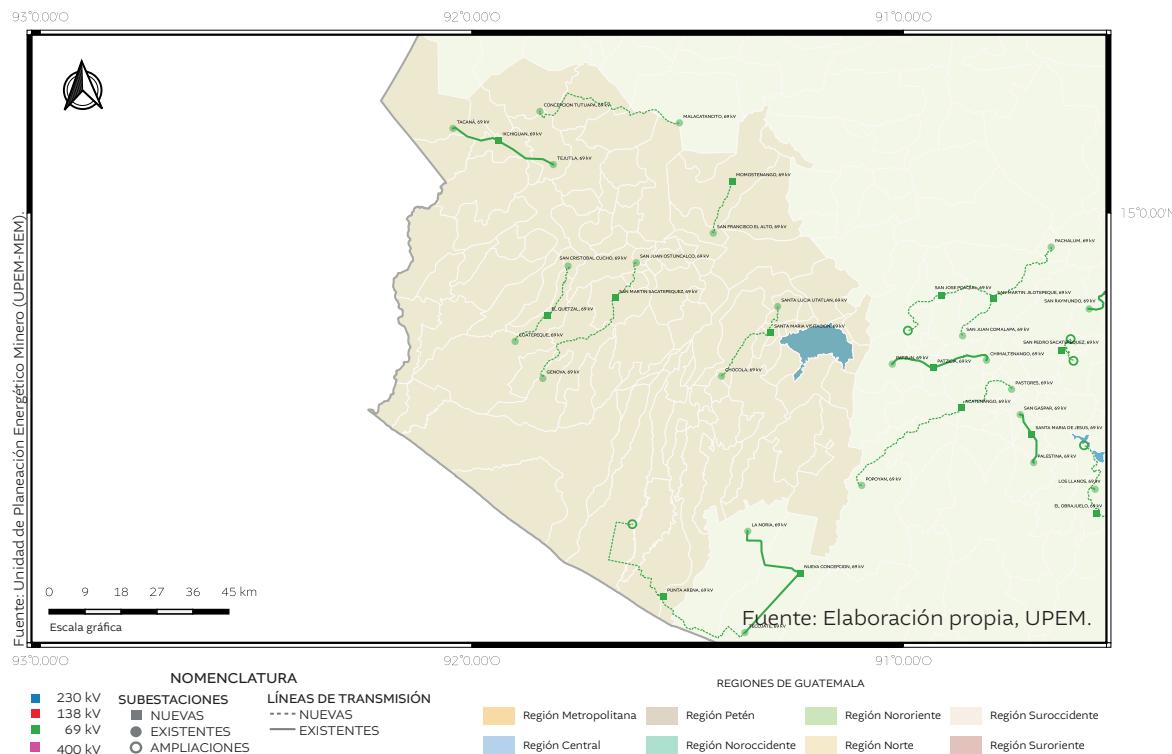
Mapa 22. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Nororiente.



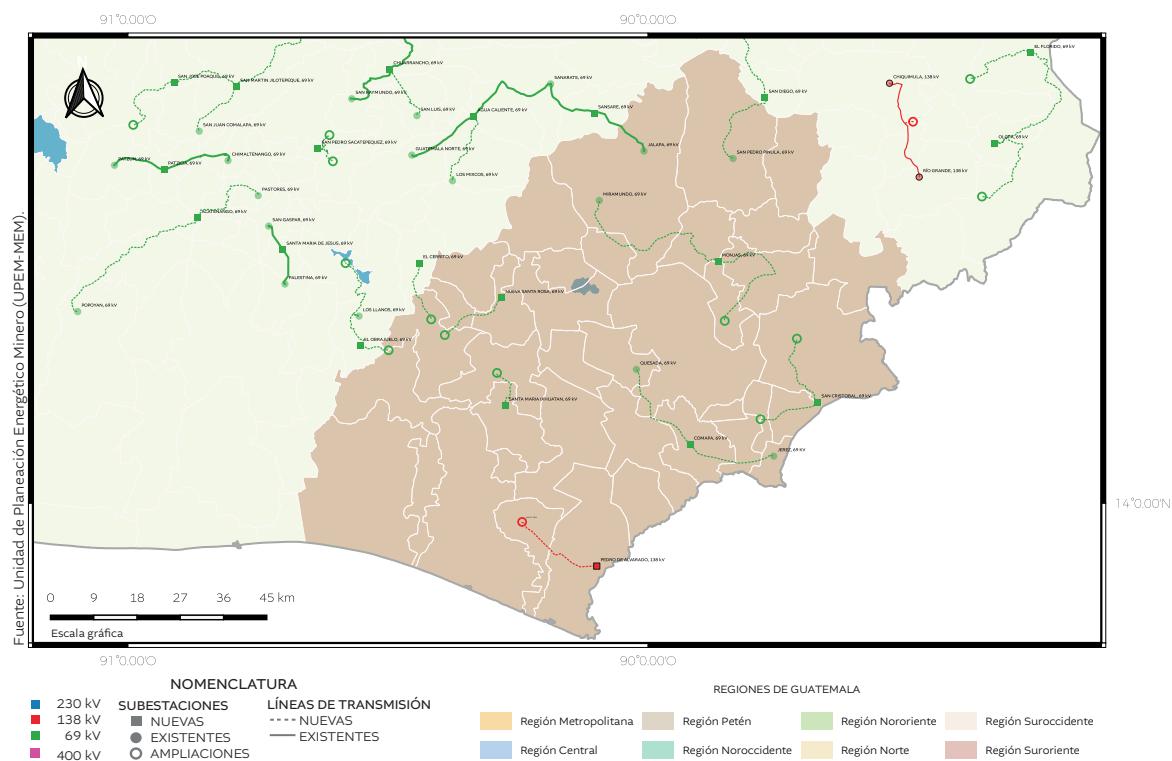
Mapa 23. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Norte.



Mapa 24. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroccidente.



Mapa 25. Obras a mediano plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroriente.



11.2.2 OBRAS A MEDIANO PLAZO 230 kV.

Tabla 27. Subestaciones eléctricas 230 kV a mediano plazo.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVA	TIPO	ESTADO	MODALIDAD	REGIÓN
HUEHUETENANGO	MAYALAND	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	NENTON	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
SAN MARCOS	TACANA II	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 28. Líneas de transmisión 230 kV a mediano plazo.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	MODALIDAD	REGIÓN
HUEHUETENANGO	MAYALAND - YALCHACTI	230	98	NA	NOROCCIDENTE
QUICHÉ	COVADONGA- MAYALAND	230	31	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	MAYALAND - NENTON	230	80	NA	NOROCCIDENTE
SAN MARCOS	TACANÁ II - CHIANTLA	230	70	NA	SUROCCIDENTE
SAN MARCOS	MELENDREZ II - TACANÁ II	230	62	NA	SUROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	TACANÁ II - NENTON	230	77	NA	NOROCCIDENTE

NA: NO ADJUDICADA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

11.2.3 OBRAS A MEDIANO PLAZO 400 kV.

Tabla 29. Subestaciones eléctricas 400 kV a mediano plazo.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVA	TIPO	ESTADO	MODALIDAD	REGIÓN
ALTA VERAPAZ	TACTIC	400/230	450	TRANSFORMACIÓN	AMPLIACIÓN	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	YALCHACTI	400/230	225	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE

NA: NO ADJUDICADA

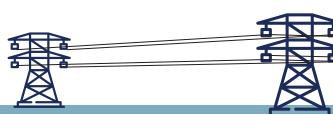
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 30. Líneas de transmisión 400 kV a mediano plazo.

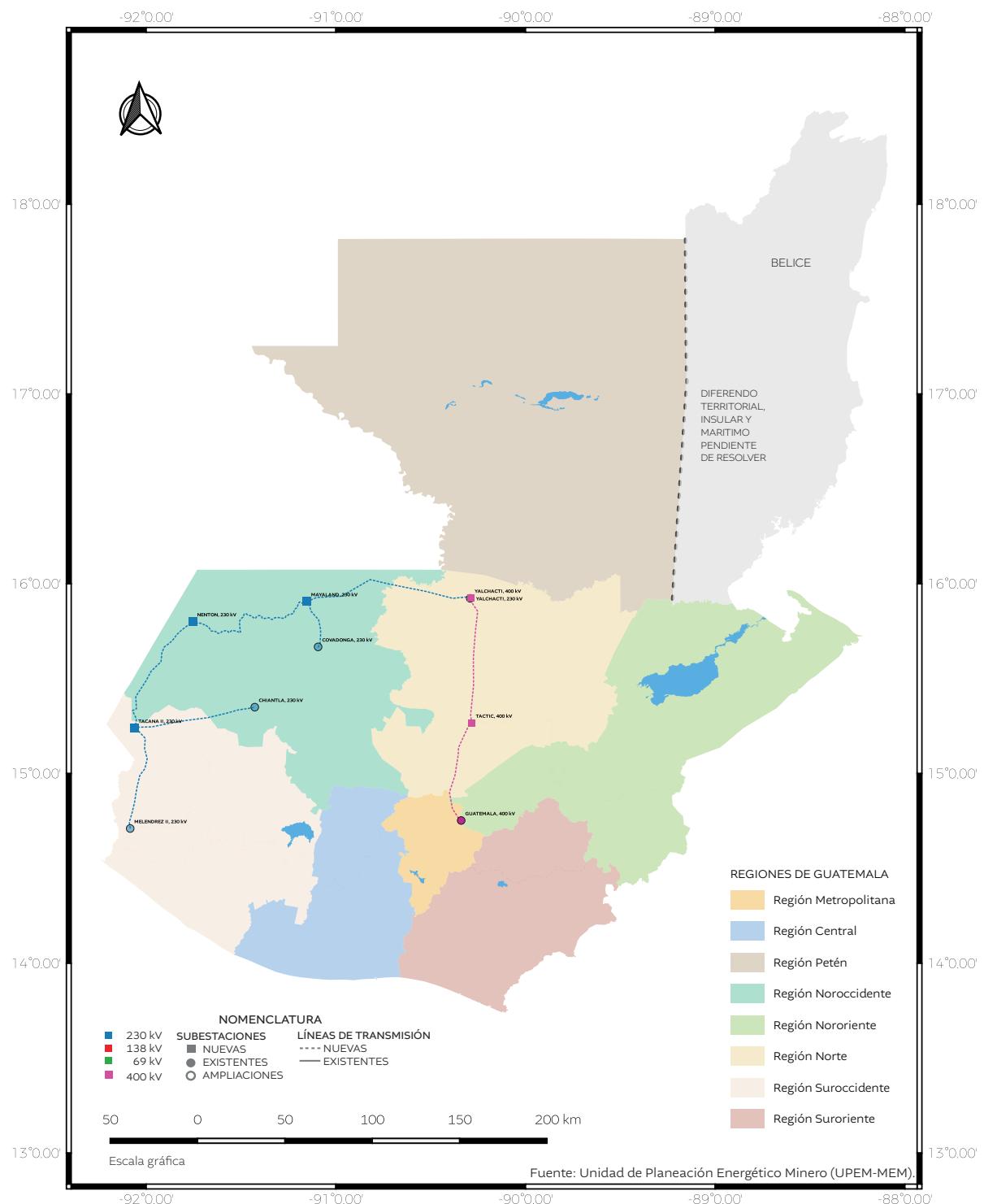
DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	MODALIDAD	REGIÓN
ALTA VERAPAZ	GUATEMALA - TACTIC (DOBLE CIRCUITO)	400	82	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	TACTIC - YALCHACTI (DOBLE CIRCUITO)	400	74	NA	NORTE

NA: NO ADJUDICADA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



Mapa 26. Obras a mediano plazo 230 kV y 400 kV.



11.3 OBRAS A LARGO PLAZO.

11.3.1 OBRAS A LARGO PLAZO 69 kV y 138 kV.

Mapa 27. Obras a largo plazo 69kV y 138 kV.

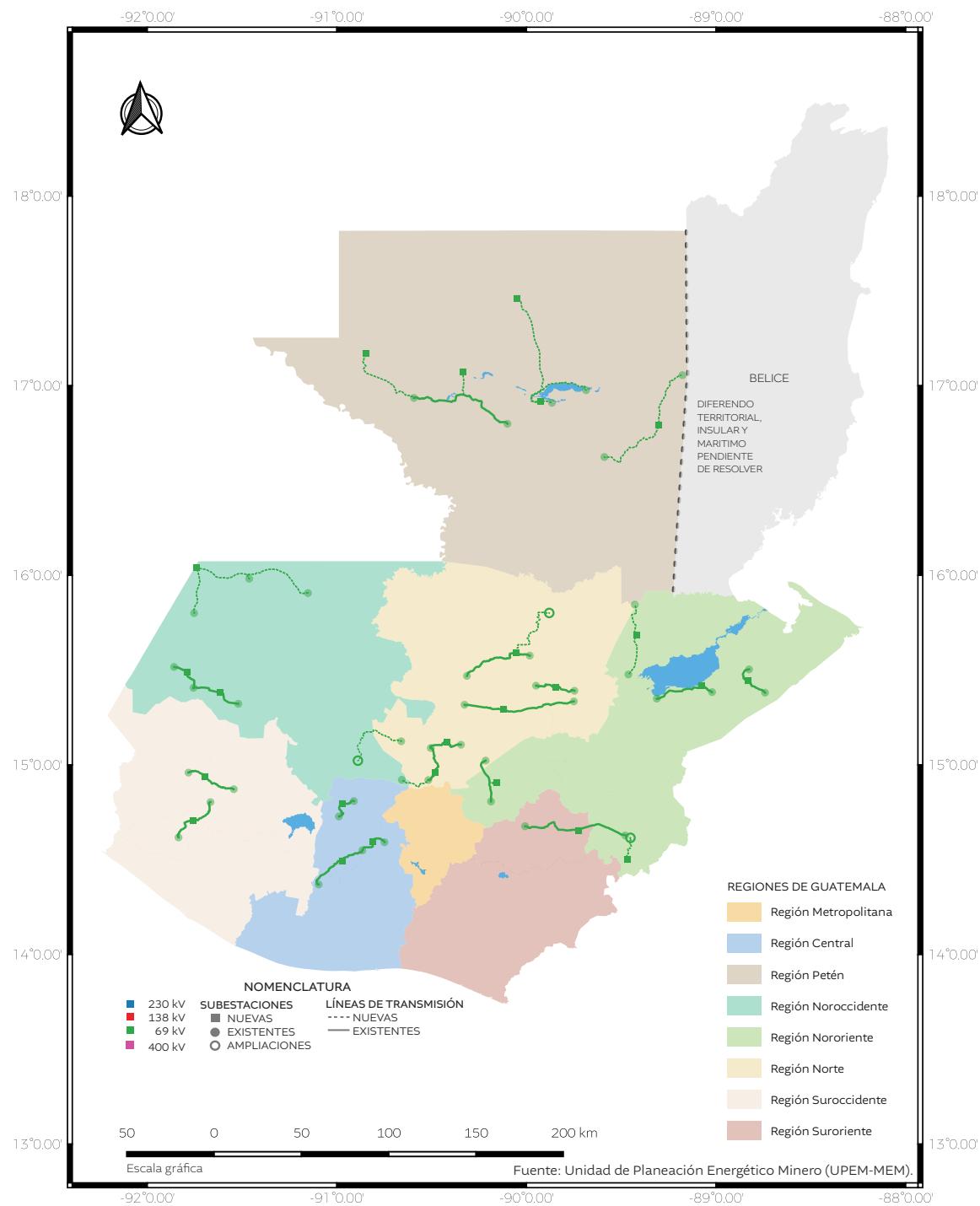


Tabla 31. Subestaciones eléctricas de 69 kV y 138 kV a largo plazo.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE kV	CAPACIDAD MVA	TIPO	ESTADO	MODALIDAD	REGIÓN
ALTA VERAPAZ	TUCURÚ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	SENAHÚ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	PAJAL	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	EL CHOL	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	SAN MIGUEL CHICAJ	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORTE
CHIMALTENANGO	SANTA APOLONIA	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
CHIMALTENANGO	SAN PEDRO YÉPOCAPA	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
CHIMALTENANGO	PARRAMOS	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	CENTRAL
CHIQUIMULA	CONCEPCIÓN LAS MINAS	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
EL PROGRESO	MORAZÁN	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
HUEHUETENANGO	GRACIAS A DIOS	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	SAN SEBASTIÁN HUEHUETENANGO	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	SAN PEDRO NECTA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NOROCCIDENTE
IZABAL	MOTAGUA	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
IZABAL	SEMABILA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
IZABAL	MARISCOS	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	NORORIENTE
JALAPA	SAN LUIS JILOTEPEQUE	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE
PETÉN	EL NARANJO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN
PETÉN	GRANO DE ORO	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN
PETÉN	TAMARÍS	69/34.5	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN
PETÉN	PETÉN	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN
PETÉN	CARMELITA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	PETÉN
QUETZALTENANGO	PALESTINA DE LOS ALTOS	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE
QUETZALTENANGO	COLOMBA COSTA CUCA	69/13.8	20/28	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SUROCCIDENTE

NA: NO ADJUDICADA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 32. Ampliaciones de subestaciones eléctricas 69 kV y 138 kV a largo plazo.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE kV	TIPO	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	REGIÓN
ALTA VERAPAZ	FRAY BARTOLOMÉ DE LAS CASAS	69	CAMPO	FRAY BARTOLOMÉ DE LAS CASAS	PAJAL	NORTE
CHIQUIMULA	QUETZALTEPEQUE	69	CAMPO	QUETZALTEPEQUE	CONCEPCIÓN LAS MINAS	NORORIENTE
QUICHÉ	ZACUALPA	69	CAMPO	ZACUALPA	CANILLA	NOROCCIDENTE

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

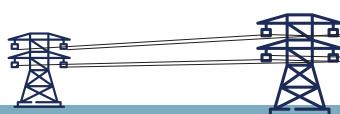


Tabla 33. Líneas de transmisión de 69 kV y 138 kV.

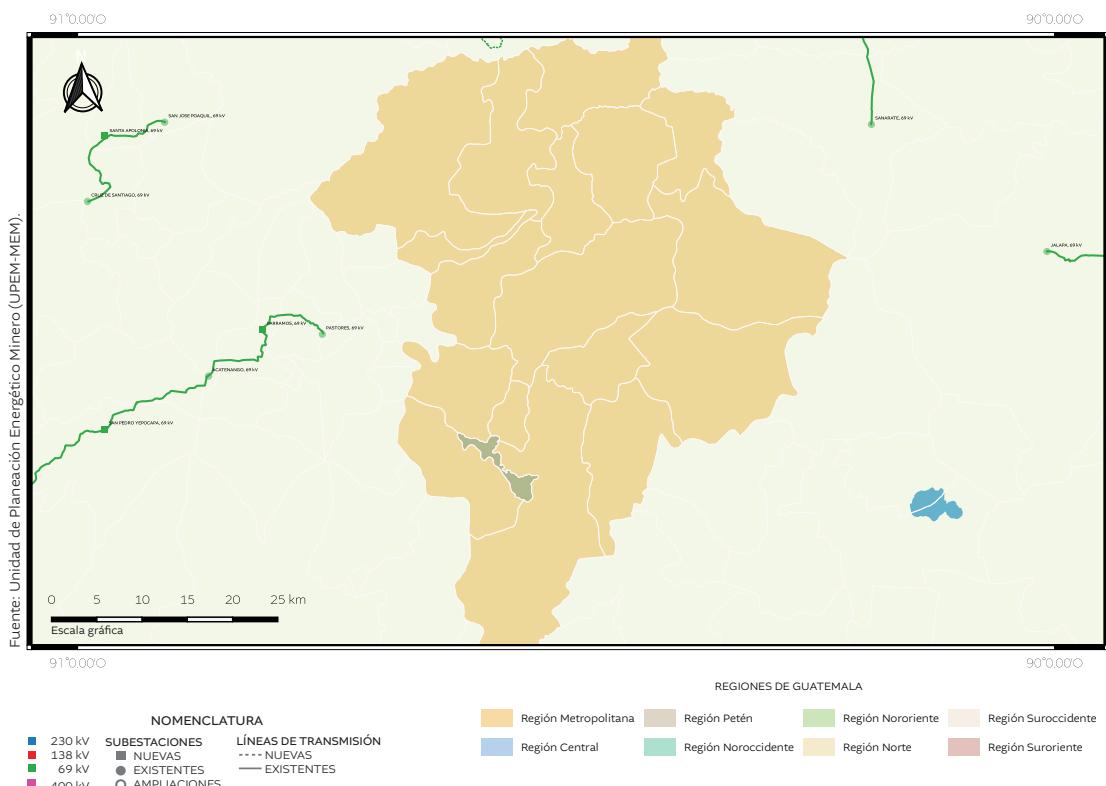
DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	MODALIDAD	REGIÓN
ALTA VERAPAZ	PAJAL - FRAY BARTOLOME CASAS	69	47	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	SAN JULIÁN - TELEMAN Y CONEXIÓN A TURURÚ	69	1	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	SAN PEDRO CARCHA - LANQUIN Y CONEXIÓN A PAJAL	69	1	NA	NORTE
ALTA VERAPAZ	SAN FRANCISCO - SECACAO Y CONEXIÓN A SENAHÚ	69	1	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	RABINAL - GRANADOS Y CONEXIÓN A EL CHOL	69	1	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	RABINAL-SALAMÁ Y CONEXIÓN A SAN MIGUEL CHICAJ	69	1	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	ZACUALPA - CUBULCO	69	45	NA	NORTE
BAJA VERAPAZ	GRANADOS - PACHALUM	69	21	NA	NORTE
CHIMALTENANGO	CRUZ DE SANTIAGO - SAN JOSÉ POAQUIL Y CONEXIÓN A SANTA APOLONIA	69	1	NA	METROPOLITANA
CHIMALTENANGO	POPOYAN - ACATENANGO Y CONEXIÓN A SAN PEDRO YÉPOCAPA	69	1	NA	METROPOLITANA
CHIMALTENANGO	PASTORES - ACATENANGO Y CONEXIÓN A PARRAMOS	69	1	NA	METROPOLITANA
CHIQUIMULA	QUEZALTEPEQUE - CONCEPCION LAS MINAS	69	18	NA	NORORIENTE
EL PROGRESO	SANARATE-SANTA ELENA Y CONEXIÓN A MORAZÁN	69	1	NA	NORORIENTE
HUEHUETENANGO	GRACIAS A DIOS - MAYALAND	69	73	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	NENTON - GRACIAS A DIOS	69	28	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	IXTAHUCAN - HUEHUETENANGO III Y CONEXIÓN A SAN SEBASTIAN HUEHUETENANGO	69	1	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	LA LIBERTAD HUEHUETENANGO - IXTAHUCAN Y CONEXIÓN A SAN PEDRO NECTA	69	1	NA	NOROCCIDENTE
HUEHUETENANGO	GRACIAS A DIOS - MAYALAND Y CONEXIÓN A IXHUITZ	69	1	NA	NOROCCIDENTE
IZABAL	SEMABILA - LAS CONCHAS	69	21	NA	NORORIENTE
IZABAL	CHICHIPATE - SEMABILA	69	23	NA	NORORIENTE
IZABAL	LA RUIDOSA - RIO BOBOS Y CONEXIÓN A MOTAGUA	69	1	NA	NORORIENTE
IZABAL	TRINCHERAS - RIO ZARQUITO Y CONEXIÓN A MARISCOS	69	1	NA	NORORIENTE
JALAPA	JALAPA-RIO GRANDE Y CONEXIÓN A SAN LUIS JIOTEPEQUE	69	1	NA	SURORIENTE
PETÉN	LA LIBERTAD II - EL NARANJO	69	48	NA	PETÉN
PETÉN	EL CHAL - GRANO DE ORO	69	47	NA	PETÉN
PETÉN	GRANO DE ORO - MELCHOR DE MENCOS	69	36	NA	PETÉN
PETÉN	LA LIBERTAD II - LA LIBERTAD Y CONEXIÓN A TAMARIS	69	4	NA	PETÉN
PETÉN	FLORES - PETÉN	69	7	NA	PETÉN
PETÉN	PETÉN - EL REMATE	69	48	NA	PETÉN
PETÉN	PETÉN-CARMELITA	69	73	NA	PETÉN
QUETZALTENANGO	LA ESPERANZA - SAN MARCOS Y CONEXIÓN A PALESTINA DE LOS ALTOS	69	1	NA	SUROCCIDENTE
QUETZALTENANGO	SAN MARTIN SACATEPEQUEZ - GENOVA Y CONEXIÓN A COLOMBA COSTA CUCA	69	1	NA	SUROCCIDENTE

NA: NO ADJUDICADA

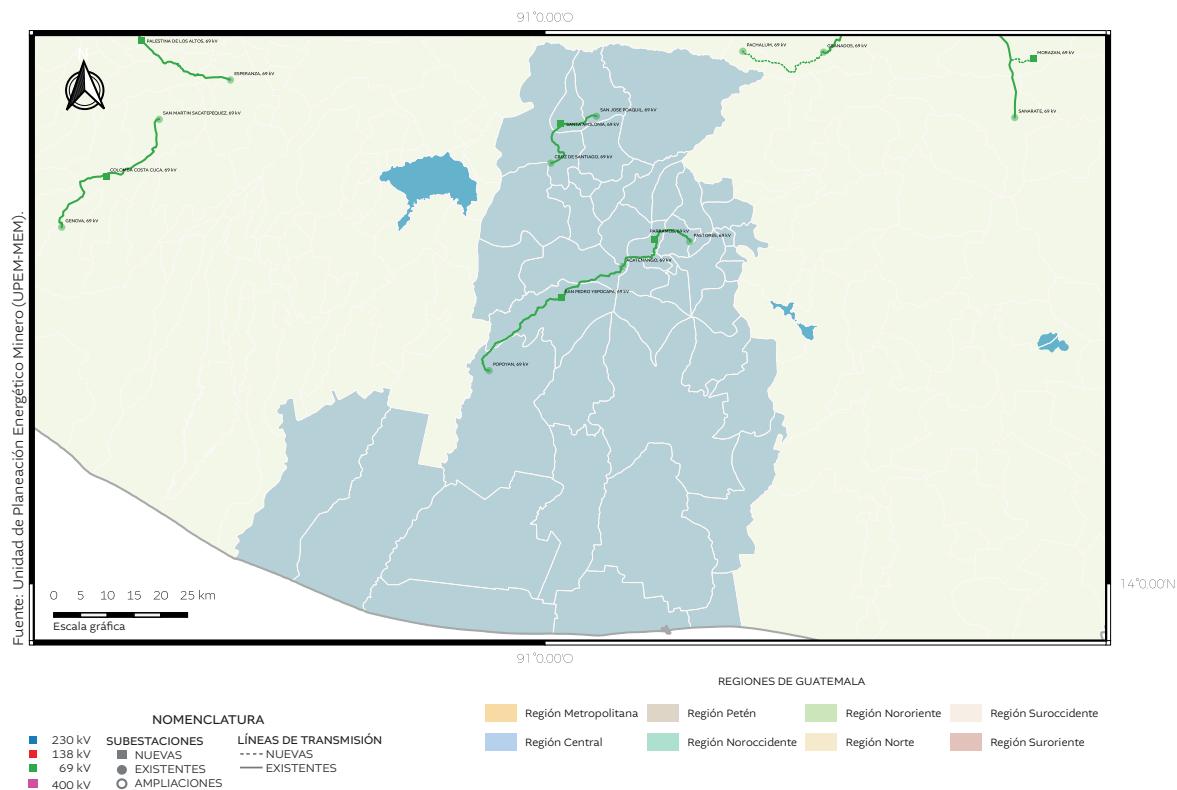
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



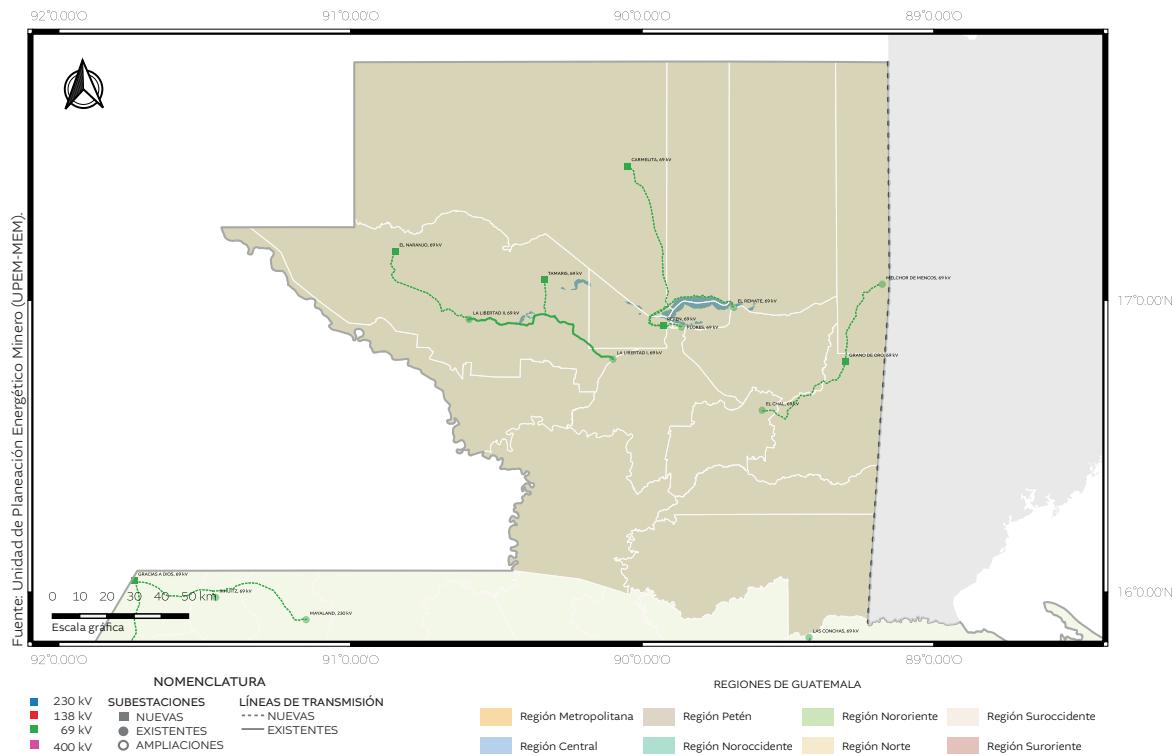
Mapa 28. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Metropolitana.



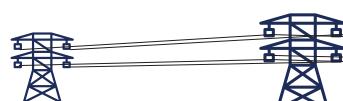
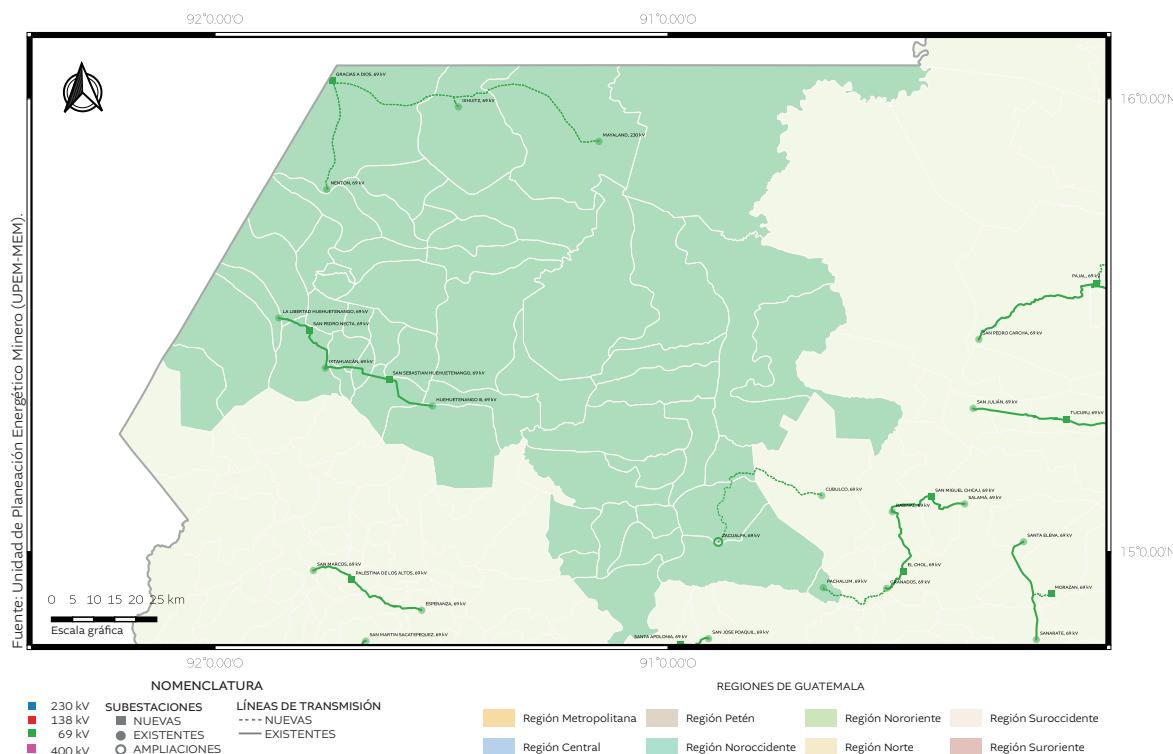
Mapa 29. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Central.



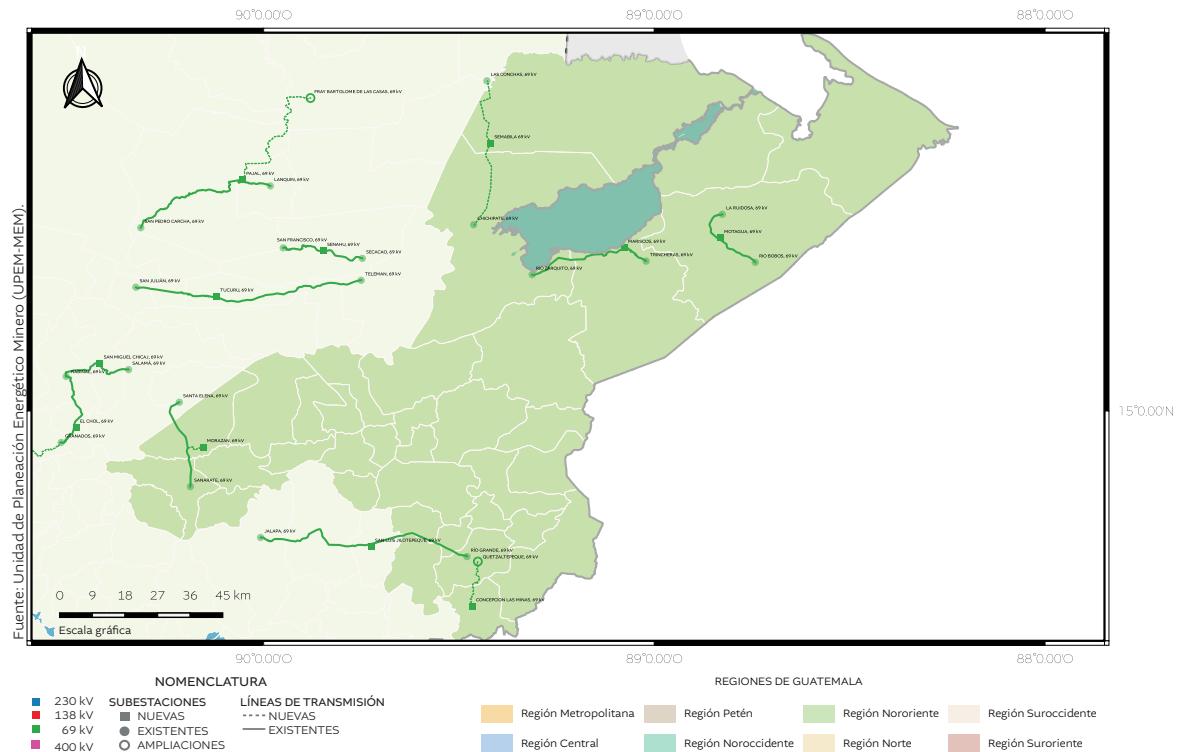
Mapa 30. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Petén.



Mapa 31. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Noroccidente.



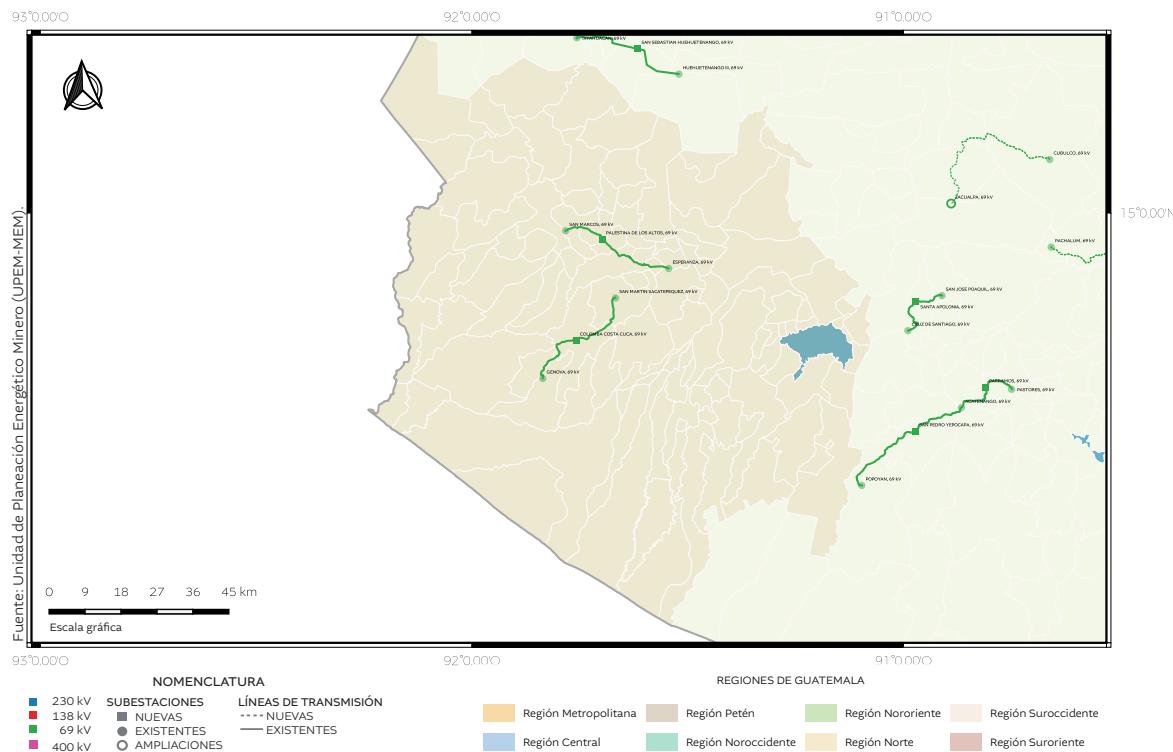
Mapa 32. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Nororiente.



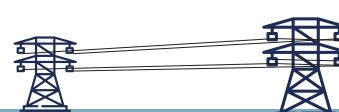
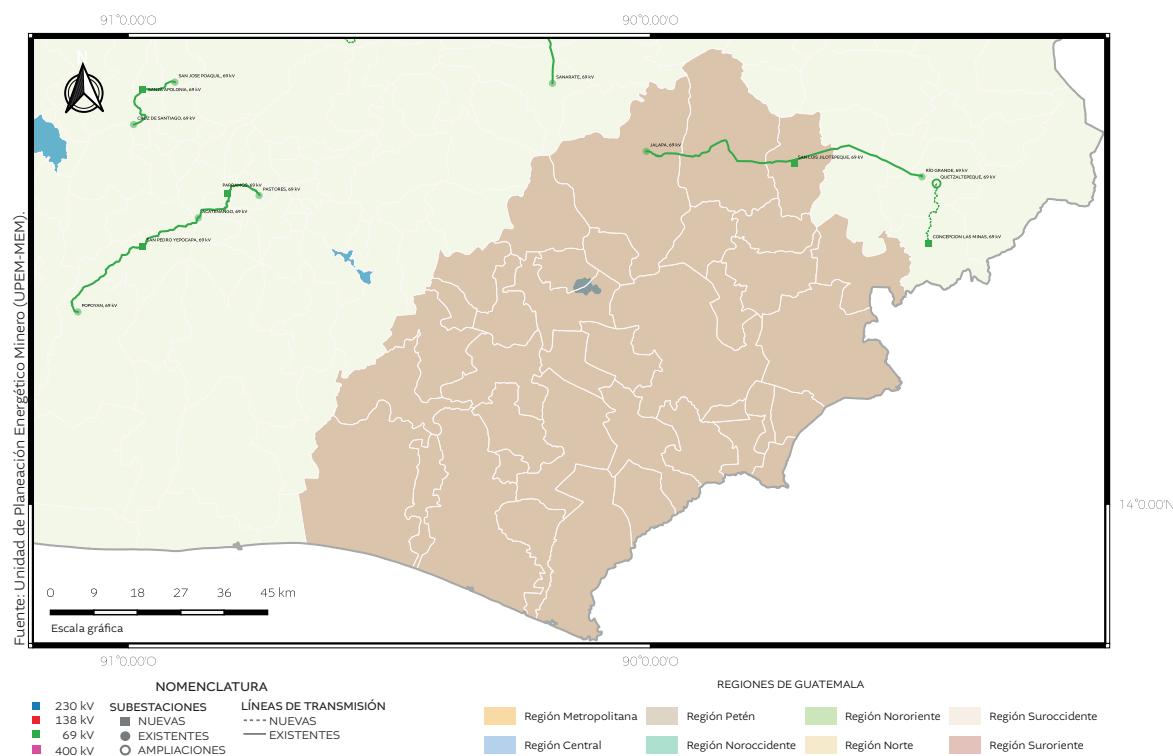
Mapa 33. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Norte.



Mapa 34. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroccidente.



Mapa 35. Obras a largo plazo 69 kV y 138 kV de la Región Suroriental.



11.3.2 OBRAS A LARGO PLAZO 230 kV.

Tabla 34. Subestaciones eléctricas 230 kV a largo plazo.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE kV	CAPACIDAD MVA	TIPO	ESTADO	MODALIDAD	REGIÓN
GUATEMALA	CHUARRANCHO	230	N/A	MANIOBRAS	NUEVA	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	LOS LLANOS	230/69	105	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	METROPOLITANA

NA: NO ADJUDICADA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 35. Líneas de transmisión 230 kV a largo plazo.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	MODALIDAD	REGIÓN
CHIMALTENANGO	CHUARRANCHO - SAN JUAN COMALAPA (DOBLE CIRCUITO)	230	55	NA	METROPOLITANA
GUATEMALA	DERIVACION GUATE NORTE - TACTIC (DOBLE CIRCUITO) Y CONEXIÓN A GUATEMALA	230	3	NA	CENTRAL
GUATEMALA	DERIVACIÓN TACTIC - GUATE NORTE Y CONEXIÓN A CHUARRANCHO	230	1	NA	CENTRAL
GUATEMALA	SAN ANTONIO EL SITIO - PLANTA EOLICA SAN ANTONIO EL SITIO Y CONEXIÓN LOS LLANOS	230	1	NA	CENTRAL

NA: NO ADJUDICADA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

11.3.3 OBRAS A LARGO PLAZO 400 KV

Tabla 36. Subestaciones eléctricas 400 kV a largo plazo.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE kV	CAPACIDAD MVA	TIPO	ESTADO	MODALIDAD	REGIÓN
JUTIAPA	JALPATAGUA	400/230	225	TRANSFORMACIÓN	NUEVA	NA	SURORIENTE

NA: NO ADJUDICADA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

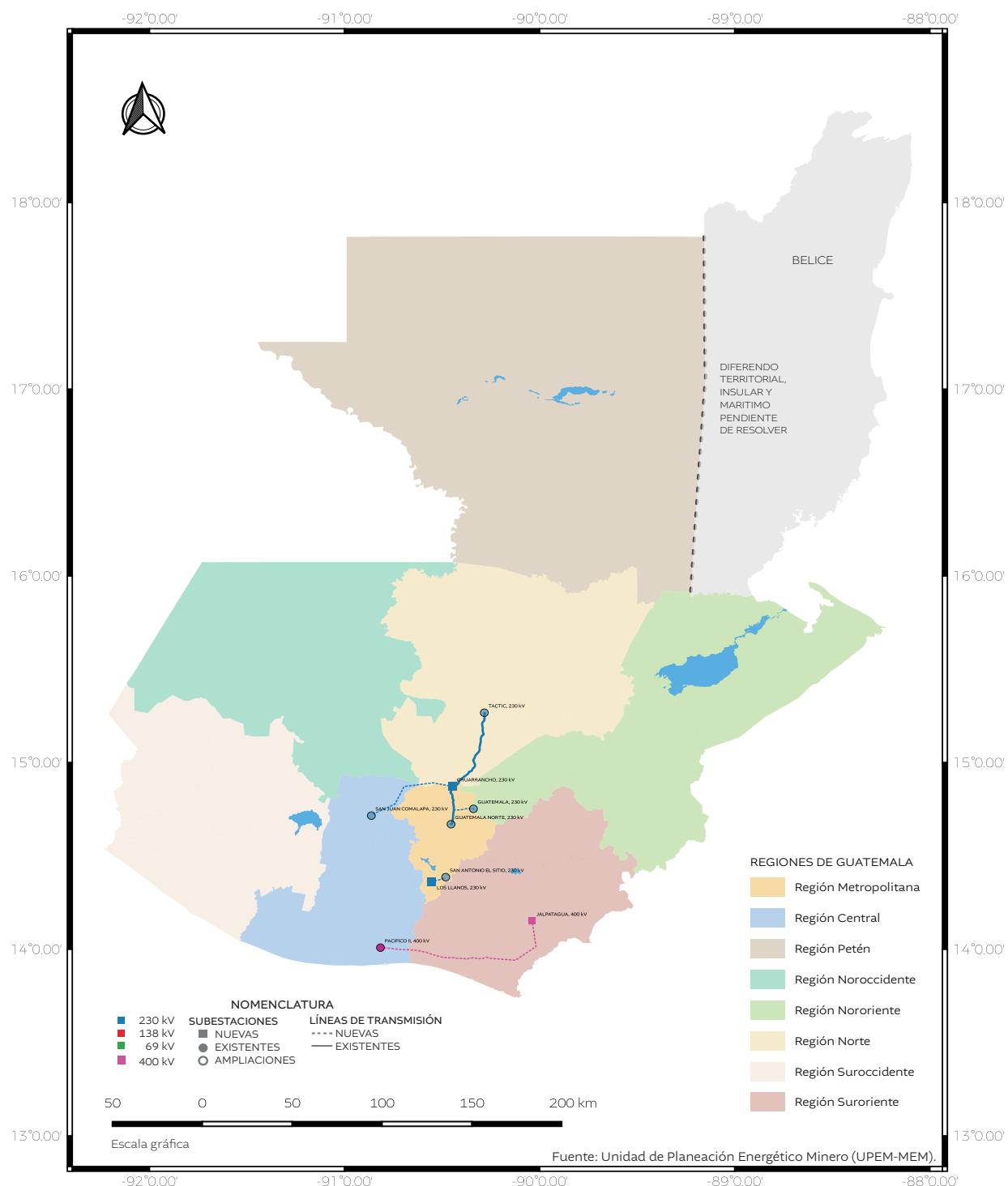
Tabla 37. Líneas de transmisión 400 kV a largo plazo.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	MODALIDAD	REGIÓN
ESCUINTLA	PACIFICO II - JALPATAGUA (DOBLE CIRCUITO)	400	106	NA	METROPOLITANA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



Mapa 36. Obras a largo plazo 230 kV y 400 kV.



11.4 COMPENSACIÓN REACTIVA

Tabla 38. Compensación reactiva necesaria.

SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVAR	TIPO DE COMPENSA-CIÓN
CHISEC	69	5.4	CAPACITIVA
PLAYA GRANDE	69	1.8	CAPACITIVA
POPTUN	69	5.4	CAPACITIVA
SAYAXCHÉ	69	1.8	CAPACITIVA
GUATEMALA ESTE	69	10.8	CAPACITIVA
LA NORIA	69	3.6	CAPACITIVA
MAYUELAS	69	1.8	CAPACITIVA
PUERTO BARRIOS	69	5.4	CAPACITIVA
LA LIBERTAD II	69	1.8	CAPACITIVA
GUATEMALA SUR	69	10.8	CAPACITIVA
QUICHE	69	5.4	CAPACITIVA
COCALES	69	1.8	CAPACITIVA
CHIMALTENANGO	69	1.8	CAPACITIVA
SALAMÁ	69	1.8	CAPACITIVA
COATEPEQUE	69	5.4	CAPACITIVA
SANARATE	69	5.4	CAPACITIVA
MALACATÁN	69	5.4	CAPACITIVA
JALAPA	69	1.8	CAPACITIVA
ZACUALPA	69	2.2	CAPACITIVA
PETÉN ITZÁ	69	20	REACTIVA

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

12. OBRAS PRIORITARIAS PARA EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El sistema de transporte de energía eléctrica es un enlace fundamental para conectar la generación y la demanda de energía eléctrica, para lo cual se recomienda incluir los refuerzos del presente apartado; que en conjunto con las obras que los agentes transportistas se encuentran desarrollando en la modalidad de iniciativa propia, brinden la seguridad energética del Sistema Nacional Interconectado.

A continuación, se considera como prioritarias en la red troncal del Sistema Nacional Interconectado:

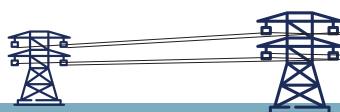
Tabla 39. Subestaciones eléctricas prioritarias 230 kV y 400 kV.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVA	REGIÓN	COSTO ESTIMADO
ESCUINTLA	PACIFICO II	400/230	450	CENTRAL	\$ 58,746,736.29
GUATEMALA	GUATEMALA	400/230	450	METROPOLITANA	\$ 58,746,736.29
RETALHULEU	BRILLANTES	400	N/A	SURORIENTE	\$ 3,916,449.09
SAN MARCOS	MELENDREZ II	400/230/69	225	SUROCCIDENTE	\$ 58,746,736.29
JUTIAPA	JALPATAGUA	230/138	150	SURORIENTE	\$ 18,276,762.40
QUETZALTENANGO	SANTA MARIA II	230/69	150	SUROCCIDENTE	\$ 15,665,796.34
SAN MARCOS	MELENDREZ II	230/69	105	SUROCCIDENTE	\$ 15,665,796.34
RETALHULEU	SAN SEBASTIAN II	230/69	105	SUROCCIDENTE	\$ 15,665,796.34
SAN MARCOS	SAN MARCOS III	230/69	105	SUROCCIDENTE	\$ 15,665,796.34
JUTIAPA	PARAISO	230/138	105	SURORIENTE	\$ 18,276,762.40
CHIQUIMULA	VADO HONDO	230/138/69	150	SURORIENTE	\$ 18,276,762.40
PETÉN	MELCHOR MENCOS II	230/69	105	PETÉN	\$ 15,665,796.34

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 40. Líneas de transmisión prioritarias 230 kV y 400 kV.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	COSTO ESTIMADO
ESCUINTLA	PACIFICO II - GUATEMALA (DOBLE CIRCUITO)	400	110	\$ 71,083,551.00
SAN MARCOS	BRILLANTES - PACIFICO II (DOBLE CIRCUITO)	400	174	\$ 112,441,253.40
SAN MARCOS	TAPACHULA-BRILLANTES Y CONEXIÓN A MELENDRÉZ II	400	1	\$ 646,214.10
ESCUINTLA	PACIFICO - PARAISO (DOBLE CIRCUITO)	230	70	\$ 30,156,657.96
JUTIAPA	LA VEGA II - AHUACHAPAN (EPR) Y CONEXIÓN A JALPATAGUA	230	1	\$ 430,809.40
JUTIAPA	MOYUTA - AHUACHAPAN (ETCEE) Y CONEXIÓN A JALPATAGUA	230	1	\$ 430,809.40
PETÉN	YALCHACTI - PETEN ITZA	230	115	\$ 49,543,080.94
QUETZALTENANGO	LOS BRILLANTES - LA ESPERANZA Y CONEXIÓN A SANTA MARÍA II	230	1	\$ 430,809.40
SAN MARCOS	MELENDRÉZ II- SAN MARCOS III	230	55	\$ 23,694,516.97
SAN MARCOS	MELENDRÉZ II - SAN SEBASTIAN II (DOBLE CIRCUITO)	230	59	\$ 25,417,754.57
RETALHULEU	SAN SEBASTIAN II - BUENAVENTURA	230	34	\$ 14,647,519.58
RETALHULEU	SAN SEBASTIAN II - LOS BRILLANTES (DOBLE CIRCUITO)	230	5	\$ 2,154,047.00
ALTA VERAPAZ	CHIXOY II - SAN AGUSTIN (SEGUNDO CIRCUITO)	230	100	\$ 43,080,939.95



DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	COSTO ESTIMADO
ESCUINTLA	PACIFICO - ESCUINTLA (SEGUNDO CIRCUITO)	230	8	\$ 3,446,475.20
QUICHÉ	COVADONGA - USPANTAN (SEGUNDO CIRCUITO)	230	43	\$ 18,524,804.18
ESCUINTLA	COSTA LINDA - JAGUAR ENERGY (DOBLE CIRCUITO)	230	9	\$ 3,877,284.60
ALTA VERAPAZ	SAN AGUSTÍN - GUATEMALA NORTE (SEGUNDO CIRCUITO)	230	58	\$ 24,986,945.17
CHIQUIMULA	SAN AGUSTÍN - PANALUYA (SEGUNDO CIRCUITO)	230	66.9	\$ 28,821,148.83
ESCUINTLA	SANTA ISABEL - CENTRAL ARIZONA Y CONEXIÓN A PACÍFICO II	230	1	\$ 430,809.40
ESCUINTLA	SAN JOAQUÍN - ARIZONA Y CONEXIÓN A COSTA LINDA	230	1	\$ 430,809.40
GUATEMALA	INCIENSO - GUATEMALA OESTE	230	21	\$ 9,046,997.39
SAN MARCOS	SAN MARCOS III - HUEHUETENANGO II	230	33	\$ 14,216,710.18
JUTIAPA	PARAISO - JALPATAGUA	230	48	\$ 20,678,851.17
JUTIAPA	JALPATAGUA - VADO HONDO (DOBLE CIRCUITO)	230	90	\$ 38,772,845.95
CHIQUIMULA	PANALUYA - LA ENTRADA Y CONEXIÓN A VADO HONDO	230	5	\$ 2,154,047.00
PETÉN	PETEN ITZA - MELCHOR DE MENCOS II	230	113	\$ 48,681,462.14
ESCUINTLA	MADRE TIERRA - LOS PINOS	230	48	\$ 31,018,276.80
GUATEMALA	DERIVACIÓN SAN AGUSTÍN - GUATEMALA NORTE Y CONEXIÓN A GUATEMALA	230	1	\$ 1,292,428.20

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

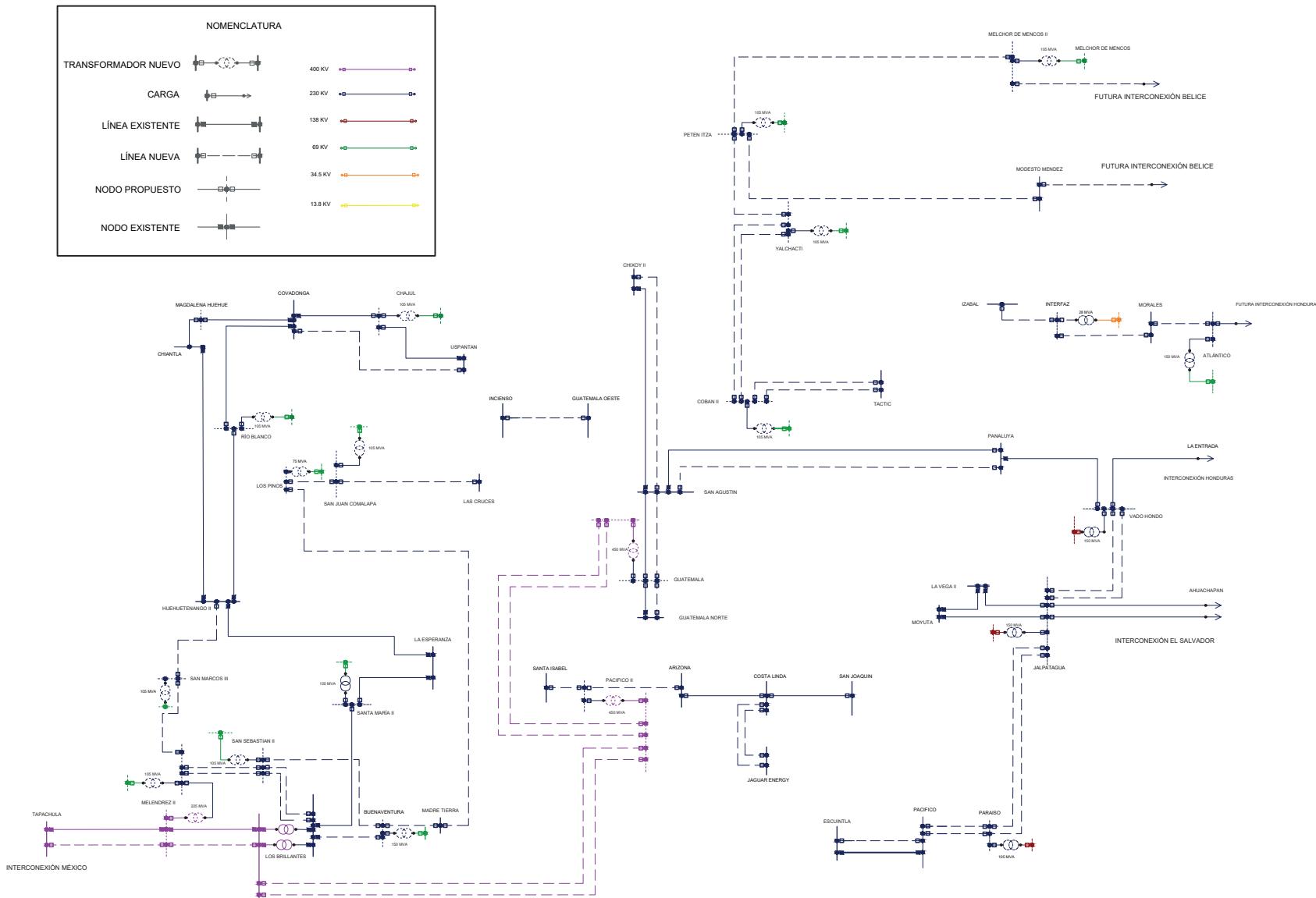
Tabla 41. Ampliaciones prioritarias 230 kV y 400 kV.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	COSTO ESTIMADO
ESCUINTLA	PACIFICO	230	PACIFICO	JALPATAGUA	\$ 1,958,224.54
IZABAL	IZABAL	230	IZABAL	INTERFAZ	\$ 1,958,224.54
IZABAL	MORALES	230	MORALES	INTERFAZ	\$ 1,958,224.54
ESCUINTLA	MADRE TIERRA	230	MADRE TIERRA	BUENAVENTURA	\$ 1,958,224.54
ESCUINTLA	MADRE TIERRA	230	MADRE TIERRA	LOS PINOS	\$ 1,958,224.54
IZABAL	MODESTO MENDEZ	230	PETEN ITZA	MODESTO MENDEZ	\$ 1,958,224.54
IZABAL	MORALES	230	MORALES	ATLANTICO	\$ 1,958,224.54
ALTA VERAPAZ	TACTIC	230	TACTIC	COBAN II	\$ 1,958,224.54
ALTA VERAPAZ	TACTIC	230	TACTIC	COBAN II	\$ 1,958,224.54
RETALHULEU	LOS BRILLANTES	230	LOS BRILLANTES	SAN SEBASTIAN II	\$ 1,958,224.54
RETALHULEU	LOS BRILLANTES	230	LOS BRILLANTES	SAN SEBASTIAN II	\$ 1,958,224.54
EL PROGRESO	SAN AGUSTIN	230	SAN AGUSTIN	CHIXOY II	\$ 1,958,224.54
ALTA VERAPAZ	CHIXOY II	230	CHIXOY II	SAN AGUSTIN	\$ 1,958,224.54
ESCUINTLA	PACIFICO	230	PACIFICO	ESCUINTLA	\$ 1,958,224.54
ESCUINTLA	ESCUINTLA	230	ESCUINTLA	PACIFICO	\$ 1,958,224.54
QUICHÉ	USPANTAN	230	USPANTAN	COVADONGA	\$ 1,958,224.54
QUICHÉ	COVADONGA	230	COVADONGA	USPANTAN	\$ 1,958,224.54
ESCUINTLA	COSTA LINDA	230	COSTA LINDA	JAGUAR ENERGY	\$ 1,958,224.54
ESCUINTLA	COSTA LINDA	230	COSTA LINDA	JAGUAR ENERGY	\$ 1,958,224.54
ESCUINTLA	JAGUAR ENERGY	230	JAGUAR ENERGY	COSTA LINDA	\$ 1,958,224.54
ESCUINTLA	JAGUAR ENERGY	230	JAGUAR ENERGY	COSTA LINDA	\$ 1,958,224.54
GUATEMALA	GUATEMALA NORTE	230	GUATEMALA NORTE	SAN AGUSTIN	\$ 1,958,224.54
EL PROGRESO	SAN AGUSTIN	230	SAN AGUSTIN	GUATEMALA NORTE	\$ 1,958,224.54
ESCUINTLA	ARIZONA	230	ARIZONA	SANTA ISABEL	\$ 1,958,224.54
GUATEMALA	GUATEMALA OESTE	230	GUATEMALA OESTE	INCIENSO	\$ 1,958,224.54
GUATEMALA	INCIENSO	230	INCIENSO	GUATEMALA OESTE	\$ 1,958,224.54

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



Diagrama Unifilar 1. Obras 230 kV y 400 kV.



Mejorar los índices de calidad del servicio de energía eléctrica y fortalecer la red para la conexión de nuevos proyectos de electrificación rural es de vital importancia, por lo cual se recomienda impulsar los refuerzos descritos por región para la red de 69 kV y 138 kV.

Tabla 42. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región central.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE	CAPACIDAD MVA	COSTO ESTIMADO
CHIMALTENANGO	CHIMALTENANGO II	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
ESCUINTLA	TEJOCATE	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
ESCUINTLA	MARINA DEL SUR	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
ESCUINTLA	POPOYAN	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
ESCUINTLA	EL JOCOTE II	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
SACATEPEQUEZ	PASTORES	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
SACATEPEQUEZ	SUMPANGO	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 43. Líneas de transmisión prioritarias de la región central.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE kV	LONGITUD KM	COSTO ESTIMADO
CHIMALTENANGO	CHIMALTENANGO - CHIMALTENANGO II	69	3.2	\$ 509,880.73
ESCUINTLA	ACACIAS - TECOJATE	69	38	\$ 6,054,833.68
ESCUINTLA	MAGDALENA-PUERTO SAN JOSE Y CONEXIÓN A MARINA DEL SUR	69	12	\$ 1,912,052.74
ESCUINTLA	COCALES-PANTALEON Y CONEXIÓN A POPOYAN	69	1	\$ 159,337.73
ESCUINTLA	PANTALEON-ESCUINTLA Y CONEXIÓN A EL JOCOTE II	69	1	\$ 159,337.73
ESCUINTLA	LA NORIA - TECOJATE	69	42	\$ 6,692,184.60
SACATEPEQUEZ	CHIMALTENANGO - CHACARÁ Y CONEXIÓN A PASTORES	69	1	\$ 159,337.73
SACATEPEQUEZ	CHIMALTENANGO - CHACARÁ Y CONEXIÓN A SUMPANGO	69	3	\$ 478,013.19
SACATEPEQUEZ	SUMPANGO - SANTA MARIA CAUQUE	69	10	\$ 1,593,377.28

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

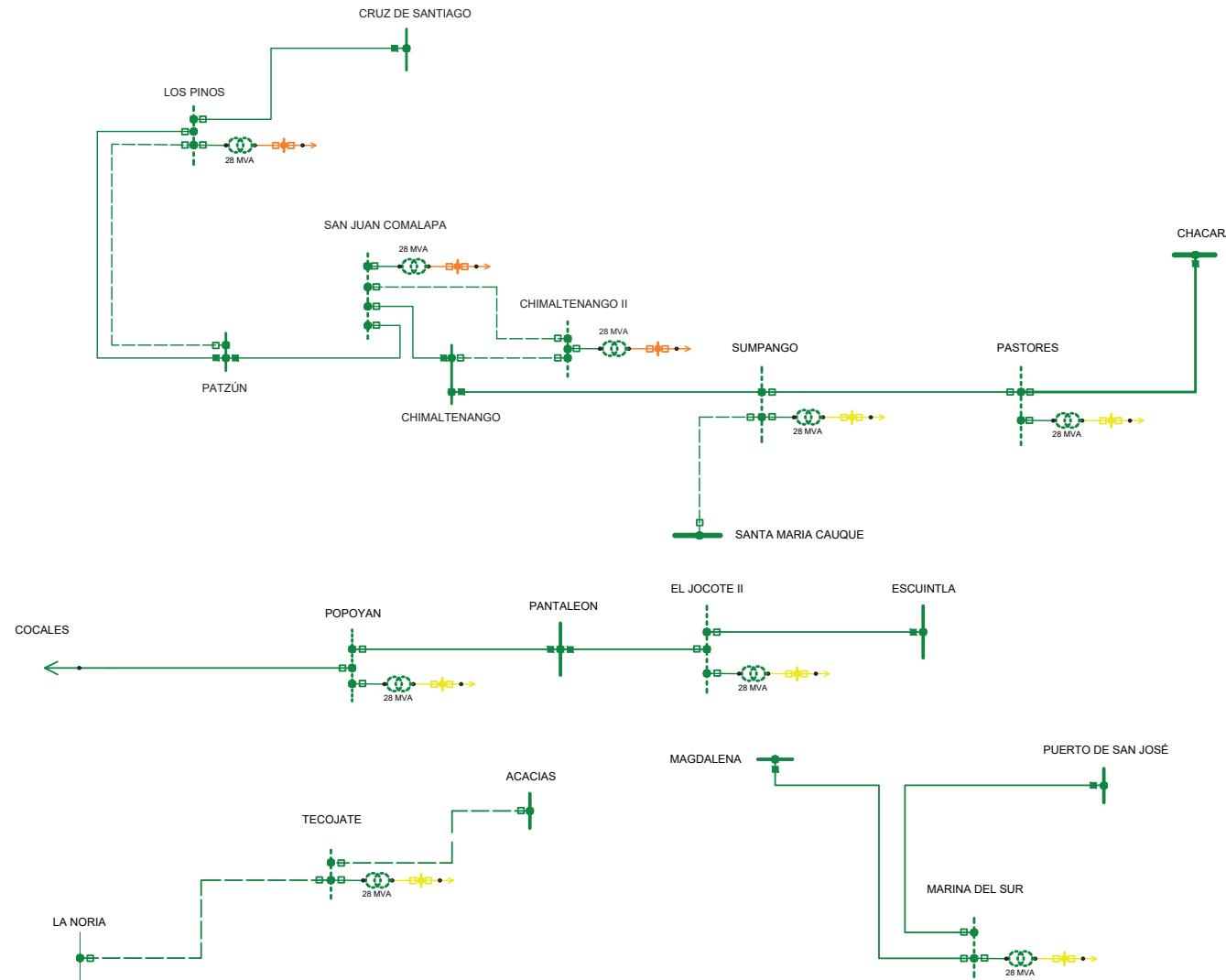
Tabla 44. Ampliaciones prioritarias de la región central.

SUBESTACIÓN	DEPARTAMENTO	VOLTAJE KV	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	COSTO ESTIMADO
CHIMALTENANGO	CHIMALTENANGO	69	CHIMALTENANGO	CHIMALTENANGO II	\$ 587,467.36
PATZÚN	CHIMALTENANGO	69	PATZÚN	LOS PINOS	\$ 587,467.36
ACACIAS	ESCUINTLA	69	ACACIAS	TECOJATE	\$ 587,467.36
LA NORIA	ESCUINTLA	69	LA NORIA	TECOJATE	\$ 587,467.36

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



Diagrama Unifilar 2. Región Central.



NOMENCLATURA	
TRANSFORMADOR NUEVO	400 KV
CARGA	230 KV
LÍNEA EXISTENTE	138 KV
LÍNEA NUEVA	69 KV
NODO PROPUESTO	34.5 KV
NODO EXISTENTE	13.8 KV

Tabla 45. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región metropolitana.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVA	COSTO ESTIMADO
GUATEMALA	SAN RAYMUNDO	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
GUATEMALA	SAN LUIS	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
GUATEMALA	VILLA CANALES	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
GUATEMALA	LOS MIXCOS	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
GUATEMALA	PINULA	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
GUATEMALA	BALCONES	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
GUATEMALA	VISTA HERMOSA	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
GUATEMALA	LA COMUNIDAD	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 46. Líneas de transmisión prioritarias de la región metropolitana.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	COSTO ESTIMADO
GUATEMALA	GRANADOS - SAN RAYMUNDO	69	34	\$ 5,417,482.77
GUATEMALA	GUATEMALA OESTE - SAN RAYMUNDO	69	18.6	\$ 2,963,681.75
GUATEMALA	AGUSTO PALMA - SAN LUIS	69	8.14	\$ 1,297,009.11
GUATEMALA	LAGUNA - SAN MIGUEL PETAPA Y CONEXIÓN A VILLA CANALES	69	1	\$ 159,337.73
GUATEMALA	MONTECRISTO - LOS MIXCOS	69	9.48	\$ 1,510,521.67
GUATEMALA	GUADALUPE III - MONTECRISTO Y CONEXIÓN A PINULA	69	1	\$ 159,337.73
GUATEMALA	CENTRO LAGUNA II - SAN CRISTOBAL Y CONEXIÓN A BALCONES	69	10	\$ 1,593,377.28
GUATEMALA	CIUDAD VIEJA - GERONA Y CONEXIÓN VISTA HERMOSA (DOBLE CIRCUITO)	69	1	\$ 159,337.73
GUATEMALA	CENTRO - MIXCO Y CONEXIÓN A LA COMUNIDAD	69	1	\$ 159,337.73
GUATEMALA	GUADALUPE III - OLMECA Y CONEXIÓN A PINULA	69	1	\$ 159,337.73
GUATEMALA	TEXESA - RODRIGUEZ BRIONES Y CONEXIÓN A PINULA	69	1	\$ 159,337.73

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 47. Ampliaciones prioritarias de la región metropolitana.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	COSTO ESTIMADO
GUATEMALA	GUATEMALA OESTE	69	GUATEMALA OESTE	SAN RAYMUNDO	\$ 587,467.36
GUATEMALA	AUGUSTO PALMA	69	AUGUSTO PALMA	SAN LUIS	\$ 587,467.36
GUATEMALA	MONTECRISTO	69	MONTECRISTO	LOS MIXCOS	\$ 587,467.36
GUATEMALA	CASTELLANA	69	CASTELLANA	PLAZA ESPAÑA	\$ 587,467.36

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



Diagrama Unifilar 3. Región Metropolitana.

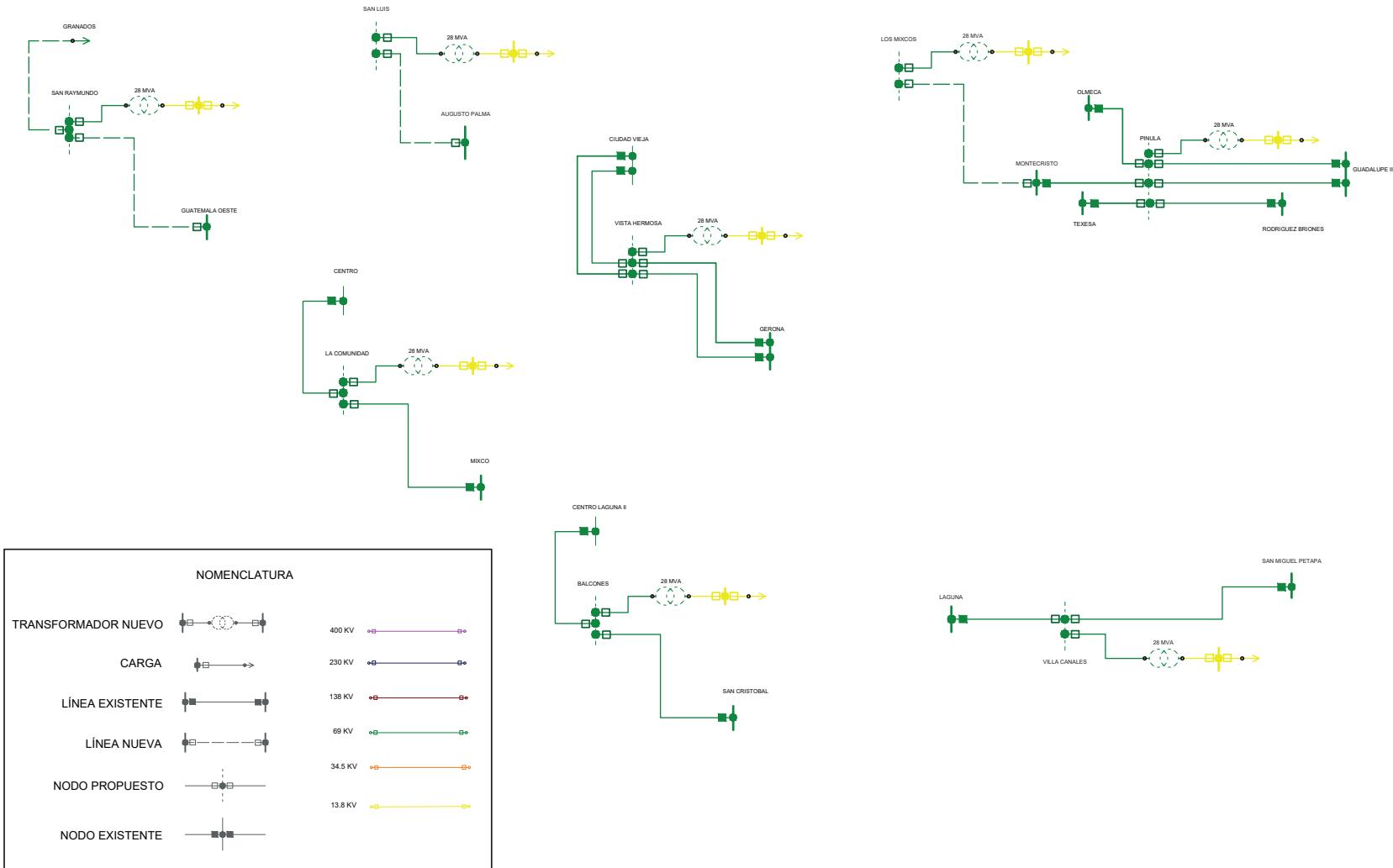


Tabla 48. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región noroccidente.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVA	REGIÓN	COSTO ESTIMADO
HUEHUETENANGO	LA LIBERTAD HUEHUETENANGO	69/13.8	20/28	NOROCCIDENTE	\$ 3,070,496.08
HUEHUETENANGO	HUEHUETENANGO III	69/13.8	20/28	NOROCCIDENTE	\$ 3,070,496.08
HUEHUETENANGO	MALACATANCITO	138/69	75	NOROCCIDENTE	\$ 7,832,898.17
HUEHUETENANGO	SANTA EULALIA	69/13.8	20/28	NOROCCIDENTE	\$ 3,070,496.08
HUEHUETENANGO	TECTITÁN	69/13.8	20/28	NOROCCIDENTE	\$ 3,070,496.08
HUEHUETENANGO	UNIÓN CANTINIL	69/34.5	20/28	NOROCCIDENTE	\$ 3,655,352.48
QUICHÉ	CUNÉN	69/13.8	20/28	NOROCCIDENTE	\$ 3,070,496.08
QUICHÉ	NEBAJ	69/13.8	20/28	NOROCCIDENTE	\$ 3,070,496.08
QUICHÉ	RUMOR DE LOS ENCANTOS	69/34.5	20/28	NOROCCIDENTE	\$ 3,655,352.48
QUICHÉ	QUICHÉ II	69/13.8	20/28	NOROCCIDENTE	\$ 3,070,496.08
QUICHÉ	JOYABAJ	69/13.8	20/28	NOROCCIDENTE	\$ 3,070,496.08

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 49. Líneas de transmisión prioritarias de la región noroccidente.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	COSTO ESTIMADO
HUEHUETENANGO	IXTAHUCAN - LA LIBERTAD HUEHUETENANGO	69	21	\$ 3,346,092.30
HUEHUETENANGO	HUEHUETENANGO - IXTAHUCAN Y CONEXIÓN A HUEHUETENANGO III	69	1	\$ 159,337.73
HUEHUETENANGO	HUEHUETENANGO - HUEHUETENANGO II Y CONEXIÓN A MALACATANCITO	138	1	\$ 229,765.01
HUEHUETENANGO	SAN JUAN IXCOY - BARILLAS Y CONEXION A SANTA EULALIA	69	1	\$ 159,337.73
HUEHUETENANGO	TACANA - TECTITAN	69	1	\$ 159,337.73
HUEHUETENANGO	TODOS SANTOS CUCHUMATAN - UNION CANTINIL	69	1	\$ 159,337.73
HUEHUETENANGO	CAMOJA - LA LIBERTAD HUEHUETENANGO	69	17	\$ 2,708,741.38
HUEHUETENANGO	JACALTENANGO - UNION CANTINIL	69	32	\$ 5,098,807.31
HUEHUETENANGO	SAN SEBASTIAN COATAN - SANTA EULALIA	69	7	\$ 1,115,364.10
QUICHÉ	SACAPULAS - BUENA VISTA Y CONEXIÓN A CUNEN	69	1	\$ 159,337.73
QUICHÉ	CHAJUL - NEBAJ	69	18	\$ 2,868,079.11
QUICHÉ	NEBAJ - SACAPULAS	69	26	\$ 4,142,780.94
QUICHÉ	SACAPULAS - BUENA VISTA	69	40	\$ 6,373,509.14
QUICHÉ	QUICHÉ-SOLOLÁ Y CONEXIÓN A QUICHÉ II	69	1	\$ 159,337.73
QUICHÉ	ZACUALPA - PACHALUM	69	33	\$ 5,258,145.04
QUICHÉ	PLAYA GRANDE - BARILLAS	69	26	\$ 4,142,780.94
QUICHÉ	RÍO BLANCO - SACAPULAS (DOBLE CIRCUITO)	69	4	\$ 637,350.91
QUICHÉ	RIO BLANCO – SANTA LUCIA LA REFORMA	69	31	\$ 4,939,469.58
QUICHÉ	ZACUALPA-PACHALUM Y CONEXIÓN A JOYABAJ	69	1	\$ 159,337.73

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 50. Ampliaciones prioritarias de la región noroccidente.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	COSTO ESTIMADO
HUEHUETENANGO	CHIANTLA	69	CHIANTLA	AGUACATAN	\$ 587,467.36
HUEHUETENANGO	IXTAHUACAN	69	IXTAHUACAN	LA LIBERTAD HUEHUETENANGO	\$ 587,467.36
HUEHUETENANGO	TODOS SANTOS CUCHUMATAN	69	TODOS SANTOS CUCHUMATAN	UNION CANTINIL	\$ 587,467.36
HUEHUETENANGO	CAMOJA	69	CAMOJA	LA LIBERTAD HUEHUETENANGO	\$ 587,467.36
HUEHUETENANGO	BARILLAS	69	BARILLAS	HUEHUETENANGO	\$ 587,467.36
QUICHÉ	SANTA LUCIA LA REFORMA	69	SANTA LUCIA LA REFORMA	RÍO BLANCO	\$ 587,467.36
QUICHÉ	SACAPULAS	69	SACAPULAS	RÍO BLANCO	\$ 587,467.36
QUICHÉ	SACAPULAS	69	SACAPULAS	RÍO BLANCO	\$ 587,467.36
QUICHÉ	BUENA VISTA	69	BUENA VISTA	SANTA CRUZ VERAPAZ	\$ 587,467.36

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



Diagrama Unifilar 4. Región Noroccidente.

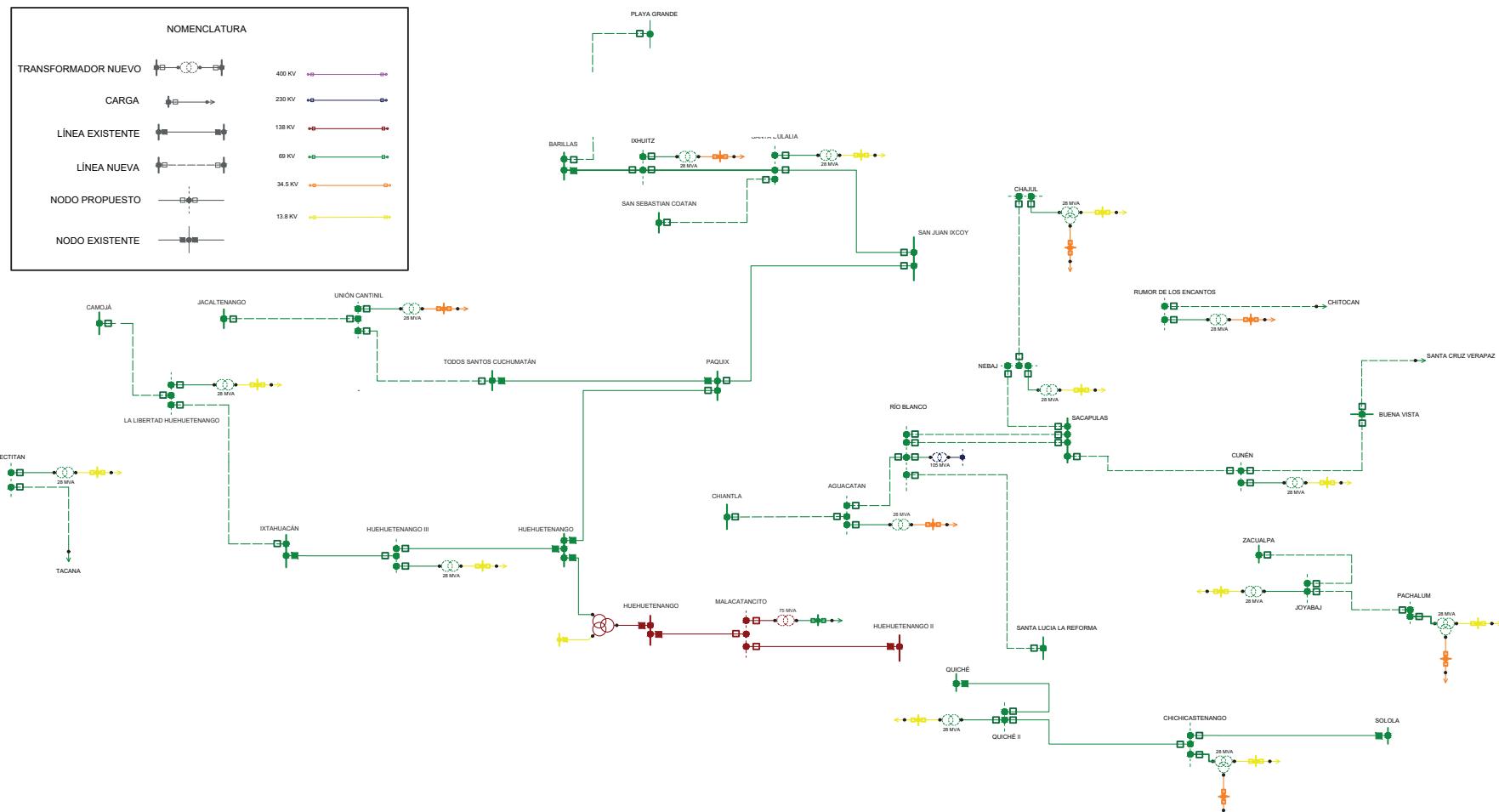


Tabla 51. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región nororiente.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVA	COSTO ESTIMADO
CHIQUIMULA	CHIQUIMULA II	138/34.5	20/28	\$ 4,569,190.60
CHIQUIMULA	ESQUIPULAS II	138/69	75	\$ 7,832,898.17
IZABAL	LIVINGSTON	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
IZABAL	CHICHIPATE	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
IZABAL	TRINCHERAS	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
IZABAL	SANTO TOMÁS DE CASTILLA	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 52. Líneas de transmisión eléctrica prioritarias de la región nororiente.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	COSTO ESTIMADO
CHIQUIMULA	RIO GRANDE - CHIQUIMULA Y CONEXIÓN A CHIQUIMULA II	138	1	\$ 229,765.01
CHIQUIMULA	ESQUIPULAS II - ESQUIPULAS (DOBLE CIRCUITO)	69	7	\$ 1,115,364.10
IZABAL	LIVINGSTON - MODESTO MENDEZ	69	54	\$ 8,604,237.34
IZABAL	EL ESTOR - PANZOS Y CONEXIÓN A CHICHIPATE	69	1	\$ 159,337.73
IZABAL	SANTO TOMAS DE CASTILLA-LIVINGSTON	69	32	\$ 5,098,807.31
IZABAL	LOS AMATES - LA RUIDOSA Y CONEXIÓN A TRINCHERAS	69	1	\$ 159,337.73

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 53. Ampliaciones prioritarias de la región nororiente.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	COSTO ESTIMADO
IZABAL	MODESTO MENDEZ	69	MODESTO MENDEZ	LIVINGSTON	\$ 587,467.36
IZABAL	ATLÁNTICO	69	TRANSFORMACIÓN 69	TRANSFORMACIÓN 230	\$ 587,467.36
CHIQUIMULA	ESQUIPULAS	69	ESQUIPULAS	ESQUIPULAS II	\$ 587,467.36
CHIQUIMULA	ESQUIPULAS	69	ESQUIPULAS	ESQUIPULAS II	\$ 587,467.36

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



Diagrama Unifilar 5. Región Nororiente.

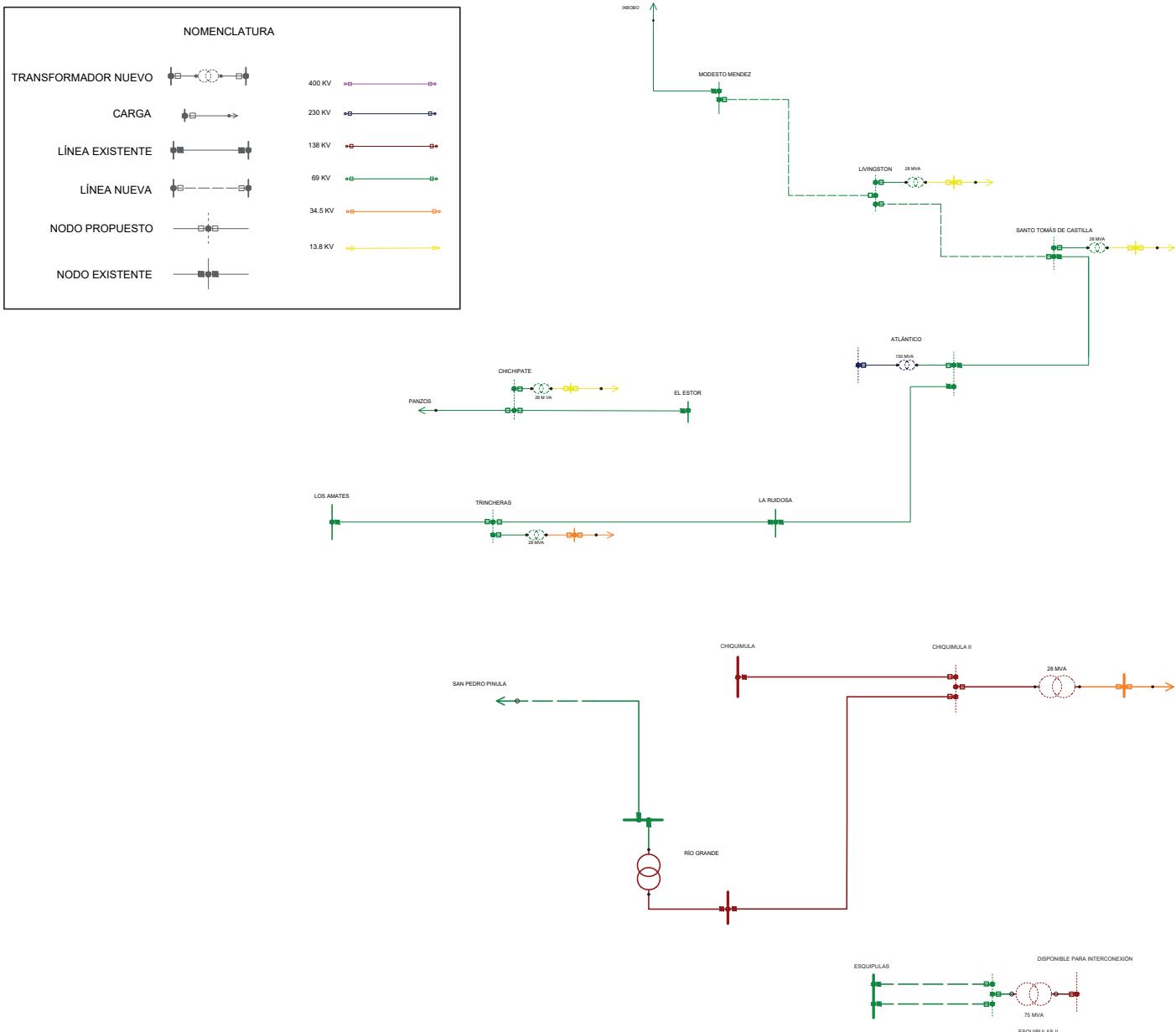


Tabla 54. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región norte.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVA	COSTO ESTIMADO
ALTA VERAPAZ	LANQUÍN	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
ALTA VERAPAZ	CHITOCAN	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
ALTA VERAPAZ	OXEC II	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
ALTA VERAPAZ	RENACE	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
ALTA VERAPAZ	PANZOS	69/13.8	20/28	\$ 1,305,483.03
ALTA VERAPAZ	PANZOS	69/34.5	20/28	\$ 1,566,579.63
ALTA VERAPAZ	CHAHAL	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
ALTA VERAPAZ	SAN FRANCISCO	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
ALTA VERAPAZ	YALCHACTI	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
BAJA VERAPAZ	GRANADOS	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
BAJA VERAPAZ	CUBULCO	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 55. Líneas de transmisión prioritarias de la región norte.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	COSTO ESTIMADO
ALTA VERAPAZ	LANQUIN - OXEC II	69	42	\$ 6,692,184.60
ALTA VERAPAZ	CHITOCAN - RUMOR DE LOS ENCANTOS	69	51	\$ 8,126,224.15
ALTA VERAPAZ	SANTA CRUZ VERAPAZ - BUENA VISTA	69	47.3	\$ 7,536,674.56
ALTA VERAPAZ	COBAN - CHISEC Y CONEXIÓN A CHITOCAN	69	1	\$ 159,337.73
ALTA VERAPAZ	FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS - CHAHAL	69	33.1	\$ 5,274,078.81
ALTA VERAPAZ	SAN PEDRO CARCHA - LANQUIN	69	48.4	\$ 7,711,946.06
ALTA VERAPAZ	SECACAO - SAN FRANCISCO	69	25	\$ 3,983,443.21
ALTA VERAPAZ	SAN FRANCISCO - RENACE	69	35.9	\$ 5,720,224.45
ALTA VERAPAZ	CHISEC - SAYAXCHE Y CONEXIÓN A YALCHACTI	69	1	\$ 159,337.73
ALTA VERAPAZ	CHISEC - FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS Y CONEXIÓN A YALCHACTI	69	13	\$ 2,071,390.47
BAJA VERAPAZ	RABINAL - GRANADOS	69	25.8	\$ 4,110,913.39
BAJA VERAPAZ	CUBULCO - RABINAL	69	18	\$ 2,868,079.11

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

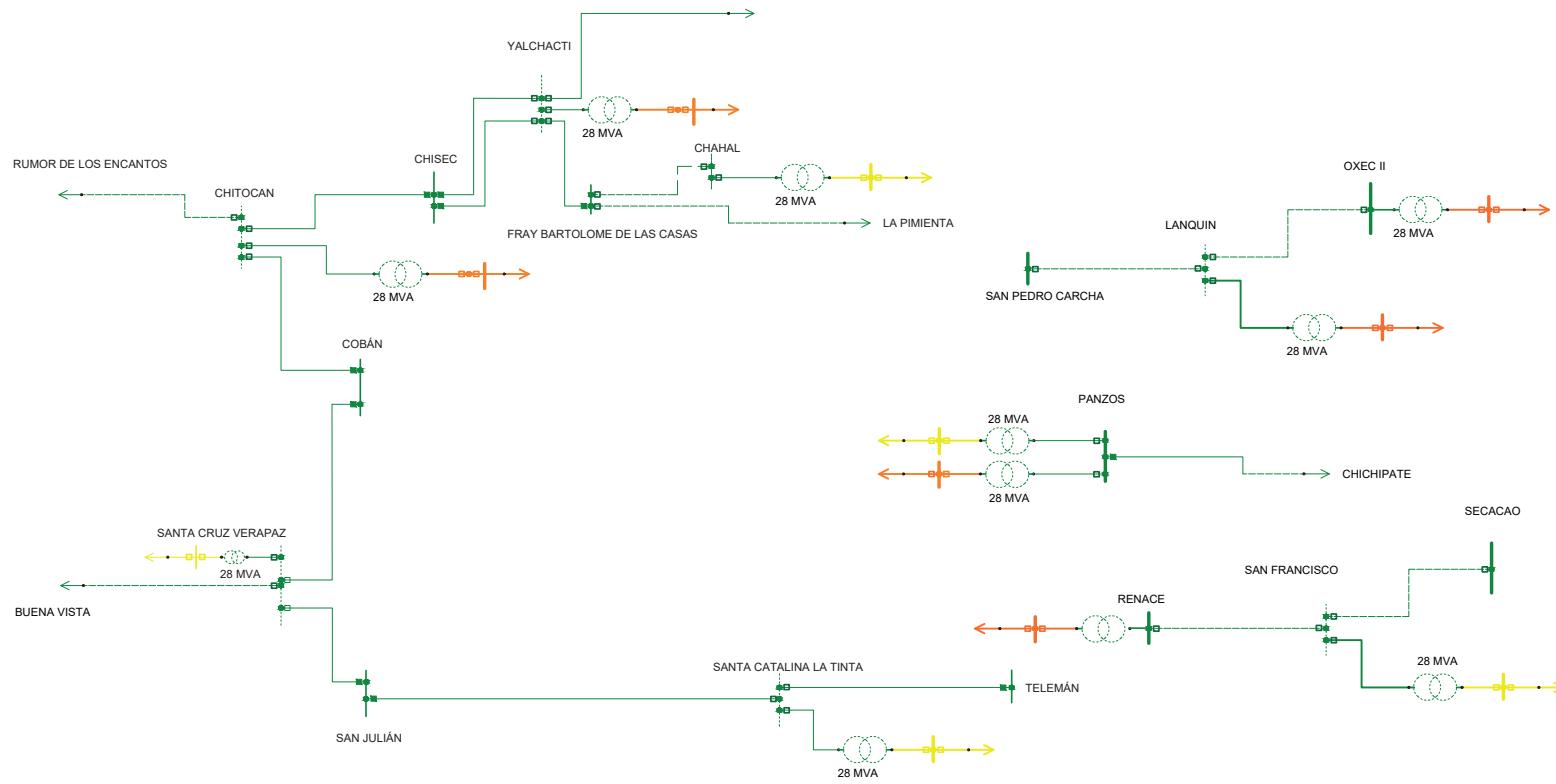
Tabla 56. Ampliaciones prioritarias de la región norte.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	COSTO ESTIMADO
ALTA VERAPAZ	OXEC II	69	OXEC II	LANQUIN	\$ 587,467.36
ALTA VERAPAZ	FRAY BARTOLOMÉ DE LAS CASAS	69	FRAY BARTOLOMÉ DE LAS CASAS	CHAHAL	\$ 587,467.36
ALTA VERAPAZ	SAN PEDRO CARCHA	69	OXEC II	LANQUIN	\$ 587,467.36
ALTA VERAPAZ	SECACAO	69	SECACAO	SAN FRANCISCO	\$ 587,467.36
ALTA VERAPAZ	RENACE	69	RENACE	SAN FRANCISCO	\$ 587,467.36
BAJA VERAPAZ	RABINAL	69	RABINAL	GRANADOS	\$ 587,467.36
BAJA VERAPAZ	RABINAL	69	RABINAL	CUBULCO	\$ 587,467.36
ALTA VERAPAZ	FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS	69	FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS	LA PIMENTA	\$ 587,467.36

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



Diagrama Unifilar 6. Región Norte.



NOMENCLATURA		
TRANSFORMADOR NUEVO		400 KV
CARGA		230 KV
LÍNEA EXISTENTE		138 KV
LÍNEA NUEVA		69 KV
NODO PROPUESTO		34.5 KV
NODO EXISTENTE		13.8 KV

Tabla 57. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región Petén.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVA	COSTO ESTIMADO
PETÉN	IXBOBÓ	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
PETÉN	TIERRA BLANCA	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
PETÉN	EL CHAL	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
PETÉN	MELCHOR DE MENCOS	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
PETÉN	LA PIMENTA	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 58. Líneas de transmisión prioritarias de la región petén.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	COSTO ESTIMADO
PETÉN	POPTÚN - IXPANPAJUL Y CONEXIÓN A EL CHAL	69	1	\$ 159,337.73
PETÉN	MELCHOR DE MENCOS - POPTUN Y CONEXIÓN A IXBOBO	69	1	\$ 159,337.73
PETÉN	CHISEC -SAYAXCHÉ Y CONEXIÓN A TIERRA BLANCA	69	1	\$ 159,337.73
PETÉN	IXPANPAJUL - MELCHOR DE MENCOS	69	80	\$ 12,747,018.28
PETÉN	FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS - LA PIMENTA	69	45	\$ 7,170,197.78

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 59. Ampliaciones prioritarias de la región petén.

SUBESTACIÓN	DEPARTAMENTO	VOLTAJE KV	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	COSTO ESTIMADO
IXPANPAJUL	PETÉN	69	IXPANPAJUL	FLORES	\$ 587,467.36
IXPANPAJUL	PETÉN	69	IXPANPAJUL	MELCHOR DE MENCOS	\$ 587,467.36

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).



Diagrama Unifilar 7. Región Petén.

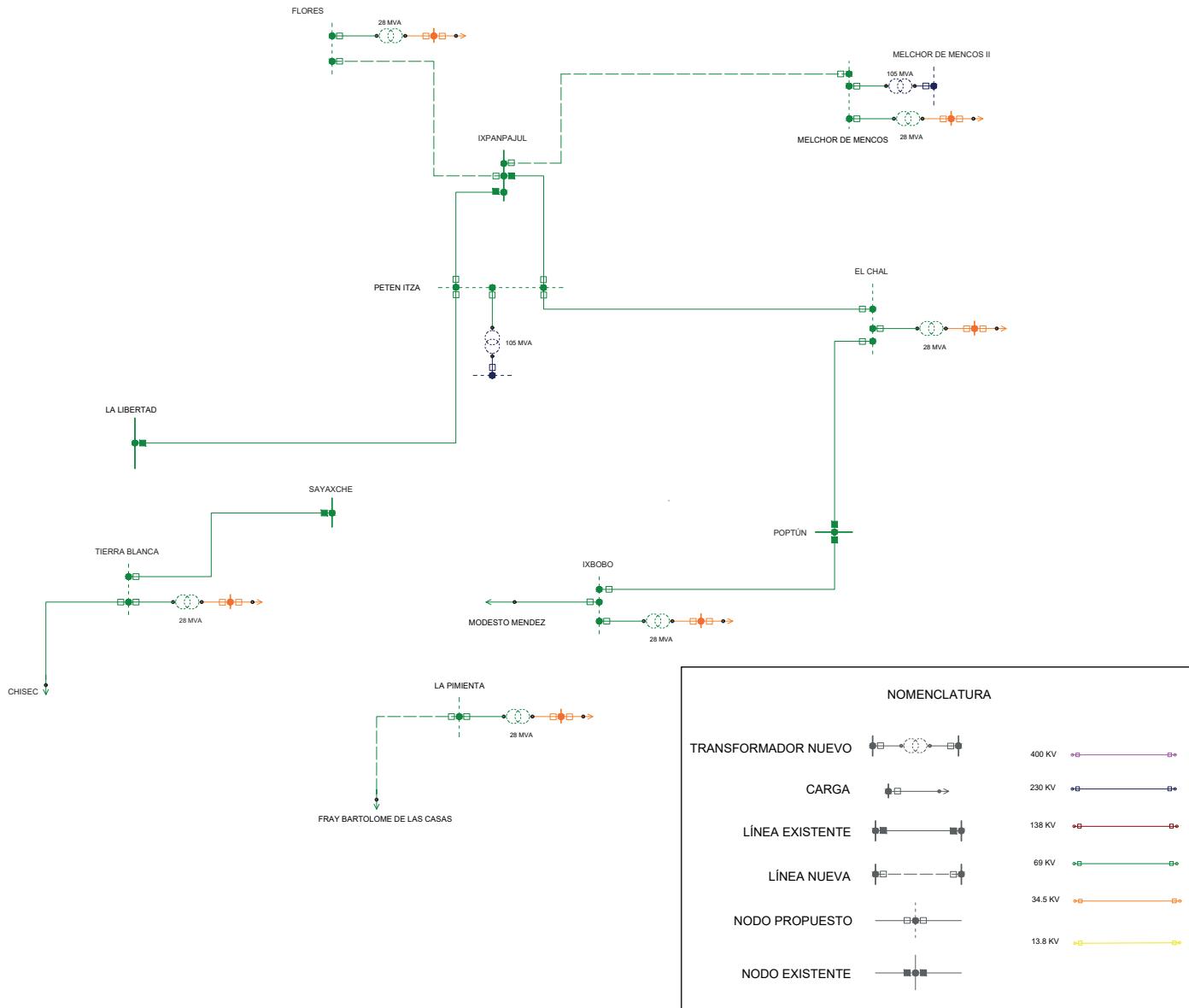


Tabla 60. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región suroccidente.

DEPARTAMENTO	SUBESTACIÓN	VOLTAJE KV	CAPACIDAD MVA	COSTO ESTIMADO
QUETZALTENANGO	GÉNOVA	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
QUETZALTENANGO	XELA SUR	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
QUETZALTENANGO	SAN JUAN OSTUNCALCO	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
QUETZALTENANGO	XELA II	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
RETALHULEU	SAN FELIPE	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
SAN MARCOS	CONCEPCIÓN TUTUAPA	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
SAN MARCOS	SAN CRISTÓBAL CUCHO	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
SOLOLÁ	SANTA LUCÍA UTATLÁN	69	N/A	\$ 2,610,966.06
TOTONICAPÁN	SAN FRANCISCO EL ALTO	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 61. Líneas de transmisión prioritarias de la región suroccidente.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	COSTO ESTIMADO
QUETZALTENANGO	LOS BRILLANTES-COATEPEQUE Y CONEXIÓN A GENOVA	69	1	\$ 159,337.73
QUETZALTENANGO	LA ESPERANZA - SAN MARCOS Y CONEXIÓN A SAN JUAN OSTUNCALCO	69	1	\$ 159,337.73
QUETZALTENANGO	LA ESPERANZA- ZUNIL Y CONEXIÓN A XELA SUR	69	1	\$ 159,337.73
QUETZALTENANGO	SANTA MARÍA - SANTA MARÍA II	69	1	\$ 159,337.73
QUETZALTENANGO	LA ESPERANZA - SANTA CATARINA IXTAHUACAN Y CONEXIÓN A XELA II	69	1	\$ 159,337.73
RETALHULEU	LOS BRILLANTES-SANTA MARÍA Y CONEXIÓN A SAN FELIPE	69	1	\$ 159,337.73
SAN MARCOS	TACANA - CONCEPCION TUTUAPA	69	30	\$ 4,780,131.85
SAN MARCOS	SAN MARCOS - SAN CRISTOBAL CUCHO	69	20	\$ 3,186,754.57
SOLOLÁ	SANTA CATARINA IXTAHUACAN - SOLOLÁ Y CONEXIÓN SANTA LUCÍA UTATLAN	69	1	\$ 159,337.73
SUCHITEPEQUEZ	SAN ANTONIO SUCHITEPEQUEZ - BUENAVENTURA (DOBLE CIRCUITO)	69	3.5	\$ 557,682.05
TOTONICAPÁN	TOTONICAPAN - SAN FRANCISCO ALTO	69	13	\$ 2,071,390.47

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 62. Ampliaciones prioritarias de la región suroccidente.

SUBESTACIÓN	DEPARTAMENTO	VOLTAJE KV	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	COSTO ESTIMADO
TACANA	SAN MARCOS	69	TACANA	TECTITAN	\$ 587,467.36
SANTA MARÍA	QUETZALTENANGO	69	SANTA MARÍA	SANTA MARIA II	\$ 587,467.36
BUENA VISTA	QUICHÉ	69	BUENA VISTA	SACAPULAS	\$ 587,467.36
SACAPULAS	QUICHÉ	69	SACAPULAS	BUENA VISTA	\$ 587,467.36
SACAPULAS	QUICHÉ	69	SACAPULAS	NEBAJ	\$ 587,467.36
ZACUALPA	QUICHÉ	69	ZACUALPA	PACHALUM	\$ 587,467.36
PLAYA GRANDE	QUICHÉ	69	PLAYA GRANDE	BARILLAS	\$ 587,467.36
CHAMPERICO	RETALHULEU	69	CHAMPERICO	LA MAQUINA	\$ 587,467.36
LA MÁQUINA	RETALHULEU	69	LA MÁQUINA	CHAMPERICO	\$ 587,467.36
TACANA	SAN MARCOS	69	TACANA	CONCEPCIÓN TUTUAPA	\$ 587,467.36
TECUN UMAN	SAN MARCOS	69	TECUN UMAN	OCÓS	\$ 587,467.36



SUBESTACIÓN	DEPARTAMENTO	VOLTAJE kV	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	COSTO ESTIMADO
SAN MARCOS	SAN MARCOS	69	SAN MARCOS	SAN CRISTOBAL CUCHO	\$ 587,467.36
BUENAVENTURA	SUCHITEPEQUEZ	69	BUENAVENTURA	SAN ANTONIO SUCHITEPEQUEZ	\$ 587,467.36
BUENAVENTURA	SUCHITEPEQUEZ	69	BUENAVENTURA	SAN ANTONIO SUCHITEPEQUEZ	\$ 587,467.36

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Diagrama Unifilar 8. Región Suroccidente.

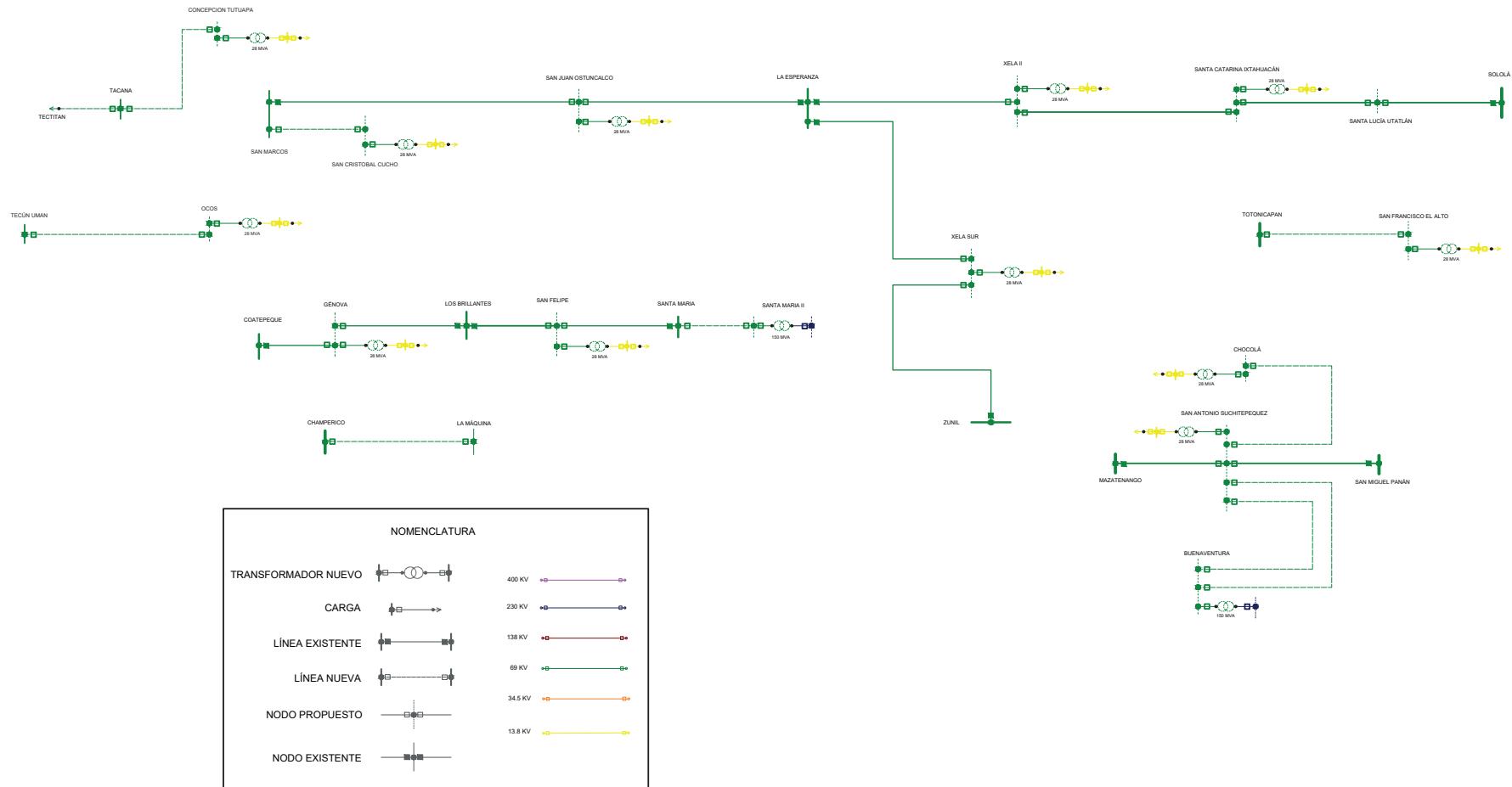


Tabla 63. Subestaciones eléctricas prioritarias de la región suroriente.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	COSTO ESTIMADO
JALAPA	SAN PEDRO PINULA	69/34.5	20/28	\$ 3,655,352.48
JALAPA	MIRAMUNDO	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
JUTIAPA	QUESADA	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08
JUTIAPA	JEREZ	69/13.8	20/28	\$ 3,070,496.08

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 64. Líneas de transmisión prioritarias de la región suroriente.

DEPARTAMENTO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE KV	LONGITUD KM	COSTO ESTIMADO
JALAPA	JALAPA-RIO GRANDE Y CONEXIÓN A SAN PEDRO PINULA	69	1	\$ 159,337.73
JALAPA	JALAPA - SAN RAFAEL LAS FLORES Y CONEXIÓN A MIRAMUNDO	69	1	\$ 159,337.73
JUTIAPA	MOYUTA - EL PROGRESO Y CONEXIÓN A JALPATAGUA	138	1	\$ 229,765.01
JUTIAPA	LOS ESCLAPOS - PROGRESO Y CONEXIÓN A QUESADA	69	1	\$ 159,337.73
JUTIAPA	EL JICARO - JEREZ	69	11	\$ 1,752,715.01
JUTIAPA	CHIQUIMULILLA - PASACO Y CONEXIÓN A PARAISO	69	1	\$ 159,337.73

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

Tabla 65. Ampliaciones prioritarias de la región suroriente.

SUBESTACIÓN	DEPARTAMENTO	VOLTAJE KV	BARRA DE ORIGEN	BARRA DE DESTINO	COSTO ESTIMADO
EL JICARO	JUTIAPA	69	EL JICARO	JEREZ	\$ 587,467.36

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM-MEM).

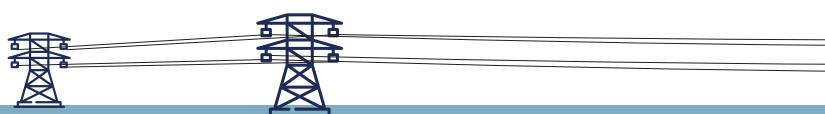
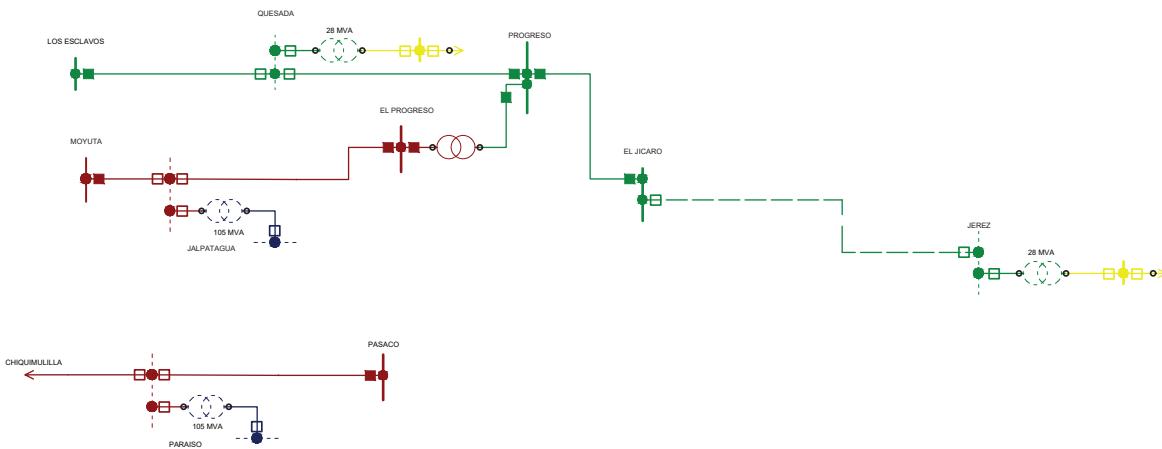
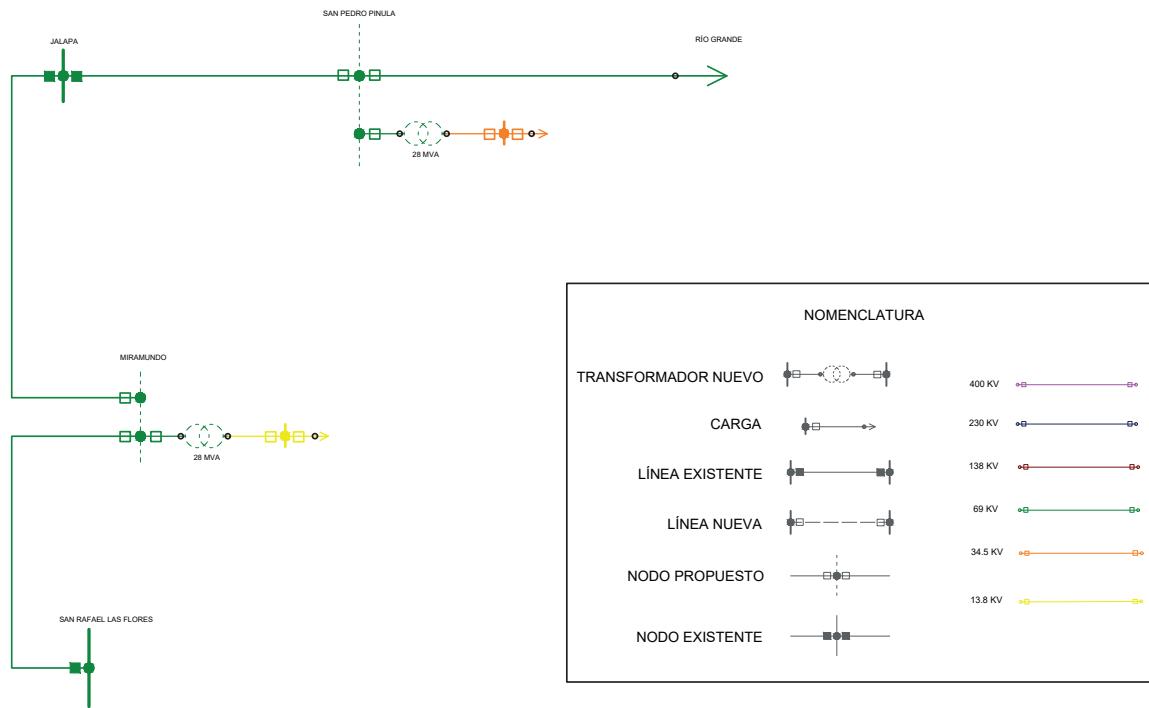


Diagrama Unifilar 9. Región Suroriente.



CRITERIOS IMPORTANTES DE LAS OBRAS PROPUESTAS

- * El presente plan identifica obras que deben ser incorporadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI), por lo que se podrán ampliar o modificar refuerzos que sean considerados necesarios o que no fueron contemplados hasta el momento de la publicación, para lo cual deberán ser debidamente justificadas y aprobadas por el ente rector del Sistema. Los aspectos como ampliaciones de subestaciones o adecuaciones específicas de líneas de transmisión se definirán en la etapa de diseño detallado de las obras, por lo cual los datos presentados en el plan son referenciales.
- * Las capacidades de transformación de las subestaciones propuestas son valores referenciales, las mismas pueden ser modificadas en su etapa de diseño de acuerdo a las necesidades estimadas en el año de operación comercial con previa justificación y aprobación del ente operador y regulador del Sistema.
- * Los niveles de voltaje secundario en subestaciones nuevas se establecen como valores de referencia, estos podrán ser ajustados buscando el aprovechamiento eficiente de la infraestructura o en el caso de que la empresa distribuidora justifique técnicamente la modificación según el crecimiento de demanda, condiciones de carga u otros factores relevantes.
- * Los nombres definidos para las obras del presente plan son referenciales, por lo que podrán modificarse conforme a la ubicación final georreferenciada o en los casos que se justifique que contribuye a la favorabilidad de ejecución de la obra.
- * Las obras indicadas para la región metropolitana son referenciales, y podrán ser actualizadas según las necesidades particulares en el área urbana.
- * Las obras que se determinen a ser incluidas en un proceso de licitación pública deberán respetar la ubicación referencial, pudiendo desplazarse alrededor de un radio máximo de 10 kilómetros para subestaciones eléctricas de 400 KV, 5 kilómetros para subestaciones eléctricas de 138 KV y 230 KV ; 3 kilómetros para subestaciones eléctricas de 69 KV.
- * Se dejan sin vigencia las obras incluidas en planes de expansión previos que no hayan sido objeto de licitación, adjudicación o de una solicitud presentada por iniciativa propia de los transportistas.
- * Dependiendo de las condiciones en algunas obras, la infraestructura deberá diseñarse con la previsión de operar en capacidades superiores a las previstas para su puesta en servicio inicial.



CONCLUSIONES

- * El análisis del Sistema Nacional Interconectado (SNI) evidencia que actualmente las limitaciones críticas para la evacuación de la generación existente son originadas -ante la falla de algún activo de transmisión, además, algunos transformadores y líneas de transmisión operan cercanos a los límites establecidos, por lo que se evidencia la necesidad de obras de refuerzo para evitar problemas de sobrecarga, desconexión de demanda o generación en el corto, mediano y largo plazo.
- * El crecimiento continuo de la demanda en el horizonte de planificación constituye un reto para la infraestructura de transmisión y justifica la priorización de obras estratégicas durante el corto, mediano y largo plazo.
- * La conflictividad social continúa siendo un factor relevante en la ejecución de proyectos de transmisión, especialmente en regiones del occidente y norte del país. Esto hace evidente la necesidad de reforzar los mecanismos de participación y consulta social durante la ejecución de las obras.
- * Los proyectos de electrificación rural incrementarán la demanda en departamentos con bajos índices de acceso a la energía eléctrica, lo que refuerza la importancia de las nuevas obras de transmisión necesarias para brindar acceso universal al servicio de energía eléctrica garantizar un servicio confiable y de calidad.
- * La integración regional es un elemento estratégico de la planificación del sistema de transmisión. La infraestructura propuesta permitirá fortalecer las interconexiones con países vecinos, facilitando las transacciones de energía y garantizando una mayor seguridad energética para Guatemala y la región.
- * La reducción de pérdidas técnicas en la red de transmisión constituye un beneficio directo de las obras planteadas. Este aspecto no solo contribuye a la eficiencia operativa del SNI, sino que también apoya los compromisos ambientales nacionales al disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al sector energía.
- * El desarrollo de la infraestructura de transmisión propuesta contribuirá al crecimiento industrial y productivo del país, asegurando la disponibilidad de energía confiable para sectores estratégicos como el comercio, la industria y el turismo, con lo cual se impulsa la generación de empleo y el fortalecimiento de la economía nacional.
- * Las soluciones de almacenamiento de energía en baterías (BESS) son una alternativa flexible para el corto plazo, ya que permiten disminuir las congestiones, reducir la necesidad de generación forzada y proporcionar compensación reactiva.
- * Es importante reforzar la infraestructura del sistema de transporte en la región suroccidente del país, para garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica a través de las subestaciones eléctricas: Melendrez II, San Marcos III y Tacaná 230 kV y sus obras asociadas.
- * Las subestaciones eléctricas: Cobán II, Yalchacti y Mayaland y sus obras asociadas, contribuyen a la operación confiable de la región de Alta Verapaz, y con ello reforzar la infraestructura existente para la evacuación de generación de energía eléctrica en la zona.
- * Las subestaciones eléctricas: San Sebastián II y Atlántico en 230 kV y sus obras asocia-



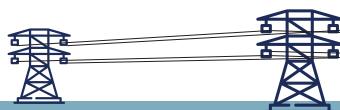
das, son de mucha importancia para garantizar la conexión de proyectos futuros en el área de influencia

- * Los proyectos considerados en el proceso de licitación PET-3-2025 son proyectos prioritarios para el Sistema Nacional Interconectado, razón por la cual deben ser tomados en cuenta en la próxima licitación.
- * Los refuerzos propuestos en el sistema de transmisión crean las condiciones necesarias para aprovechar de manera óptima el potencial de generación eléctrica en Guatemala, facilitando la inversión en la cadena productiva del sector y acercando los puntos de inyección de energía a los principales centros de consumo, con lo cual se fortalece la eficiencia y confiabilidad del suministro eléctrico nacional.



RECOMENDACIONES

- * Es necesario que los agentes transportistas mantengan y fortalezcan la confiabilidad de sus instalaciones y operaciones, desarrollando planes propios de expansión que incorporen el cumplimiento de los índices de calidad del producto y servicio técnico. Dichos planes deben atender el crecimiento de la demanda, la reducción de pérdidas, la mejora en eficiencia energética y la provisión de condiciones de infraestructura que permitan avanzar en la transición energética del país.
- * El Plan de Expansión del Sistema de Transporte establece los refuerzos necesarios que facilitan la ampliación y modernización de la red de distribución, que mejore la calidad del servicio eléctrico a la población. En este sentido, las empresas distribuidoras deberán coordinarse con los agentes transportistas y el ente regulador para la planificación de la red de distribución, priorizando los circuitos troncales que garanticen interconexiones sólidas entre subestaciones y reduzcan las interrupciones del suministro a los usuarios finales y a los generadores distribuidos de origen renovable
- * Las líneas y subestaciones contempladas en el presente plan están orientadas a fortalecer la confiabilidad, calidad y seguridad del sistema de transmisión, lo que da lugar a nuevas inversiones en el país. Se recomienda a los agentes transportistas la evaluación de las obras contenidas en el presente plan para su incorporación en sus propios planes de expansión bajo la modalidad de iniciativa propia.
- * Durante la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica, es fundamental implementar un enfoque integral de gestión social que asegure procesos efectivos de consulta y participación comunitaria. Este enfoque debe priorizar la construcción de confianza con las comunidades, el respeto a sus dinámicas sociales y culturales, así como la generación de mecanismos transparentes de comunicación sobre los beneficios y alcances de cada proyecto.
- * Priorizar obras de infraestructura de transmisión que coadyuven a aumentar el número de hogares que cuentan con acceso al servicio de energía eléctrica en regiones donde se han identificado ejecución de proyectos de electrificación rural por parte de la Gerencia de Electrificación Rural y Obras del Instituto Nacional de Electrificación.
- * Promover el diseño de nuevas subestaciones y líneas de transmisión flexibles, de manera que estén preparadas para operar en capacidades superiores a las de su entrada en operación comercial prevista, evitando limitaciones técnicas y maximizando el aprovechamiento de la infraestructura.
- * Se recomienda la integración progresiva de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) en subestaciones del Sistema Nacional Interconectado, tomando como referencia la planificación de Chile donde se incorporan proyectos que demuestran beneficios significativos al incrementar la capacidad de transferencia del sistema de transmisión, mejorar el control de flujo de potencia y aportar mayor seguridad operativa ante contingencias, reduciendo la necesidad de recurrir de manera inmediata a la construcción de nuevas líneas de transmisión o subestaciones.
- * Se recomienda licitar de manera prioritaria las obras identificadas en el corto plazo, ya que estas responden al crecimiento inmediato de la demanda eléctrica y a la necesidad



de reforzar transformadores y líneas que actualmente operan cercanos a sus límites de capacidad. Su ejecución permitirá evitar sobrecargas y desconexiones de demanda o generación, garantizando un servicio confiable y de calidad, así como acompañar la incorporación de nuevos proyectos de generación y la expansión de la electrificación rural.





Ministerio de
Energía y Minas

