

1.6 Infraestructura y diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional

Rodrigo Palacios Saldaña
Natalie Ortiz Guerrero
Rafael González López

INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es el conjunto de instalaciones, conductores, equipos y sistemas necesarios para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica que, operando de forma coordinada, permite al usuario disponer de electricidad. De manera esquemática, como se puede observar en la figura 1, el SEN está compuesto por:

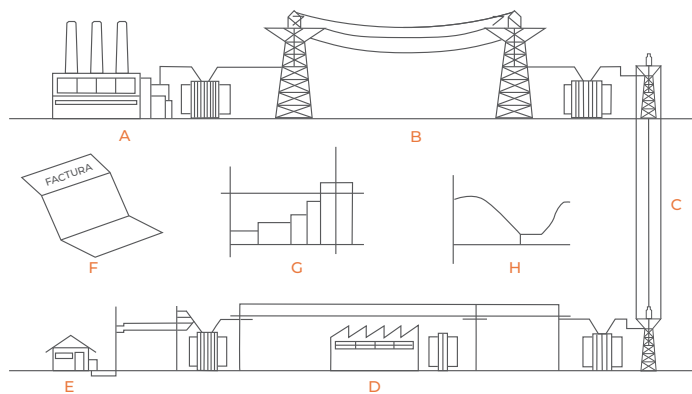
- *Centrales eléctricas* (elemento A): son instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y productos asociados.¹
- *Red Nacional de Transmisión* (RNT) (elemento B): es un sistema integrado por las redes eléctricas que se utilizan para transportar energía a las redes generales de distribución y a los usuarios que por las características de sus instalaciones lo requieran; a su vez, está integrado por las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía (Sener). En la

¹ Los productos asociados son: potencia, certificados de energías limpias, derechos financieros de transmisión, servicios conexos y demanda controlable.

actualidad, cuenta con una extensión de más de 109 023 kilómetros con tensiones que oscilan entre los 69 y los 400 kw. A estas redes se les conoce como de alta tensión.

- *Redes Generales de Distribución (RGD)* (elemento C): consta de las redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general. En el presente cuenta con una extensión de más de 870 291 kilómetros, con niveles de tensión que oscilan entre los 2.4 y los 69 kw para media tensión, así como niveles de tensión menores a los 2.4 kw para baja tensión.
- *Usuarios*: pueden ser tanto usuarios calificados (elemento D) como usuarios de suministro básico (elemento E) (véase capítulo 1.5, apartado 1.5.6.2).
- *Suministradores* (elemento F): es el comercializador titular de un permiso para ofrecer el suministro eléctrico en la modalidad de suministrador de servicios básicos, suministrador de servicios calificados o suministrador de último recurso.
- *Operador del mercado eléctrico mayorista* (elemento G) y *operador del SEN* (elemento H): ambas actividades son competencia del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace).

Figura 1. Esquema del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Elaboración propia.

El SEN está conformado por cuatro sistemas eléctricos aislados, organizados en 10 regiones de control, cada una de ellas operada por un centro de control regional. Estos centros de control regional trabajan de forma coordinada con el Cenace, ubicado en la Ciudad de México.

El SEN, como se muestra en la figura 2, está integrado por más de 700 centrales de generación eléctrica que representan una capacidad instalada de 89 479 Mw (Sener 2021). La RNT está compuesta por líneas con niveles de tensión comprendidos entre 69 y 400 Kv; en total, tiene una longitud de 109 023 km que se extienden por los casi dos millones de km² de México. Las RGD abarcan 11 000 circuitos de distribución, con una capacidad de transformación de 189 999 Mva; conforman 150 zonas de distribución y son gestionadas por las 16 divisiones de distribución de CFE Distribución (véase figura 2).

EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (2000-2020)

El SEN ha tenido una significativa evolución en las dos últimas décadas. Como se puede observar en la figura 3, es posible distinguir dos grandes etapas: la primera –etapa del gas natural– desde principios de este siglo hasta 2015 y la segunda –etapa de inicio de las renovables– que va de 2000 a 2021.

En los primeros años de este siglo, el SEN tenía una capacidad de generación eléctrica instalada de 45 733 Mw, de los cuales tres cuartas partes correspondían a las tres tecnologías mayoritarias, termoeléctricas (37.48%), hidroeléctricas (24.97%) y ciclo combinado (12.54%), con una participación menor de carboeléctricas, turbogás, nucleares y geotérmicas.

Durante la etapa del gas natural, el desarrollo del SEN se enfocó en la instalación de centrales de ciclo combinado, pasando de una capacidad instalada de 5 736 Mw en 2000 a 24 043 Mw en 2015, lo que hizo aumentar su participación en la matriz de generación de 20.74% a 50.13%. Además, en ese mismo periodo se retiraron de operación 4 428 Mw de capacidad termoeléctrica, que fueron sustituidos en gran medida por nuevas unidades de carbón (2 268 Mw), turbogás (1 890

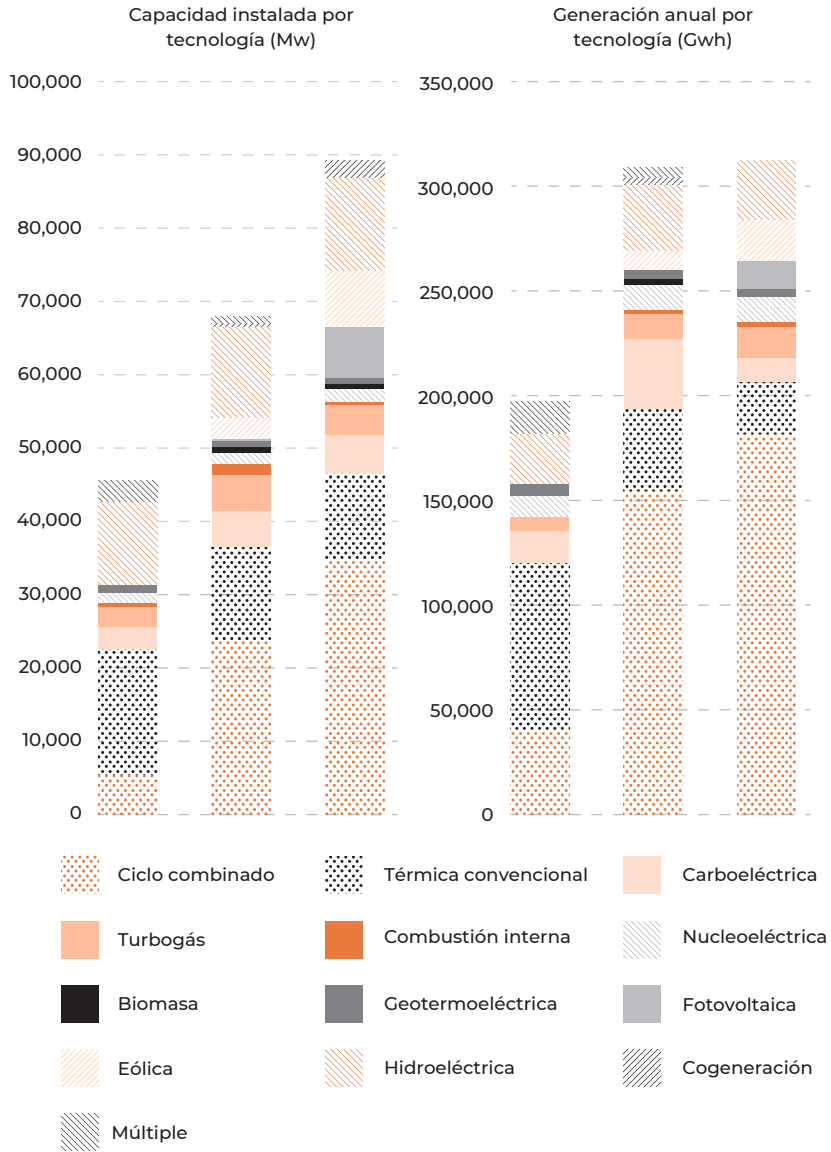
Mw) y combustión interna (995 Mw). En este periodo la instalación de tecnologías de generación renovable aún estaba en su fase incipiente; en 2015 sólo había instalados en México 2 992 Mw de generación renovable –eólica, solar y Fideicomiso de Riesgo Compartido (Firco).

En la segunda etapa, inicio de las renovables, el desarrollo del SEN se repartió en similares proporciones entre ciclo combinado y renovables. La nueva capacidad instalada de ciclo combinado fue de 11 017 Mw, mientras que la capacidad de la solar y la eólica combinadas fue de 11 725 Mw, marcando un punto de inflexión en la transición energética del SEN. Además, continuó el retiro de centrales termoeléctricas a las que se unieron plantas de turbogás y de combustión interna, saliendo de operación 2 454 Mw de plantas térmicas.

La matriz de generación al inicio del siglo estaba dominada por las centrales termoeléctricas con una participación de 40.53%, seguida por las centrales de ciclo combinado con un 20.74% y las hidroeléctricas con un 12.67%. La instalación de centrales de ciclo combinado de la primera etapa produjo cambios importantes en la matriz de generación de 2015: el ciclo combinado tomó la posición dominante con una participación de 50.13%, aumentando su generación de 40.9 Twh a 155.2 Twh; el retiro de centrales termoeléctricas, el aumento de carboeléctricas y la ligera ampliación de hidroeléctricas colocaron a estas tres tecnologías en el segundo escalón de participación en la matriz eléctrica, con un 12.67%, 10.85% y 9.98%, respectivamente.

Los cambios en la matriz de generación correspondientes a la segunda etapa son significativamente menores, en gran medida por tratarse de un periodo menor de tiempo, factor fundamental en un sector de largos plazos en el que el desarrollo de un proyecto de generación suele oscilar entre tres y ocho años. Pese a ello, el retiro de plantas termoeléctricas y la implementación de un despacho económico dieron lugar a una reducción importante en la participación de centrales termoeléctricas y carboeléctricas. Estas últimas vieron reducida su participación combinada de 23.53% a 11.50%, que fue cubierta por un aumento en la participación del ciclo combinado (8.72%), energía solar fotovoltaica (4.33%) y energía eólica (3.48%).

Figura 3. Evolución de la capacidad y generación (2000-2020)



Fuente: Elaboración propia.

INFRAESTRUCTURA

CAPACIDAD DE GENERACIÓN

La capacidad instalada en México fue para 2020 de 88.8 Gw,² de acuerdo con la base de datos de la Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas s.a.). Es importante destacar que no hay consenso en cuanto a la capacidad instalada entre las diferentes fuentes oficiales: el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2021-2035 informa que al 31 de diciembre de 2020 había instalados 83 121 Mw; mientras que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) reporta 95 267 Mw instalados y en operación para la misma fecha.³ Por ello, toda mención a la capacidad es relativa a la información evaluada y contrastada del proyecto Planeas.

Espacialmente, la distribución de capacidad es heterogénea a lo largo y ancho del país. Para su evaluación se toman como base las nueve regiones de control que conforman el SEN. La región oriental tiene la mayor capacidad instalada en México (21.2 GW), seguida por las regiones noroeste (19.7 Gw) y occidental (14.5 Gw) (figura 4).

Desde una perspectiva tecnológica, las centrales de ciclo combinado constituyen la mayor parte de la capacidad instalada en el país, con 35.3 Gw (39.8%). Este tipo de tecnología predomina en cinco regiones: Baja California, noroeste, norte, noreste y peninsular. Las hidroeléctricas ocupan el segundo lugar, con un total de capacidad instalada

² Cifra de la base de datos del proyecto Planeas, con información de Sener (2018); Sener (2020a); Sener (2020b); Cenace (2020); obtrenMX (2021); Asolmex (2021); Palacios Fonseca *et al.* (2017).

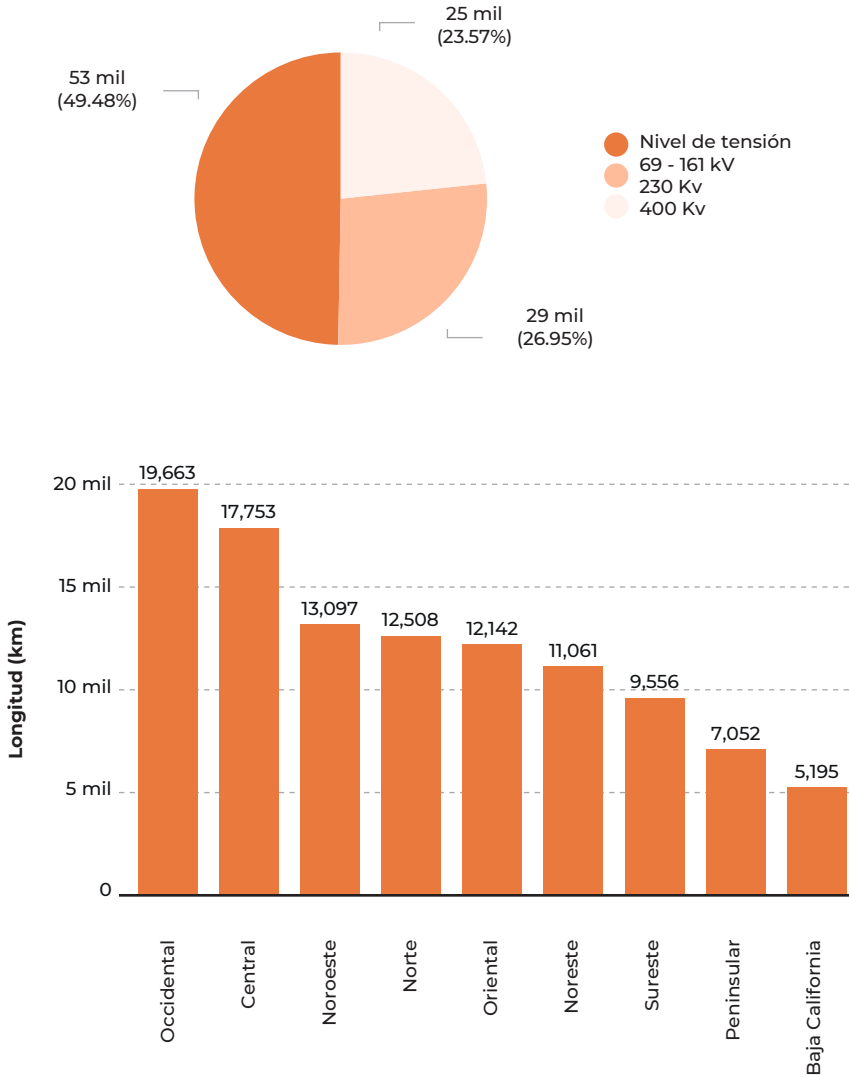
³ Solicitud de información a través de INAI, folio 1811100010921.

de 13.1 Gw (14.8%), y conforman las fuentes más importantes de generación de energía en las regiones oriental y occidental. Las plantas de energía eólica y solar fotovoltaica son los principales recursos de energía renovable, con capacidades instaladas de 5.9 y 5.8 Gw respectivamente (6.6% y 6.5%). En las regiones Baja California Sur y peninsular predominan las plantas de turbogás, las cuales integran parte de los 5.6 Gw instalados en a nivel nacional, y corresponden al 6.3%. En las regiones central y noreste sobresalen las carboeléctricas, sumando una capacidad instalada de 5.5 Gw (6.2%). En Baja California Sur, las plantas de combustión interna tienen una mayor presencia, cuya capacidad instalada en todo el país es de 2.0 Gw, con un porcentaje de 2.3%. En México hay sólo una planta nuclear (1.6 Gw), ubicada en la región oriental, que constituye 1.8% de la capacidad instalada total en México. Las regiones noreste, occidental y oriental tienen la mayor cantidad de plantas generadoras de bioenergía, cuya capacidad instalada total es de 1.2 Gw (1.4%). Por último, las plantas de energía geotérmica están presentes en las regiones: Baja California, Baja California Sur y occidental, cuya capacidad instalada suma 0.9 Gw (1.0%) (véase figura 4).

RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

La Red Nacional de Transmisión (RNT) es un sistema integrado por las redes eléctricas que transportan la energía y está constituida por líneas de transmisión en tres diferentes niveles de tensión. A finales de 2020 se tenía un total de 109 023 km de líneas, de las cuales 53 610 km (49.1%) corresponden a tensiones: 1) de entre 69 y 161 kV; seguidas por 2) líneas de transmisión en 230 kv con un total de 29 491 km (27.1%); y, por último, 3) líneas de tensión en 400 kv con 25 922 km (23.8%), según se muestra en las figuras 5 y 6 (véase figura 5).

Figura 6. Longitud de las líneas de transmisión por región de control (km) y porcentaje por nivel de tensión de la Red Nacional de Transmisión



Fuente: Elaboración propia.

REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

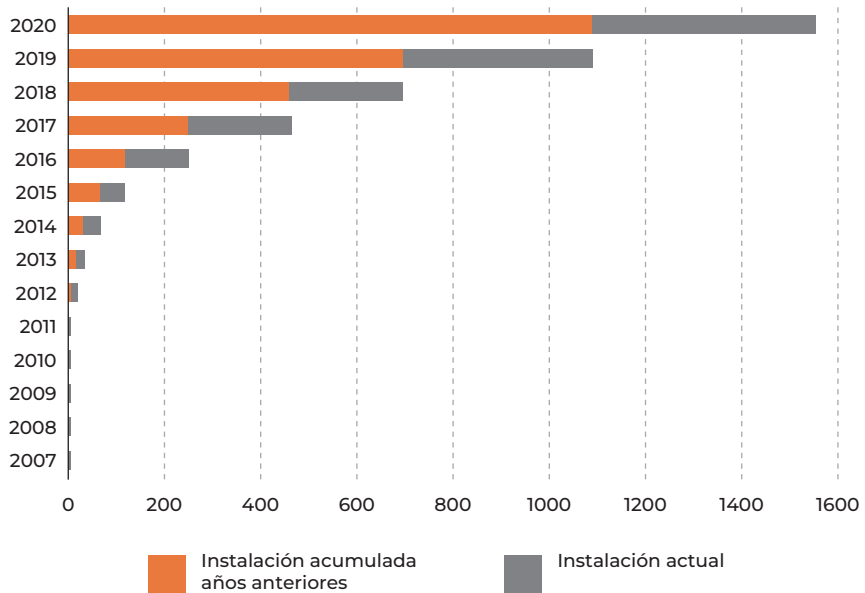
Las Redes Generales de Distribución (RGD) constituyen la parte de la red eléctrica encargada de llevar la energía al consumidor final. Están integradas por redes en media tensión, con suministro eléctrico de entre 1 y 69 kv y redes de baja tensión, con suministro eléctrico menor o igual a 1 kv. Al 31 de diciembre de 2020, México disponía de una capacidad de transformación de 189 999 Mva, de los cuales 114 807 Mva pertenecen a bancos de transformación que conectan la RNT con las RGD, y 75 192 Mva a bancos de transformación de las RGD. En la figura 7 se muestra un ejemplo ilustrativo de cómo se conforman el mallado y la interconexión de las RGD entre sí y con la Red Nacional de Transmisión (véase figura 7).

CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida (GD) es el mecanismo que permite que un usuario se convierta en generador a pequeña escala, bajo la figura de generador exento, con menos requerimientos técnicos y operativos que un generador a gran escala (véase capítulo 3.5). En la actualidad, los únicos requisitos técnicos que se deben cumplir para el desarrollo de un proyecto de GD son: 1) que la capacidad del proyecto sea menor a 500 kW (Resolución 142, 2017) y menor a la demanda de los centros de carga del circuito de distribución al que se va a conectar, y 2) que la generación del proyecto deba reducir o no afectar la carga de cada elemento del circuito.

Como se observa en la figura 8, a finales de 2020 la capacidad instalada de GD alcanzó los 1 551.09 Mw, con el mayor crecimiento interanual de 467.7 Mw. Asimismo, durante 2020 se realizaron 65 159 contratos de interconexión –la modalidad administrativa por la que se conecta un proyecto de generación distribuida–, siendo ésta la mayor cantidad en un solo año, con lo cual se alcanzó el total de 211 098 de contratos en operación.

Figura 8. Capacidad instalada de generación distribuida (Mw)



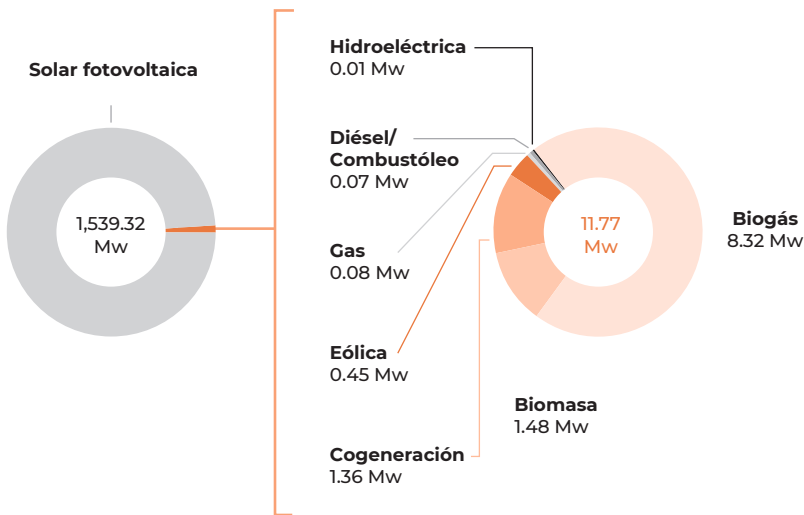
Fuente: Elaboración propia.

Los proyectos de GD Capacidad Instalada de Generación Distribuida (en Mw) pueden participar en cuatro diferentes modalidades: 1) contratos de interconexión de pequeña y mediana escala (CIPYME); 2) medición neta; 3) facturación neta, y 4) venta total. Los CIPYME son los desarrollados antes de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), entre 2007 y 2016, en conformidad con la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) (véase capítulo 1.5); esta modalidad representa 247.59 Mw, correspondientes a 29 556 contratos. Las modalidades de medición neta, facturación neta y venta total son las que se hallan en vigor para el desarrollo de GD de acuerdo con la LIE. Estas últimas modalidades difieren en dos aspectos: el primero depende de si en el centro de carga hay consumo –medición neta y facturación neta– o si es un nuevo centro de

carga sólo para generación –venta total–; el segundo aspecto se refiere al mecanismo de pago de la energía generada por el consumidor, si se resta del consumo del usuario la energía generada y el usuario paga la diferencia a precio de tarifa –medición neta–, o si se vende la energía generada a un precio regulado, se compra la energía consumida a tarifa y se abona el diferencial –facturación neta.

Dentro de las tecnologías empleadas en proyectos GD, la generación distribuida fotovoltaica (GDFV) es la tecnología dominante con 99.24% de la capacidad de GD instalada –equivalente a 1 539.32 Mw (figura 9)– correspondiente a 210 907 contratos. Esto se debe a varios factores, principalmente el urbanismo extensivo, que genera un gran número de azoteas disponibles, el alto nivel de radiación solar disponible en todas las zonas del país, la modularidad y la sencillez –en comparación con otras tecnologías– de instalación de estos proyectos y por último la reducción de costos de los sistemas solares fotovoltaicos.

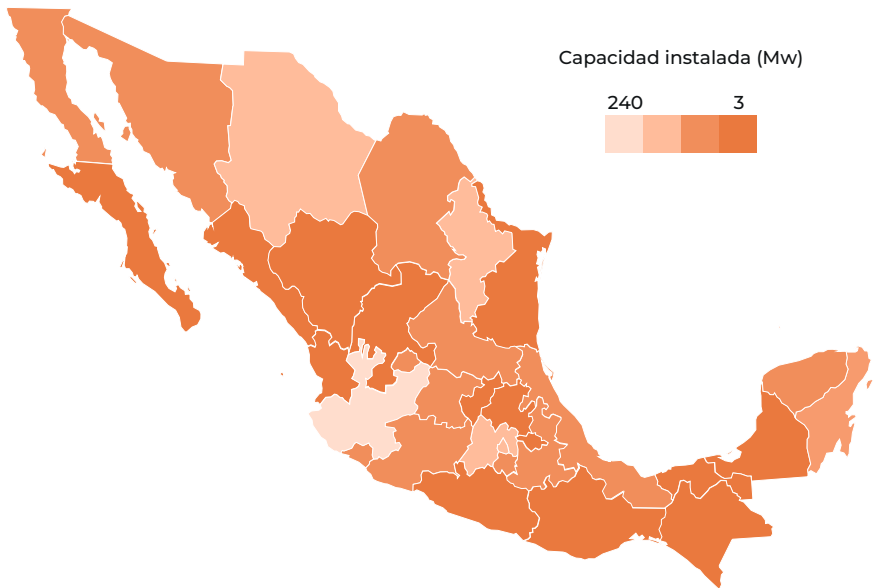
Figura 9. Distribución de capacidad de Generación Distribuida por tecnología



Fuente: Elaboración propia.

La distribución estatal de la GD es heterogénea, como se observa en la figura 10. Seis estados suman 51.2% de la capacidad instalada de GD: Jalisco, Guanajuato, Chihuahua, Ciudad de México, Estado de México y Nuevo León. Entre ellos, destaca Jalisco, que representa 15.5% de la capacidad instalada de GD nacional con 240 Mw. En contraste, Tlaxcala, Campeche y Chiapas no alcanzan los 10 Mw instalados.

Figura 10. Capacidad de generación distribuida por estado (Mw)



Fuente: Elaboración propia.

Por último, es importante mencionar que el tamaño de los proyectos de GD es dispar a lo largo y ancho del país. Por un lado, hay estados con un alto desarrollo de GD –de entre 10 y 15 kv por interconexión– en los sectores industrial y de servicios; éste es el caso de Baja California Sur,

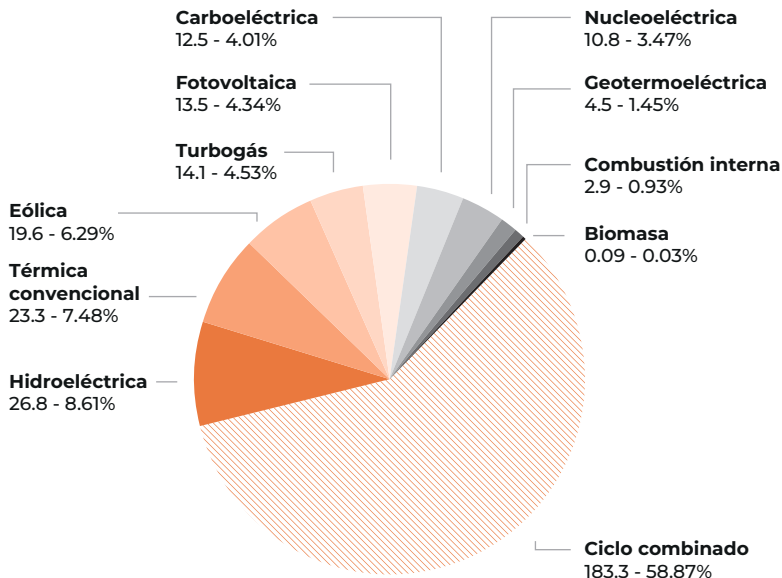
Sinaloa, Estado de México o Tlaxcala. Por otro lado, estados como Colima, Baja California, Querétaro y Jalisco presentan un mayor desarrollo en el sector residencial con proyectos de menor tamaño, los cuales son en promedio menores a los 6 kilovatios.

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

GENERACIÓN

La generación eléctrica total en México para 2018 fue de 310.4 Twh, mientras que para 2019 se generaron 317.5 Twh y, para 2020, se generaron 311.4 teravatios por hora (Twh).

Figura 11. Generación por tecnología en 2020 (Twh y porcentaje)



Fuente: Elaboración propia con información del SIM del Cenace.

Para 2020 (figura 11), las plantas de ciclo combinado ocuparon el primer lugar en generación eléctrica con 58.87% de la generación total. El segundo y tercer lugares fueron respectivamente fuentes hidráulicas (8.61%) y térmicas (7.48%). En 2020 destaca la generación de las fuentes eólica y fotovoltaica (6.29% y 4.34%, respectivamente). Por el contrario, las tecnologías que menos aportaron fueron la combustión interna (0.93%) y la biomasa (0.03%). Desde el punto de vista del uso de energéticos primarios para el funcionamiento de las plantas, se encontró que en 2020 72% de la generación eléctrica utilizó gas natural, combustóleo, diésel y/o carbón.

PÉRDIDAS EN LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

Alrededor de 3% de la energía eléctrica inyectada en la RNT se pierde en la transmisión. En 2020 se perdieron 8.5 Twh del total de 311.5 Twh, lo que representa 2.8 por ciento.

PÉRDIDAS EN LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

Para 2020 se perdieron 28.3 Twh en las RGD. La mayor parte de las pérdidas tuvo lugar en la región central con 7.4 Twh, lo que representa cerca de 2.4% de la generación total, y de ellos 4.80 Twh fueron pérdidas no técnicas, mientras que 2.61 Twh fueron pérdidas técnicas (véase figura 12).⁴ La región occidental presentó pérdidas de 5.6 Twh, 1.8% de la generación total, de las cuales 2.38 Twh fueron pérdidas no técnicas, mientras que 3.25 Twh fueron técnicas. La región oriental presentó pérdidas de 5.4 Twh, 1.7% de la generación total, de las cuales 2.59 Twh fueron

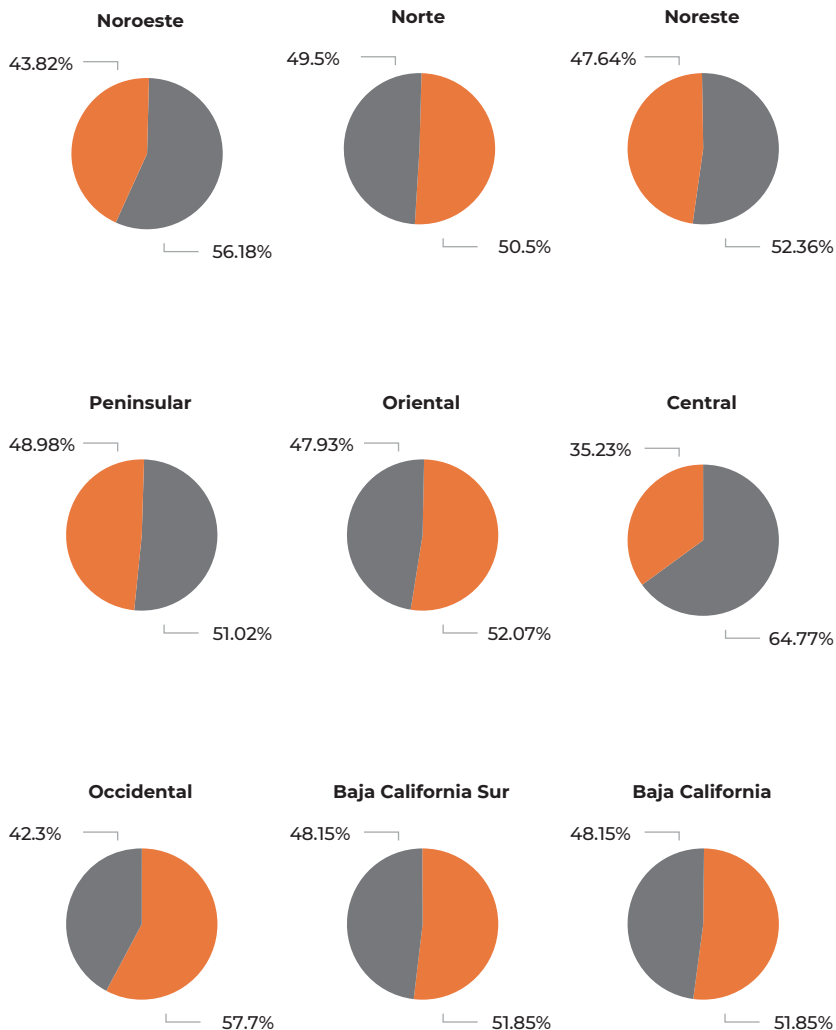
⁴ Las pérdidas no técnicas de energía se deben a usos ilícitos, o errores de medición o de facturación. Las pérdidas técnicas representan la energía que se disipa en forma de calor en los procesos de transmisión, transformación y distribución.

pérdidas no técnicas mientras que 2.81 Twh fueron pérdidas técnicas. La región noreste 3.6 Twh, 1.1% de la generación total, de los cuales 1.87 Twh fueron pérdidas no técnicas mientras que 1.70 Twh fueron pérdidas técnicas. La región norte perdió 2.3 Twh, 0.7% de la generación total, de los cuales 1.14 Twh fueron pérdidas no técnicas mientras que 1.16 Twh fueron pérdidas técnicas. La región noroeste perdió 1.8 Twh, 0.6% de la generación total, de los cuales 1 Twh son pérdidas no técnicas mientras que 0.78 Twh son pérdidas técnicas. La región peninsular perdió 1.1 Twh, 0.4% de la generación total, de los cuales 0.56 Twh fueron pérdidas no técnicas mientras que 0.54 Twh fueron pérdidas técnicas. Baja California perdió 1.1 Twh, 0.3% de la generación total, de los cuales 0.55 Twh fueron pérdidas no técnicas mientras que 0.5 Twh fueron técnicas (véase figura 12).

Figura 12. Pérdidas técnicas y no técnicas en las Redes Generales de Distribución, por región de control (2020)



Pérdidas no técnicas
 Pérdidas técnicas



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Sistema de Información del Mercado (SIM) del Cenace.

CONFIABILIDAD Y ESTADOS OPERATIVOS
DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Para asegurar la confiabilidad del SEN se busca que, ante la coyuntura de la contingencia sencilla más severa, el SEN no sufra problemas técnicos⁵ y pueda mantener la operación del sistema y cubrir la demanda eléctrica. Es decir, el objetivo es que el SEN sea estable en la condición operativa posterior a cualquier contingencia.

La legislación define cuatro estados operativos –condiciones de operación– del SEN para establecer las acciones y responsabilidades de cada uno de los integrantes del sector eléctrico con el fin de mantener o recuperar la estabilidad del sistema. Los estados operativos evalúan de manera independiente a cada una de las diez regiones de control que conforman el SEN, excepto por los corredores de transmisión que interconectan dos regiones, en cuyo caso el evento afecta a ambas regiones de control.

En el *estado operativo normal* todas las variables del SEN se hallan dentro de los límites operativos y se cuenta con capacidad de transmisión y reservas para mantener la estabilidad del SEN ante la contingencia sencilla más severa. En este estado la banda de frecuencia debe mantenerse entre 59.8 y 60.2 Hz, y la tensión en las barras de las subestaciones entre un 105% de la tensión máxima de operación y un 95% de la tensión mínima de operación; son excepcionales los sistemas de entre 13.8 y 34.5 kv de tensión nominal, en los cuales se permite una caída de tensión de 7% de la tensión mínima de operación.

El *estado operativo de alerta* mantiene todas las variables del SEN dentro de sus límites operativos, pero en caso de presentarse una contingencia no es seguro que el SEN pueda permanecer estable. En estado operativo de alerta, el Cenace puede poner en acción esquemas de control suplementario para reconducir el SEN al estado operativo normal; si tales esquemas

⁵ Estabilidad angular, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia u operación del equipo fuera de sus límites de diseño, que ocasionen la pérdida en cascada de elementos y con ello colapso de una parte del sistema o la formación descontrolada de islas eléctricas.

no son suficientes, puede pasar al estado operativo de emergencia, el cual permite un mayor conjunto de acciones correctivas.

En *estado operativo de emergencia* la ocurrencia de una contingencia sencilla más severa conduciría al SEN a una condición de inestabilidad, y la operación requeriría de la ejecución de acciones remediales, incluida la desconexión de carga.

En *estado operativo restaurativo* las islas eléctricas que permanezcan activas suministrarán una parte de la demanda total con el equipo operando dentro de sus límites de diseño. En este estado, todos los esfuerzos de control deben estar enfocados en integrar nuevamente el SEN y suministrar la demanda total en el menor tiempo posible siguiendo lo establecido en el procedimiento de restablecimiento, que es parte de las disposiciones operativas de este código de red.

Al producirse cada cambio de estado operativo en una región, el Cenace pública una notificación en el Sistema de Información del Mercado (SIM), dirigida a todos los integrantes de la industria eléctrica. Desde que se publica de manera abierta esta información hasta el 20 de noviembre de 2021, el Cenace ha reportado 11 212 estados operativos de alerta o emergencia en las nueve áreas de control operativo en las que se divide el SEN.⁶

DISCUSIÓN Y CONCLUSIÓN

El mayor riesgo para la seguridad energética es la alta dependencia de la importación de gas natural de Estados Unidos (véase capítulo 1.4, apartado 1.4.4), lo cual pone de relieve la necesidad de desarrollar tecnologías de generación no dependientes de la importación de combustibles. Además, hay regiones que presentan riesgos importantes de desabasto o sobrecarga de las capacidades de generación y transmisión.

⁶ Hasta el 20 de septiembre de 2021, las incidencias 351, 374, 1195, 1931 y 3667 —aunque reportan un cambio operativo a normal— se consideran errores de transcripción, pero de acuerdo con la descripción del evento se consideran estados operativos de alerta.

En Baja California Sur, incluyendo Mulegé, se prevé un incremento marginal de la capacidad de generación a pesar de que la suya es una zona que al día de hoy dispone, como otras más, de márgenes de reserva escasos, lo que obliga a introducir plantas de elevados costos –como lo reflejan los precios marginales locales (PML)– e, incluso, a operar el sistema en estado de alerta, reduciendo los márgenes de reserva del sistema por debajo de los mínimos recomendados.

Desde 2010, la región de Yucatán ha experimentado una baja disponibilidad en el suministro de gas natural, la cual reduce en promedio un tercio de la capacidad disponible. Esta situación, junto con un constante crecimiento de la demanda –el mayor del país–, reduce cada vez más los márgenes de reserva en la región y congestiona hasta por encima de los límites operativos el corredor de transmisión que suministra la región.

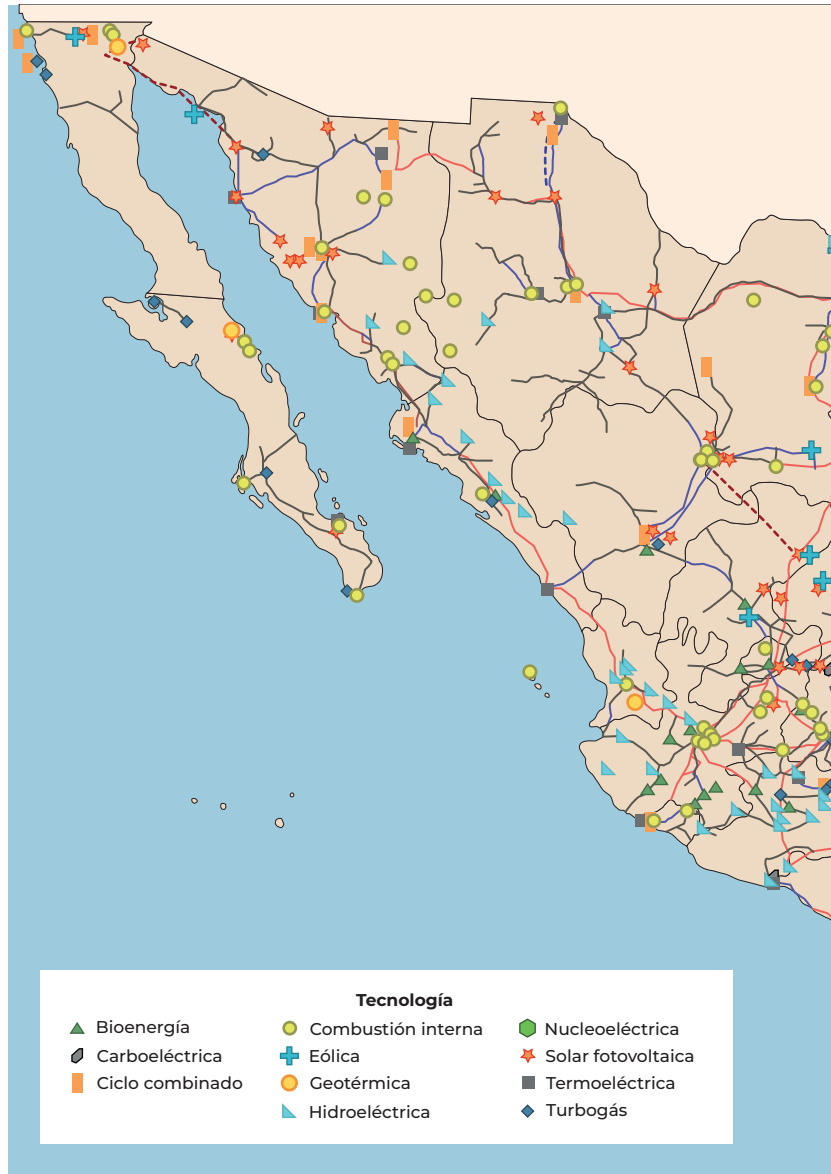
En la actualidad la RNT y las RGD reportan un alto porcentaje en pérdidas técnicas y no técnicas –11.6% del total de la generación en 2020–, originadas en parte por la transferencia de energía a grandes distancias, pues las regiones que generan más energía eléctrica –noreste y oriental– no coinciden con las regiones de mayor demanda –occidental y central– (véase capítulo 1.9).

REFERENCIAS

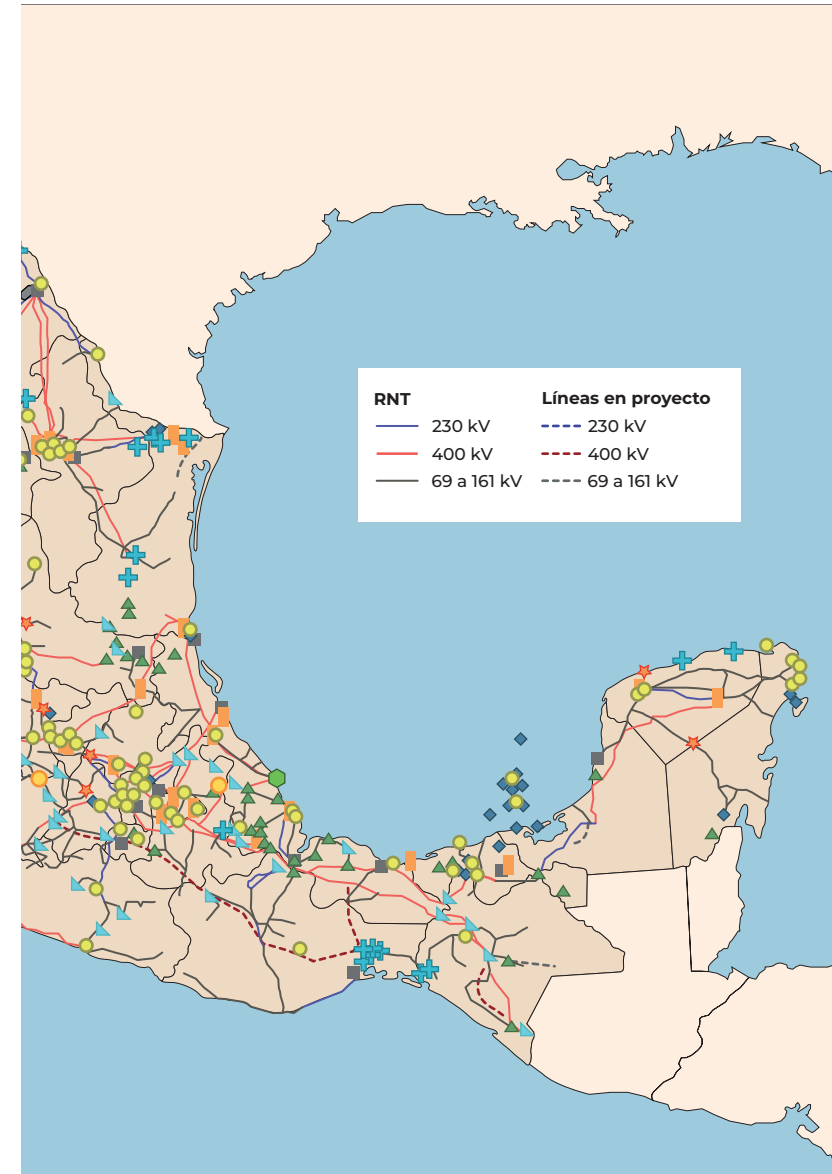
- Asociación Mexicana de Energía Solar (s.a.). Centrales solares. *Asolmex*. Recuperado el 30 de septiembre de 2021. <https://www.asolmex.org/centrales-solares/>
- Cartocrítica. *Líneas eléctricas 2010*. Recuperado en 10 febrero de 2021. <https://cartocritica.org.mx/>
- Centro Nacional de Control de Energía (Cenace). *Catálogo NodosP Sistema Eléctrico Nacional (v2020-03-20)*. Recuperado en marzo de 2020. <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/NodosP.aspx>
- Geocomunes (2020). *Líneas de transmisión en proyecto México*. Recuperado el 10 de febrero de 2021. http://132.248.14.102/layers/CapaBase:lt_proyecto1

- Observatorio de Transición Energética de México (obtrenmx) (s.a.). *Observatorio de Transición Energética de México*. Recuperado el 20 de noviembre de 2021. <https://obtrenmx.org/>
- Palacios Fonseca, A., N. Peña García, E. Cervantes Carretero, A. Guitron de los Reyes y M. López Pérez (2017). *Bases para un Centro Mexicano en Innovación de Energía Hidroeléctrica, CEMIE-Hidro. 1era parte: infraestructura hidráulica actual*. México: Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA). <https://www.imta.gob.mx/biblioteca/libros/Potencial-Hidroelectrico-Mexico-1era-Parte.pdf>
- Plataforma Nacional Energía Ambiente y Sociedad (Planeas) (s.a.). *Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad*. Recuperado en julio de 2022. <https://energia.conacyt.mx/planeas/>
- Resolución 142 de 2017, de la Comisión Reguladora de Energía por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida. *Diario oficial de la federación*. 7 de marzo de 2017. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017
- Secretaría de Energía (Sener) (2019). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2019-2033*. Recuperado en octubre de 2020. <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>
- (2020a). *Inventario Nacional de Energías Limpias (INEL)*. 2018. Recuperado en agosto de 2020. <https://dgel.energia.gob.mx/inel/>
- (2020b). *Prodesen 2020-2034*. Recuperado en octubre de 2020. <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>
- (2021). *Prodesen 2021-2035*. Recuperado en noviembre de 2021. <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-276178>
- (s.a.). *Atlas nacional de zonas con alto potencial de energías limpias (Azcl)*. Recuperado en octubre de 2020. <https://dgel.energia.gob.mx/azcl/mapa.html>

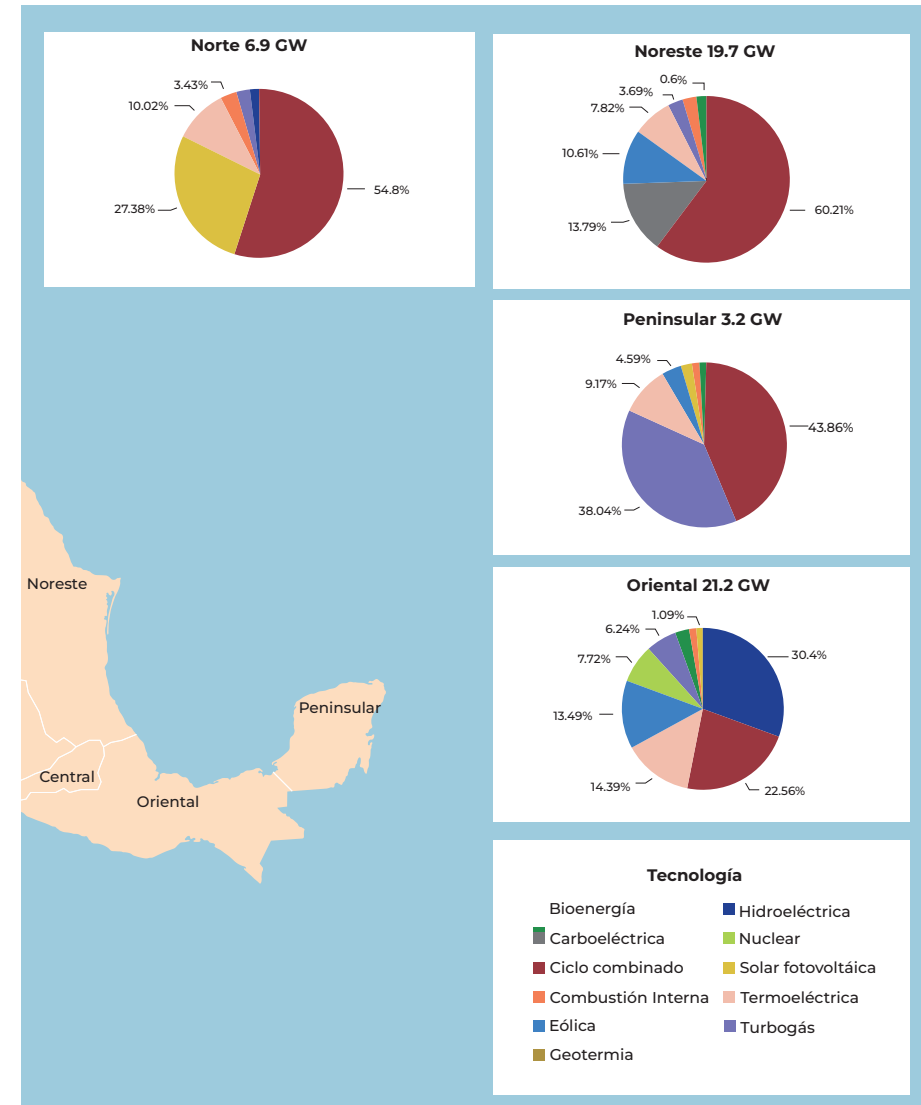
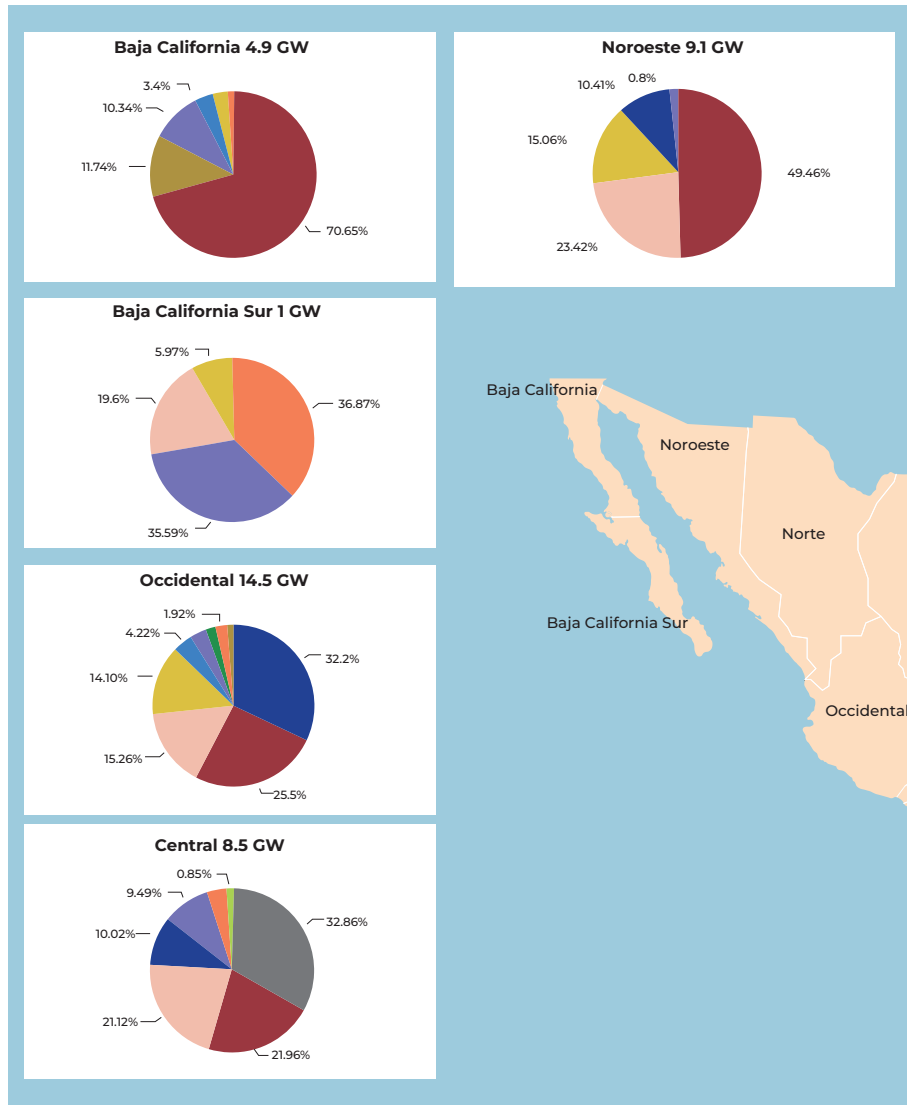
Cap. 1.6. Figura 2. Sistema Eléctrico Nacional 2020



Fuente: Elaboración propia.

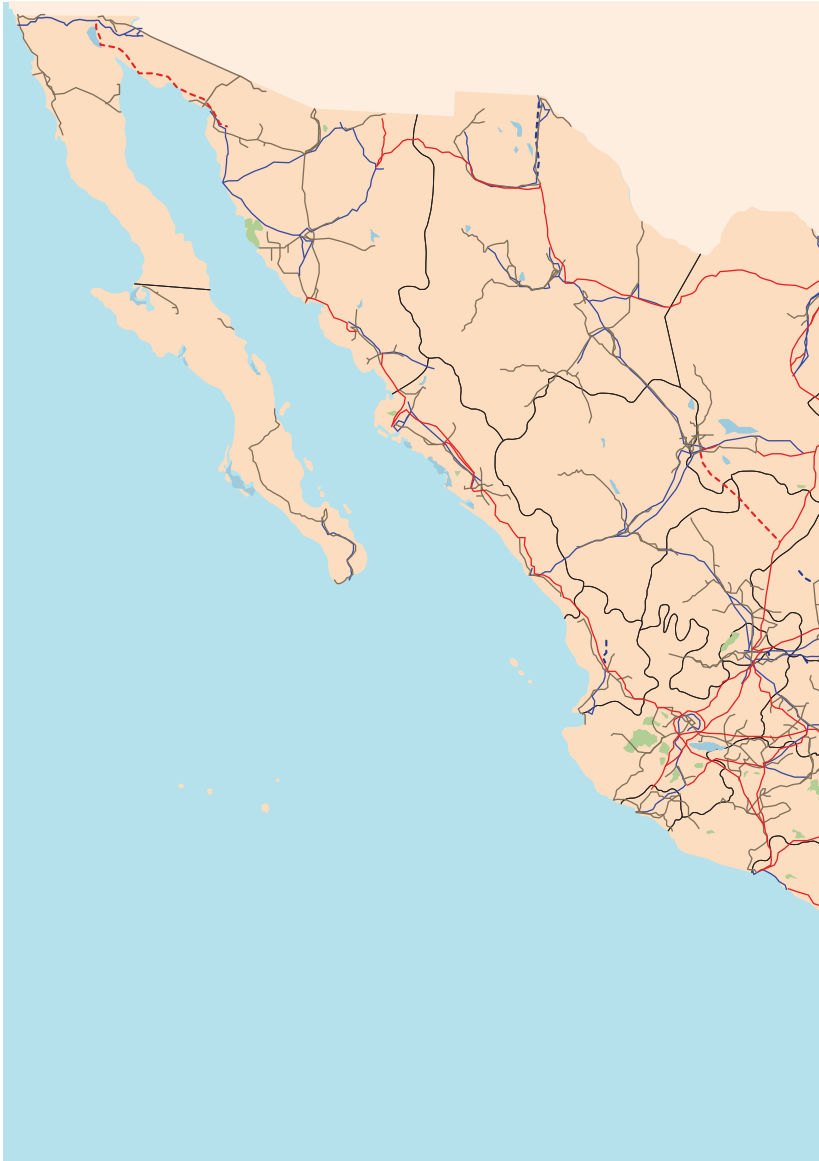


Cap. 1.6. Figura 4. Capacidad instalada por tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional al 31 de diciembre de 2020 (Gw)



Fuente: Elaboración propia.

Cap. 1.6. Figura 5. Red Nacional de Transmisión



Fuentes: Elaboración propia.