

# 5

*Programas de Ampliación  
y Modernización de la Red  
Nacional de Transmisión y  
de los elementos de las Redes  
Generales de Distribución  
que correspondan al Mercado  
Eléctrico Mayorista*



**Subestación eléctrica, Tuxpan, Veracruz. Central nucleoelectrónica, Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Veracruz.**  
Comisión Federal de Electricidad.

## 5.1 OBJETIVOS DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN

Los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT) se llevarán a cabo sobre la base del mandato constitucional de los artículos 25 y 27:

*“Tratándose de la Planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica”; “Corresponde exclusivamente a la Nación la Planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica”;*

Y el Transitorio 8vo. del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución, en materia de energía:

*“Octavo. Derivado de su carácter estratégico, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, a que se refiere el presente Decreto se consideran de interés social y orden público, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos afectos a aquéllas”.*

Adicionalmente, el artículo 14 de la LIE establece que:

*“La ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución se realizarán*

*conforme a los programas que al efecto autorice la Secretaría, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.*

*Los programas de ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista serán autorizados por la Secretaría a propuesta del CENACE, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE. Los Transportistas y Distribuidores correspondientes podrán participar en el desarrollo de dichos programas.”*

Por tanto, el CENACE ha conciliado y establecido dentro de su normativa el *Procedimiento de Coordinación de la Participación de Transportistas y Distribuidores en la elaboración del PAM de la RNT y las RGD que correspondan al MEM*, el cual se aplica en cada ciclo de Planeación anual, donde se realizan reuniones de trabajo con CFE Transmisión y CFE Distribución para evaluar las propuestas de ampliación y modernización, las cuales son sometidas a los lineamientos técnicos y de rentabilidad que establece la normativa.

También, tal como se indica en el *Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional*, incluido en el Código de Red, se establece el procedimiento para la elaboración de la Planeación del SEN donde se define un proyecto como el conjunto más pequeño de activos que agregan capacidad o mejoran la seguridad, confiabilidad y flexibilidad a la infraestructura de transmisión, el cual se puede utilizar para transmitir energía eléctrica.

Las propuestas de proyectos de ampliación y modernización de la RNT y las RGD que correspondan al MEM procuran cumplir con los criterios establecidos en la LIE y la LTE, y cuyos objetivos son los siguientes:

- i) Satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica.
- ii) Preservar y mejorar la confiabilidad del SEN.

- iii) Reducir los costos del Suministro Eléctrico.
- iv) Contribuir al cumplimiento de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando la confiabilidad en condiciones de viabilidad económica.
- v) Operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica por efecto joule ( $I^2R$ ).
- vi) Incorporar tecnologías de REI.

## 5.2 PROCESO DE AMPLIACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM

El proceso de Planeación de la RNT y las RGD que correspondan al MEM inicia con el diagnóstico operativo del SEN del año previo, identificando las problemáticas que se presentaron en cada Gerencia de Control Regional, como pueden ser la saturación de la red de transmisión, sobrecarga en bancos de transformación, bajas y altas tensiones, interrupciones en el Suministro Eléctrico por congestión, comportamiento de la generación hidráulica y del margen de reserva operativo, entre otros.

Posteriormente, se lleva a cabo la formación de los casos base para estudios de confiabilidad para el corto y mediano plazos, los cuales deberán contener:

- i) El modelo de la Red Eléctrica completa del SEN (RNT, RGD que correspondan al MEM y Centrales Eléctricas), incluyendo parámetros eléctricos y capacidades de cada elemento;
- ii) Los proyectos de Centrales Eléctricas definidos en el PIIRCE;
- iii) Los proyectos de la RNT y las RGD que correspondan al MEM que se encuentran programados, considerando las fechas factibles reportadas por el Transportista y el Distribuidor;
- iv) El pronóstico de demanda y consumo que elabora el CENACE y;
- v) La estadística de falla en elementos de generación, transmisión y transformación para los análisis probabilísticos.

Antes de realizar los estudios se analizan escenarios estacionales de la demanda, en los que se plasman las condiciones esperadas y restricciones operativas que tienen implicación sistemática cada año o para algún periodo en particular, por ejemplo: el uso primario del agua para la agricultura, estrategias de turbinados de algunas centrales hidroeléctricas para minimizar efectos de inundación en poblaciones, pronósticos de disponibilidad de molécula del gas natural y unidades de Centrales Eléctricas necesarias por confiabilidad, degradaciones cíclicas en la capacidad de generación de algunas unidades por altas temperaturas ambientales y bajos niveles de almacenamiento en los grandes embalses, así como, estimaciones de generación con Energía Limpia variable e intermitente solar y eólica de acuerdo con el comportamiento y las estadísticas disponibles para las diferentes regiones del país.

Una vez integrados los casos base al corto y mediano plazos, se realizan estudios de flujos de potencia, flujos óptimos, estabilidad de tensión, estabilidad transitoria y corto circuito a fin de evaluar el comportamiento de la Red Eléctrica ante distintos escenarios de operación, conjugando las distintas combinaciones de carga y generación que resultarían más estresantes para el SEN y que, por ende, ocasionarían algún incumplimiento de los objetivos anteriormente descritos y de los criterios indicados en el *Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional*.

Posteriormente, una vez analizados los resultados del comportamiento de la Red Eléctrica ante las condiciones descritas previamente, en caso de requerirse nueva infraestructura eléctrica para cumplir con los criterios mencionados, se identifican y analizan alternativas de refuerzos en la Red Eléctrica tanto en estado estable como ante contingencias sencillas (Criterio n-1), y en los casos que se requiera contingencias n-2 de la Categoría C como establece el *Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional* que pudieran producir impactos más severos en el SEN, donde el criterio de selección puede requerir ajustes como la interrupción controlada de carga o desconexión controlada de elementos de transmisión o unidades de Central Eléctrica, es decir Esquemas de Acción Remedial o Esquemas de Protección de Sistema. Para cada propuesta realizada se consideran cuando menos dos alternativas que sean técnicamente equivalentes y que resuelvan la misma problemática.

Después de definir las alternativas de solución, se lleva a cabo una evaluación económica que permite cuantificar el costo-beneficio de cada proyecto

de la RNT y las RGD que correspondan al MEM en términos de valor agregado para la sociedad, mediante indicadores económicos de rentabilidad que determinan si los beneficios al incluir un proyecto son suficientes para cubrir los costos de inversión y operación necesarios para su realización.

Para determinar la solución más efectiva desde el punto de vista económico, dependiendo del tipo de proyecto identificado, se utilizan los siguientes modelos:

i) Modelo simplificado del SEN en 100 regiones con un análisis determinístico para evaluar proyectos de líneas de transmisión entre regiones de transmisión con impacto entre regiones y/o GCR en donde los beneficios del proyecto permiten aumentar la capacidad de transmisión entre regiones, reducir costos de producción, incrementar la flexibilidad operativa del sistema, permitir la integración de nuevas fuentes de generación coordinada de una manera técnica y económicamente viable, el uso de las diferentes tecnologías para la producción de energía eléctrica y la reducción de emisiones contaminantes.

ii) Modelo de Corriente Directa completo del SEN de cada GCR en estudio con un análisis probabilístico para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y líneas de transmisión, donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local y/o regional en donde la incidencia de falla en la Red Eléctrica puede ser relevante para el sistema.

iii) Modelo completo de Red Eléctrica en la zona de estudio con un análisis de demanda incremental para evaluar proyectos de transformación, compensación de potencia reactiva y líneas de transmisión, donde los beneficios del proyecto tienen un impacto local al permitir atender el crecimiento pronosticado de la demanda.

Adicionalmente, durante el proceso de análisis del comportamiento de la Red Eléctrica se confirman la fecha de entrada en operación necesaria de los proyectos programados.

Como parte del proceso de ampliación de la RNT, se realizan reuniones de trabajo entre CENACE y el Transportista, donde este último presenta problemáticas identificadas y propuestas de solución, las cuales analiza a detalle CENACE para determinar si los proyectos programados las resolverán, o se requerirá algún refuerzo que propondrá y evaluará CENACE.

En el largo plazo, se identifican refuerzos indicativos de transmisión, transformación y compensación que se verifican anualmente conforme se actualiza el PIIRCE, el pronóstico de crecimiento de la demanda y la evolución de precios de los combustibles.

El proceso de ampliación de las RGD que correspondan al MEM se lleva a cabo en conjunto entre el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo conformados por personal de CENACE y de CFE Distribución, con el objeto de revisar las propuestas de nuevos proyectos a considerar dentro del documento de Pronóstico de Demanda por Subestaciones, el cual rige la Planeación de las RGD que correspondan al MEM y en donde el CENACE define la fecha necesaria de cada uno de ellos de acuerdo con el crecimiento pronosticado de la demanda por subestación eléctrica. Por los tiempos constructivos, de autorización y gestiones administrativas por parte de CFE Distribución, los proyectos candidatos para ser incorporados al PAMRNT y posteriormente al PRODESEN, son aquellos que generalmente tienen una fecha necesaria de entrada en operación en el año  $n+4$  o  $n+5$ , esto dependerá de la complejidad del proyecto propuesto.

Posteriormente, CENACE lleva a cabo estudios de flujos de potencia para confirmar o modificar el punto de conexión a la RNT de cada uno de los proyectos y determinar la necesidad o no, de posibles refuerzos a la RNT en la zona de influencia de cada uno de ellos. Finalmente, los proyectos son evaluados por la metodología de demanda incremental para establecer su rentabilidad económica.

### 5.3 PROCESO DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT Y LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM

El proceso de modernización de la RNT y las RGD que correspondan al MEM se lleva a cabo en conjunto con el Transportista, el Distribuidor y el CENACE, donde éste último tiene la función de coordinador del proceso. En un primer paso, se crean grupos de trabajo CENACE/CFE Transmisión y CENACE/CFE Distribución, en los cuales se llevan a cabo estudios de confiabilidad y análisis estadísticos para evaluar las condiciones actuales de los equipos y elementos que conforman el SEN. Posteriormente, se identifican las necesidades de requerimiento de inversión y se elaboran los documentos técnicos que dan el sustento

a cada una de las propuestas para incorporarlas al Programa; tomando en cuenta la definición de Modernización que se establece como *“toda sustitución o modificación de equipos o Elementos existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno”*<sup>35</sup>.

Bajo esta premisa y tomando en cuenta las necesidades más comunes de modernización, de manera general se pueden identificar los siguientes casos:

- a) Proyectos motivados por la violación de capacidades interruptivas en interruptores y/o equipamiento serie asociado. Se presenta cuando el nivel de cortocircuito de determinada zona o región supera la capacidad nominal de los equipos que operan dentro de la misma.
- b) Equipo Obsoleto (por vida útil o refaccionamiento). Se considera obsoleto un equipo cuando existen complicaciones o imposibilidad de mantenimiento regular por falta de proveedores o por discontinuación del equipo. Adicionalmente, se pueden incluir en este rubro los proyectos en los que en una comparación económica resulte que es más costoso dar mantenimiento al equipo que reemplazarlo. En caso de llegar al término de su vida útil, se respalda con estudios concretos sobre la remanencia de vida útil.
- c) Equipo con Daño. Aplica cuando un equipo sufre daño y no puede ser reparado; o bien, que en el largo plazo su reparación resulte más costosa que la adquisición de un equipo nuevo.
- d) Cambio de arreglo de la Subestación Eléctrica o reconfiguración de la topología. Procede cuando se observan beneficios en la confiabilidad, ya sea ante fallas o para dar flexibilidad y reducir tiempos de mantenimientos.
- e) Cambio de Equipo por imposibilidad tecnológica. Se establecen cambios de este tipo cuando la tecnología del equipo ya no es compatible con el resto de la Subestación Eléctrica o cuando el fabricante informa que ya no proveerá garantías y/o soporte.

f) Escalar especificaciones no acordes a su entorno. Son motivados por tener equipos de menor capacidad en un entorno que se encuentre subutilizado.

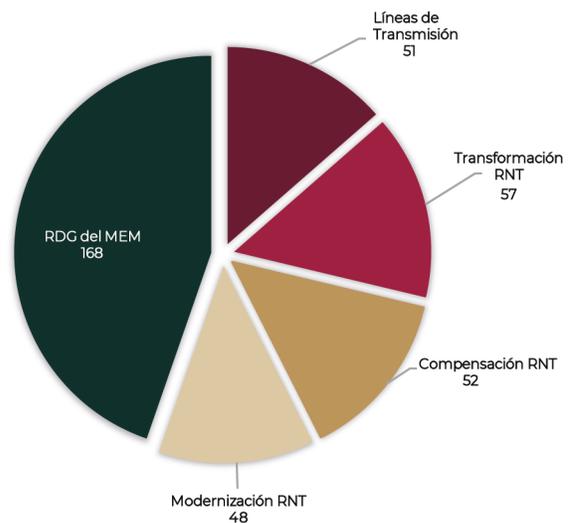
## 5.4 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE 2015 A 2023

En el periodo 2015 a 2023 la SENER ha instruido a CFE Transmisión 208 proyectos de ampliación y modernización de la RNT, y a CFE Distribución ha instruido 168 proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM. En la figura 5.1 se muestra los proyectos instruidos en la RNT y las RGD del MEM que están en proceso de desarrollo.

De los proyectos instruidos a Transmisión, 51 de ellos la obra principal consiste en líneas de transmisión, 57 la obra principal consiste en bancos de transformación de la RNT, 52 la obra principal consiste en equipo de compensación de potencia reactiva y 48 proyectos de modernización de diferentes características.

A CFE Distribución se han instruido 168 proyectos en las RGD que correspondan al MEM, que consideran bancos de transformación (nuevos o sustituciones).

**FIGURA 5.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER EN LA RNT Y LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM**



FUENTE: Elaboración propia con datos de CENACE.

<sup>35</sup> RESOLUCIÓN Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.

### 5.4.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER EN OPERACIÓN

construcción de 14 proyectos de ampliación de la RNT; En Cuadro 5.1. se muestran los proyectos mencionados.

A la fecha, CFE Transmisión ha terminado la

**CUADRO 5.1 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE TRANSMISIÓN EN OPERACIÓN**

PROYECTO	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL / SISTEMA INTERCONECTADO AISLADO	ENTIDAD FEDERATIVA	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
El Habal Banco 2 (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-19
Ascensión II Banco 2	Norte	Chihuahua	feb-20
Mezquital MVar (traslado)	Mulegé	Baja California Sur	feb-21
Santa Rosalía Banco 2	Mulegé	Baja California Sur	jun-21
El Carrizo MVar (traslado)	Noroeste	Sonora	dic-21
Recreo MVar	Baja California Sur	Baja California Sur	dic-21
Jiménez, Las Norias y San Fernando MVar	Noreste	Tamaulipas	jun-22
Quilá MVar (traslado)	Noroeste	Sinaloa	dic-22
Frontera Comalapa MVar	Oriental	Chiapas	mar-23
Enlace Tepic II - Cerro Blanco	Occidental	Nayarit	abr-23
Nuevo Casas Grandes Banco 3	Norte	Chihuahua	oct-23
Campos Banco 1 (SF <sub>6</sub> ) <sup>1/</sup>	Occidental	Colima	oct-23
Pericos MVar	Noroeste	Sinaloa	dic-23
Compensación capacitiva en la zona Querétaro	Occidental	Querétaro	dic-23

**NOTA:** <sup>1/</sup> Proyecto instruido por la SENER, tanto para CFE Transmisión como para CFE Distribución, ver cuadro 5.2

**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE y CFE.

En cuanto a las RGD que correspondan al MEM, CFE Distribución ha puesto en servicio 33 proyectos de ampliación; los cuales se presentan en el Cuadro 5.2.



**CUADRO 5.2 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER A CFE DISTRIBUCIÓN EN OPERACIÓN**

PROYECTO	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL / ZONA DE DISTRIBUCIÓN	ENTIDAD FEDERATIVA	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
Morelos Banco 2	Noreste / Saltillo	Coahuila	jun-20
Puebla I SF <sub>6</sub> Banco 1 (sustitución)	Oriental / Puebla Poniente	Puebla	oct-20
Fresnillo Sur Banco 1 (sustitución)	Occidental / Zacatecas	Zacatecas	oct-20
Mazatlán Banco 1 (sustitución)	Oriental / Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	nov-20
Lázaro Cárdenas Banco 1 (sustitución)	Peninsular / Chetumal	Quintana Roo	dic-20
Tapachula Aeropuerto Banco 2	Oriental / Tuxtla Gutiérrez	Chiapas	ene-21
Acayucan Bancos 1 y 2 (sustitución)	Oriental / Coahuila de Zaragoza	Veracruz	may-21
Umán Banco 2	Peninsular / Mérida	Yucatán	jul-21
Tuzania Banco 2	Occidental / Guadalajara	Jalisco	ago-21
Tlajomulco Banco 2	Occidental / Guadalajara	Jalisco	dic-21
La Salada Banco 2	Norte / Casas Grandes	Chihuahua	dic-21
Tambaca Banco 1 (sustitución)	Noreste / Río Verde	San Luis Potosí	ene-22
Carranza Banco 2	Baja California / Mexicali	Baja California	mar-22
Uxpanapa III banco 2 (antes Sánchez Taboada)	Oriental / Coahuila de Zaragoza	Veracruz	mar-22
Zac Nicté Banco 2	Peninsular / Riviera Maya	Quintana Roo	may-22
Río Sonora Banco 2	Noroeste / Hermosillo	Sonora	jun-22
Tihuatlán II Banco 1 (sustitución)	Oriental / Poza Rica	Veracruz	nov-22
Simojovel Banco 2	Oriental / Villahermosa	Tabasco	nov-22
Mazatlán Oriente Banco 2	Noroeste / Mazatlán	Sinaloa	dic-22
Paso del Toro Banco 2 (sustitución)	Oriental / Veracruz	Veracruz	dic-22
Perote II Banco 1 (sustitución)	Oriental / Teziutlán	Puebla	dic-22
Tempoal II Banco 2	Noreste / Huejutla	Veracruz	feb-23
Pacífico Banco 2	Baja California / Tijuana	Baja California	may-23
Alom Banco 2	Peninsular / Mérida	Yucatán	jul-23
González Ortega Banco 3	Baja California / Mexicali	Baja California	jul-23
Nanchital II Banco 2 (sustitución)	Oriental / Coahuila de Zaragoza	Veracruz	sep-23
Guadiana Bancos 1 y 2 (sustitución)	Norte / Durango	Durango	sep-23
Xcalacoco Banco 2	Peninsular / Riviera Maya	Quintana Roo	sep-23
Campos Banco 1 (SF <sub>6</sub> )	Occidental / Manzanillo	Colima	oct-23
Palenque Banco 1 (sustitución)	Oriental / Los Ríos	Chiapas	nov-23
Valle Alto Banco 1 (sustitución)	Noreste / Valles	San Luis Potosí	nov-23
Maniobras Munisol Banco 1	Noroeste / Hermosillo	Sonora	nov-23
Tepeyac Banco 2	Oriental / Poza Rica	Veracruz	dic-23

**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

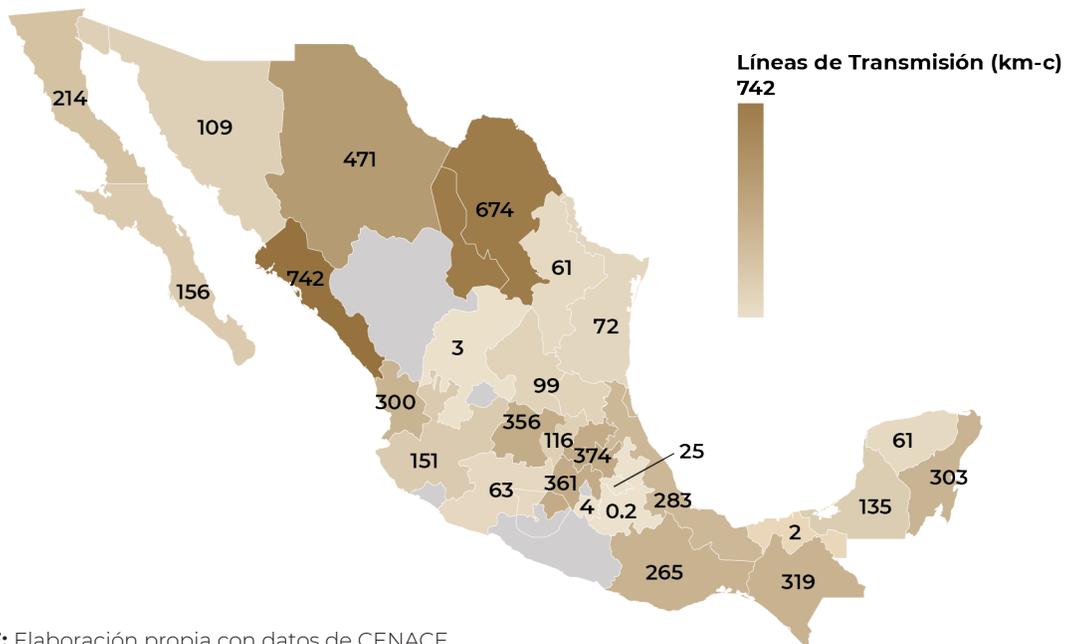
### 5.4.2 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE LA RNT

Se prevé que desde el segundo semestre de 2024 y hasta 2030 entren en operación 194 proyectos instruidos por SENER a CFE Transmisión y 135 proyectos instruidos a CFE Distribución, los cuales se encuentran en diferentes etapas de sus procesos como son: construcción, contratación, concurso, autorizaciones y actividades y estudios previos.

### Proyectos de líneas de transmisión

Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen un total de 5,719 km-c de líneas de transmisión, de los cuales la mayor infraestructura será en los estados de Sinaloa, Coahuila, Chihuahua, Hidalgo, Estado de México y Guanajuato. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD que correspondan al MEM 50.1 km-c de red en media tensión. En la Figura 5.2 se puede observar el detalle por entidad federativa.

**FIGURA 5.2 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA<sup>36</sup>**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

Para el estado de Sinaloa la principal contribución a los kilómetros de línea proviene del proyecto “I20-SINI Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte”, donde se tiene un alcance de construcción de líneas de transmisión de 612 km-c, que permite reforzar la red troncal de 400 kV, además de que este proyecto contempla la adición de 170 km-c en el estado de Nayarit.

Los estados de Coahuila y Chihuahua tendrán su principal contribución por el proyecto “I23-NTI Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste-Norte” donde se tiene un alcance de construcción de 600 y 469 km-c de líneas de transmisión respectivamente.

En cuanto a los estados de Hidalgo y Estado de México, el principal proyecto que contribuye a sus metas físicas es “I19-CEI Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País”, el cual permite reforzar la red de transmisión entre las regiones de Tamazunchale y el Valle de México.

<sup>36</sup> Las distancias pueden variar una vez definida la Ficha de Información de Proyecto final por el CENACE con base a la Información de campo de CFE



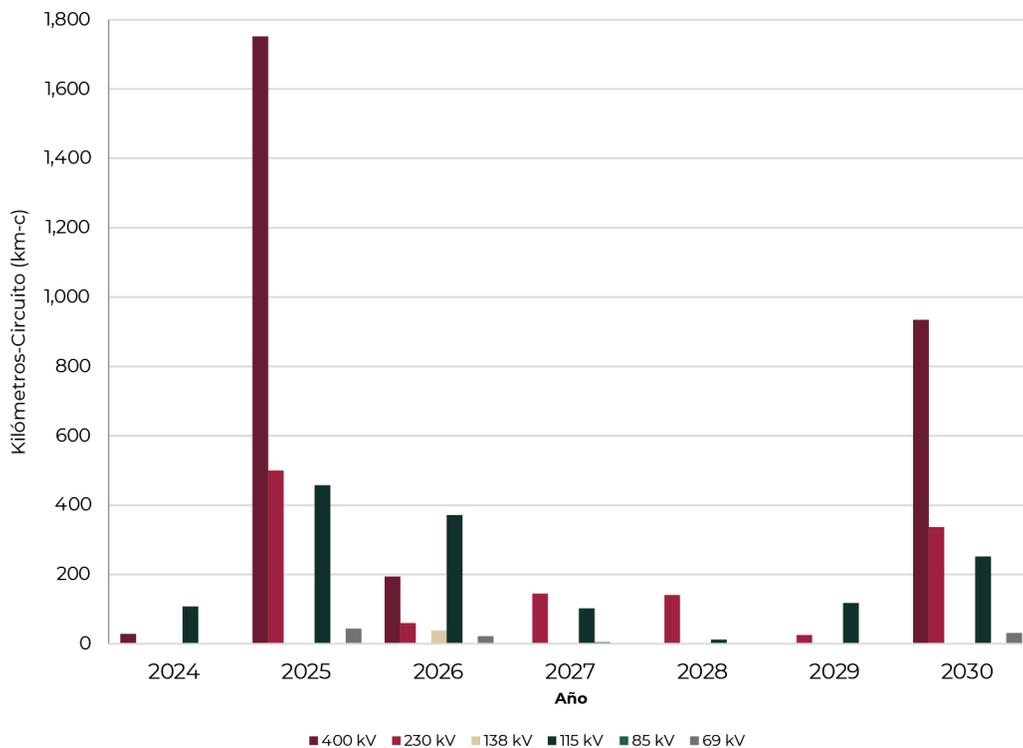
El estado de Guanajuato tendrá un crecimiento importante en la longitud de sus líneas de transmisión motivado por un número amplio de proyectos, entre los que destacan “P19-OC3 Incremento de capacidad de transmisión en Las Delicias-Querétaro”, “P19-OC2 San José Iturbide Banco 4” y “P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia - León III”.

En 400 kV se agregará un total de 2,908.1 km-c, en 230 kV 1,205.3 km-c y de 161 a 69 kV 1,558.3 km-c.

En 2025 se verán las mayores adiciones de Líneas de Transmisión, con un total de 2,802.1 km-c, le sigue 2030 con un total de 1,553.4 km y 2026 con 685 km en ese año. Sin embargo, en el nivel de tensión de 400 kV la mayor adición será en 2025 motivada por los proyectos “I19-CE1 Incremento en la capacidad de transmisión de la región Noreste al Centro del País” y “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte”<sup>37</sup>.

En la Figura 5.3 se detallan las adiciones a la RNT de líneas de transmisión por año y nivel de tensión.

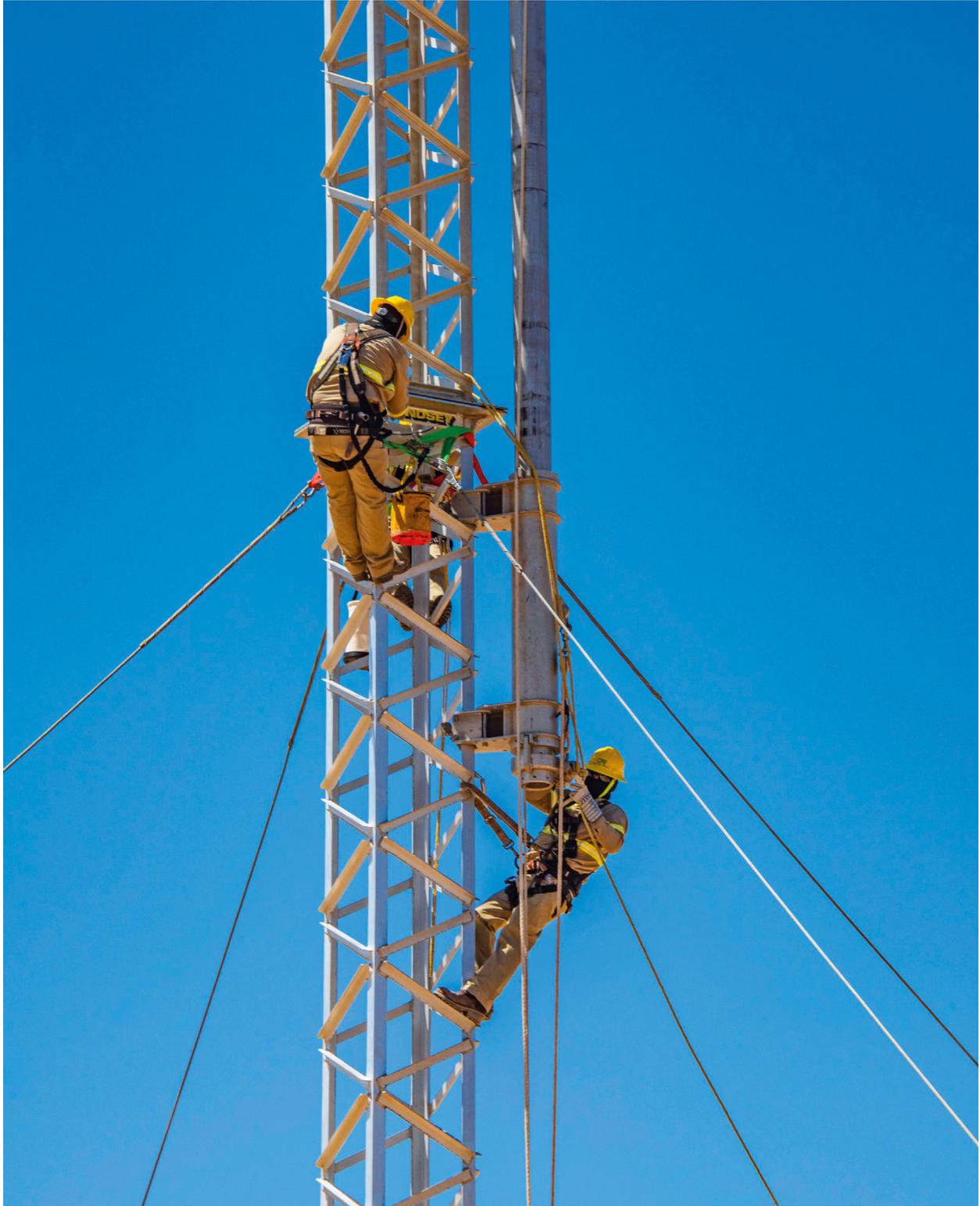
**FIGURA 5.3 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN<sup>38</sup>**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

<sup>37</sup> CFE Transmisión reporta terminación en 2025 a CENACE.

<sup>38</sup> Íbidem 36.



**Ejercicio de maniobra durante el izaje de estructura de emergencia.** Reunión Nacional de Huracanes 2024.  
Los Cabos, Baja California Sur.  
Comisión Federal de Electricidad.

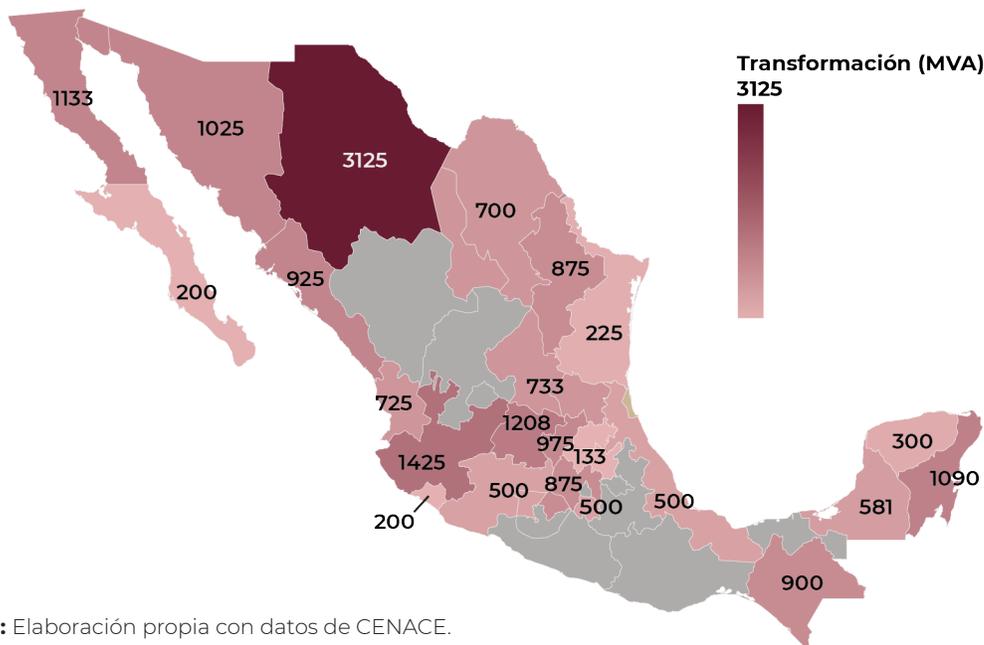


### Proyectos de capacidad de transformación

Los proyectos de ampliación de la RNT en materia de transformación instruidos por SENER a CFE Transmisión representan un total de 18,854.4 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución provendrá de los estados de Chihuahua, Jalisco, Guanajuato, Baja California, Quintana Roo y Sonora. En la figura 5.4 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Para el estado de Chihuahua, se tienen los proyectos de mayor participación “P22-NT1 Paso del Norte Banco 2”, “I23-NT1 Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste - Norte”, “P15-NT1 Chihuahua Norte Banco 5”, “P17-NT2 Nuevo Casas Grandes Banco 3”, “P19-NT1 Terranova Banco 2”, “P17-NT5 Francisco Villa Banco 3” y “P20-NT2 Soporte de tensión para las zonas Nuevo Casas Grandes y Moctezuma” los cuales adicionan 3,125 MVA de capacidad de transformación.

**FIGURA 5.4 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

Para el estado de Jalisco la contribución proviene de los proyectos “P16-OC1 Guadalajara Industrial”, “P20-OC3 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (230/69 kV)”, “P20-OC1 Aumento de capacidad de transformación al suroriente de la zona Metropolitana de Guadalajara (400/230 kV)”, “P20-OC2 Atención del suministro en las zonas Zapotlán y Costa” y “P21-OC2 Incremento de transformación en la zona Los Altos”, los cuales adicionan 1,425 MVA de capacidad de transformación.

Irapuato” y “P19-OC2 San José Iturbide Banco 4”, los cuales incrementan 1,208.3 MVA de capacidad de transformación.

El estado de Baja California incluye los proyectos “P23-BC2 Incremento en la capacidad de transformación en la zona Ensenada”, “P17-BC14 Panamericana Potencia Banco 3”, “P19- BC1 Tijuana I Banco 4”, “P17-BC11 El Arrajal Banco 1 y Red Asociada” y “P21-BC1 Incremento de la capacidad de transformación con relación de transformación 230/115/69 kV en la zona Tijuana” los cuales agregan 1,133.3 MVA de capacidad de transformación.

En el estado de Guanajuato resaltan los proyectos instruidos “P16-OC2 Potrerillos Banco 4”, “P16-OC3 Irapuato II Banco 3 (traslado)” “P18-OC5 León IV entronque Aguascalientes Potencia – León III”, “P22-OC2 Atención al suministro de la zona

El estado de Quintana Roo incorporará los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la

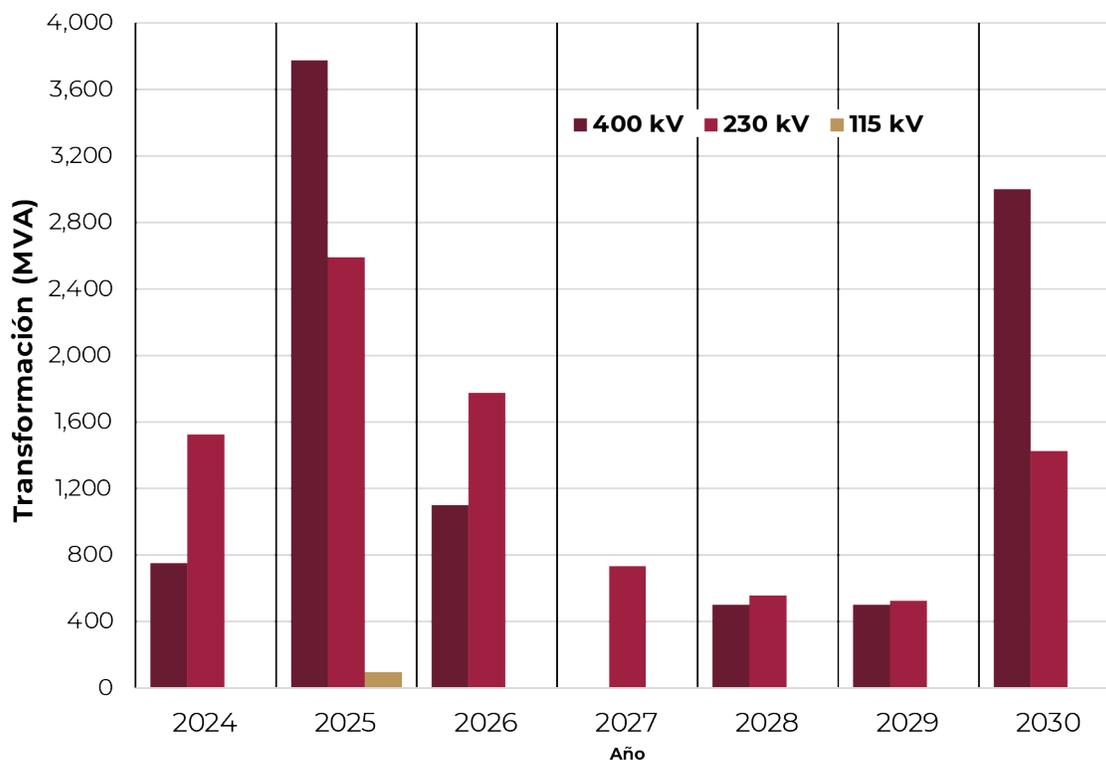
demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II), "Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab II", los cuales adicionarán 1,090.0 MVA de capacidad de transformación.

En lo referente al estado de Sonora se tiene un incremento de 1,025 MVA de capacidad instalada el cual es impulsado por tres proyectos, "P20-NO2 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Hermosillo", "P20-NO1 Incremento en la capacidad de transformación en la Zona Peñasco", "I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte" y "P22-NO1 Incrementos

en la Capacidad de Transformación en las zona Guasave y Los Mochis".

En la Figura 5.5 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 kV hacia 230 kV y 115 kV se agregará un total de 9,625 MVA. Mientras que para bancos con relaciones de transformación de 230 kV hacia tensiones entre 161 kV y 69 kV se adicionarán 9,133.2 MVA de capacidad, en cuanto al nivel de 115 kV hacia niveles inferiores de tensión se tiene programada la adición de 96.2 MVA. En 2025 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 6,462.8 MVA, seguido por 2030 con 4,425 MVA.

**FIGURA 5.5 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN<sup>39</sup>**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

### Proyectos de compensación capacitiva

Los proyectos de ampliación de la RNT instruidos por SENER a CFE Transmisión constituyen un total de 11,475 MVAR de compensación de potencia reactiva

dinámica (CEV y STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) o serie (capacitores), de los cuales la mayor contribución será en los estados de Chihuahua, Quintana Roo, Sinaloa, Oaxaca, y Veracruz. Adicionalmente, dichos proyectos integrarán a las RGD 77.4 MVAR de compensación

<sup>39</sup> Íbidem 36.

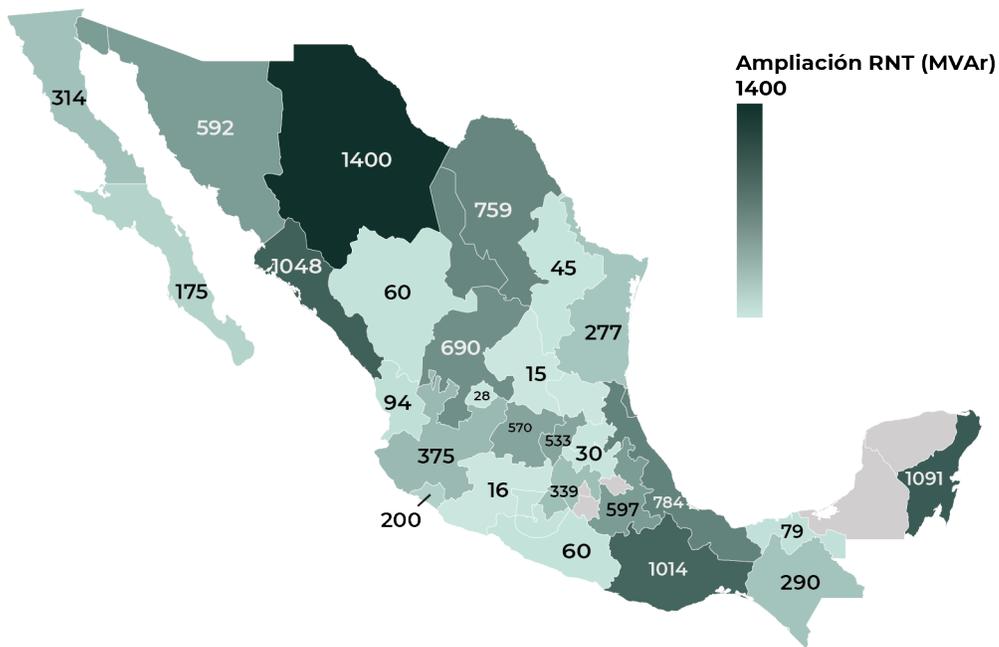
en media tensión. En la Figura 5.6 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Recientemente, para el estado de Chihuahua se ha programado la inclusión de equipo de compensación de un total de 1,400 MVar, derivado de los proyectos “I23-NT1 Red de Transmisión para la integración de la generación Noroeste - Norte”, “P22-NT2 Soporte de Tensión en la Zona Chihuahua” y “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la GCR Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte” que impactará con una

aportación considerable a instalarse en la RNT en distintos estados, como son Sinaloa, Zacatecas, Sonora y Chihuahua con un monto de 850, 600, 400 y 600 MVar.

Para el estado de Quintana Roo la contribución proviene de los proyectos “P18-PE2 y P20-PE3 Aumento de capacidad de transmisión para atender el crecimiento de la demanda de las zonas Cancún y Riviera Maya (Fases I y II)” y “P15-PE1 Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab II”, los cuales adicionan 1,090.7 MVar de compensación de potencia reactiva.

**FIGURA 5.6 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVar) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA**



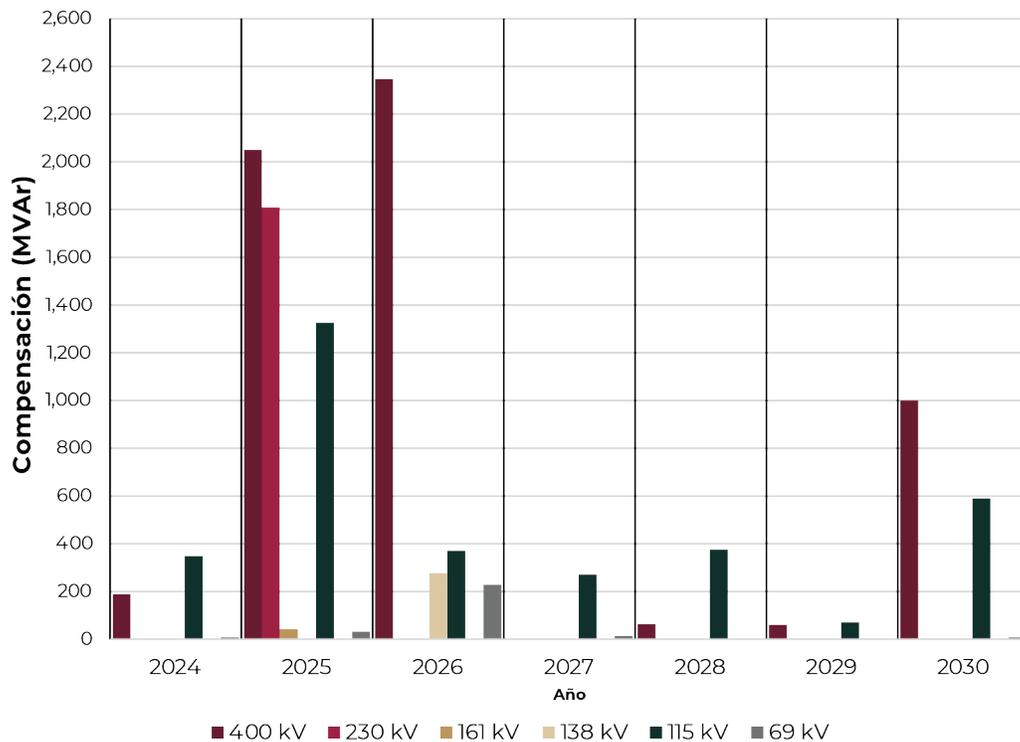
**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

En la Figura 5.7 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 400 kV se adicionarán 5,708.7 MVar, en 230 kV se agregan 1,808.0 MVar y en 115 kV 3,348 MVar.

En 2025 se verán las mayores adiciones de Compensación de Potencia Reactiva, con un total de 5,262.2 MVar, donde la principal contribución provendrá del proyecto “I20-SIN1 Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de

transmisión internos en la GCR Noreste y de los enlaces de transmisión con las GRC Occidental y Norte”. Posteriormente la mayor contribución será en el año 2026 con 3,251.3 MVar.

**FIGURA 5.7 CAPACIDAD (MVar) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT INSTRUIDA POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.



**Trabajadores en campo, San Mateo Piñas, Oaxaca.**  
Comisión Federal de Electricidad.



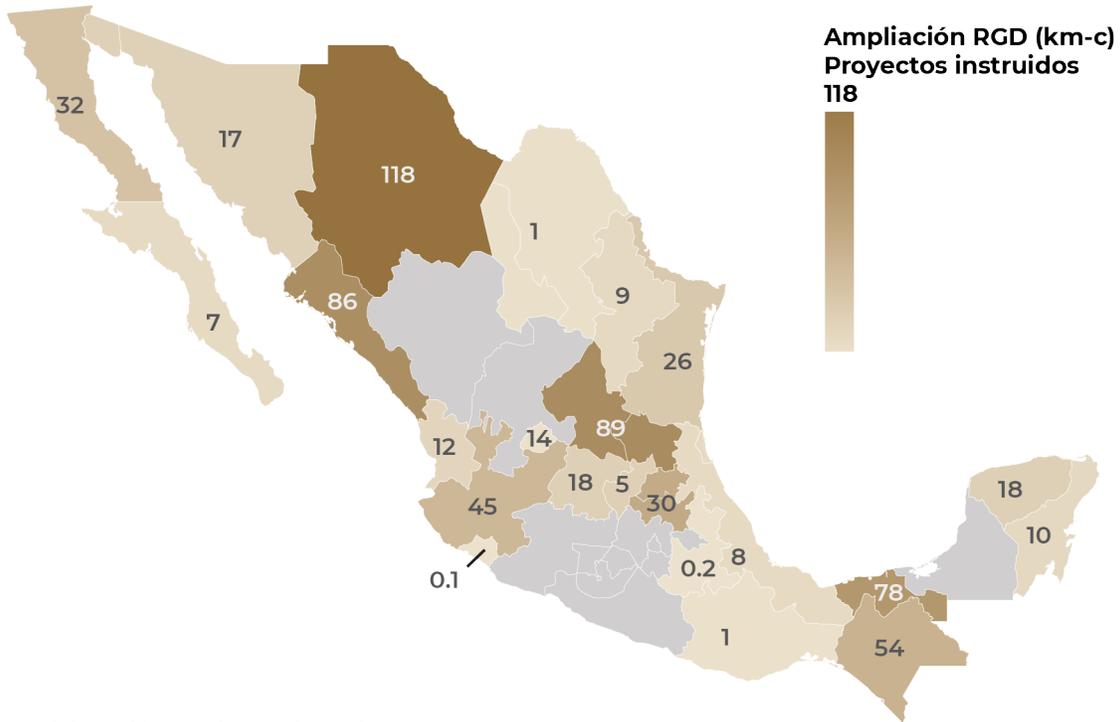
### 5.4.3 PROYECTOS INSTRUIDOS POR SENER DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM

#### Proyectos de líneas de transmisión

Los proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM instruidos por SENER a CFE Distribución y que son compartidos con CFE Transmisión constituyen de un total de 678.2 km-c de líneas de transmisión (sin contar aquellos que ya

fueron concluidos), los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas subestaciones eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión. Los estados en donde se tendrán las mayores adiciones son Chihuahua, San Luis Potosí, Sinaloa, Tabasco y Chiapas. La mayoría de las adiciones de líneas de transmisión serán en el nivel de tensión de 115 kV, con un total de 637 km-c. En las Figuras 5.8 y 5.9 se puede observar el detalle por entidad federativa, año de entrada en operación y nivel de tensión, respectivamente.

**FIGURA 5.8 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM INSTRUIDAS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA<sup>40</sup>**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

<sup>40</sup> Íbidem 36

**FIGURA 5.9 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM INSTRUIDAS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

**Proyectos de capacidad de transformación**

Los proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM instruidos por SENER a CFE Distribución, sin contar los que ya entraron en operación, constituyen un total de 3,941.9 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución será en los estados de Sinaloa, Baja California, Sonora, San Luis Potosí y Jalisco. En la Figura 5.10 se puede observar el detalle por entidad federativa.

En los estados de Sinaloa y Baja California se tienen instruidos un total de 14 proyectos en cada uno, 11 en San Luis Potosí, 9 en Sonora y 8 en Jalisco.



**Reunión Nacional de Huracanes 2024**, Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.



**FIGURA 5.10 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR ENTIDAD FEDERATIVA**



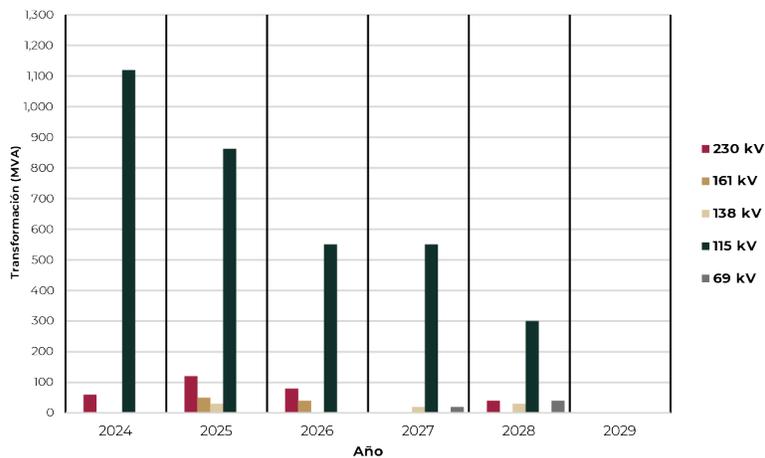
**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

En la Figura 5.11 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. La mayoría de los bancos tienen relaciones de transformación de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 3,411.9 MVA. Le siguen los bancos de transformación de 230 kV, con 300.0 MVA, luego los de 161 kV con 90.0 MVA, los de 138 kV

con solo 80 MVA y finalmente los de 69 kV con solo 60 MVA de capacidad adicional.

En 2024 se verán las mayores adiciones de bancos de transformación, con un total de 1,179.4 MVA, seguido por 2025 con 1,062.5 MVA.

**FIGURA 5.11 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM INSTRUIDOS POR SENER POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

#### 5.4.4 PROYECTOS DE REFUERZO DE LA RNT INSTRUIDOS PARA INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

Los proyectos del plan de fortalecimiento de la política energética nacional con base en el PND

2019-2024 y en el artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF, instruidos por SENER, constituyen un total de 310.2 km-c de líneas de transmisión, de los cuales 300.4 km-c serán construidos en el estado de Baja California en 2024 y 9.8 km-c en el estado de Yucatán en 2025. En la Figura 5.12 se puede observar el detalle por entidad federativa.

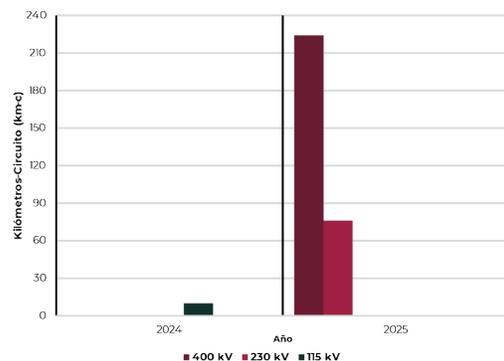
**FIGURA 5.12 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

Para el estado de Baja California las contribuciones estarán dadas por los proyectos “CFE20-GCC Obras de Refuerzo C.C.C. González Ortega” y “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”. Por otro lado, la aportación en el estado de Yucatán está asociada al proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida”. En la Figura 5.13 se detallan las adiciones de Líneas de Transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión.

**FIGURA 5.13 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

Los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF contemplan el incremento de 565 MVA

de capacidad de transformación, motivados por el proyecto “CFE20-ESL Obras de Refuerzo C.C.C. San Luis Río Colorado”. En la figura 5.14 se puede observar el detalle por entidad federativa

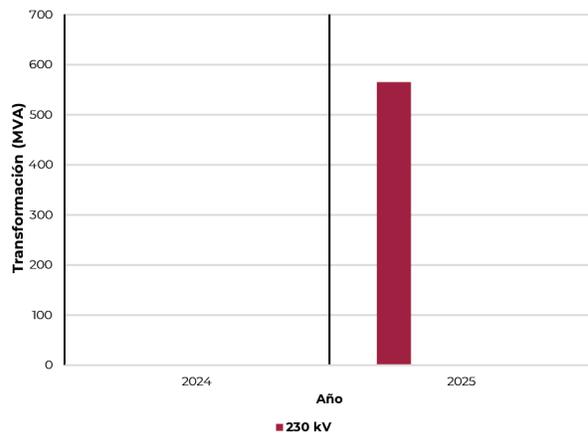
**FIGURA 5.14 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

En la Figura 5.15 se muestran las adiciones de capacidad de transformación por año y nivel de tensión. Los 565 MVA de incremento de transformación serán en el nivel de 230 kV hacia niveles inferiores de tensión y todos ellos están previstos para el año 2025.

**FIGURA 5.15 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADAS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**

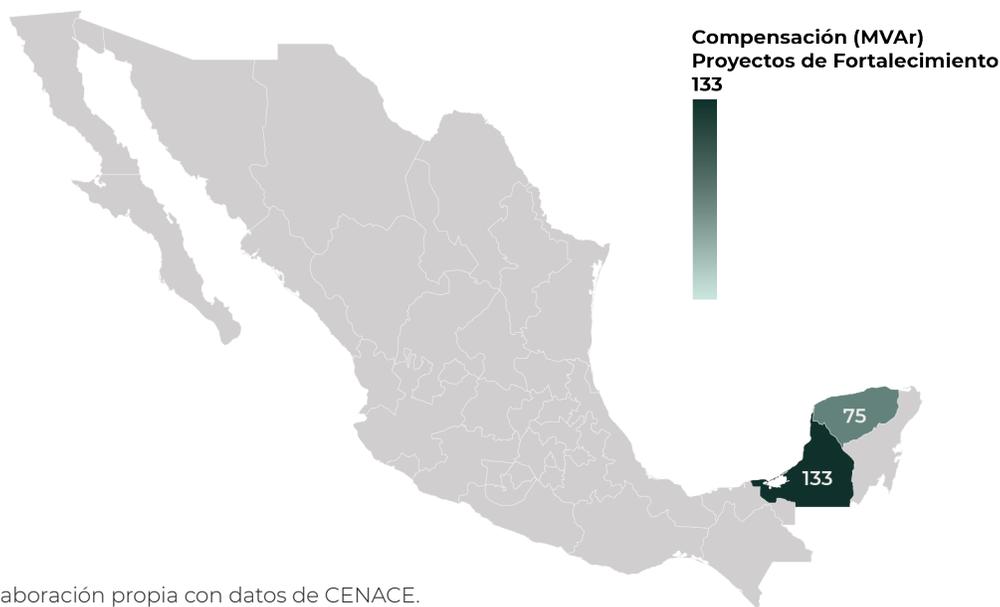


**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

Los proyectos del Plan de Fortalecimiento de la política energética nacional con base al PND 2019-2024 y al artículo 33 fracciones I, V y XXIX de la LOAPF constituyen un total de 208.3 MVAR de compensación dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores), los cuales se ubicarán en los estados de Campeche y Yucatán. En la Figura 5.16 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Para el estado de Campeche las contribuciones corresponden al proyecto “P20-VAC Obras de Refuerzo C.C.C. Valladolid” con un monto de 133.3 MVAR. Para Yucatán se contempla la adición de 75 MVAR derivados del proyecto “CFE20-MDC Obras de Refuerzo C.C.C. Mérida”.

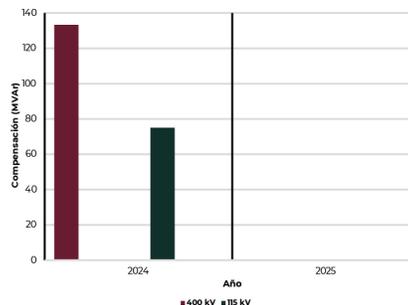
**FIGURA 5.16 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADOS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR ENTIDAD FEDERATIVA**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

En la Figura 5.17 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. En 2024 se tiene la integración del total de la Compensación de potencia reactiva con 208.3 MVAR en los niveles de 400 y 115 kV.

**FIGURA 5.17 CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT ASOCIADOS AL PLAN DE FORTALECIMIENTO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

## **5.5 PROPUESTA 2024 DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN QUE CORRESPONDAN AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

Para el ejercicio de Planeación del PAMRNT 2024-2038 se han identificado diversos proyectos con el objetivo de satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica, preservar y mejorar la confiabilidad del SEN, reducir los costos del Suministro Eléctrico, contribuir al cumplimiento

de las metas de producción de Energía Limpia, asegurando la confiabilidad en condiciones de viabilidad económica, operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica e incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

### **5.5.1 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT**

El CENACE ha identificado 12 proyectos de ampliación de la RNT, los cuales se muestran en el Cuadro 5.3.



**Estructura autoportada, subestación de la central hidroeléctrica. La Yesca, Nayarit.**  
Comisión Federal de Electricidad.

**CUADRO 5.3 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2024-2038**

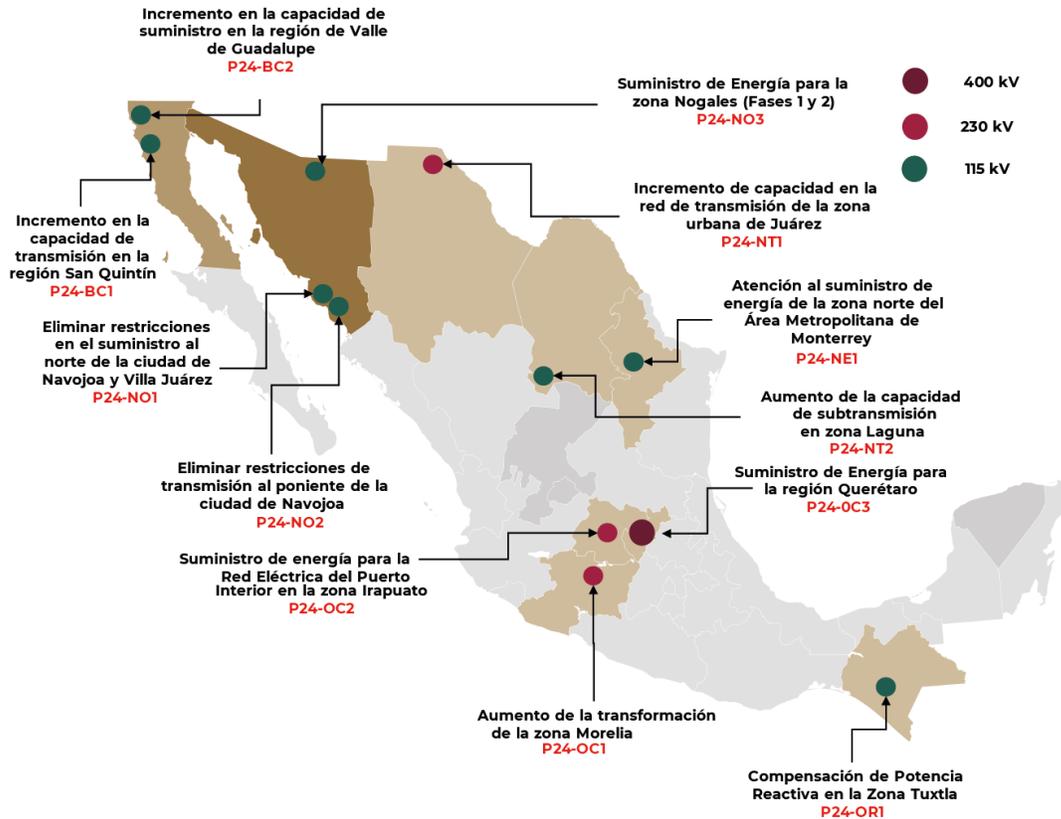
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	PEM	PROYECTO	FECHA NECESARIA	EJERCICIO DE PLANEACIÓN EN EL QUE SE INDICA	ATIENDE PROBLEMÁTICAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONA DE DISTRIBUCIÓN /ENTIDAD FEDERATIVA
<b>ORIENTAL</b>	P24-OR1	Compensación de Potencia Reactiva en la Zona Tuxtla	abr-23	2024	Tuxtla Gutiérrez / Chiapas
<b>OCCIDENTAL</b>	P24-OC1	Aumento de la transformación de la zona Morelia	abr-29	2024	Morelia / Michoacán
	P24-OC2	Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato	abr-29	2024	Irapuato / Guanajuato
	P24-OC3	Suministro de Energía para la Región de Querétaro	abr-28	2024	Querétaro/Querétaro
<b>NOROESTE</b>	P24-NO1	Eliminar restricciones en el suministro al norte de la ciudad de Navojoa y Villa Juárez	abr-29	2024	Navojoa / Sonora
	P24-NO2	Eliminar restricciones de transmisión al poniente de la ciudad de Navojoa	abr-29	2024	Navojoa / Sonora
	P24-NO3	Suministro de energía para la zona Nogales (Fase 1)	abr-27	2024	Nogales / Sonora
Suministro de energía para la zona Nogales (Fase 2)		abr-30	2024	Nogales / Sonora	
<b>NORTE</b>	P24-NT1	Incremento de capacidad en la red de transmisión de la zona urbana de Juárez	abr-28	2024	Juárez / Chihuahua
	P24-NT2	Aumento de la capacidad de subtransmisión en zona Laguna	dic-28	2024	Torreón / Coahuila
<b>NORESTE</b>	P24-NE1	Atención al Suministro de Energía de la zona Norte del Área Metropolitana de Monterrey	abr-27	2024	Monterrey y Cerralvo / Nuevo León
<b>BAJA CALIFORNIA</b>	P24-BC1	Incremento en la capacidad de transmisión en la región de San Quintín	abr-29	2024	Ensenada / Baja California
	P24-BC2	Incremento en la capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe	abr-29	2024	Ensenada / Baja California

**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

En la Figura 5.18. se presenta el área de influencia de cada uno de los proyectos de ampliación de la RNT, en donde los círculos hacen alusión a las obras

de ampliación. Los textos en rojo indican el PEM, definido para cada uno en el Cuadro 5.3.

**FIGURA 5.18 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2024-2038**



Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2024-2038 constituyen un total de 259.6 km-c de líneas de transmisión, de los cuales la mayor aportación provendrá de los estados de Baja California, Sonora, Guanajuato, Chihuahua y Coahuila. En la Figura 5.19 se puede observar el detalle por entidad federativa.

El proyecto “P24-BC1 Incremento en la capacidad de transmisión en la región de San Quintín” adiciona 70 km-c de líneas de transmisión en el estado de Baja California. En el estado de Sonora se identifican 3 proyectos que en total adicionan 56.1 km-c de línea de transmisión.

**FIGURA 5.19 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA**

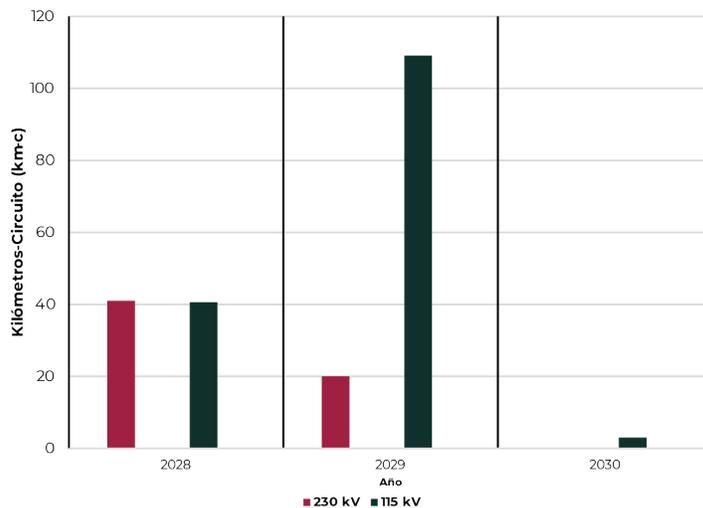


**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

En la Figura 5.20 se detallan las adiciones de líneas de transmisión por año de entrada en operación y nivel de tensión. Se adiciona una red de transmisión

en 230 y 115 kV, siendo el mayor incremento en el año 2029 y 2028 con 129.1 y 81.6 km-c respectivamente en ambos niveles de tensión.

**FIGURA 5.20 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.



Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de Planeación del PAMRNT 2024-2038, constituyen de un total de 2,015 MVA de capacidad de transformación, En la Figura 5.21 se puede observar el detalle por entidad federativa.

Respecto al estado de Baja California la contribución vendrá del proyecto “P24-BC2 Incremento en la

capacidad de suministro en la región de Valle de Guadalupe”, para el estado de Michoacán se contempla el proyecto “P24-OC1 Aumento de la transformación de la zona Morelia” y en el estado de Guanajuato se incluye el proyecto “P24-OC2 Suministro de energía para la Red Eléctrica del Puerto Interior en la zona Irapuato”.

**FIGURA 5.21 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA**

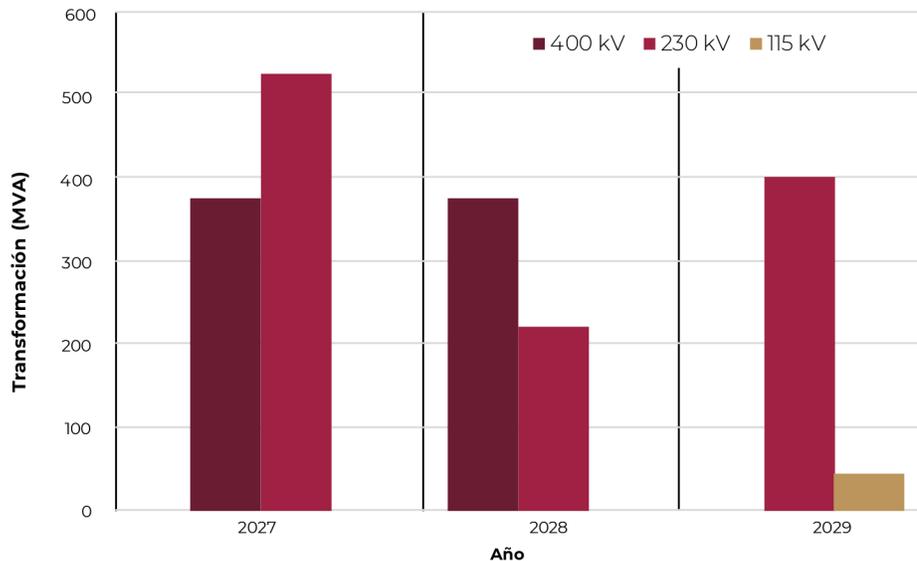


**FUENTE:** SENER con información de CENACE

En la Figura 5.22 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Para bancos con relaciones de transformación de 400 y 230 kV hacia tensiones inferiores se agregará un total de 750 y 1,150 MVA respectivamente y de 115kV a tensiones inferiores se prevé la integración de 40

MVA de capacidad. Se tienen previsto la entrada en operación de todos los proyectos en el periodo de 2027 a 2029, siendo 2027 el año con mayor integración con 900 MVA, 2028 con 600 MVA y por último 2029 con 440 MVA.

**FIGURA 5.22 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**

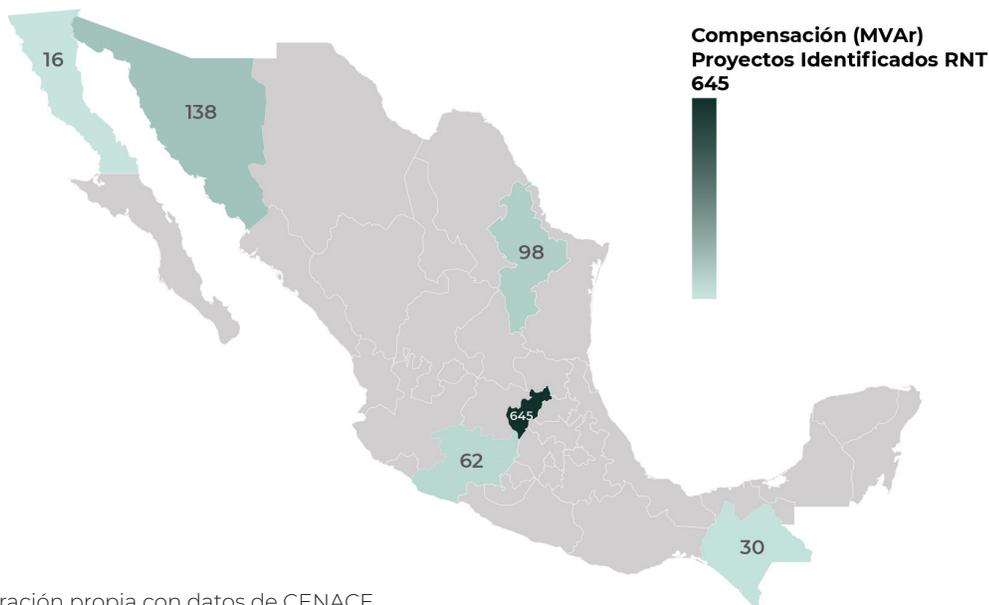


**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

Los proyectos de ampliación de la RNT identificados en el ejercicio de planeación del PAMRNT 2024-2038 constituyen un total de 987.7 MVar de compensación de potencia reactiva fija o dinámica

en derivación (capacitores y reactores), de los cuales provendrán de los estados de Querétaro, Sonora y Nuevo León. En la Figura 5.23 se puede observar el detalle por entidad federativa.

**FIGURA 5.23 CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA (MVar) DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA**

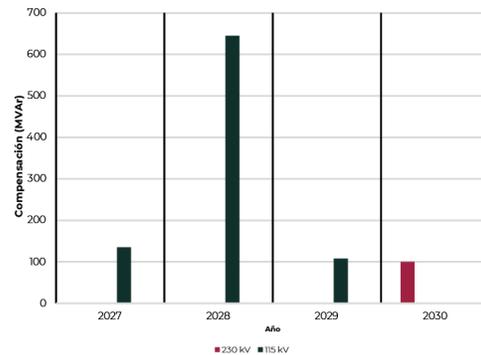


**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

Para el estado de Querétaro se identificó la necesidad de integrar 645 MVAR los cuales derivan del proyecto “P24-OC3 Suministro de Energía en la región Querétaro”. En cuanto al estado de Sonora se tiene identificado el proyecto “P24-NO3 Suministro de Energía para la zona Nogales (Fase 1 y 2)” el cual agrega 137.5 MVAR en el estado. Por último, en el estado de Nuevo León se integrarán 97.5 MVAR derivado del proyecto “P24-NE1 Atención al suministro de energía de la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey”

En la Figura 5.24 se presentan las adiciones de Compensación de potencia reactiva por año y nivel de tensión. La totalidad de la capacidad será incluida en los niveles de 230 y 115 kV con montos de 100 y 887.7 MVAR respectivamente, los cuales entraran en el periodo de 2027 a 2029 siendo 2028 el año con mayores adiciones con un monto de 645 MVAR

**FIGURA 5.24 CAPACIDAD (MVAR) DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.



**Reunión Nacional de Huracanes 2024,** Los Cabos, Baja California Sur. Comisión Federal de Electricidad.

### 5.5.2 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM

Con el fin de atender el requerimiento de energía eléctrica hasta 2029, en común acuerdo entre el CENACE y CFE Distribución, los requerimientos existentes y futuros del suministro de energía eléctrica en las RGD que correspondan al MEM se requiere la entrada en operación de nuevas subestaciones eléctricas a lo largo del país o el

incremento en la capacidad de transformación de las existentes. Los proyectos propuestos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM resuelven los problemas de saturación esperados en los bancos de transformación alta/media tensión de acuerdo con el Pronóstico de la demanda del Mercado Eléctrico elaborado por el CENACE. En el Cuadro 5.4 y en la Figura 5.25 se muestran los 32 proyectos identificados de ampliación de las RGD que correspondan al MEM, para atender el crecimiento de la demanda pronosticado en el corto y mediano plazo.

**CUADRO 5.4 PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2024-2038**

GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	PEM	PROYECTO	FECHA NECESARIA	ATIENDE PROBLEMÁTICAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONA DE DISTRIBUCIÓN / ENTIDAD FEDERATIVA
<b>ORIENTAL</b>	D24-OR1	El Jobo Banco 1	abr-29	Tuxtla Gutiérrez / Chiapas
	D24-OR2	Emiliano Zapata Banco 1 (sustitución)	mar-28	Los Ríos / Tabasco
	D24-OR3	Conchal Banco 1	abr-29	Veracruz / Veracruz
	D24-OR4	Tamarindo Dos Banco 2	abr-28	Veracruz / Veracruz
	D24-OR5	Piedras Negras Banco 2	abr-28	Veracruz / Veracruz
	D24-OR6	Río Medio Banco 2	abr-29	Veracruz / Veracruz
<b>OCCIDENTAL</b>	D24-OC1	La Mora Banco 2	abr-28	León / Guanajuato
	D24-OC2	San Luis de la Paz Banco 2	abr-28	Querétaro / Guanajuato
	D24-OC3	El Gallo Banco 1	abr-28	San Juan del Río / Querétaro
	D24-OC4	Las Palmas Banco 1	may-29	Vallarta / Jalisco
	D24-OC5	Nogalito Banco 1 (sustitución)	ago-29	Vallarta / Jalisco
	D24-OC6	Rodrigo Banco 1	abr-29	San Luis Potosí / San Luis Potosí
	D24-OC7	San Luis Progreso Banco 2 (sustitución)	abr-29	San Luis Potosí / San Luis Potosí
	D24-OC8	San Luis Uno Banco 6 (sustitución)	abr-28	San Luis Potosí / San Luis Potosí
<b>NOROESTE</b>	D24-NO1	Guaymas Centro Banco 1	abr-28	Guaymas / Sonora
	D24-NO2	Tutuli Banco 1	abr-28	Obregón / Sonora
	D24-NO3	Altata Residencial Banco 1	abr-29	Culiacán / Sinaloa
	D24-NO4	Lienzo Charro Banco 1	abr-29	Culiacán / Sinaloa
	D24-NO5	Venadillo Banco 2	abr-28	Mazatlán / Sinaloa
<b>NORTE</b>	D24-NT1	Fuentes Mares Banco 2	abr-28	Chihuahua / Chihuahua
	D24-NT2	Ejercito Banco 1	abr-28	Juárez / Chihuahua
	D24-NT3	Felipe Ángeles Banco 1	abr-29	Juárez / Chihuahua
<b>NORESTE</b>	D24-NE1	Abra Banco 1 (sustitución)	dic-29	Mante / Tamaulipas
	D24-NE2	Barco Banco 1	abr-29	Tampico / Tamaulipas
	D24-NE3	Tomaseño Banco 1	abr-28	Victoria / Tamaulipas
	D24-NE4	Central Banco 1 (sustitución)	abr-29	Matamoros / Tamaulipas
	D24-NE5	Lago Banco 1 (sustitución)	jun-28	Nuevo Laredo / Tamaulipas
<b>PENINSULAR</b>	D24-PE1	Captación Banco 1	abr-28	Cancún / Quintana Roo
	D24-PE2	Quetzal Banco 1	abr-28	Cancún / Quintana Roo
<b>BAJA CALIFORNIA</b>	D24-BC1	Abasolo Banco 1	abr-29	Mexicali / Baja California
	D24-BC2	Santa Isabel Banco 3	abr-28	Mexicali / Baja California
	D24-BC3	La Joya Banco 2	abr-28	Tijuana / Baja California

**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

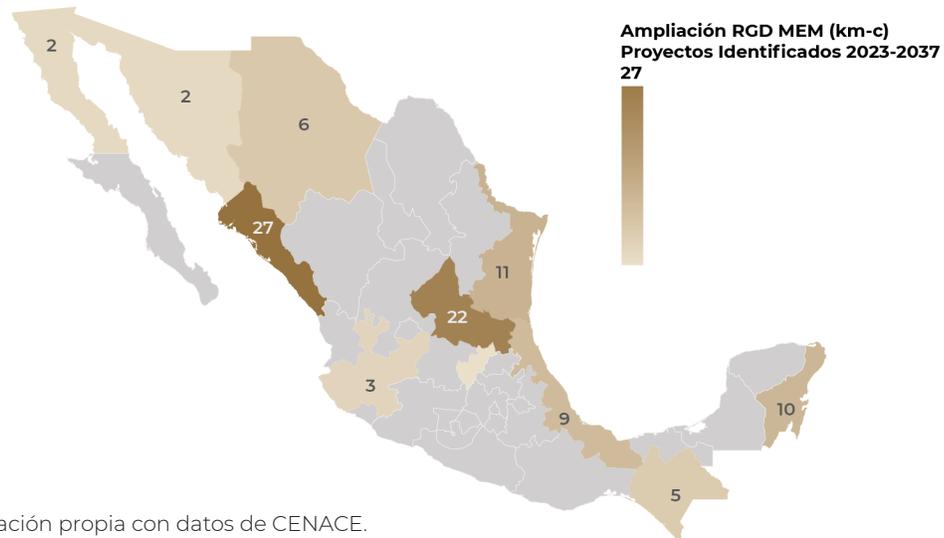

**FIGURA 5.25 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2024-2038**



Los proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM identificados en el ejercicio de Planeación del PAMRNT 2024-2038 contemplan 97.58 km-c de líneas de transmisión, los cuales son necesarios para conectar a la RNT las nuevas subestaciones eléctricas que adicionarán capacidad de transformación de alta a media tensión.

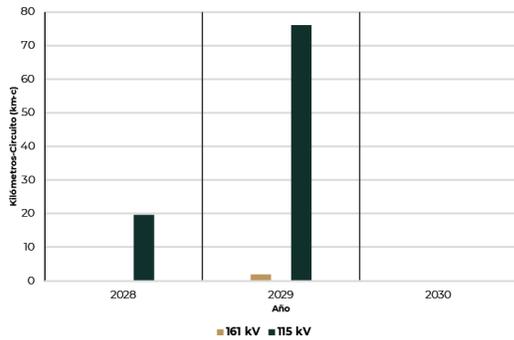
Los estados en donde se tendrán adiciones son: Sinaloa, San Luis Potosí, Tamaulipas, Quintana Roo, Veracruz, Chihuahua, Chiapas, Jalisco, Sonora y Baja California. Todas las adiciones de líneas de transmisión serán en el nivel de tensión de 161 kV y 115 kV, con un total de 2 y 95.58 km-c respectivamente. En las Figuras 5.26 y 5.27 se puede observar el detalle por entidad federativa y año y nivel de tensión, respectivamente.

**FIGURA 5.26 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR ENTIDAD FEDERATIVA, ASOCIADAS A PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

**FIGURA 5.27 LONGITUD (km-c) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE AMPLIACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADAS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN, ASOCIADAS A PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM**



Los proyectos de ampliación de las RGD que correspondan al MEM identificados en el ejercicio de Planeación del PAMRNT 2024-2038 constituyen un total de 1,020.0 MVA de capacidad de transformación, de los cuales la mayor contribución vendrá de 12 estados entre los que está Tamaulipas, Baja California, San Luis Potosí, Sinaloa, Chihuahua, Veracruz, Sonora, Jalisco, Querétaro, Quintana Roo, Chiapas y Guanajuato. En la Figura 5.28 se puede observar el detalle por entidad federativa.

**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

**FIGURA 5.28 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM IDENTIFICADOS POR ENTIDAD FEDERATIVA**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE

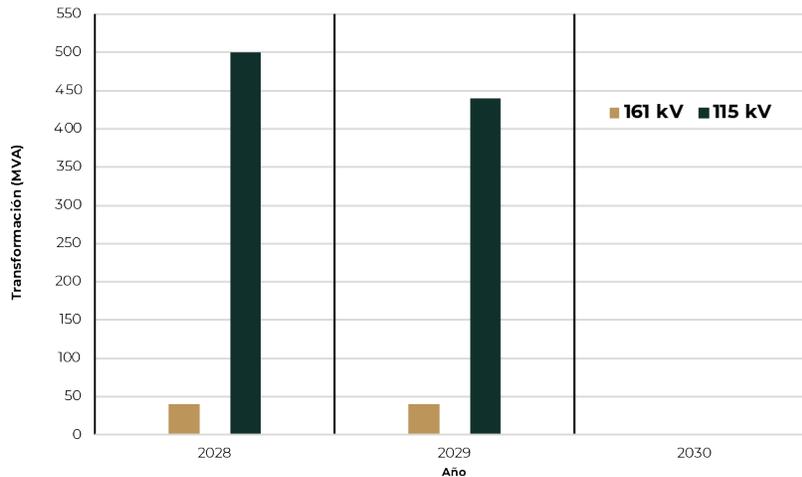
Se identificaron 5 proyectos para el estado de Tamaulipas, 4 para el estado de Veracruz, para los estados de Baja California, Chihuahua, San Luis Potosí y Sinaloa se identificaron 3 para cada uno

de ellos. Los estados de Chiapas, Jalisco, Querétaro, Quintan Roo y Sonora cuentan con dos proyectos identificados cada uno y el estado de Guanajuato solo cuenta con uno.

En la Figura 5.29 se muestran las adiciones de bancos de transformación por año y nivel de tensión. Del total de proyectos identificados (32), dos contemplan un banco de 40 MVA cada uno en el nivel de 161 kV. El resto de los proyectos se

ubican en el nivel de tensión de 115 kV hacia niveles inferiores a 69 kV, con un total de 940 MVA. Se tiene previsto que para 2028 se integren 540 MVA a las RGD que correspondan al MEM, mientras que para 2029 se esperan 480 MVA.

**FIGURA 5.29 CAPACIDAD (MVA) DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN DE AMPLIACIÓN DE LAS RGD QUE CORRESPONDAN AL MEM IDENTIFICADOS POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

### 5.5.3 PROYECTOS IDENTIFICADOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT

El CENACE identificó dos proyectos de modernización de la RNT. El primer proyecto permitirá incrementar la confiabilidad en la operación de la Subestación Eléctrica Zocac,

asegurando que se tenga la flexibilidad operativa requerida para evitar posibles cortes del suministro de energía eléctrica. El segundo proyecto permitirá satisfacer el crecimiento de la demanda y el suministro de energía eléctrica en la región de Valle de Palmas ante eventuales contingencias sencillas en la red eléctrica. En el Cuadro 5.5 y en la Figura 5.30 se muestran los proyectos.

**CUADRO 5.5 PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN PAMRNT 2024-2038**

GERENCIA DE CONTROL REGIONAL	PEM	NOMBRE DEL PROYECTO	FECHA NECESARIA	CRITERIO APLICABLE
<b>ORIENTAL</b>	M24-OR1	Incremento de confiabilidad en la Subestación Eléctrica Zocac	sep-23	d
<b>BAJA CALIFORNIA</b>	M24-BC1	Incremento en la confiabilidad de suministro en la región de Valle de las Palmas	abr-29	d

Categorías aplicables  
 d. Cambio de arreglo de SE o reconfiguración de la topología.

**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.

**FIGURA 5.30 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN DE LA RNT IDENTIFICADOS EN EL PAMRNT 2024-2038**



**FUENTE:** Elaboración propia con datos de CENACE.



**Reunión Nacional de Huracanes 2024,** Los Cabos, Baja California Sur.  
Comisión Federal de Electricidad.



## 5.6 PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2029-2038

Se realizaron los estudios de energía entre las regiones del SEN y como resultado de la optimización de los recursos de generación se definieron refuerzos de transmisión entre distintas regiones del país.

A continuación, se presenta un listado de los proyectos indicativos para la ampliación de la RNT, en el Cuadro 5.6 se indica el resumen de las metas físicas de cada uno de los proyectos indicativos de ampliación de la RNT 2029-2038.

Con la reubicación de empresas internacionales (“nearshoring”) que se está observando en México, donde se prevé la necesidad de revisar el crecimiento de la demanda en ciertas regiones del país para atender esta necesidad y el desarrollo regional derivado de ésta. Se han estado analizado zonas y su interacción con proyectos ya instruidos al Transportista y Distribuidor, así como los Centros de Carga con Contrato o por Aportaciones; y de ser necesario como establece la fracción II del artículo 9 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica que se podrán presentar programas especiales, en caso de que la Secretaría de Energía lo considere necesario, a fin de adelantar el inicio de proyectos prioritarios para atender este crecimiento de demanda y no esperar al siguiente ciclo de planeación 2025-2039.

**CUADRO 5.6. PROYECTOS INDICATIVOS DE AMPLIACIÓN DE LA RNT 2029 – 2038, CON METAS FÍSICAS**

NOMBRE DEL PROYECTO	km-c	MVA	MVAr
P24-OR2 Suministro de energía en la zona de carga Tehuantepec	5.0	100.0	15.0
P24-OC3 Soporte de Tensión para La zona Matehuala	2.0	-	7.5
P24-NT3 Incremento de Capacidad de Transformación en Zona Urbana de Juárez	54.0	400.0	45.0
P24-NT4 Incremento de Capacidad de Transformación en Zona Urbana de Chihuahua	4.0	133.3	-
P24-NE2 Atención al suministro de energía de la zona poniente del Área Metropolitana de Monterrey	-	750.0	150.0
P24-NE3 Atención al suministro de energía de la zona sur del Área Metropolitana de Monterrey	33.8	850.0	397.5
P24-NE4 Atención al suministro de energía y adecuación de la Red Eléctrica de 115 kV de la zona oriente del Área Metropolitana de Monterrey	6.0	-	180.0
P24-NE5 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de zona Monclova	1.2	475.0	-
P24-NE6 Incremento de Capacidad de Transformación de la zona Reynosa	1.2	475.0	-
P24-NE7 Incremento de Capacidad en la Red de Transmisión de la zona Saltillo	61.1	500.0	45.0