

Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey

Campus Monterrey

Escuela de Ingeniería y Ciencias



**Modelado del sistema eléctrico nacional
y proyección del precio marginal local**

Tesis presentada por

Andrés Salvador Ibarra Díaz

Sometida a la
Escuela de Ingeniería y Ciencias
como un requisito parcial para obtener el grado académico de

Maestro en Ciencias

con especialidad en

Ingeniería Energética

Monterrey, Nuevo León, 15 de junio de 2020

Dedicatoria

A mi compañera Ana Gabriela, por su paciencia y cariño en estos años.
A mis padres, Dulce y Andrés, por su amor y apoyo permanente en mi camino.
A la memoria de mi abuela Pilar, ángel en la Tierra.

Reconocimientos

Al Dr. Armando Rafael Llamas Terrés por todas las enseñanzas y el apoyo brindado durante la realización de este trabajo.

A mis sinodales Dr. Alejandro Ibarra Yúnez y al M. C. Jonathan Astudillo López, por haberse tomado el tiempo de evaluar y retroalimentar el presente trabajo y a los ingenieros Gabriela Gutiérrez Michel y Fernando Canut Espinosa, por abrirme las puertas de un proyecto tan interesante y motivador como los son los mercados de energía.

Al Dr. Osvaldo Miguel Micheloud Vernackt y al Dr. Federico Ángel Viramontes Brown por la confianza depositada en mi persona al permitirme entrar en el Consorcio Industrial para el Fomento de la Investigación Aplicada en México y por sus incansables ganas de vincular la industria y la academia.

Al Consorcio Industrial para el Fomento de la Investigación Aplicada en México que más que una organización fue un lugar donde aprendí, crecí y conocí personas muy capaces que se volvieron mis amigos.

A Isabel, Jessica y Sosmar, colegas becarios y amigos, por su compañía y su amistad desde el proceso de selección de becas.

A mis compañeros y amigos del Consorcio, de quienes me llevó enseñanzas y muchos buenos recuerdos y amistades.

Al Tecnológico de Monterrey, una institución única que me brindó una experiencia de crecimiento a nivel académico, físico y emocional.

Al Dr. Enrique González Tovar, al Dr. Guillermo Iván Guerrero García y a la Dra. Mariana Nikolova Arenhovel Kirchbach, excelentes investigadores que sin su apoyo no hubiera logrado lo que logré.

A Iberdrola España y a Iberdrola México por todo el apoyo económico y personal durante mi paso por la maestría incluyendo una beca completa de manutención y una beca de estudios, además de muy buenas experiencias.

Al ingeniero Alfonso Campos Clasing, mi mentor de Iberdrola que me enseñó y aconsejó en temas que no hubiera conocido en los libros.

A Marco Antonio Hernández Flores, por el apoyo y confianza que me tuvo y por permitirme participar en el programa de Becas Iberdrola 2018-2020.

Modelado del sistema eléctrico nacional y proyección del precio marginal local

por

Andrés Salvador Ibarra Díaz

Resumen

Desde su fundación en 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) fue responsable del servicio de energía eléctrica en México. Esta organización se encargaba de generar, transportar, distribuir y comercializar la electricidad. La regulación energética entonces era Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). Sin embargo, sufrió una modificación en 1993 como una necesidad del sector industrial. Surgen entonces algunos permisos especiales como lo fueron los productores independientes de energía, el autoabastecimiento, la pequeña producción, entre otros. En 2014 se legisla la Reforma Energética, y aparece la Ley de Industria Eléctrica (LIE). La disminución de los precios de la electricidad y la introducción de la competencia fueron motivos que justificaron estos cambios regulatorios. Se crea el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), un mercado donde se comercializa electricidad y productos asociados. Se desagregó el Centro de Control de la CFE y se convierte en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el cual se desempeña como operador independiente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En el MEM se utiliza la metodología del Precio Marginal Local (PML) para calcular el precio de la electricidad, el cual considera componentes marginales de energía, congestión y pérdidas. La descomposición del PML en sus componentes permite identificar señales de inversión que pueden ser utilizadas para la toma de decisiones de los participantes del mercado. La comprensión del comportamiento del PML es especialmente importante para la inversión, ya que ayuda a identificar dónde es necesario aumentar generación eléctrica. En el presente trabajo se realiza un modelo del SEN utilizando las regiones de transmisión y los corredores de transmisión. Este modelo fue construido a través del software PLEXOS® de la compañía Energy Exemplar® y con la base de datos del sector eléctrico disponible para los participantes del mercado. Como información adicional, se utilizaron las cantidades asignadas de generación, así como la demanda reportada por el CENACE. A manera de validación del modelo, se replicaron los PML reportados desde el inicio de la operación del mercado y como resultado final, se realizaron proyecciones del PML para diferentes escenarios.

Lista de Figuras

1.1.	Cadena de valor de la electricidad [1].	2
2.1.	Industria eléctrica en México verticalmente integrada.	12
2.2.	Mercados eléctricos mayoristas en Estados Unidos [2].	15
2.3.	Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista [3].	17
2.4.	Productos del Mercado Eléctrico Mayorista [3].	18
2.5.	Regiones del Sistema Eléctrico Nacional [4].	20
2.6.	Tiempos de operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista [5].	26
3.1.	Opciones de ejecución de simulaciones en PLEXOS®.	37
3.2.	Código del archivo <i>.xml</i> del sistema de ejemplo.	37
3.3.	Estructura de datos en PLEXOS®.	38
3.4.	Sistema de tres nodos con tres generadores [6].	39
3.5.	Visualización de las gerencias de control del SEN a través de PLEXOS®†.	41
3.6.	Balance de la generación y la carga†.	41
3.7.	Generación eléctrica por planta†.	42
3.8.	Costo de la electricidad en la región†.	42
3.9.	Flujo eléctrico en las líneas del sistema†.	43
3.10.	Regiones del Sistema Eléctrico Nacional [4].	53
3.11.	Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN [4].	54
4.1.	Capacidad de generación de las regiones del SEN.	57
4.2.	Capacidad de generación eléctrica de la región Noroeste.	58
4.3.	Capacidad de generación eléctrica de la región Norte.	59
4.4.	Capacidad de generación eléctrica de la región Noreste.	60
4.5.	Capacidad de generación eléctrica de la región Occidental.	61
4.6.	Capacidad de generación eléctrica de la región Central.	61
4.7.	Capacidad de generación eléctrica de la región Oriental.	62
4.8.	Capacidad de generación eléctrica de la región Peninsular.	62
4.9.	Capacidad de generación eléctrica de la región Baja California.	63
4.10.	Capacidad de generación eléctrica de la región Baja California Sur. . .	63
4.11.	Carga eléctrica mensual de la región Baja California.	65

4.12. Carga eléctrica mensual de la región Baja California Sur.	66
4.13. Carga eléctrica mensual de la región Noroeste.	66
4.14. Carga eléctrica mensual de la región Norte.	67
4.15. Carga eléctrica mensual de la región Noreste.	67
4.16. Carga eléctrica mensual de la región Occidental.	68
4.17. Carga eléctrica mensual de la región Central.	68
4.18. Carga eléctrica mensual de la región Oriental.	69
4.19. Carga eléctrica mensual de la región Peninsular.	69
4.20. Carga eléctrica mensual acumulada de la región Baja California.	70
4.21. Carga eléctrica mensual acumulada de la región Baja California Sur.	71
4.22. Carga eléctrica mensual acumulada de la región Noroeste.	72
4.23. Carga eléctrica mensual acumulada de la región Norte.	72
4.24. Carga eléctrica mensual acumulada de la región Noreste.	73
4.25. Carga eléctrica mensual acumulada de la región Occidental.	73
4.26. Carga eléctrica mensual acumulada de la región Central.	74
4.27. Carga eléctrica mensual acumulada de la región Oriental.	74
4.28. Carga eléctrica mensual acumulada de la región Peninsular.	75
4.29. Generación eléctrica mensual de la región Baja California.	76
4.30. Generación eléctrica mensual de la región Baja California Sur.	77
4.31. Generación eléctrica mensual de la región Noroeste.	78
4.32. Generación eléctrica mensual de la región Norte.	78
4.33. Generación eléctrica mensual de la región Noreste.	79
4.34. Generación eléctrica mensual de la región Occidental.	79
4.35. Generación eléctrica mensual de la región Central.	80
4.36. Generación eléctrica mensual de la región Oriental.	80
4.37. Generación eléctrica mensual de la región Peninsular.	81
4.38. Generación eléctrica mensual acumulada de la región Baja California.	82
4.39. Generación eléctrica mensual acumulada de la región Baja California Sur.	83
4.40. Generación eléctrica mensual acumulada de la región Noroeste.	84
4.41. Generación eléctrica mensual acumulada de la región Norte.	84
4.42. Generación eléctrica mensual acumulada de la región Noreste.	85
4.43. Generación eléctrica mensual acumulada de la región Occidental.	85
4.44. Generación eléctrica mensual acumulada de la región Central.	86
4.45. Generación eléctrica mensual acumulada de la región Oriental.	86
4.46. Generación eléctrica mensual acumulada de la región Peninsular.	87
4.47. PML promedio semanal de la región Baja California.	88
4.48. PML promedio semanal de la región Baja California Sur.	89
4.49. PML promedio semanal de la región Noroeste.	90
4.50. PML promedio semanal de la región Norte.	91
4.51. PML promedio semanal de la región Noreste.	91

4.52. PML promedio semanal de la región Occidental.	92
4.53. PML promedio semanal de la región Central.	92
4.54. PML promedio semanal de la región Oriental.	93
4.55. PML promedio semanal de la región Peninsular.	93
4.56. Errores porcentuales anuales entre los precios reales y calculados. . . .	95
4.57. Comparación entre PMLs reales, modelados y sin el SEN para el la región 50 de Villa Constitución.	96
4.58. Comparación entre PMLs reales, modelados y sin el SEN para el la región 51 de La Paz.	97
4.59. Comparación entre PMLs reales, modelados y sin el SEN para el la región 52 de Los Cabos.	97
4.60. Carga eléctrica semanal por región proyectada para 2020.	99
4.61. Carga eléctrica semanal de la región Baja California proyectada para 2020.	100
4.62. Carga eléctrica semanal de la región Baja California Sur proyectada para 2020.	101
4.63. Carga eléctrica semanal de la región Noroeste proyectada para 2020.	101
4.64. Carga eléctrica semanal de la región Norte proyectada para 2020.	102
4.65. Carga eléctrica semanal de la región Noreste proyectada para 2020.	102
4.66. Carga eléctrica semanal de la región Occidental proyectada para 2020.	103
4.67. Carga eléctrica semanal de la región Central proyectada para 2020.	103
4.68. Carga eléctrica semanal de la región Oriental proyectada para 2020.	104
4.69. Carga eléctrica semanal de la región Peninsular proyectada para 2020.	104
4.70. Generación eléctrica semanal por región proyectada para 2020.	105
4.71. Generación eléctrica semanal de la región Baja California proyectada para 2020.	106
4.72. Generación eléctrica semanal de la región Baja California Sur proyectada para 2020.	107
4.73. Generación eléctrica semanal de la región Noroeste proyectada para 2020.	108
4.74. Generación eléctrica semanal de la región Norte proyectada para 2020.	109
4.75. Generación eléctrica semanal de la región Noreste proyectada para 2020.	109
4.76. Generación eléctrica semanal de la región Occidental proyectada para 2020.	110
4.77. Generación eléctrica semanal de la región Central proyectada para 2020.	110
4.78. Generación eléctrica semanal de la región Oriental proyectada para 2020.	111
4.79. Generación eléctrica semanal de la región Peninsular proyectada para 2020.	111
4.80. PML promedio semanal de la región Baja California proyectado para 2020.	113
4.81. PML promedio semanal de la región Baja California Sur proyectado para 2020.	114
4.82. PML promedio semanal de la región Noroeste proyectado para 2020.	115

4.83. PML promedio semanal de la región Norte proyectado para 2020.	115
4.84. PML promedio semanal de la región Noreste proyectado para 2020.	116
4.85. PML promedio semanal de la región Occidental proyectado para 2020.	116
4.86. PML promedio semanal de la región Central proyectado para 2020.	117
4.87. PML promedio semanal de la región Oriental proyectado para 2020.	117
4.88. PML promedio semanal de la región Peninsular proyectado para 2020.	118
 B.1. Red troncal de Transmisión al 2018 [7].	129
 C.1. Regiones de Transmisión [7].	133
 D.1. Generación eléctrica mensual de tecnología eólica proyectada para 2020 (1 de 4).	138
D.2. Generación eléctrica mensual de tecnología eólica proyectada para 2020 (2 de 4).	139
D.3. Generación eléctrica mensual de tecnología eólica proyectada para 2020 (3 de 4).	140
D.4. Generación eléctrica mensual de tecnología eólica proyectada para 2020 (4 de 4).	141
D.5. Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (1 de 9).	142
D.6. Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (2 de 9).	143
D.7. Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (3 de 9).	144
D.8. Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (4 de 9).	145
D.9. Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (5 de 9).	146
D.10. Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (6 de 9).	147
D.11. Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (7 de 9).	148
D.12. Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (8 de 9).	149
D.13. Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (9 de 9).	150
D.14. Generación eléctrica mensual de hidroeléctricas proyectada para 2020 (1 de 3).	151
D.15. Generación eléctrica mensual de hidroeléctricas proyectada para 2020 (2 de 3).	152

D.16.Generación eléctrica mensual de hidroeléctricas proyectada para 2020 (3 de 3)	153
---	-----

Lista de Tablas

3.1.	Propiedades del equipo de cómputo utilizado.	36
3.2.	Propiedades de las plantas eléctricas de la Figura 3.4.	39
3.3.	Precios de los combustibles de las plantas eléctricas de la Figura 3.4. . .	40
3.4.	Características de las líneas de la Figura 3.4.	40
3.5.	Perfil de demanda de la carga de la Figura 3.4.	40
B.1.	Propiedades de las líneas de transmisión (1 de 3).	130
B.2.	Propiedades de las líneas de transmisión (2 de 3).	131
B.3.	Propiedades de las líneas de transmisión (3 de 3).	132
C.1.	Propiedades de las regiones de transmisión (1 de 4).	134
C.2.	Propiedades de las regiones de transmisión (2 de 4).	135
C.3.	Propiedades de las regiones de transmisión (3 de 4).	136
C.4.	Propiedades de las regiones de transmisión (4 de 4).	137

Índice general

Lista de Figuras	VII
Lista de Tablas	XII
Capítulo 1. Introducción	1
1.1. La electricidad	1
1.2. Motivación	3
1.3. Definición del problema	5
1.4. Preguntas de investigación	6
1.5. Planteamiento de la solución	6
1.6. Contribuciones principales	8
1.7. Organización de la tesis	8
Capítulo 2. Marco Teórico	10
2.1. Antecedentes del esquema monopólico el el sector eléctrico	10
2.1.1. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	11
2.2. Los mercados de electricidad	12
2.2.1. Ley de Industria Eléctrica	16
2.3. Modelado de sistemas eléctricos de potencia	22
2.3.1. Mercado de día en adelanto y el mercado en tiempo real	22
2.3.2. Precio Marginal Local	23
2.3.3. Despacho Económico	24
2.3.4. Flujos Óptimos de Potencia	25
2.4. Cálculo del Precio Marginal Local y el problema de Flujos Óptimos de Potencia	26
2.4.1. Modelo DCOPF sin pérdidas	27
2.4.2. Modelo DCOPF con pérdidas	29
2.4.3. Precio Marginal Local	31
Capítulo 3. Metodología	34
3.1. Modelado de los sistemas eléctricos de potencia	34
3.1.1. PLEXOS® de Energy Exemplar®	35

3.1.2. Manejo de datos	35
3.1.3. Modelo del Sistema Eléctrico Nacional	43
3.2. Sistema de estudio	44
3.2.1. Base	44
3.2.2. Generadores	44
3.2.3. Combustibles	48
3.2.4. Líneas	50
3.2.4.1. La red del sistema eléctrico mexicano	50
3.2.5. Modelo de transmisión	51
3.2.6. Horizonte	51
3.2.7. Reporte	52
3.2.8. Nodo	52
3.2.9. Región	52
3.2.9.1. Sistema Eléctrico Nacional	52
3.2.9.2. Regiones de transmisión	53
3.3. Simulación	54
3.3.1. Short-Term Schedule	54
3.3.2. Medium-Term Schedule	55
Capítulo 4. Resultados	56
4.1. Modelo del Sistema Eléctrico Nacional	57
4.1.1. Capacidad de generación nacional	57
4.1.2. Capacidad de generación por región del SEN	58
4.1.3. Carga eléctrica	64
4.1.3.1. Carga eléctrica por región	64
4.1.3.2. Carga eléctrica acumulada por región	70
4.1.4. Generación eléctrica	76
4.1.4.1. Generación eléctrica por región	76
4.1.4.2. Generación eléctrica acumulada por región	82
4.1.5. Precios marginales locales (2016 - 2019)	88
4.1.6. Errores porcentuales	94
4.1.7. Comparativo de resolución	96
4.2. Proyección para 2020	98
4.2.1. Carga eléctrica	98
4.2.2. Generación eléctrica	105
4.2.3. Precios marginales locales	112
Capítulo 5. Discusión y conclusión	119
5.1. Discusión	119
5.2. Conclusiones	121

5.3. Trabajo a futuro	123
Abreviaciones y Acrónimos	124
Apéndice A. Variables y símbolos	127
Apéndice B. Propiedades de las líneas de transmisión	129
Apéndice C. Propiedades de las regiones de transmisión	133
Apéndice D. Generación proyectada para centrales renovables	138
D.1. Generación eólica	138
D.2. Generación solar fotovoltaica	142
D.3. Generación hidráulica	151
Bibliografía	154
Curriculum Vitae	158

Capítulo 1

Introducción

1.1. La electricidad

La electricidad es uno de los recursos más valiosos que existen en la actualidad. Se ha convertido en una parte fundamental en nuestra vida cotidiana. Sin electricidad no podríamos disponer de dispositivos como el aire acondicionado, computadoras, electrodomésticos, entre otros. Además, no podríamos contar con servicios como la refrigeración de alimentos, producción industrial de materiales, vestimenta, productos electrónicos, o estudios médicos modernos como los rayos-X, electrocardiogramas o electroencefalogramas, por mencionar algunos. Los medios de transporte y de comunicación han sido revolucionados gracias a la electricidad. Los trenes y coches eléctricos se han vuelto la tendencia en la industria del transporte. La electricidad nos provee de radio, televisión, internet, cines y diversas formas de entretenimiento moderno. El uso de ella aumenta día a día.

A diferencia de otros productos o servicios, la electricidad es un servicio que debe ser generado y consumido de manera simultánea. Esto quiere decir que, para que podamos encender cualquier dispositivo eléctrico, debe haber en ese momento, una fuente de energía eléctrica que brinde la energía necesaria para que este objeto funcione. Esta simultaneidad entre generación y consumo modifican la cadena de valor de la electricidad. La cadena de valor de este servicio consta de cinco partes: generación, transmisión, distribución, comercialización y suministro.

En la Figura 1.1 vemos que existen diferentes tipos de tecnologías para lograr la generación eléctrica. Entre ellas se encuentran fuentes fósiles como son las plantas termoeléctricas o los ciclos combinados. Existen otras fuentes renovables como lo son la eólica, solar o hidroeléctrica. Se hará una descripción más detallada del modelado de estas tecnologías y sus características más adelante. Una vez que la electricidad fue generada, debe transportarse. Esto se puede hacer mediante líneas de transmisión. Estas permiten llevar la electricidad largas distancias teniendo un porcentaje bajo de pérdidas de energía durante el transporte. Una vez que esto ocurre, se debe realizar una disminución del voltaje en una subestación. Esto nos lleva a la tercera parte de

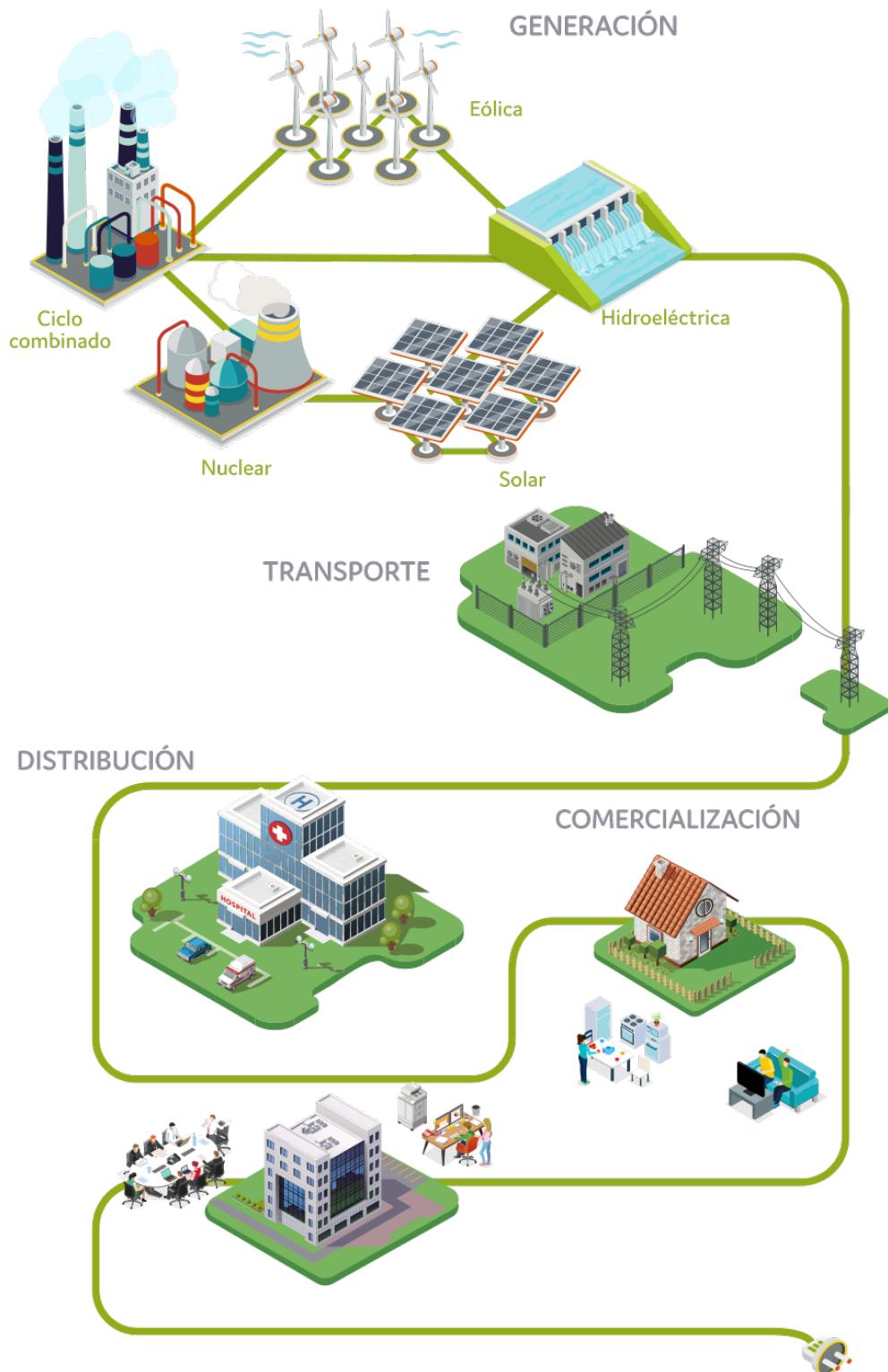


Figura 1.1: Cadena de valor de la electricidad [1].

esta cadena, la distribución. En esta etapa se lleva energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales. Finalmente, se realiza la comercialización y el suministro. En estas últimas etapas se paga y se utiliza la electricidad.

Es importante que esta cadena de valor funcione de manera permanente, ya que este servicio se utiliza en todos los sectores de nuestra sociedad. Para que esta continuidad se mantenga, debemos tener un factor especialmente importante para en el suministro de electricidad, que es la confiabilidad. Es esencial que las actividades involucradas en la cadena de valor sean realizadas de manera confiable y rentable para los involucrados de este proceso.

La manera de comercializar electricidad ha cambiado con el tiempo. Al ser un servicio que demanda una inversión importante de capital, es normal que el estado o gobierno de una región se hagan cargo de su proveeduría al inicio de su comercialización en esa zona. Sin embargo, la tendencia es que, el sistema de transmisión y distribución, así como generadores y consumidores, aumenten con el paso del tiempo. En países con gran extensión territorial como México o Estados Unidos, o regiones con una alta interconexión y correlación como la Unión Europa, se han presentado cambios en su materia regulatoria energética, abriéndose a una liberalización en alguna de las componentes de la cadena de valor de este servicio. Esta apertura de la competencia en algún o algunos sectores de la energía se conoce como apertura del mercado eléctrico, donde el capital privado y organizaciones externas al gobierno pueden participar en alguno de los rubros de la energía eléctrica. En este trabajo se hablará específicamente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que es el mercado eléctrico mexicano. En la actualidad, el MEM permite la competencia en la generación y la comercialización de la energía. En el siguiente capítulo se discutirá a profundidad la antigua y nueva estructura del sector eléctrico mexicano, sus implicaciones y sus áreas de oportunidad, las cuales justifican esta tesis de maestría.

1.2. Motivación

El estudio del mercado eléctrico mexicano es de gran importancia tanto para las instituciones que operan y manejan el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), como para los participantes del mercado. En el caso de las que manejan el sistema, estos están comprometidos con una correcta operación tanto del sistema como del mercado eléctrico para no interrumpir los procesos de los consumidores. Sin operadores del mercado y del sistema, la proveeduría de electricidad no sería posible. En el caso de los participantes del mercado, estos consideran muy importante el entendimiento del sector para hacer una toma de decisiones adecuada. Sin esta información no se podría decidir en qué área del sector invertir, qué tecnologías usar para la generación eléctrica, en qué área del mercado les es conveniente pertenecer, desde el esquema de generador, comercia-

lizador o suministrador, por mencionar algunos motivos. Sin embargo, existen cuatro razones específicas que justifican este trabajo de investigación: identificación de zonas con congestión eléctrica, localización de zonas de inversión, reconocimiento de zonas con diferencias de precios de electricidad y un mayor entendimiento del sector eléctrico mexicano.

Parte del cálculo de los precios marginales locales nos brinda información sobre la congestión. Este fenómeno se presenta cuando la capacidad de transmitir electricidad es limitada. Este estudio nos permitirá identificar zonas del país que presenten congestión. En este trabajo se tomará en cuenta la limitación de gas natural en la región de la Península y se verá reflejado en los factores de planta de centrales convencionales en el despacho económico. Un entendimiento importante de la congestión permitirá identificar áreas de oportunidad en la expansión de las redes eléctricas, y con ello, mejorar la planificación del crecimiento del sector.

En adición a lo anterior, la identificación de zonas con congestión permite saber dónde es necesaria mayor generación eléctrica. Si bien, esta información es útil para el crecimiento de las Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), esta expansión no es rápida, y se realiza de manera paulatina. Así que, en el corto plazo, hay dos maneras que podrían resolver el problema de la congestión. Estas pueden ser la generación distribuida y los contratos bilaterales con líneas propias. La primera consiste en la generación eléctrica en el sitio. Generalmente son sistemas eléctricos conformados por una variedad de dispositivos pequeños. Estos pueden estar conectados a la red o estar aislados. La segunda opción demanda consumos mayores de energía y una inversión más importante en la central, ya que consta de aquellos contratos bilaterales entre una central eléctrica de mayor capacidad y un grupo o sociedad que demanden una cantidad de electricidad que justifique la central eléctrica. Aunque parezca complicado, es muy común en el mercado mexicano y es denominado autoabastecimiento. Conocimiento en zonas de consumo importante permiten considerar inversiones en la generación eléctrica. En este segundo caso, es posible considerar líneas privadas de transmisión y distribución eléctrica, las cuales no tienen relación alguna con la congestión que presenta el SEN.

El tercer motivo de esta tesis es el reconocimiento de las diferencias de precio en el SEN. Como se acaba de mencionar, existe una modalidad en el MEM que es el autoabastecimiento. Esta permite comercializar electricidad y productos asociados entre un generador y uno o varios centros de carga. Se mencionó que si se usan líneas privadas es posible protegerse de la congestión que presente la RNT. Sin embargo, el uso de líneas privadas no es obligatorio y de hecho no es lo más común. Generalmente, lo que más ocurre es que la central no está en el lugar del consumo y debe hacerse uso de la RNT. Esta manera de operar tiene sus beneficios. Consideremos el siguiente ejemplo. Es posible estar generando en una zona privilegiada del país como lo es el Noreste. Esta zona tiene una disponibilidad importante de gas natural. Esto deriva en

diversas centrales de ciclo combinado generando electricidad con costos de operación menores que otra zona sin disponibilidad de gas natural. Esta central podría llegar a un acuerdo con un centro de carga remoto, el cual podría estar dispuesto a pagar un precio mayor al de la zona donde se encuentra la central. Sin embargo, este beneficio no sería claro si no estarían bien identificadas las zonas y sus diferencias de precio asociadas a la congestión o a las pérdidas, por mencionar un par de factores.

Finalmente, la cuarta razón que motiva este trabajo es la creación de conocimiento asociado al sector eléctrico mexicano. Este modelo del SEN nos permitirá entender de una mejor manera el crecimiento y necesidades de inversión que presenta el sector. Una comprensión mejor ayudará en la expansión de la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución y a un crecimiento más ordenado y organizado del sector de la energía.

1.3. Definición del problema

Durante décadas, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) fue la responsable del servicio de energía eléctrica en México. Desde su fundación en 1937, la comisión se encargó de la generación, transmisión, distribución y comercialización del insumo. Este esquema en el cual una organización, usualmente del tipo gubernamental, es la encargada de toda la cadena de valor del servicio es conocido como modelo verticalmente integrado. La ley en México que indicaba la manera de operar de este modelo fue la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). Esta ley reguló el sector eléctrico mexicano por décadas hasta en el año 2013 que apareció la Reforma Energética y con ella la Ley de Industria Eléctrica (LIE), la cual reemplazó la antigua ley. Con esta modificación en la regulación, apareció el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). De los puntos más importantes en este mercado es la apertura de la competencia en generación y comercialización de energía eléctrica. Si bien, existían la LSPEE, estos permisos fueron muy reducidos en número y bien identificados por la CFE. Con esta apertura de competencia en el MEM, la generación privada aumentó de manera importante. En el capítulo siguiente de explicará a detalle el desarrollo y transición de la LSPEE a la LIE. Uno de los actores más importantes en la generación privada en México es la empresa Iberdrola, la cual está dedicada a la producción, distribución y comercialización de energía a nivel mundial. Cabe mencionar que esta empresa, a través del programa de becas Iberdrola Talento, patrocina este trabajo de maestría.

Está dentro de los intereses de la empresa patrocinadora de este trabajo, así como de aquellas empresas participantes del MEM, lograr un entendimiento a nivel técnico tanto del MEM como del funcionamiento y operación del SEN. Al igual que los mercados regionales de Estados Unidos, el mercado mexicano utiliza la metodología del Precio Marginal Local (PML) para el cálculo del coste de la electricidad. A través del

PML es posible identificar señales de inversión útiles para las empresas. Por esta razón, esta tesis tiene la intención de analizar el mercado eléctrico mexicano, replicar su funcionamiento a través del modelado de las regiones de transmisión y sus generadores eléctricos. Además, se planea estudiar los precios marginales locales reportados desde el inicio de operaciones del MEM, entender su comportamiento y buscar proyectar su tendencia para algunos meses en el futuro. Para esta causa, se solicitó una licencia académica a la compañía Energy Exemplar® para utilizar el software. En este trabajo se busca responder a las preguntas que a continuación se presentan.

1.4. Preguntas de investigación

Para resolver los desafíos mencionados en la definición del problema, será conveniente contestar las preguntas de investigación que a continuación se mencionan.

- ¿Cómo modelar el Sistema Eléctrico Mexicano utilizando el software PLEXOS®?
- ¿Cuáles serán las tendencias de los precios marginales locales en las distintas gerencias de control del país?
- ¿Cuáles serán las tendencias de las demandas eléctricas en las regiones de transmisión?
- ¿Cómo impacta la entrada de nuevas centrales eléctricas en las componentes de congestión y pérdidas del precio marginal local?
- ¿Cómo serán los escenarios de crecimiento del sector eléctrico mexicano?
- ¿Cuál es el impacto de las centrales solares y eólicas en los precios a las horas con mayor demanda eléctrica?

1.5. Planteamiento de la solución

Las preguntas de investigación demandan una serie de acciones, las cuales incluyen modelar el SEN y hacer cálculos de flujos óptimos de potencia, por mencionar algunas. Por este motivo, se planea hacer las siguientes seis tareas.

1. Modelado del SEN

Para empezar, es necesario reproducir el comportamiento del SEN. Para realizar esto, se tendrá que usar algún tipo de software o programa computacional, el cual se incluya información técnica relevante de generadores, nodos y líneas que permita hacer cálculos de flujos de potencia. Esta parte de la investigación requerirá de adquisición datos e información y su depuración. Algunas fuentes

que podrán ser consultadas será el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN), el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución (PAM RGT y RND) y los permisos emitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en materia de electricidad. Una vez que esta etapa concluya con una base de datos previamente revisada, se podrá pasar a la siguiente etapa: el cálculo de los precios marginales locales.

2. Cálculo de los precios marginales locales

Parte de la información que deberá ser recolectada en la etapa anterior son los consumos eléctricos por región de transmisión. Esta podrá ser obtenida en el portal del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) reportada como Demanda Real del Sistema por Balance. Además, otras propiedades deberán ser consideradas, como la información técnica de las plantas eléctricas y las capacidades de transmisión de las líneas. Con esta información de entrada, se podrá realizar el despacho económico, la asignación de unidades y los flujos óptimos de potencia para el periodo 2016-2019 de operación del MEM.

3. Validación del modelo a través del análisis de errores

Una vez ejecutada la etapa dos, se podrá comparar los precios marginales obtenidos con la simulaciones con los reales. Esto deberá realizarse con un análisis de errores. Si los errores existentes entre los precios reales y simulados es bajo, entonces el modelo estará correctamente construido. De lo contrario, el modelo deberá analizarse y buscar puntos a depurar. Deberá tenerse especial atención a las zonas con precios altos, como lo son las regiones de Península, Baja California y Baja California Sur.

4. Planteamiento de escenarios de crecimiento del sector

Cuando el funcionamiento del modelo esté validado, podremos considerar algunos escenarios de crecimiento de la industria eléctrica mexicana. Si bien, es difícil que el consumo eléctrico disminuya de un año con otro, el año 2019 fue especialmente difícil por cuestiones de regulación energética. Esto complicará la inversión de centrales eléctricas nuevas para el 2020. Se tendrá que tomar esto en cuenta al considerar crecimientos en nuestro planteamiento de la solución. La información de consumos eléctricos considerada en nuestro modelo incluye hasta el 31 de diciembre del año 2019. En el PAM RGT y RND se reporta anualmente la *Evolución del crecimiento del Producto Interno Bruto Nacional, consumo bruto del SEN y demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional (SIN)*. En esta gráfica se puede observar la correlación que hay entre la economía del país y la demanda energética y será utilizada para considerar diversos escenarios de crecimiento del sector eléctrico.

5. Ejecución del ST-Schedule y MT-Schedule

Una vez calibrado el modelo del SEN y los escenarios de crecimiento, podrán ejecutarse las programaciones de corto (“Short-Term Schedule” (ST-Schedule)) y mediano plazo (“Medium-term Schedule” (MT-Schedule)). El ST-Schedule permitirá revisar la asignación de unidades de programación diaria, los flujos óptimos de potencia y el despacho económico. En adición a ello, se utilizará una programación de mediano plazo, la cual es una de las contribuciones más importantes de este trabajo, ya que este incluye la gestión de las centrales hidráulicas y otras plantas de tecnología renovable. Además, como bien se menciona en el título de esta tesis, la programación de mediano plazo nos permitirá hacer una proyección de los precios marginales locales para algunos meses en el futuro.

6. Resultados del cálculo de los PMLs

Finalmente, se espera tener un cálculo de los PMLs para los siguientes meses. Estos podrán presentarse en un rango de precios que estén en función del crecimiento considerado en la etapa anterior. Este resultado final ayudará a tener una mayor comprensión del SEN y hacer una mejor toma de decisiones a nivel de mercado. Este es un proyecto que se ha hecho a lo largo de un año y que espera tener beneficios en el soporte, análisis y planificación de la empresa patrocinadora de este trabajo, sobre todo en el comportamiento del precio marginal local en el corto y mediano plazo.

1.6. Contribuciones principales

El modelo que se presenta en este trabajo permitirá identificar puntos técnicos importantes como zonas con congestión eléctrica y zonas con diferencias de precios. Además, replicar los precios marginales locales reportados hasta finales de 2019 ayudará a identificar señales de inversión en la generación y comercialización de electricidad. Finalmente, la proyección de los PMLs para el resto de 2020 ayudará a entender las tendencias que el sector eléctrico tendrá para los próximos años.

1.7. Organización de la tesis

Esta tesis consta de 158 páginas, contenidas en 5 capítulos y 4 apéndices. La estructura utilizada en este documento se presenta a continuación.

■ Capítulo 1: Introducción

En la introducción se discute el papel de la electricidad en la actualidad y su cadena de valor. Se introduce el esquema verticalmente integrado del sector eléctrico

y se presenta la definición del problema. Posteriormente, se plantean las preguntas de investigación que buscan resolver los objetivos de la tesis. Finalmente, se propone un planteamiento del problema y un listado de posibles contribuciones del trabajo.

- **Capítulo 2: Marco Teórico**

Este capítulo habla de los antecedentes del esquema monopólico en los distintos sistemas eléctricos regionales. Se habla también del origen de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y la Ley de Industria Eléctrica. En adición a ello, se presentan las razones de la creación de los mercados eléctricos. Se habla la creación del Centro Nacional de Control de Energía y la Comisión Reguladora de Energía. Se discute el modelado de los sistemas eléctricos de potencia y el funcionamiento del mercado el día en adelanto y el mercado en tiempo real. Por último, se hablan de los flujos óptimos de potencia, el despacho económico y la metodología del precio marginal local.

- **Capítulo 3: Metodología**

Se discute el modelado de los sistemas eléctricos de potencia. Además, se introduce el software PLEXOS® y una justificación de su uso sobre otros programas de simulación de sistemas eléctricos de potencia. Se da información sobre los recursos de cómputo utilizados. Se presenta el caso de estudio, el sistema eléctrico nacional, las características de los generadores eléctricos, de las líneas de transmisión y de las regiones de transmisión. Se discuten las simulaciones de corto (ST-Schedule) y mediado plazo (MT-Schedule).

- **Capítulo 4: Resultados**

Se muestran los resultados de las simulaciones del modelo incluyendo carga eléctrica, generación y precios marginales locales para el periodo de 2016 a 2019. Además, se muestra una comparativa entre los precios reales y los calculados en PLEXOS® en una gráfica de errores promedio mensuales. Adicionalmente, se presentan las proyecciones de las mismas propiedades para el 2020 con una resolución semanal.

- **Capítulo 5: Discusión y conclusión**

En este capítulo se hace un recuento de todas las actividades realizadas en este documento. Se habla de la motivación del proyecto, los objetivos, el desarrollo y los resultados obtenidos. Además, se discuten las proyecciones para el 2020, la variación en la carga y la generación y las caídas de los precios marginales locales.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Antecedentes del esquema monopólico en el sector eléctrico

Desde sus inicios, la energía eléctrica ha sido un servicio que ayuda al desarrollo de la sociedad y a mejorar la calidad de vida y comodidad de las personas. A finales del siglo XIX comenzó a gestarse lo que actualmente es la industria de la energía eléctrica. Sin embargo, la manera de generar y comercializar electricidad ha ido cambiando desde entonces. Originalmente, una organización o empresa, generalmente perteneciente al estado, tenía un permiso o franquicia exclusiva en la cual se hacen operadores y responsables por la generación, transmisión, distribución y comercialización tomando el compromiso de garantizar el servicio a clientes actuales y futuros. Bajo este esquema, el coste o tarifa del servicio está determinada por la compañía eléctrica y por un ente regulador. Este ente regulador puede ser una secretaría o ministerio de economía o finanzas de cada país. Este esquema permite a la empresa eléctrica cubrir sus costos de operación y obtener una ganancia. Esta manera de operar la industria eléctrica es conocida como modelo monopólico o verticalmente integrado en el cual, no existe competencia económica. El caso de Estados Unidos es muy interesante. Debido a la gran extensión territorial que tiene este país, surgieron compañías eléctricas regionales que brindaban el servicio eléctrico en un esquema verticalmente integrado que con el paso del tiempo fueron creciendo tanto en generación como en transmisión y distribución. Tanto fue este crecimiento de estas organizaciones que en 1970 varias de ellas decidieron interconectarse gradualmente unas con otras en voltajes de transmisión de 765 kV. Gracias a esto, las tarifas eléctricas se mantuvieron constantes durante mucho tiempo.

Los monopolios eléctricos funcionaron muy bien por varios años. No obstante, los precios de los combustibles fósiles comenzaron a subir y surgieron preocupaciones ambientales por la conservación de la naturaleza aumentando gradualmente las tarifas. Bajo este tenor, en 1978 el congreso de los Estados Unidos realizó el decreto llamado *Public Utility Regulatory Policies Act* en el cual se introdujo competencia, ya que obligaba a las compañías eléctricas importantes a comprar la electricidad a las compañías

independientes más pequeñas. El objetivo de este documento era reducir la demanda, aumentar la oferta de generación, y promover un mayor uso de la energía doméstica y las energías renovables. La ley fue creada en respuesta a la crisis energética de 1973. Otra legislación importante fue el *Energy Policy Act* de 1992, en el cual se permitió el acceso no discriminatorio a las redes de transmisión de alta tensión, permitir competencia en la generación eléctrica, aumentar el uso de energía limpia y mejorar la eficiencia energética general en los Estados Unidos. Este decreto resultó en una reestructuración importante del sector eléctrico, donde el usuario podía elegir a su proveedor de servicio. Esto derivó en los que actualmente conocemos como mercados de energía.

Por otro lado, el servicio eléctrico mexicano tiene su propia historia. En 1937 se crea la CFE en México. En aquel entonces, CFE era la responsable del servicio público de energía eléctrica. Hasta antes de la Reforma Energética en 2013, CFE era la única organización que podía proveer de este servicio.

2.1.1. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

La Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, legislada en 1975 y con vigencia hasta 2014, reguló durante décadas el uso de la electricidad en todos su niveles. Esta ley tuvo una reforma en 1992 para una participación especial por parte de los privados. En ese momento surgieron varios permisos como los fueron el Productor Independiente de Energía (PIE), autoabastecimiento, usos propios continuos, cogeneración, importación y exportación. Esto se realizó como una necesidad del sector industrial. En el caso de las cogeneraciones y los usos propios, las compañías y empresas productoras no podían comprometer su producción por fallas o contingencias del servicio que brindaba CFE, por ello solicitaban permisos de este tipo que los capacitaba para generar electricidad para sus procesos industriales. En el caso de los PIEs, estos permisos se expedían siempre y cuando, el uso de la electricidad fuera para la venta a CFE.

Desde la LSPEE, CFE es el generador con mayor capacidad en todo el sistema. Sin embargo, con el paso de los años y desde la modificación que sufrió la ley en 1992, los productores independientes de energía han ganado terreno y han ido diversificando el abanico de generación de México. Para el otorgamiento de un permiso de PIE, la CFE realizaba licitaciones o concursos en los cuales determinaba la tecnología, combustible, capacidad de generación y lugar de la planta eléctrica. La empresa privada ganadora se hace cargo del financiamiento de la planta y se vuelve dueña de la misma. Sin embargo, la electricidad generada por esta planta es comprada única y exclusivamente por CFE. Ver Figura 2.1.

Los permisos y esquemas de la industria eléctrica que aquí se mencionan pertenecen a la ya mencionada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. En 2014, la LSPEE fue reemplazada por la Ley de Industria Eléctrica a través de la Reforma Energética. En la siguiente sección, se retomará el ejemplo estadounidense y mexicano y su

evolución a los mercados de eléctricos.

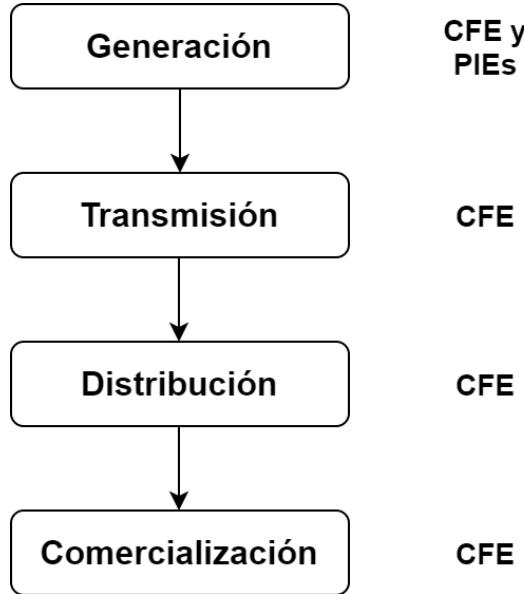


Figura 2.1: Industria eléctrica en México verticalmente integrada.

2.2. Los mercados de electricidad

Antes de discutir la estructura y funcionamiento de los mercados de electricidad es necesario hablar de la motivación de desarrollarlos, ya que, si bien una parte importante del mundo opera con ellos, otras regiones se mantienen con el esquema verticalmente integrado que se explicó en la sección anterior. La regulación energética se puede dividir en varios segmentos: la necesidad de los mercados de la regulación y la competición, los detalles específicos de los servicios de transmisión, los modelos o mercados locales, el problema de la desagregación y las instituciones regulatorias. En ocasiones se menciona equivocadamente que los mercados son desregulados. Esta expresión es imprecisa debido a que los mercados sí están regulados. Incluso existen organizaciones como la Comisión Reguladora de Energía en México o la *Federal Energy Regulatory Commission* en Estados Unidos, por mencionar algunos ejemplos. Teniendo esto en mente, en este trabajo se les llamarán mercados liberalizados [9].

Los mercados de energía necesitan la competición y la regulación. Las ventajas de la competición son la libertad de la empresa, así como la libertad de la selección por parte del usuario. Además, se otorgan beneficios de eficiencia que surgen por la presión de competencia y, por ende, aparece un ambiente de innovación tecnológico para brindar mejoras en los servicios. Sin embargo, no hay que caer en el malentendido de decir que debe haber competencia sin regulación. No hay competencia justa en un

mercado si no existe una regulación. Se ha visto en distintos sectores e inclusive en el sector de la energía que una competencia desregulada se presta a malas prácticas competitivas como lo son el acaparamiento de mercado o el control de los precios de la energía. En todas partes hay necesidad de competencia pero la competencia no ocurre de manera espontánea. Por esta razón, es que se legislan políticas y leyes de competencia en prácticamente todo el mundo debido a que existe una tendencia de las empresas de querer controlar el mercado. En ocasiones, si una compañía tiene un control mayoritario del mercado, esta compañía no puede ser controlada o balanceada por las demás y es necesario un marco legal y una institución específica para balancear el mercado y prevenir o castigar el abuso de mercado.

De manera general, los primeros pasos en un mercado de energía son los siguientes. Primero nos encontramos un operador extrayendo gas o generando electricidad y un operador de una red para llevar el servicio al consumidor. Más tarde, las redes se expanden y el sistema debe estar abierto a una diversidad de compañías. Para este momento surge un problema técnico, ya que es más sencillo operar una red eléctrica en un cierto nivel de voltaje o de frecuencia o una red de gas a cierto nivel de presión. Esto ocurre de manera natural si hay un solo operador. Cuando existen razones técnicas para un monopolio, como es este caso, entonces aparece el llamado monopolio natural. Durante los años ochenta, se hizo obvio con la experiencia y el crecimiento del sector eléctrico estadounidense, que no era necesario mantener un monopolio en todas las etapas de la cadena de valor de la energía. Era posible tener una sola red y varias compañías produciendo y vendiendo electricidad o extrayendo y vendiendo gas. Fue así que se visualiza a la red como una infraestructura con acceso abierto a los competidores. La idea básica es el acceso abierto a la red existente de electricidad. Esto significa que debe de existir un acceso abierto no discriminatorio bajo condiciones justas.

Una vez que queda claro la apertura en la generación y venta de electricidad, se pueden abrir mercados eléctricos. Una vez hecho esto, la regulación debe reorganizar el sector ya que existía una regulación para el monopolio. Vemos entonces dos actividades primordiales: la separación de las redes del resto de actividades competitivas y la regulación energética.

La separación o desagregación de las redes eléctricas de los otros sectores competitivos es necesaria. Si hay competencia entre compañías y una de ellas es dueña de la red, entonces la compañía dueña de la red estará tentada a crear dificultades a sus competidores en el acceso a la red. La compañía de transmisión puede cobrar de manera excesiva por el uso de la red, y aunque el cobro excesivo sería para todos, incluyendo la compañía que compite, el usuario sería quien pagaría una tarifa eléctrica con precios excesivos. Otra situación posible la siguiente. Si el dueño de la red comercializa y tiene una posición dominante en un área, no tendrá interés en construir una línea nueva que une su área con una más competitiva. Así que la política de inversión también se ve afectada por esta compañía. Por las razones ya mencionadas, se debe desagregar las re-

des de las actividades de producción y comercialización de energía. Esta desagregación no es sencilla, ya que en ocasiones, los participantes en la regulación antigua pueden presentar una resistencia a este cambio. Por esta razón, debe de realizarse por pasos. Primero es separar la contabilidad de las redes de la contabilidad de las otras actividades. Despues, mantener departamentos separados en la misma compañía pero con administradores separados. En tercer lugar, se pueden establecer compañías diferentes y diferentes administradores con intereses distintos. En la regulación hay distintos niveles de separación ya que en ningún mercado eléctrico del mundo se ha llegado a completar. Se encuentran diferentes etapas o evoluciones. Los mercados evolucionan de la misma manera que lo hace la regulación.

Las instituciones regulatorias han sido creadas en gran parte del mundo en los últimos veinte años. Los reguladores son considerados independientes. Esto se considera así ya que deben de estar protegidas de ser capturadas, es decir, de tener una excesiva influencia de las compañías reguladas por el regulador. En caso de que el gobierno sea propietario de una compañía regulada, el regulador debería ser independiente del gobierno. De otra manera, el regulador depende de alguien que está interesado en las ganancias de la compañía de energía. Adicionalmente, la regulación necesita crearse en un ambiente de estabilidad para facilitar la inversión y la administración adecuada de las compañías. Debería estar alejado de la política o de las diferentes necesidades urgentes que surgen en un medio político. Debería estar dedicados a su misión. Debería haber rendición de cuentas y una clara descripción de que sus actividades son coherentes con la motivación de la libre y justa competencia.

En muchos países industrializados, la participación en la industria eléctrica se realiza a través de mercados de electricidad. Un mercado eléctrico es un sitio físico o virtual donde se realiza comercialización de electricidad. A mediados del siglo XX, la cadena de valor de la electricidad era realizada de manera centralizada. La industria eléctrica estaba estructurada en un modelo verticalmente integrado, en el cual una empresa generalmente gubernamental se hacía cargo del proceso completo incluyendo la generación, transmisión, distribución y comercialización. Sin embargo, uno de los primeros países en realizar una apertura del mercado eléctrico fue Chile. En 1973 Chile adoptó políticas que incluían reducir el déficit presupuestal y abrir la economía al libre comercio. Chile dividió su empresa nacional de servicio eléctrico en sus componentes. Este proceso concluyó en 1980 en donde Chile realizó una separación de la generación y distribución y permitió la competencia en la generación comercialización [10]. Algunos años después, algunos países también abrieron mercados eléctricos: Noruega (1991), Nueva Zelanda (1994), Reino Unido (1998), Suecia (1998), por mencionar algunos [11]. Estados Unidos comenzó con los mercados regionales de California (CAISO), Nueva York (NYISO) y Pennsylvania, Nueva Jersey y Maryland (PJM) a finales del siglo pasado [12]. Diversos mercados se han abierto en la medida en que los países en vías de desarrollo invitan al sector privado a proveer del servicio eléctri-

co. La mayoría de los países latinoamericanos han adquirido esta estructura [13]. Por otro lado, los productores independientes de energía han tenido un papel importante en Asia al firmar contratos para brindar el servicio a un precio previamente pactado.

Las razones que justifican la apertura de mercados eléctricos son las siguientes:

- Mayor capital inversionista para el sector.
- Mejoría en la eficiencia.
- Incremento de la competencia.
- Exposición de las empresas a una disciplina de mercado.

Actualmente, no todo el marco territorial de Estados Unidos tienen mercados de energía. Los mercados que operan son los siguientes: “California Independent System Operator” (CAISO), “Midcontinent Independent System Operator” (MISO), “Independent System Operator New England” (ISONE), “New York Independent System Operator” (NYISO), “Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection LLC” (PJM), “Southwest Power Pool” (SPP) y “Electric Reliability Council of Texas” (ERCOT). Ver Figura 2.2.

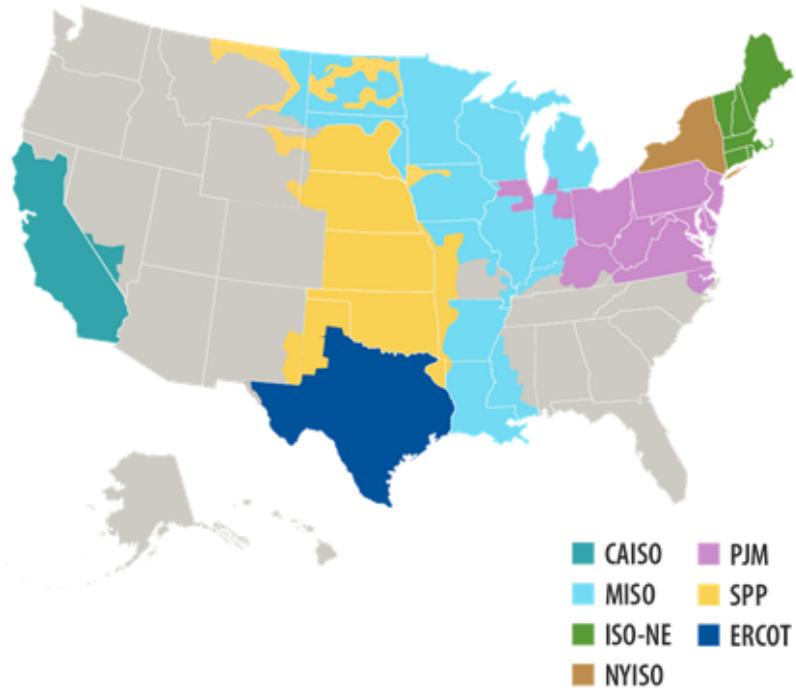


Figura 2.2: Mercados eléctricos mayoristas en Estados Unidos [2].

Algunas partes del mercado mayorista de electricidad de EE. UU. están tradicionalmente reguladas (áreas grises), lo que significa que las empresas de servicios integrados verticalmente son responsables de todo el flujo de electricidad a los consumidores. Son dueños de los sistemas de generación, transmisión y distribución utilizados para servir a los consumidores de electricidad.

2.2.1. Ley de Industria Eléctrica

La Ley de Industria Eléctrica es el conjunto de leyes que sustituyó a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Presentada por el poder ejecutivo y aprobada por el congreso en agosto de 2014, la LIE formó parte de la Reforma Energética Mexicana. Consta de varios títulos y disposiciones. En ella se plantea regular la planeación y el control del SEN, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de la Electricidad y las actividades asociadas al sector eléctrico. Contiene modificaciones en la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, así como la planeación y control del SEN y la operación del MEM. En la LIE se define que el suministro eléctrico es un servicio de interés público. La generación y comercialización de la energía son sectores que se abrirán a la libre competencia. El estado vigilará a través de la SENER y de la CRE la buena operación del mercado.

A través de la LIE, surge la Comisión Reguladora de Energía, que es un órgano regulador en materia energética. La CRE es un órgano autónomo de la Secretaría de Energía (SENER) y cuenta con autonomía técnica, operativa y de gestión. Tiene personalidad jurídica propia y es la encargada de otorgar los permisos en materia energética incluyendo el sector eléctrico y el sector de hidrocarburos. En adición a ello, la CRE indica las metodologías tarifarias, la operación de los generadores y las bases del mercado eléctrico.

Con la LIE se desagrega el centro de control de la CFE y se transformó en el CENACE. Ahora, este centro de control es responsable de realizar estudios de ampliación y modernización de la RNT y las RGD, así como realizar subastas y operar el MEM y el SEN. Además, se indica que la SENER tendrá las obligaciones de administrar, vigilar, evaluar y coordinar la política energética nacional y el desarrollo del SEN. Por otro lado, se ordena que cualquier generador con capacidad mayor de 0.5 MW de potencia necesitará un permiso de la CRE para operar en el MEM. Sobre la transmisión y distribución de la energía eléctrica, se establece que los transportistas y distribuidores serán coordinador por CENACE. Se buscará ampliar la red de distribución. Ver Figura 2.3. Surge también el Usuario Calificado, que es un usuario final que cuenta con registro ante la CRE y que puede adquirir suministro eléctrico como participante del mercado o a través de un Suministrador de Servicios Calificados.

El Mercado Eléctrico Mayorista consta de varios mercados: mercado de corto plazo, mercado para el balance de potencia y el mercado de certificados de energías limpias.

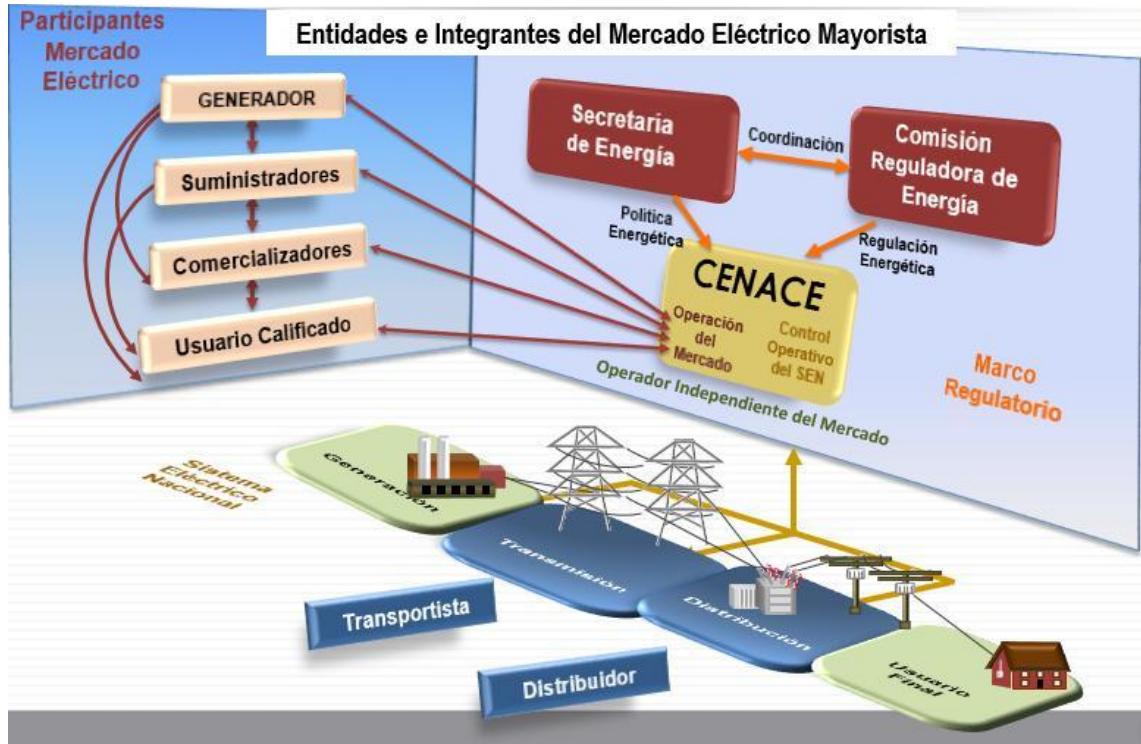


Figura 2.3: Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista [3].

Desde la Reforma Energética y la creación de la LIE, el mercado de corto plazo y el mercado para el balance de potencia han operado de manera óptima. No obstante, hasta el día de hoy, el mercado de certificados de energía limpia no ha comenzado a operar. La LIE define los certificados de energías limpias como aquel título emitido por la Comisión Reguladora de Energía que acredita la producción de un mega-watt-hora de energía eléctrica a partir de energías limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de centros de carga.

Como cualquier mercado, existen productos con los cuales se comercializa. El mercado de corto plazo opera con energía y servicios conexos. La energía se puede comprar en día en adelanto, en tiempo real y en hora en adelanto. Los servicios conexos manejan reservas operativas que garantizan el correcto funcionamiento y confiabilidad del sistema eléctrico. El mercado para el balance de potencia es un mercado anual que tiene como objeto facilitar a los participantes del mercado el comprar o vender potencia que requieran para cubrir los desbalances que existan entre sus requisitos de potencia. En el mercado de certificados de energía limpia deberían comprarse y venderse los mismos y debería haber comenzado en 2018. Finalmente, CENACE ha organizado subastas cuyo objetivo ha sido garantizar la energía y la potencia del sistema. Ver Figura 2.4.

Uno de los puntos importantes de la LIE son las obligaciones de servicio univer-

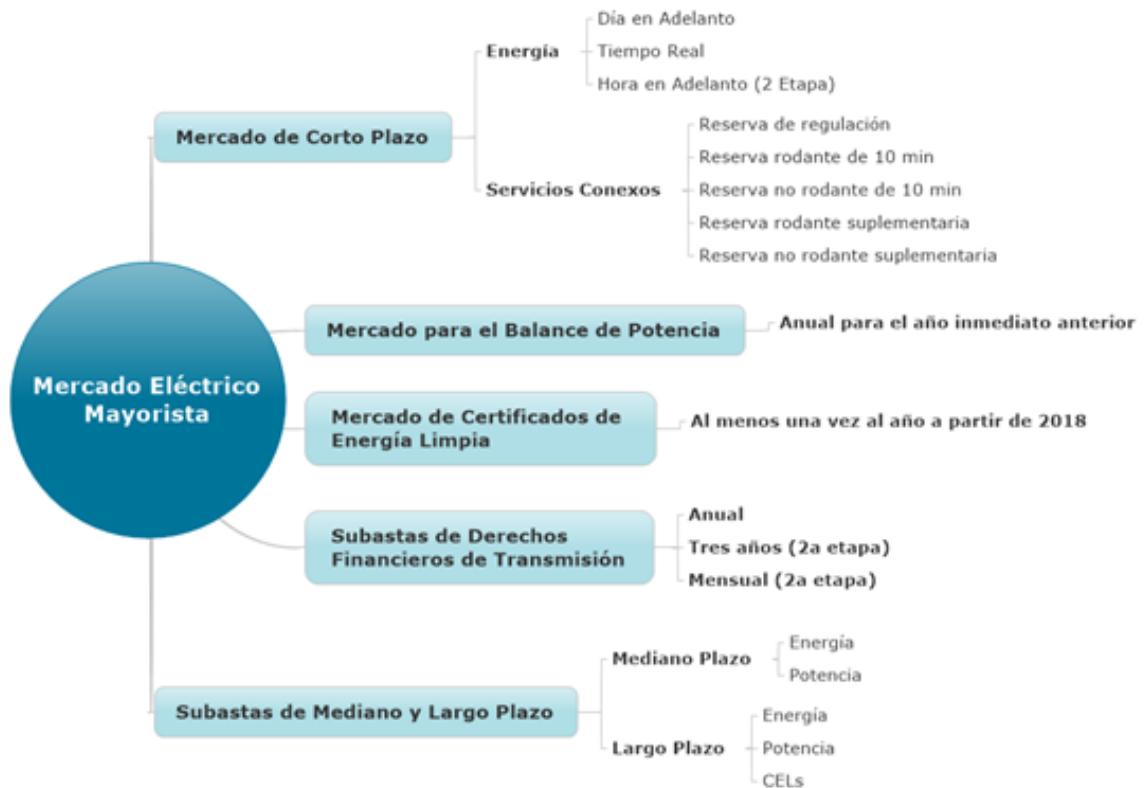


Figura 2.4: Productos del Mercado Eléctrico Mayorista [3].

sal donde se garantiza la electricidad para todos promovida por el gobierno federal a través del Fondo de Servicio Universal Eléctrico. En los mercados competitivos reestructurados, las empresas estatales o gubernamentales son comúnmente responsables del servicio minorista de electricidad a los clientes y tienen menos probabilidades de poseer recursos de generación y transmisión. En el caso de México, el proveedor minorista es CFE Suministrador de Servicios Básicos. En general, la distribución está compuesta por cuatro componentes: suministro calificado, suministro básico, suministro de último recurso y la comercialización son suministro. Cabe mencionar que existen centrales eléctricas que mantienen sus permisos de generación que fueron otorgados en la LSPEE. Estos permisos son contratos que se les darán continuidad hasta que expiren. Si una central nueva desea generar en México o si una central con contrato de LSPEE desea aumentar su capacidad de generación deben entrar al mercado eléctrico mexicano. El permiso que se le otorgará a esta planta nueva o que se mueva de LSPEE a LIE es un permiso de generador otorgado por la CRE.

Recordemos que, aunque se maneje como Mercado Eléctrico Mayorista, el Suministro Eléctrico es de interés público. Por esta razón, la generación, la transmisión, la distribución, la comercialización y el control del sistema eléctrico son actividades con obligaciones de servicio público y universal. Estas obligaciones de enumeran a conti-

nuación.

1. Acceso abierto y no indebidamente discriminitorio a la RNT y a las RGD.
2. Suministro eléctrico para todos.
3. Cumplir con obligaciones de impacto social y sustentabilidad.
4. Contribuir al Fondo de Servicio Universal Eléctrico.
5. Cumplir con obligaciones en materia de energías limpias.
6. Ofrecer los servicios de energía y servicios conexos en base a costos.

Las autoridades del sector son las Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía. Estas organizaciones tienen las siguientes tareas.

1. Secretaría de Energía

- Legislación de la política energética.
- Planeación del sistema eléctrico y expansión del sector con el apoyo del Centro Nacional de Control de Energía.
- Coordinar la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos con el Centro Nacional de Control de Energía y el Centro Nacional de Control del Gas Natural.
- Desarrollar el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas.

2. Comisión Reguladora de Energía

- Otorgar permisos en materia energética incluyendo el sector eléctrico y el sector de petrolíferos.
- Expendir y aplicar la regulación tarifaria eléctrica.
- Emitir las bases del mercado eléctrico mayorista.
- Expedir y aplicar la regulación necesario en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Otras partes del mercado mayorista son mercados competitivos reestructurados. Estos mercados están controlados por operadores independientes de sistemas “Independent System Operator” (ISO). Los ISO utilizan mecanismos de mercado competitivos que permiten a los productores de energía independientes y generadores intercambiar

energía. En México, el operador independiente del sistema es el CENACE. El CENACE es responsable del control operativo del sistema eléctrico y la operación del mercado. Cabe mencionar que CENACE no es dueño de las redes. El dueño y operador de la RNT y la RGD son CFE Transmisión y CFE Distribución, respectivamente. En México tenemos cuatro sistemas interconectados: SIN, el Sistema de Baja California, el Sistema de Baja California Sur y el Sistema de Mulegé. Ver Figura 2.5.

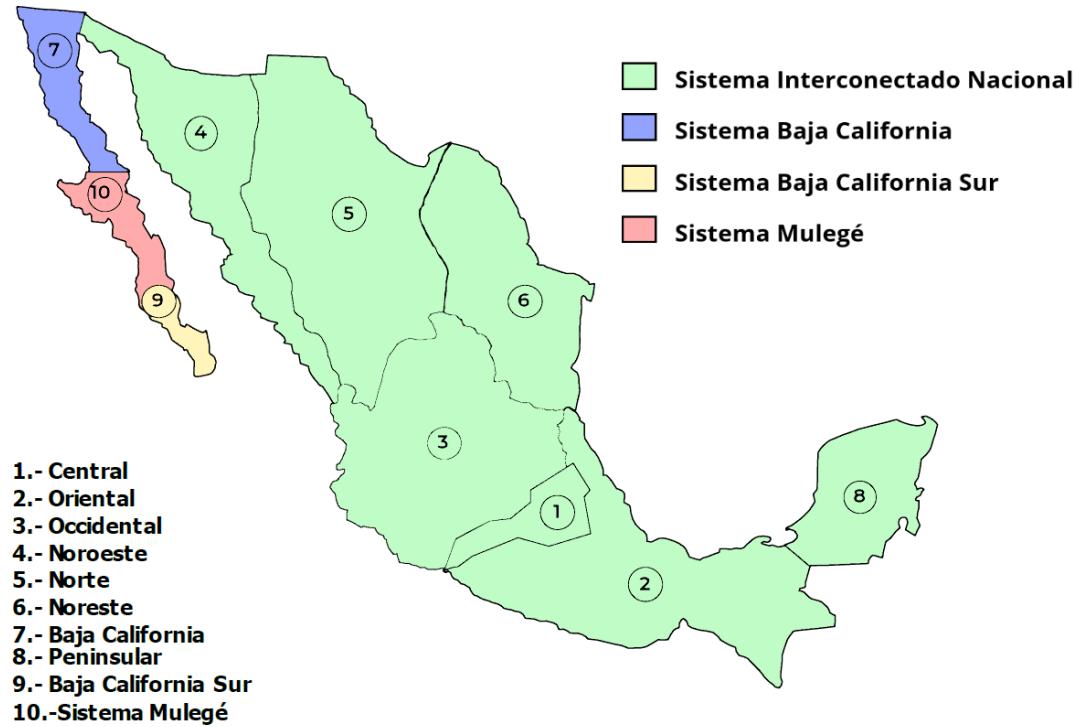


Figura 2.5: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional [4].

Dentro de este marco de mercados de electricidad existen dos modelos comunes de operación: los acuerdos bilaterales y los *pools* de energía. Un acuerdo bilateral, también conocido como *power purchase agreement* (PPA), es un contrato entre dos partes, uno que genera electricidad (el vendedor) y otro que busca comprar electricidad (el comprador) en el cual se definen todos los términos comerciales para la venta de electricidad entre las dos partes, incluso cuando el proyecto comenzará la operación comercial, el calendario de entrega de electricidad, las penalidades por entrega insuficiente, los plazos de pago y la terminación [14]. Por otro lado, un *pool* de energía es un mecanismo para el intercambio de energía entre dos y más empresas que proporcionan o generan electricidad [15]. Es un acuerdo realizado por múltiples generadores y centros de carga. Esta estructura presenta ventajas al formar un grupo de poder con un solo acuerdo al que todos se unen. Ese acuerdo proporciona términos y condiciones establecidos para los miembros del grupo y generalmente es más complejo que un acuerdo bilateral.

Las razones por las cuales una o varias organizaciones elijan entre un *pool* de energía o un acuerdo bilateral dependerá de cuál opción se ajuste mejor a sus intereses. Los *pools* de energía requieren una entidad que coordine su funcionamiento, conocido como Operador Independiente del Sistema (ISO) el cual es responsable del funcionamiento del mercado así como de la operación del sistema eléctrico. En algunas ocasiones, los acuerdos bilaterales pueden realizarse fuera del mercado y requieren una intervención menor del ISO [16].

Normalmente, los mercados de electricidad constan de un mercado de día en adelanto (MDA) y un mercado de tiempo real (MTR). El mercado de día en adelanto opera un día antes que el día del despacho de electricidad [17]. En esta etapa, el ISO recibe las ofertas de compra y venta de electricidad y los acuerdos bilaterales y realiza una asignación de unidades con restricciones de seguridad en donde les ordena a las unidades generadoras de electricidad la potencia que deben entregar en horarios específicos manteniendo la seguridad operativa en las líneas de transmisión y distribución. Posteriormente se realiza el despacho económico con restricciones de seguridad donde se enlazan las ofertas de los participantes y se resuelve el problema de optimización en donde se determina las unidades y niveles de generación así como los precios de electricidad durante el día operativo. Ambos, la asignación de unidades y el despacho económico, deben considerar las restricciones del sistema para garantizar la confiabilidad del mismo.

Durante el despacho económico, el ISO optimiza la potencia generada por las unidades considerando una demanda inelástica. El objetivo de esta optimización es la minimización del costo de la electricidad manteniendo la seguridad operativa, ya que al minimizar el consumo energético y haciendo una buena gestión de las unidades, es posible reducir este costo [18]. Como parte del resultado del despacho económico surge un importante concepto en los mercados de electricidad, el precio marginal local (PML).

El cálculo del PML es una metodología para fijar costos de la electricidad en un mercado de energía en el cual se refleja el valor de la electricidad en un nodo específico considerando curvas de demanda, generación y restricciones físicas de las líneas de transmisión y distribución [19]. El PML de un nodo-*p* representa el costo de equilibrio en el mercado (PEM) para el nodo-*p* el cual incluye tres componentes: componente marginal de energía (CME), componente marginal de pérdidas (CMP) y componente marginal de congestión (CMC) [19].

Para poder realizar las operaciones anteriormente mencionadas, el operador del sistema y el operador del mercado deben de tener un modelo del sistema eléctrico y un modelo del despacho económico respectivamente. En el caso de México, el operador del sistema y del mercado es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Si bien, este organismo maneja modelos propios del sistema y del mercado, existe un interés por parte de los generadores privados de electricidad de este modelo con el objetivo de entender la dinámica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Tener una compresión del

SEN permite al sector privado tomar decisiones estratégicas de manera óptima desde la construcción de una planta eléctrica en una región en particular, hasta la compra-venta de electricidad de una manera eficiente. Uno de los elementos principales del presente trabajo es la presentación de un modelo simplificado del SEN para poder realizar la predicción del PML en algunos lugares estratégicos para los próximos años.

2.3. Modelado de sistemas eléctricos de potencia

2.3.1. Mercado de día en adelanto y el mercado en tiempo real

Un mercado eléctrico puede contener varios mercados de energía. Un mercado eléctrico es un lugar físico o virtual donde la compra y venta de electricidad toma lugar. Típicamente comprende de un mercado en día en adelanto y un mercado en tiempo real. Además, para una correcta operación del sistema eléctrico es necesario que existan servicios auxiliares. Estos servicios tienen un mercado propio. Este mercado es llamado en México como mercado de servicios conexos. En él se ofrecen diversos tipos de reservas, regulación y soporte operativo del sistema de transmisión. Para la protección de la fluctuación de los precios de la electricidad asociados a la congestión eléctrica, existen los Derechos Financieros de Transmisión (DFT). Este es otro de los productos que se comercializan en el MEM. Típicamente, los DFT se adquieren de manera anual o mensual a través de subastas.

El mercado de día en adelanto es un mercado diario que se corre el día anterior a la operación. Generación es ofrecida, así como la demanda y las transacciones bilaterales son sometidas al mercado en un tiempo determinado, que es regulado por el operador del mercado. Ofertas y demandas virtuales son también aceptadas en el mercado, lo cual aumenta la liquidez del mismo. La carga es estimada con herramientas de predicción. Usualmente, los modelos utilizados para este fin son el “Security Constrained Unit Commitment” (SCUC) que es la Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad y “Security Constrained Economic Dispatch” (SCED) que es el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad. Ambos son planteados y resueltos para producir el despacho de generación y los precios de la electricidad para cada hora del día en operación. El SCUC consta de la obtención del horario en el cual las plantas eléctricas tendrán que operar buscando minimizar los costos de generación con requerimientos obligatorios de confiabilidad del sistema, tal como las restricciones operativas de las fuentes de generación. Debe incorporar también los límites de transmisión, los cuales representan unas de las restricciones más importantes del despacho. Existen algunas características del SCUC que están limitadas y no pueden resolver un problema completo de flujos de transmisión. Por esta razón, el SCED realiza una optimización similar basada en el SCUC modelando restricciones adicionales [20].

La mayor parte de la generación es ajustada con la carga calendarizada para el

mercado del día en adelante, lo cual reduce significativamente los precios y provee a los jugadores del mercado, especialmente aquellos que están dentro de transacciones bilaterales, una herramienta para fijar por adelantado los precios, protegiéndose de la volatilidad de los precios en tiempo real [21].

El mercado en tiempo real es un mercado spot cuyo objetivo es balancear las desviaciones entre la carga pronosticada en el mercado en día en adelanto y la carga que hubo en el mercado de tiempo real. El SCUC es ejecutado en una base horaria pero el SCED es corrido típicamente en intervalos más cortos. El SCED corre con una base cincominutal.

En la liquidación del mercado en día en adelanto, los participantes del mercado recibirán o realizarán pagos en función de las cantidades programadas por hora y el precio que haya en ese momento. Los participantes recibirán o realizarán pagos por la desviación entre su generación o consumo de energía real y sus cantidades programadas en el mercado de tiempo real, en función del precio en tiempo real. Este mecanismo de dos doble liquidación ofrece incentivos a generadores como a centros de carga para seguir las instrucciones de despacho y apegarse a lo comprometido en las ofertas, además de ayudar a que los precios sean lo más cercanos posibles a los calculados en el mercado en día en adelanto.

2.3.2. Precio Marginal Local

Cuando no hay un cuello de botella en la transmisión y no existen pérdidas durante el transporte de la electricidad, se selecciona al productor de energía más barato para atender las cargas en todos los lugares, por lo tanto, el precio de la electricidad será en mismo en toda la red. Este precio se denomina componente de energía. En este escenario, la red que conecta a todos los generadores y todas las cargas es similar a un solo nodo que tiene una capacidad de transporte infinita y no presenta pérdidas.

Cuando ocurre una congestión de modo que una o más líneas de transmisión alcanzan su límite térmico y de conducción eléctrica se programa una unidad de generación más costosa para atender la carga a través de otra línea que no esté congestionada, ya que los generadores más baratos no pudieron llegar a la ubicación de la carga debido a la congestión. En consecuencia, los precios de la electricidad en este lugar aumentarán ya que es atendida por productores de energía más costosos.

Además de la congestión en la transmisión, las pérdidas de transmisión de energía también contribuyen a que existan precios más elevados donde las pérdidas aparecen. Por ejemplo, una carga conectada a la red a través de una línea de transmisión con una mayor resistividad, estará sujeta a un precio más alto ya que se pierde más electricidad durante el transporte, a diferencia del caso de una línea menos resistiva. Como resultado, el precio de la electricidad varía según la ubicación. Estas características conducen al concepto del PML [22] [23] [24].

El PML ha sido utilizado en gran parte del mundo en diversos mercados de electricidad como metodología para calcular el precio de la electricidad y para gestionar las congestiones de transmisión.

En la teoría, el PML es un resultado derivado de la solución del SCED. Específicamente, el PML en un nodo dado es el precio sobre de la ecuación de equilibrio de potencia asociada con ese nodo. Además, el PML se puede descomponer en sus tres componentes: precio de energía marginal, precio de pérdida marginal y precio de congestión marginal. Estas están asociadas con el costo de generar la electricidad, los costos relacionados con las pérdidas técnicas y la congestión que se presente en la red eléctrica. La separación del PML en sus tres componentes es útil para calcular los ingresos por congestión y el valor de los DFT [25].

En la práctica, es el SCUC y el mercado en día en adelanto el que genera el PML antes de que el mercado comience a operar. En el mercado en tiempo real, ademásd del cálculo del PML previo que se realiza, se hace un recálculo posterior para reflejar lo que realmente sucedió en el mercado. Este cálculo posterior toma en consideración las condiciones reales del sistema y las respuestas del generador.

El precio de la electricidad en un mercado mayorista de energía cambia constantemente por diversos motivos, como los cambios de carga, cambios de ofertas de generación y ofertas de demanda, cambio en el sistema de transmisión en caso de interrupciones o mantenimientos, y cambio de disponibilidad de generadores debido a interrupciones.

2.3.3. Despacho Económico

Recordemos que el despacho económico es la metodología por la cual el PML es calculado. En los mercados de día en adelanto y en tiempo real optimiza el despacho de generación, de tal manera que se maximiza el bienestar social. En el mercado de energía, en el lado de generación, donde no hay cargas despachables disponibles, el objetivo es equivalente a lograr el costo total mínimo de generación sin comprometer el rango seguro de operación de los componentes del sistema.

En la programación típica de un mercado de energía, debe mantenerse la seguridad $N - 1$. Esto significa que el sistema debe de poder manejar una perturbación al perder solo un componente sin sobrecargar ningún otro componente del sistema y violar cualquier restricción. Cuando se modela la seguridad del sistema con la restricción $N - 1$ el problema se denomina “Despacho Económico con Restricciones de Seguridad”, como se mencionó anteriormente.

2.3.4. Flujos Óptimos de Potencia

Matemáticamente, el despacho económico es un tipo específico de problema de Flujos Óptimos de Potencia o “Optimal Power Flow” (OPF) por sus siglas en inglés. El OPF se refiere a un problema de optimización sujeto a las limitaciones físicas de un sistema de potencia [26]. El objetivo de optimización tiene diferentes formas, además de el costo mínimo de generación, como las pérdidas mínimas de transmisión por mencionar algunas. El modelo OPF contiene una función objetivo, restricciones de igualdad como las ecuaciones de equilibrio de potencia y restricciones de desigualdad como el límite térmico de flujo de potencia, la tasa de rampa o de aumento de generación de una planta eléctrica y el límite de salida del generador. Cuando se considera la seguridad de contingencia, el OPF es denominado como “Flujos Óptimos de Potencia con Restricciones de Seguridad” o “Security Constrained Optimal Power Flow” (SCOPF). Este modelo es fácilmente integrable a través de diferentes conjuntos de factores de corrimiento para la generación.

Los modelos de OPF se pueden clasificar en modelos de corriente directa o corriente alterna, también conocidos como “Direct Current Optimal Power Flow” (DCOPF) y “Alternating Current Optimal Power Flow” (ACOPF) respectivamente. El modelo ACOPF establece las ecuaciones de equilibrio de potencia en un modelo AC convencional. Abordan los flujos de potencia real y reactiva de manera simultánea. Por otro lado, el modelo DCOPF emplea el flujo de corriente directa, que es un flujo de energía linealizado y simplificado. El modelo de flujo de potencia de corriente directa se deriva utilizando supuestos que son razonables para los sistemas de transmisión de alto voltaje. Por ejemplo, supone que el perfil de voltajes 1.0 por unidad (p.u.) en toda la red, y la diferencia de ángulo de fase del voltaje entre nodos o barras adyacentes es mínima. La potencia reactiva, considerada un problema local, se ignora en el modelo de flujo de potencia de corriente directa. Por su practicidad, el DCOPF es ampliamente utilizado para hacer cálculos y aproximaciones. En el presente trabajo, se utiliza únicamente el cálculo para las potencias reales.

Un modelo ACOPF completo se considera normalmente como el modelo matemático más representativo para la programación real y sus resultados se consideran precisos y pueden utilizarse como datos de referencia. A pesar de la precisión de sus resultados, el ACOPF es un problema de programación no lineal y demanda un punto inicial adecuado para que su solución sea convergente. Ocasionalmente, el ACOPF sufre problemas de convergencia, especialmente para sistemas de energía a gran escala. Por esta razón, en ocasiones el ACOPF se utiliza como modelo de referencia. Un ejemplo de ello es el mercado PJM [27], donde el DCOPF se usa para la programación y el ACOPF se utiliza como una forma de verificación de los flujos de potencia. El DCOPF es un modelo de programación lineal menos complicado y puede resolverse con menos esfuerzo. El DCOPF tiene una amplia ventaja sobre el ACOPF en términos de con-

vergencia y velocidad de resolución. El DCOPF es utilizado por muchos operadores independientes de sistema, como PJM [27], MISO [20], ISONE [25], NYISO [23] por mencionar algunos. El DCOPF también se usa a menudo en la planificación del sistema de energía, donde se deben estudiar casos hipotéticos, y la velocidad y la convergencia son dos factores cruciales para elegir el modelo OPF correcto. Por lo tanto, a pesar de que el DCOPF puede no ser tan preciso como el ACOPF, sigue siendo muy popular en la industria energética entre los ISO y los participantes del mercado para la operación y propósitos de planeación.

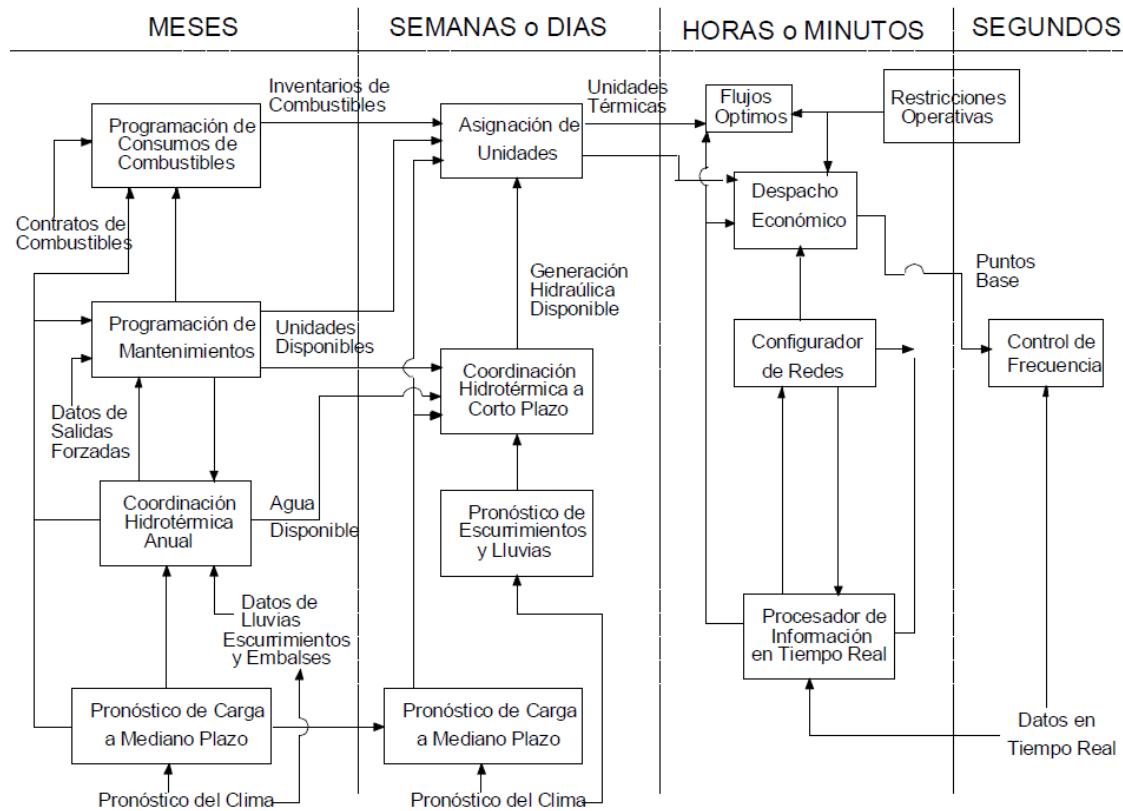


Figura 2.6: Tiempos de operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista [5].

2.4. Cálculo del Precio Marginal Local y el problema de Flujos Óptimos de Potencia

En esta sección se realiza el cálculo del PML y el OPF. Se debe considerar que las restricciones de las reservas de capacidad y las restricciones de rampa de la generación en las plantas eléctricas no son consideradas en el cálculo de OPF. Otro punto a tomar en cuenta es la linealidad de la curva de costos de las plantas. Si bien, los generadores

térmicos tienen una función de costos cuadrática, ésta puede ser modelada como una función lineal definida en segmentos o escalones para poder utilizar programación lineal para la resolución del modelo. Además, se hace la suposición de inflexibilidad en la demanda. Es decir, que no existe respuesta o modificaciones de la demanda y que ésta es independiente de la generación. En adición a esto, las ofertas de demanda no son consideradas.

Las restricciones de seguridad $N - 1$ no son modeladas explícitamente en la formulación de OPF. Sin embargo, estas restricciones físicas tienen características matemáticas que permiten ser modeladas como desigualdades algebráicas lineales.

Cada barra o nodo tiene únicamente un generador y un centro de carga por simplicidad de los cálculos. No obstante, esto puede ser extendido a un número mayor de generadores o centros de carga, lo que complica ampliamente la derivación matemática de la solución.

Los conductores de transmisión tienen la capacidad de conducir electricidad en ambos sentidos. En este trabajo se considerarán límites de conducción unidireccionales, por simplicidad de la formulación. Una implementación que considere flujos bidireccionales debería considerar dos grupos de ecuaciones, uno para cada sentido de transmisión.

Se asume también bloques o períodos discretos de generación y de demanda. En la realidad, ambas cantidades son continuas, y, de manera general, tienen cambios monotónicos. Esta suposición se toma también por simplicidad del modelo. Finalmente, el despacho es realizado con resolución horaria, al igual que la capacidad (MW) y la energía (MWh).

El objetivo de estas suposiciones y simplificaciones es la convencencia de notación. Cabe mencionar que esto no cambia el desarrollo del planteamiento. Una implementación generalizada incluiría un modelo con múltiples generadores por barra y límites bidireccionales la cual rebasa los propósitos de esta sección.

Recordemos que los modelos OPF pueden ser agrupados en dos tipos: ACOPF y DCOPF. El modelo ACOPF representa el problema de optimización con el modelo de flujos de potencia en corriente alterna, en el cual la potencia real y reactiva son consideradas. Por otro lado, el modelo DCOPF utiliza el modelo de flujo de potencia en corriente directa, el cual preserva únicamente el balance de potencia activa. Usualmente, el DCOPF no contempla pérdidas de potencia, y, por ende, se le conoce como modelo DCOPF sin pérdidas. En la siguiente derivación se utilizará este modelo de flujos de potencia en corriente directa.

2.4.1. Modelo DCOPF sin pérdidas

El modelo simple de DCOPF sin pérdidas puede ser modelado como la minimización del costo total de producción sujeto al balance de energía y las restricciones de transmisión [26]. Las magnitudes de los voltajes son normalizados a la unidad y la

potencia reactiva es despreciada. Las expresiones para este modelo escrito en su forma de programación lineal se presentan a continuación [18].

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N c_i \times G_i \quad (2.1)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^N G_i = \sum_{i=1}^N D_i \quad (2.2)$$

$$\left| \sum_{i=1}^N GSF_{k-1} \times (G_i - D_i) \right| \leq lim_k, \quad \text{para } k = 1, 2, \dots, M \quad (2.3)$$

$$G_i^{min} \leq G_i \leq G_i^{max}, \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, N \quad (2.4)$$

donde

N = número de nodos;

M = número de líneas;

c_i = costo de generación en el nodo i -ésimo;

G_i = generación inyectada en el nodo i -ésimo;

G_i^{max} = generación máxima en el nodo i -ésimo;

G_i^{min} = generación mínima en el nodo i -ésimo;

D_i = consumo en el nodo i -ésimo;

GSF_{k-i} = factor de corrimiento de generación de la línea k al nodo i ;

lim_k = límite de transmisión de la línea k .

Cabe mencionar que los valores reales de los GSF dependen el nodo de referencia, pero la ecuación 2.3 considera que el GSF es el mismo independientemente si el nodo de referencia cambia.

También es posible tener una formulación matricial de las ecuaciones anteriores a través de la siguiente notación [18].

$$\min_{\mathbf{G}} \quad \mathbf{c}^T \times \mathbf{G} \quad (2.5)$$

Sujeto a:

$$\mathbf{1}^T \times \mathbf{G} = \mathbf{1}^T \times \mathbf{D} \quad (2.6)$$

$$|\mathbf{GSF} \times \mathbf{G} - \mathbf{GSF} \times \mathbf{D}| \leq \mathbf{lim} \quad (2.7)$$

$$\mathbf{G}^{min} \leq \mathbf{G} \leq \mathbf{G}^{max} \quad (2.8)$$

donde

\mathbf{c}^T = matriz de costos totales de generación;

\mathbf{G} = matriz de generación total de plantas;

$\mathbf{1}^T$ = matriz identidad;

\mathbf{D} = matriz de demanda total de centros de carga;

\mathbf{GSF} = matriz de factores de corrimiento;

\mathbf{lim} = matriz de límites de transmisión en líneas;

\mathbf{G}^{min} = matriz de generación mínima de plantas;

\mathbf{G}^{max} = matriz de generación máxima de plantas.

2.4.2. Modelo DCOPF con pérdidas

Estudios previos del cálculo del PML usando el DCOPF ignoran las pérdidas en las líneas. Esto provoca que el precio de la energía y de la congestión tienen comportamientos lineales con precios nulos asociados a las pérdidas. Sin embargo, la dificultad de implementación del modelo aumenta considerablemente si es necesario considerar las pérdidas para los costos [28]. El mayor reto del modelo de pérdidas yace en que el modelo DCOPF sin pérdidas carece un cálculo exacto del PML, el cual es muy importante para calcular el precio de la electricidad. Sin sus tres componentes, energía, congestión y pérdidas, el PML no está completo.

La clave para considerar el precio de pérdidas marginales es el factor de pérdidas o “Loss Factor” (LF).

El factor de pérdidas es la sensibilidad de un sistema a cambiar sus pérdidas en función de la inyección de potencia en dicho nodo [29]. Es decir, un factor de pérdidas de un nodo muestra cómo las pérdidas de un sistema cambian si la inyección en un nodo cambia por uno (1) MW. Por esta razón, los factores de pérdidas son dependientes del nodo de referencia. Por definición, el factor de pérdidas en el nodo de referencia es cero. La cantidad $DF_i = 1 - LF_i$ es llamado factor de entrega o “Delivery Factor” (DF).

Este factor DF muestra cuánta potencia llegará al nodo de referencia si un (1) MW es inyectado en el nodo i-ésimo. Eso significa que si uno inyecta un MW adicional de potencia en el nodo i-ésimo, solo $1 - LF_i$ MW llegará al nodo de referencia y el resto se perderá en la red [29]. Matemáticamente, el DF se muestra a continuación [18].

$$DF_i = 1 - LF_i = 1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} \quad (2.9)$$

donde

DF_i = factor de carga en el nodo i-ésimo;

LF_i = factor de pérdidas en el nodo i-ésimo;

P_{loss} = pérdidas totales del sistema;

$P_i = G_i - D_i$ = inyección total en el nodo i-ésimo.

Con base en la definición del factor de pérdidas, tenemos la siguiente expresión [18].

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^M F_k^2 \times R_k \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} = \frac{\partial}{\partial P_i} \left(\sum_{k=1}^M F_k^2 \times R_k \right) \quad (2.11)$$

donde

F_k = flujo en la línea k-ésima;

R_k = resistencia en la línea k-ésima.

En una red DC lineal, el flujo en las líneas puede ser visto como la suma de las contribuciones de todas las fuentes de potencia, viendo a la generación como fuente positiva y a los centros de carga como fuentes negativas, con base en el teorema de superposición. La sensibilidad de la contribución del flujo de una línea a un nodo es conocido como factor de corrimiento de generación o “Generation Shift Factor” (GSF). Esto puede ser escrito como

$$F_k = \sum_{j=1}^N GSF_{k-j} \times P_j. \quad (2.12)$$

La ecuación 2.12 puede ser mostrada con el LF como

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} = \sum_{k=1}^M \frac{\partial}{\partial P_i} (F_k^2 \times R_k) = \sum_{k=1}^M R_k \times 2F_k \times \frac{\partial F_k}{\partial P_i} \quad (2.13)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} = \sum_{k=1}^M 2R_k \times GSF_{k-i} \times \left(\sum_{j=1}^N GSF_{k-j} \times P_j \right). \quad (2.14)$$

No es intuitivo el hecho de que el factor de pérdidas puede ser positivo o negativo. Cuando es positivo, un incremento en la inyección de potencia en el nodo puede incrementar las pérdidas del sistema. Cuando es negativo, un incremento en la inyección de potencia en el nodo puede disminuir las pérdidas del sistema. Por consecuencia, si el factor de pérdidas es positivo, el factor de carga es menor que la unidad. Si el factor de pérdidas es negativo, el factor de carga es mayor que la unidad.

2.4.3. Precio Marginal Local

Como se muestra en la ecuación 2.14, el factor de pérdidas depende de la inyección neta, P_j , la cual es el despacho actual menos la carga en el nodo j-ésimo. Por otro lado, el despacho de generación se puede ver afectada por los factores de pérdidas, dado que, los generadores pueden ser penalizados en función de los factores de pérdidas.

Debido a que P_j es desconocido antes del despacho, una manera de calcularla es tener una estimación del despacho para obtener los factores de pérdida de cada nodo. Entonces, los factores de pérdida estimados serán utilizados para obtener un nuevo despacho. Este razonamiento nos lleva a un modelo iterativo de DFOPF. En otras palabras, en la iteración $(l + 1)$ -ésima iteración, los resultados del despacho de la iteración l -ésima serán usados para actualizar P_j y, por ende, los factores de carga y factores de pérdidas. En cada iteración, se resuelve el DCOPF haciendo uso de la programación lineal. El proceso se repite hasta que se alcance una convergencia con los criterios de precisión deseados. Después de esto, el PML es calculado fácilmente de la iteración final. Ciertamente, la primera iteración del DCOPF no considera pérdidas. Esta metodología puede ser formulada como se muestra a continuación [18].

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N c_i \times G_i \quad (2.15)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^N DF_i^{est} \times G_i - \sum_{i=1}^N DF_i^{est} \times D_i + P_{loss}^{est} = 0 \quad (2.16)$$

$$\left| \sum_{i=1}^N GSF_{k-i} \times (G_i - D_i) \right| \leq lim_k, \quad \text{para } k \in \{\text{todas las líneas}\} \quad (2.17)$$

$$G_i^{min} \leq G_i \leq G_i^{max}, \quad \text{para } i \in \{\text{todos los generadores}\} \quad (2.18)$$

donde

$$DF_i^{est} = \text{factor de carga en el nodo } i\text{-ésimo en la iteración previa};$$

$$P_{est}^{loss} = P_{loss} = \text{de la iteración previa.}$$

Como se mencionó anteriormente, el factor de carga, DF_i , es calculado con base en el despacho resultante de la iteración anterior. Por ello, los factores de carga y de pérdidas son actualizados de manera iterativa dado que están relacionados con el despacho de generación actual. Una vez alcanzada la convergencia, los DF_i y P_{loss} de las siguientes iteraciones tendrán los mismos valores que los finales. Naturalmente, este algoritmo provee resultados más precisos con un tiempo mayor de ejecución que el modelo DCOPF sin pérdidas. Si se compara con el ACOPF, el modelo iterativo DCOPF es mucho más rápido que el ACOPF, el cual es hasta dieciséis veces más lento que el DCOPF [30]. Además, el ACOPF necesita una mayor preparación en los datos de entrada para alcanzar una convergencia.

En la operación del mercado en tiempo real, los factores de carga son fácilmente calculados con datos SCADA en tiempo real. Desafortunadamente, no son una opción viable para simular estudios de planeación del sistema eléctrico. Para este propósito es necesario identificar un enfoque más confiable, tal como un método de iteraciones, para obtener factores de carga precisos si se desea realizar simulaciones para planeación [31].

Después de obtener una solución óptima para el despacho de generación, el PML, en cualquier nodo B , puede ser calculado con una función de Lagrange. La función \mathcal{L} y el PML se pueden escribir de la siguiente manera.

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \left(\sum_{i=1}^N c_i \cdot G_i \right) - \lambda \left(\sum_{i=1}^N DF_i \cdot G_i - \sum_{i=1}^N DF_i \cdot D_i + P_{loss} \right) \\ & - \sum_{k=1}^M \mu_k \left(\sum_{i=1}^N GSF_{k-i} \times (G_i - D_i) - lim_k \right) \end{aligned} \quad (2.19)$$

$$\begin{aligned} PML_B = & \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial D_B} = \lambda \cdot DF_B + \left(\sum_{k=1}^M \mu_k \times GSF_{k-B} \right) \\ = & \lambda + \left(\sum_{k=1}^M \mu_k \times GSF_{k-B} \right) + \lambda (DF_B - 1) \end{aligned} \quad (2.20)$$

donde

$$PML_B = \text{precio marginal local en el nodo B};$$

λ = multiplicador de Lagrange de la ecuación 2.16
 = precio marginal de la energía
 = precio en el nodo de referencia;

μ_k = multiplicador de Lagrange de la ecuación 2.17
 = sensibilidad de la restricción de transmisión k -iésima.

El PML puede ser desagregado en sus tres componentes: precio de energía marginal, precio de congestión marginal y precio de pérdida marginal. Finalmente, la formulación del PML puede ser escribe como en las ecuaciones 2.21 a 2.24.

$$PML_B = PML_B^{energía} + PML_B^{cong} + PML_B^{loss} \quad (2.21)$$

$$PML_B^{energía} = \lambda \quad (2.22)$$

$$PML_B^{cong} = \sum_{k=1}^M GSF_{k-B} \times \mu_k \quad (2.23)$$

$$PML_B^{loss} = \lambda \times (DF_B - 1). \quad (2.24)$$

Capítulo 3

Metodología

3.1. Modelado de los sistemas eléctricos de potencia

Existen diferentes programas computacionales para modelar sistemas eléctricos, entre ellos se encuentran ETAP® y PowerWorld®, por mencionar algunos. Energy Exemplar® es un proveedor de soluciones relacionadas a la optimización y modelación de mercados de energía. Específicamente, su software de simulación PLEXOS® ha sido utilizado a nivel mundial en otros mercados de electricidad resolviendo una variedad de problemas de análisis como lo son la planeación del sistema desde el corto plazo, incluyendo flujos óptimos de potencia y asignación de unidades de generación, hasta largo plazo con planes de expansión del sistema eléctrico entero. Utilizar herramientas como estas en los mercados permite realizar decisiones estratégicas para generar beneficios económicos y sociales al garantizar la proveeduría de electricidad a precios de competencia. En adición a ello, este trabajo permite entender las necesidades del sector y los puntos estratégicos a resolver para un crecimiento organizado y planeado. En un largo plazo, esto incentiva un crecimiento en las redes eléctricas donde es necesario y la construcción de plantas eléctricas donde sea conveniente. Las características de PLEXOS® se enumeran a continuación.

- Planificación de generación, incluidas las proyecciones presupuestarias y las políticas ambientales.
- Análisis de mercado incluyendo pronóstico de precios, evaluación de escenarios, evaluación de riesgos y diseño de mercado.
- Planificación de la transmisión, incluida la frecuencia y el costo de la congestión, el impacto del costo del producto en la transmisión, los estudios de infraestructura y la expansión de la transmisión.
- Planeación de corto plazo incluyendo flujos óptimos de potencia, asignación de unidades y despacho económico.

- Simulación operacional como restricciones de confiabilidad local y control de generación automática de plantas de turbinas de gas de ciclo combinado.
- Integración de las tecnologías renovables y sus restricciones de generación asociadas a las condiciones meteorológicas.
- Restricción de generación eléctrica por disponibilidad de combustible.
- Coordinación hidro-térmica y uso racional del agua de embalses.
- Modelación y proyección de la demanda y los costos de la electricidad para períodos de tiempo venideros.

Por los motivos anteriores, en esta tesis se utiliza PLEXOS® como programa computacional para el modelado de sistemas eléctricos de potencia.

3.1.1. PLEXOS® de Energy Exemplar®

Este trabajo se limita a modelar el Sistema Eléctrico Nacional utilizando las regiones de transmisión reportadas en el PRODESEN y no los nodos de precio utilizados por el Centro Nacional de Control de Energía para la operaciones del mercado. Además, se utilizan los corredores de transmisión y no todo el sistema integral de transmisión y distribución. La razón de lo anterior son las limitaciones computacionales y de software que existen. En la tabla 3.1 se muestran las propiedades del equipo de cómputo usado. Se tuvieron disponibles dos computadoras y dos licencias académicas de PLEXOS®. Una de las computadoras pertenece al Consorcio Industrial para el Fomento de la Investigación Aplicada en México y la otra al Centro de Estudios en Energía (CEE), ambas organizaciones pertenecientes al Tecnológico de Monterrey, Campus Monterrey. Si bien, ambos ordenadores tienen mayor poder de cómputo que las computadoras comerciales promedio, debemos recordar que el modelo considera cientos de plantas eléctricas, gerencias de control y restricciones de transmisión, y que para la validación del modelo se replicaron los precios del MEM resolviendo el despacho económico para cada hora desde el lunes 4 de abril de 2016 al miércoles 31 de diciembre de 2019. Las simulaciones que incluyen los datos de estos cuatro años han sido ejecutadas en los primeros meses de este año 2020. Sin embargo, parte del trabajo de esta tesis fue aprender a utilizar PLEXOS®. Esto fue posible gracias a tutoriales previos, revisados y estudiados desde inicios del 2019 [32].

3.1.2. Manejo de datos

El uso de PLEXOS® consta de tres etapas: el manejo de datos, la ejecución del modelo y la visualización de los resultados. Sin embargo, estas etapas difieren si se usa un solo ordenador o si se usan servidores.

Tabla 3.1: Propiedades del equipo de cómputo utilizado.

Características	PC Consorcio	PC CEE
Sistema operativo	Windows 10 Enterprise	Windows 7 Professional
Procesador	Intel (R) Xenon (R) 2.6 GHz	Intel (R) Core (Tm) 2.3 GHz
Memoria RAM	24 GB	16 GB
Tipo de sistema	64-bit	64-bit

En caso del uso de una computadora, la primera etapa sería el manejo de datos con archivos del tipo *.csv* y *.xml*. Los archivos *.csv* son manejables con hojas de cálculo y permiten visualizar información de nuestros objetos. Estos pueden ser líneas de transmisión, generadores, centros de carga, etcétera. No obstante, el software no admite la importación de este tipo de archivos para la construcción de los modelos físicos. Si deseamos importar archivos para modelar sistemas eléctricos, estos deben ser del tipo *.xml* y podremos importarlos con éxito. La segunda etapa en esta opción del uso en una computadora sería la corrida o simulación del modelo. Bajo este esquema, será el mismo ordenador donde está instalado el software aquel que realice los cálculos y modele el sistema. Finalmente, en una tercera etapa los resultados podrán ser visualizados en el monitor de la computadora a través de gráficas u hojas de cálculo en caso de que los datos deseen ser importados.

Por otra parte, si usamos servidores, la manera de operar es similar pero involucra más computadoras. En una primera etapa, se podrían manejar grandes bases de datos de manera simultánea. En la segunda etapa, esta información podría ser analizada en un ambiente distribuido en servidores o un número mayor de computadoras y en la última etapa, la visualización de los archivos podrá ser realizado en varias computadoras. Ver Figura 3.1.

El término dato marcado es una concatenación de palabras marcadas. Esto se refiere a la forma tradicional de marcar un documento en su impresión y diseño de estructuras. XML es una extensión de archivo de Lenguaje de Marcado Extensible (XML) utilizado para crear formatos de información comunes. Contiene símbolos de marcado para describir el contenido de un archivo. XML describe el contenido en términos de qué datos se están describiendo. Este formato de archivos permite la creación de bases de datos y la importación y exportación de modelos físicos complejos sin que se vea comprometida la practicidad del manejo de información [33].

En la Figura 3.2 podemos ver el código de un archivo *.xml*, el cual contiene información de un modelo de tres generadores. En el documento podemos ver atributos y propiedades de cada generador y la estructura que manejan. Cada objeto tiene asignadas características que son importadas en PLEXOS® para el diseño del modelo físico.

Debe mencionarse que PLEXOS® no resuelve el modelo, sino que hace uso de *solvers* o solucionadores externos para la ejecución del programa. La versión de paga

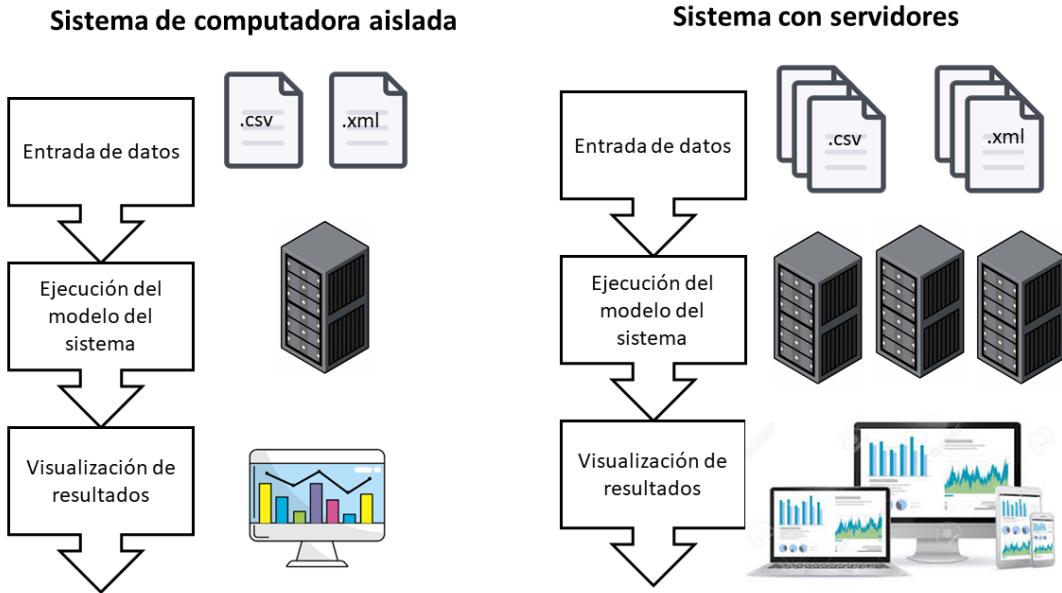


Figura 3.1: Opciones de ejecución de simulaciones en PLEXOS®.

```

1  <?xml version="1.0"?>
2  <?xmlstylesheet type='text/xsl' href='http://www.PLEXOS.info/XML/PLEXOS.xsl'?>
3  <plexosSystem Name="System" xmlns="http://www.plexos.info/XML" Version="8.100">
4    <Generators>
5      <Generator Name="Gen_11" GUID="929d3bf8-f3a7-4472-b52c-099e8239c5fe">
6        <Generator_Fuels Fuel="Oil" />
7        <Generator_Nodes Node="1" />
8        <Attribute Name="Latitude" Value="18.488564" />
9        <Attribute Name="Longitude" Value="-92.667487" />
10       <!--Production-->
11       <Property Name="Units" Value="1" />
12       <Property Name="Max Capacity" Value="600" />
13       <Property Name="Min Stable Level" Value="300" />
14       <Property Name="Fuel Price" Value="1.5" />
15       <Property Name="Heat Rate" Value="10" />
16     </Generator>
17     <Generator Name="Gen_12" GUID="46188c5f-ca36-4794-89ec-4eeefb0b955f">
18       <Generator_Fuels Fuel="Gas" />
19       <Generator_Nodes Node="1" />
20       <Attribute Name="Latitude" Value="18.181285" />
21       <Attribute Name="Longitude" Value="-93.572123" />
22       <!--Production-->
23       <Property Name="Units" Value="1" />
24       <Property Name="Max Capacity" Value="300" />
25       <Property Name="Min Stable Level" Value="100" />
26       <Property Name="Fuel Price" Value="5" />

```

Figura 3.2: Código del archivo .xml del sistema de ejemplo.

permite el uso de los solucionadores CPLEX® de IBM®, Gurobi®, MOSEK® de Mosek ApS® y Xpress-MP® de FICO Xpress®. Sin embargo, la versión de estudiante permite únicamente el uso de GLPK en su versión 4.65, el cual es un *solver* de código abierto del tipo académico.

PLEXOS® es un programa orientado a objetos. Por esta razón, los objetivos, las relaciones y la configuración son muy importantes en la construcción de sistemas en este software. Los objetos pueden ser creados desde el panel de objetos y estos deben de tener una relación entre sí. Por ejemplo, consideremos el objeto de tipo “generador”. Este objeto debe estar relacionado con un objeto del tipo “nodo” en todo momento. Uno de los objetos que más relaciones tiene es el objeto “nodo”, el cual debe estar siempre relacionado con sus respectivos generadores y líneas, además de pertenecer permanentemente a una región. Algunos tipos de objetos importantes son los del tipo “generador”, “nodo”, “mercado”, “combustible”, “región”, “línea”, “compañía”, “horizonte”, “base”, y “reporte” por mencionar algunos. Ver Figura 3.3.

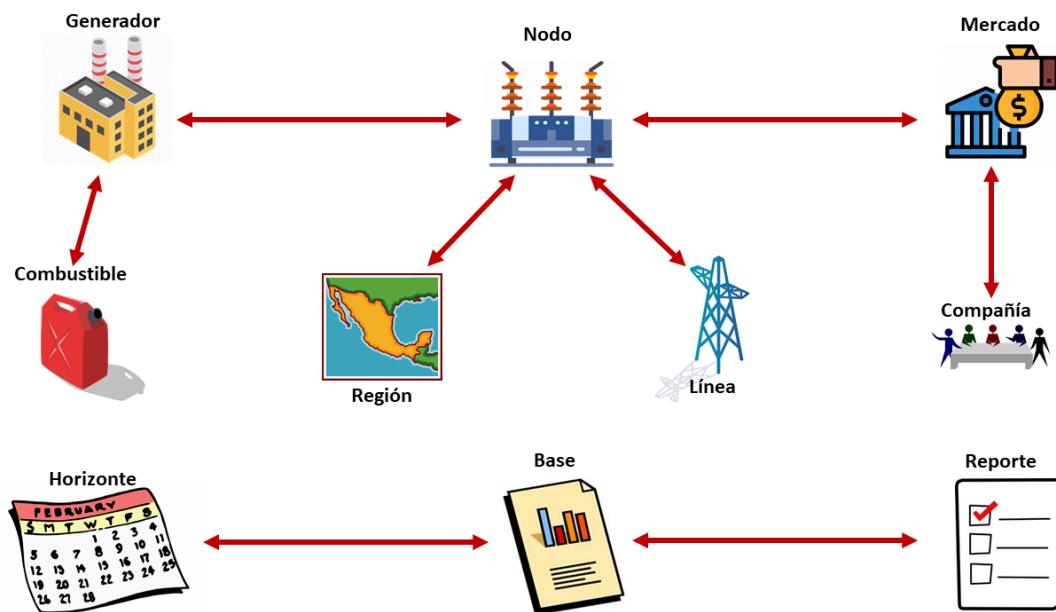


Figura 3.3: Escructura de datos en PLEXOS®.

Cada objeto debe tener propiedades. Por ejemplo, algunas de las propiedades más importantes de un objeto del tipo “generador” es el factor de planta, la capacidad instalada, la ubicación etcétera. Otro ejemplo podría ser un objeto del tipo “línea”, el cual demanda capacidad de transmisión, resistividad y reactancia, por mencionar algunas propiedades. Una propiedad pueden ser del tipo dinámica o estática según convenga. Un valor que típicamente sería estático podría ser la capacidad de generación de una central o las semanas de mantenimiento al año. Una propiedad que usualmente sería dinámico sería la carga o demanda en un nodo. Esta propiedad, y cualquiera

que sea del tipo dinámico, deberá ser acompañado de un documento del tipo *.csv* que indique su comportamiento. Las propiedades de un sistema varían en función de la disponibilidad de su información. En la sección 3.2 se enlistan las características del sistema así como las propiedades de los objetos utilizadas en este trabajo.

Para verificar el correcto funcionamiento de PLEXOS® en las computadoras, se ejecutó un modelo prefabricado de un sistema eléctrico simple de tres nodos con tres generadores [6]. Ver Figura 3.4. En la Tabla 3.2 podemos ver las características de los generadores, incluyendo el nodo de interconexión, capacidad máxima de generación, potencia mínima estable, el régimen térmico y cargos de operación y mantenimiento.

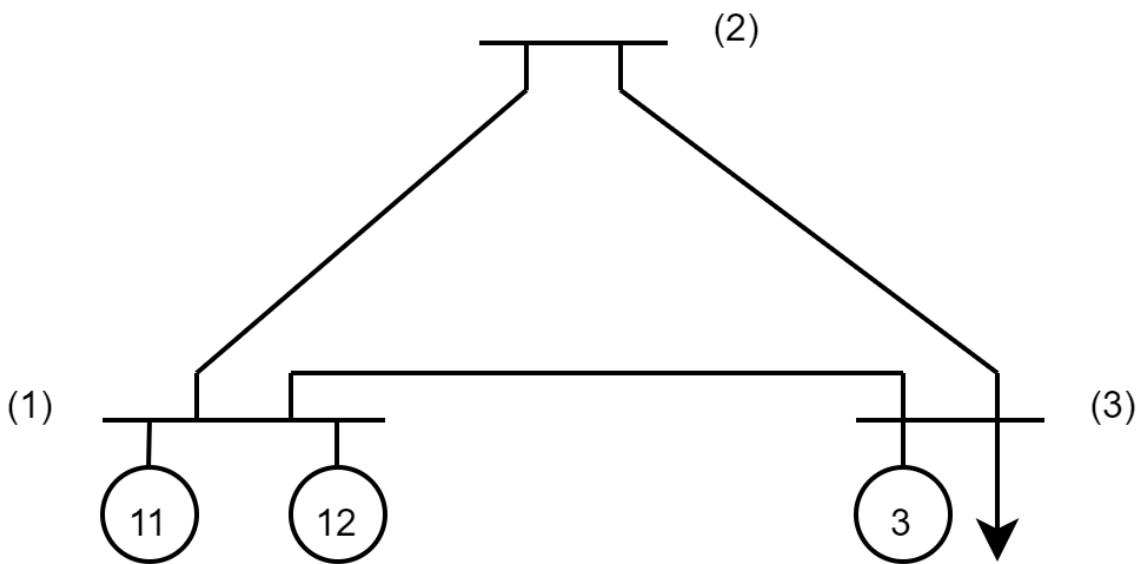


Figura 3.4: Sistema de tres nodos con tres generadores [6].

Tabla 3.2: Propiedades de las plantas eléctricas de la Figura 3.4.

Generador	Nodo	Capacidad Máxima (MW)	Potencia mínima estable (MW)	Régimen térmico (GJ/MWh)	Cargos O&M (\$/MWh)
11	1	600	300	10	0
12	1	300	100	7	0
3	3	200	50	12	1

En la Tabla 3.3 vemos los combustibles que usan las máquinas generadoras y sus precios. El combustóleo corresponde al generador 11, el gas al generador 12 y finalmente, el diésel al generador 3.

En la Tabla 3.4 vemos las propiedades de las líneas de transmisión, incluyendo el nodo de origen y destino, capacidad de transmisión, resistencia y reactancia. Y en la

Tabla 3.3: Precios de los combustibles de las plantas eléctricas de la Figura 3.4.

Combustibles	Precio del combustible (\$/GJ)
Combustóleo	1.5
Gas	5.0
Diésel	7.0

Tabla 3.5 vemos la demanda que presenta la carga en el nodo (3) durante un día entero.

Tabla 3.4: Características de las líneas de la Figura 3.4.

Línea	Nodo origen	Nodo destino	Capacidad de transmisión (MW)	Resistencia (p.u.)	Reactancia (p.u.)
L1-2	1	2	1000	0.01	0.002
L1-3	1	3	1000	0.01	0.002
L2-3	2	3	1000	0.01	0.002

Tabla 3.5: Perfil de demanda de la carga de la Figura 3.4.

Hora del día	1	2	3	4	5	6	7	8
Demanda (MW)	500	550	600	650	699	750	800	850
Hora del día	9	10	11	12	13	14	15	16
Demanda (MW)	900	950	1000	1050	1100	1050	1000	950
Hora del día	17	18	19	20	21	22	23	24
Demanda (MW)	900	850	800	750	700	650	600	550

Una vez configurado el sistema eléctrico, el software nos permite una visualización del sistema con sus generadores, combustibles, regiones, nodos y líneas. Ver Figura 3.5.

Como se menciona en la página 38, además de las propiedades físicas del sistema es necesario agregar el horizonte temporal, el tipo de reporte, el *performance* o desempeño de la simulación y el tipo de modelo. En este caso, el horizonte comienza el miércoles, 1 de enero de 2003 con duración de un día y una longitud del intervalo de una hora y se considera el inicio del día a las 00:00 horas. El tipo de modelo es un ST-Schedule o modelo de corto plazo, en el cual se realiza únicamente asignación de unidades y flujos óptimos de potencia. Para el caso del reporte, se muestra un periodo horario, es decir que se muestran resultados con resolución de una hora. En las propiedades del ST-Schedule tenemos detalle de transmisión nodal y un régimen térmico detallado. En el caso del desempeño del modelo se realizará la ejecución usando el GLPK 4.65 anteriormente mencionado.

Como resultado de la simulación, podemos ver en la Figura 3.6 el balance de la generación y la carga. Podemos ver que la carga aumenta de manera constante hasta

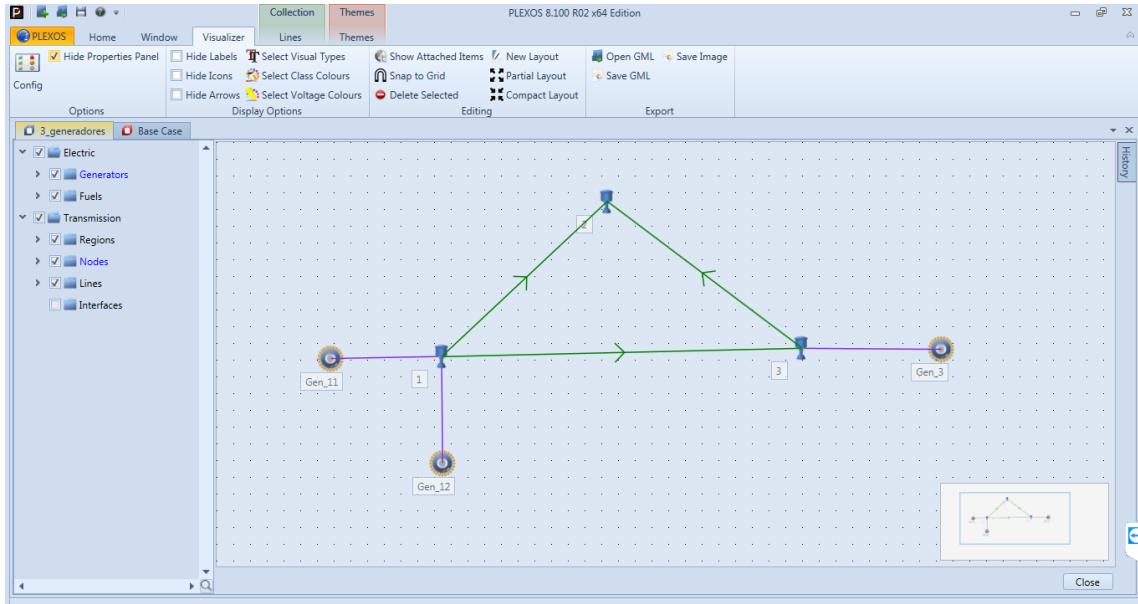


Figura 3.5: Visualización de las gerencias de control del SEN a través de PLEXOS®†.

el medio día y después disminuye. Este consumo es satisfecho con la generación de las plantas sin problema alguno.

En la Figura 3.7 vemos la generación individual de las máquinas. Vemos que el generador 11 está operando todo el tiempo y que aumenta su potencia durante las horas con mayor demanda. Vemos también que el generador 12 opera desde la segunda hasta la penúltima hora del día y que el generador 3 opera únicamente en las horas más demandadas.

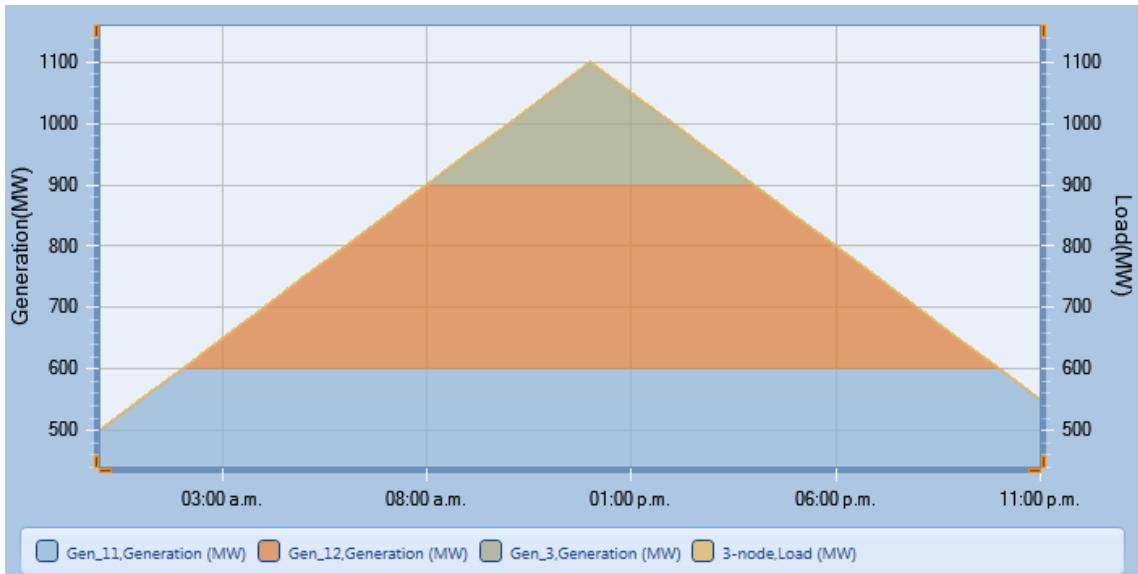


Figura 3.6: Balance de la generación y la carga†.

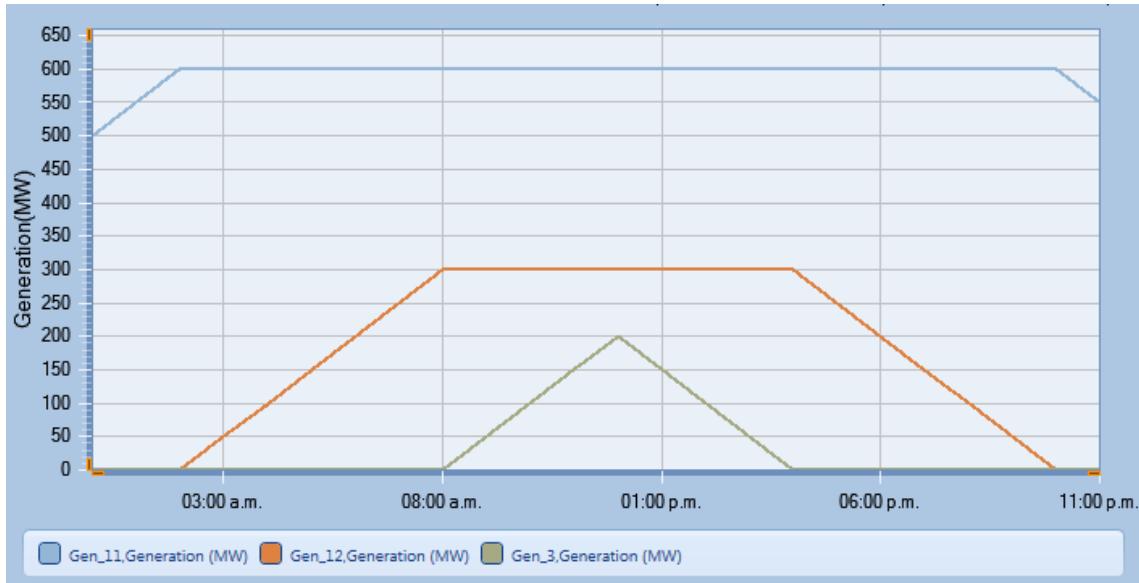


Figura 3.7: Generación eléctrica por planta[†].

Dado que no existe congestión en el sistema, el precio de la electricidad es el mismo en todos los nodos. Este precio lo podemos ver en la Figura 3.8 el cual es el mismo en toda la región.

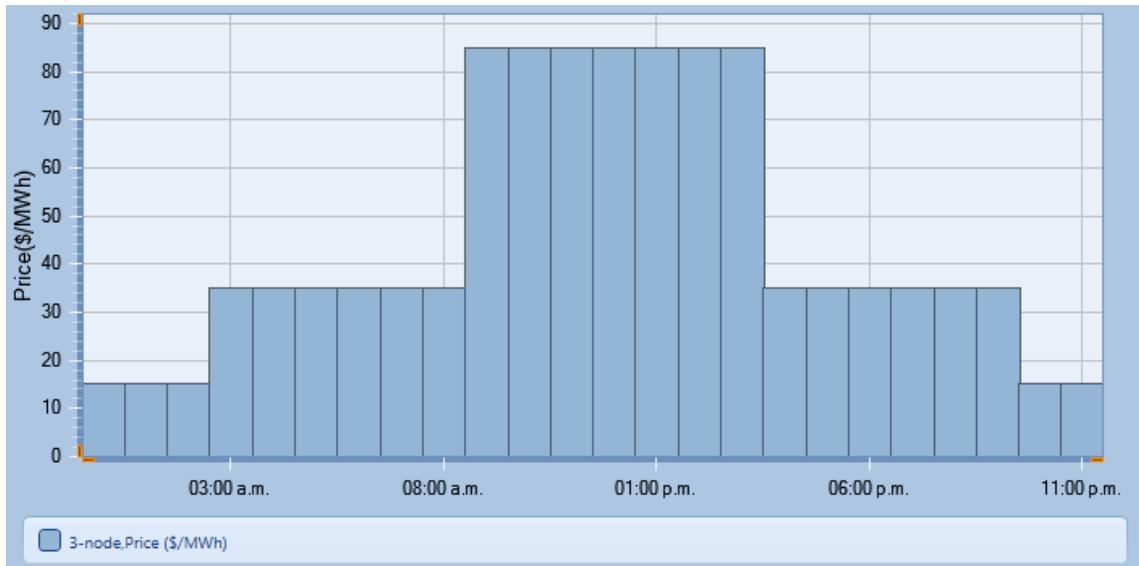


Figura 3.8: Costo de la electricidad en la región[†].

Finalmente, en la Figura 3.9 vemos el flujo en las líneas del sistema también reportado con resolución horaria. Con esto, hemos verificado que PLEXOS® está correctamente instalado y operando de manera óptima. Una vez esto realizado, podemos comenzar a modelar el SEN con las regiones de transmisión.

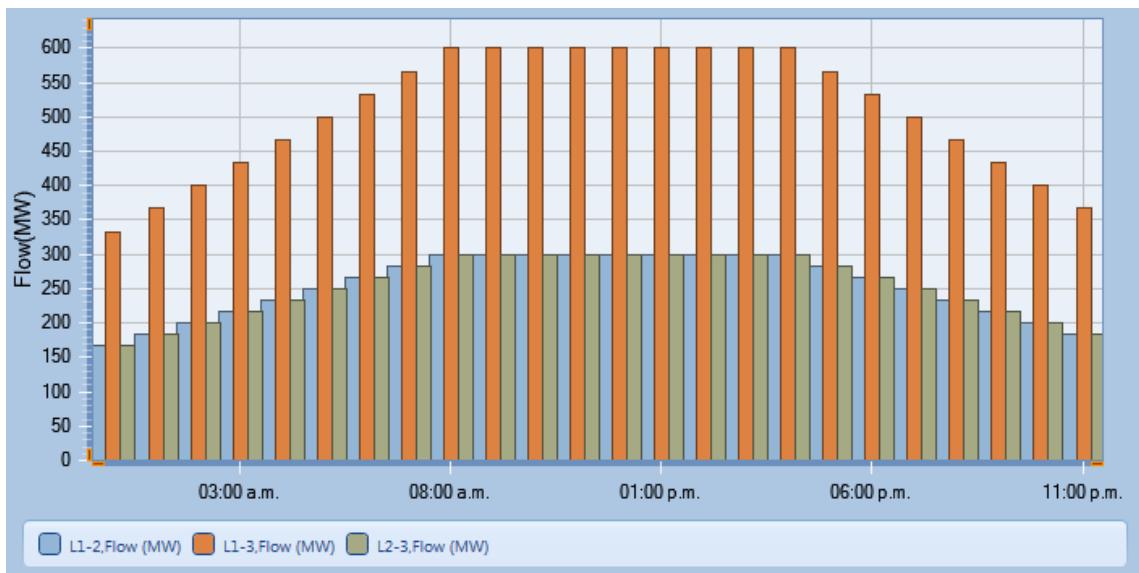


Figura 3.9: Flujo eléctrico en las líneas del sistema[†].

[†]Las imágenes 3.5 a 3.9 son utilizadas con el siguiente permiso:

©US and International copyrights for PLEXOS® are held by Energy Exemplar LLC and Energy Exemplar Pty Ltd. For use only by written permission from Energy Exemplar.

3.1.3. Modelo del Sistema Eléctrico Nacional

Una vez verificado el correcto funcionamiento de PLEXOS®, podemos comenzar a modelar el sistema físico de esta tesis. En cuanto a la información de entrada del modelo, se usó la información disponible en el área pública del mercado que es publicada por el CENACE. Además, se consideró el documento llamado “Base de datos del modelo utilizado para la ampliación y modernización de la red nacional de transmisión” en su versión 2018, accesible para los participantes del mercado. Este documento fue enriquecido con la información que ofrece el Portal de Datos Abiertos del Gobierno de la República, específicamente, los permisos en materia de electricidad otorgados por la CRE. En ellos se puede encontrar una gran cantidad de información de las plantas eléctricas, como la razón social del permisionario, el número y características de permiso, tipo de tecnología, capacidad y energía autorizada, entre otros puntos. Finalmente, para las plantas solares y eólicas se agregó la información publicada por la Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX) y la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) que incluye ubicación de las plantas, permisionario y capacidad instalada de generación.

3.2. Sistema de estudio

Cómo se mencionó anteriormente, el objetivo de este trabajo es modelar el Sistema Eléctrico Nacional, replicar los precios históricos de la electricidad y poder hacer una proyección de los precios para años consecutivos. Sin embargo, en esta tesis no se modeló el sistema utilizando sus casi dos mil quinientos nodos de precio, sino que se utilizaron las regiones de transmisión.

3.2.1. Base

Como se comparte en la Figura 3.3, parte de la estructura de modelo incluye un objeto “Base”. Los objetos “Base” de los modelos conforman la estructura de la ejecución y contienen el horizonte temporal, el tipo del reporte, el ST-Schedule y el MT-Schedule, el modelo de transmisión y el desempeño o *performance*. De la sección 3.2.5 a 3.2.7 se muestran los contenidos del objeto Base de este modelo, desde horizonte temporal hasta tipo de reporte.

3.2.2. Generadores

Para la modelación de las plantas eléctricas se lograron obtener las siguientes propiedades: nombre de la central, tipo de tecnología, ubicación geográfica, número de permiso otorgado por la CRE, factor de planta, capacidad instalada, potencia mínima estable, unidades de generación, fecha de entrada de operación, región de transmisión a la cual está interconectada, disponibilidad sin considerar mantenimiento, tipo de combustible, costos variables de operación y mantenimiento, costos fijos de operación y mantenimiento, semanas de mantenimiento al año, eficiencia, régimen térmico de las centrales que usan combustibles para la generación eléctrica y costos de transporte de combustible para las centrales que corresponda. Para el caso de la capacidad de rampa de las plantas térmicas, se consideraron algunos valores típicos recomendados en función del tamaño de capacidad de las centrales [34]. Además, se utilizaron identificadores para nombrar de manera concisa a cada central durante la simulación.

En este trabajo se consideraron centrales eléctricas de biogás, carboeléctricas, ciclos combinados de gas natural, combustión interna, cogeneración, eólicas, geotérmicas, nucleares, solares y turbogás. A continuación, se explicarán algunas consideraciones que se tomaron en las simulaciones dependiendo del tipo de tecnología de las centrales.

■ Biogás

El biogás se produce a partir de materia orgánica a través de un proceso de descomposición con bacterias anaerobias. Estas bacterias comen, digieren y descomponen esta biomasa produciendo biogás. Este gas está compuesto principalmente de metano y dióxido de carbono. El metano (CH_4) es el mismo compuesto

rico en energía que se encuentra en el gas natural. El biogás puede tratarse para eliminar CO₂ y otros gases, y puede usarse como combustible al igual que el gas natural. Sin embargo, una de sus principales aplicaciones es su utilización en diferentes motores de combustión interna, como lo son las turbinas de gas, que permiten la conversión de electricidad y calor [35]. Si bien, existen algunos rellenos sanitarios en México que producen electricidad para usos propios, la única planta de esta categoría que genera electricidad para su venta es la Central LFGE León con capacidad de 2.58 MW de potencia instalada.

■ **Carboeléctrica**

Una central eléctrica de carbón o una central eléctrica de carbón es una central térmica que quema carbón para generar electricidad. El carbón generalmente se pulveriza y luego se quema en una caldera de carbón pulverizado. El calor del horno convierte el agua de la caldera en vapor, que luego se utiliza para hacer girar las turbinas que hacen girar los generadores. Así, la energía química almacenada en el carbón se convierte sucesivamente en energía térmica, energía mecánica y, finalmente, energía eléctrica [36]. La mayoría de las plantas carboeléctricas son operadas por CFE Generación. Algunas de las centrales más importantes del país son Río Escondido, Carbón II y Petacalco con 1300, 1300 y 2500 MW de capacidad instalada respectivamente.

■ **Ciclo combinado**

Una central eléctrica de ciclo combinado es un conjunto de motores térmicos que funcionan en conjunto desde la misma fuente de calor, convirtiéndolo en energía mecánica. En tierra, cuando se usa para generar electricidad, el tipo más común se llama planta de turbina de gas de ciclo combinado. El mismo principio también se usa para la propulsión marina, donde se llama planta combinada de gas y vapor. La combinación de dos o más ciclos termodinámicos mejora la eficiencia general, lo que reduce los costos de combustible.

Una planta eléctrica de ciclo combinado es aquella que transforma la energía térmica de la combustión de un combustible en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos. El primero de ellos es un ciclo de gas y el segundo es un ciclo de vapor. Usualmente, se quema gas natural en una cámara de combustión el cual mueve una turbina de gas. Dicha turbina está acoplada a un generador eléctrico el cual genera electricidad. Los gases calientes que ya fueron turbinados se usan para calentar agua y obtener vapor de agua. Este vapor pasa por una turbina de vapor la cual está conectada a otro generador. De esta manera, se obtiene una generación eléctrica mayor con una sola fuente de combustibles a través de dos ciclos termodinámicos.

La importancia del ciclo combinado en México ha ido en aumento en los últimos años. Gran parte de la demanda eléctrica del país ha sido cubierta por este

tipo de centrales. Esto es posible gracias a las importaciones de gas natural que se han adquirido del sureste de Estados Unidos. En el siguiente capítulo se verá la modificación de los precios de la electricidad en el noreste mexicano debido a la entrada de las nuevas centrales de ciclo combinado.

■ **Combustión interna**

La plantas de combustión interna son llamadas así porque utilizan un motor de ese tipo alimentado por combustible residuales. Por lo tanto, la tecnología optimiza el ciclo de estos combustibles y minimiza su impacto ambiental. Además, es posible utilizar diesel como combustible auxiliar. La salida de escape de los gases de combustión del motor usualmente están equipadas con un sistema de reducción de emisiones de óxido de nitrógeno (NOx). Este tipo de equipos son confiables debido a su naturaleza de generación firme y su capacidad dual de generación pudiendo usar diesel u otro combustible para su funcionamiento. Sin embargo, una parte importante de sus pasivos es naturalmente el coste de los combustibles. Algunas de las plantas más importantes en México son Baja California Sur V, Guerrero Negro III y Santa Rosalía II, localizadas en La Paz en B.C.S., El Vizcaíno, B.C.S. y Mulegé, B.C.N. respectivamente.

■ **Cogeneración**

La cogeneración es la producción simultánea de electricidad o potencia mecánica y energía térmica útil a partir de una sola fuente de energía. Es un tipo de generación distribuida, que, a diferencia de la generación eléctrica convencional, se encuentra en o cerca del punto de consumo. La cogeneración son un conjunto de tecnologías que pueden usar una variedad de combustibles para generar electricidad o energía en el punto de uso, permitiendo que el calor que normalmente se perdería en el proceso de generación de energía se recupere para proporcionar el calentamiento o enfriamiento necesarios [37]. Por estos beneficios, es común encontrar plantas de cogeneración en las inmediaciones de procesos productivos que requieran calor, como lo son la industria de alimentos, industrias metal-mecánicas, industrias de papel, entre otras.

Entre las plantas de cogeneración más importantes del país se encuentran la Central de Cogeneración A3T, ubicada junto al Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, en Villahermosa, Tabasco. También la planta Iberdrola Cogeneración Altamira, que ofrece energía a los clientes industriales de esta la zona de Altamira, Tamaulipas. Además de la planta Iberdrola Cogeneración Bajío, ofreciendo servicios de electricidad y vapor a proceso a la planta papelera Kimberly Clark en San Juan del Río, Querétaro.

■ **Eólica**

Para este trabajo, se consideraron los parques eólicos incluidos en los proyectos

de la AMDEE [38], los considerados en la “Lista de permisos y autorizaciones otorgados en materia de electricidad” por la Comisión Reguladora de Energía [39], y los proyectos mencionados en la “Base de datos del modelo utilizado para la ampliación y modernización de la red nacional de transmisión” publicada por CENACE [40]. Un detalle técnico a considerar en el modelado de estas centrales, es el factor de planta. El que se consideró en este proyecto, fue el presentado en el PRODESEN [4], los cuales cambian de región de transmisión en región de transmisión debido a la geografía y factores meteorológicos de cada sitio.

■ **Geotérmica**

Las plantas de energía geotérmica utilizan recursos hidrotérmicos que se presentan tanto en forma de agua como en forma de calor. Las plantas geotérmicas requieren recursos de alta temperatura que provienen de pozos de vapor o de pozos de agua caliente. Estos recursos se aprovechan perforando pozos en la tierra y luego canalizando vapor o agua caliente a la superficie. El agua caliente o el vapor alimentan una turbina que genera electricidad [41]. Algunos pozos geotérmicos tienen hasta tres kilómetros de profundidad. Entre las más relevantes se encuentran Complejo Los Humeros en Puebla, Los Azufres en Michoacán y Cerro Prieto en Baja California. Todas siendo operadas por Comisión Federal de Electricidad.

■ **Nuclear**

La energía nuclear proviene de la fisión nuclear. Este proceso ocurre dentro de un reactor y consta de desintegración radiactiva en la que el núcleo de un átomo se divide, liberando una gran cantidad de energía. En las plantas nucleares, esta energía calorífica es utilizada para calentar agua y producir vapor. El vapor se utiliza para hacer girar turbinas conectadas a un generador eléctrico que genera electricidad. En el centro del reactor está el núcleo, que contiene combustible de uranio. Posteriormente, se enfriá el vapor en agua en una estructura separada en la planta de energía llamada torre de enfriamiento, o usan agua de estanques, ríos o el océano. El agua enfriada se reutiliza para producir vapor nuevamente [42].

Actuamente, la única central nuclear operando en México es Laguna Verde con dos unidades de 779.66 MW de potencia cada una. Esta central también es operada por CFE Generación y está ubicada en Alto Lucero, Veracruz.

■ **Solar**

En esta tesis, se incluyen las centrales solares incluidas en los proyectos de la ASOLMEX [43], los considerados en la “Lista de permisos y autorizaciones otorgados en materia de electricidad” por la Comisión Reguladora de Energía [39], y los proyectos mencionados en la “Base de datos del modelo utilizado para la ampliación y modernización de la red nacional de transmisión” publicada por

CENACE [40]. Una consideración técnica es la radiación solar, las horas solares pico y el factor de planta. Se consideraron valores regionales calculados a través de algunos documentos [4] [44].

- **Turbogás**

Las centrales eléctricas de turbogás utilizan la energía cinética producida de la combustión de gases y aire. Existen del tipo aeroderivadas e industriales. Este tipo de unidades es ampliamente utilizada para contingencias de generación eléctrica, debido a su capacidad de rampa que les permite entrar en una zona de operación muy rápidamente [45]. Este tipo de centrales se presentan en todo el país, desde Baja California y Monterrey, hasta el Valle de México y la región de la Península de Yucatán.

3.2.3. Combustibles

Debido a la gran diversidad de tecnologías de generación, en este proyecto se consideraron los siguientes combustibles: carbón, combustóleo, diésel, gas natural y uranio. Sin embargo, el coste de estos insumos no son los mismos para todas las regiones del país. El pago que realizan los generadores a sus proveedores de combustible es información privada. Sin embargo, tomando información de algunos documentos, se pudieron calcular precios promedio por regiones del país. [40] [45]. Los combustibles considerados son los siguientes:

- Carbón Occidental
- Carbón Noreste
- Combustóleo Noreste
- Combustóleo Noroeste
- Combustóleo Oriental
- Combustóleo Peninsular
- Combustóleo Norte
- Combustóleo Baja California Sur
- Diésel Nacional
- Gas Natural Baja California Norte 1
- Gas Natural Baja California Norte 2

- Gas Natural Baja California Sur
- Gas Natural Central 1
- Gas Natural Central 2
- Gas Natural Noreste 1
- Gas Natural Noreste 2
- Gas Natural Noroeste 1
- Gas Natural Noroeste 2
- Gas Natural Noroeste 3
- Gas Natural Noroeste 4
- Gas Natural Noroeste 5
- Gas Natural Norte 1
- Gas Natural Norte 2
- Gas Natural Occidental 1
- Gas Natural Occidental 2
- Gas Natural Occidental 3
- Gas Natural Occidental 4
- Gas Natural Oriental 1
- Gas Natural Oriental 2
- Gas Natural Oriental 3
- Gas Natural Peninsular
- Uranio

En los documentos consultados se puede encontrar el costo del combustible incorporado a los costos fijos y variables de las plantas, su costo de transporte y el consumo de cada central térmica en barriles o metros cúbicos en condiciones estándar según corresponda.

3.2.4. Líneas

Las líneas de transmisión se utilizan para conectar centrales eléctricas y subestaciones o nodos, y para conexiones entre subestaciones, con el fin de transmitir grandes cantidades de electricidad a alto voltaje con la menor pérdida posible. Estas juegan un papel crucial en el suministro de electricidad. En México, el sistema de líneas de transmisión es la Red Nacional de Transmisión, la cual es operada por CFE Transmisión. Algunas propiedades importantes de las líneas es la capacidad de transmisión, su resistencia, su reactancia y su impedancia. La resistencia es la oposición que presentan los materiales al flujo de corriente eléctrica. La resistencia consume energía y es la responsable de la disipación de calor. La reactancia es otra propiedad eléctrica que obstruye el flujo de corriente alterna. Es solo aplicable a circuitos de este tipo. La reactancia está relacionada con la energía almacenada en algunos elementos del tipo inductivo o capacitivo. Los elementos inductivos o capacitivos son llamados elementos reactivos. Finalmente, la impedancia determina la corriente total en los circuitos de corriente alterna. Este parámetro es del tipo vectorial y combina la resistencia y la reactancia.

Para expresar estas propiedades en los sistemas de transmisión de potencia es común utilizar una convención por unidad para expresar las propiedades mencionadas. La obtención de límites de flujo basados en la corriente de la potencia aparente requiere una conversión directa. Primero se deben convertir los límites de flujo de línea de MVA a la representación por unidad dividiendo por la potencia base, que en este caso es 100 MVA. Usando la aproximación de que las magnitudes de voltaje por unidad son 1.0 por unidad en todos los nodos, los límites de corriente por unidad son entonces iguales a los límites de flujo de potencia aparente por unidad. En las Tablas B.1 a B.3 del Apéndice B podemos ver la capacidad de transmisión, así como la resistencia y la reactancia de los corredores de transmisión usando la convención mencionada.

3.2.4.1. La red del sistema eléctrico mexicano

La Red Nacional de Transmisión ha sido desarrollada principalmente por la CFE. Esta red incluye las tensiones iguales o mayores a 69 kV. A finales del 2018, esta red comprendía más de 108 mil kilómetros de líneas. 23.6 % correspondiente a 400 kV, 26.9 % a 230 kV y el 49.5 % restante entre 69 y 161 kV [7]. En la Figura 3.11 se puede ver la capacidad de enlaces entre las regiones de transmisión. El SEN está interconectado con Estados Unidos, Guatemala y Belice. Estos enlaces tienen el propósito de comercializar electricidad por importación y exportación.

En las Tablas B.1 a B.3 se pueden observar las características de las líneas de transmisión que conectan a las regiones de transmisión. La información presentada en estas tablas será utilizada para construir el sistema de redes en el modelo de PLEXOS®. Las propiedades consideradas son las siguientes: nombre de la línea, nodo de origen,

nodo de destino, capacidad de transmisión, resistencia y reactancia.

3.2.5. Modelo de transmisión

Para poder modelar un sistema de transmisión en PLEXOS® es necesario elegir algunos parámetros que definirán las características operativas del sistema. Para nuestro modelo, los parámetros fueron los siguientes.

- La base del sistema de transmisión son 100 MVA.
- El modelo de los flujos óptimos de potencia es el de Factor de Corrimiento (*Shift Factor*).
- El nodo de referencia o *slack bus* es el número 30 que corresponde a la región de transmisión de Querétaro.
- El sistema opera con voltajes de transmisión de 400 kV.
- En el reporte de resultados se incluye energía desechada o botada (*dump energy*) y la carga sin cubrir (*unserved energy*) con el propósito de conocer momentos críticos de operación del sistema.
- Se reportan también los flujos entre regiones de transmisión, gerencias de control y la inyección y extracción de potencia en los nodos.

3.2.6. Horizonte

El objeto “horizonte” contiene las propiedades que determinan la longitud y la resolución del horizonte temporal de la simulación. Estos parámetros deben ser determinados en función de los objetivos de la simulación. A continuación se enumeran las propiedades del horizonte relacionadas con la cronología.

- Desde Fecha (*Date From*): Fecha de inicio para el modelo.
- Desde Período (*Period From*): Intervalo de inicio para el modelo.
- Hasta Período (*Period To*): Intervalo final para el modelo.
- Recuento de pasos (*Step Count*): Número de pasos del modelo cronológico.
- Tipo de paso (*Step Type*): Tipo de paso usado en la cronología del modelo.
- Cronología (*Chronology*): Tipo de cronología utilizada.
- Desde Fecha (*Date From*): Fecha de inicio del horizonte de planificación.

- Hora del día de inicio de operaciones (*Day Beginning*): Hora del día en la cual se inician operaciones comerciales.

El horizonte de planificación para nuestro modelo comienza el 4 de abril de 2016, la cual es la fecha de inicio de operaciones del MEM incluyendo los sistemas Baja California y Mulegé, y se corre para 1367 días, terminando el martes 31 de diciembre de 2019. La longitud del intervalo son 24 horas y los días comienzan a las 00:00 horas.

3.2.7. Reporte

Un reporte es aquel documento donde se registran los resultados de las simulaciones. Este puede ser tan detallado o tan general como uno desee. En nuestro caso, este se hace incluyendo todas las resoluciones: horaria, diaria, semanal, mensual y anual. Además, se reportan resultados técnicos de generadores, combustibles, regiones, nodos, y líneas como para la fase ST-Schedule como para la MT-Schedule.

3.2.8. Nodo

La información del consumo eléctrico utilizada en este modelo se obtuvo de los datos reportados por CENACE, específicamente aquella información del área pública del Sistema de Información de Mercado, como lo son las cantidades asignadas y la demanda real del sistema por balance. Esta última incluye las pérdidas técnicas y las no técnicas del Sistema Eléctrico Nacional y se obtiene con base en la generación total menos el flujo de exportación real.

3.2.9. Región

3.2.9.1. Sistema Eléctrico Nacional

En México, el sistema donde opera el sector eléctrico es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Está integrado por diez regiones de control, de las cuales siete se encuentran interconectadas y justas conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estas regiones son Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular. Las tres regiones restantes, Baja California, Baja California Sur y Mulegé, están aisladas. La operación de estas diez regiones de control la realiza el Centro Nacional de Control de Energía a través de los Centros de Control Regionales localizados en las gerencias de Baja California, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Occidental, Oriental y Peninsular, ubicadas en Mexicali, Ciudad de México, Monterrey, Hermosillo, Gómez Palacio, Guadalajara, Puebla y Mérida, respectivamente. Ver Figura 3.10.



Figura 3.10: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional [4].

3.2.9.2. Regiones de transmisión

El SEN consta de 53 regiones de transmisión enumeradas como se muestra en la Figura 3.11. Sin embargo, no hay información disponible en el portal del CENACE sobre la generación o el consumo de la región de Mulegé. No obstante, esta región no está interconectada con ninguna otra, lo cual permite realizar nuestro estudio utilizando el SIN y las regiones de Baja California y Baja California Sur sin tener problemas técnicos por la falta de esta información. Teniendo esto en mente, las características principales de las regiones utilizadas para este trabajo se muestran en las Tablas C.1 a C.4.

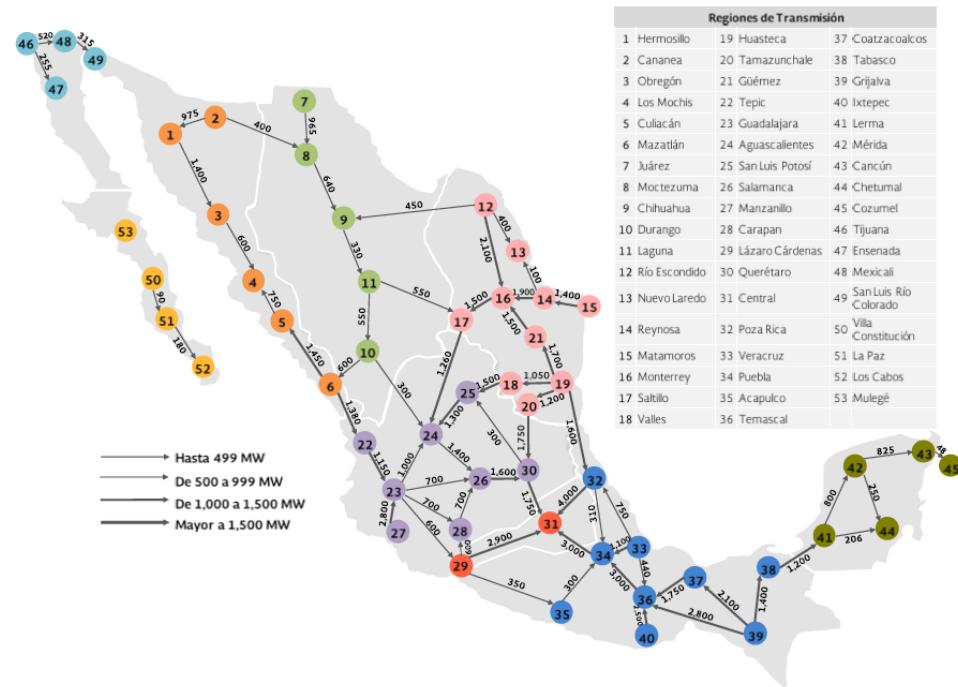


Figura 3.11: Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN [4].

3.3. Simulación

3.3.1. Short-Term Schedule

El ST-Schedule o programación de corto plazo es una optimización cronológica basada en la programación de enteros mixtos “Mixed-Integer Programming” (MIP). Es diferente del MT-Schedule en que modela los días del horizonte a resolución completa. En la configuración predeterminada, esto significa resolución horaria, pero la resolución se puede personalizar a cualquier longitud factible, hasta de 5 minutos [46].

La programación ST-Schedule está diseñada para calcular el despacho y el costo de operación de las centrales. Sin embargo, esta programación permite realizar los siguientes cálculos:

- “Unit Commitment” (UC) o asignación de unidades.
- Modelado de restricciones.
- Operaciones económicas.
- Simulaciones de Monte Carlo¹.
- Optimización estocástica¹.

La emulación de mercados de tiempo real implica la conciliación de ofertas de generación con la predicción de demanda tomando en cuenta las restricciones de transmisión, lo que resulta en un despacho económico con cálculos de precios de la electricidad. La programación ST-Schedule puede hacer esto si se le incluyen los datos de las plantas eléctricas, regímenes térmicos, costos de combustibles, etcétera [46].

3.3.2. Medium-Term Schedule

La programación MT-Schedule o programación de mediano plazo es una parte muy importante en el modelado de sistemas de potencia. Optimiza decisiones de mediano a largo plazo eficientemente a través de cálculos computacionales. Esencialmente, ayuda a gestionar los almacenamientos de plantas hidráulicas, fuentes de combustibles y restricciones de emisiones contaminantes si el modelo lo demanda [46]. Sin embargo, hay restricciones técnicas o comerciales que necesitan ser calculadas en escalas temporales superiores a las diarias o las semanales.

Estas restricciones de mediano plazo crean un desafío a los recursos computacionales debido a que deben optimizarse decisiones de índole semanal, mensual y anual de manera simultánea con decisiones técnicas de corto plazo. Un ejemplo de este caso son las restricciones de las centrales hidráulicas. Este tipo de plantas tienen restricciones de generación máxima por semana, por mes o por año, en función de la cantidad de agua que haya disponible en esos períodos. Esta planificación está determinada en el mediano plazo. Sin embargo, la generación eléctrica de las plantas hidráulicas usualmente es utilizada cuando los precios de la electricidad son altos, el cual está relacionado con la planificación del corto plazo. Es así que las centrales hidroeléctricas necesitan un tratamiento simultáneo de corto y mediano plazo.

Los pasos de simulación son anuales. El tipo de cronología es la ajustada. Cada función de ajuste de paso es el tipo semanal. La metodología de precios es del tipo marginal o PML. La transmisión es con detalle nodal.

¹Las simulaciones de Monte Carlo y la optimización estocástica se pueden utilizar si la programación es estocástica o del tipo no determinista.

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo de resultados se muestran las soluciones del modelo del sistema eléctrico nacional ejecutado en el software PLEXOS®.

Se mostrarán las propiedades de generadores, líneas eléctricas, nodos y regiones de transmisión obtenidas del manejo de las bases de datos de la Comisión Reguladora de Energía, de los reportes técnicos y publicaciones del Centro Nacional de Control de Energía, así como la base de datos de los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista. Además, para el caso específico de las centrales eólicas y solares, se toma en consideración la información publicada por la Asociación Mexicana de Energía Solar y la Asociación Mexicana de Energía Eólica.

Este capítulo está dividido en dos secciones: la construcción y validación del modelo del SEN y las proyecciones técnicas para el 2020.

La primera parte consta del modelo del SEN incluyendo propiedades como la capacidad de generación, la carga eléctrica, la generación eléctrica y los cálculos de los precios marginales locales. Estos últimos fueron calculados desde el inicio de operaciones del MEM a inicios del 2016 hasta la última semana del 2019. Posteriormente se presenta una comparativa entre los precios marginales locales reales y los calculados a través de simulaciones. El error entre los precios reales y los calculados se presentan en la sección 4.1.6 a través de errores porcentuales.

La segunda parte de este capítulo contiene proyecciones para el año 2020 de la carga eléctrica, la generación eléctrica y precios marginales locales. Específicamente, para la carga y la generación se presentan resultados por regiones del SEN y por región de transmisión. Para el caso de los precios marginales locales, se presentan precios promedio semanales por región del sistema eléctrico nacional y por región de transmisión.

4.1. Modelo del Sistema Eléctrico Nacional

4.1.1. Capacidad de generación nacional

En la Figura 4.1 podemos ver la evolución de la capacidad de generación de las regiones del SEN. Se incluye el año 2016 desde el inicio de operaciones del MEM hasta el año 2019 con el objetivo de validar la información con aquella presentada por CENACE.

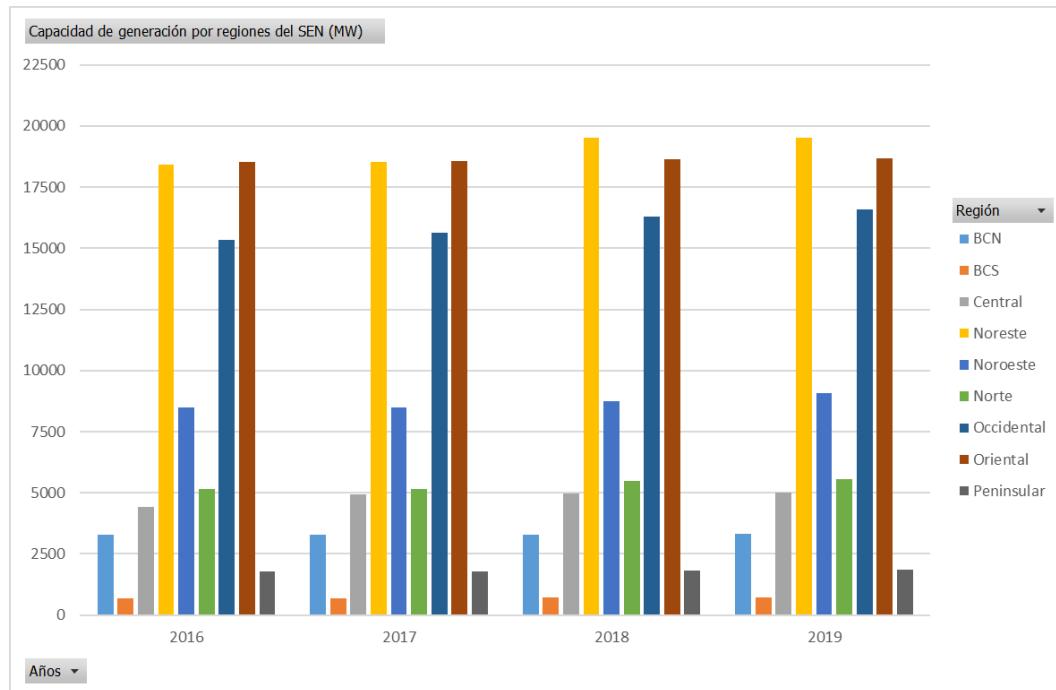


Figura 4.1: Capacidad de generación de las regiones del SEN.

4.1.2. Capacidad de generación por región del SEN

En esta sección de la tesis se presenta la capacidad de generación tanto para las regiones del SEN, como para las regiones de transmisión. Al igual que la sección pasada se presentan para los años 2016 a 2019.

En la Figura 4.2 podemos ver la capacidad de generación para la región Noroeste. Recordemos que la región de transmisión N1 corresponde a Hermosillo, la N2 a Cananea, la N3 a Obregón, la N4 a Los Mochis, la N5 a Culiacán y finalmente la N6 a Mazatlán. Vemos que, para la región de Culiacán, hubo un aumento significativo de 2017 a 2018. Además, la región de Obregón aumentó su capacidad del año 2018 a 2019. Para el nodo de Mazatlán se ha visto un aumento paulatino desde el 2016 hasta el 2019.

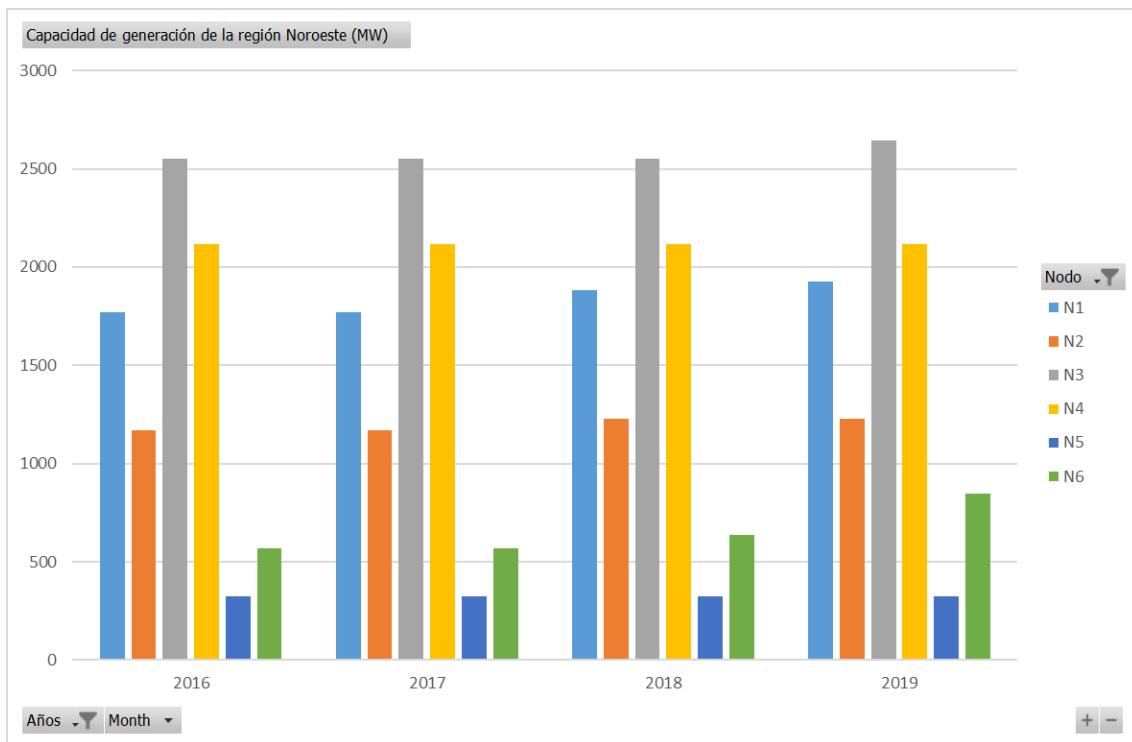


Figura 4.2: Capacidad de generación eléctrica de la región Noroeste.

En la Figura 4.3 podemos ver el crecimiento de la capacidad de generación de la región Norte. La región 7 corresponde a Juárez, la 8 a Moctezuma, la 9 a Chihuahua, la 10 a Durango y la 11 a La Laguna. En la gráfica vemos que la región de Durango ha aumentado su capacidad más notablemente de 2017 a 2018. Además, el nodo 7 que corresponde a Juárez ha ido aumentando gradualmente su capacidad de generación.

La región Noreste es una de las regiones que mayor capacidad de generación eléctrica tiene. El nodo 12 corresponde a Río escondido, el 13 a Nuevo Laredo, el 14 Reynosa, el 15 Matamoros, el 16 a Monterrey, el 17 Saltillo, el 18 a Valles, el 19 a Huasteca, el 20 a Tamazunchale y el número 21 a Güemez. En la Figura 4.4 vemos cómo en el nodo

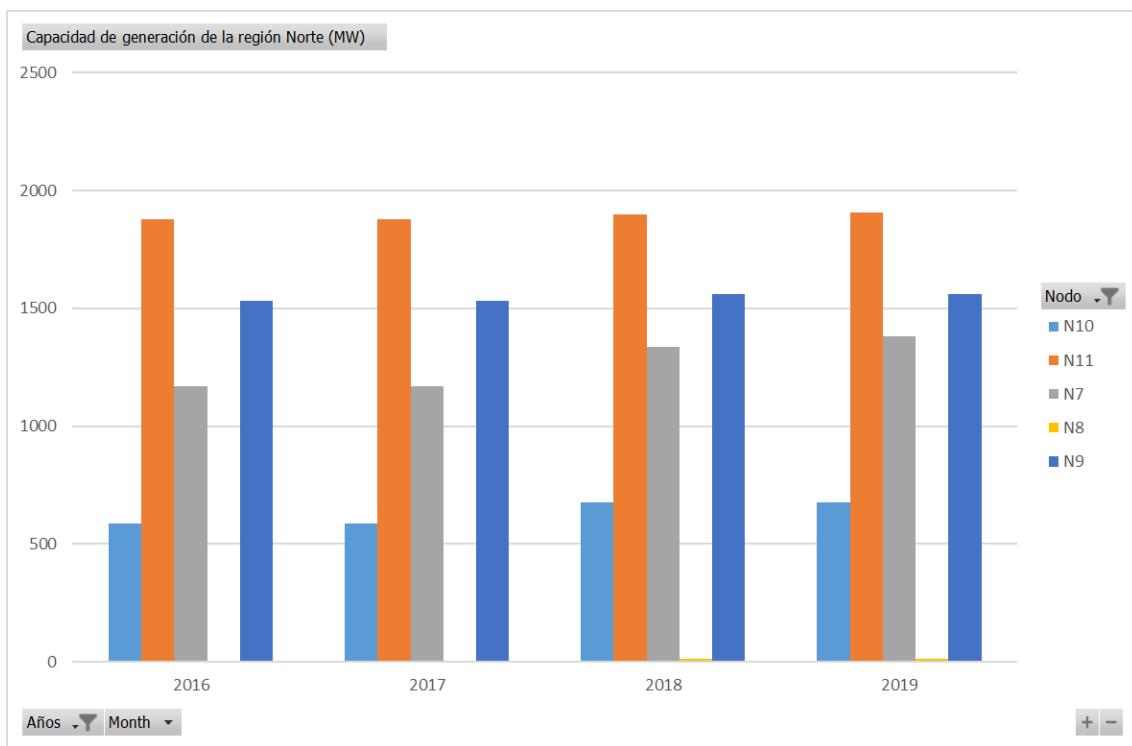


Figura 4.3: Capacidad de generación eléctrica de la región Norte.

16 de Monterrey aumentado significativamente su capacidad de generación.

Otra de las regiones que también han aumentado su capacidad de generación es la región Occidental. Ésta contiene los nodos Tepic, Guadalajara, Aguascalientes, San Luis Potosí, Salamanca, Manzanillo, Carapan y Querétaro con los números 22 a 30 respectivamente excluyendo el 29. En la Figura 4.5 que el aumento en la capacidad más notable ha sido el de Manzanillo aumentando de un poco más de 2,500 MW en 2016 a más de 3250 MW para 2019. El nodo de Querétaro también aumentó llegando casi a 2000 MW para 2019. El nodo 25 correspondiente San Luis Potosí aumentó también en los últimos años teniendo como capacidad un poco más de 1400 megawatts en 2016 a casi 1600 en 2019.

En el caso de la región Central se incluyen únicamente dos nodos, el 29 correspondiente a Lázaro Cárdenas y el 31 de la región de transmisión Central que contiene a la zona metropolitana de la Ciudad de México. En la Figura 4.6 vemos que el nodo Central aumentó su capacidad a 5000 MW para el año 2019.

La región Oriental tiene los nodos 32 a 40 asociados a regiones de transmisión Poza Rica, Veracruz, Puebla, Acapulco, Temazcal, Coatzacoalcos, Tabasco, Grijalva e Ixtepec en ese orden. Si bien la capacidad aumentado, los cambios no son tan notorios como en el caso de la región Occidental o la Noreste . Ver Figura 4.7.

La región Peninsular contiene a los nodos 41 a 45 los cuales son Lerma, Mérida,

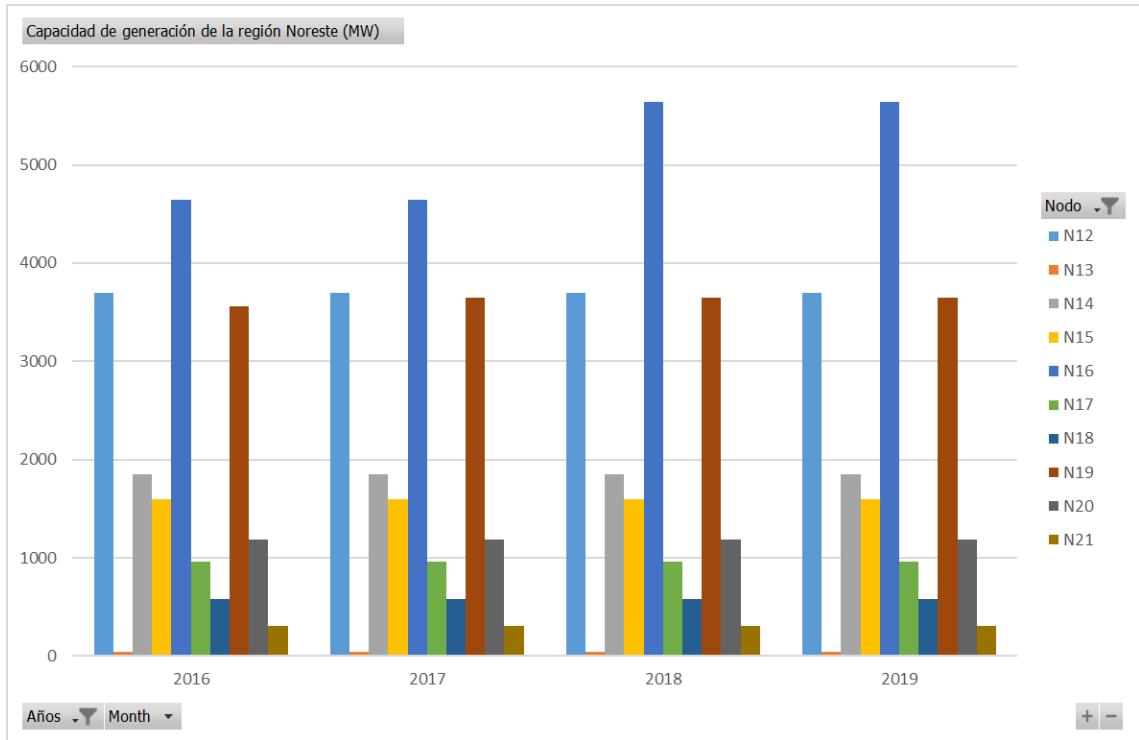


Figura 4.4: Capacidad de generación eléctrica de la región Noreste.

Cancún, Chetumal y Cozumel. En la Figura 4.8 vemos que el nodo Mérida es el que mayor generación aporta a la región. Vemos también que el nodo de Lerma aumentado su capacidad en los últimos años.

En la Figura 4.9 se muestra la capacidad de generación eléctrica de la región de Baja California. Esta región contiene a los nodos 46 de Tijuana, 47 de Ensenada, 48 de Mexicali y 49 de San Luis Río Colorado.

Finalmente en la Figura 4.10 se muestra la capacidad de generación eléctrica de la región de Baja California Sur. Ésta contiene los nodos 50 a 53. Estos corresponden a Villa Constitución, La Paz, Los Cabos y Mulegé respectivamente. En el gráfico vemos cómo ha aumentado la generación en La Paz, no obstante el CENACE no presenta información relativa al nodo de Mulegé. Por esta razón no aparece graficado en nodo 53.

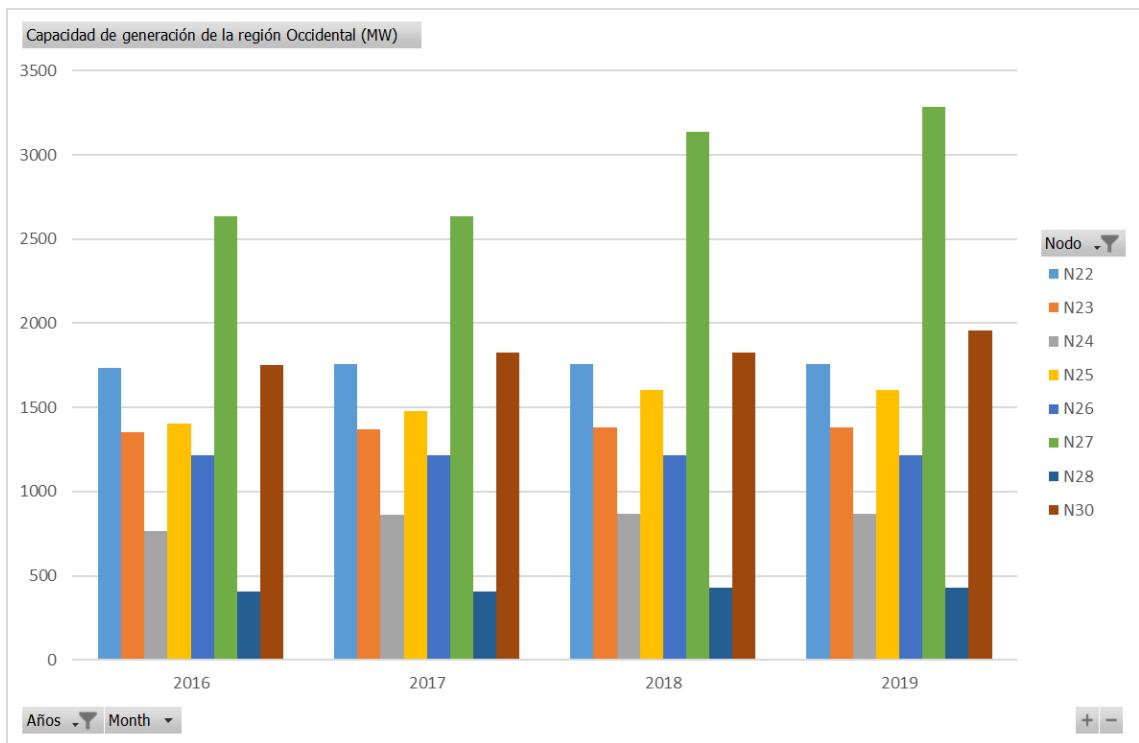


Figura 4.5: Capacidad de generación eléctrica de la región Occidental.

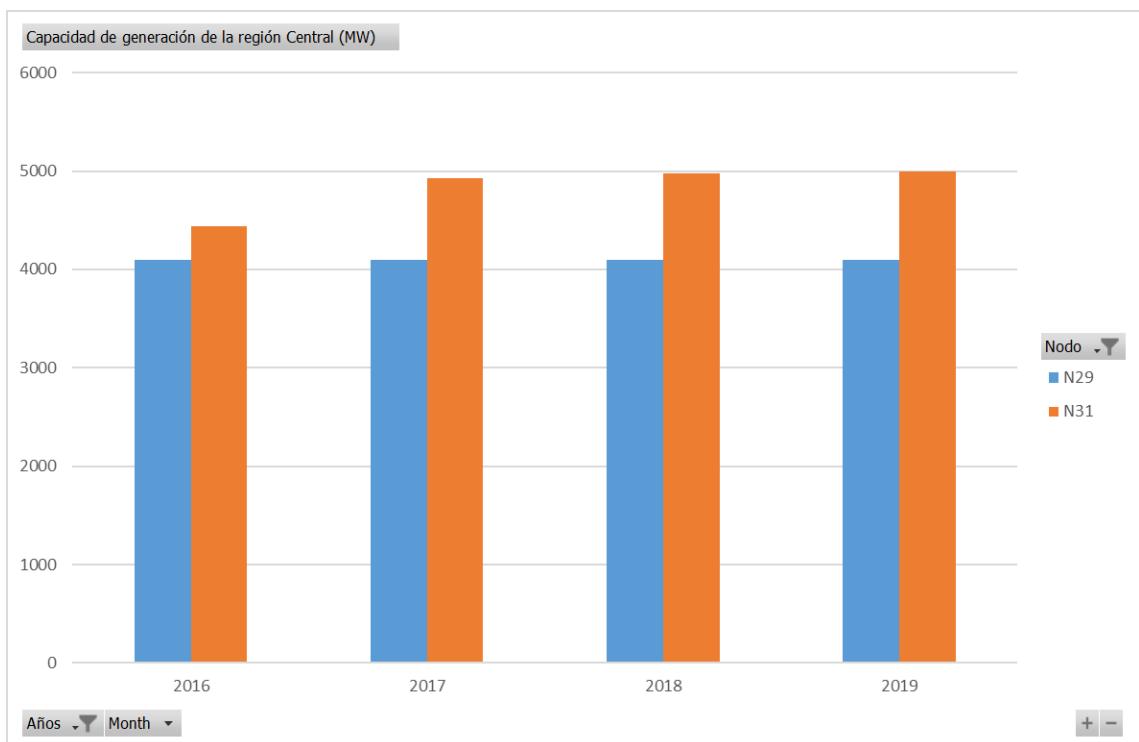


Figura 4.6: Capacidad de generación eléctrica de la región Central.

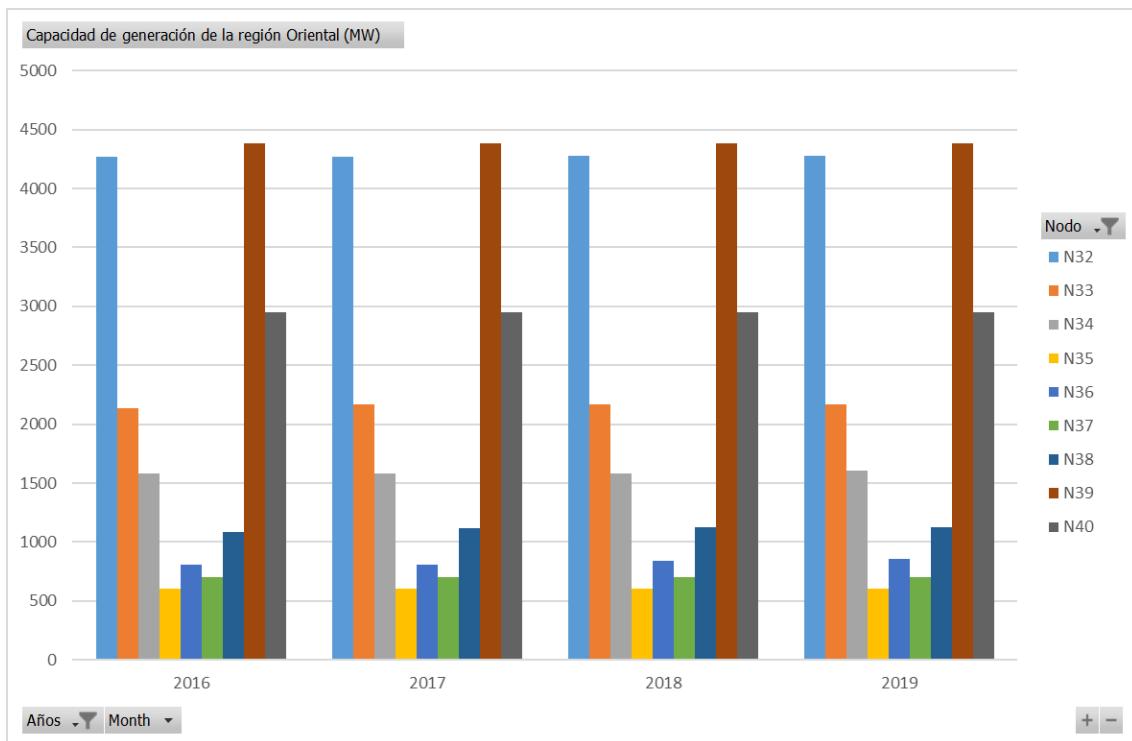


Figura 4.7: Capacidad de generación eléctrica de la región Oriental.

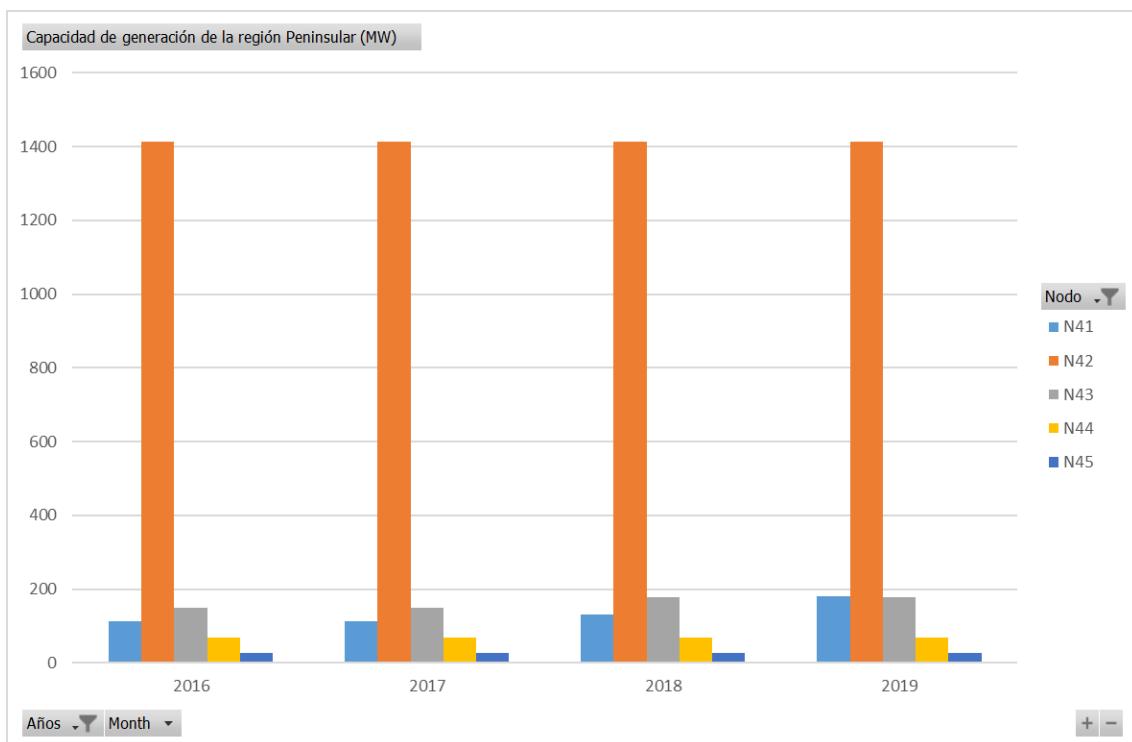


Figura 4.8: Capacidad de generación eléctrica de la región Peninsular.

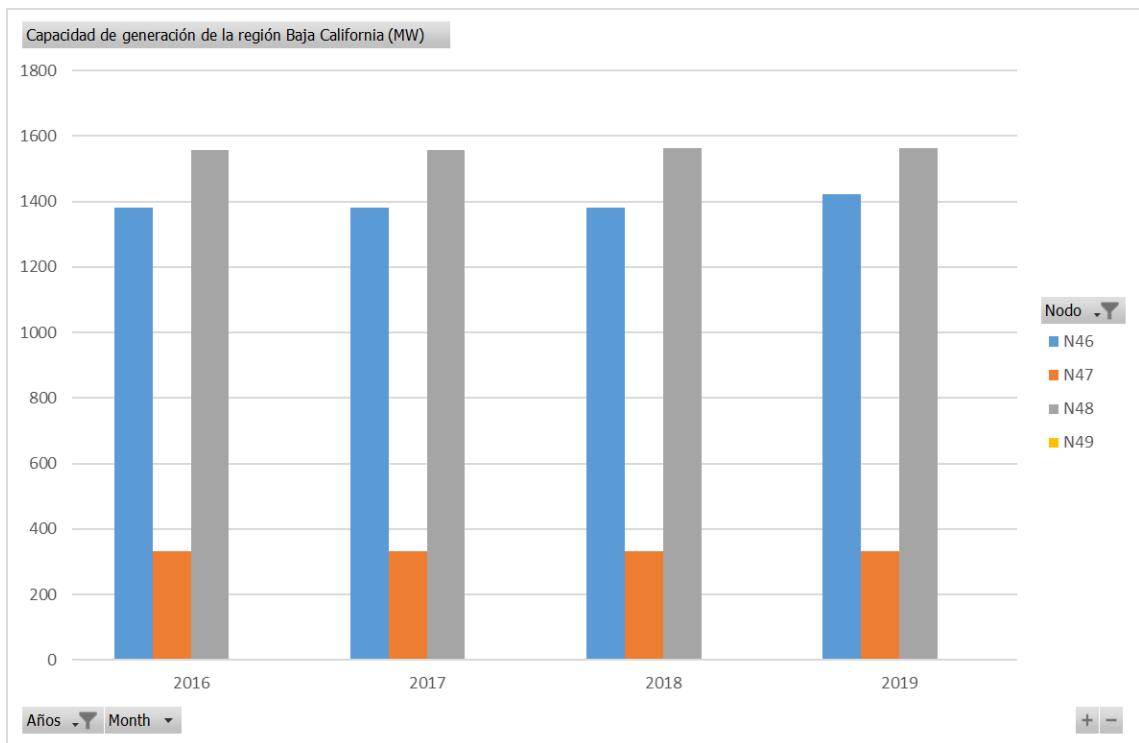


Figura 4.9: Capacidad de generación eléctrica de la región Baja California.

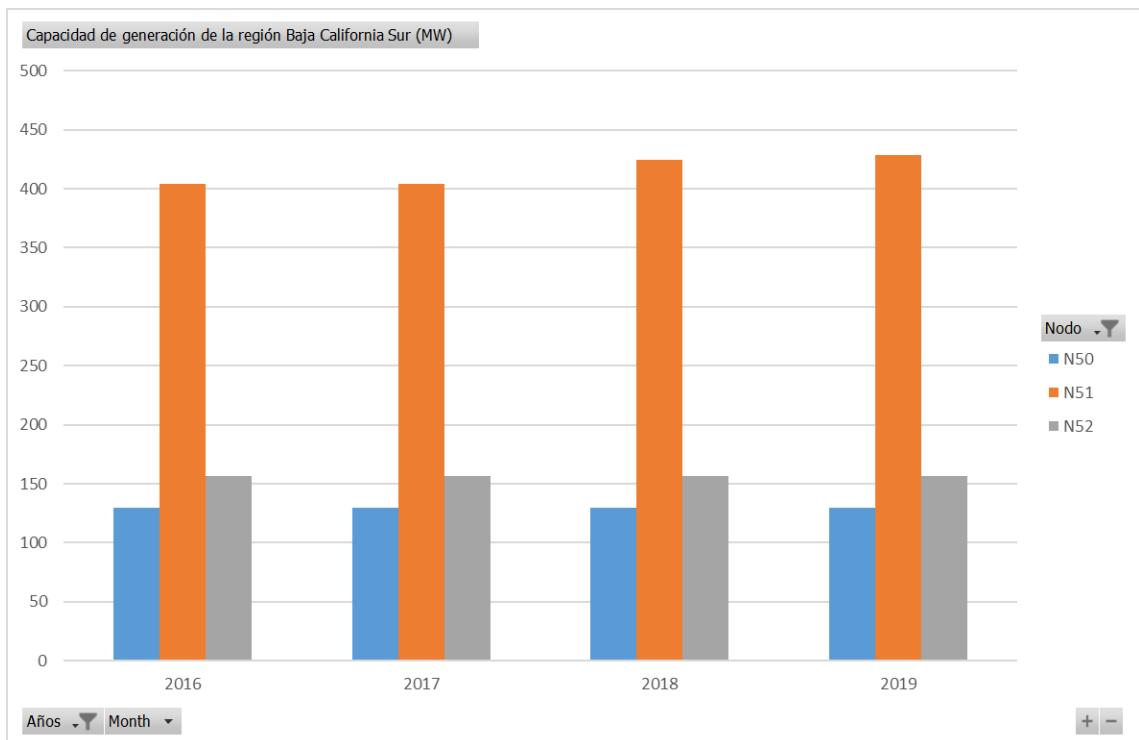


Figura 4.10: Capacidad de generación eléctrica de la región Baja California Sur.

4.1.3. Carga eléctrica

En esta sección se presenta la carga eléctrica por región del SEN y por región de transmisión. Para esto se utilizaron los *Reportes de la Demanda Real del Sistema por balance* publicados por el CENACE. Esta información fue usada para los años 2016 a 2019 específicamente. En adición a esto, se presenta una proyección para el año 2020 considerando un crecimiento de la demanda de 0.1 por ciento. Este porcentaje fue elegido después de revisar la *Evolución del crecimiento del producto interno bruto nacional, consumo bruto del sistema eléctrico nacional y demanda máxima del Sistema interconectado Nacional* [4] [7]. Este escenario económico es publicado por el CENACE en el PAM RGT y RND. Además de considerar este documento se consideraron los cálculos del producto interno bruto del año 2020 para nuestro país.

Una vez validado el modelo, la carga, la generación y los precios de la electricidad con los valores reales del precio marginal local, se presentará con una mayor resolución las proyecciones técnicas el año 2020 incluyendo generación eléctrica general, generación con tecnologías hidroeléctrica, solar y eólica, carga y precios marginales locales.

4.1.3.1. Carga eléctrica por región

En la Figura 4.11 podemos ver la carga eléctrica mensual de la región de California vemos que aumentado desde el año 2016 tomando valores 700 GWh mensuales hasta casi 800 GWh mensuales a finales de 2019 para los nodos de Mexicali y Tijuana específicamente.

En la Figura 4.12 podemos ver cómo ha ido aumentando el consumo eléctrico mensual de la región de Baja California Sur. Específicamente la región de Los Cabos a presentado un incremento importante en su consumo.

Al igual que en otras regiones, la Noroeste ha ido aumentando su consumo eléctrico específicamente la región de transmisión de Obregón además de la región de Culiacán. Estas son las que han tenido cambios más notables en su consumo eléctrico. Ver Figura 4.13.

Para la región Norte vemos que el nodo Chihuahua es el que más ha aumentado su consumo eléctrico mensual siendo de 900 GWh para 2016 hasta más de 1,000 para 2019. Ver Figura 4.14.

En la Figura Ver Figura 4.15 vemos la carga eléctrica mensual de la región Noroeste siendo el nodo 16 correspondiente a Monterrey el más predominante de todos, alcanzando más de 3000 GWh mensuales para el 2019.

En la región Occidental tenemos un consumo eléctrico más accidentado a través de los años. Hay tres nodos que dominan el consumo de la región. Estos son Guadalajara, Querétaro y San Luis Potosí. Ver Figura 4.16.

En la región Central vemos cómo el consumo eléctrico a través de las semanas no cambia mucho en función de las estaciones del año. No obstante, ha habido una

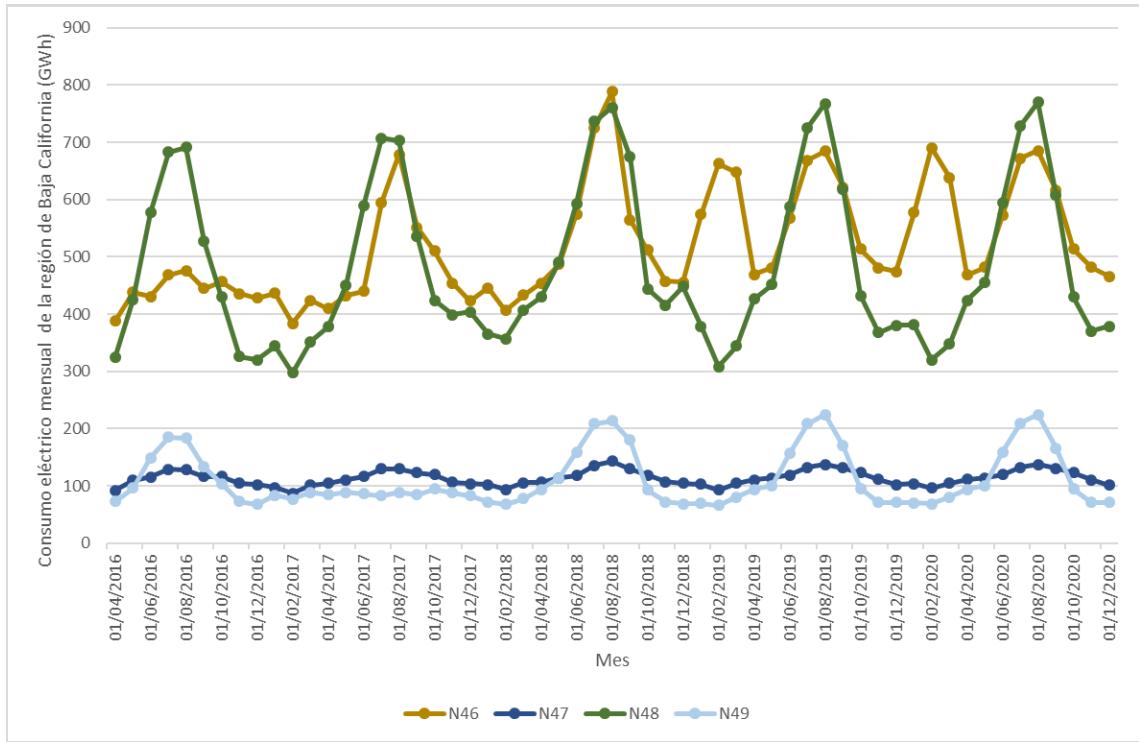


Figura 4.11: Carga eléctrica mensual de la región Baja California.

tendencia de crecimiento alcanzando los 5000 Gwh en 2019. Ver Figura 4.17.

Para la carga eléctrica de la región Oriental vemos cómo el nodo de Puebla ha ido aumentando muy paulatinamente su consumo. Sin embargo hay otros nodos como lo es Tabasco con menor consumo eléctrico que tienen aumentos más notables. Ver Figura 4.18.

Finalmente para la región Peninsular es muy evidente cómo las regiones de Cancún y Mérida han ido incrementando su consumo eléctrico teniendo siempre mayor carga cada año. La región de Mérida alcanzó 500 GWh en 2019 y la región de Cancún casi 600 GWh también en 2019. Ver Figura 4.19.

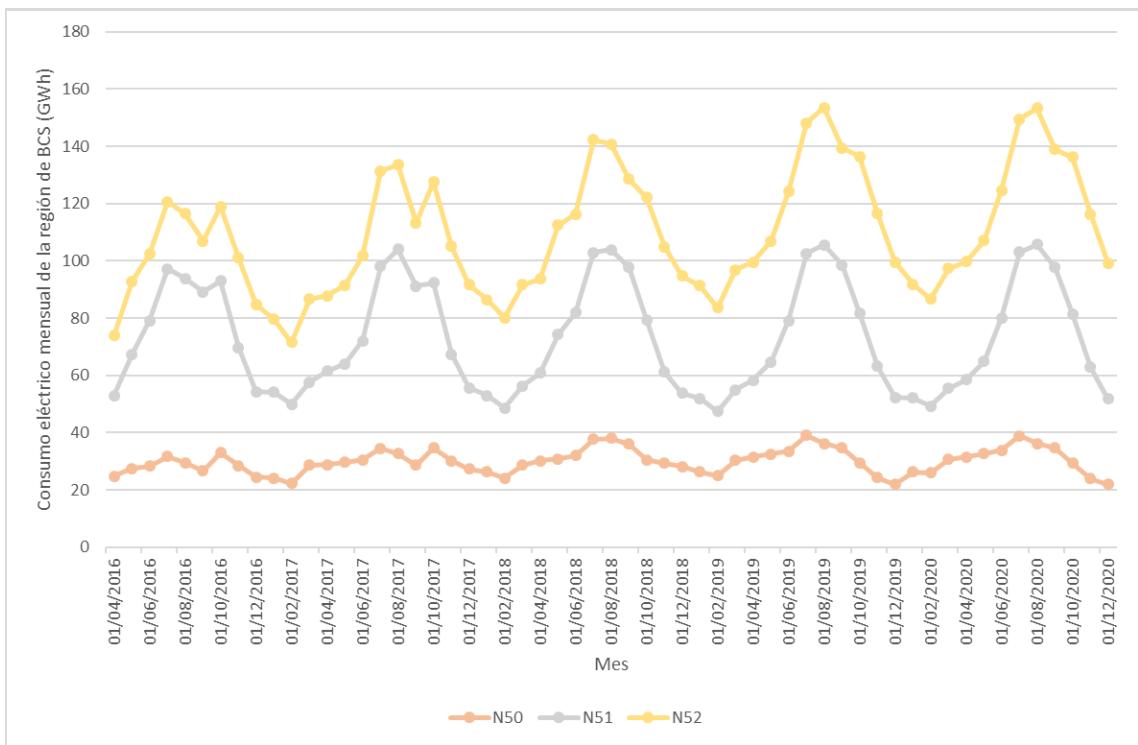


Figura 4.12: Carga eléctrica mensual de la región Baja California Sur.

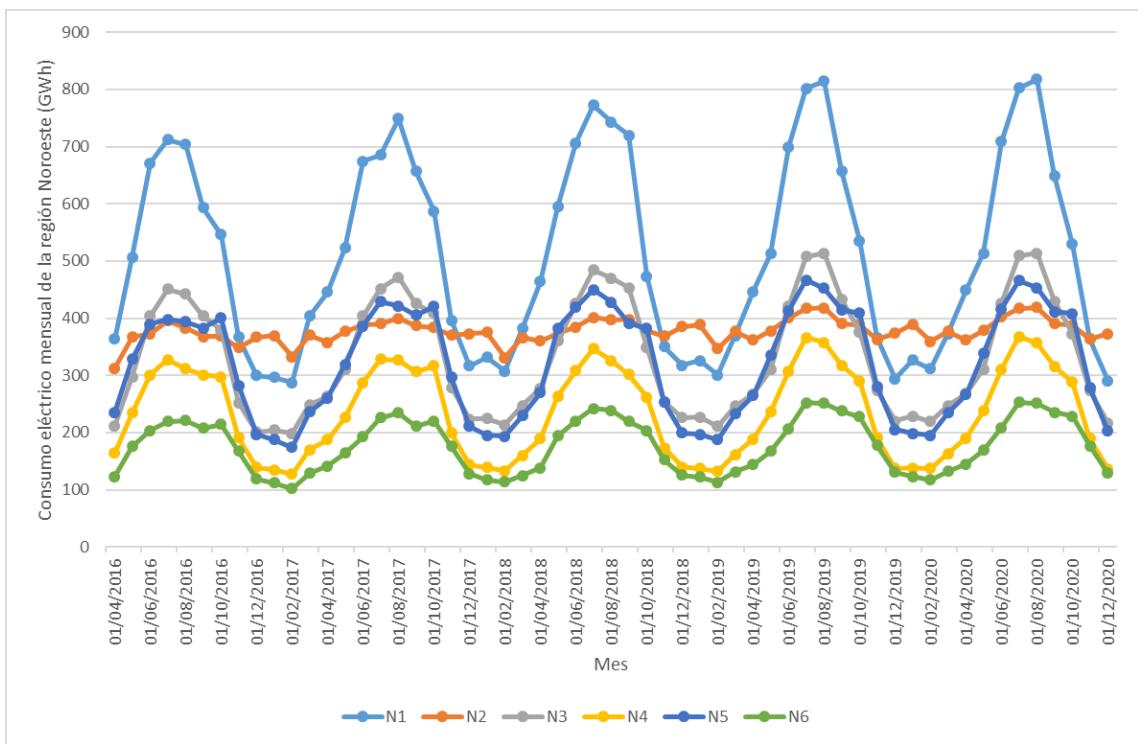


Figura 4.13: Carga eléctrica mensual de la región Noroeste.

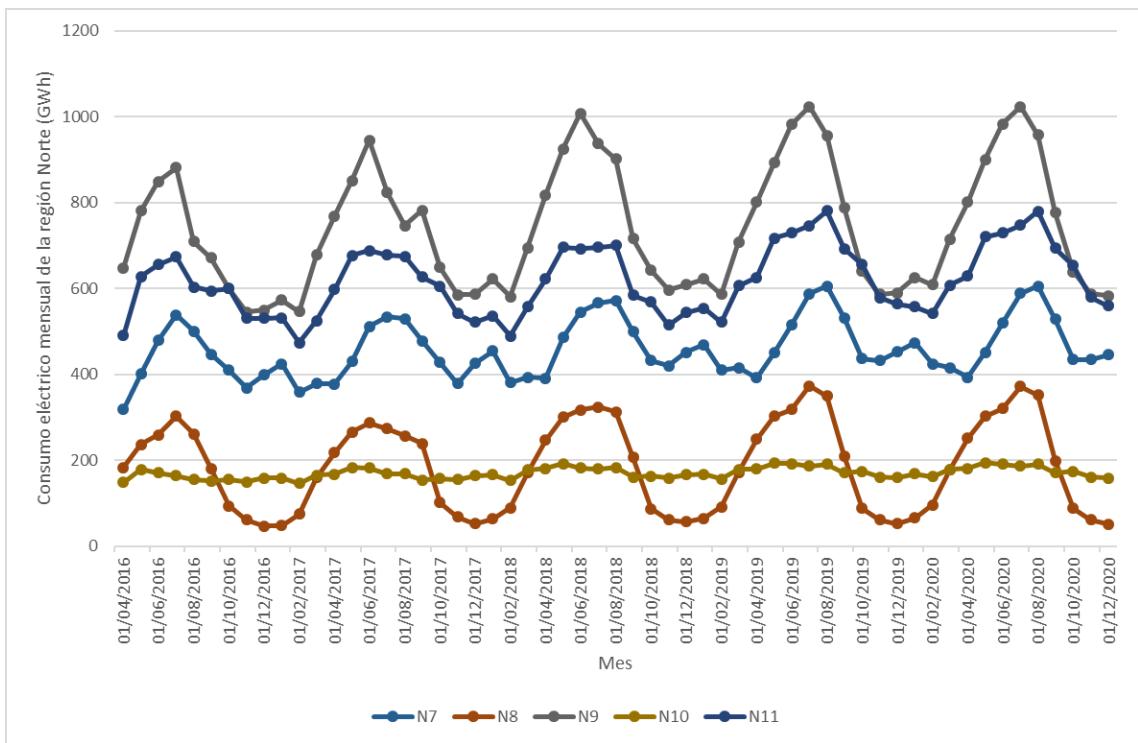


Figura 4.14: Carga eléctrica mensual de la región Norte.

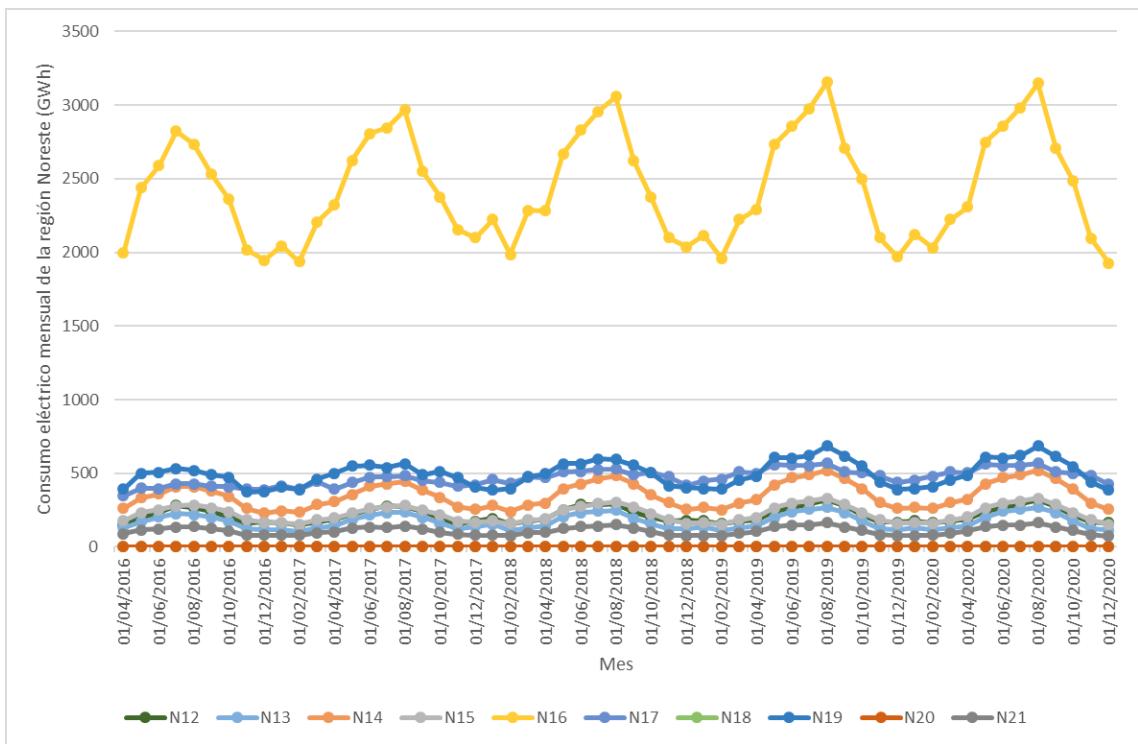


Figura 4.15: Carga eléctrica mensual de la región Noreste.

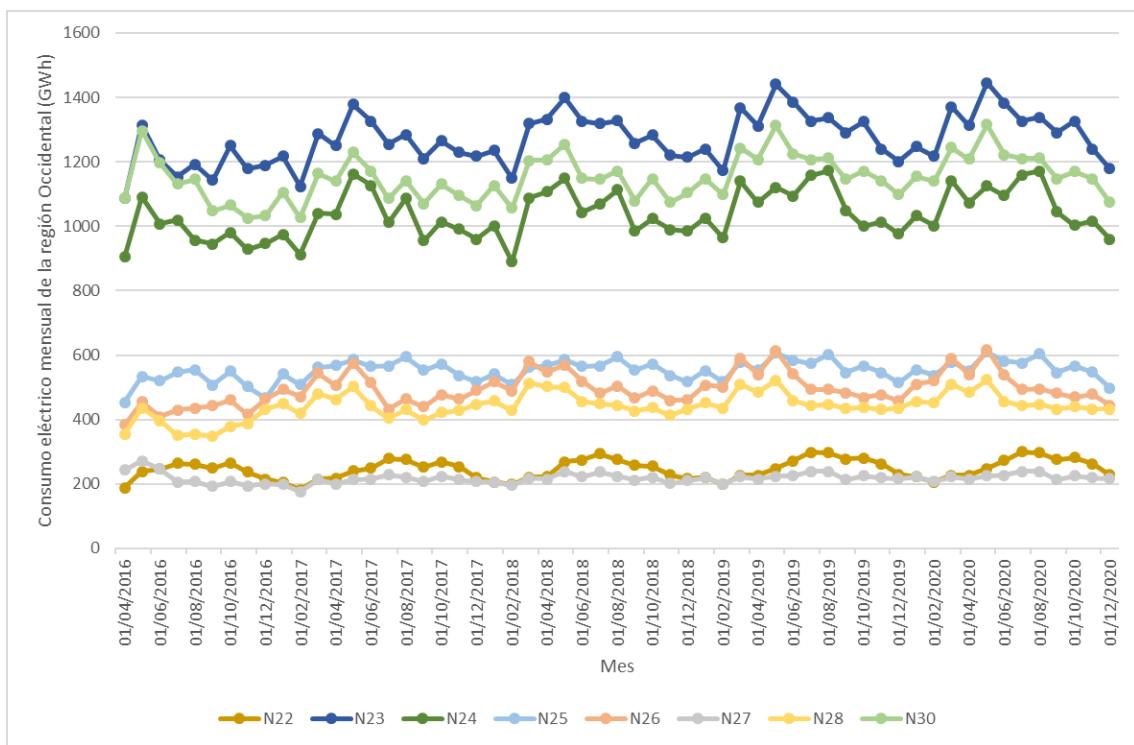


Figura 4.16: Carga eléctrica mensual de la región Occidental.

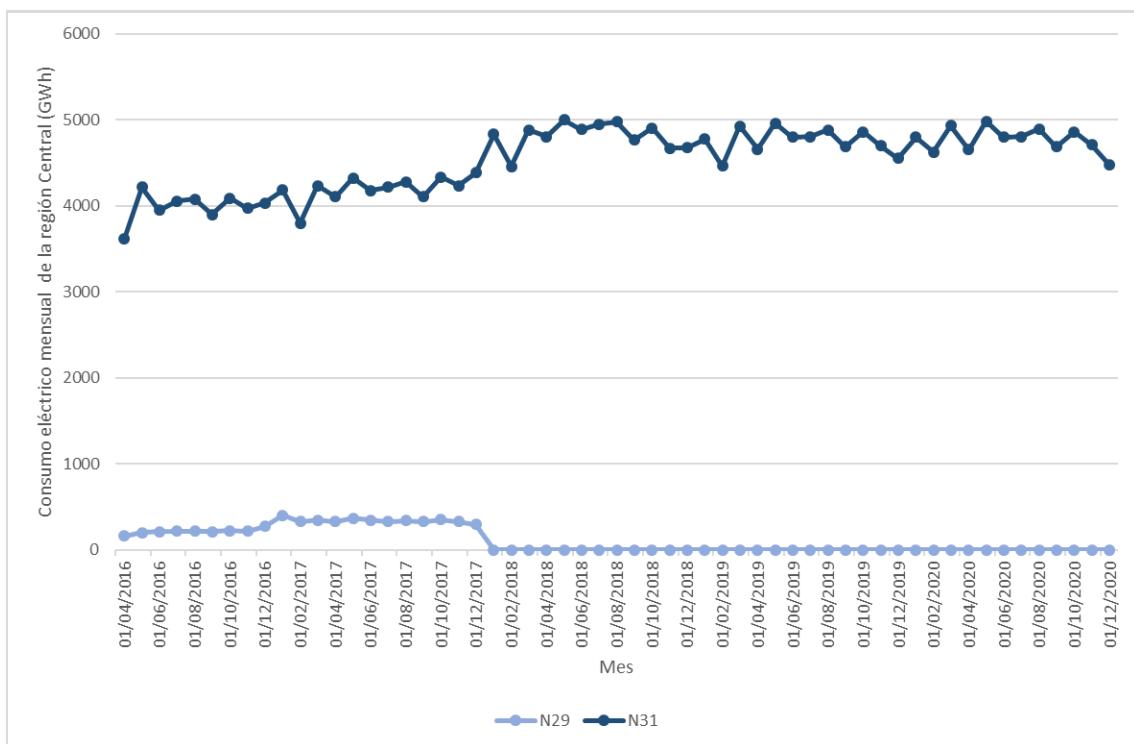


Figura 4.17: Carga eléctrica mensual de la región Central.

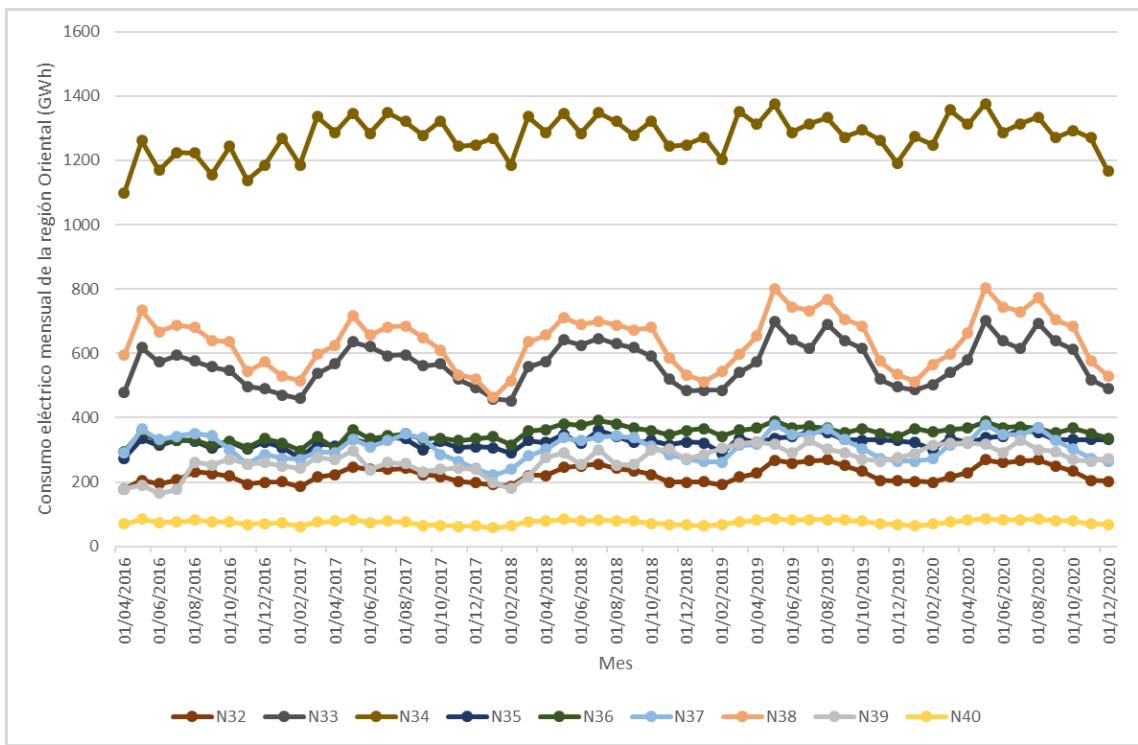


Figura 4.18: Carga eléctrica mensual de la región Oriental.

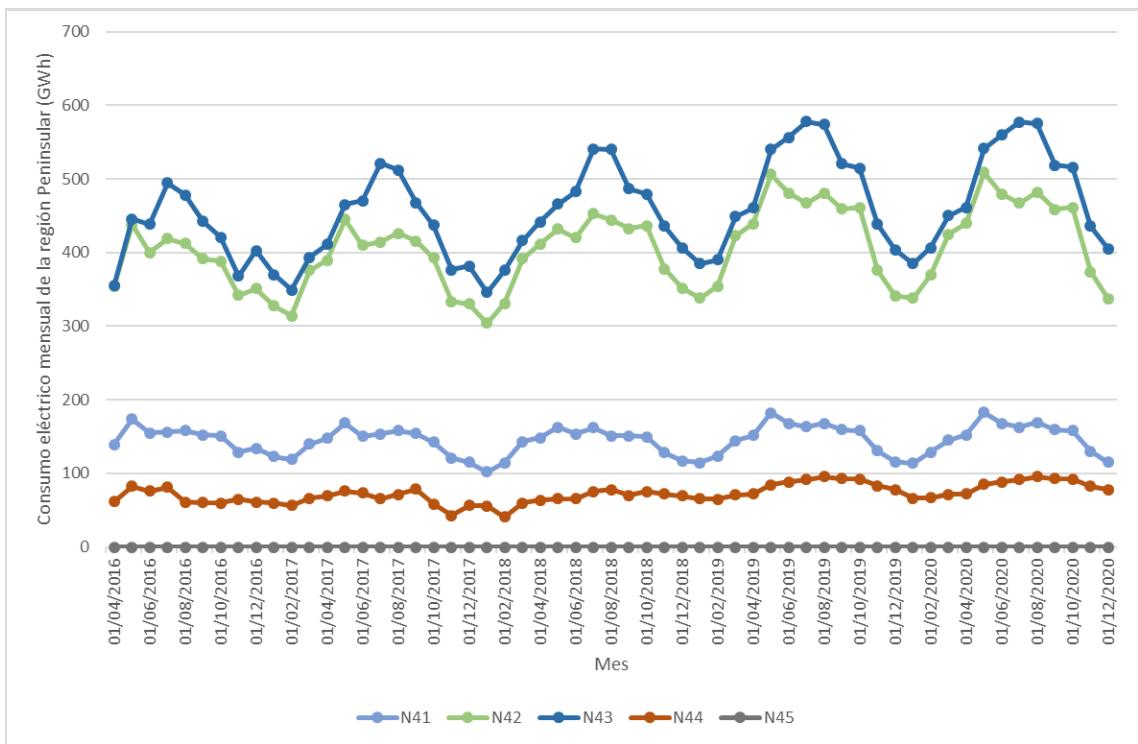


Figura 4.19: Carga eléctrica mensual de la región Peninsular.

4.1.3.2. Carga eléctrica acumulada por región

A diferencia de la carga eléctrica, la carga eléctrica acumulada presenta el consumo eléctrico empalmado nodo por nodo. Esto es especialmente ilustrativo para entender el comportamiento de las regiones del SEN. Nos brinda una visión global de lo que ocurre en las regiones y nos habla de valores absolutos de consumo.

En la Figura 4.20 vemos la carga eléctrica mensual acumulada de la región de Baja California la cual aumenta monotónicamente año con año.

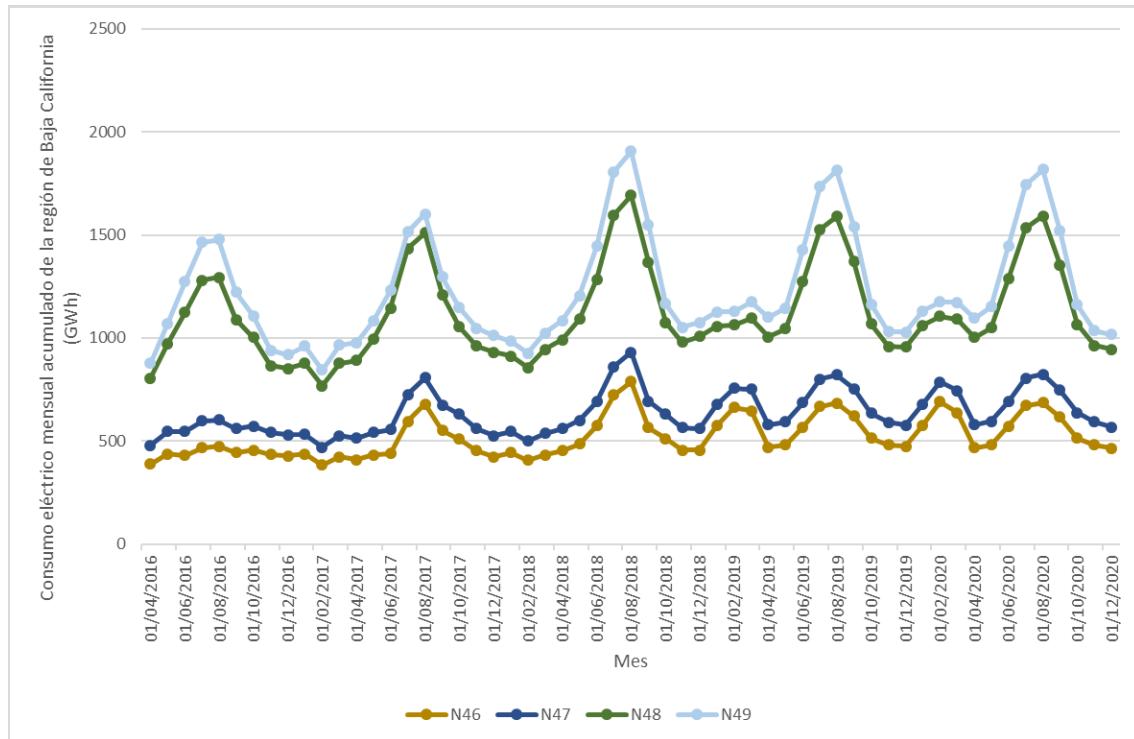


Figura 4.20: Carga eléctrica mensual acumulada de la región Baja California.

Podemos ver en la Figura 4.21 la carga eléctrica mensual acumulada de la región de Baja California Sur. Vemos que en los años 2016 y 2017 hubo una disminución del consumo en octubre. Sin embargo desde 2018 esta reducción no ha aparecido. En el año 2019 se alcanzó un consumo de casi 300 GWh en toda la región.

La región Noroeste es una de las que mayor periodicidad presenta. Vemos que el consumo eléctrico ha aumentado a través de los años superando los 2750 GWh en 2019 siendo el verano los períodos de mayor carga. Ver Figura 4.22.

La carga eléctrica mensual acumulada de la región Norte presenta periodicidad al igual que la región Noreste. Sin embargo el consumo llegó casi a 3000 GWh el en año 2019. Ver Figura 4.23.

La región Noreste es la segunda mayor consumidora. La carga eléctrica ha aumentado año con año teniendo un valor de 5000 GWh en 2016 y 6000 GWh en 2019. Ver

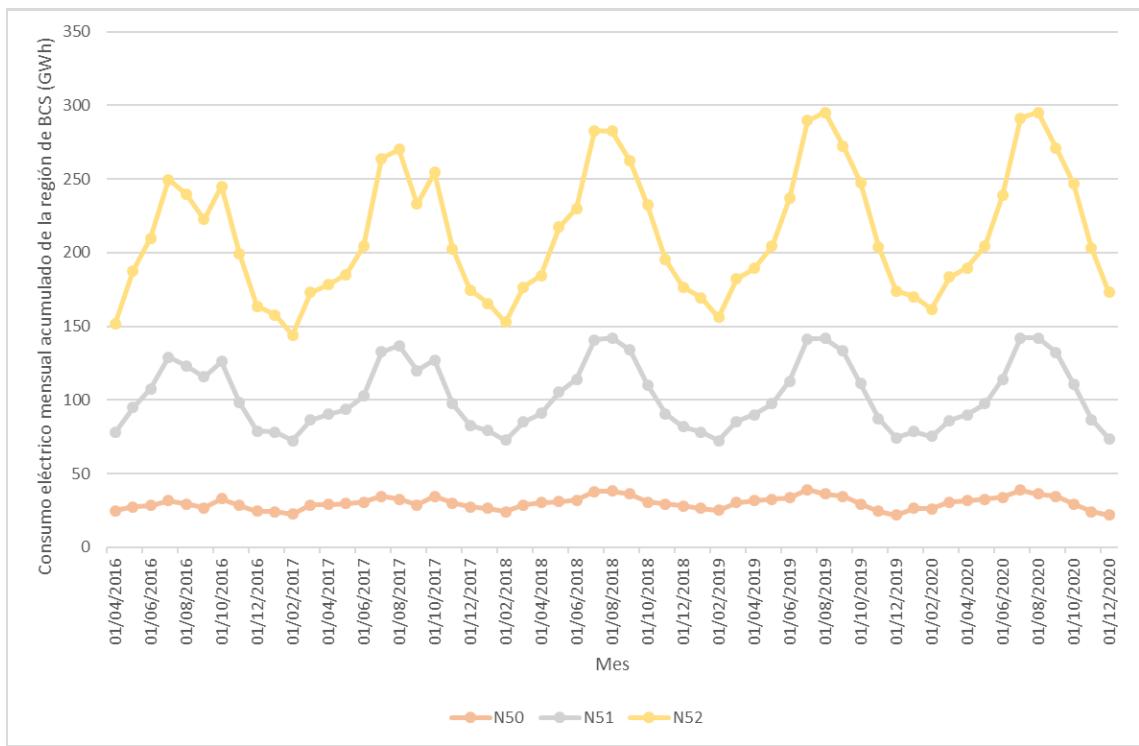


Figura 4.21: Carga eléctrica mensual acumulada de la región Baja California Sur.

Figura 4.24.

Una vez más la región Occidental presenta cambios menos drásticos asociados a las estaciones del año. Esta región presenta un aumento constante cada año. Ver Figura 4.25.

En la Figura 4.26 podemos ver la carga eléctrica mensual acumulada de la región Central. Vemos que para el año 2019 alcanza ya un valor de 5000 GWh.

La región Oriental muestra un patrón cada año. En 2019 alcanzó un consumo energético de 4500 GWh. Ver Figura 4.27.

La región Peninsular presenta un alto consumo en los períodos de verano obteniendo un aumento de 100 GWh de 2018 a 2019. Ver Figura 4.28.

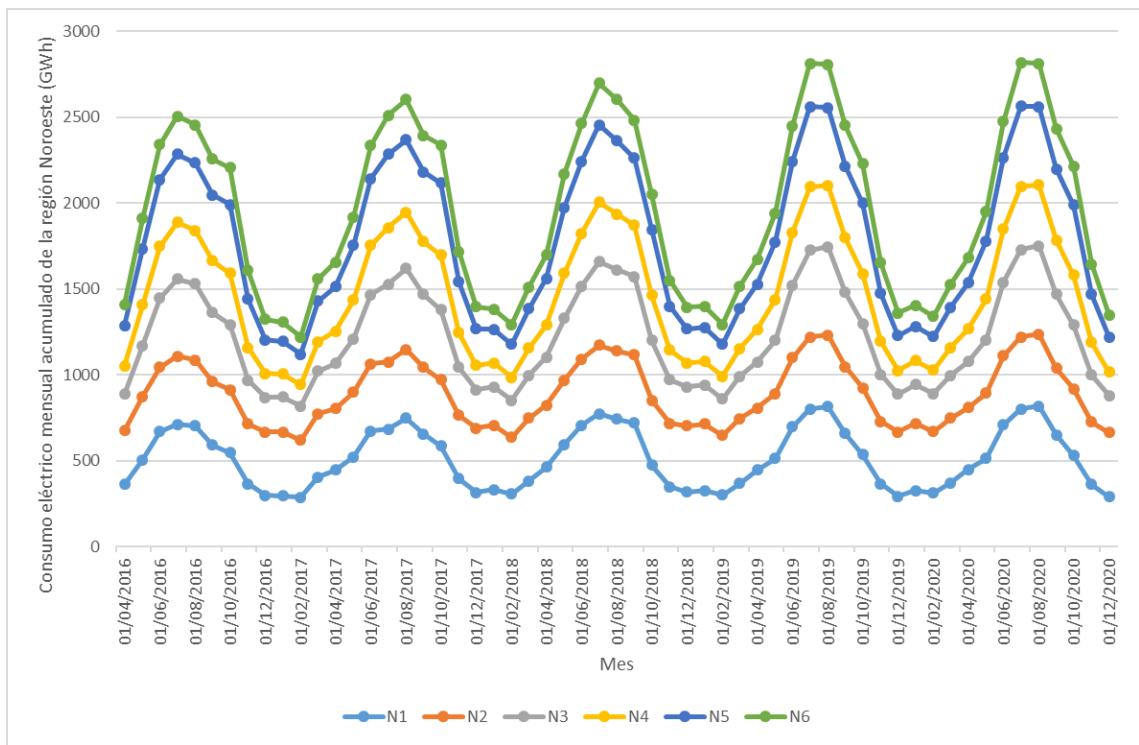


Figura 4.22: Carga eléctrica mensual acumulada de la región Noroeste.

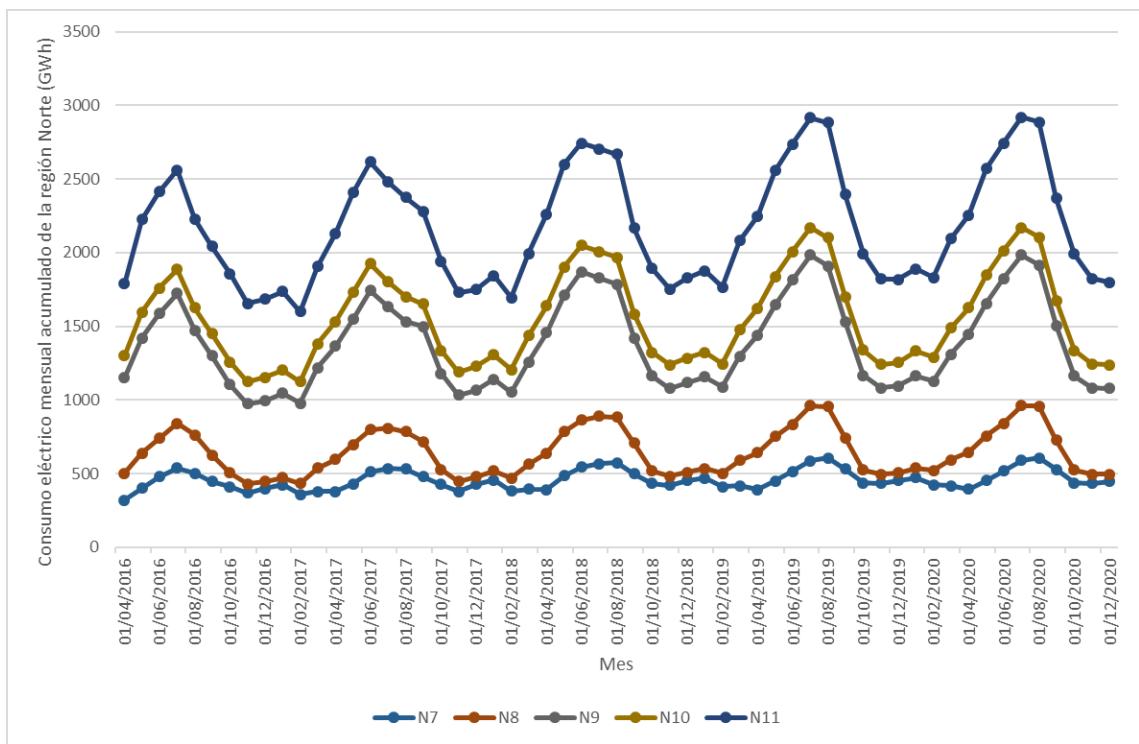


Figura 4.23: Carga eléctrica mensual acumulada de la región Norte.

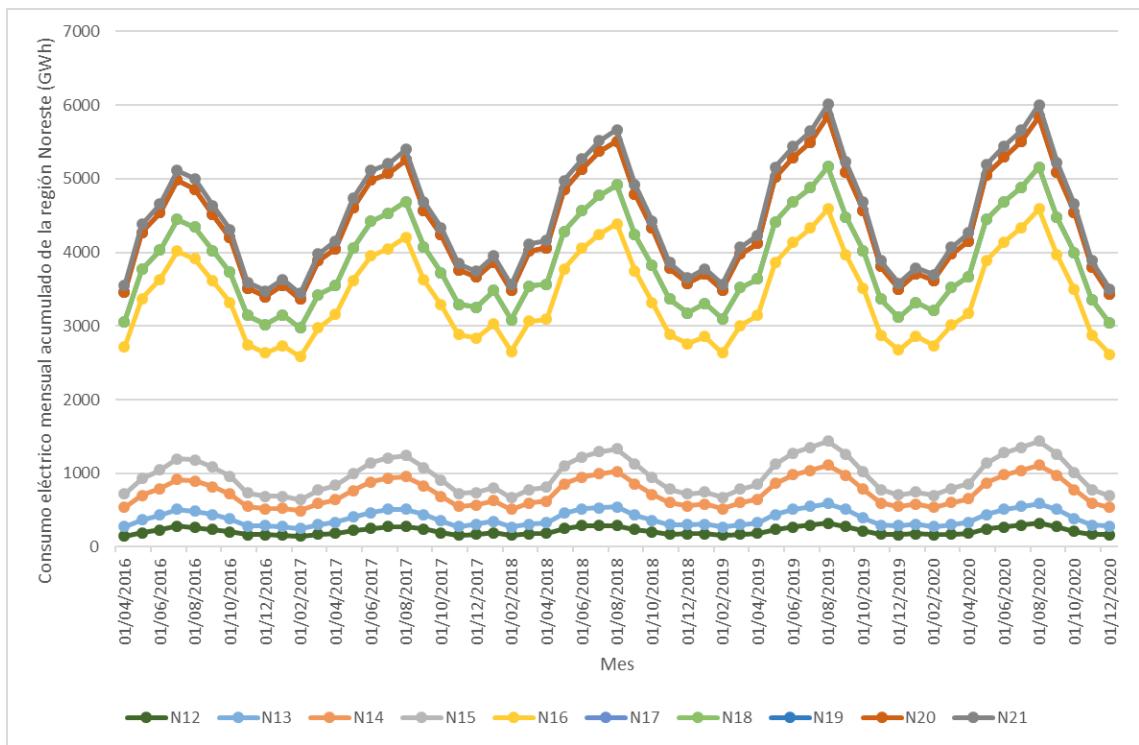


Figura 4.24: Carga eléctrica mensual acumulada de la región Noreste.

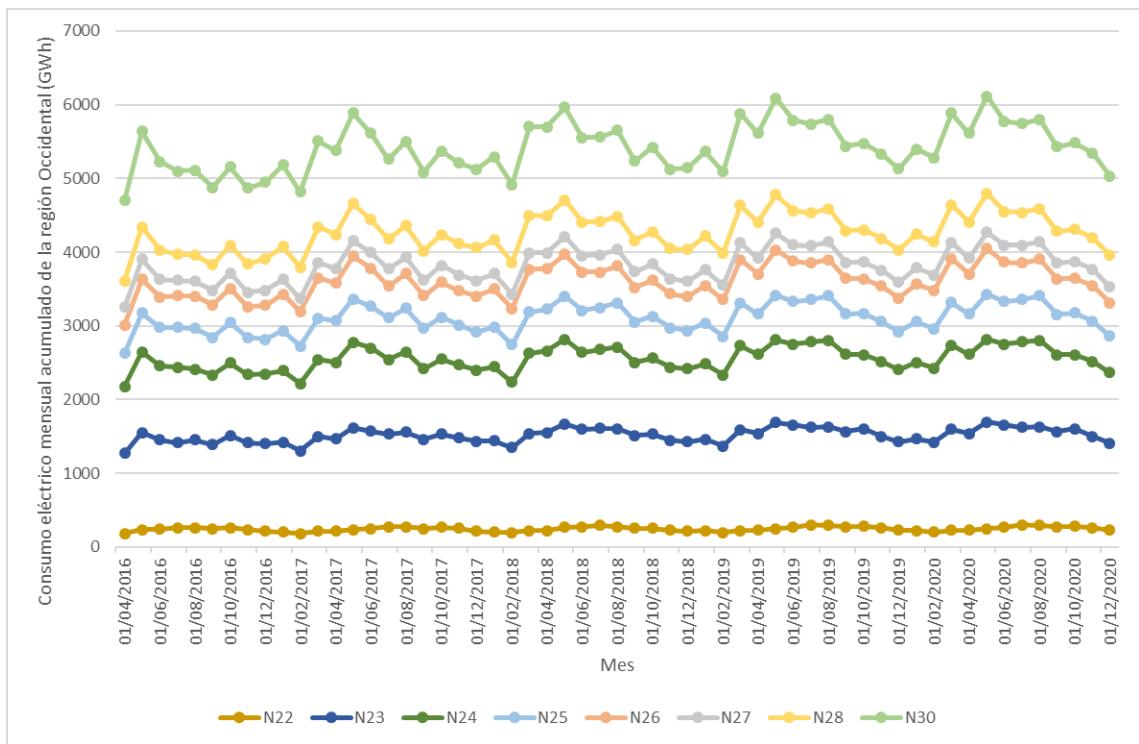


Figura 4.25: Carga eléctrica mensual acumulada de la región Occidental.

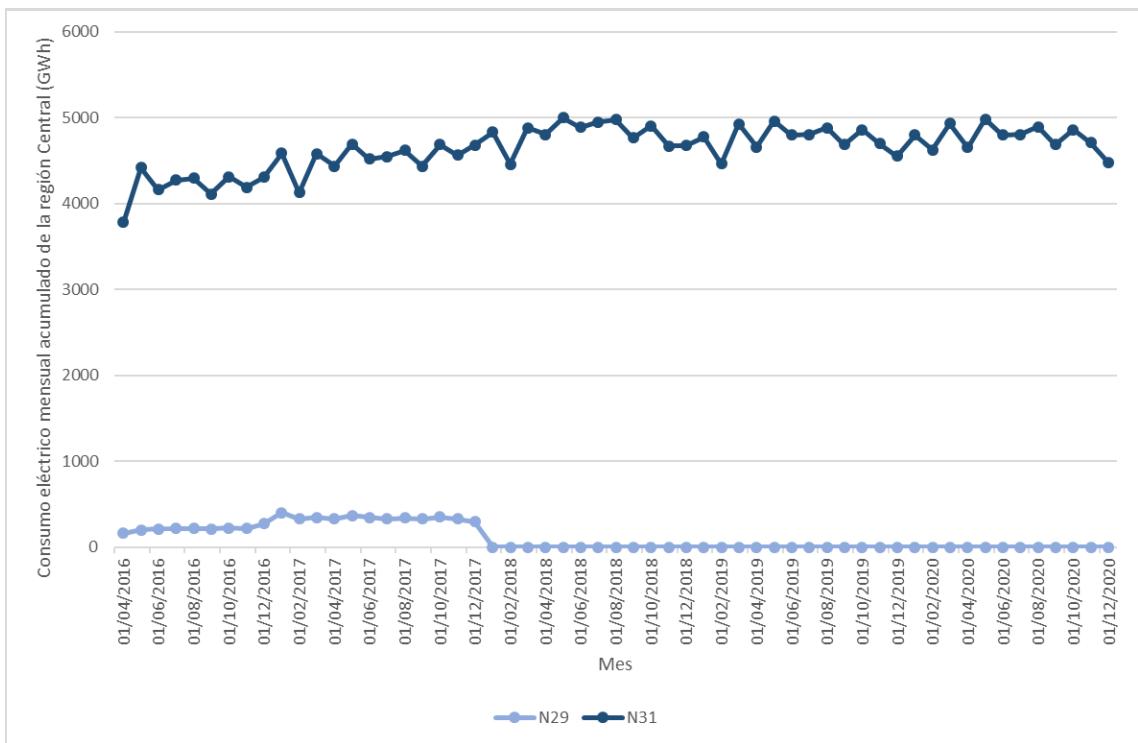


Figura 4.26: Carga eléctrica mensual acumulada de la región Central.

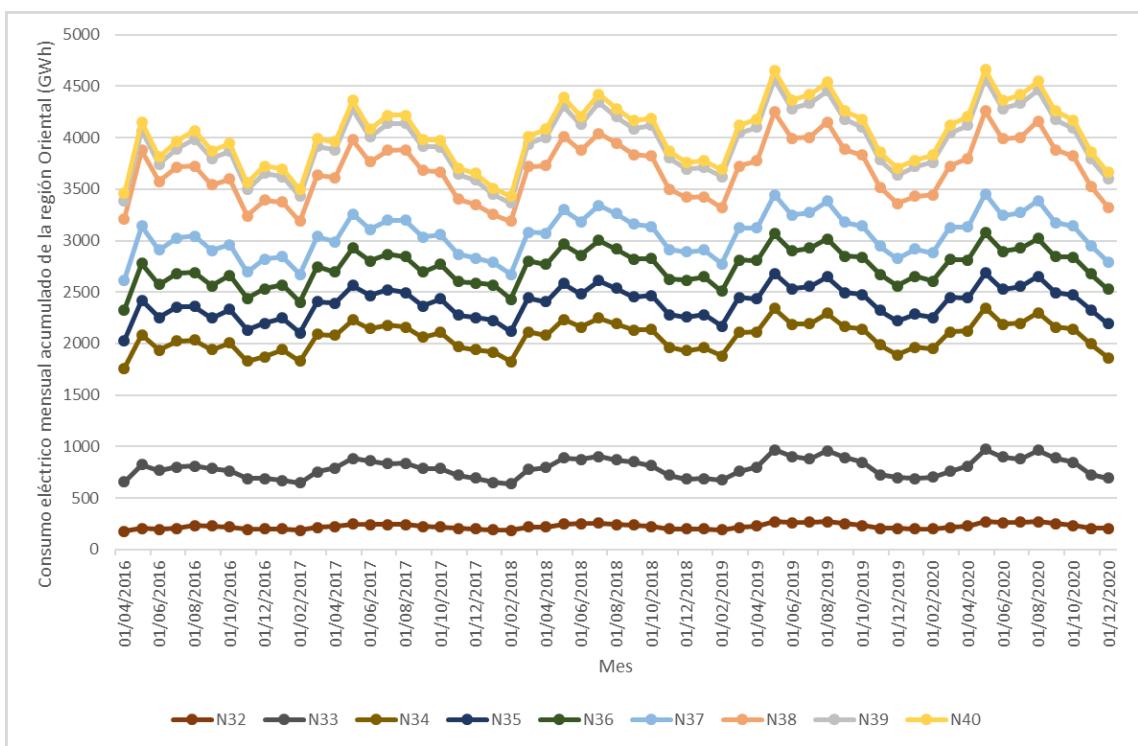


Figura 4.27: Carga eléctrica mensual acumulada de la región Oriental.

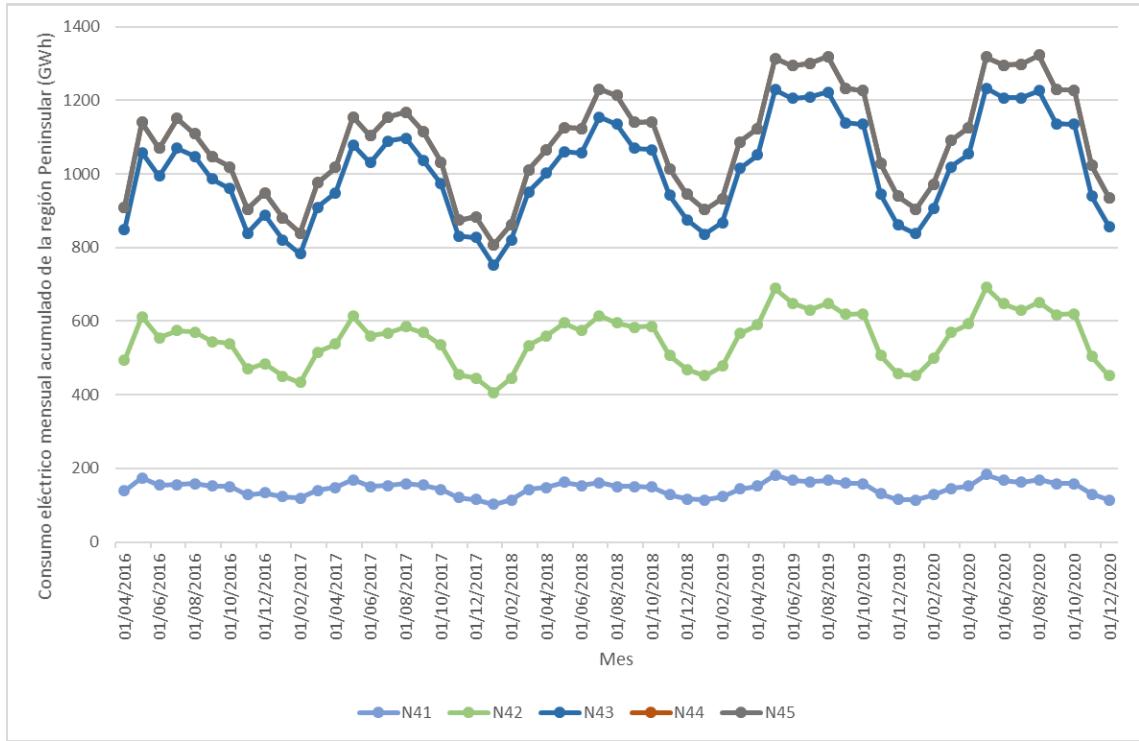


Figura 4.28: Carga eléctrica mensual acumulada de la región Peninsular.

4.1.4. Generación eléctrica

4.1.4.1. Generación eléctrica por región

En esta sección se presenta la generación eléctrica de cada región de transmisión. Este tipo de información ilustra el comportamiento de cada nodo y su evolución en la generación mensual que han tenido a través de los años.

En la Figura 4.29 vemos cómo la generación del nodo 46 de Tijuana se incrementó principalmente en el año 2018. Además, vemos el nodo 47 de Ensenada cuya generación se ha mantenido constante. La generación de Mexicali encabeza la región de Baja California.

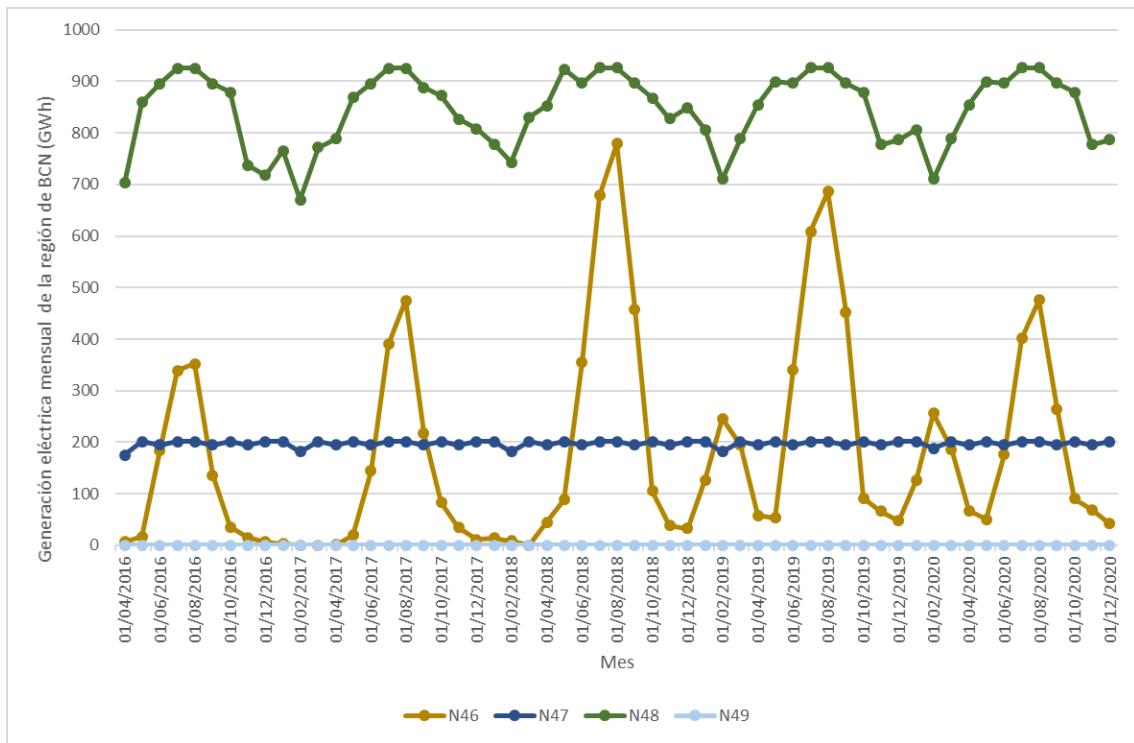


Figura 4.29: Generación eléctrica mensual de la región Baja California.

La región de Baja California Sur presenta un comportamiento similar a través de los años. Únicamente el nodo 51 de La Paz aumentó significativamente su generación siendo la máxima mensual de 2016 de 175 GWh a 210 GWh en 2019. Ver Figura 4.30.

Algunos nodos de la región Noroeste han aumentado la generación eléctrica, como lo son Cananea y Obregón. Además, hubo un incremento importante de 2017 a 2018 en Mazatlán. Ver Figura 4.31.

La generación de la región Norte está graficada en la Figura 4.32. Esta ha sido similar desde 2016. Las regiones de transmisión que predominan fueron Juárez, Chihuahua y Laguna.

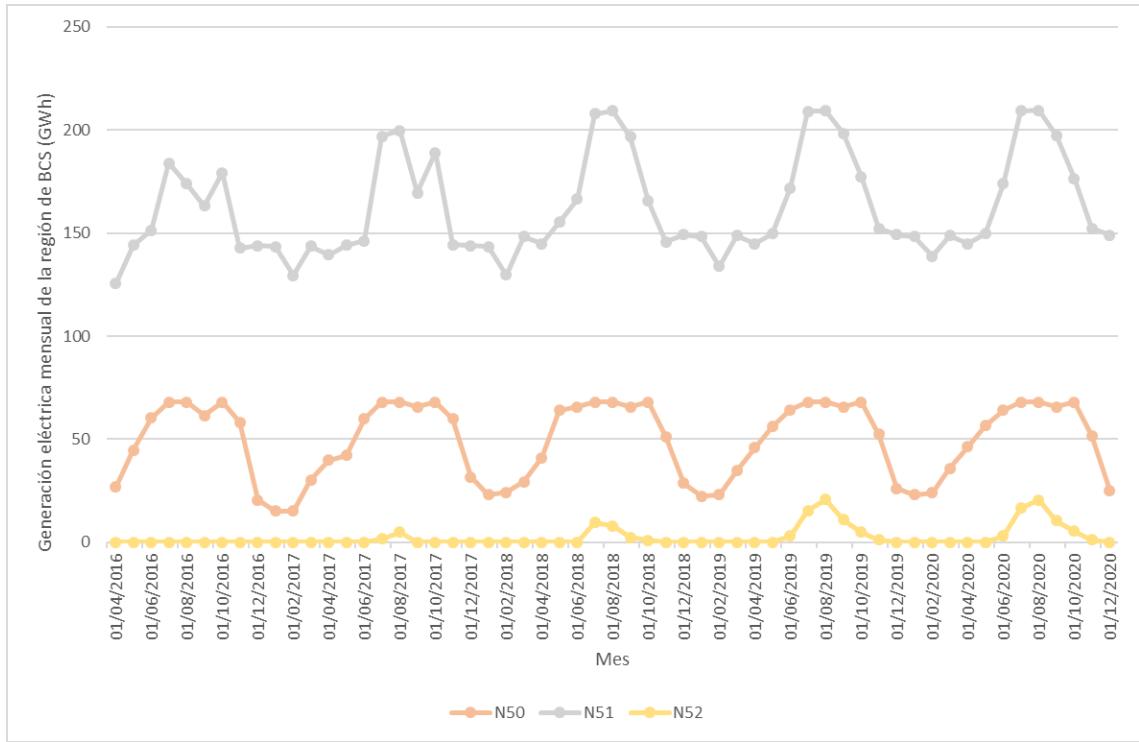


Figura 4.30: Generación eléctrica mensual de la región Baja California Sur.

En la Figura 4.33 se grafica la generación de la región Noreste. Vemos como el nodo 12 de Río Escondido tiene una generación muy correlacionada con las estaciones del año, siendo julio y agosto los meses de mayor generación. En adición a esto, el nodo 16 de Monterrey ha aumentado su generación a través de los años.

En la Figura 4.34 vemos la alta variabilidad que hay de generación. El nodo 22 de Tepic tiene una generación de hasta 500 GWh para los meses de verano. La región 30 de Querétaro tiene importantes fluctuaciones durante todo el intervalo presentado. El nodo 27 de Manzanillo aumentó considerablemente su generación de 2017 a 2018.

Para el caso de la región Central, vemos la evolución de la generación eléctrica. El nodo Central ha aumentado paulatinamente. En el caso del nodo 29 se ve disminuida la generación. Sin embargo, esto se debe a la redistribución de carga para este nodo de Lázaro Cárdenas en 2018 realizada por CENACE. Ver Figura 4.35.

La región Oriental ha aumentado considerablemente su generación, especialmente los nodos 32 de Poza Rica y 34 de Puebla. El nodo 39 de Grijalva tiene mayor fluctuación en los meses entre noviembre y enero. Ver Figura 4.36.

Vemos en la Figura 4.37 que el nodo 42 de Mérida ha aumentado año con año su generación llegando hasta 475 GWh mensuales en agosto de 2019. Sin embargo, este incremento ha ocurrido únicamente en este nodo, dejando rezagada la generación de los restantes.

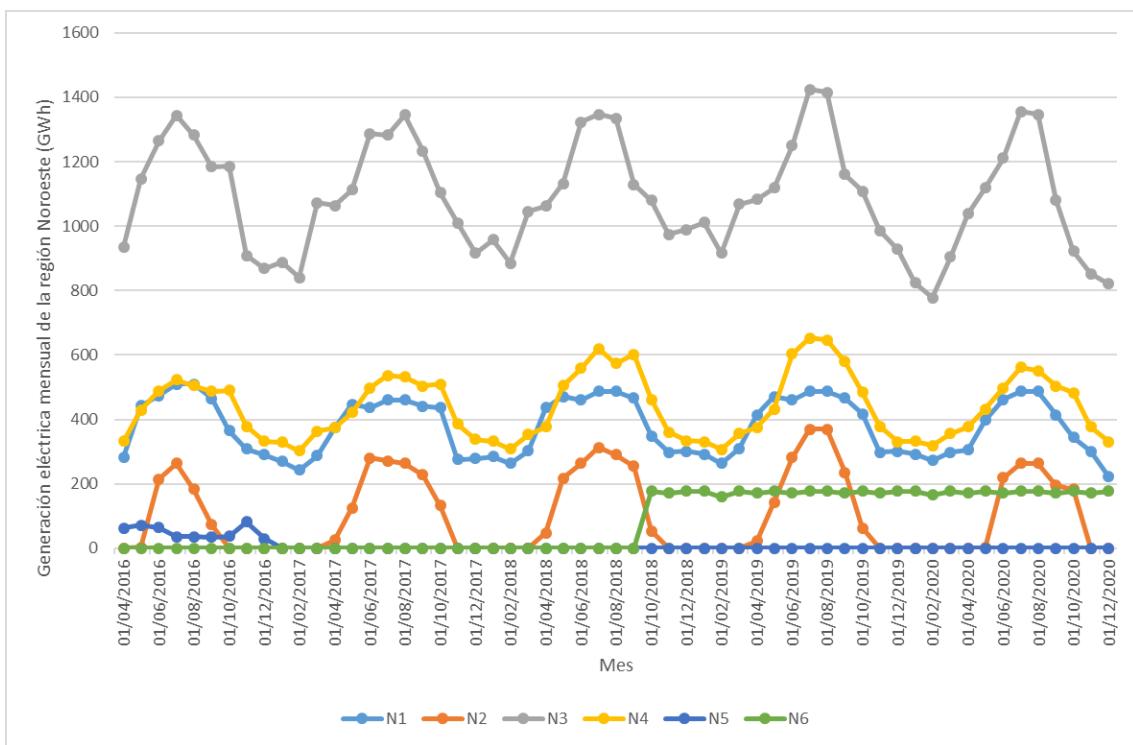


Figura 4.31: Generación eléctrica mensual de la región Noroeste.

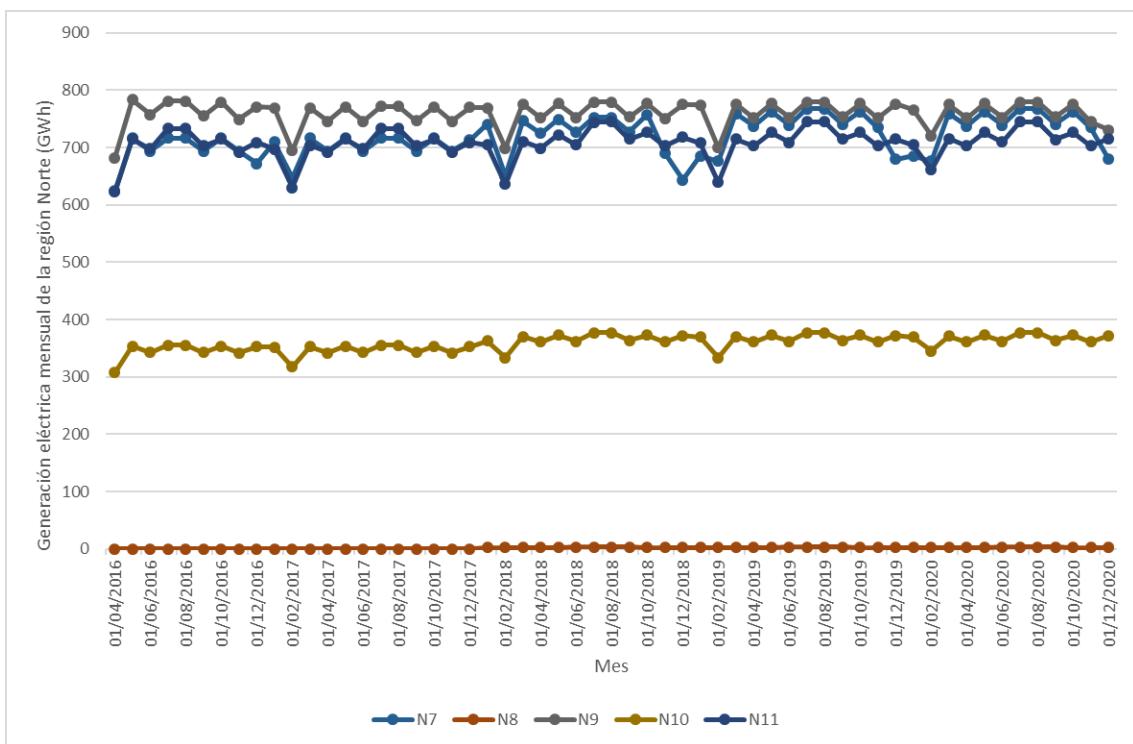


Figura 4.32: Generación eléctrica mensual de la región Norte.

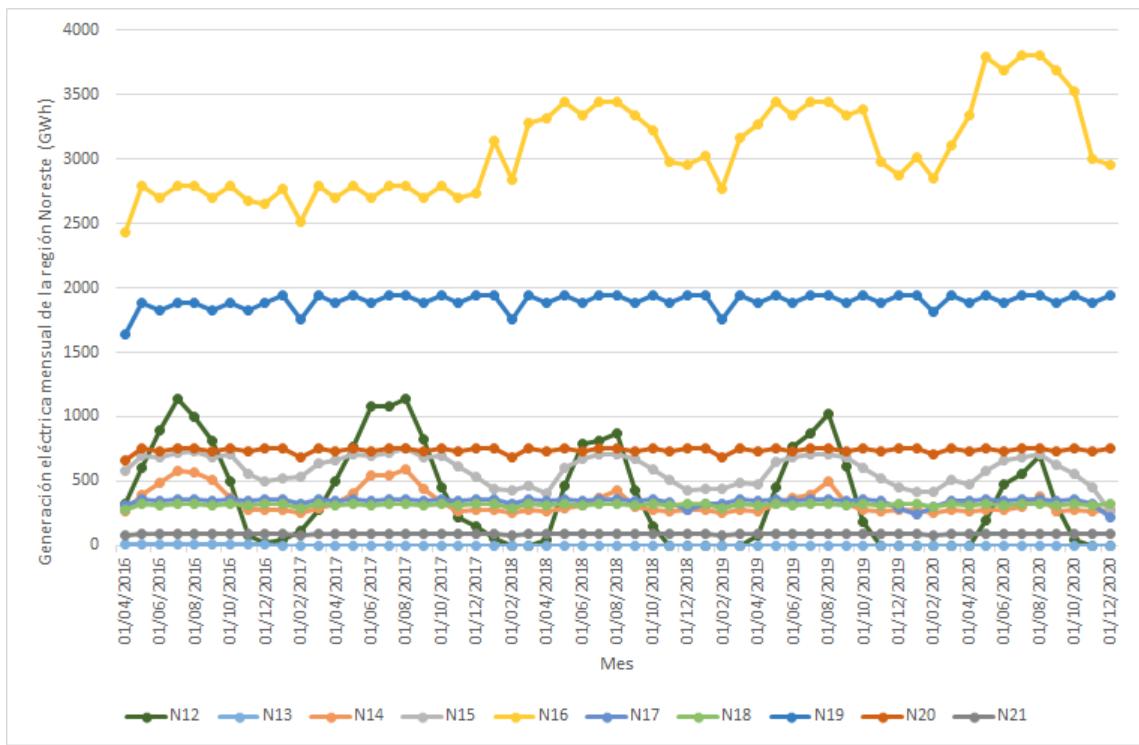


Figura 4.33: Generación eléctrica mensual de la región Noreste.

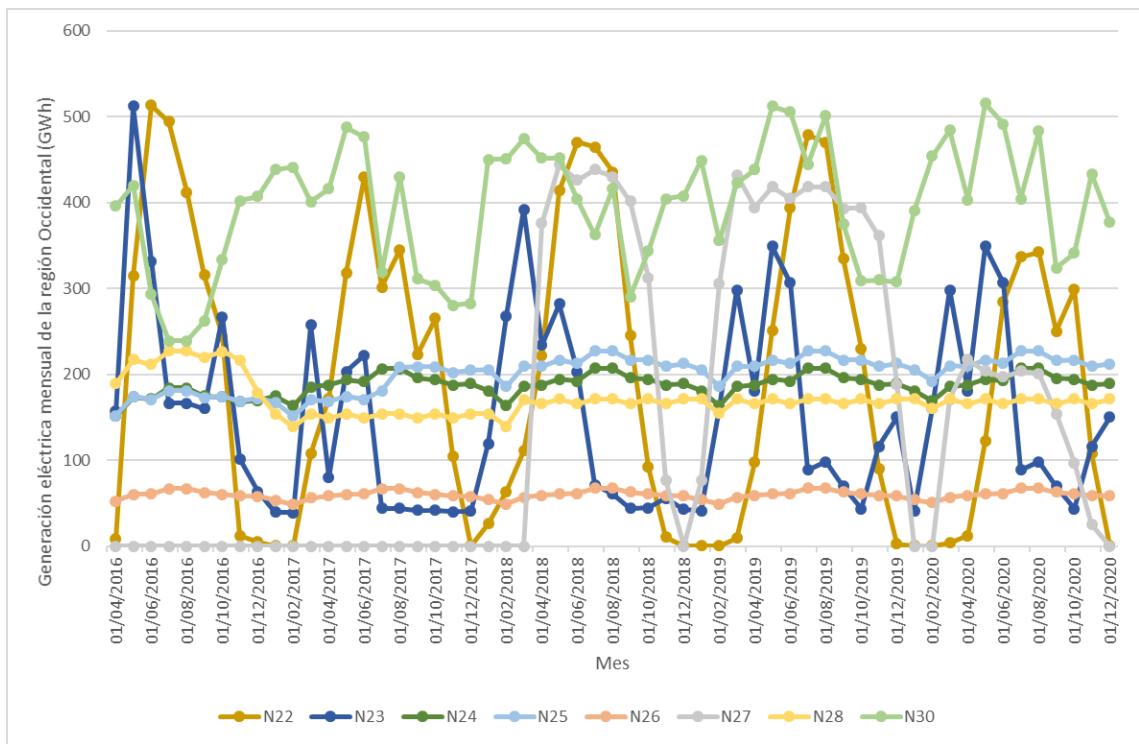
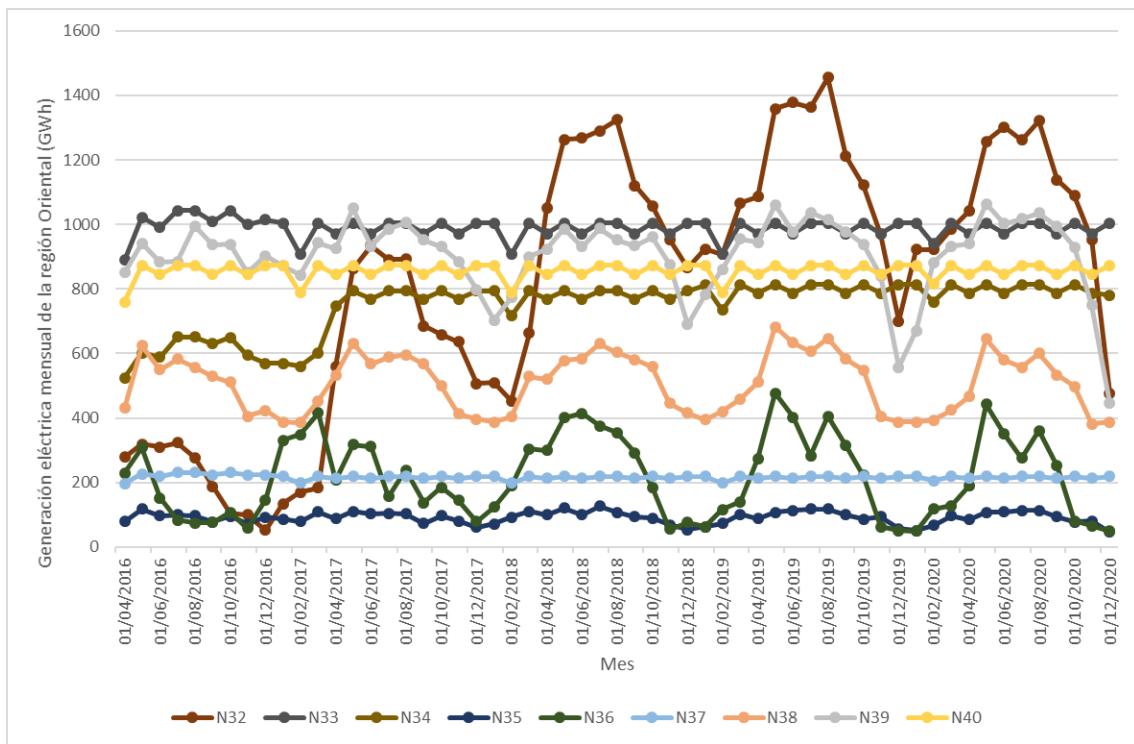
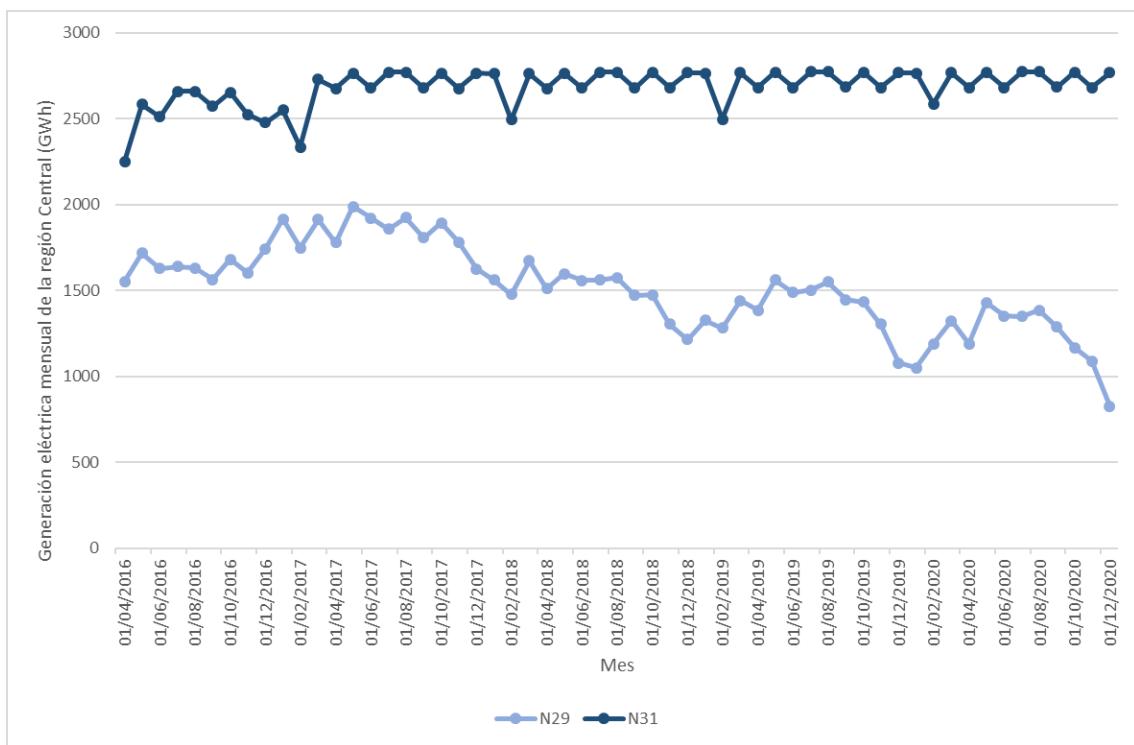


Figura 4.34: Generación eléctrica mensual de la región Occidental.



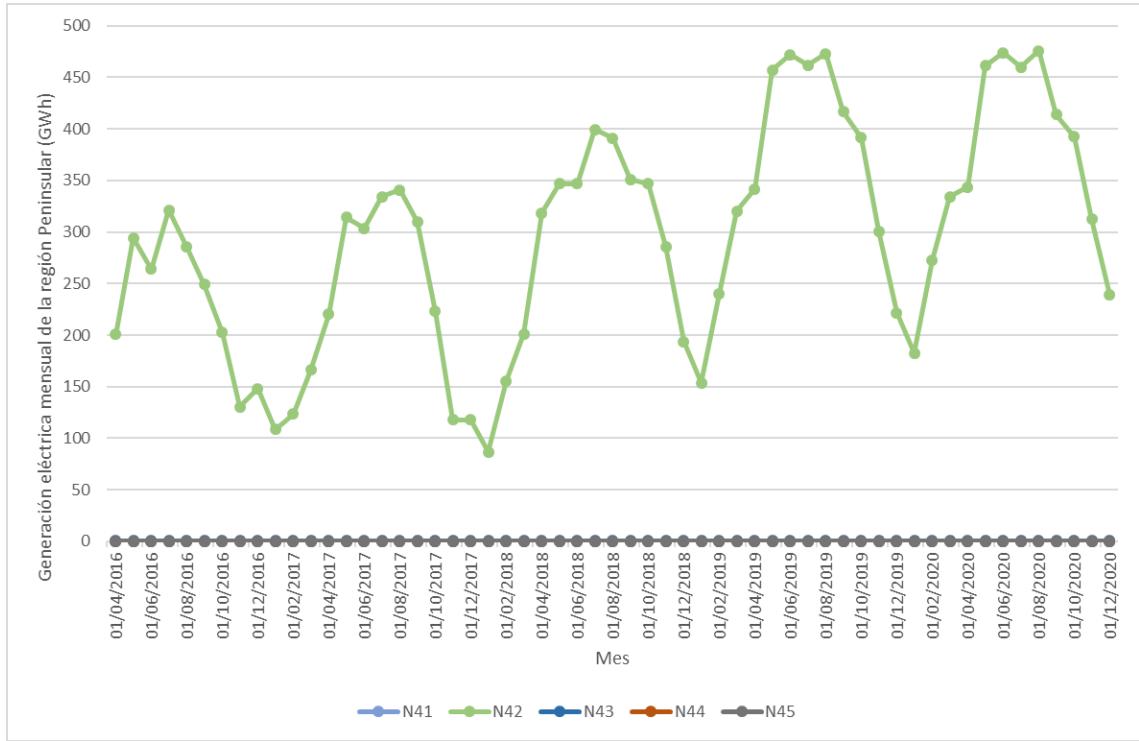


Figura 4.37: Generación eléctrica mensual de la región Peninsular.

4.1.4.2. Generación eléctrica acumulada por región

A continuación se muestra la generación eléctrica amulada. Esta información es útil para diagnosticar el comportamiento regional de la generación eléctrica. Esto nos brinda un entendimiento de las regiones del SEN que nos ayuda a comparar con la carga demandada a través del tiempo.

En la Figura 4.38 vemos la generación eléctrica mensual de la región de Baja California. El nodo Mexicali presenta un comportamiento similar año con año. Por otro lado el nodo Tijuana ha aumentado su generación más notablemente en el año 2018 y 2019.

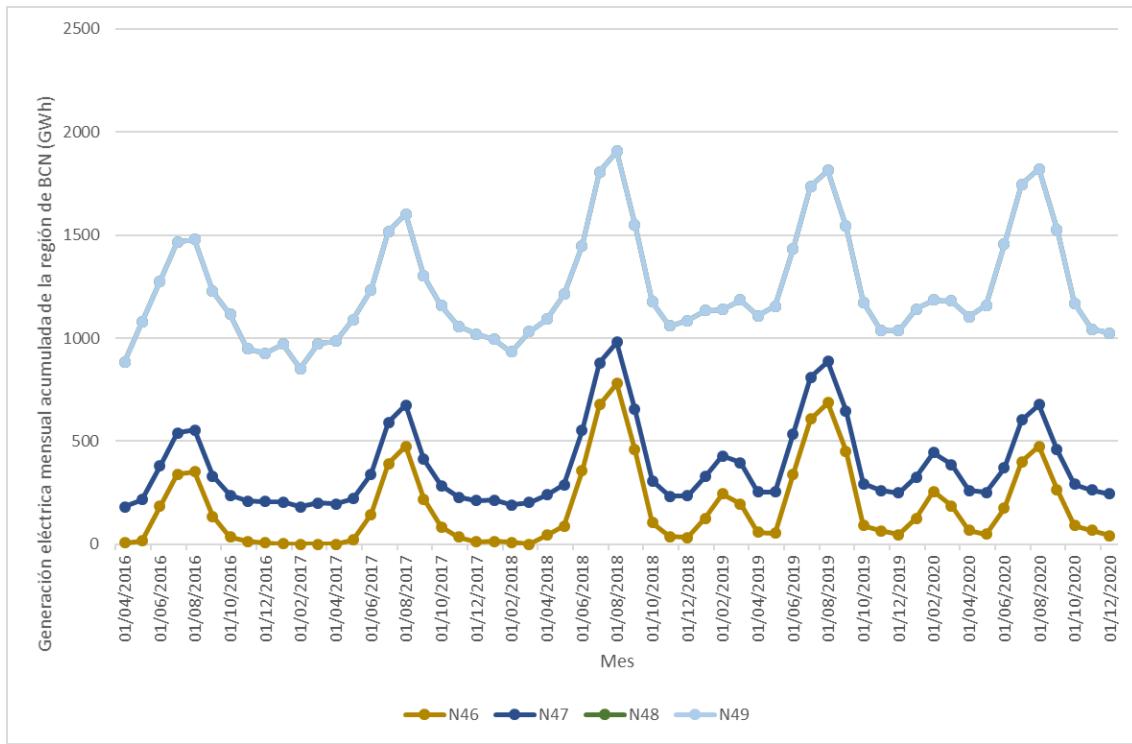


Figura 4.38: Generación eléctrica mensual acumulada de la región Baja California.

En el caso de la región Baja California Sur se ha visto una mayor generación a través de los años. Específicamente, el nodo de La Paz superó los 200 GWh de generación mensual. El nodo Villa Constitución ha tenido un comportamiento similar en los últimos años. Ver Figura 4.39.

La generación de la región Noroeste ha sido similar en varios años. Un aumento importante fue el que presentó el nodo de Mazatlán llegando a casi 200 GWh de generación mensual en 2018. Ver Figura 4.40.

La generación acumulada de la región Norte es bastante similar año con año. Se presenta una disminución tanto de la carga como de la generación en los meses de invierno principalmente en enero y febrero de cada año. Ver Figura 4.41.

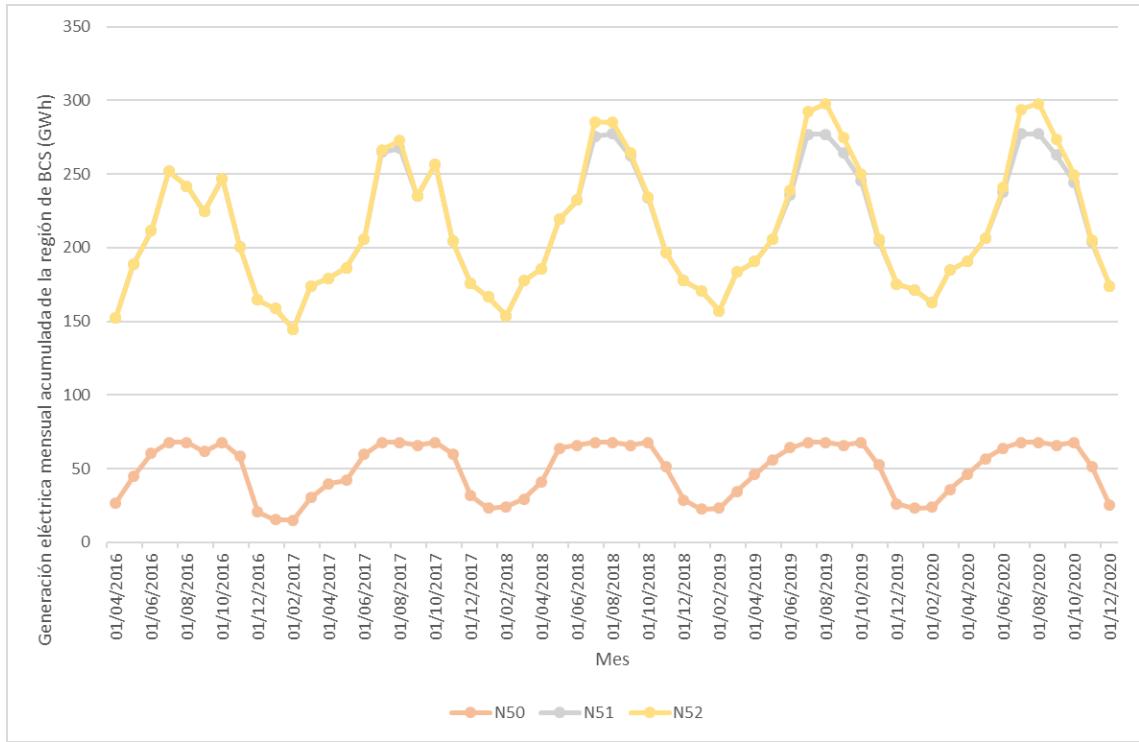


Figura 4.39: Generación eléctrica mensual acumulada de la región Baja California Sur.

La generación eléctrica mensual acumulada de la región Noreste tiene un claro patrón de aumento y disminución entre los veranos. Naturalmente, la carga en esta región del SEN aumenta con el incremento de la temperatura por los cambios de temporada. Eso se refleja en una mayor generación eléctrica. Ver Figura 4.42.

Debido al desarrollo industrial de la región Occidental, tanto el consumo como la generación eléctrica aumentado en la zona. Uno de los nodos que más aumento han mostrado es el N23 de Guadalajara. Ver Figura 4.43.

En la Figura 4.44 vemos que la generación acumulada ha ido disminuyendo. Como se mencionó anteriormente, hubo una redistribución de la carga en el nodo 29 de Lázaro Cárdenas. Por esta razón, vemos este comportamiento. Por otro lado, la generación del nodo 31 ha ido aumentado paulatinamente cada mes.

La generación eléctrica mensual acumulada de la región Oriental ha ido en aumento desde 2016. Se ven máximos de generación en abril de cada año. El nodo 32 de Poza Rica ha aumentado considerablemente. Ver Figura 4.45.

Para la región Peninsular la generación acumulada ha ido en aumento principalmente por la contribución del nodo de Mérida. La generación está asociada con las estaciones del año teniendo en verano mayor generación y mayor carga. Ver Figura 4.46.

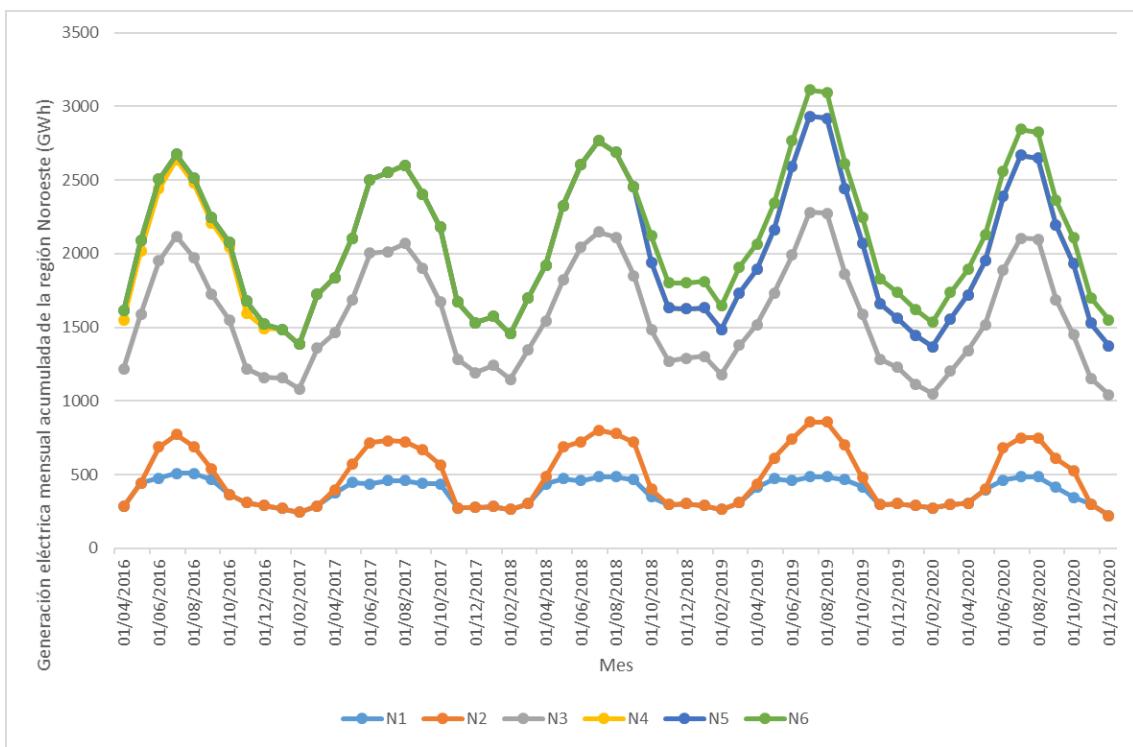


Figura 4.40: Generación eléctrica mensual acumulada de la región Noroeste.

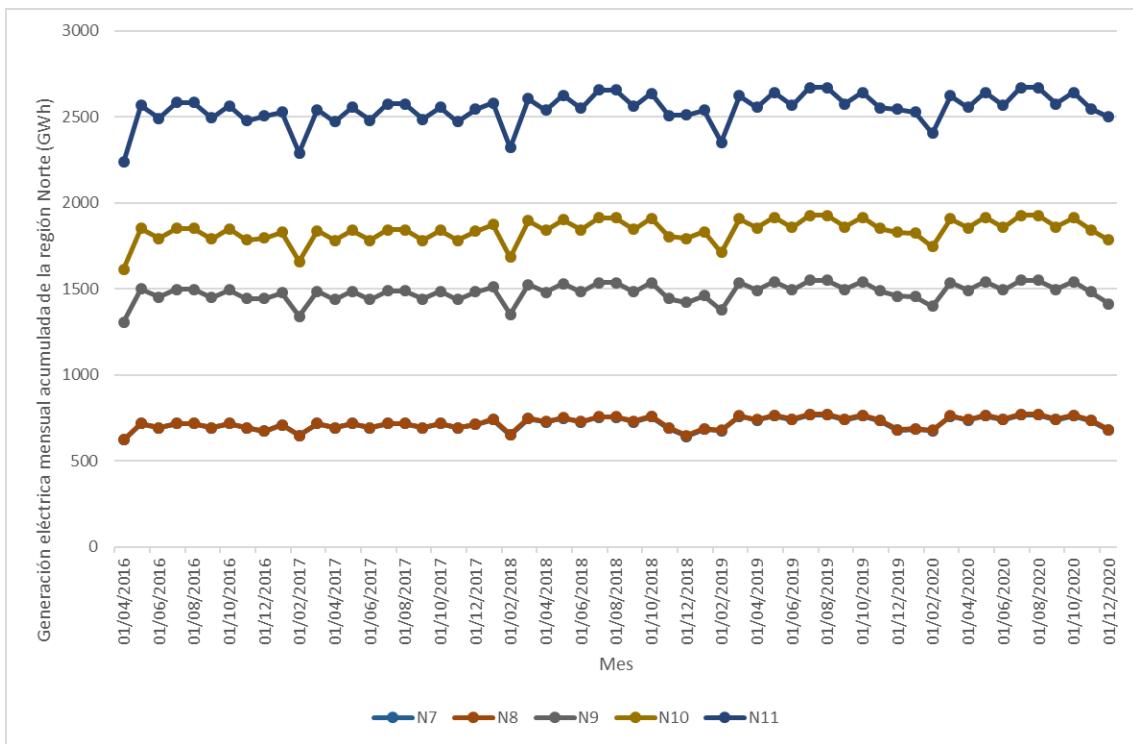


Figura 4.41: Generación eléctrica mensual acumulada de la región Norte.

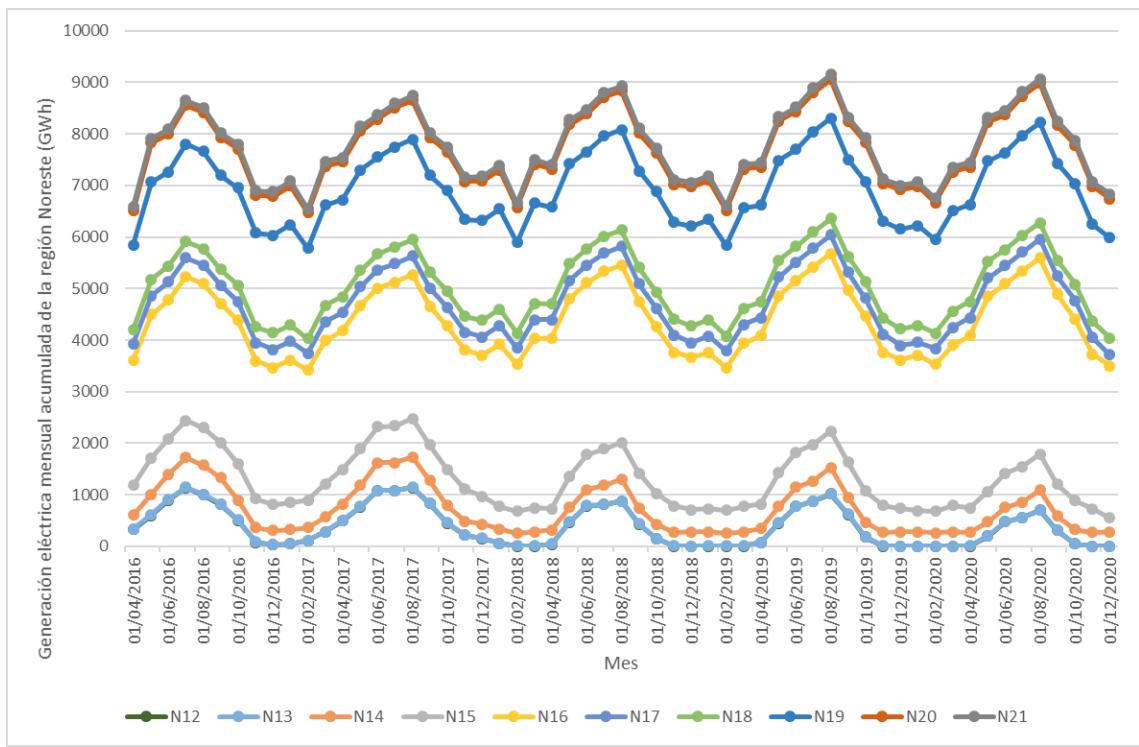


Figura 4.42: Generación eléctrica mensual acumulada de la región Noreste.

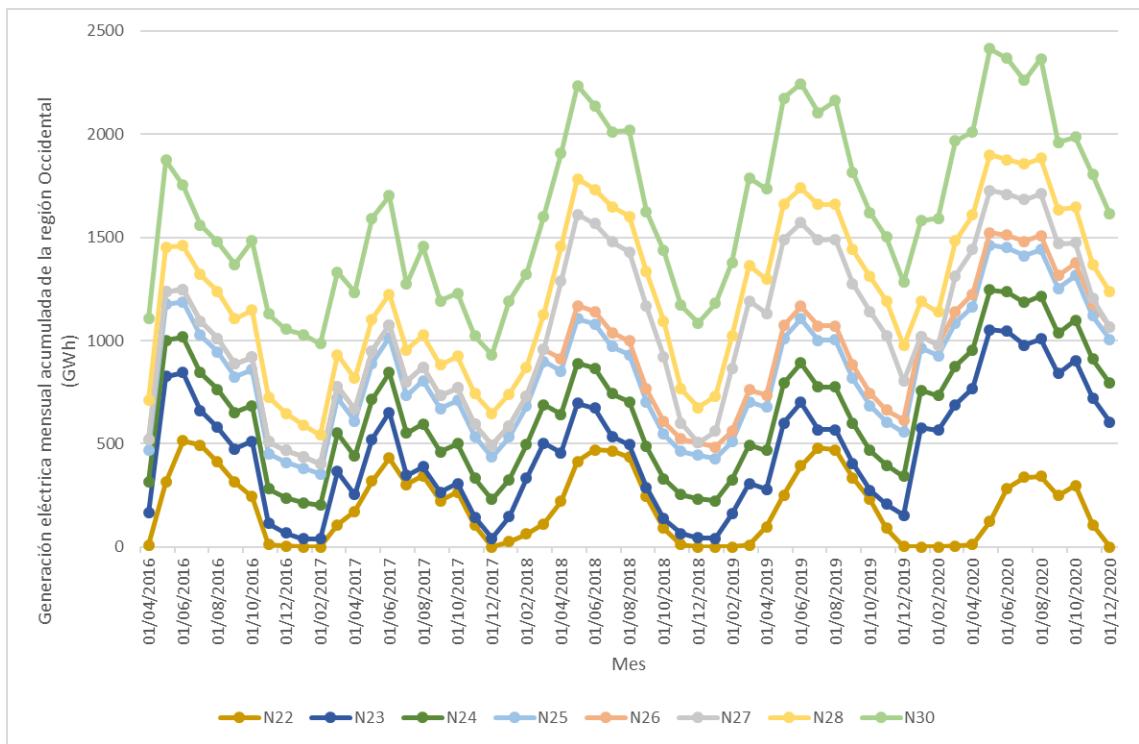


Figura 4.43: Generación eléctrica mensual acumulada de la región Occidental.

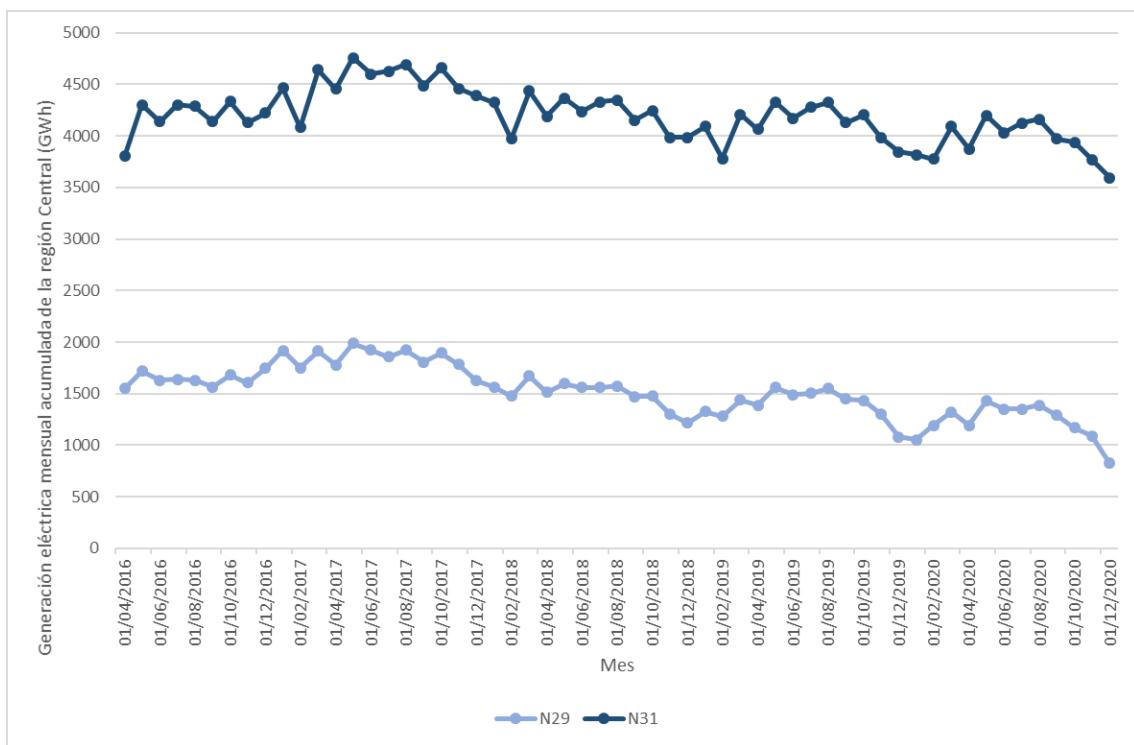


Figura 4.44: Generación eléctrica mensual acumulada de la región Central.

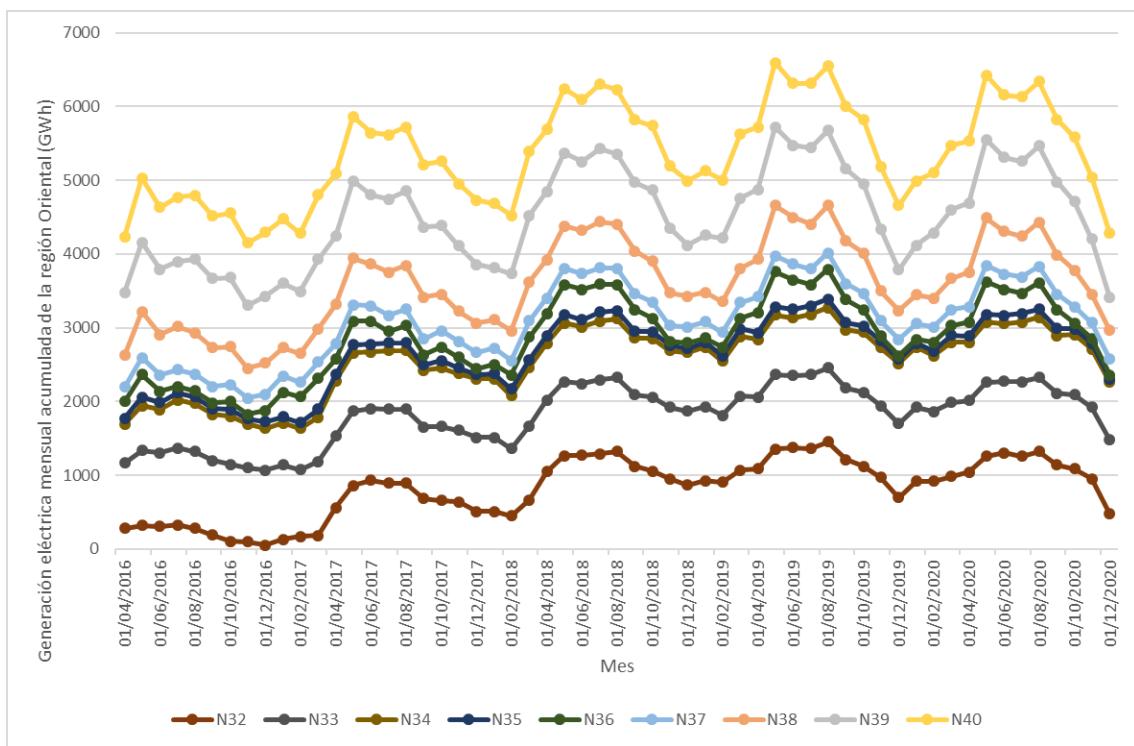


Figura 4.45: Generación eléctrica mensual acumulada de la región Oriental.

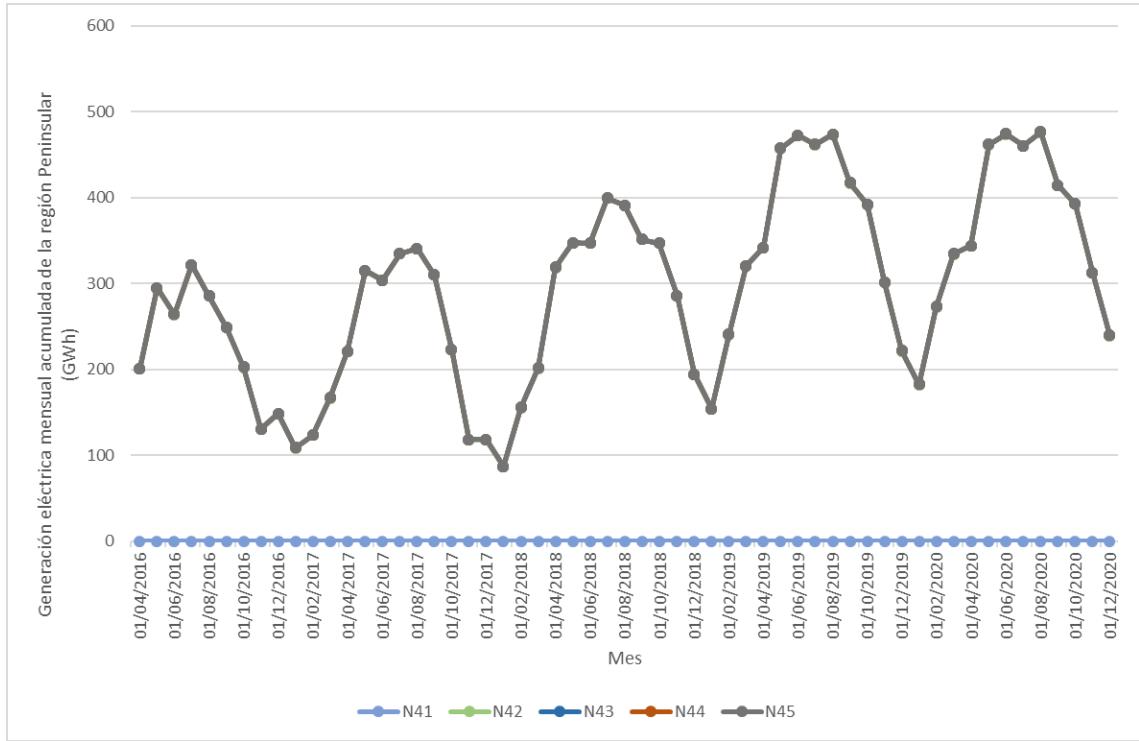


Figura 4.46: Generación eléctrica mensual acumulada de la región Peninsular.

4.1.5. Precios marginales locales (2016 - 2019)

En esta sección se presentan los precios marginales locales promediados semanalmente que fueron calculados a través del software PLEXOS®. Estos se muestran en unidades de (MXN/MWh). Por cada región del SEN corresponde una gráfica. Una vez terminados estos cálculos se hizo una comparación entre los precios reales y los calculados. Esta comparativa se presenta en la sección 4.1.6. Como se verá más adelante, los errores relativos entre los precios calculados y reales tienen un error global menor a 2 % lo que valida el modelo del Sistema Eléctrico Nacional. Gracias a ello, se podrán realizar proyecciones de carga, generación y precios para 2020.

En la Figura 4.47 se muestra el precio marginal local de la región de Baja California. Esta región junto con las regiones Peninsular y Baja California Sur son las que mayor variación en los precios presentan. Los precios de esta región alcanzaron valor promedio semanales de 1600 MXN/MWh.

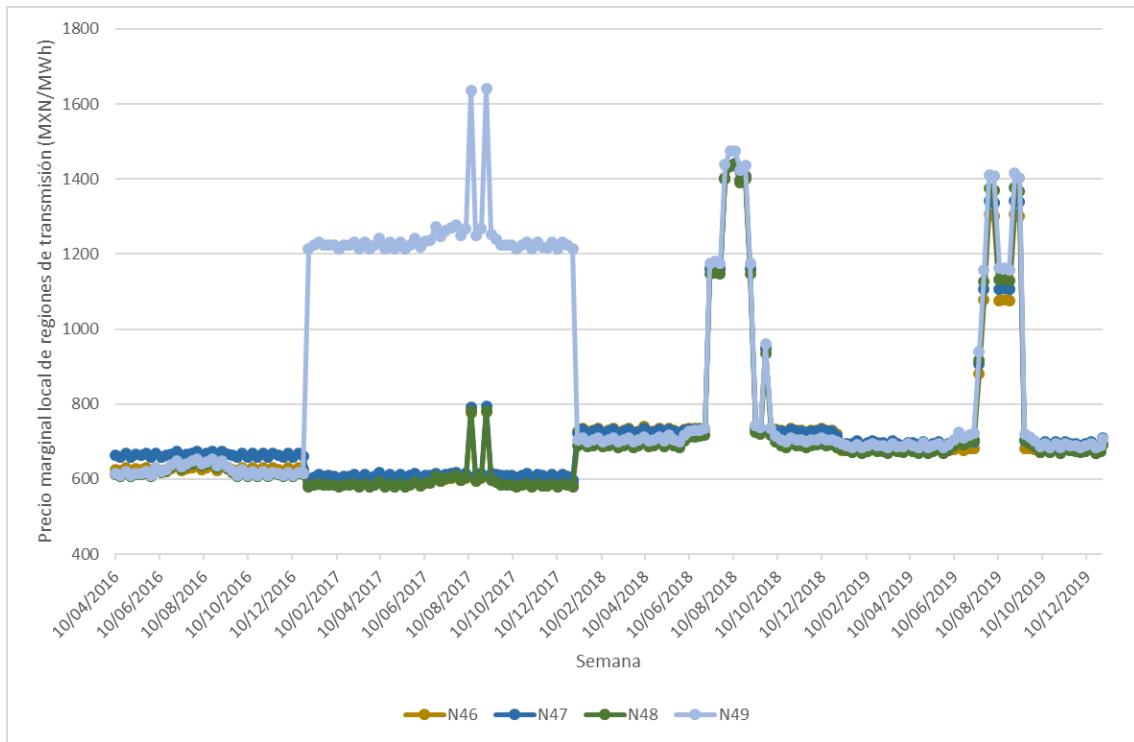


Figura 4.47: PML promedio semanal de la región Baja California.

Al igual que la región de Baja California, la región de Baja California Sur presenta fluctuaciones importantes de los precios marginales locales con valores promedio de 3500 MXN/MWh. No obstante, algunas semanas de octubre de los años 2018 en adelante presentan aumentos de precio considerables. Ver Figura 4.48.

La región Noroeste muestra valores promedio de 1400 MXN/MWh. Los precios presentan aumentos cada año durante los períodos de julio. Como se vio en la sección

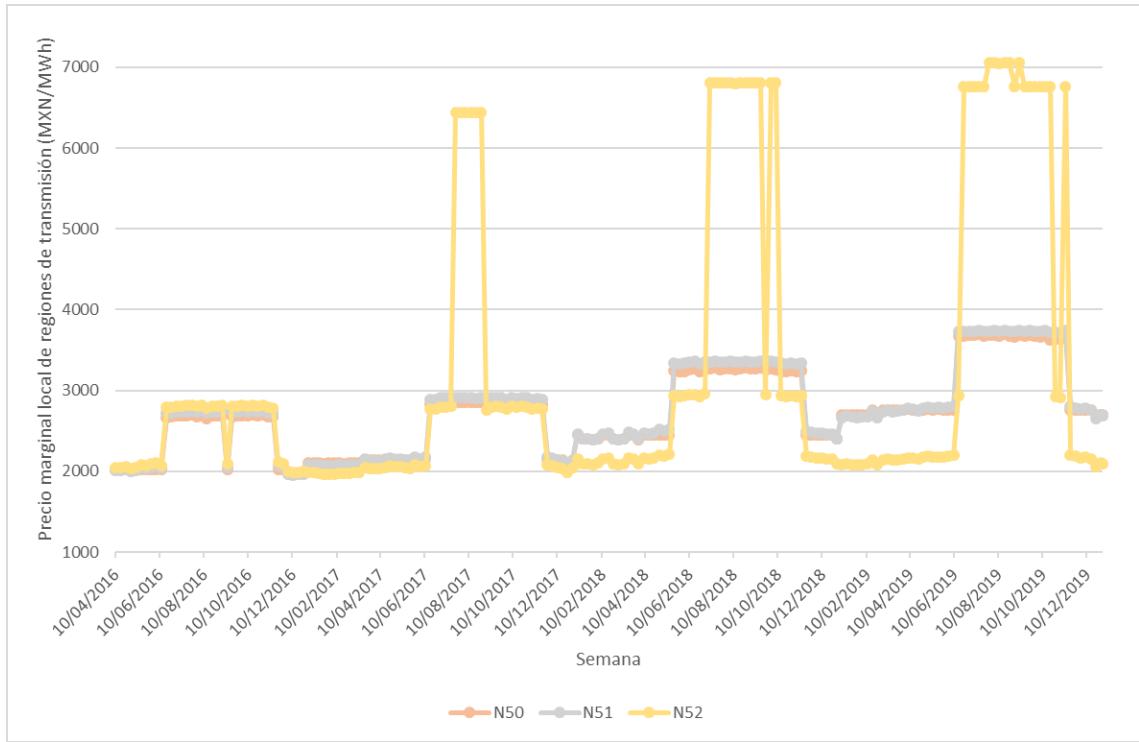


Figura 4.48: PML promedio semanal de la región Baja California Sur.

anterior, en las regiones norte del país el consumo eléctrico está altamente correlacionado al estado del tiempo. Por esta razón se ven precios mayores durante el verano. Ver Figura 4.49.

La región Norte, así como las demás presenta incrementos del precio de la electricidad del 2016 a 2018. Vemos precios promedio semanales mayores en los meses de agosto. Estos tienen un comportamiento similar en todos nodos. Ver Figura 4.50.

En la Figura 4.51 vemos precios menores que la mayoría de las regiones. El nodo 17 de la región Saltillo tiene una mayor fluctuación que el resto de regiones. De manera general vemos un aumento de precio de 2016 a 2019.

En la Figura 4.52 vemos precios similares a través de cada año. Recordemos que estos precios son semanales. El nodo que presenta una caída en 2017 es el 25 de San Luis Potosí.

En la Figura 4.53 vemos los precios promedio semanales de la región Central. Vemos un aumento año con año de estos precios. Además, vemos reflejada la modificación del nodo 29 de Lázaro Cárdenas realizada por el CENACE. Por esta razón no hay precios calculados posteriores del 2019.

Los precios de la región Oriental son bastante similares a los de la región Central. Precios con comportamiento constante a través del tiempo y aumentos en el precio año con año. Ver Figura 4.54.

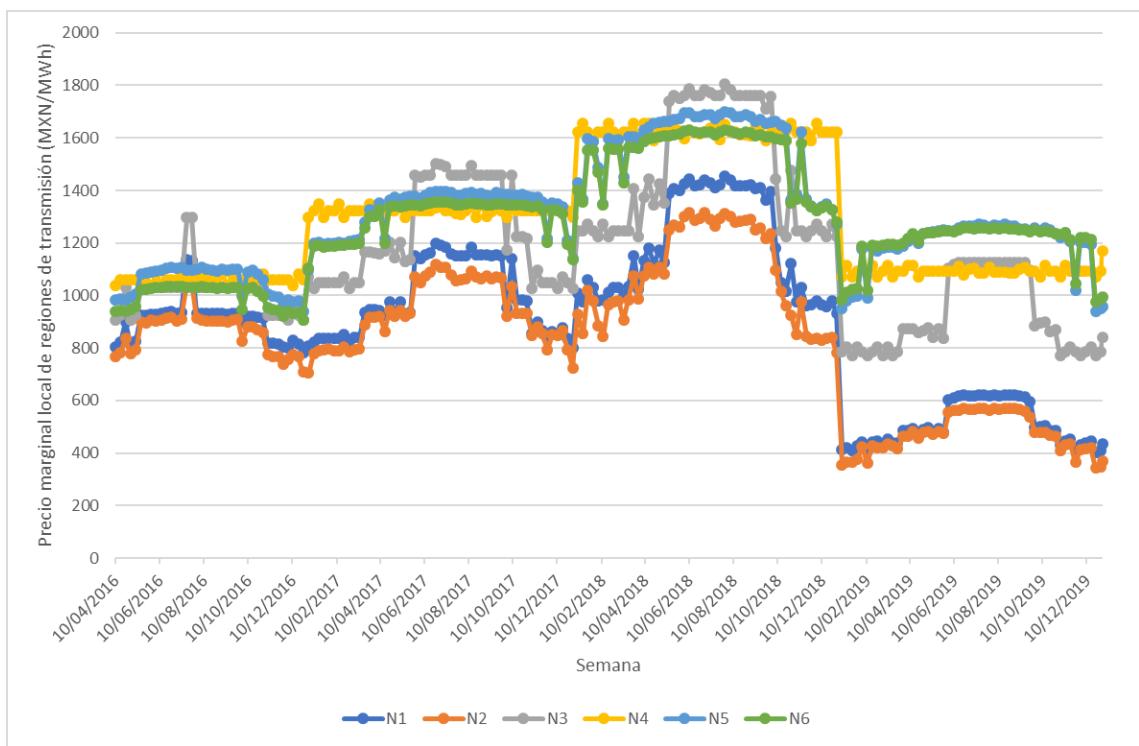


Figura 4.49: PML promedio semanal de la región Noroeste.

Los precios de la región Peninsular tienen un comportamiento cualitativo similar a las otras regiones. No obstante, hay algunas fluctuaciones en los meses de octubre de 2018 y agosto de 2019 en los precios. Ver Figura 4.55.

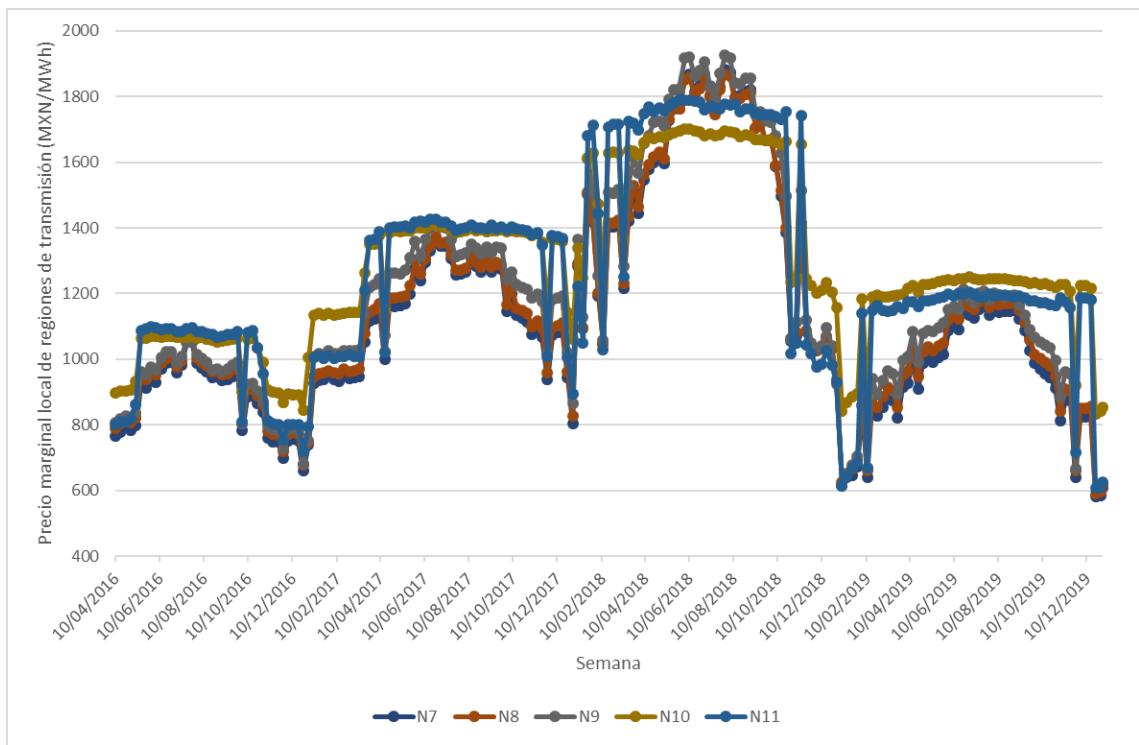


Figura 4.50: PML promedio semanal de la región Norte.

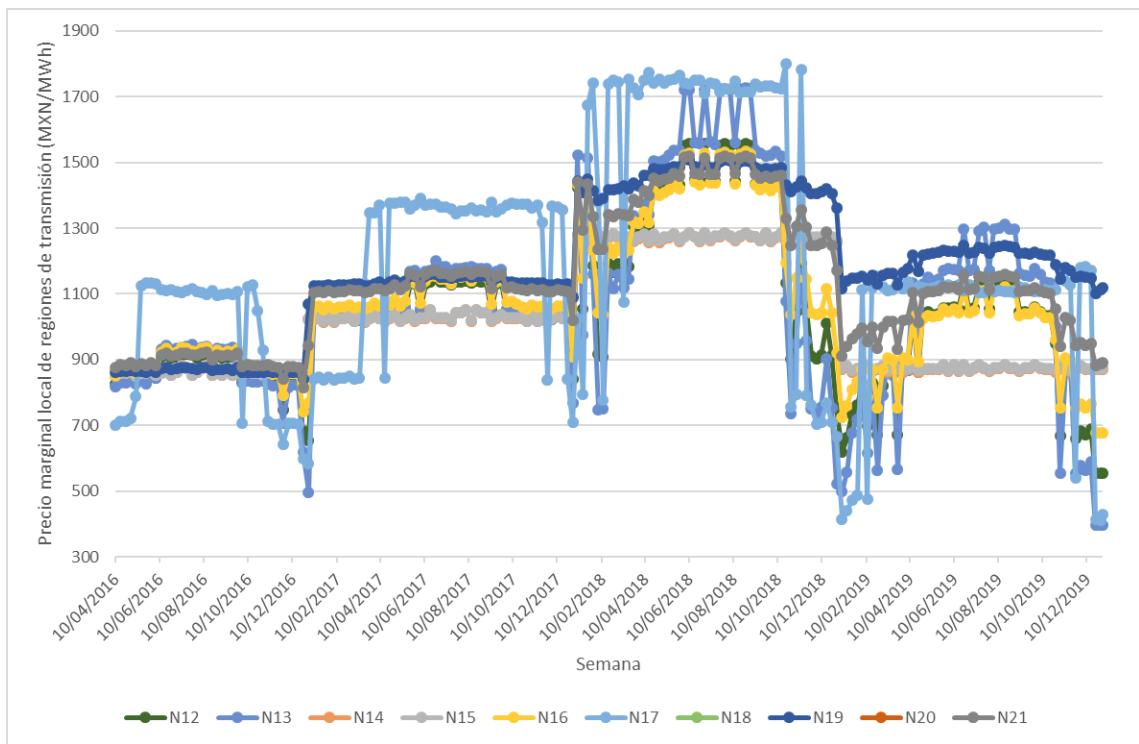


Figura 4.51: PML promedio semanal de la región Noreste.

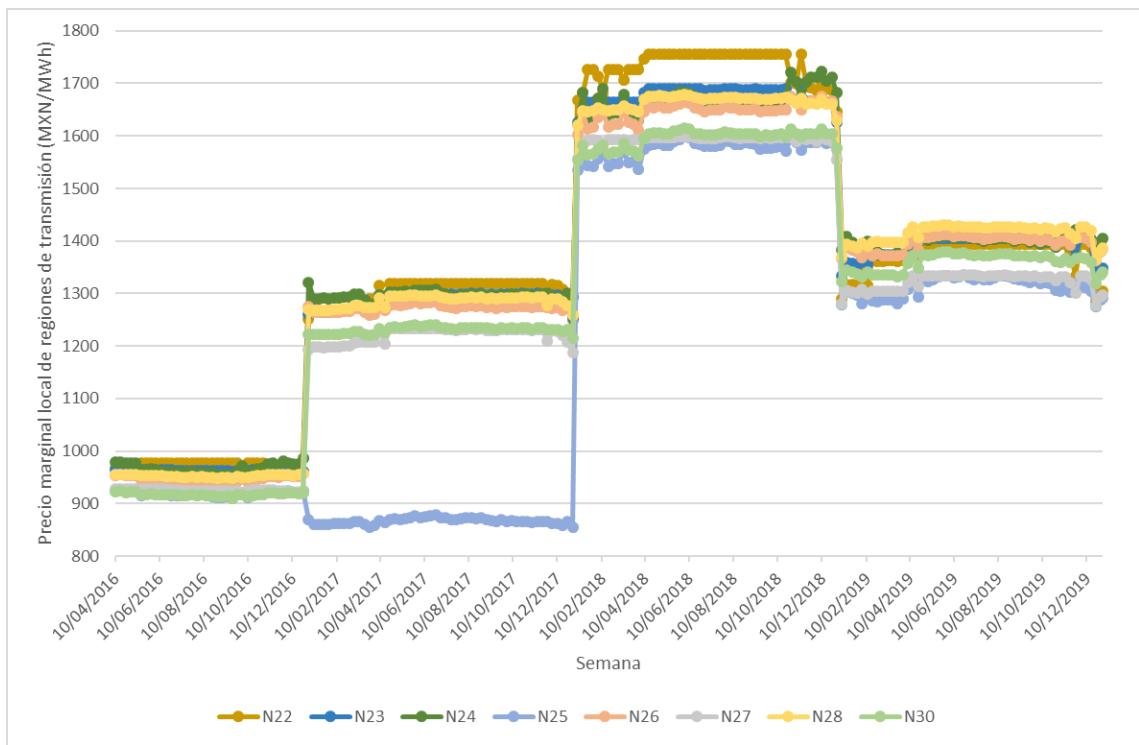


Figura 4.52: PML promedio semanal de la región Occidental.

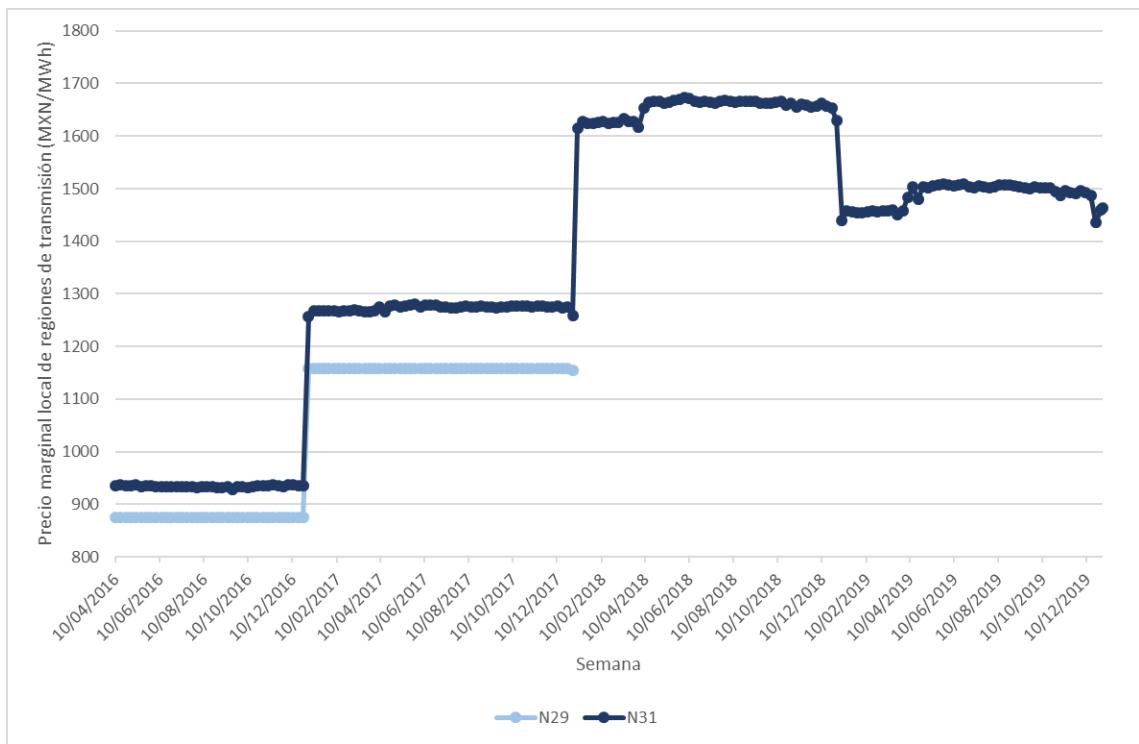


Figura 4.53: PML promedio semanal de la región Central.

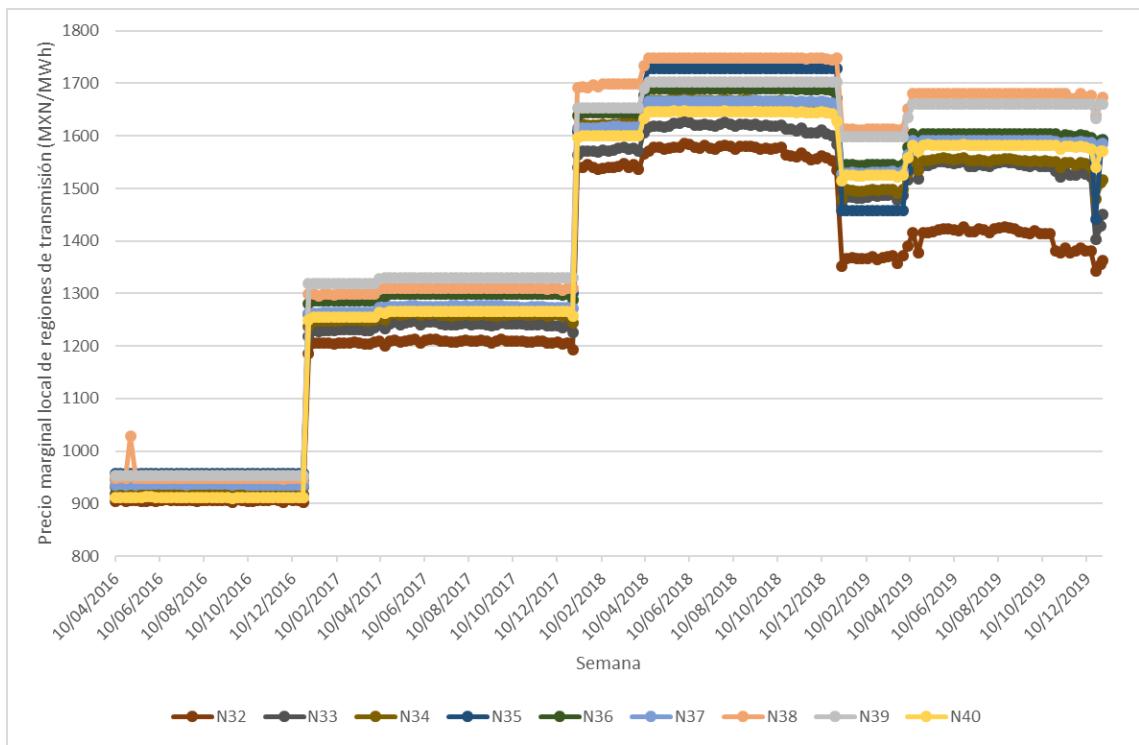


Figura 4.54: PML promedio semanal de la región Oriental.

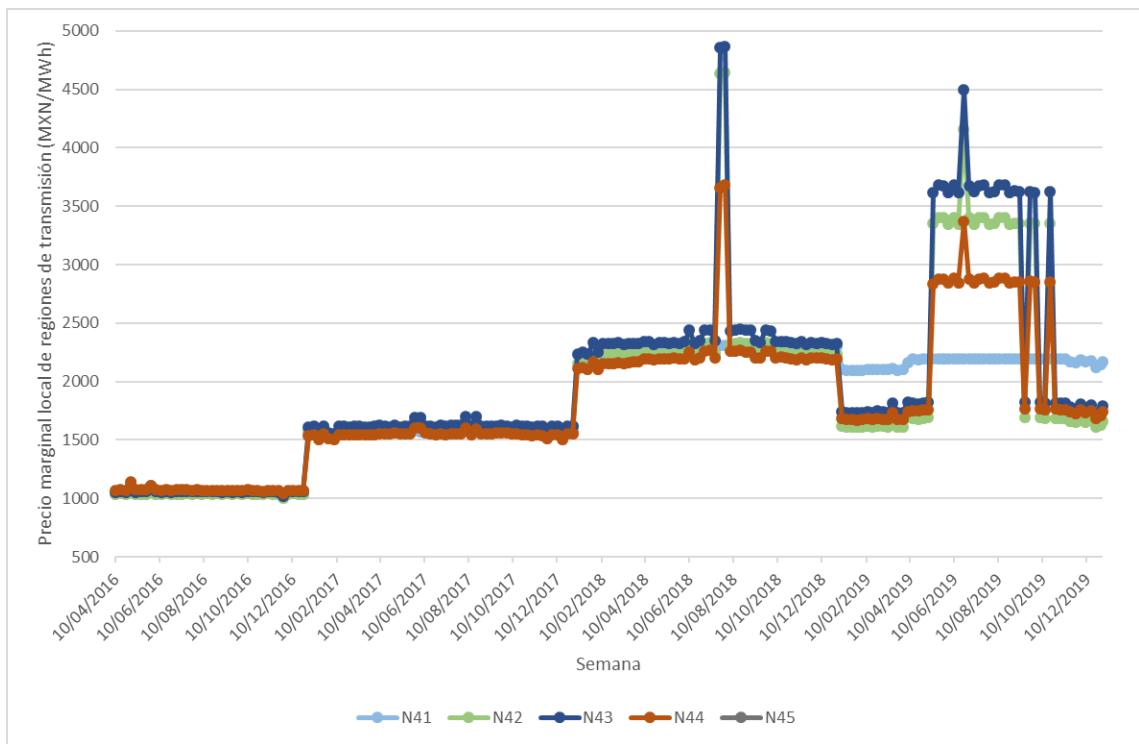


Figura 4.55: PML promedio semanal de la región Peninsular.

4.1.6. Errores porcentuales

El gráfico que se presenta a continuación nos describe la diferencia entre los precios marginales locales publicados por CENACE y los calculados en PLEXOS®. Se muestran en unidades porcentuales y son comparativos promedios anuales. Ver Figura 4.56. Vemos que de manera general los errores no superan el 6 %. En el caso del 2019 vemos errores del orden de 10 % específicamente para la región de transmisión de Los Cabos.

Considerando lo anterior, podemos decir que el modelo del Sistema Eléctrico Nacional que se ha construido queda validado. Este será utilizado para la proyección técnica en el año 2020. En la siguiente sección se mostrarán los resultados por región de transmisión de las cantidades futuras de carga, generación y precio de la electricidad.

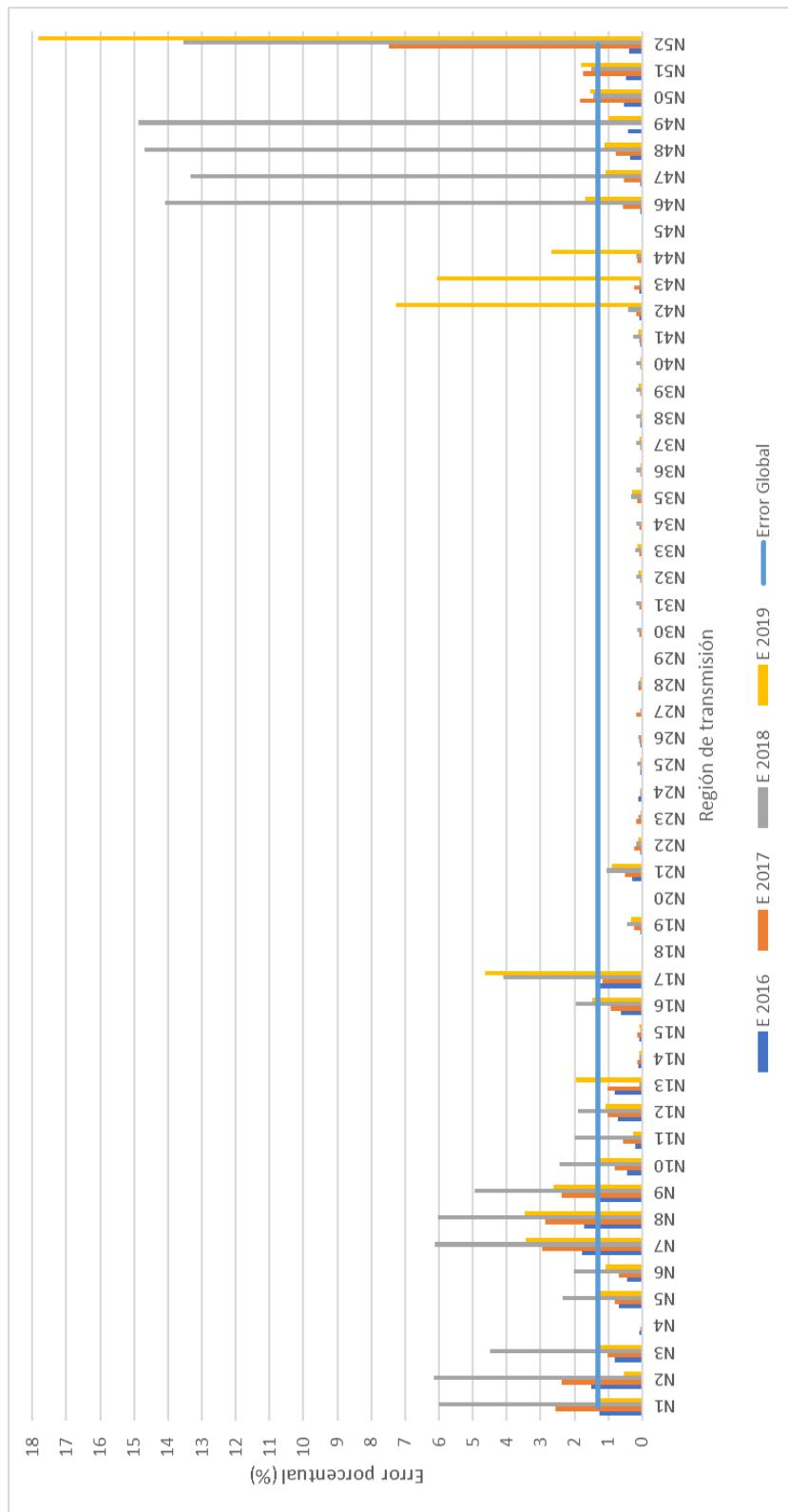


Figura 4.56: Errores porcentuales anuales entre los precios reales y calculados.

4.1.7. Comparativo de resolución

Uno de los puntos a mejorar fue la resolución de los precios marginales locales. Como se mencionó en el capítulo de Metodología, el uso del software fue siempre con licencia académica. Además, el solucionador que se utilizó fue el GLPK de código abierto que no tiene el mejor desempeño de cómputo. Para demostrar este punto, en las Figuras 4.57 a 4.59 se muestran comparaciones de los PMLs usando siete bloques por día en los cálculos y se presentan para los nodos 50-Villa Constitución, 51-La Paz y 52-Los Cabos. En color amarillo podemos ver el valor real que tuvo el PML para cada región de transmisión. En color verde vemos el PMLs calculado en las simulaciones cuando se modela el SEN completo con las 53 regiones de transmisión. Finalmente, en color naranja se muestra el PML cuando se modela únicamente el sistema aislado de Baja California Sur. Es evidente que la resolución se ve comprometida cuando se modela el SEN completo. Por otro lado, el valor calculado es muy cercano al real cuando se modela únicamente la región BCS. Esto demuestra que el detalle y resolución de los resultados podría mejorar si se contara con una licencia comercial del programa y un solucionador también comercial.

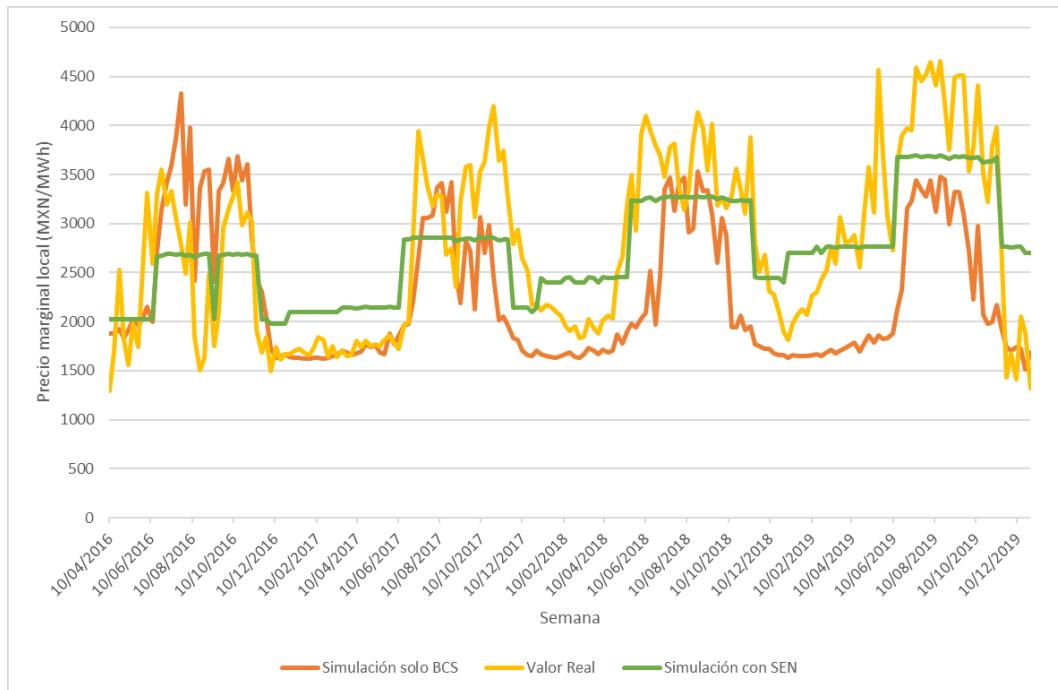


Figura 4.57: Comparación entre PMLs reales, modelados y sin el SEN para el la región 50 de Villa Constitución.

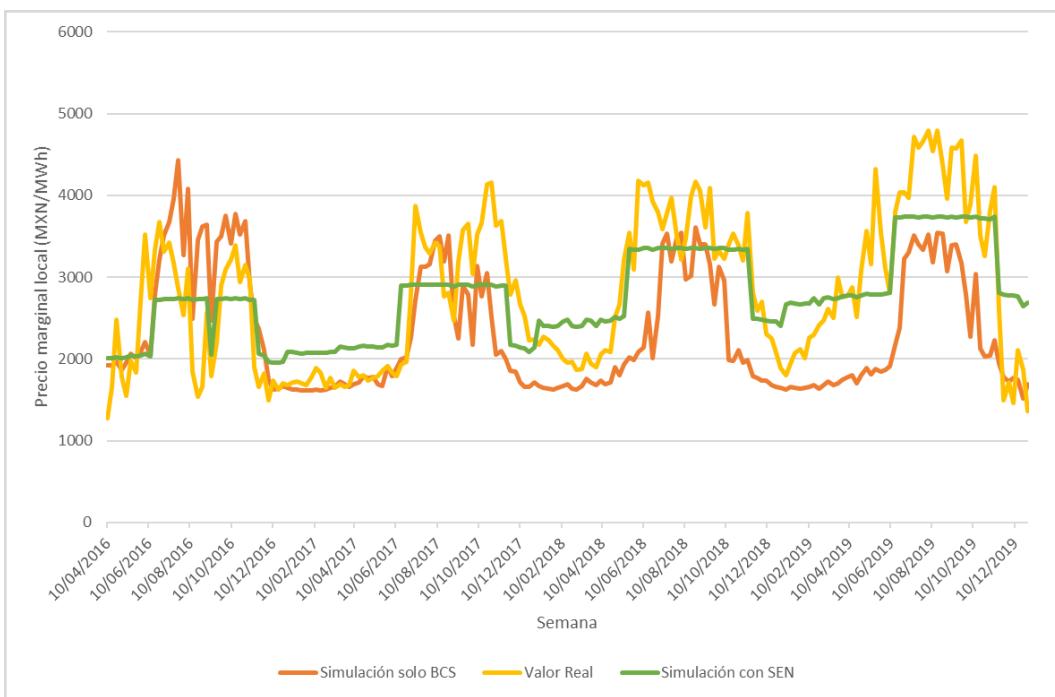


Figura 4.58: Comparación entre PMLs reales, modelados y sin el SEN para la la región 51 de La Paz.

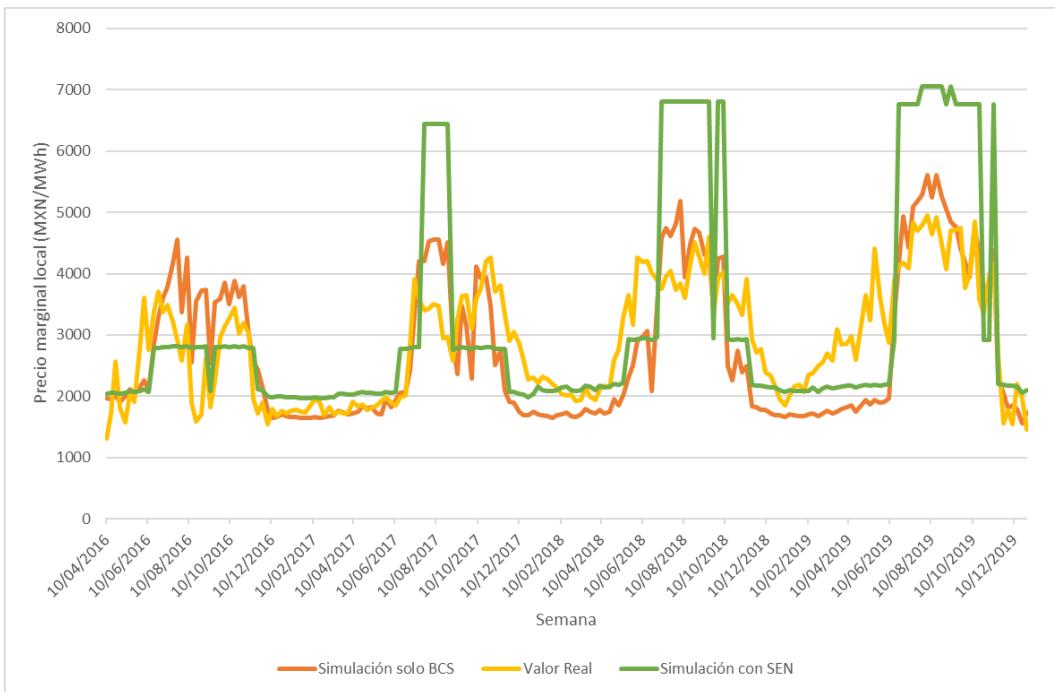


Figura 4.59: Comparación entre PMLs reales, modelados y sin el SEN para la la región 52 de Los Cabos.

4.2. Proyección para 2020

En esta última sección de resultados se presentan proyecciones técnicas con resolución semanal para el año 2020. Las propiedades calculadas fueron la carga eléctrica semanal (GWh), la generación eléctrica semanal (GWh) y los precios marginales locales (\$/MWh). Se presentan tanto para las regiones del SEN como para las regiones de transmisión. Esto no sería posible si el modelo del sistema no hubiera sido validado previamente. Recordemos que esta validación fue realizada con comparativas anuales y estos resultados deberán ser interpretados de la misma manera, para entender el comportamiento promedio anual del sistema.

Debe mencionarse que estas proyecciones consideran una disminución del consumo eléctrico por la contingencia sanitaria del COVID-19. El Centro Nacional de Control de Energía continúa publicando tanto las cantidades asignadas de generación como la estimación de la demanda real del sistema. Esta información es pública y accesible en el *Área Pública del Sistema de Información del Mercado* alojado en el sitio web del CENACE, la cual ha sido útil en estos cálculos técnicos y que han reflejado una reducción en la carga eléctrica principalmente en la última semana de abril y en las primeras semanas de mayo.

4.2.1. Carga eléctrica

A continuación se presentan las Figuras 4.60 a 4.69 que muestran el consumo eléctrico de las regiones de transmisión proyectado para cada semana.

En la Figura 4.60 se muestra un resumen de las regiones del SEN donde vemos que hay una reducción importante en el consumo eléctrico en la semana del 14 de abril al 26 de mayo en las regiones Occidental, Central, Noreste y Oriental principalmente. Además, se esperan incrementos del consumo desde la semana del 09 de junio hasta el 27 de octubre. Específicamente, las regiones Occidental y Noreste llegan a valor superiores de 1300 GWh para las primeras semanas de octubre.

La región de Baja California es una de las que más ha disminuido su consumo eléctrico en el mes de abril y mayo, especialmente el nodo 46 de Tijuana. Vemos en la Figura 4.61 que en las once semanas entre el 31 de marzo y el 09 de junio se espera que el consumo semanal esté por debajo de 120 GWh.

Vemos también un aumento en el consumo eléctrico para la región de Baja California Sur desde la semana del 07 de julio hasta el 29 de septiembre. El nodo Los Cabos fue el mayor consumidor seguido por La Paz y por último Villa Constitución. Ver Figura 4.62.

La región Noroeste mantiene consumos constantes durante las primeras semanas de 2020. Sin embargo, el nodo Hermosillo aumenta notablemente su carga del 26 de mayo hasta el 01 de septiembre. Vemos también que los nodos restantes tienen mayor

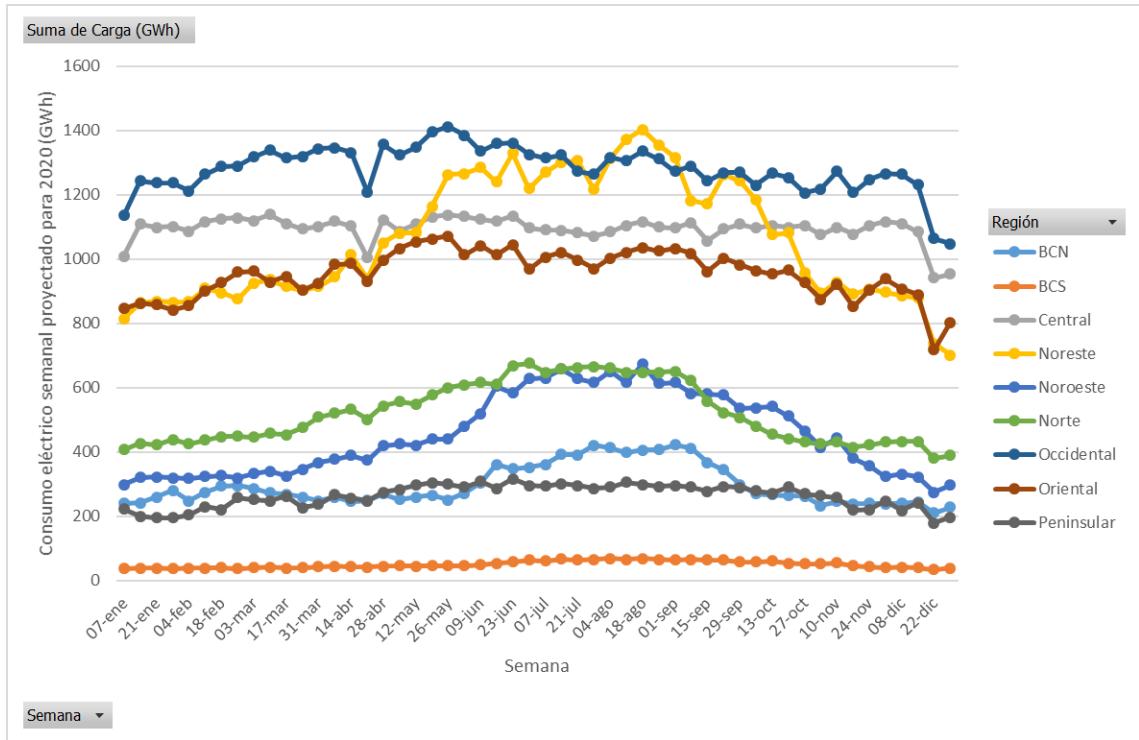


Figura 4.60: Carga eléctrica semanal por región proyectada para 2020.

consumo eléctrico entre la última semana de mayo y la primera de noviembre. Ver Figura 4.63.

En la proyección de la región Norte vemos el incremento en el consumo a través del 2020 especialmente para los nodos 8 y 9 de Moctezuma y Chihuahua. Vemos también que el nodo 10 de Durango mantiene un consumo similar durante el año. Ver Figura 4.64.

El nodo 16 de la región de Monterrey tiene un consumo muy por encima que los demás nodos de la región Noreste. Ver Figura 4.65. Vemos que en la semana del 01 de septiembre se espera la mayor carga del año con casi 750 GWh en ese periodo.

Para la región Occidental vemos un descenso notable del consumo en la semana del 21 de abril. Sin embargo, el consumo se recupera y se mantiene para el resto del 2020. Las regiones que transmisión que mayor consumo presentan son Guadalajara, Querétaro, y Aguascalientes respectivamente. Ver Figura 4.66.

Al igual que otras regiones, la Central presentó una disminución del consumo en abril, llegando a 1000 GWh de carga eléctrica. El resto del 2020 muestra un consumo constante para las semanas de junio en adelante. Ver Figura 4.67.

En la región Oriental vemos que el consumo proyectado para 2020 es dominado por el nodo 34 de Puebla. Por otro lado, vemos que los nodos 33 y 36 de Veracruz y Temascal aumentan su carga en verano y decrecen en invierno. Ver Figura 4.68.

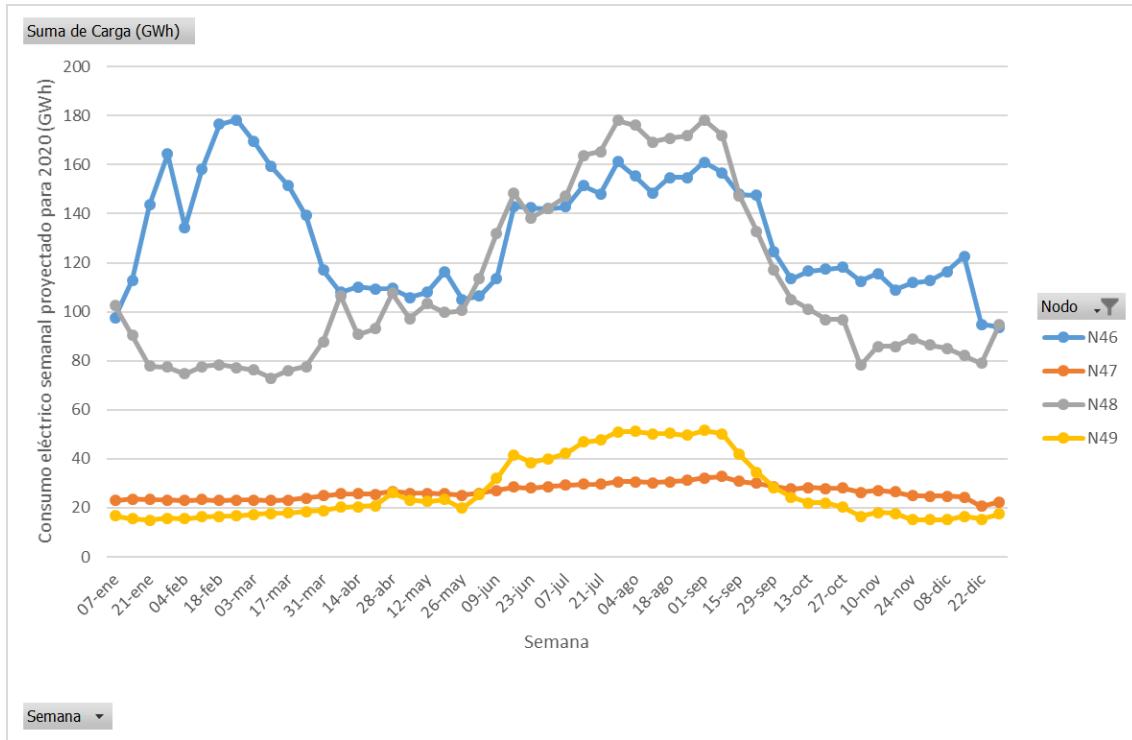


Figura 4.61: Carga eléctrica semanal de la región Baja California proyectada para 2020.

Por último en la Figura 4.69 se muestra el consumo eléctrico de la región Peninsular en el cual vemos cómo predomina el nodo Mérida y Cancún. Estos nodos han tenido un par de caídas durante los meses de marzo y abril. Se espera que el nodo 43 de Cancún llegue hasta 135 GWh de consumo eléctrico en el verano, mientras que el 42 de Mérida llegará hasta 120 GWh en las mismas fechas.

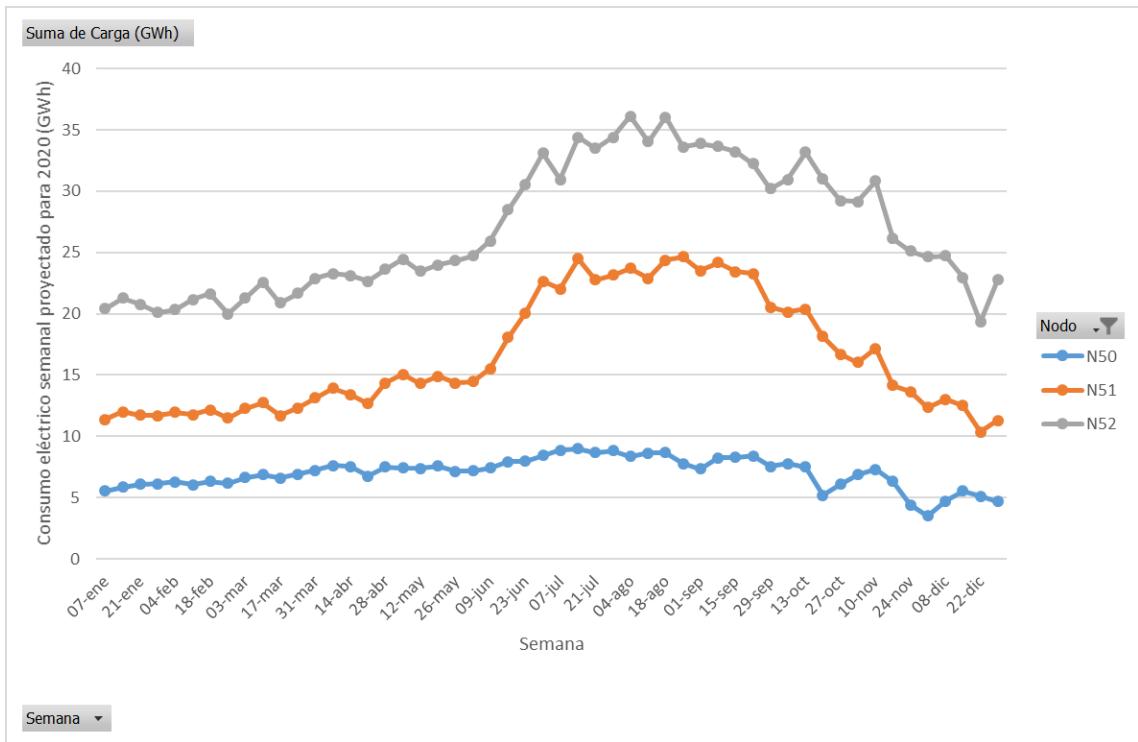


Figura 4.62: Carga eléctrica semanal de la región Baja California Sur proyectada para 2020.

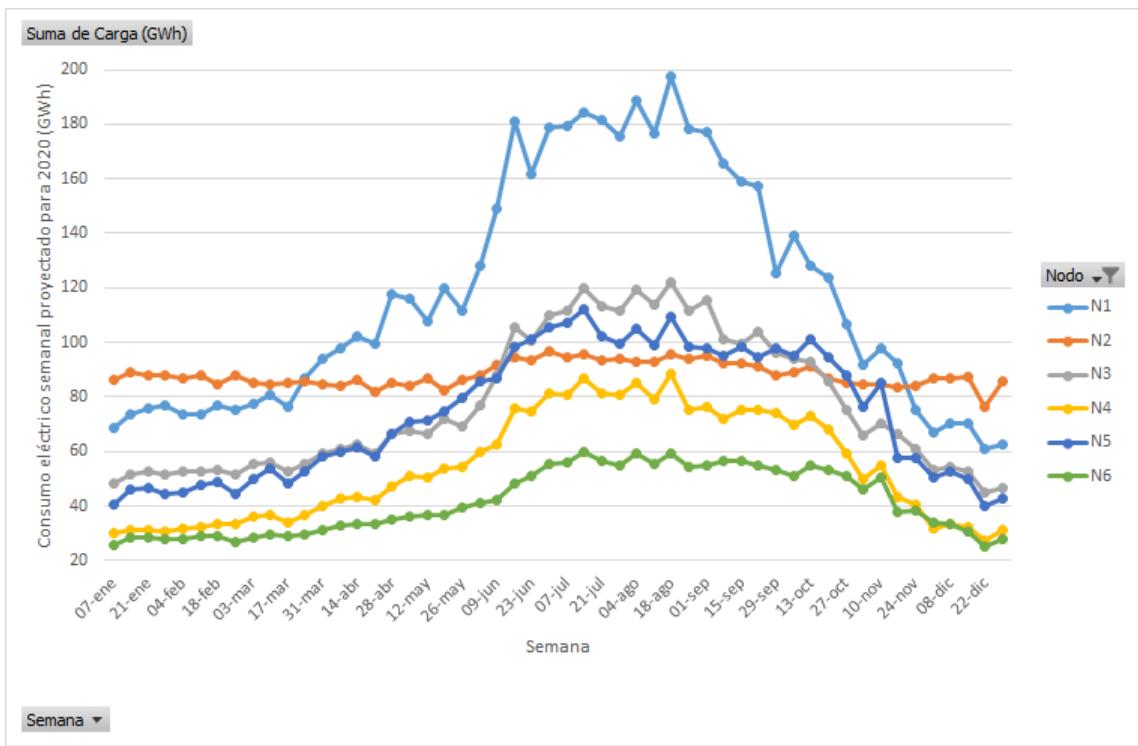


Figura 4.63: Carga eléctrica semanal de la región Noroeste proyectada para 2020.

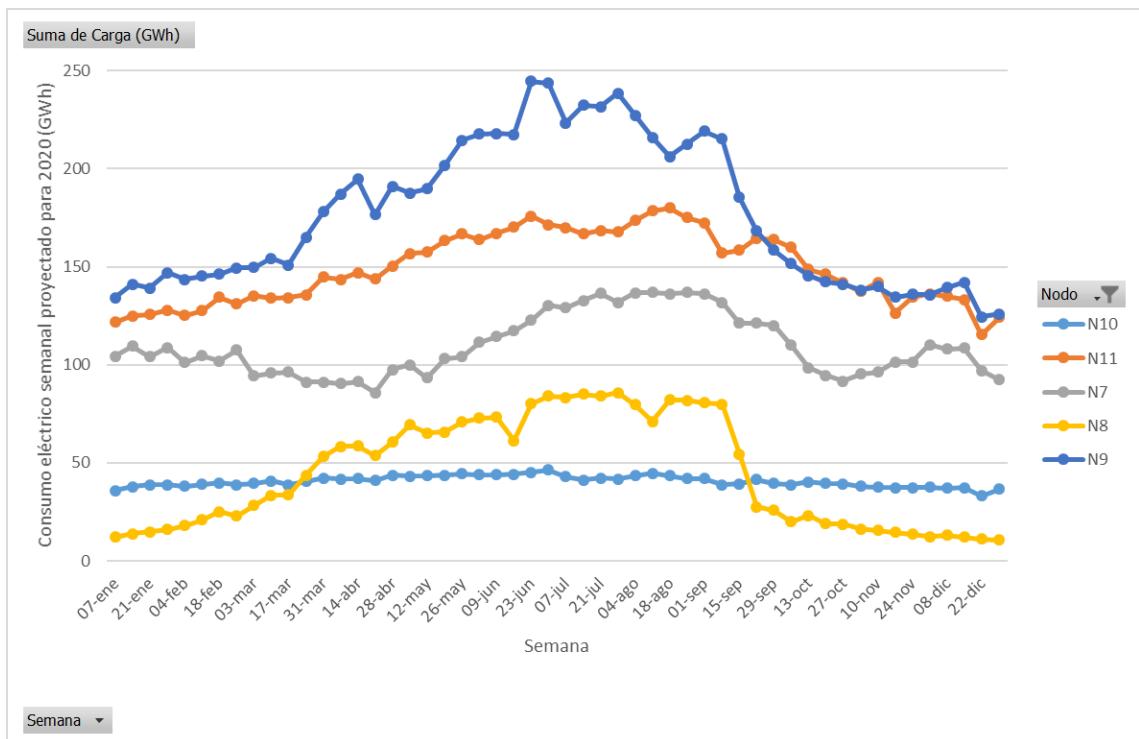


Figura 4.64: Carga eléctrica semanal de la región Norte proyectada para 2020.

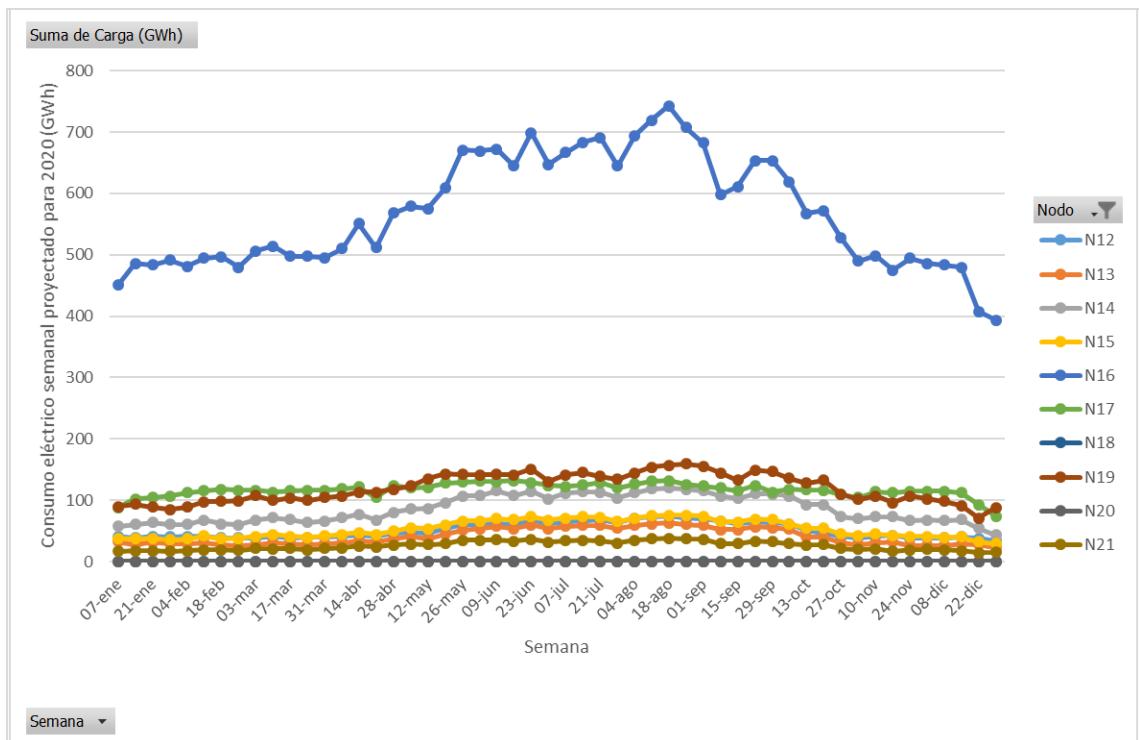


Figura 4.65: Carga eléctrica semanal de la región Noreste proyectada para 2020.

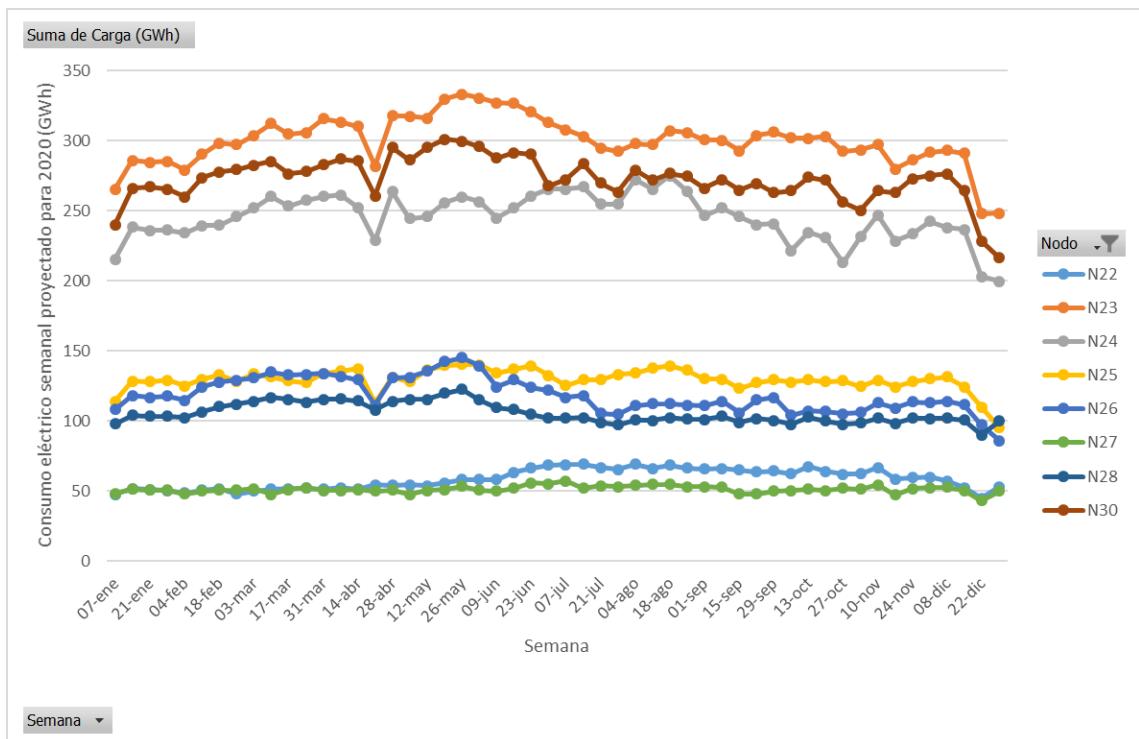


Figura 4.66: Carga eléctrica semanal de la región Occidental proyectada para 2020.

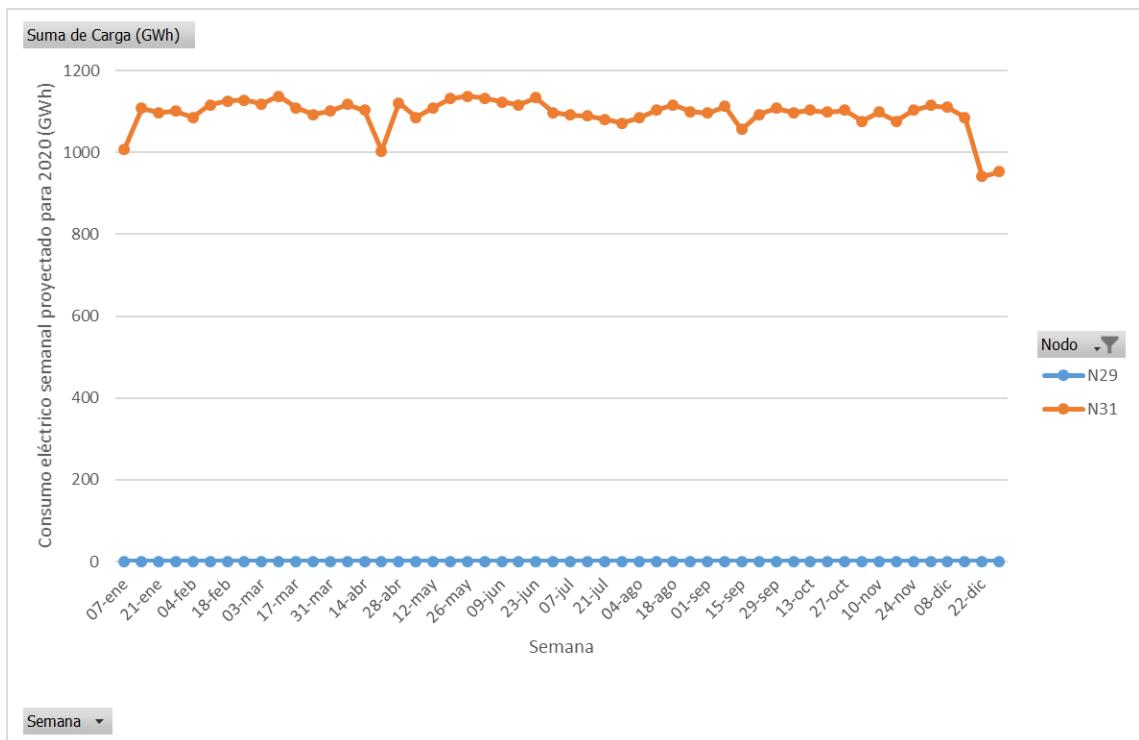


Figura 4.67: Carga eléctrica semanal de la región Central proyectada para 2020.

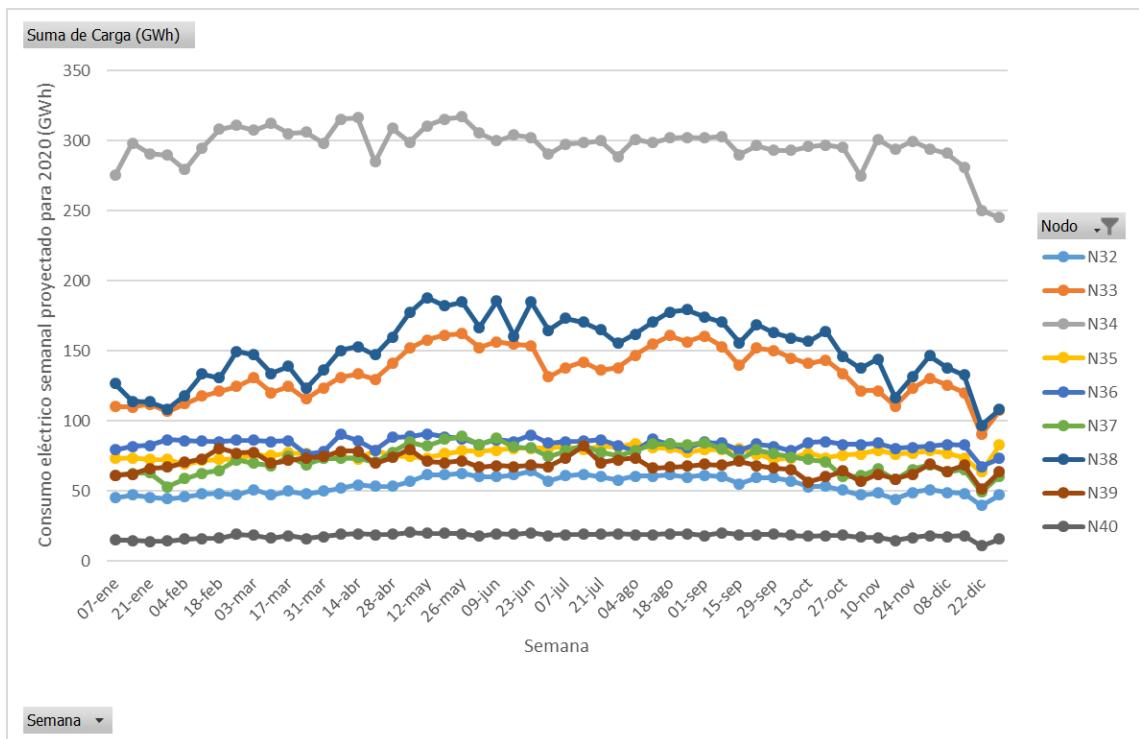


Figura 4.68: Carga eléctrica semanal de la región Oriental proyectada para 2020.

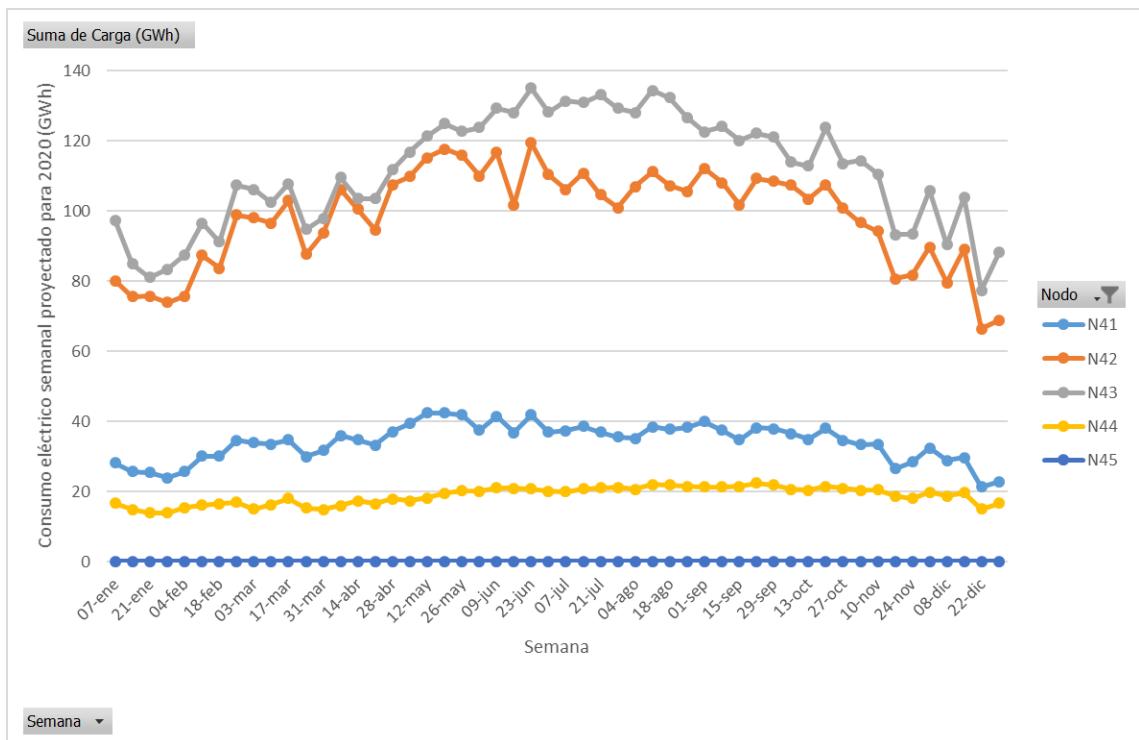


Figura 4.69: Carga eléctrica semanal de la región Peninsular proyectada para 2020.

4.2.2. Generación eléctrica

En las siguientes gráficas se muestra la generación eléctrica semanal proyectada para este año. En la Figura 4.70 vemos un resumen del 2020 de la generación esperada por región del SEN. Las tres regiones que mayor generación presentan, Noreste, Oriental y Occidental, son también las que más disminuyeron sus valores en el mes de abril. La región con valores más altos fue la Noreste superando los 2000 GWh en el mes de agosto. Después le sigue Oriental con poco menos de 1500 GWh y la región Occidental con casi 1000 GWh semanales. Por otro lado, vemos que las regiones Norte y Central mantuvieron la misma generación todo el año.

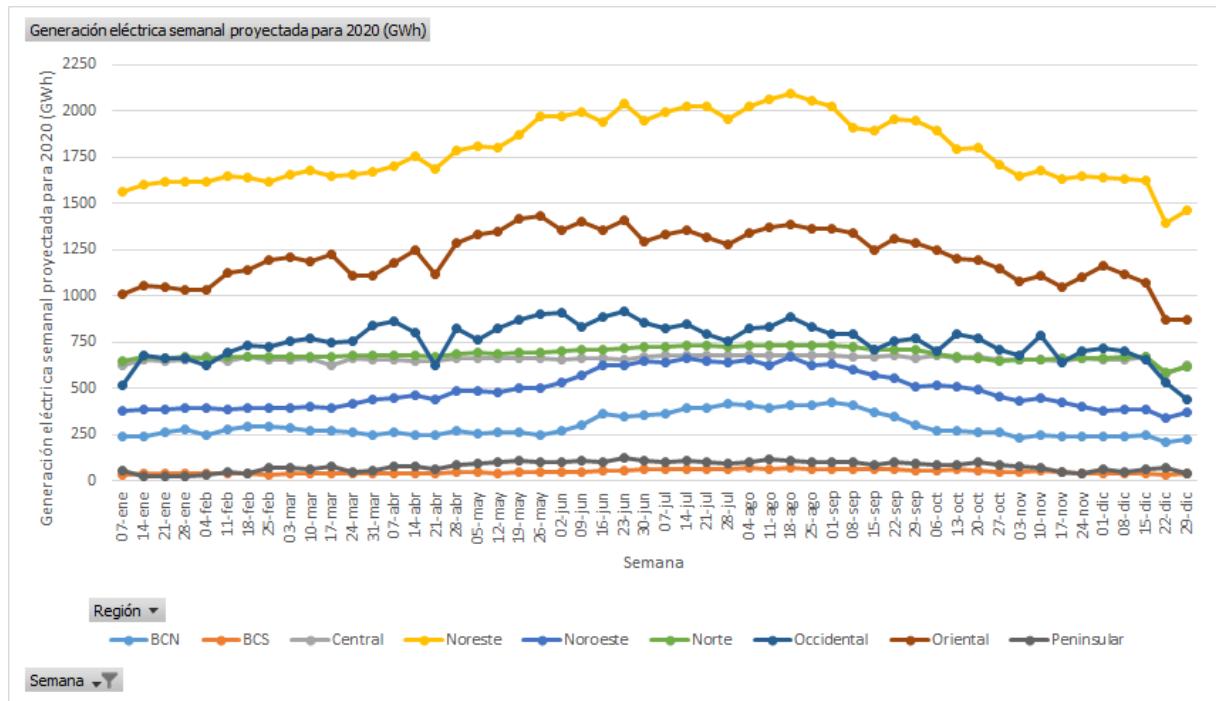


Figura 4.70: Generación eléctrica semanal por región proyectada para 2020.

Como se vio en la sección anterior, la región de Baja California fue una de las que más disminuye su consumo entre marzo y mayo. Sin embargo, el nodo 46 y 48 de Tijuana y Mexicali reponen su generación desde la semana del 09 de junio. Ver Figura 4.71.

En la Figura 4.72 vemos el aumento en la generación del nodo 51 de La Paz especialmente en el verano llegando casi a 50 GWh. Lo mismo sucede con los otros nodos. La generación de Villa Constitución y Los Cabos alcanza valores de 16 GWh y 8 GWh también en el verano.

La generación de la región Noroeste es también mayor durante el verano. El nodo 3 de Obregón reduce su generación considerablemente en las primeras semanas de marzo y en la segunda semana de abril. No obstante, llega a 325 GWh de generación mensual

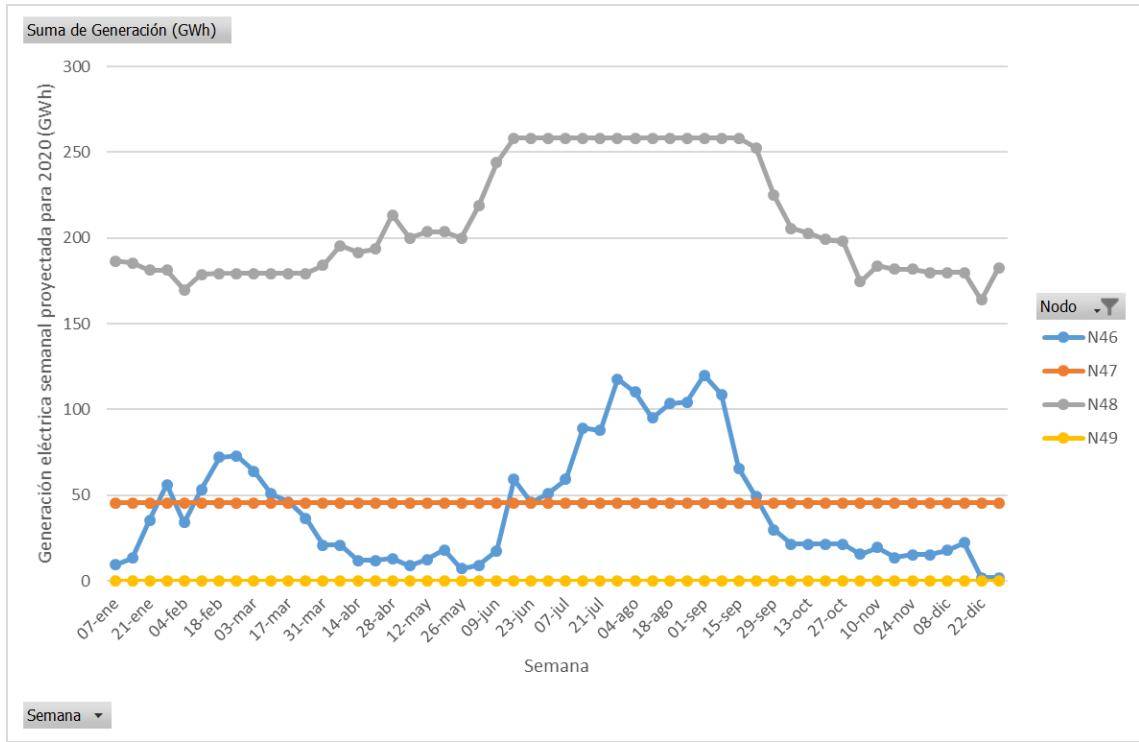


Figura 4.71: Generación eléctrica semanal de la región Baja California proyectada para 2020.

entre junio y septiembre. Por otro lado, las regiones 4 y 5 de Los Mochis y Culiacán llegan a 125 GWh en agosto. Ver Figura 4.73.

La generación eléctrica semanal de la región Norte proyectada para 2020 se presenta en la Figura 4.74. Vemos que los nodos 8, 9, 10 y 11 correspondientes a las regiones Moctezuma, Chihuahua, Durango y Laguna mantienen valores semanales similares durante todo el año. Por otro lado, el nodo 7 de la región Juárez aumenta la generación desde la última semana de mayo hasta la primera semana de agosto. Posteriormente baja en los meses de octubre, noviembre y diciembre.

En la Figura 4.75 vemos la generación eléctrica de la región Noreste. La región 16 de Monterrey es la que mayor contribución tiene. Vemos que al inicio del año tiene un valor de 700 GWh de generación semanal y va aumentando durante el verano del año. Vemos también fluctuaciones en la tercera semana de abril y la tercera semana de mayo. No obstante, la generación se mantiene constante en el verano llegando a 875 GWh desde mayo hasta septiembre. Por otro lado, los nodos restantes tienen una generación eléctrica menor. El segundo generador es el 19 correspondiente a la región Huasteca con 450 GWh semanales.

Una vez más vemos cambios importantes a través del año en la región Occidental para 2020. Ver Figura 4.76. El nodo 23 de Guadalajara presenta valores superiores a

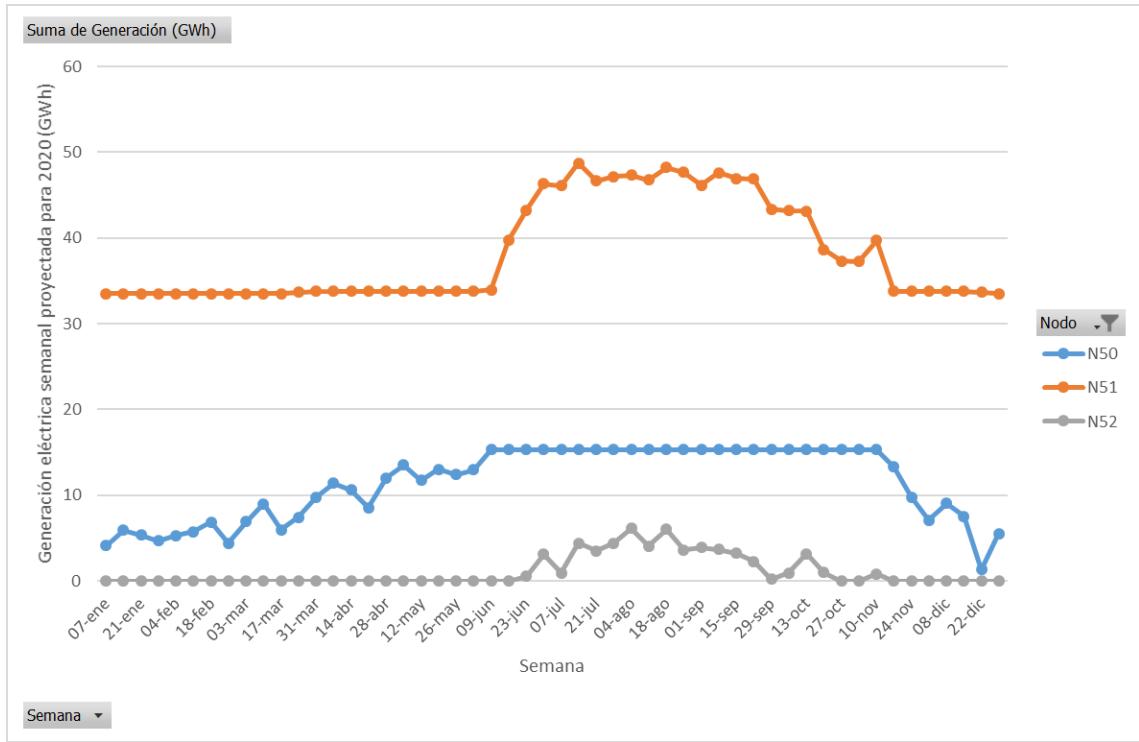


Figura 4.72: Generación eléctrica semanal de la región Baja California Sur proyectada para 2020.

las otras regiones. Presenta variaciones de generación en las semanas de abril y mayo y un comportamiento más uniforme a partir de julio. Durante todo el año los nodos 22 y 30 compiten por el segundo lugar en generación eléctrica. Ambos alcanzan valores de 125 GWh en distintas semanas del año.

En la Figura 4.77 vemos que el nodo 31 de la región Central mantiene una generación similar en todas las semanas del año con un valor promedio de 675 GWh semanales. Por otro lado, el nodo 29 de Lázaro Cárdenas muestra una generación variable durante todo el año. La semana con mayor generación es la del 03 de marzo.

Vemos en la Figura 4.78 la generación eléctrica semanal de la región Oriental proyectada para 2020. Algunos nodos como los 33, 34, 37 y 40 tienen un comportamiento similar durante todo el año. Sin embargo, otros como el 32, 36 y 39 tienen cambios importantes en casi todas las semanas. Los nodos Poza Rica y Temascal tienen una caída importante durante marzo y abril. Los nodos que alcanzan mayores valores son Grijalva y Veracruz con 240 GWh semanales durante casi todo el año.

Por último, vemos en la Figura 4.79 la generación eléctrica semanal de la región Peninsular. Por cuestiones climáticas la región Peninsular tiene un mayor consumo eléctrico durante el verano. El valor más alto del año es en la semana del 23 de junio superando los 120 GWh. El nodo 42 de Mérida es el único que muestra contribuciones

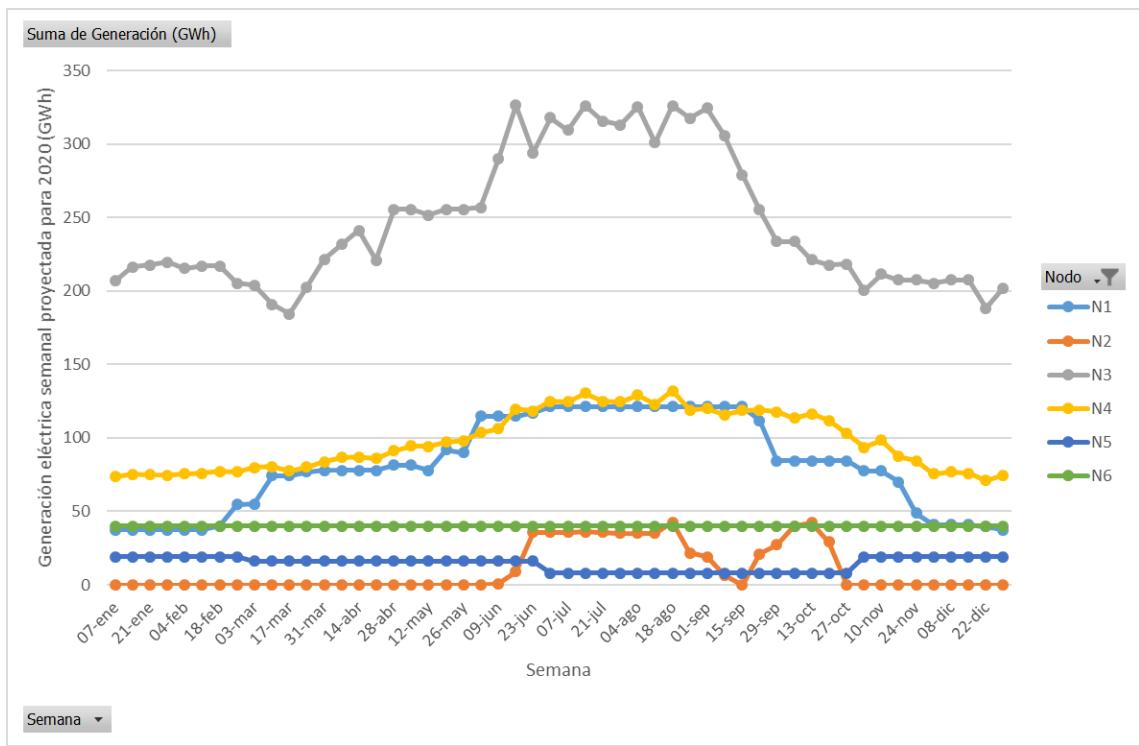


Figura 4.73: Generación eléctrica semanal de la región Noroeste proyectada para 2020.

significativas en la generación de la región. Al igual que otros nodos, hay dos caídas en la semana del 31 de marzo y del 28 de abril.

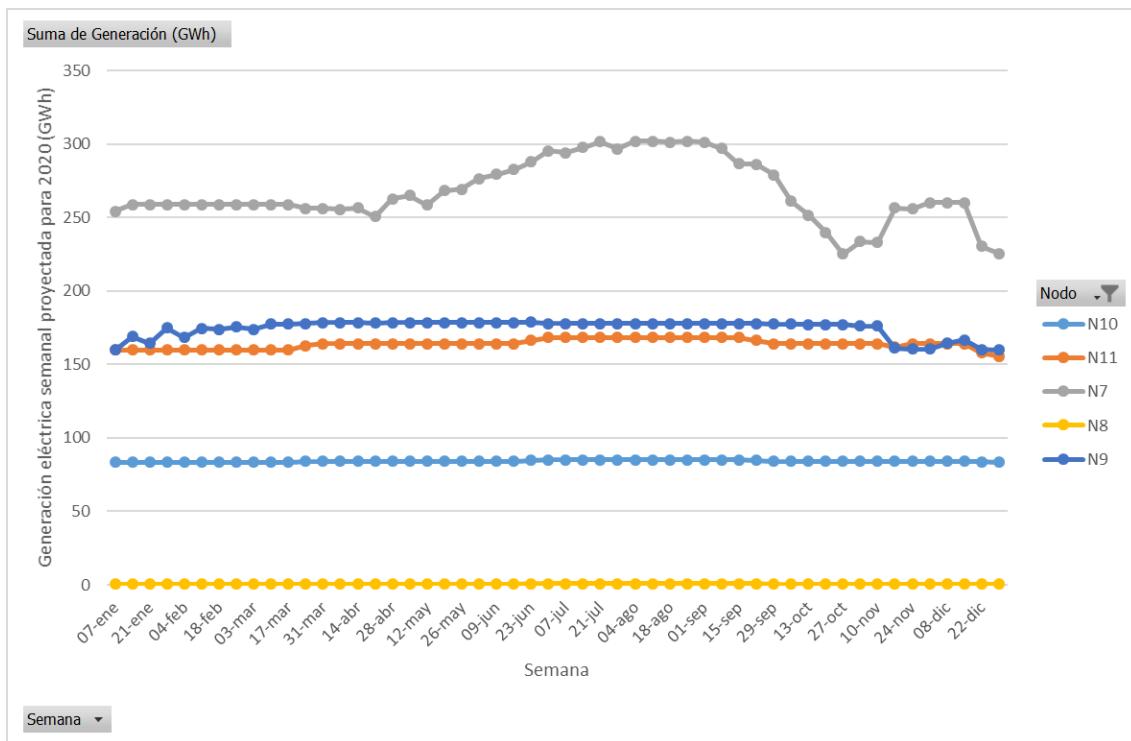


Figura 4.74: Generación eléctrica semanal de la región Norte proyectada para 2020.

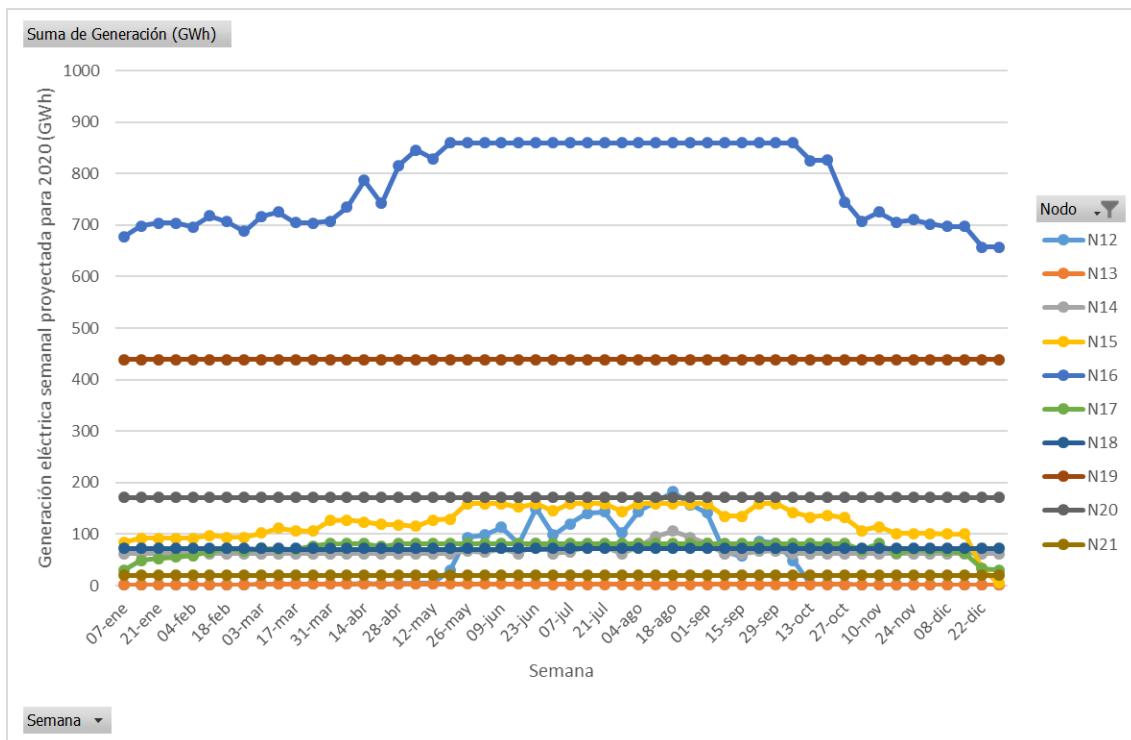


Figura 4.75: Generación eléctrica semanal de la región Noreste proyectada para 2020.

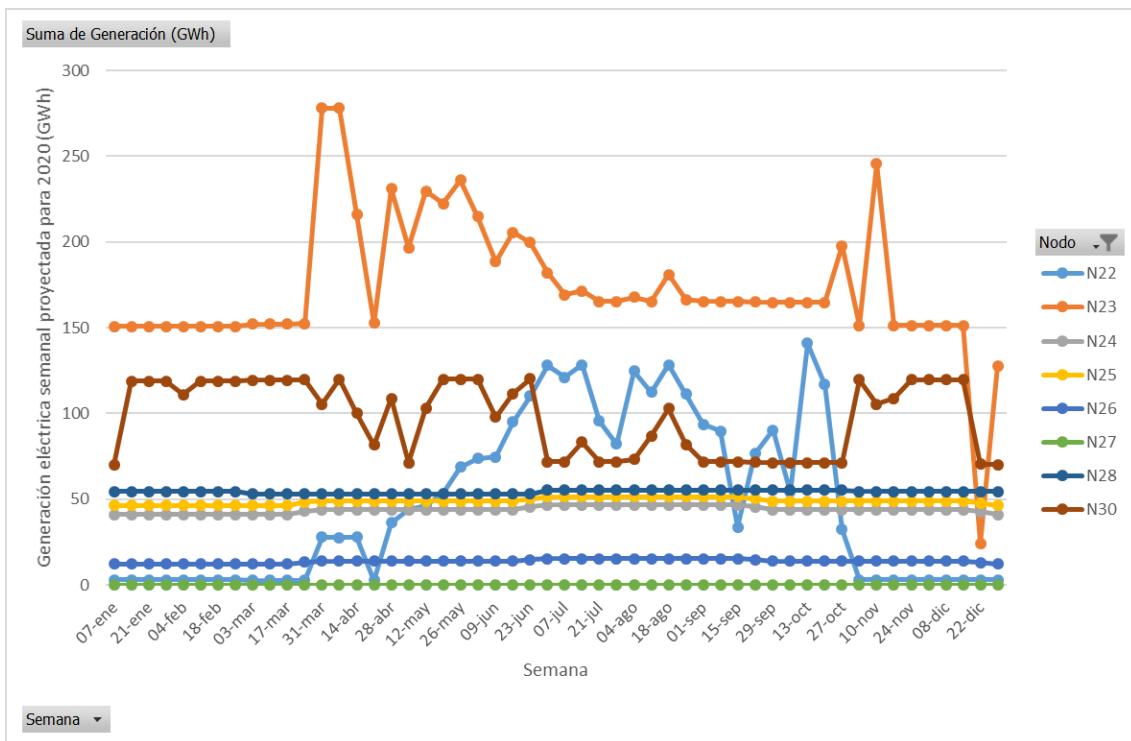


Figura 4.76: Generación eléctrica semanal de la región Occidental proyectada para 2020.

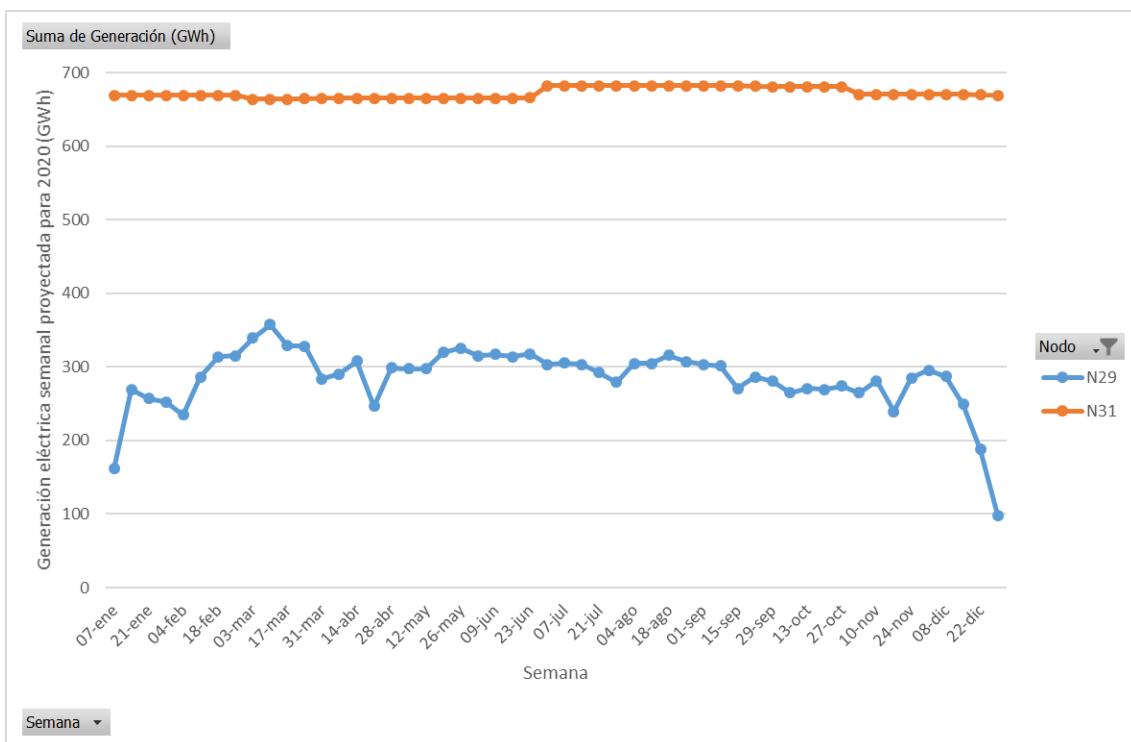


Figura 4.77: Generación eléctrica semanal de la región Central proyectada para 2020.

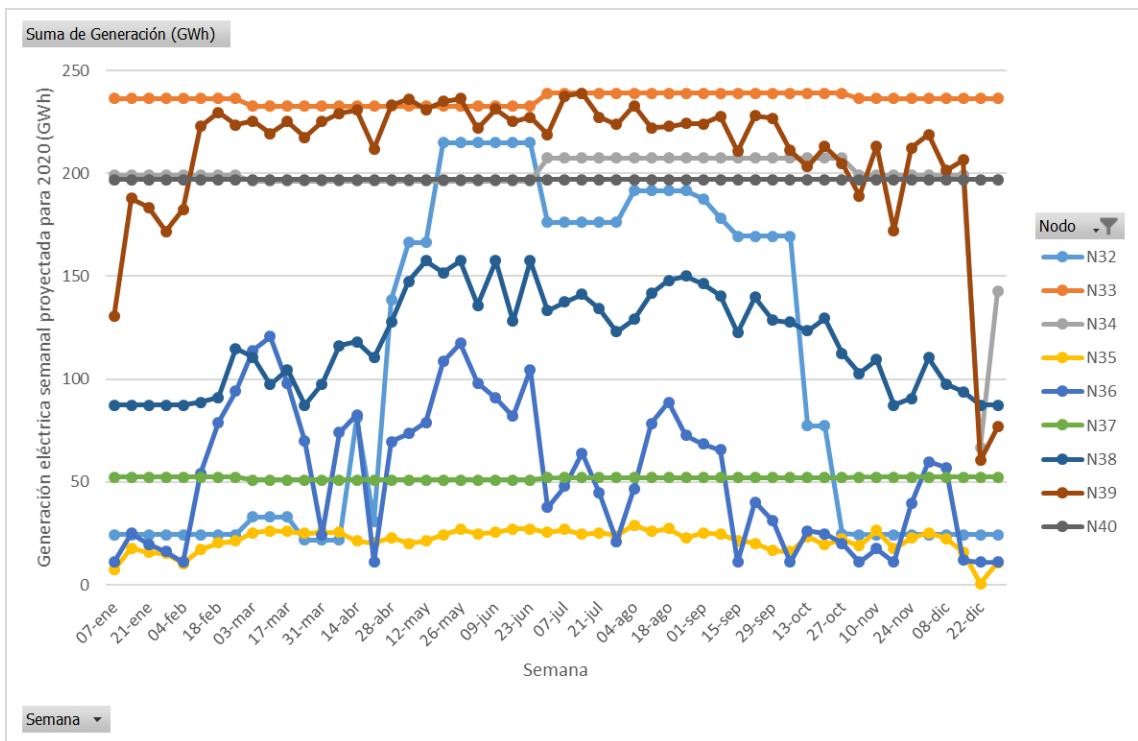


Figura 4.78: Generación eléctrica semanal de la región Oriental proyectada para 2020.

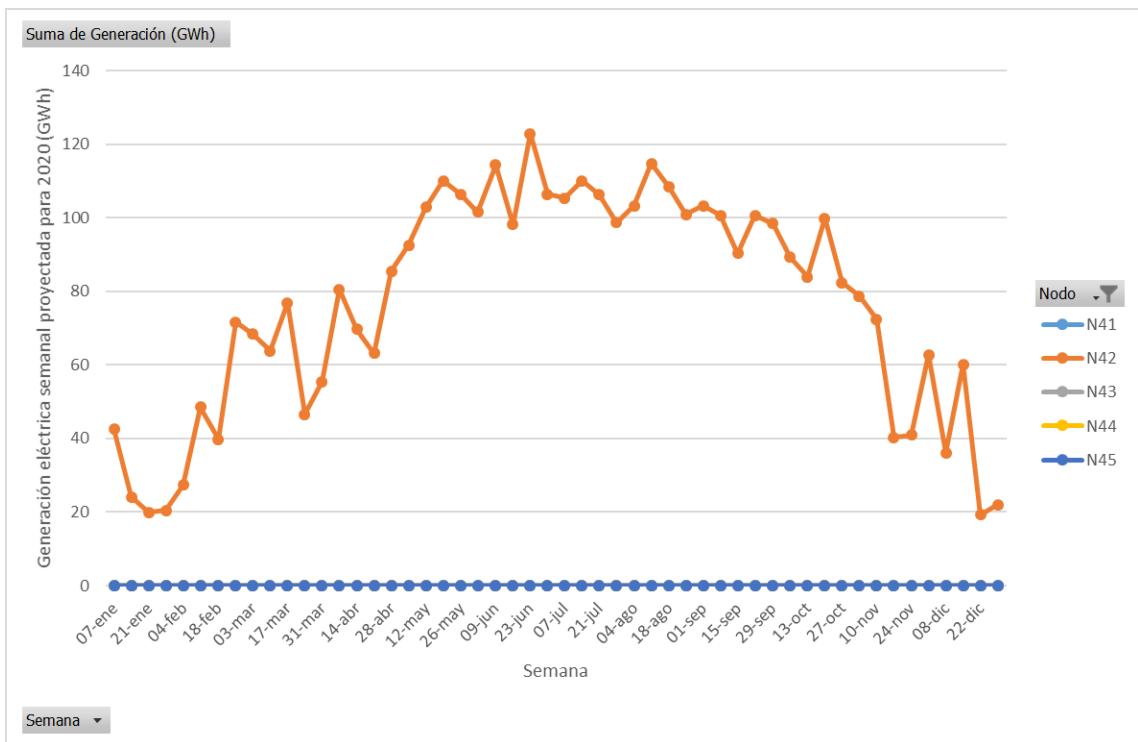


Figura 4.79: Generación eléctrica semanal de la región Peninsular proyectada para 2020.

4.2.3. Precios marginales locales

Esta última sección del capítulo “Resultados” muestra las proyecciones de los precios marginales locales. Estos se presentan con resolución semanal para todo el 2020. En diversas regiones del SEN se presentan caídas de precio del orden de algunas decenas de dólares en las fechas de abril y mayo. Estas modificaciones del precio están asociadas con la disminución de la demanda eléctrica derivada de la contingencia sanitaria del COVID-19. Sin embargo, se prevé una recuperación durante el resto del año.

Se presentan también algunos resultados interesantes como lo es la fluctuación de los precios. Como se observa en varios documentos utilizados como referencias en esta tesis, las regiones de Baja California, Baja California Sur y Peninsular son las que mayor variabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional. Como se verá a continuación, en algunas semanas específicas se muestran cambios importantes, como lo son la primeras semanas de agosto y septiembre para Baja California, algunas semanas del otoño en el nodo de Los Cabos y el verano en los nodos Mérida y Cozumel.

En la Figura 4.80 vemos los precios marginales locales promedio con resolución semanal de la región de Baja California. Estos precios se mantienen constantes entre enero y julio. No obstante, la última semana de julio y la segunda semana de septiembre muestran un aumento considerable en este periodo. Por otro lado, la región de Baja California Sur muestra precios mayores. Ver Figura 4.81. Estos valores fluctúan cerca de 90 \$/MWh desde enero hasta junio. Sin embargo, estos aumentan a 120 \$/MWh y se mantienen desde junio hasta noviembre con dos importantes fluctuaciones en el verano y otoño para el nodo 52 de Los Cabos.

En la Figura 4.82 se grafican los precios calculados para la región Noroeste. Vemos que los nodos 1 a 4 de Hermosillo, Cananea, Obregón y Los Mochis varían de 10 a 18 \$/MWh durante todo el año. Los nodos 5 y 6 de Culiacán y Mazatlán tienen comportamientos similares. Al inicio del año se mueven entre 40 y 45 \$/MWh. Al igual que otras regiones los precios bajan durante abril. Después de esto se reponen y llegan a 55 \$/MWh. Después de octubre, vemos que estos precios bajan.

Una de las regiones que tiene variaciones durante todo el año es la Norte. Algo similar en todas las regiones de transmisión es la reducción del precio en la segunda y tercera semana de abril. Algunos nodos como el 7, 8 y 9 de Juárez, Moctezuma y Chihuahua inician el año con precios entre los 10 y los 20 \$/MWh. Y de manera general aumentan en el verano y bajan en otoño e invierno. Las regiones de transmisión que tienen precios más altos son el 10 y 11 de Durango y Laguna, comenzando con 35 y 28 \$/MWh en enero y febrero. Al igual que los otros nodos, los precios aumentan en la temporada de primavera y verano llegando a 50 \$/MWh y bajando después de la segunda semana de octubre. Ver Figura 4.83.

La región Noreste muestra un amplio rango de precios todo el año. Por ejemplo, se espera que el nodo 15 correspondiente a Matamoros se mantenga cerca de los 22

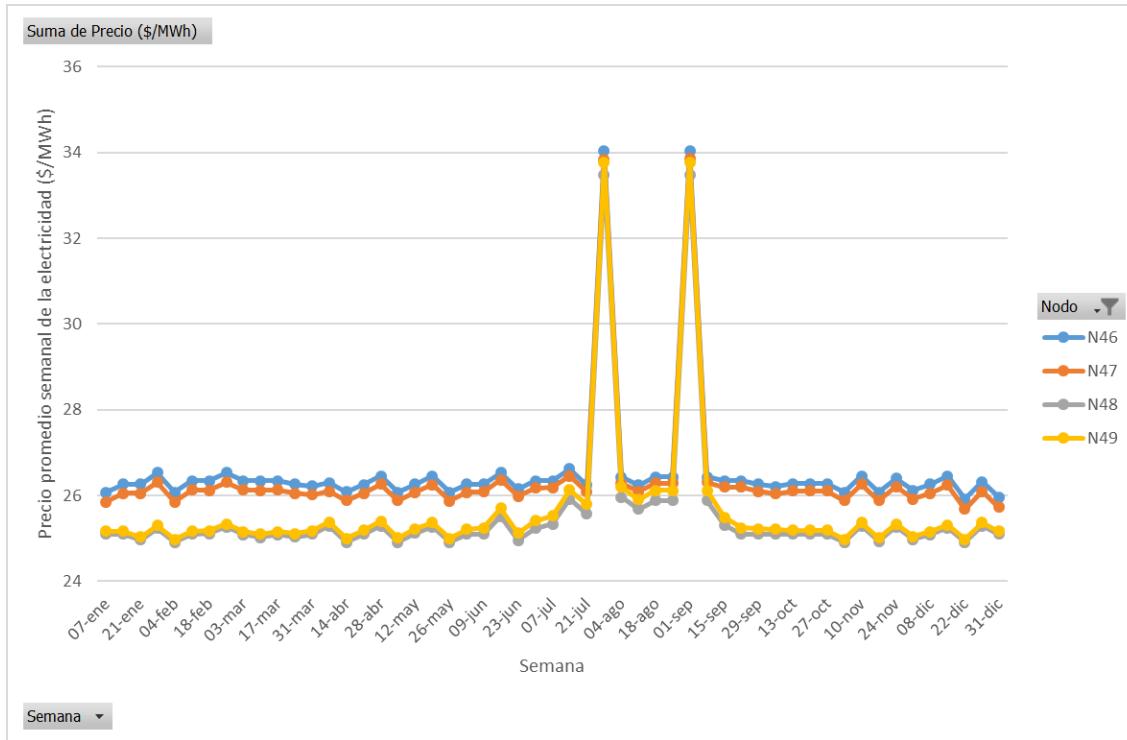


Figura 4.80: PML promedio semanal de la región Baja California proyectado para 2020.

\$/MWh durante todo el año. Otros como el 12 o 16 de Río Escondido y Monterrey tienen precios mayores durante el verano, 40 y 33 \$/MWh respectivamente. Otros como el 21 de Guémez comienza el año cerca de los 33 \$/MWh y aumentan a 39 en entre mayo y octubre. Otro grupo de nodos como el 18, 19 y 20 de Valles, Huasteca y Tamazunchale se mantienen en los 45 \$/MWh todo el año. Por último, los nodos 13 y 17 de Nuevo Laredo y Saltillo tienen variaciones importantes durante abril y noviembre y aumentos considerables en el verano. Ver Figura 4.84.

En la región Occidental vemos precios iniciales mayores a las otras regiones del SEN. Se comienza entre los 47 y los 52 \$/MWh y aumentan algunos dólares entre enero y marzo. Como los otros nodos, vemos una caída en abril, la cual es menos drástica que otras regiones de transmisión. Posteriormente vemos precios similares entre mayo y octubre y algunas fluctuaciones durante diciembre. Ver Figura 4.85.

Para la región Central vemos precios similares durante todo el año. Para el nodo 29 de Lázaro Cárdenas vemos una proyección cercana a los 37.5 \$/MWh mientras que el nodo central se mantiene en los 52 \$/MWh. Al final del 2020 se ven algunas variaciones del orden de cinco dólares para el nodo Central y del orden de dos dólares para el nodo Lázaro Cárdenas. Ver Figura 4.86.

La región que muestra precios más estables de todas es la Oriental, todos sus nodos a excepción del 35 de Acapulco presentan precios entre los 50 y 60 \$/MWh para todo

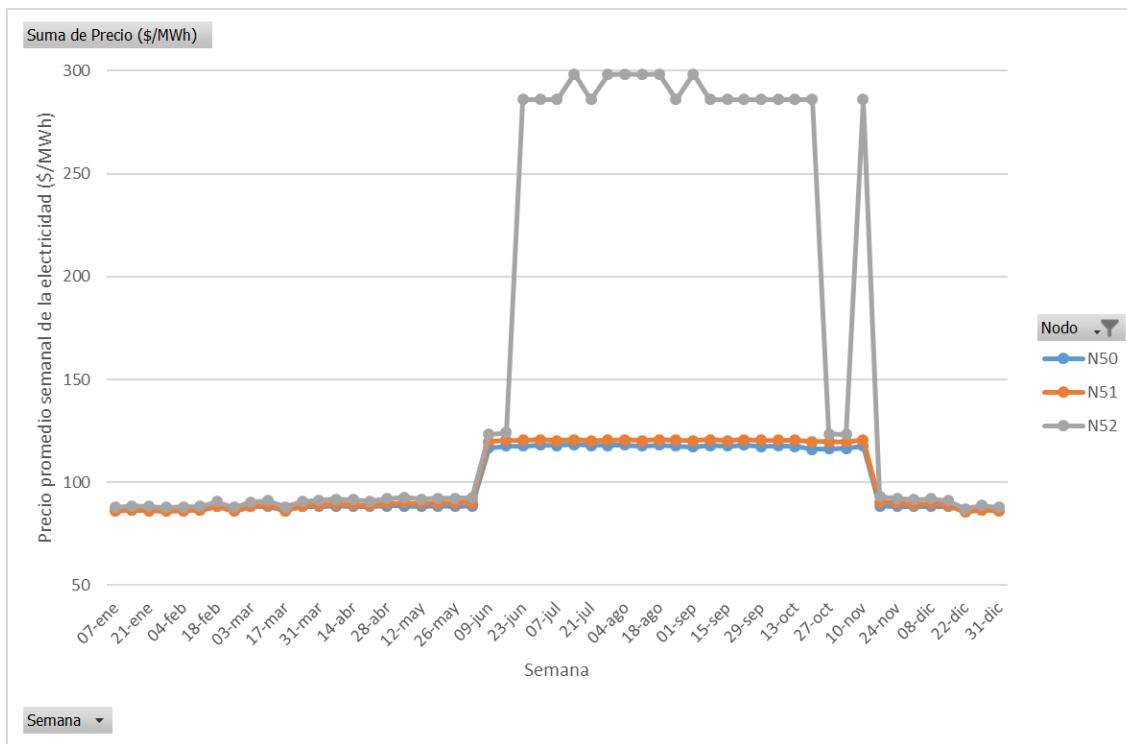


Figura 4.81: PML promedio semanal de la región Baja California Sur proyectado para 2020.

el 2020. El nodo restante se mueve en los 150 \$/MWh todo el año. Al igual que otras regiones, vemos algunos cambios en el precio para finales del año. Ver Figura 4.87.

La región Peninsular es una de las regiones que mayores precios presenta. Vemos valores entre 55 y 65 \$/MWh para todos los nodos, los cuales, a excepción del 41 de Lerma, aumentan drásticamente entre las primeras semanas de mayo y las primeras de noviembre con algunas caídas de precio en septiembre y octubre. El nodo 42 y 45 de Mérida y Cozumel presentan los mayores precios de todo el año llegando hasta los 160 \$/MWh. Ver Figura 4.88.

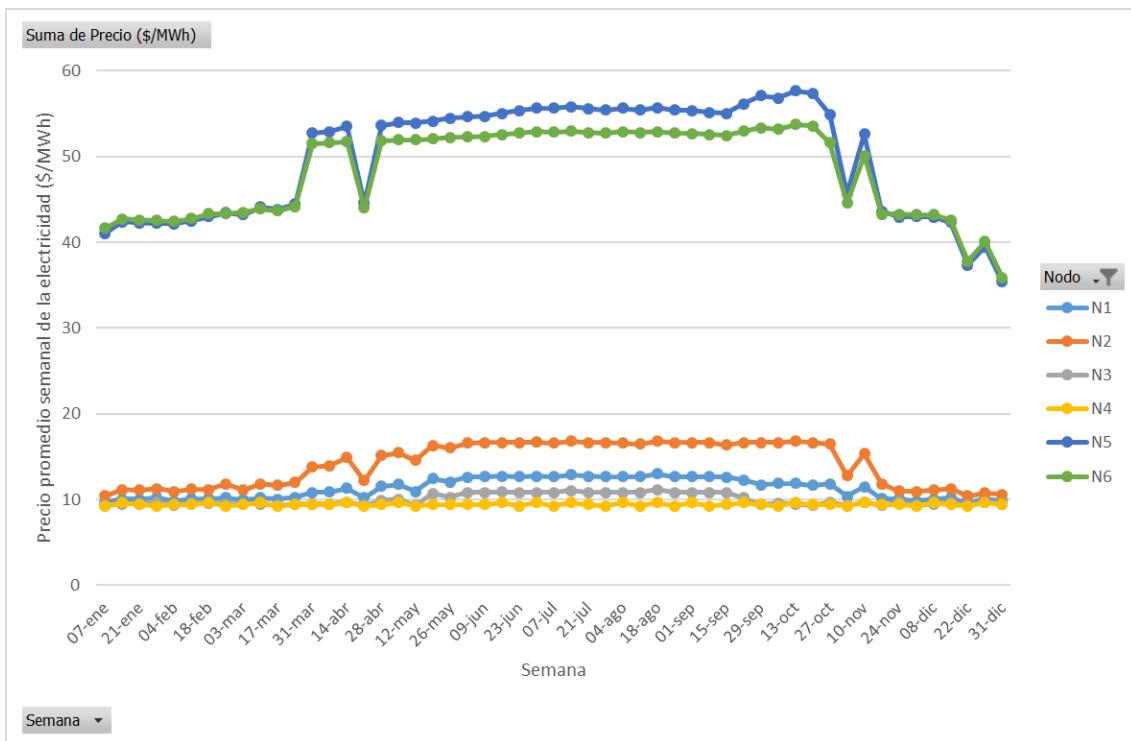


Figura 4.82: PML promedio semanal de la región Noroeste proyectado para 2020.

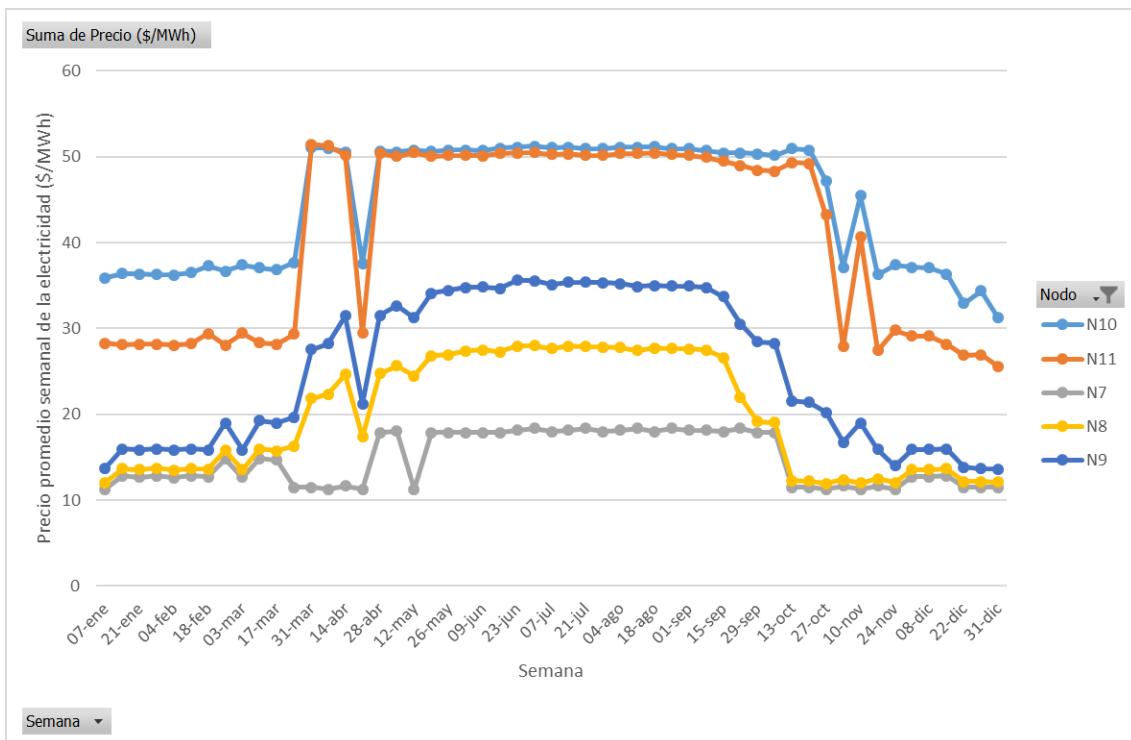


Figura 4.83: PML promedio semanal de la región Norte proyectado para 2020.

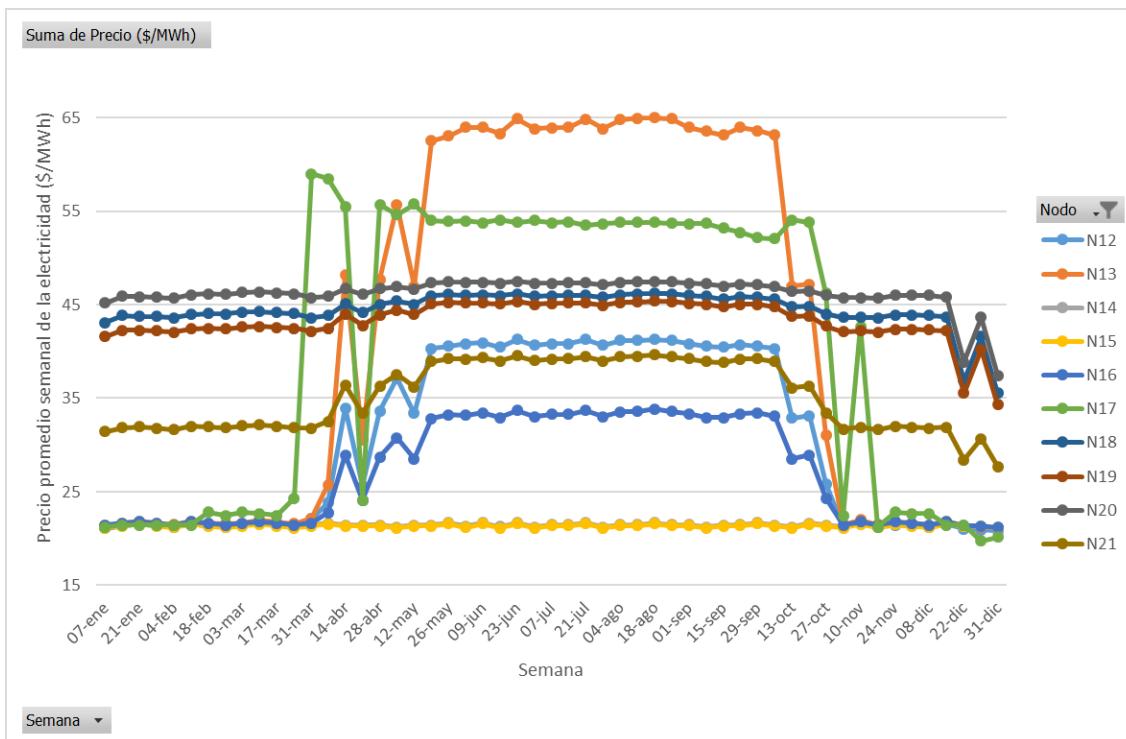


Figura 4.84: PML promedio semanal de la región Noreste proyectado para 2020.

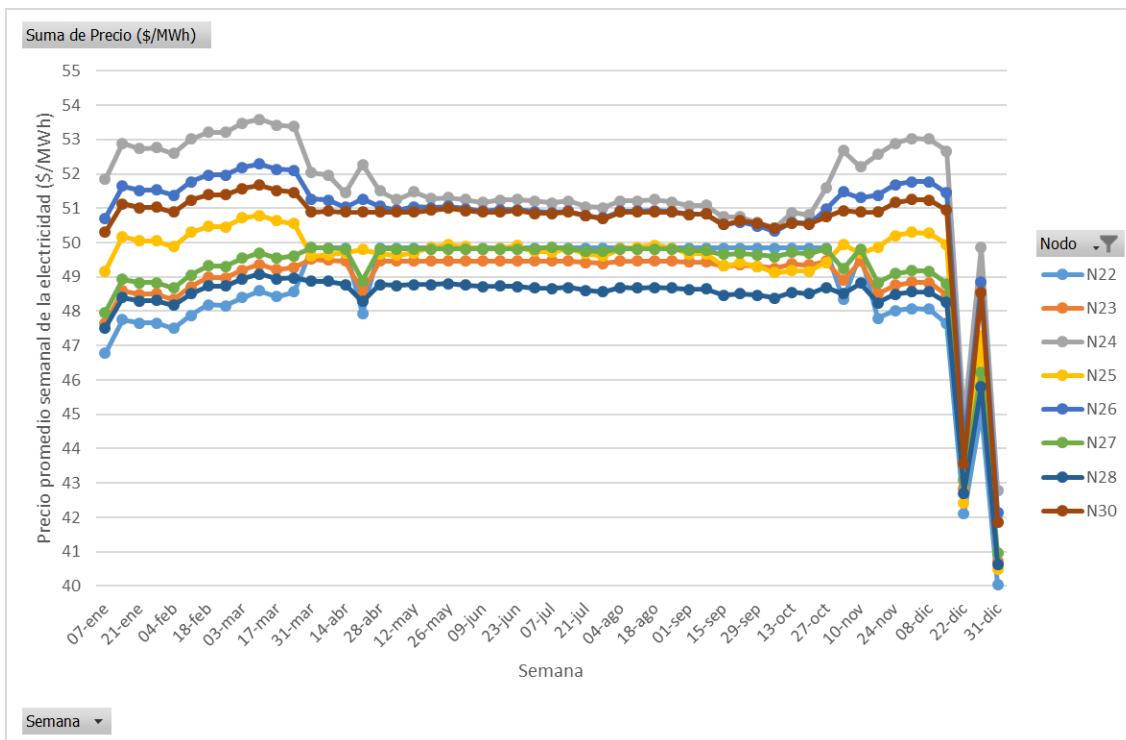


Figura 4.85: PML promedio semanal de la región Occidental proyectado para 2020.

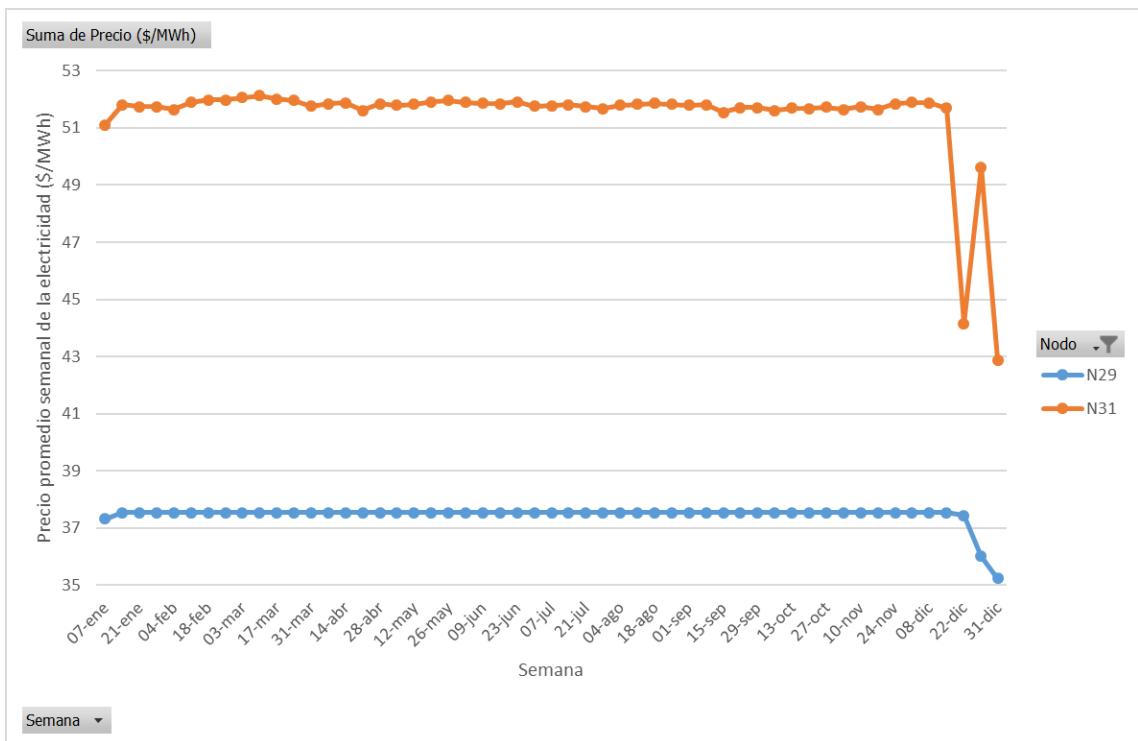


Figura 4.86: PML promedio semanal de la región Central proyectado para 2020.

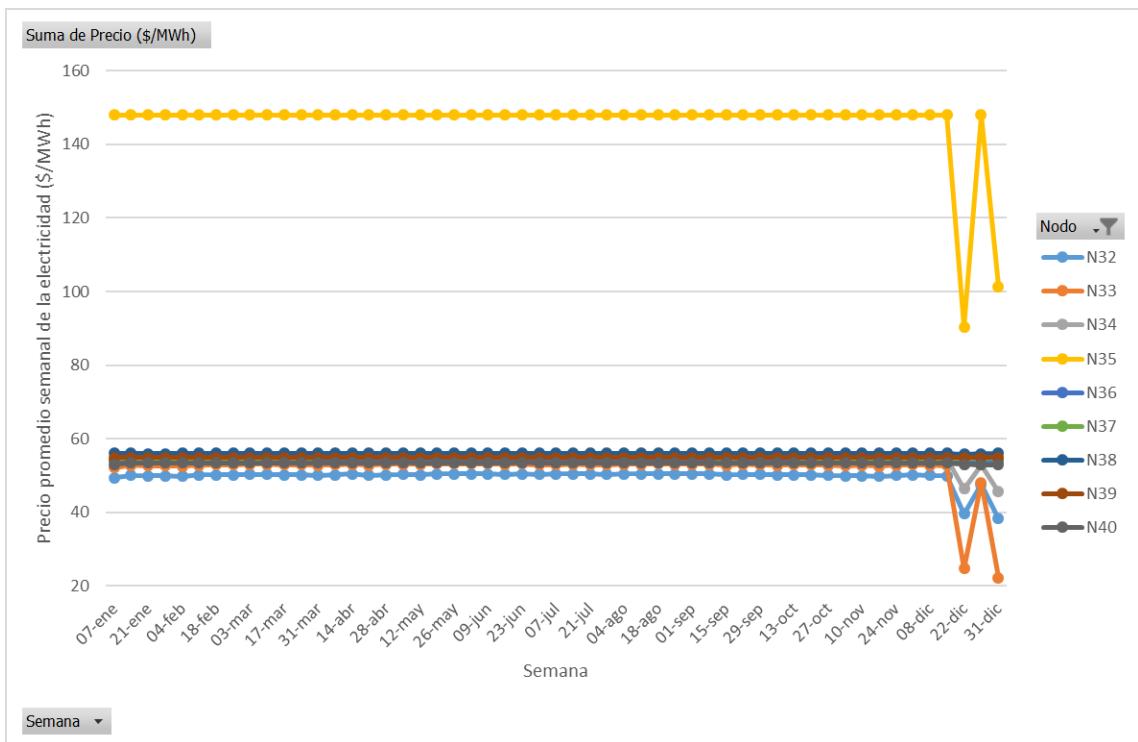


Figura 4.87: PML promedio semanal de la región Oriental proyectado para 2020.

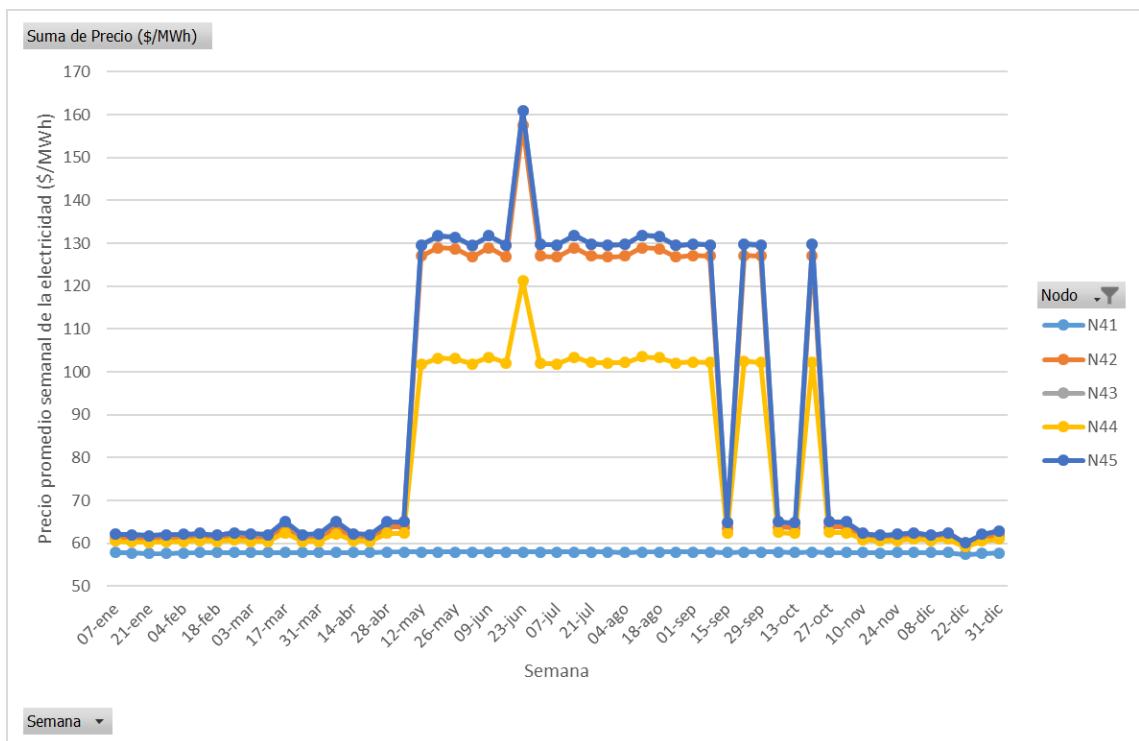


Figura 4.88: PML promedio semanal de la región Peninsular proyectado para 2020.

Capítulo 5

Discusión y conclusión

5.1. Discusión

Esta tesis de maestría comienza introduciendo el papel de la electricidad en la sociedad. Se muestra un marco teórico en el cual se presentan los antecedentes del esquema monopólico del sector eléctrico. Se habla de la industria eléctrica verticalmente integrada y se menciona la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica la cual dictaba la manera de operar del Sistema Eléctrico Nacional y de todo el sector eléctrico mexicano. Se presentan algunos permisos especiales dentro de esta ley como lo son el productor independiente de energía, el autoabastecimiento, la cogeneración, los usos propios continuos, la importación y la exportación.

Posteriormente se habla de los mercados de electricidad y se justifica la necesidad técnica y económica de la creación de éstos, como lo son el aumento de la competitividad y la competencia, la reducción de los precios de la electricidad y el aumento en la confiabilidad del sistema eléctrico. Se habla también de la Ley de Industria Eléctrica creada a partir de la Reforma Energética y que reemplaza a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

En ese mismo capítulo del Marco Teórico se presenta el modelado de los sistemas eléctricos de potencia y algunas de las metodologías usadas para este propósito. Se explica el mercado el día en adelanto y el mercado en tiempo real, sus funcionamientos y el papel que juegan en el Mercado Eléctrico Mayorista. Después, se introduce la metodología del precio marginal local y su utilidad para determinar el precio de la electricidad. Sin embargo, es hasta la siguiente sección que se hace una derivación matemática de esta metodología. Posteriormente, se muestra el funcionamiento del despacho económico y de los flujos óptimos de potencia, el modelo de corriente directa sin pérdidas y el modelo de corriente directa con pérdidas. Se discuten las bondades de cada modelo y se explica por qué el modelo de corriente directa es utilizado más que el modelo de corriente alterna explicando las limitaciones computacionales y de facilidad de cálculo.

En el capítulo 3 de Metodología, se explica el proceso completo utilizado para

modelar el Sistema Eléctrico Nacional y realizar proyecciones de los precios marginales locales. En este capítulo se comienza hablando del software PLEXOS® desarrollado por la compañía Energy Exemplar® para modelar sistemas eléctricos de potencia. Se hace una breve introducción a sus propiedades y a la operación de este programa y se continúa hablando del manejo de información y el uso de bases de datos para construir sistemas eléctricos. Después, se habla del modelo del SEN, en el cual se desenvuelve toda la cadena de valor de la electricidad en México. Se muestran los objetos relevantes de este sistema, como lo son los generadores eléctricos. Se explica muy brevemente el funcionamiento de cada tecnología y el papel que éstos tienen en el sector eléctrico mexicano. Se habla también de los combustibles, de los diversos tipos de gas natural combustóleos y otros hidrocarburos utilizados para la generación eléctrica y se enumeran las regiones en las cuales se usan estos combustibles. Se sigue con el análisis de las líneas y las propiedades de la red del sistema. Con ello, se presenta el modelo de transmisión que conectan a las regiones de transmisión. Esta es la primera parte de la construcción del modelo, que incluye propiedades técnicas y de ingeniería. Por otro lado, la segunda parte de la construcción del modelo consta de la parte computacional y de simulación, en el cual se tiene que elegir un horizonte de simulación, así como características técnicas y propiedades que deseamos ver reflejadas en el reporte. Finalmente, se incluyen las propiedades del modelo computacional que abarca la resolución con la cual deseamos resolver el problema de los flujos óptimos de potencia, así como un modelado de corto y mediano plazo para la gestión de las centrales hidroeléctricas.

En el capítulo número 4 de Resultados se presenta el modelo del SEN, así como un resumen técnico del sistema. En él podemos ver la capacidad de generación nacional a través de los años, desde el 2016 en la entrada del Mercado Eléctrico Mayorista, hasta el 31 de diciembre del 2019, la fecha de corte que se tuvo en consideración de centrales eléctricas y consumo eléctrico. Se muestra también la capacidad de generación por región del SEN. En el caso de la carga eléctrica, se muestra por región y acumulada por región. Esto es especialmente ilustrativo ya que nos permite ver el consumo que presenta cada región de transmisión y cada región del SEN. De manera similar, se presenta la generación eléctrica por región y acumulada por región. Con esta información de consumo y generación tenemos una perspectiva global de lo sucedido en el sector eléctrico desde 2016 hasta 2019. En la sección consecutiva a esta, se presentan los precios marginales locales calculados para las regiones de transmisión. Se incluyen también estas cantidades de manera semanal para en 2016 al 2019. En la siguiente sección se presenta una comparativa entre los precios calculados en PLEXOS® y los precios reales reportados por el Centro Nacional de Control de Energía. Como se ve en el capítulo de resultados, el error global anual entre estas dos cantidades es menor del 3 %, lo que valida nuestro modelo para realizar proyecciones anuales para el 2020. Vemos también cómo los nodos 50 y 51 de La Paz y Los Cabos respectivamente, son los que presentan mayor error porcentual llegando hasta el 10 % entre los precios calculados y los pre-

cios reales. Recordemos que esta gráfica que presenta los errores, muestra cantidades promedio anuales y deben ser interpretados de esa manera, cómo promedios anuales. Por esta razón, se recomienda que, para las proyecciones tanto de carga generación y precios para el 2020, se consideren cantidades promedio anuales.

Una vez validado nuestro modelo, se presenta la proyección para el 2020 de carga, generación y precios. Uno de los puntos remarcables en esta sección, fue la disminución de carga eléctrica en algunas semanas de abril y mayo derivado de la contingencia sanitaria del COVID-19. Sin embargo, tanto la carga como la generación se recuperan durante el resto del año. De manera general, vemos cómo las regiones del norte del país tienen aumentos en el generación y consumo eléctrico durante el verano. Además, vemos fluctuaciones importantes de precio en las regiones Occidental y Oriental. En el caso de los precios marginales locales, vemos cambios importantes en las regiones de Baja California, Baja California Sur y Peninsular. Vemos también que las regiones Central, Occidental y Noreste tienen fluctuaciones en un rango de precio constante durante todo el año. Por otro lado, las regiones Peninsular y Baja California Sur son las que presentan mayores precios de todas las regiones del SEN.

5.2. Conclusiones

En el presente trabajo de tesis se presenta un modelo del Sistema Eléctrico Nacional, además de una proyección de los precios marginales locales de las regiones de transmisión. Este trabajo forma parte de las líneas de investigación del Departamento de Soporte, Análisis y Planificación de Iberdrola México. La motivación de este trabajo es identificar diferencias de precios marginales locales entre regiones. Esta información es especialmente útil en el área comercial para la toma de decisiones estratégicas y de inversión. En este documento se presenta un modelo del SEN construido con base en documentos oficiales como lo son los permisos en materia de electricidad publicados por la Comisión Reguladora de Energía, así como la información y datos del “Sistema de Información de Mercado” que ofrece el Centro Nacional de Control de Energía en su sitio web. Adicionalmente, se considera la base de datos de los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista. Esta información fue muy útil para la construcción del modelo, ya que se incluyen características técnicas de las centrales eléctricas, las regiones de transmisión, las líneas eléctricas, sus capacidades de transmisión, resistencia y reactancia, características principales de embalses de las centrales hidráulicas entre otras propiedades. Antes de poder realizar una proyección de precios para el año 2020 fue necesario validar el correcto funcionamiento del modelo, lo cual se hizo a través de un análisis de errores anuales entre los precios reales y los calculados para el período de 2016 a 2019. La simulación de los flujos óptimos de potencia, el despacho económico y el modelado del sistema fue realizado a través del software PLEXOS® desarrollado por

la compañía Energy Exemplar®. Este trabajo muestra precios marginales, los cuales deben ser interpretados como promedios anuales.

Uno de los puntos más importantes de este trabajo fue la construcción de base de datos específicamente para las centrales renovables como lo fueron las plantas hidroeléctricas, eólicas y solares. La base de datos de los participantes del MEM tenía información actualizada hasta 2018. Por esta razón, se tuvo que considerar datos de la Asociación Mexicana de Energía Eólica y la Asociación Mexicana de Energía Solar. Con esta información fue posible considerar la datos reales y vigentes de centrales solares y eólicas para los años posteriores. Otro punto destacable fue la transformación de los nodos distribuidos a regiones de transmisión. El Centro Nacional de Control de Energía publica precios marginales locales para nodos distribuidos y no para regiones de transmisión. Fue necesaria una distribución ponderada de estos nodos distribuidos para convertirlos en regiones de transmisión. A finales de 2018, el CENACE realiza una modificación en la distribución de carga para el nodo 29 correspondiente a Lázaro Cárdenas, el cual cambia estructuralmente el consumo eléctrico para la región Central.

En las últimas tres secciones del capítulo de resultados se ve el producto final de este trabajo, el cual son las proyecciones de carga, generación y precios de la electricidad para el año 2020. Estos se presentan de manera semanal por región del SEN y por región de transmisión. El autor de este documento espera que estos resultados sean útiles en el departamento comercial de la empresa patrocinadora de este trabajo.

Esta tesis es especialmente relevante por sus aportaciones de información y accesibilidad. En el caso de información, un trabajo que proyecte consumo eléctrico, generación y precios marginales locales tiene una gran utilidad en un departamento comercial de cualquier empresa de energía eléctrica. Tener información de este tipo y accesible permite una mejor toma de decisiones estratégicas tanto para la inversión y construcción de nuevas centrales eléctricas, como para desarrollar mejores productos en el mercado eléctrico. En el caso de la accesibilidad, se pone a la mano del Tecnológico de Monterrey un estudio del Sistema Eléctrico Nacional que puede ser utilizado para futuras investigaciones en el área de ingeniería eléctrica y mercados financieros. Esta información es inédita y nunca, en Tecnológico de Monterrey, se había tenido a su alcance un modelo de este tipo elaborado en el software PLEXOS® con posibilidad de nuevos estudios de expansión de las redes y del sector eléctrico. Al ser un tema tan amplio y complejo el modelado integral del SEN, se dejan proyectos de tesis para futuras generaciones de la Maestría en Ingeniería Energética sentando las bases para nuevos proyectos de investigación.

Los temas de los mercados de energía y el sector eléctrico mexicano son muy apasionantes. El autor de este trabajo espera que el lector haya encontrado interesante este documento. En el Apéndice D se pueden ver proyecciones de generación eléctrica para las tecnologías eólica, solar e hidroeléctrica. Esta información se presenta con la esperanza de que sea de utilidad e incentive a la creación de nuevas centrales renovables

y que este trabajo aporte, en la medida de lo posible, a cumplir con los objetivos de transición energética que se ha fijado el gobierno de este país.

5.3. Trabajo a futuro

El modelado del Sistema Eléctrico Nacional es un tema tanto complejo como emocionante. Este trabajo fue realizado por dos estudiantes de la Maestría en Ingeniería Energética, en un arduo trabajo de catorce meses. Por limitaciones de tiempo y de personal, existen aún áreas de oportunidad para extender el trabajo presentado en este documento, las cuales se presentan a continuación.

- **Uso de licencia y solucionador comercial.** Como se mencionó en el capítulo de Metodología, en esta tesis fue utilizada una licencia académica. Esto afectó directamente en la resolución del modelo presentado. El uso combinado de una licencia comercial de PLEXOS®, así como un solucionador o *solver* distinto, como lo podría ser CPLEX® de IBM® o GUROBI®, mejoraría ampliamente los tiempos de ejecución del programa y la precisión de la solución. Si estos recursos estuvieran disponibles se podría mostrar despachos económicos y flujos óptimos de potencia con resolución horaria. Un futuro trabajo podría ser la ejecución de este modelo con las características que se mencionan.
- **Acceso a información técnica de centrales eléctricas.** Existe también una limitación de la información técnica de las centrales eléctricas. En muchos casos, las plantas tienen características técnicas que no son de acceso público, como lo son las capacidades de rampa, los tiempos y frecuencias de los mantenimientos, los contratos con proveedores de insumos incluyendo agua, gas y otros combustibles. Queda como trabajo futuro un modelo que considere toda esta información, la cual, de ser considerada, mejoraría los resultados de la asignación de unidades y de los precios de la electricidad.
- **Transformación de regiones de transmisión a nodos distribuidos.** En un ambiente laboral, de análisis de energía y de mercados eléctricos se manejan de manera cotidiana los nodos distribuidos y no las regiones de transmisión. En un futuro trabajo de tesis podría darse a la tarea de buscar información para estos nodos distribuidos, lo que haría más fácil una conversión o transformación equivalente de la información para su uso en el área comercial, facilitando así la toma de decisiones y el diseño de productos de mercado.

Abreviaciones y Acrónimos

ACOPF “Alternating Current Optimal Power Flow”.

AMDEE Asociación Mexicana de Energía Eólica.

ASOLMEX Asociación Mexicana de Energía Solar.

CAISO “California Independent System Operator”.

CEE Centro de Estudios en Energía.

CENACE Centro Nacional de Control de Energía.

CFE Comisión Federal de Electricidad.

CME Componente Marginal de Energía.

CMP Componente Marginal de Pérdidas.

CMP Componente Marginal de Congestión.

CRE Comisión Reguladora de Energía.

DCOPF “Direct Current Optimal Power Flow”.

DF “Delivery Factor”.

DFT Derechos Financieros de Transmisión.

ERCOT “Electric Reliability Council of Texas”.

GSF “Generation Shift Factor”.

ISO “Independent System Operator”.

ISONE “Independent System Operator New England”.

LF “Loss Factor”.

LIE Ley de Industria Eléctrica.

LSPEE Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

MDA Mercado de Día en Adelanto.

MEM Mercado Eléctrico Mayorista.

MIP “Mixed-Integer Programming”.

MISO “Midcontinent Independent System Operator”.

MTR Mercado de Tiempo Real.

MT-Schedule “Medium-term Schedule”.

NYISO “New York Independent System Operator”.

OPF “Optimal Power Flow”.

PAM RGT y RND Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

PEM Precio de Equilibrio del Mercado.

PIE Productor Independiente de Energía.

PJM “Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection LLC”.

PML Precio Marginal Local.

PPA “Power Purchase Agreement”.

PRODESEN Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional.

RGD Redes Generales de Distribución.

RNT Red Nacional de Transmisión.

SCED “Security Constrained Economic Dispatch”.

SCOPF “Security Constrained Optimal Power Flow”.

SCUC “Security Constrained Unit Commitment”.

SEN Sistema Eléctrico Nacional.

SENER Secretaría de Energía.

SIN Sistema Interconectado Nacional.

SPP “Southwest Power Pool”.

ST-Schedule “Short-Term Schedule”.

UC “Unit Commitment”.

Apéndice A

Variables y símbolos

N = Número de nodos.

M = Número de líneas.

c_i = Costo de generación en el nodo i-ésimo.

G_i = Generación inyectada en el nodo i-ésimo.

G_i^{max} = Generación máxima en el nodo i-ésimo.

G_i^{min} = Generación mínima en el nodo i-ésimo.

D_i = Consumo en el nodo i-ésimo.

GSF_{k-i} = Factor de corrimiento de generación de la línea k al nodo i .

lim_k = Límite de transmisión de la línea k .

\mathbf{c}^T = Matriz de costos totales de generación.

\mathbf{G} = Matriz de generación total de plantas.

$\mathbf{1}^T$ = Matriz identidad.

\mathbf{D} = Matriz de demanda total de centros de carga.

\mathbf{GSF} = Matriz de factores de corrimiento.

\mathbf{lim} = Matriz de límites de transmisión en líneas.

\mathbf{G}^{min} = Matriz de generación mínima de plantas.

\mathbf{G}^{max} = Matriz de generación máxima de plantas.

DF_i = Factor de carga en el nodo i-ésimo.

LF_i = Factor de pérdidas en el nodo i-ésimo.

P_{loss} = Pérdidas totales del sistema.

P_i = Inyección total en el nodo i-ésimo.

F_k = Flujo en la línea k-ésima.

R_k = Resistencia en la línea k-ésima.

DF_i^{est} = Factor de carga en el nodo i-ésimo en la iteración previa.

P_{est}^{loss} = Pérdidas estimadas del sistema.

PML_B = Precio marginal local en el nodo B.

λ = Precio sombra asociado a la restricción de balance de potencia.

μ_k = Precio sombra asociado a la restricción de flujo en la línea k-ésima.

Apéndice B

Propiedades de las líneas de transmisión

En este apéndice se muestran las características de la RNT. En las Tablas B.1 a B.3 se muestran las propiedades de los corredores de transmisión usadas en el modelo físico en PLEXOS y en la Figura B.1 se muestra la Red Troncal de Transmisión incluyendo las tensiones de 34.5 a 400 kV publicada por CENACE en el PAM RGT y RND [7]. Cabe mencionar este mapa fue hecho con datos del 2018 y publicado en 2019, y que, a la fecha de la edición de esta tesis, tercera semana de abril del 2020, no han sido publicadas versiones actualizadas ni del PRODESEN ni del PAM RGT y RND [4] [7].

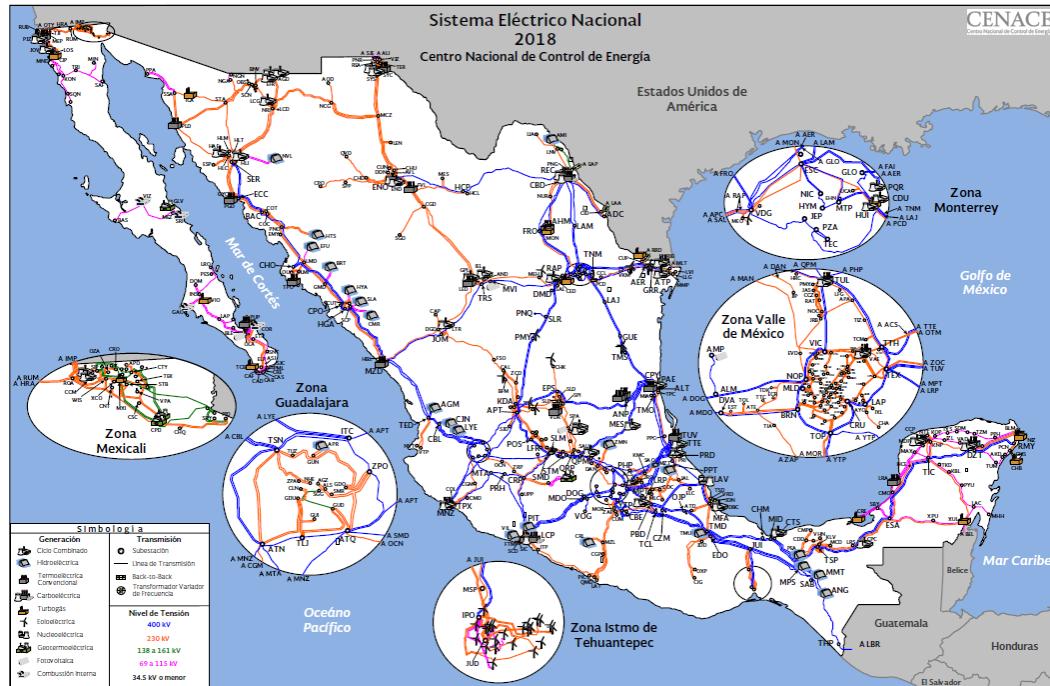


Figura B.1: Red troncal de Transmisión al 2018 [7].

Tabla B.1: Propiedades de las líneas de transmisión (1 de 3).

Nombre de la línea	Origen	Destino	Capacidad de transmisión (MW)	Resistencia (p.u.)	Reactancia (p.u.)
Acapulco - Puebla	Acapulco	Puebla	300	0.0078259	0.0579279
Aguascalientes - Salamanca	Aguascalientes	Salamanca	1400	0.0004528	0.0043514
Aguascalientes - San Luis Potosí	Aguascalientes	San Luis Potosí	1300	0.0012703	0.0131642
Cananea - Moctezuma	Cananea	Moctezuma	400	0.0060500	0.0762000
Cancún - Cozumel	Cancún	Cozumel	48	0.0526850	0.1883500
Carapan - Lázaro Cárdenas	Carapan	Lázaro Cárdenas	600	0.0043900	0.0565600
Carapan - Salamanca	Carapan	Salamanca	700	0.0020561	0.0215351
Central - Poza Rica	Central	Poza Rica	4000	0.0006187	0.0088841
Central - Puebla	Central	Puebla	3000	0.0001694	0.0021241
Chihuahua - Laguna	Chihuahua	Laguna	250	0.0195237	0.1325795
Chihuahua - Río Escondido	Chihuahua	Río Escondido	500	0.0109400	0.1370000
Culiacán - Mazatlán	Culiacán	Mazatlán	1450	0.0020828	0.0223390
Durango - Aguascalientes	Durango	Aguascalientes	300	0.0235970	0.2039830
Grijalva - Coatzacoalcos	Grijalva	Coatzacoalcos	2100	0.0008860	0.0113900
Grijalva - Tabasco	Grijalva	Tabasco	1450	0.0007864	0.0082531
Guadalajara - Aguascalientes	Guadalajara	Aguascalientes	1000	0.0015679	0.0209007
Guadalajara - Carapan	Guadalajara	Carapan	700	0.0009715	0.0105055
Guadalajara - Lázaro Cárdenas	Guadalajara	Lázaro Cárdenas	600	0.0056200	0.0603700
Guadalajara - Manzanillo	Guadalajara	Manzanillo	2800	0.0011105	0.0124825
Guadalajara - Salamanca	Guadalajara	Salamanca	700	0.0040600	0.0501300
Guémez - Huasteca	Guémez	Huasteca	1700	0.0013008	0.0161865
Hermosillo - Cananea	Hermosillo	Cananea	975	0.0030740	0.0246171
Hermosillo - Obregón	Hermosillo	Obregón	1400	0.0010600	0.0113600

Tabla B.2: Propiedades de las líneas de transmisión (2 de 3).

Nombre de la línea	Origen	Destino	Capacidad de transmisión (MW)	Resistencia (p.u.)	Reactancia (p.u.)
Huasteca - Poza Rica	Huasteca	Poza Rica	1600	0.0017321	0.0205357
Ixtepec - Temascal	Ixtepec	Temascal	2500	0.0007591	0.0099632
La Paz - Los Cabos	La Paz	Los Cabos	180	0.0089298	0.0568418
Laguna - Durango	Laguna	Durango	550	0.0037537	0.0391673
Laguna - Saltillo	Laguna	Saltillo	551	0.0036200	0.0377500
Lázaro Cárdenas - Acapulco	Lázaro Cárdenas	Acapulco	350	0.0033808	0.0203708
Lázaro Cárdenas - Central	Lázaro Cárdenas	Central	2900	0.0014301	0.0103931
Lerma - Chetumal	Lerma	Chetumal	206	0.0173775	0.1510088
Lerma - Mérida	Lerma	Mérida	800	0.0022913	0.0233892
Mazatlán - Durango	Mazatlán	Durango	550	0.0035405	0.0408285
Mazatlán - Tepic	Mazatlán	Tepic	1380	0.0023462	0.0310414
Mérida - Cancún	Mérida	Cancún	825	0.0013700	0.0133300
Mérida - Chetumal	Mérida	Chetumal	250	0.0208027	0.0926078
Mexicali - Tijuana	Mexicali	Tijuana	520	0.0048425	0.0440022
Mochis - Culiacán	Mochis	Culiacán	850	0.0014581	0.0114304
Moctezuma - Chihuahua	Moctezuma	Chihuahua	640	0.0050936	0.0423614
Moctezuma - Juárez	Moctezuma	Juárez	965	0.0036533	0.0290875
Monterrey - Guémez	Monterrey	Guémez	1500	0.0012900	0.0159250
Monterrey - Reynosa	Monterrey	Reynosa	1900	0.0012885	0.0140970
Monterrey - Río Escondido	Monterrey	Río Escondido	2100	0.0008473	0.0096784
Monterrey - Saltillo	Monterrey	Saltillo	1500	0.0002895	0.0032287
Nuevo Laredo - Reynosa	Nuevo Laredo	Reynosa	140	0.0110942	0.0396656

Tabla B.3: Propiedades de las líneas de transmisión (3 de 3).

Nombre de la línea	Origen	Destino	Capacidad de transmisión (MW)	Resistencia (p.u.)	Reactancia (p.u.)
Obregón - Mochis	Obregón	Mochis	601	0.0032670	0.0282998
Poza Rica - Puebla	Poza Rica	Puebla	310	0.0063797	0.0523412
Puebla - Veracruz	Puebla	Veracruz	1100	0.0017372	0.0243848
Querétaro - Central	Querétaro	Central	1750	0.0007671	0.0071126
Querétaro - San Luis Potosí	Querétaro	San Luis Potosí	300	0.0090109	0.0570559
Reynosa - Matamoros	Reynosa	Matamoros	1400	0.0005047	0.0053452
Río Escondido - Nuevo Laredo	Río Escondido	Nuevo Laredo	400	0.0028609	0.0272039
Salamanca - Querétaro	Salamanca	Querétaro	1600	0.0004202	0.0034915
Saltillo - Aguascalientes	Saltillo	Aguascalientes	1500	0.0014547	0.0183930
San Luis Río Colorado - Mexicali	San Luis Río Colorado	Mexicali	315	0.0014619	0.0107422
Tabasco - Lerma	Tabasco	Lerma	1200	0.0013739	0.0126682
Tamazunchale - Huasteca	Tamazunchale	Huasteca	1200	0.0011050	0.0180950
Tamazunchale - Querétaro	Tamazunchale	Querétaro	1750	0.0010900	0.0206650
Temascal - Coatzacoalcos	Temascal	Coatzacoalcos	1750	0.0019361	0.0124583
Temascal - Grijalva	Temascal	Grijalva	2800	0.0012886	0.0120240
Temascal - Puebla	Temascal	Puebla	3000	0.0005337	0.0058622
Tepic - Guadalajara	Tepic	Guadalajara	1150	0.0004720	0.0054953
Tijuana - Ensenada	Tijuana	Ensenada	255	0.0031522	0.0140988
Valles - Huasteca	Valles	Huasteca	1050	0.0005021	0.0075701
Valles - San Luis Potosí	Valles	San Luis Potosí	1500	0.0017300	0.0275700
Veracruz - Poza Rica	Veracruz	Poza Rica	750	0.0027100	0.0343700
Veracruz - Temascal	Veracruz	Temascal	440	0.0032233	0.0203361
Villa Constitucion - La Paz	Villa Constitucion	La Paz	90	0.0263900	0.1047700

Apéndice C

Propiedades de las regiones de transmisión

En este apéndice se muestran las características de las regiones de transmisión. En las Tablas C.1 a C.4 se muestran las propiedades usadas en el modelo físico en PLEXOS y en la Figura C.1 se muestran los corredores de transmisión que las conectan. Las propiedades de estos corredores se pueden ver en el apéndice B. Debe mencionarse que este mapa fue hecho con datos del 2018 y publicado en 2019, y que, a la fecha de la edición de esta tesis, tercera semana de abril del 2020, no han sido publicadas versiones actualizadas ni del PRODESEN ni del PAM RGT y RND [4] [7].

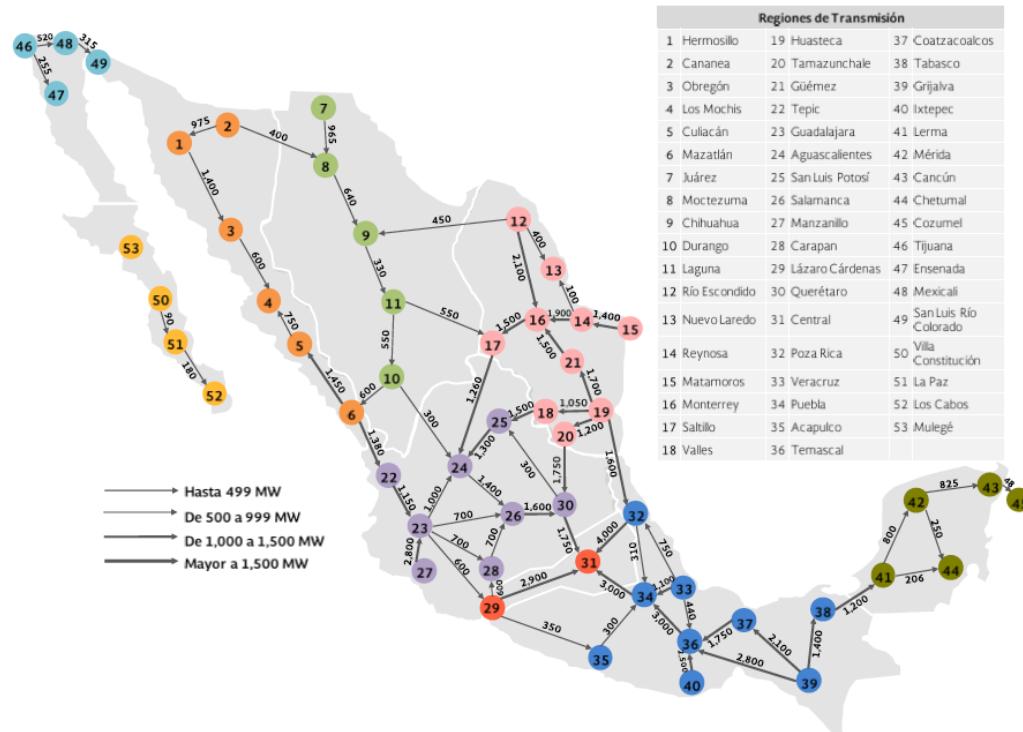


Figura C.1: Regiones de Transmisión [7].

Tabla C.1: Propiedades de las regiones de transmisión (1 de 4).

Nombre	Región	Identificador	Latitud	Longitud
Hermosillo	Noroeste	1	29.0788	-110.9645
Cananea	Noroeste	2	30.9868	-110.2830
Obregón	Noroeste	3	27.4852	-109.9488
Mochis	Noroeste	4	25.7964	-108.9967
Culiacán	Noroeste	5	24.7885	-107.3896
Mazatlán	Noroeste	6	23.2442	-106.4175
Juárez	Norte	7	31.6754	-106.4228
Moctezuma	Norte	8	29.8060	-109.6822
Chihuahua	Norte	9	28.6226	-106.0722
Durango	Norte	10	24.0186	-104.6611
Laguna	Norte	11	25.5444	-103.4420
Río Escondido	Noreste	12	28.5412	-100.7955
Nuevo Laredo	Noreste	13	27.4641	-99.5432
Reynosa	Noreste	14	26.0274	-98.3038
Matamoros	Noreste	15	25.8498	-97.5024
Monterrey	Noreste	16	25.6848	-100.3184
Saltillo	Noreste	17	25.4303	-100.9832
Valles	Noreste	18	22.5213	-98.3447
Huasteca	Noreste	19	22.8278	-99.3303
Tamazunchale	Noreste	20	21.2563	-98.7863
Guémez	Noreste	21	23.9185	-99.0074
Tepic	Occidental	22	21.5105	-104.8941
Guadalajara	Occidental	23	20.6539	-103.3519
Aguascalientes	Occidental	24	21.8822	-102.2944
San Luis Potosí	Occidental	25	22.1536	-100.9767
Salamanca	Occidental	26	20.5707	-101.1984

Tabla C.2: Propiedades de las regiones de transmisión (2 de 4).

Nombre	Identificador	Nivel de voltaje (kV)	Número de centrales	Flujo máximo (MW)
Hermosillo	1	400	16	848.30
Cananea	2	400	11	29.67
Obregón	3	400	6	1473.92
Mochis	4	400	7	2103.78
Culiacán	5	400	13	1127.04
Mazatlán	6	400	7	2058.07
Juárez	7	400	5	1755.70
Mocetzuma	8	400	21	281.31
Chihuahua	9	400	8	576.96
Durango	10	400	4	2077.14
Laguna	11	400	13	13.60
Río Escondido	12	400	1	749.50
Nuevo Laredo	13	400	6	1295.43
Reynosa	14	400	0	3632.51
Matamoros	15	400	3	6172.66
Monterrey	16	400	1	6.00
Saltillo	17	400	11	1688.02
Valles	18	400	3	1229.34
Huasteca	19	400	4	1596.11
Tamazunchale	20	400	12	562.60
Guémez	21	400	1	3644.96
Tepic	22	400	13	3.88
Guadalajara	23	400	24	2585.74
Aguascalientes	24	400	4	241.34
San Luis Potosí	25	400	6	916.25
Salamanca	26	400	1	2113.08

Tabla C.3: Propiedades de las regiones de transmisión (3 de 4).

Nombre	Región	Identificador	Latitud	Longitud
Manzanillo	Occidental	27	19.1175	-104.3327
Carapan	Occidental	28	19.8588	-102.0368
Lázaro Cárdenas	Occidental	29	17.9554	-102.1950
Querétaro	Occidental	30	20.5809	-100.3972
Central	Central	31	19.3913	-99.1361
Poza Rica	Oriental	32	20.5206	-97.4617
Veracruz	Oriental	33	19.1784	-96.1437
Puebla	Oriental	34	19.0542	-98.2142
Acapulco	Oriental	35	16.8647	-99.8268
Temascal	Oriental	36	18.2441	-96.3996
Coatzacoalcos	Oriental	37	18.1306	-94.4571
Tabasco	Oriental	38	17.9870	-92.9383
Grijalva	Oriental	39	16.5591	-92.8077
Ixtepec	Oriental	40	16.5579	-95.0967
Lerma	Peninsular	41	19.8120	-90.5915
Mérida	Peninsular	42	20.9711	-89.6000
Cancún	Peninsular	43	21.1598	-86.8505
Chetumal	Peninsular	44	18.5026	-88.2992
Cozumel	Peninsular	45	20.4204	-86.9210
Tijuana	BCN	46	32.5051	-116.9873
Ensenada	BCN	47	31.8659	-116.5902
Mexicali	BCN	48	32.6230	-115.4518
San Luis Río Colorado	BCN	49	32.4508	-114.7714
Villa Constitución	BCS	50	25.0362	-111.6541
La Paz	BCS	51	24.1407	-110.3116
Los Cabos	BCS	52	22.8924	-109.9199

Tabla C.4: Propiedades de las regiones de transmisión (4 de 4).

Nombre	Identificador	Nivel de voltaje (kV)	Número de centrales	Flujo máximo (MW)
Manzanillo	27	400	21	3282.51
Carapan	28	400	1	901.33
Lázaro Cárdenas	29	400	3	248.00
Querétaro	30	400	0	1518.20
Central	31	400	3	5892.76
Poza Rica	32	400	6	5147.42
Veracruz	33	400	3	2048.97
Puebla	34	400	8	1348.52
Acapulco	35	400	15	0.00
Temascal	36	400	5	138.83
Coatzacoalcos	37	400	8	611.39
Tabasco	38	400	1	710.97
Grijalva	39	400	4	0.00
Ixteppec	40	400	8	2360.95
Lerma	41	400	6	222.70
Mérida	42	400	4	1608.80
Cancún	43	400	1	192.15
Chetumal	44	400	1	51.70
Cozumel	45	400	11	69.61
Tijuana	46	400	6	1381.32
Ensenada	47	400	0	332.94
Mexicali	48	400	5	1734.62
San Luis Río Colorado	49	400	0	332.00
Villa Constitución	50	400	9	129.52
La Paz	51	400	8	403.83
Los Cabos	52	400	11	156.27

Apéndice D

Generación proyectada para centrales renovables

En este Apéndice se muestra la generación eléctrica proyectada para las centrales hidroeléctricas, eólicas y solares fotovoltaicas incluyendo el periodo desde 2016 a 2020 de las principales centrales del país que usan estas tecnologías.

D.1. Generación eólica

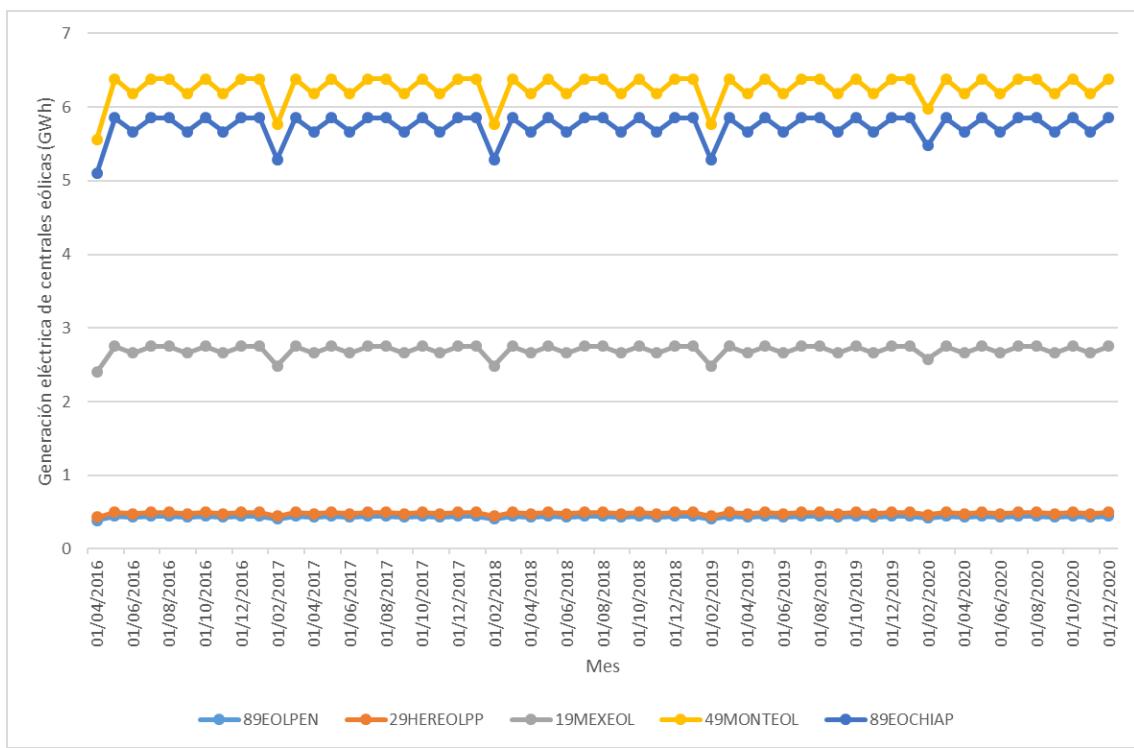


Figura D.1: Generación eléctrica mensual de tecnología eólica proyectada para 2020 (1 de 4).

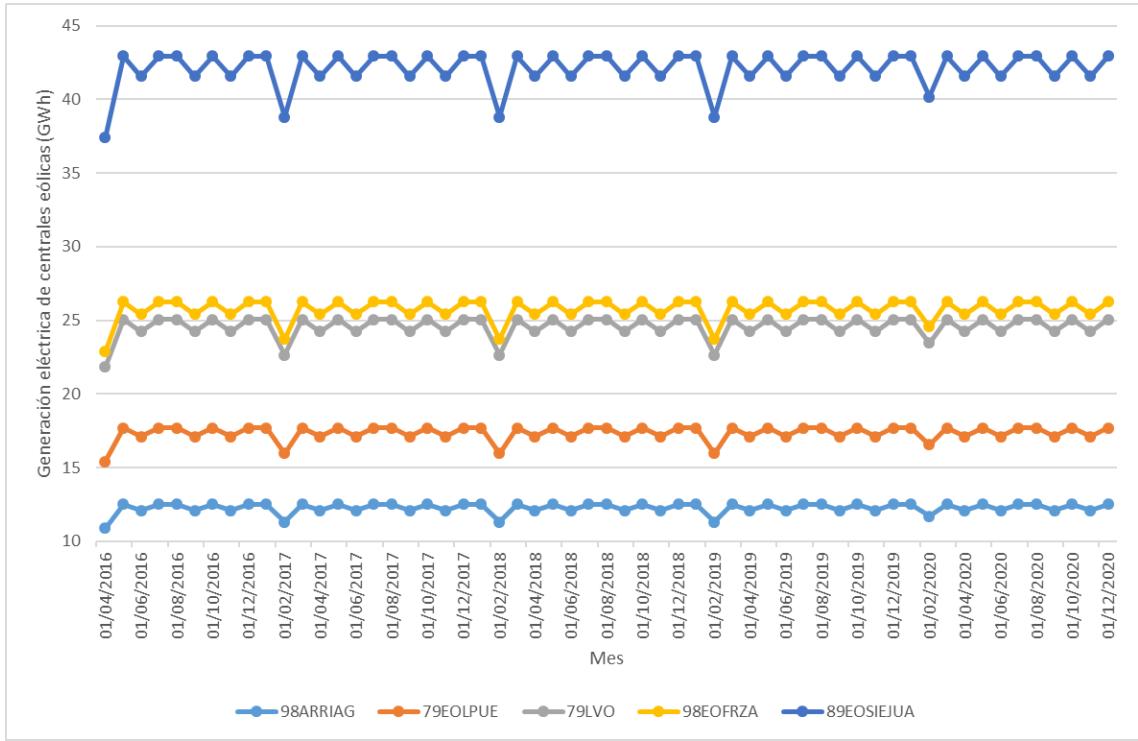


Figura D.2: Generación eléctrica mensual de tecnología eólica proyectada para 2020 (2 de 4).

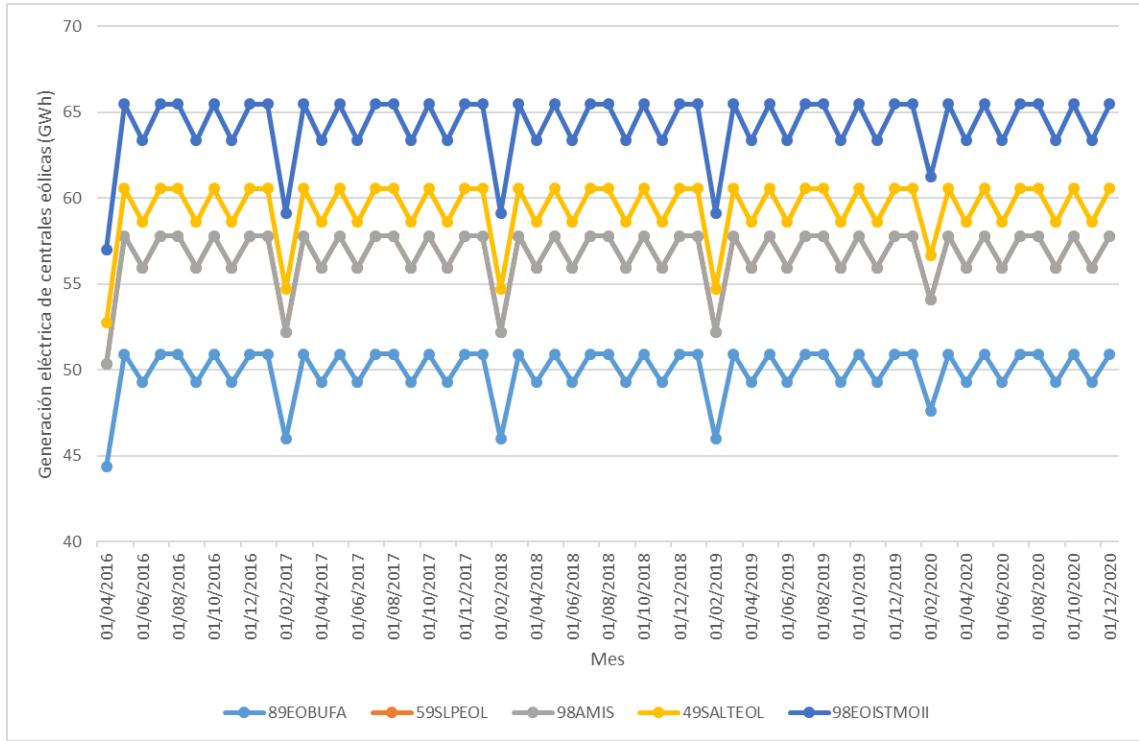


Figura D.3: Generación eléctrica mensual de tecnología eólica proyectada para 2020 (3 de 4).

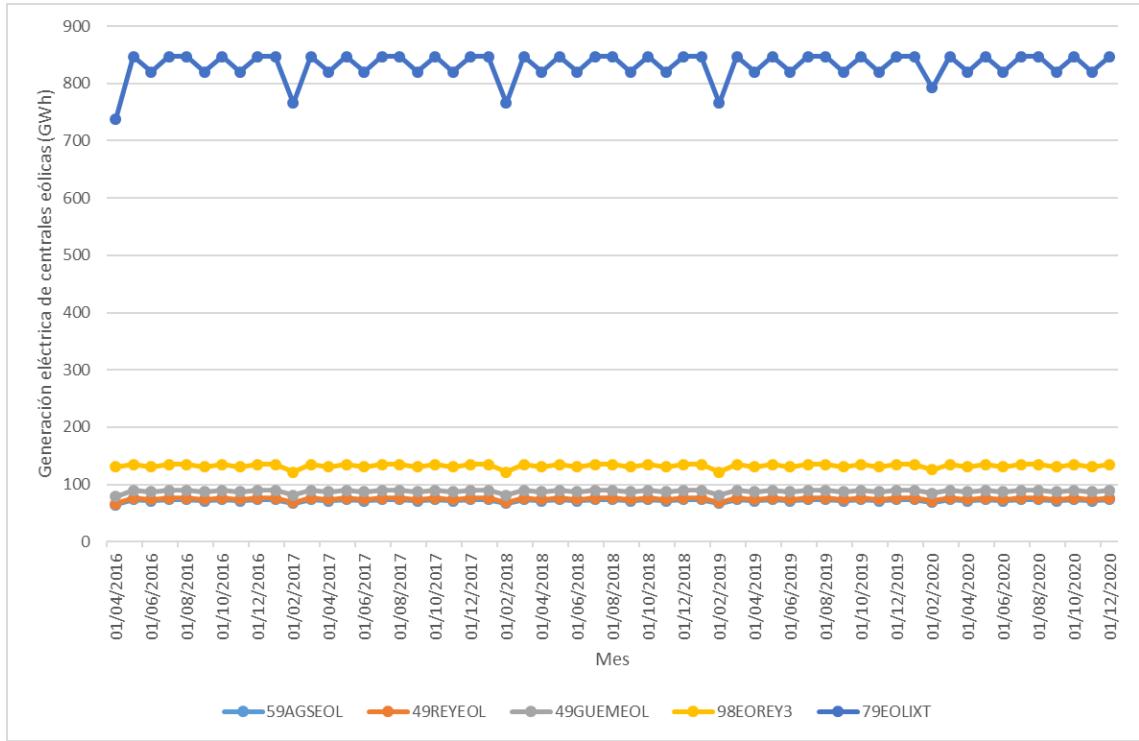


Figura D.4: Generación eléctrica mensual de tecnología eólica proyectada para 2020 (4 de 4).

D.2. Generación solar fotovoltaica

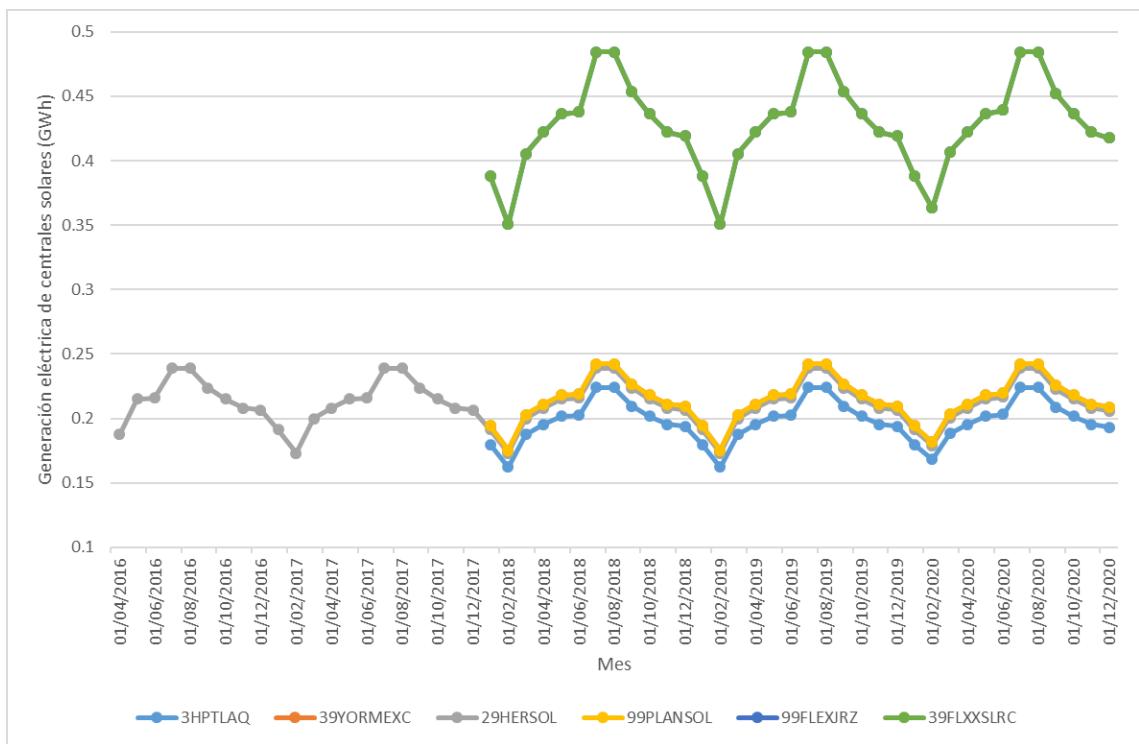


Figura D.5: Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (1 de 9).

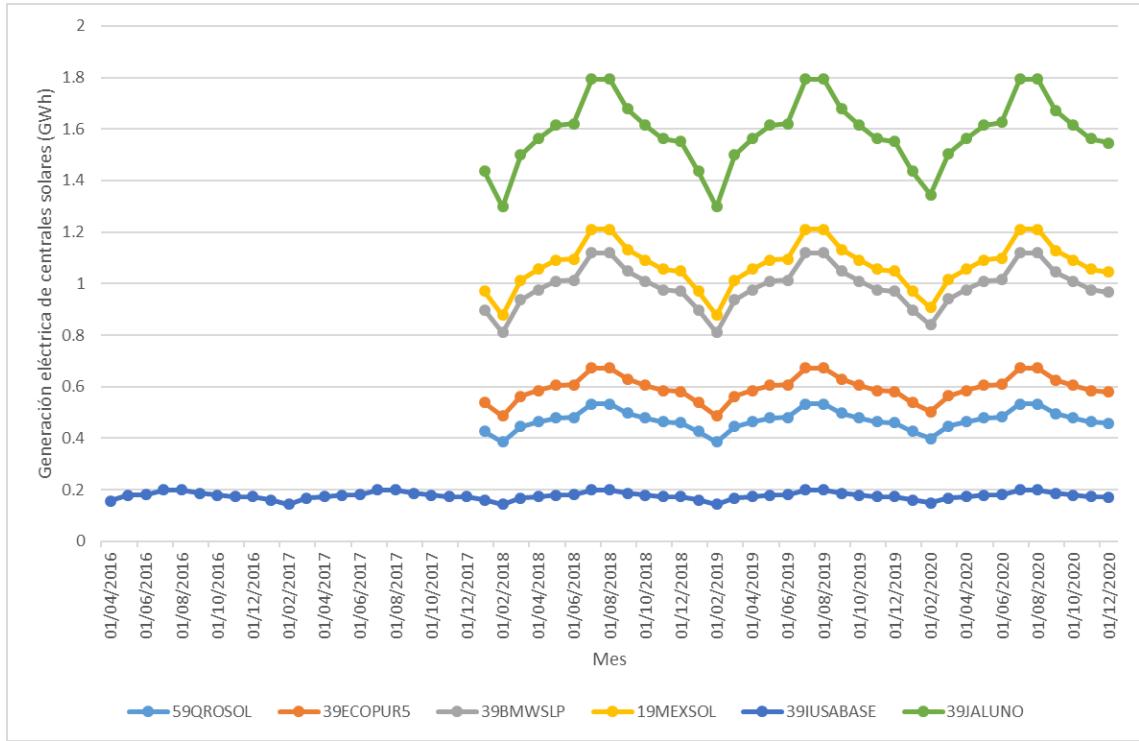


Figura D.6: Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (2 de 9).

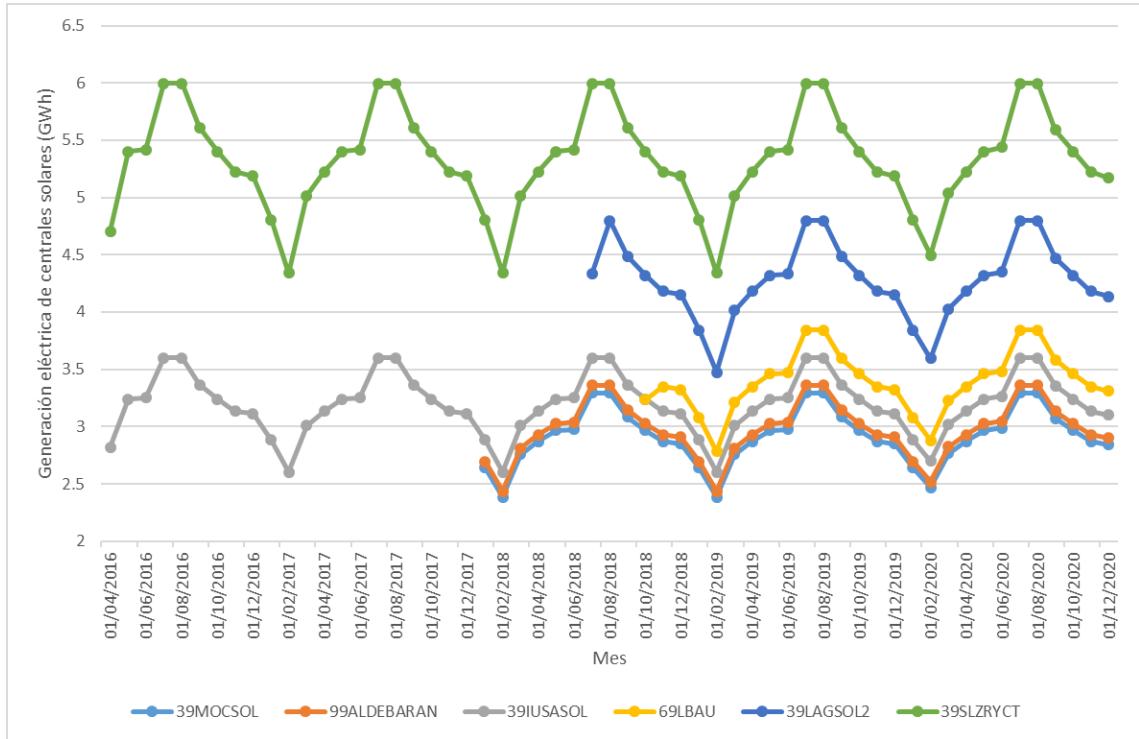


Figura D.7: Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (3 de 9).

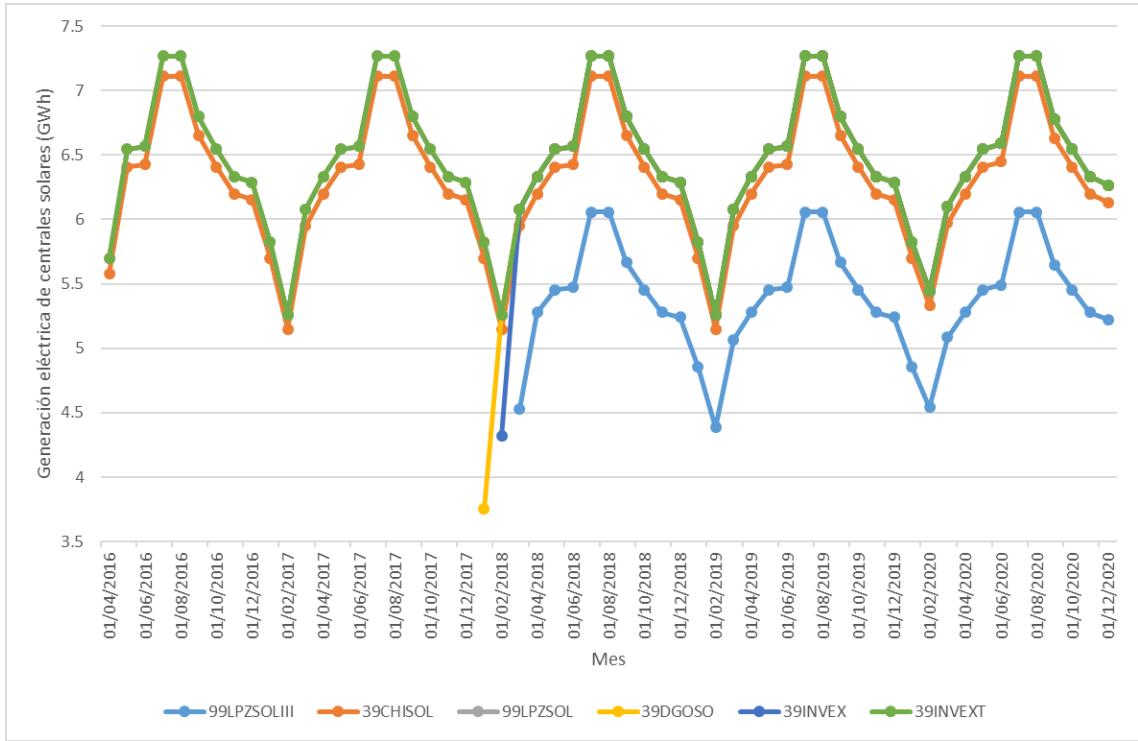


Figura D.8: Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (4 de 9).

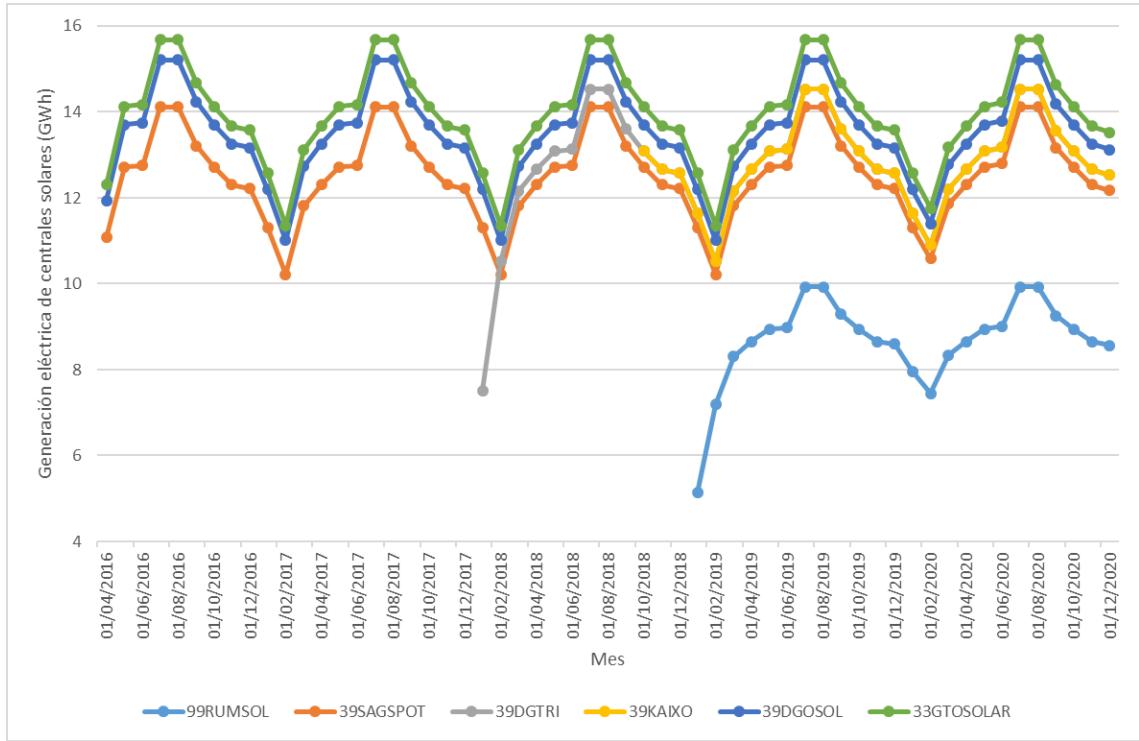


Figura D.9: Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (5 de 9).

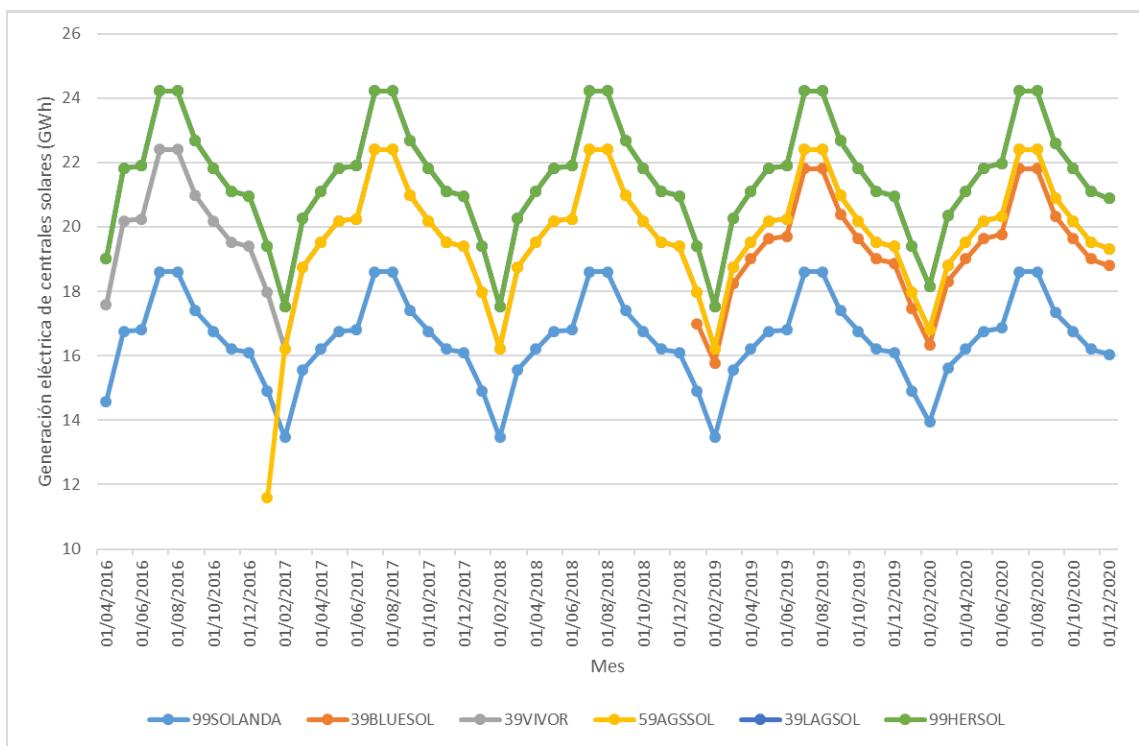


Figura D.10: Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (6 de 9).

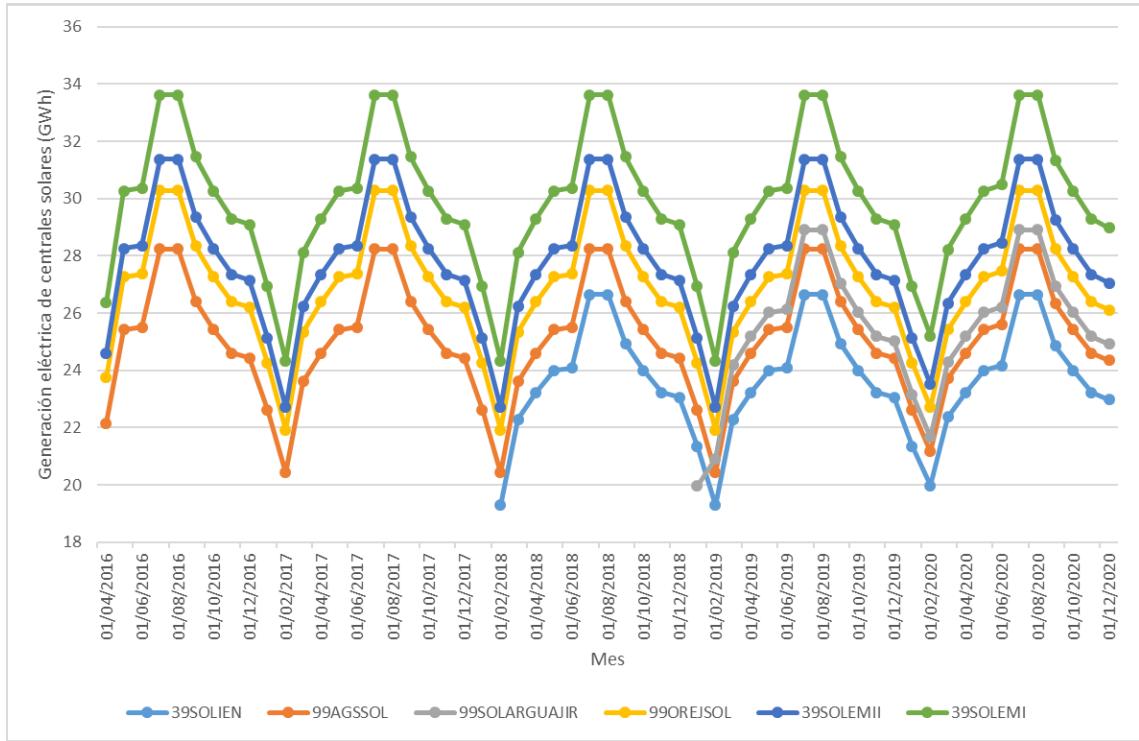


Figura D.11: Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (7 de 9).

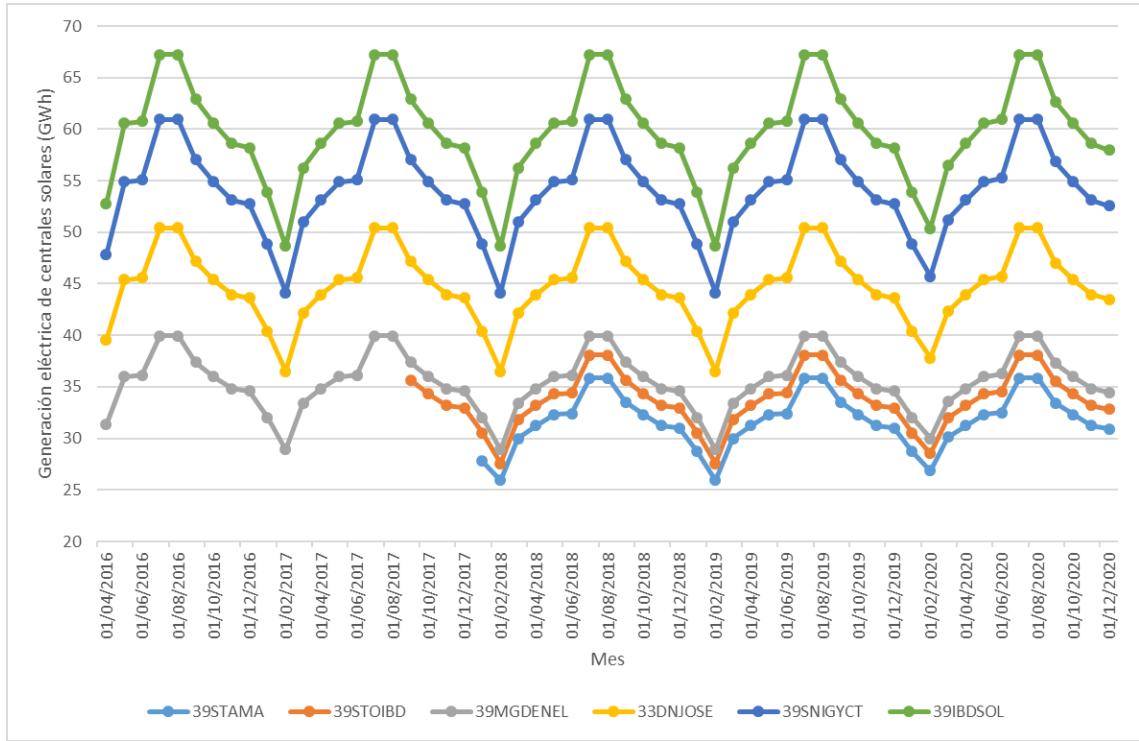


Figura D.12: Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (8 de 9).

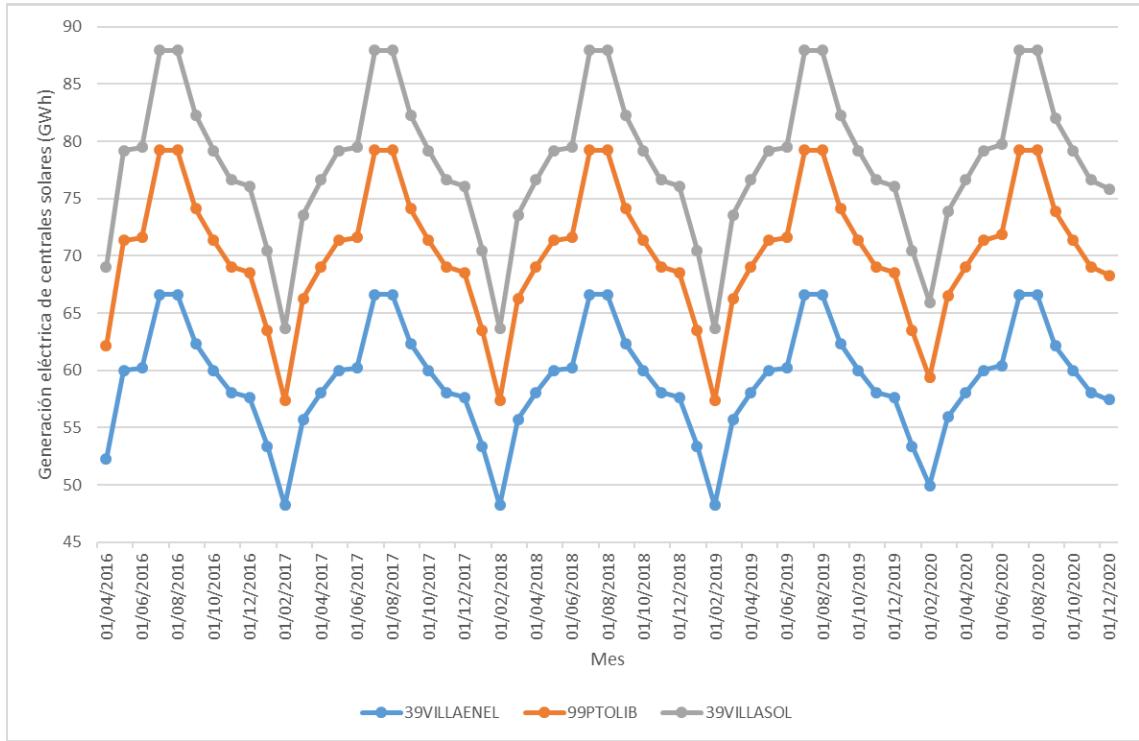


Figura D.13: Generación eléctrica mensual de tecnología solar proyectada para 2020 (9 de 9).

D.3. Generación hidráulica

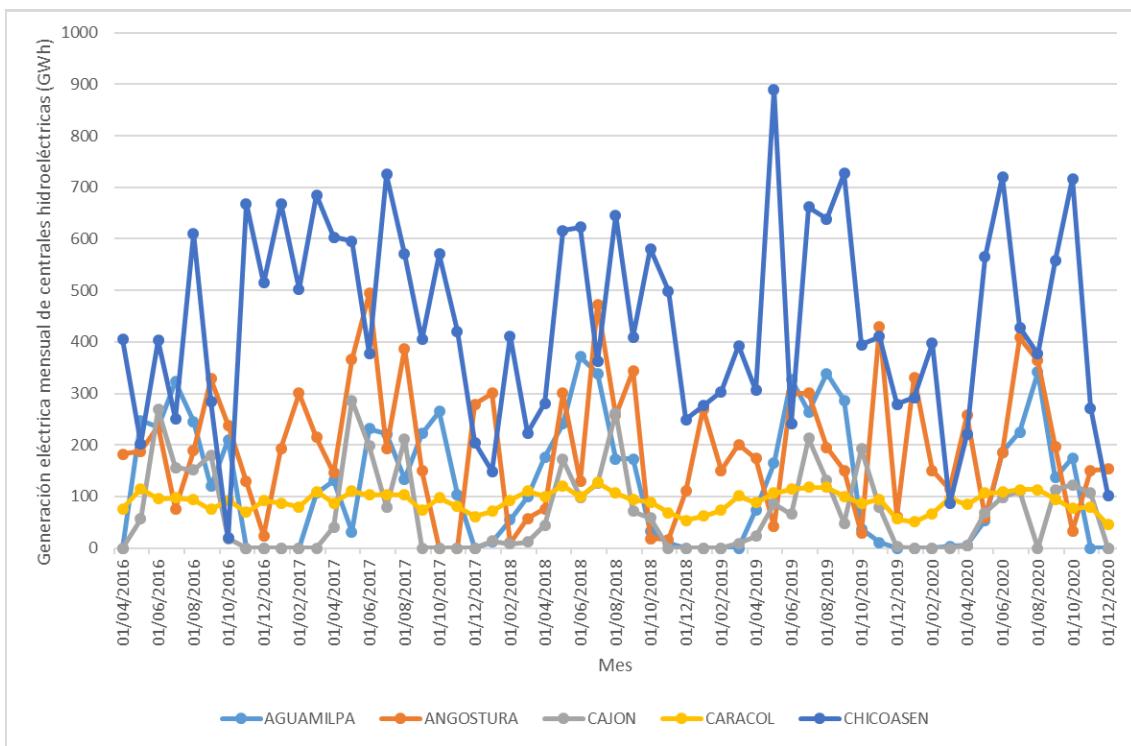


Figura D.14: Generación eléctrica mensual de hidroeléctricas proyectada para 2020 (1 de 3).

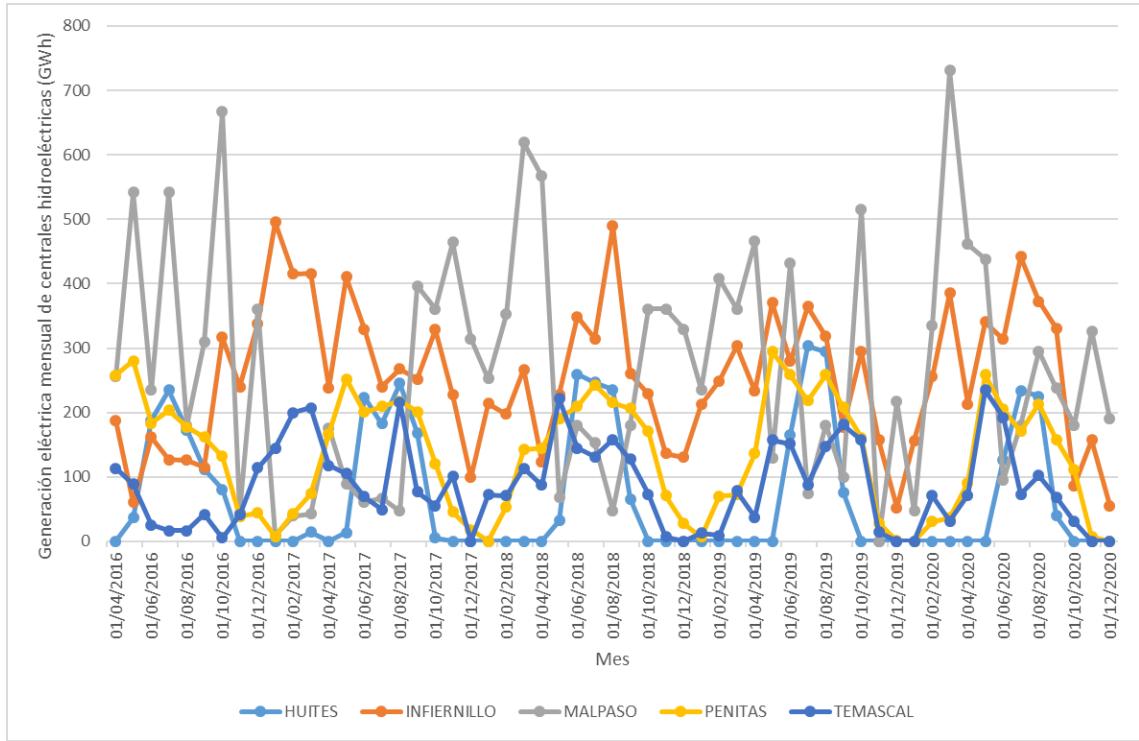


Figura D.15: Generación eléctrica mensual de hidroeléctricas proyectada para 2020 (2 de 3).

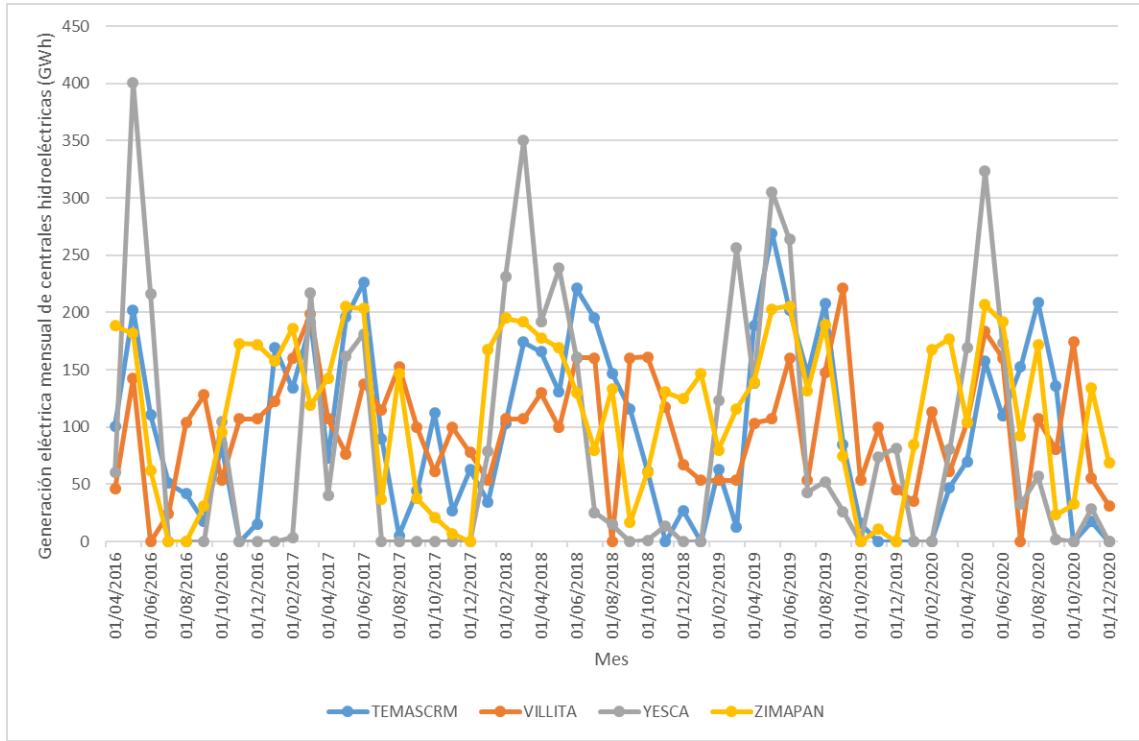


Figura D.16: Generación eléctrica mensual de hidroeléctricas proyectada para 2020 (3 de 3).

Bibliografía

- [1] El País, “Cómo llega la electricidad a nuestras vidas.” <https://www.elmundo.es/promociones/native/2016/11/04/>, 2020. Online; Accesado: 05/03/2020.
- [2] United States Environmental Protection Agency, “U.S. Electricity Grid and Markets.” <https://www.epa.gov/greenpower/us-electricity-grid-markets>, 2017. Online; Accesado: 18/03/2020.
- [3] Centro Nacional de Control de Energía, “Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista.” <https://www.cenace.gob.mx/MercadoOperacion.aspx>, 2016. Online; Accesado: 25/03/2020.
- [4] Centro Nacional de Control de Energía, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033*. Secretaría de Energía, 2019.
- [5] Juan José Guerrero Garza, “Operaciones del Mercado en Sistemas Eléctricos de Potencia.” X Conferencia Mensual del Colegio de Ingenieros en Energía de México, 2019.
- [6] J. McCalley, “Energy System Planning.” <http://home.eng.iastate.edu/~jdm/ee552/ee552schedule.htm>, 2016. Online; Accesado: 23/04/2020.
- [7] Centro Nacional de Control de Energía, *Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución 2019-2033*. Secretaría de Energía, 2019.
- [8] J. Halberda, M. M. Mazzocco, and L. Feigenson, “Individual differences in non-verbal number acuity correlate with maths achievement,” *Nature*, vol. 455, no. 7213, pp. 665–668, 2008.
- [9] P. Ranci, *Energy Regulation - Theory and Practice*. Florence, Italy: Florence School of Regulation, 2013.
- [10] J. Williamson, *The political economy of policy reform*. Peterson Institute, 1994.
- [11] C. Electricity, “First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market,” *European Commission, SEC (2001)*, 1957.

- [12] M. G. Pollitt, “Lessons from the history of independent system operators in the energy sector,” *Energy Policy*, vol. 47, pp. 32–48, 2012.
- [13] E. I. Administration, *Privatization and the Globalization of Energy Markets*. U.S. Department of Energy, 1996.
- [14] A. Thumann and E. A. Woodroof, *Energy project financing: resources and strategies for success*. The Fairmont Press, Inc., 2009.
- [15] S. Sivanagaraju, *Power system operation and control*. Pearson Education India, 2009.
- [16] S. Rourke, *Locational Marginal Pricing of Electricity*. PhD thesis, University College Dublin, 2003.
- [17] J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, and M. Zugno, *Integrating renewables in electricity markets: operational problems*, vol. 205. Springer Science & Business Media, 2013.
- [18] R. Bo, “Congestion and price prediction in locational marginal pricing markets considering load variation and uncertainty,” *University of Tennessee Knoxville*, 2009.
- [19] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, *Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management*. John Wiley & Sons, 2003.
- [20] Mid-West Independent System Operator, “Business Practices Manual: Energy and Operating Reserve Markets.” <https://www.midwestiso.org>, 2016. Online; Accesado: 04/04/2020.
- [21] K. W. Cheung, “Standard market design for iso new england wholesale electricity market: An overview,” in *2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. Proceedings*, vol. 1, pp. 38–43, IEEE, 2004.
- [22] Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection, “PJM Training Materials (PJM 101).” <https://www.pjm.com/services/training/train-materials.html>, 2017. Online; Accesado: 04/04/2020.
- [23] M. NYISO, “Transmission and dispatching operations manual, version 3.9, oct. 2017.”
- [24] I. N. England, “Iso new england inc. transmission, markets and services tariff,” *Document generated*, pp. 17–18, 2010.

- [25] E. Litvinov, T. Zheng, G. Rosenwald, and P. Shamsollahi, “Marginal loss modeling in lmp calculation,” *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 880–888, 2004.
- [26] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and P. Generation, “Operation and control,” *John Wiley & Sons Inc, America*, 1996.
- [27] A. L. Ott, “Experience with pjm market operation, system design, and implementation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 528–534, 2003.
- [28] G. García-Félix, “Análisis de modelos para la asignación de pérdidas en el cálculo del precio marginal local en el mercado eléctrico mayorista,” *Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey*, 2018.
- [29] E. Litvinov, *Power System and LMP Fundamentals - WEM 301*. ISO New England, 2008.
- [30] T. J. Overbye, X. Cheng, and Y. Sun, “A comparison of the ac and dc power flow models for lmp calculations,” in *37th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2004. Proceedings of the*, pp. 9–pp, IEEE, 2004.
- [31] J. L. M. Ramos, A. G. Exposito, F. Moron, and S. Becerra, “On the use of loss penalty factors for generation scheduling,” in *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No. 03CH37491)*, vol. 2, pp. 926–931, IEEE, 2003.
- [32] J. McCalley, “Lecture notes in energy system planning,” *Department of Electrical and Computer Engineering, Iowa State University*, 2016.
- [33] E. T. Ray, *Learning XML: creating self-describing data*. .º Reilly Media, Inc.", 2003.
- [34] S. Blumsack, “Basic economics of power generation, transmission and distribution,” *Energy Market, Policy and Regulation Course, PennState College Department of Energy and Mineral Engineering*, vol. 13, 2018.
- [35] U.S. Energy Information Administration, “Biomass explained - landfill gas and biogas.”
- [36] Duke Energy, “Electricity from coal.” <https://www.duke-energy.com/energy-education/how-energy-works/electricity-from-coal>, 2013. Online; Accesado: 05/03/2020.
- [37] Energy Efficiency and Renewable Energy - U.S. Department of Energy, “Combined Heat and Power Basics.” <https://www.energy.gov/eere/amo/combined-heat-and-power-basics>, 2018. Online; Accesado: 18/04/2020.

- [38] Asociación Mexicana de Energía Eólica, “Proyectos Eólicos en México.” <https://amdee.org/mapas-eolicos.html>, 2018. Online; Accesado: 18/04/2020.
- [39] Comisión Reguladora de Energía, *Lista de permisos y autorizaciones otorgados en materia de electricidad*. Datos Abiertos de México, 2020.
- [40] Centro Nacional de Control de Energía, *Base de datos del modelo utilizado para la ampliación y modernización de la red nacional de transmisión*. Centro Nacional de Control de Energía, 2018.
- [41] U.S. Energy Information Administration, “Geothermal explained - Geothermal power plants.” <https://www.eia.gov/energyexplained/geothermal/geothermal-power-plants.php>, 2019. Online; Accesado: 18/04/2020.
- [42] “Nuclear explained - nuclear power plants.” <https://www.eia.gov/energyexplained/nuclear/nuclear-power-plants.php>. Accesado: 05/03/2020.
- [43] Asociación Mexicana de Energía Solar, “Centrales solares en operación comercial.” <https://www.asolmex.org/es/centrales>, 2018. Online; Accesado: 18/04/2020.
- [44] J. Mundo-Hernández, B. de Celis Alonso, J. Hernández-Álvarez, and B. de Celis-Carrillo, “An overview of solar photovoltaic energy in mexico and germany,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 31, pp. 639–649, 2014.
- [45] Centro Nacional de Control de Energía, *Informe de Tecnología de Generación de Referencia*. Centro Nacional de Control de Energía, 2016.
- [46] Energy Exemplar, “PLEXOS Documentation.” <https://wiki.energyexemplar.com/>, 2020. Online; Accesado: 27/04/2020.

Curriculum Vitae



En 2018, Andrés Salvador Ibarra Díaz se graduó con honores como Licenciado en Física por la Universidad Autónoma de San Luis Potosí. Participó en proyectos de energía y ciencias computacionales en el Instituto de Física de la misma universidad y en el Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Cuenta con una trayectoria académica destacada, participaciones en eventos de ciencia y tecnología y más de veinte ponencias y conferencias relacionadas con la física, las energías renovables y el medio ambiente. Participó en el Certamen Estudiantes de Excelencia, premio entregado por la Secretaría de Educación del estado de San Luis Potosí.

En ese mismo año ingresó a la Maestría en Ciencias con especialidad en Ingeniería Energética a través del Consorcio Industrial para el Fomento de la Investigación Aplicada y con el apoyo de la beca Iberdrola Talento. Sus intereses de investigación se enfocan en los mercados eléctricos y las energías renovables.