

CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DOCENCIA ECONÓMICAS, A.C.



EL COSTO DE GENERAR ELECTRICIDAD EN MÉXICO Y LA LIBERACIÓN DEL
MERCADO

TESINA

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN ECONOMÍA

PRESENTA

ALEJANDRO VALLEJO RANGEL

DIRECTOR DE LA TESINA: DR. VÍCTOR GERARDO CARREÓN RODRÍGUEZ

CIUDAD DE MÉXICO

2023

RESUMEN

La Reforma Energética del 2013 en México cambió de manera radical la estructura del Sistema Eléctrico Mexicano: se abandonó el esquema de monopolio por uno de competencia mayorista. Bajo este contexto, este trabajo analiza el submercado de generación eléctrica en 2021 a través del modelo de orden de mérito para dos configuraciones básicas: orden por costos y orden por emisión de contaminantes.

A partir de simulaciones horarias del proceso de generación eléctrica se obtuvo un diagnóstico del Sistema Interconectado Nacional mostrando tres resultados. Primero, demostró ser eficiente: procura el costo mínimo. Segundo, es parcialmente sostenible: procura la menor contaminación. Finalmente, es confiable: cuenta con suficiente capacidad para satisfacer la demanda en cualquier hora.

Adicionalmente, se encontró que el diagnóstico favorable del sistema está influenciado positivamente por los cambios implementados en la Reforma de 2013 y que cualquier política pública encaminada a frenar o revertir estos cambios se espera contraproducente en proporciones variables, en función de la intervención que se evalúe.

LISTA DE ABREVIATURAS

AIE	Agencia Internacional de Energía
CEL	Certificado de Energías Limpias
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CMS	Costo Marginal del Sistema
OS	Operador del Sistema
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
PG	Planta Generadora
PIE	Productor Independiente de Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIE	Sistema de Información Energética
SIN	Sistema Interconectado Nacional
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía

ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1.- REVISIÓN DE LITERATURA	4
2.- EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO EN GENERACIÓN.....	6
2.1 La Reforma Energética del 2013	9
2.1.1 Generalidades	9
2.1.2 Problemas del sistema que justificaron la Reforma.....	10
2.1.3 Un nuevo arreglo industrial para el sector eléctrico (generación).....	11
2.2 Tecnologías para la generación de electricidad	12
2.3 Evolución de la capacidad instalada y generación	15
2.4 Evolución de las tarifas del Sistema Eléctrico Nacional	21
3.- EL MECANISMO DE ORDEN DE MÉRITO	26
3.1 El juego de la generación eléctrica en México	26
3.2 Costos en la generación eléctrica.....	33
3.3 Solución del juego de corto plazo.....	36
3.4 Ejemplo del orden de mérito.....	46
4.- SIMULACIÓN DEL PROCESO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	50
4.1 Datos utilizados para las simulaciones	51
4.1.1 Datos de la demanda de electricidad	51
4.1.2 Construcción de la curva de oferta	55
4.2 Descripción del proceso de simulación y presentación de un ejemplo práctico.....	58
4.3 Resultados de las simulaciones.....	64
4.3.1 Simulaciones con orden por costos.....	64
4.3.2 Simulaciones con otras ordenaciones	72

CONCLUSIONES	79
REFERENCIAS	82
APÉNDICES	86
APÉNDICE A.1: Regiones estadísticas del Sistema Eléctrico Nacional	86
APÉNDICE A.2: Evolución de la capacidad instalada [MW]	86
APÉNDICE A.3: Precios medios de energía eléctrica por sector tarifario [pesos corrientes/kWh]	87
APÉNDICE A.4: Subsidios promedios a las tarifas por sector tarifario	87
APÉNDICE A.5: Monto total de subsidios [millones de pesos corrientes]	87
APÉNDICE A.6: Precios medios netos de subsidios [pesos corrientes/kWh]	87
APÉNDICE C: Despacho óptimo de las plantas generadoras por parte del operador del sistema	88
APÉNDICE D.1: Costo unitario total por tecnología del 2021 [pesos/MWh]	91
APÉNDICE D.2: Cargo por generación por categoría tarifaria del SIN, 2021 [pesos/kWh]	91
APÉNDICE D.3: Generación por hora, tecnologías limpias [GWh]	92
APÉNDICE D.4: Generación por hora, tecnologías convencionales [GWh]	92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema Básico del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	12
Figura 2.2 Ubicación de las principales centrales eléctricas, CFE+PIEs, 2021	14
Figura 2.3 Ubicación de las principales centrales eléctricas de los privados, 2021	14
Figura 2.4 Regiones de control del SEN	15
Figura 2.5 Evolución de la capacidad instalada y efectiva.....	17
Figura 2.6 Divisiones tarifarias.....	22
Figura 2.7 Evolución de los precios medios y subsidios por sector tarifario	24
Figura 3.1 El juego de la generación eléctrica en México.....	28
Figura 3.2 El juego del mercado spot	29
Figura 3.3 Costo marginal de un generador.....	34
Figura 3.4 Costo simple de un generador	34
Figura 3.5 Aproximación de una curva de costo marginal real	36
Figura 3.6 Representación del despacho mediante el orden de mérito.....	39
Figura 3.7 Ejemplo del orden de mérito con tres demandas distintas	47
Figura 3.8 Ejemplo del orden de mérito en periodo no pico y pico	49
Figura 3.9 Excedente del productor y del consumidor en el orden de mérito	49
Figura 4.1 Demanda efectiva del SIN para el 2021 [MWh].....	53
Figura 4.2 Curva de duración de carga para la demanda efectiva del SIN 2021	55
Figura 4.3 Comportamiento del costo de generación eléctrica en 2021	71
Figura 4.4 Comportamiento del precio de generación eléctrica en 2021	72
Figura 4.5 Comportamiento del CMS para distintos órdenes de mérito en 2021.....	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Tecnologías usadas para la producción de electricidad en México.....	13
Tabla 2.2 Capacidad Instalada por región y modalidad, SEN 2021 en MW.....	16
Tabla 2.3 Evolución de la capacidad efectiva del SEN [MW].....	19
Tabla 2.4 Evolución de la generación bruta por tecnología en el SEN [GWh].....	20
Tabla 2.5 Nuevo esquema tarifario (categorías tarifarias).....	22
Tabla 2.6 Tarifa media nacional del 2022 [\$/kWh].....	25
Tabla 3.1 Tipos de demanda.....	30
Tabla 3.2 Etapas en el subjuego del mercado eléctrico de corto plazo.....	32
Tabla 4.1 Generación Bruta del SIN del 2021 [GWh].....	52
Tabla 4.2 Costo unitario variable por tecnología, 2021 [pesos/MWh].....	56
Tabla 4.3 Capacidad Efectiva del SIN, 2021 [MW].....	57
Tabla 4.4 Emisión de contaminantes por tecnología [kg CO ₂ /MWh].....	58
Tabla 4.5 Ejemplo práctico de la simulación del orden de mérito por costos.....	61
Tabla 4.6 Ejemplo práctico de la simulación del orden de mérito por contaminación.....	63
Tabla 4.7 Ejemplo práctico de la simulación con aversión a intermitentes.....	64
Tabla 4.8 Comparación de resultados en generación: realidad vs simulaciones con orden de mérito por costos [GWh].....	66
Tabla 4.9 Comparación de resultados reales y simulados para orden de mérito por costos.....	69
Tabla 4.10 Comparación en generación entre simulaciones con distintos órdenes de mérito [GWh].....	74
Tabla 4.11 Comparación entre simulaciones con distintos órdenes de mérito.....	76
Tabla 4.12 Variación en la determinación del CMS promedio anual para distintos órdenes de mérito.....	76

INTRODUCCIÓN

La electricidad es un bien económico cuyas características únicas han sido reconocidas y descritas por diversos autores. Entre ellos, Wilson (2002) y Stoft (2002) identifican las siguientes. Primero, la electricidad es producida mediante la transformación de otras formas de energía: no es un recurso primario. Segundo, la electricidad no se puede almacenar en grandes cantidades, por lo que su oferta debe ser igual a la demanda en todo momento; además, es difícil medirla de forma precisa. Por otra parte, la electricidad no tiene sustitutos en la mayoría de sus usos, lo que le dota de una demanda prácticamente inelástica: al menos en el corto plazo. Por último, posee un carácter estratégico por las actividades que dependen de ella.

Son estas características las que imponen un reto a la hora de establecer un modelo de mercado acertado para la electricidad.¹

A pesar de esto, comúnmente se distinguen cuatro configuraciones por el nivel de competencia y participación privada que permiten: el monopolio, el comprador único, la competencia en el mercado mayorista y la competencia en el mercado minorista.

Es importante reconocer estos cuatro modelos de mercado como una analogía de la madurez del sector eléctrico de un país, donde el esquema de monopolio es el extremo inmaduro.

Para el caso de México, fue hasta 1992 a través de la modificación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica que se permitió la inversión privada en la generación eléctrica mediante figuras definidas: productores independientes de energía (PIEs), autoabastecimiento y cogeneración. Es decir, se pasó del modelo de monopolio a uno de comprador único. Posteriormente, y como respuesta a las ineficiencias de la CFE y la falta de inversión, en 2013 se aprobó un proyecto de reforma energética,² cuya acción principal fue la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). En esta ocasión se pasó de un modelo de comprador único a uno de competencia en el mercado mayorista.

¹ Sin importar cuál se adopte, el mercado eléctrico se compone de cuatro submercados: generación, transmisión, distribución y comercialización. Históricamente, la generación y la comercialización se han abierto a la competencia privada, mientras que la transmisión y distribución por su condición de monopolio natural han quedado controlados por el Estado, aunque existen concesiones para inversión privada en estos submercados.

² El proyecto de una reforma eléctrica en México ya había sido propuesto por el expresidente Zedillo en 1999 y posteriormente por el expresidente Fox. Ambos fueron desestimados por motivos políticos y desconfianza generalizada de los posibles resultados de un proyecto de tal naturaleza (ver “La reforma del sector eléctrico mexicano: Recomendaciones de política pública”, Carreón y Rosellón, 2002).

Dentro del contexto del MEM, este trabajo tiene como enfoque el submercado de generación eléctrica. Principalmente por dos motivos.

Primero, de acuerdo con la CFE (2021), aproximadamente 65% de la tarifa del servicio eléctrico que pagan los distintos usuarios proviene del proceso de generación eléctrica. Por lo tanto, garantizar la eficiencia en este subsector genera un mayor bienestar para los consumidores, puesto que pagarían el costo mínimo de generar electricidad.

Segundo, uno de los grandes cambios que propone la reforma es el establecer un submercado competitivo para la generación, en donde se permite la participación privada y CFE se convierte en un competidor más. Las plantas generadoras privadas apuestan mayormente por energías renovables del tipo solar y eólica. Entonces, es de interés conocer el impacto de estas en los costos de generación, lo que se conoce como el efecto del orden de mérito.

De manera más específica y dentro del submercado de generación, este trabajo se enfoca en el mercado de corto plazo (mercado spot) en un intento por averiguar si opera de manera eficiente. En tal mercado ocurre el despacho de las plantas generadoras. La forma eficiente de despacharlas, aquella que minimiza costos, es a través del *mecanismo del orden de mérito*, el cual, en su forma básica, consiste en situar a las centrales eléctricas de menor a mayor costo para que produzcan energía hasta que la demanda eléctrica en un momento determinado sea satisfecha. El precio que se establece por la energía en cada punto del tiempo es igual al costo de la última planta despachada. Además, ese precio es universal: lo reciben todas las plantas generadoras que fueron despachadas y a partir de él estiman sus ganancias.

Las preguntas de investigación que se buscan responder son las siguientes. Primero, ¿es la generación eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional eficiente, confiable y sostenible para 2021? Segundo, ¿qué impacto tiene la Reforma Energética en la generación de electricidad en 2021? Tercero, ¿De qué forma afectan las energías renovables (intermitentes) a los costos de generación eléctrica?

En concordancia con el enfoque del trabajo y las preguntas de investigación, se detallan los objetivos generales.

Primer objetivo general: presentar de manera breve la nueva arquitectura del Sector Eléctrico Mexicano vigente desde 2014 y su repercusión en la generación eléctrica. Así como mostrar la evolución del sistema eléctrico mexicano en las últimas dos décadas y analizar el impacto que ha tenido la Reforma Energética en provocar estos cambios.

Segundo objetivo general: analizar la eficiencia, la confiabilidad y la sostenibilidad³ de la generación eléctrica en México mediante el mecanismo de orden de mérito, el cual ordena a las plantas generadoras de acuerdo a un criterio (basado en costos o basado en el nivel de contaminación).

A su vez, se plantean objetivos específicos.

Primer objetivo específico: simular el orden de mérito (por costos) para conocer el costo mínimo de generación para 2021 en México. Comparar el costo mínimo estimado con el costo real y concluir sobre la eficiencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Segundo objetivo específico: simular el orden de mérito de acuerdo a un criterio ambiental (nivel de contaminación). Comparar nivel estimado de contaminación con el nivel real y concluir sobre la sostenibilidad del SIN.

Tercer objetivo específico: realizar otra simulación que coloque a las energías intermitentes (solar y eólica) al final del orden de despacho. Con esto, se emula la estrategia propuesta por el gobierno actual para apoyar a su empresa productiva (CFE). Concluir sobre la política de aversión a intermitentes

Cuarto objetivo específico: realizar otra simulación del orden de mérito bajo un caso hipotético: la Reforma Energética de 2014 **NO** ocurrió y concluir sobre el impacto de la misma en la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico.

El resto del trabajo se estructura de la siguiente forma. En la siguiente sección se presenta una revisión de la literatura más importante relacionada con los objetivos de este trabajo. En la segunda sección se describe la evolución del sistema eléctrico nacional con énfasis especial en la reforma energética de 2013 y sus repercusiones en la arquitectura del sector. En la tercera sección se detalla de manera teórica el orden de mérito: es un modelo adecuado a la nueva arquitectura del SEN posterior a la Reforma. En la cuarta sección se presentan los resultados de las distintas simulaciones de acuerdo al orden de mérito convencional (por costos), el orden de mérito con un enfoque ambiental y un orden de *aversión a intermitentes*. Se obtienen conclusiones sobre la eficiencia, la sostenibilidad y la confiabilidad de la generación en México. Finalmente, se presentan las conclusiones generales del trabajo.

³ Un sistema eléctrico es eficiente si genera electricidad incurriendo en costos mínimos; es sostenible si al generar electricidad emite la menor cantidad de contaminación posible; y, es confiable si en todo momento es capaz de cubrir la demanda eléctrica con cierto margen de reserva.

1.- REVISIÓN DE LITERATURA

A manera de revisión de literatura, se mencionan algunos trabajos que sirvieron como base para la elaboración del presente estudio.

La metodología básica del trabajo parte de Carreón y Dardati (2008). Ellos analizan el mercado de generación eléctrica en México y mediante una simulación del orden de mérito con datos de 2004 determinan el costo mínimo de generación, el cual coincide con el costo real para ese año. Entonces el Sistema Eléctrico Mexicano es eficiente, aunque se encontró que no es confiable (su margen de reserva para algunas horas de mayor demanda es de solo 1%).

En Wilson (2002) se describe la arquitectura general de un sector eléctrico y la función del arquitecto-economista quien diseña sus características con base en fundamentos teóricos y habilidades prácticas. Wilson desarrolla tres temas en particular: el grado de confianza en los mercados eléctricos, el diseño de mercados spot y mercados de largo plazo y la asignación de riesgo.

Respecto al sector eléctrico mexicano, Carreón (2010) presenta la arquitectura del SEN anterior a la reforma del 2013, donde comenta sobre sus principales actores y el papel que jugaba el Estado. También identifica los principales problemas del sector cuya posible solución requería de la liberalización del mercado. Destacó dos problemas: las complicaciones para mantener los ritmos de crecimiento en la capacidad instalada que impone el crecimiento de la demanda y el hecho de que las tarifas eléctricas estaban por debajo de los costos, lo que generaba ineficiencia porque los consumidores no enfrentan los costos reales del suministro de energía.

En Joskow (2006) se exponen lecciones aprendidas sobre la liberalización del mercado eléctrico de los últimos 20 años alrededor del mundo. Especialmente valiosa es su recopilación de elementos necesarios para llegar a una reforma exitosa. Por mencionar algunos: privatizar los antiguos monopolios que pertenecían al Estado, la desintegración vertical de los submercados eléctricos, la desintegración horizontal para fomentar la competencia, crear un ente independiente que lleve a cabo las tareas de despacho y control de las redes de transmisión y distribución, la creación de un mercado mayorista de energía y un mercado de potencia y la creación de organismos regulatorios operados por el Estado para evitar fallas de mercado.

En Carreón y Rosellón (2002) se analizan las reformas que se habían implementado en diversos países y las lecciones que México puede aprender de ellas. Se destacan los casos positivos: Chile, Argentina y Reino Unido. En distintas medidas estos países gozaron de una mayor

inversión de capital en el sector eléctrico, tuvieron un mejoramiento en la calidad del servicio y redujeron las pérdidas energéticas. Respecto a las tarifas, Argentina y Reino Unido tuvieron mayor éxito al reducirlas que Chile. En cuanto a experiencias negativas, Joskow (2006) presenta el caso de California, en donde existió una crisis eléctrica en 2001. La causa principal fue el poder de mercado obtenido por las plantas generadoras y la poca o nula regulación del Estado. La aportación del presente trabajo radica en la extensión y adaptación de Carreón y Dardati (2008): se reestructura el modelo teórico del orden de mérito para reflejar la nueva arquitectura del MEM; se realiza la simulación del orden de mérito basado en costos para 2021, pero también se aborda un enfoque ambiental y un enfoque de *aversión* hacia las fuentes intermitentes. Además, todas las simulaciones se hacen con una periodicidad horaria,⁴ lo que añade una mayor precisión a los resultados porque logra capturar de mejor manera las variaciones que ocurren en cada momento del tiempo.

⁴ Carreón y Dardati (2008) optaron por un análisis mensual.

2.- EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO EN GENERACIÓN

El objetivo de esta segunda parte es presentar la reciente evolución del submercado de generación eléctrica en México.

De acuerdo con Belyaev (2011), se distinguen cuatro modelos para un sistema eléctrico: monopolio, comprador único, competencia en el mercado mayorista y competencia en el mercado minorista. Moverse a través de estos modelos se entiende como la evolución de un sistema eléctrico hacia su madurez. En el primer modelo, el extremo inmaduro, el monopolista es dueño y dispone de todos los submercados eléctricos: existe una integración vertical y horizontal.⁵ Su principal ventaja es la posibilidad de brindar el servicio eléctrico a la mayor cantidad de personas posibles con precios accesibles, aunque fuertemente subsidiados.

El modelo *single buyer* (comprador único) permite la participación en el submercado de generación de muchos productores de electricidad económicamente independientes (PIEs), que compiten entre sí para venderle su producto al monopolista (CFE). Dicho monopolista decide a quién comprarle y sigue controlando todos los submercados eléctricos.

La competencia en el mercado mayorista, por otro lado, rompe con la figura del monopolio en los submercados de generación y comercialización: se crean mercados competitivos donde el otrora monopolista (CFE) se convierte en un competidor más. Estos mercados involucran a empresas dedicadas a la generación, comercialización, distribución y usuarios calificados.⁶ Tanto los generadores como los comercializadores tienen acceso a las redes de transmisión y distribución, que son controladas y reguladas exclusivamente por el Estado.

La competencia en el mercado minorista propone la mayor apertura competitiva posible. En contraste con el modelo anterior, en este esquema cualquier consumidor (sin distinguir entre calificado y no calificado), tiene la libertad de seleccionar a su proveedor de energía: puede contactarse con un suministrador específico o establecer un contrato directo con los generadores. Belyaev (2011) reconoce como su principal ventaja que la respuesta de los consumidores a los precios del mercado mayorista aumenta.

La evolución del SEN en México se puede entender a través de estos 4 modelos.

⁵ Integración vertical porque el monopolista opera todos los submercados. Integración horizontal porque no se permite la competencia en ningún nivel y en ninguna actividad.

⁶ Si su nivel de consumo o tensión es lo suficientemente alto, ciertos usuarios pueden escoger a su suministrador de electricidad. Es así que eligen a su proveedor en función del precio y calidad ofrecidos en el suministro eléctrico (De Rosenzweig, 2007).

Para obtener un panorama general, primero es conveniente dividir la historia del SEN en 5 etapas y para cada una mencionar en qué modelo nos encontramos.

Una vez que se reconozcan las etapas será posible reducir el análisis a la última de ellas.

1. *El oligopolio privado en el servicio eléctrico, de 1900 a 1937*: la industria eléctrica mexicana comenzó en 1879 con la instalación de la primera planta termoeléctrica en León y a comienzos del nuevo siglo se inició la tendencia de la inversión privada en este sector. Desafortunadamente, en estos albores del SEN el servicio de electricidad se centralizó y no hubo intención de proveerlo a las zonas rurales.
2. *El inicio de la participación del Estado Mexicano en el servicio eléctrico, de 1937 a 1959*: como respuesta al duopolio establecido en la industria eléctrica por la AFPC (American and Foreign Power Company) de Estados Unidos y la MLPC (Mexican Light and Power Company) de Canadá, el Estado mexicano creó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) el 14 de agosto de 1937. Su principal objetivo fue cubrir la demanda ignorada por el duopolio. En la constante dicotomía entre eficiencia e igualdad económica, la creación de la CFE fue una política que favorecía la igualdad. Construir y ampliar la infraestructura del SEN era una tarea no solo enorme, sino necesaria: bajo la perspectiva de la electricidad como algo cercano a un bien público. Otro paso hacia el acceso universal de la electricidad fueron los considerables subsidios al servicio.
3. *La nacionalización del servicio público de electricidad, de 1960 a 1991*: el paso definitivo del gobierno mexicano hacia el control total del SEN tuvo lugar en 1960, cuando el otrora presidente Adolfo López Mateos nacionalizó la industria y compró las acciones de la AFPC y la MLPC. Esto significó la exclusividad del Estado en la participación de los cuatro submercados eléctricos: generación, transmisión, distribución y comercialización. Fue el inicio del monopolio eléctrico a manos del gobierno mexicano con el objetivo claro del servicio universal. En retrospectiva, la nacionalización fue la decisión acertada. Lo cuestionable es el que se haya mantenido este modelo por tanto tiempo.
4. *La nueva participación privada en el sector eléctrico mexicano, de 1992 a 2013*: se modificó la LSPEE (Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica) para permitir la participación privada en el submercado de generación eléctrica bajo esquemas definidos.

A saber, la cogeneración,⁷ los productores independientes de energía (PIEs) y el autoabastecimiento. En otras palabras, se pasó del modelo de monopolio al de comprador único. Además, en 1993 se creó la CRE (Comisión Reguladora de Energía) para resolver cuestiones derivadas de la aplicación de las disposiciones reglamentarias del artículo 27 constitucional en materia de energía eléctrica y regular el sector en busca del mejor desempeño del mismo.

5. *El fin del monopolio y la liberalización de la industria, a partir de la Reforma de 2013:* el paso de monopolio a comprador único dado en 1992 fue insuficiente para corregir los crecientes problemas de la CFE. Y es que los tiempos de priorizar la igualdad ya habían pasado: era tiempo de voltear hacia la eficiencia. Tal cometido parecía imposible por la condición de la CFE: su marco normativo no le permitía tomar las decisiones óptimas que garantizaran alcanzar su potencial comercial. Al respecto, Carreón y Grunstein (2014) comentan: “aquí se sostiene que la CFE tiene un conflicto de identidad por estar dividida entre una vocación asistencial, al ser el prestador único del servicio público de la energía eléctrica en México, y otra empresarial, al pretender ser una ‘empresa de clase mundial’ conforme a las mejores prácticas de la industria eléctrica”. Concretamente, la falta de inversión y competencia en el sector eléctrico sumado a la falta de identidad de la CFE estaban en la base de todos los problemas del SEN: llegó el momento de abandonar el esquema de monopolio.⁸

El enfoque de esta sección, como se sugiere arriba, radica en la quinta etapa. La reforma que cambió estructuralmente la arquitectura del SEN: se pasó de un esquema de comprador único a la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Bajo el contexto de la reforma energética, en esta sección se presentan los datos que describen esta etapa: con especial detalle a 2021, que es el año base para las simulaciones del capítulo 4.

⁷ En la cogeneración ocurre una producción en secuencia a partir de la misma fuente de combustible: energía eléctrica seguida de energía térmica. Lo anterior se aprovecha en procesos comerciales y de la industria.

⁸ Previo a diciembre de 2013 se tenía el esquema de comprador único, el cual, aunque estrictamente no es un monopolio, comparte muchas características del mismo. El Estado controlaba totalmente tres submercados y solo daba un pequeño margen competitivo en la generación. Sin embargo, la implementación y manejo de las PIEs siempre estuvo lejos de resolver los problemas de inversión del sector.

2.1 La Reforma Energética del 2013

2.1.1 Generalidades

En 2013, México comenzó una Reforma Energética de Reestructuración para el sector eléctrico y de hidrocarburos. Entre los principales motivos para este cambio institucional se tiene la creciente falta de inversión y las dificultades de la CFE para operar solventemente. El marco jurídico de la Reforma Energética Integral está conformado por los cambios a los artículos constitucionales 25, 27 y 28. Se crearon nueve leyes y se modificaron 12 existentes.

Las principales nuevas leyes para el mercado eléctrico fueron la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Energía Geotérmica.

Siguiendo el ejemplo internacional, se crearon dos nuevos órganos regulatorios: la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Adicionalmente, se crearon organismos descentralizados (CENAGAS y CENACE) para controlar y coordinar los mercados energéticos del país.

Entre las nuevas tareas de la CENACE están el despacho de las centrales eléctricas mediante un criterio establecido, el control y operación de la red de transmisión y la red de distribución para asegurar el correcto funcionamiento del mercado eléctrico mayorista.

Anteriormente, la labor del CENACE la realizaba CFE. Sin embargo, dado el nuevo esquema eléctrico que promueve la competencia en la generación, fue necesario separar a la CFE del despacho eléctrico y control de la red eléctrica para evitar conflictos de interés.

Por otra parte, la LIE (Ley de la Industria Eléctrica) y la LCFE (Ley de la Comisión Federal de Electricidad) buscaron la estricta separación legal de la CFE. Esto a través de un esquema de empresas productivas subsidiarias (EPS) y filiales (EF), que son independientes entre sí. La idea es fomentar una mayor competencia en los mercados eléctricos donde sea posible. De esta manera, la generación, transmisión, distribución y suministro (básico, calificado o de último recurso) por parte de la CFE se realiza de forma independiente.

A partir del 2017 y de acuerdo con su Plan de Negocios 2017-2021, la CFE quedó desacoplada vertical y horizontalmente. Su nueva organización la constituyen 13 entidades: 9 EPS y 4 EF. A saber, 6 EPS de Generación, una EPS de Transmisión, una EPS de Distribución y una EPS de Suministrador de Servicios Básicos. Por otra parte, una EF de Generación de Intermediación, la EF de CFE Calificados, CFEnergía y CFE Internacional.

Entre los objetivos particulares de la Reforma Energética planteados para el sector eléctrico se destacan la disminución de las tarifas en apoyo al consumidor promedio y el promover las tecnologías limpias para diversificar la matriz energética, tal que para 2024 35% de la electricidad generada tenga su origen en fuentes renovables.

2.1.2 Problemas del sistema que justificaron la Reforma

En los siguientes seis puntos presento un resumen de lo expuesto en diversos documentos oficiales. Esto a manera de diagnóstico del sector eléctrico mexicano y para justificar la implementación de la Reforma. Estos problemas se entienden como una consecuencia de la arquitectura del mercado: integrado vertical y horizontalmente previo a 2014.

Costo de electricidad: “La tarifa eléctrica promedio en México era 25 por ciento mayor de la que reciben los consumidores en Estados Unidos. Y sin considerar subsidios, era 73 por ciento mayor” (Ochoa, 2015, p. 21). El monto de los subsidios representaba un monto considerable para las finanzas nacionales. En el primer semestre de 2013 fue cercano a 0.75 por ciento del PIB. Sobre el problema de los subsidios, Rosellón y López-Calva (2002) exhiben su naturaleza regresiva y la ineficiencia económica que representan.

La situación financiera de la CFE: las finanzas de la CFE simplemente no eran sostenibles. De este modo, “El déficit financiero de CFE en 2012 fue de 77 mil millones de pesos; CFE pudo acreditar una parte del déficit contra el pago de dicho aprovechamiento, pero absorbió 33.4 mil millones de pesos mediante decrementos a su patrimonio” (Del Río, 2016, p. 36). De manera alarmante, el patrimonio neto de CFE en 2007 era de 377.4 miles de millones de pesos. Mientras que para el 2014 se vio reducido hasta 155.5 miles de millones de pesos.

Infraestructura en la transmisión eléctrica: para 2013, casi la mitad de las líneas de transmisión de CFE contaban con más de 30 años de servicio. Además, solo 8% de las líneas eran nuevas (construidas en el último lustro).

Conflictos de interés sobre la operación del sistema eléctrico: si una sola empresa es la encargada del despacho eléctrico, de dar acceso a la red eléctrica y, a su vez, participa en el mercado de generación eléctrica, entonces puede surgir un conflicto de interés. Esta situación ocurría en México previo al 2013: la CENACE, quien realiza el despacho eléctrico, estaba integrada con la CFE, la cual también participaba en la generación de energía.

Pérdidas de energía: en 2010 y para los países industrializados las pérdidas de energía se encuentran en un rango de tres a ocho por ciento (AIE). Mientras que en México para el 2012 tales pérdidas fueron cerca de 16%.

Poca diversificación de la matriz energética: en 2012, la AIE reportó que México produjo 15.7% de su electricidad mediante renovables. En contraste, 31.7% fue el promedio entre los miembros de la OCDE para el mismo año.

2.1.3 Un nuevo arreglo industrial para el sector eléctrico (generación)

El cambio fundamental que trajo la Reforma fue la formación de un mercado eléctrico mayorista, en oposición al anterior monopolio. El MEM es un mercado híbrido, pues se establece un mercado de corto plazo (mercado spot) y otro de largo plazo (subastas y contratos bilaterales). El CENACE es el encargado de operar el MEM. Por su parte, la SENER es la encargada de la planeación del SEN en su totalidad.

El nuevo esquema de la industria mexicana reconoce tres tipos de suministro eléctrico. El Suministro Básico: es el que recibe la mayor parte de la población, quienes son usuarios no calificados (usuarios con consumo menor a 1 MW). Se caracteriza por tarifas reguladas y, en algunos casos, fuertemente subsidiadas. El Suministro de Servicio Calificado: exclusivo para usuarios calificados; los precios se establecen de manera competitiva. El Suministro de Último Recurso: tiene un carácter temporal, pues solo entra en juego cuando un suministrador de servicio calificado deja de operar momentáneamente.

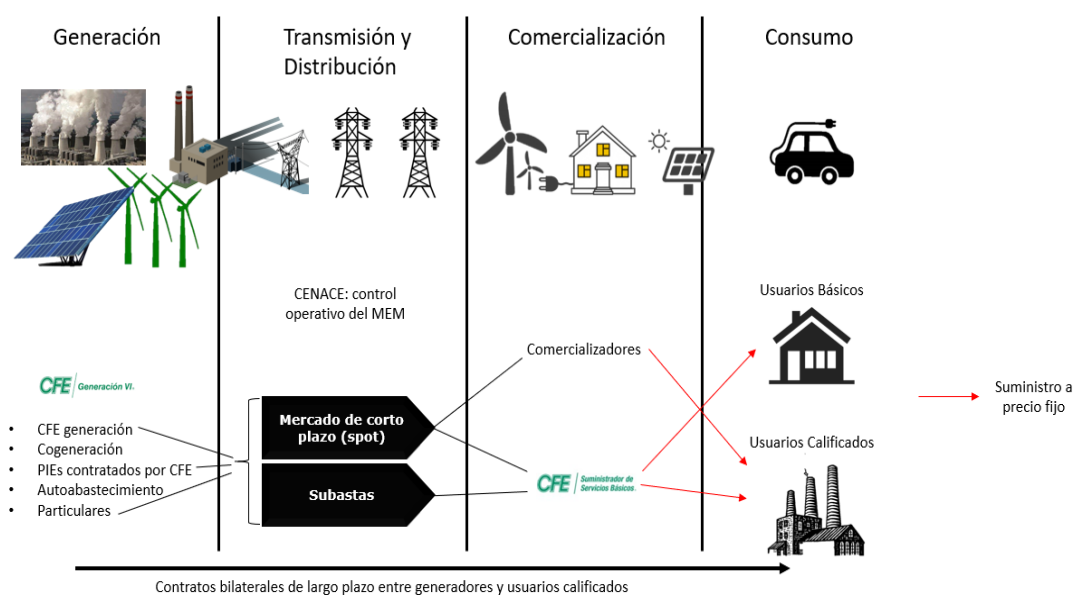
El MEM de México se compone por el mercado de energía de corto plazo, el mercado para el balance de potencia, el mercado de certificados de energías limpias (CEL), las subastas de derechos financieros de transmisión, las subastas de mediano y largo plazo y otros productos diversos requeridos para el funcionamiento eficiente del SEN.

El enfoque del presente trabajo radica en el mercado de corto plazo (spot), en el que ocurre el despacho eficiente de las plantas generadoras por parte del operador del sistema (CENACE).

Adicionalmente, el mercado spot cuenta con tres modalidades: tiempo real, hora en adelante y día en adelante. La diferencia fundamental de estas modalidades se encuentra en la periodicidad con la que ocurre el despacho de las plantas.

Resumidamente, a partir de la Reforma se estableció un régimen de libre competencia en los mercados aptos para ello: el de generación y el de comercialización. Por otra parte, la transmisión y distribución eléctrica, reconocidos como monopolios naturales, se quedaron bajo la dirección exclusiva del Estado: los particulares solo pueden participar en estos submercados bajo esquemas contractuales muy limitados. Cabe aclarar que la competencia en la generación fue en el ámbito mayorista. Esto implica varias cosas. Primero, las centrales eléctricas de la CFE (Generación) y PIEs enfrentarían competencia de centrales privadas en el mercado de corto plazo para ser despachadas por el operador del sistema. Segundo, la CFE (Suministrador de Servicios Básicos), quien es el único comercializador mayorista a 2021, puede adquirir energía a través de subastas de mediano o largo plazo, en donde compiten libremente las plantas generadoras. Por último, se pueden firmar contratos bilaterales de largo plazo de manera directa entre usuarios calificados y las plantas generadoras. Lo anterior se presenta en el esquema básico del MEM (Figura 2.1).

Figura 2.1 Esquema Básico del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)



Fuente: Elaboración propia con información de la LIE.

2.2 Tecnologías para la generación de electricidad

La energía eléctrica se genera de diversas formas en centrales que se clasifican de acuerdo al insumo que utilizan para transformarlo en electricidad. En México están disponibles las centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, eólicas, nucleares, geotérmicas, fotovoltaicas y las de

bioenergía. A continuación, en la tabla 2.1, se describen las principales características de las tecnologías que se utilizan en México para generar electricidad.

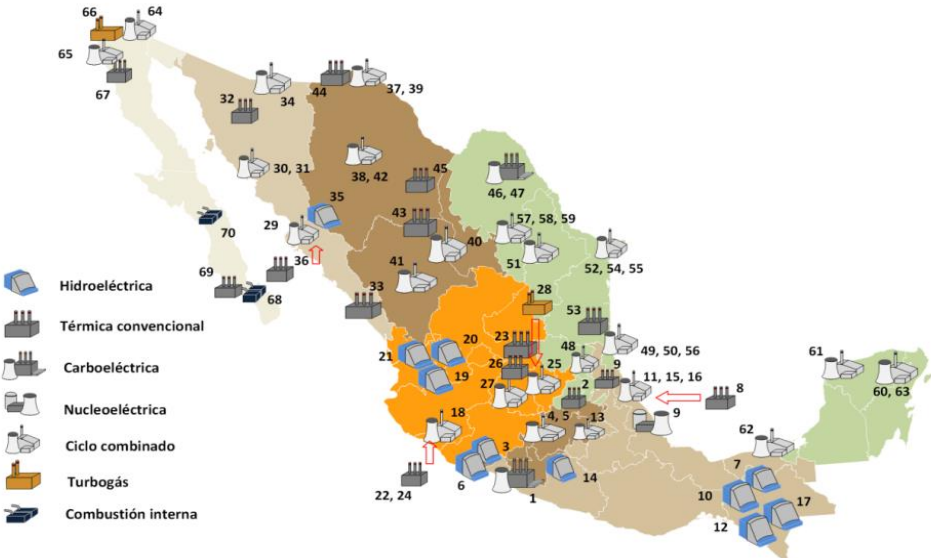
Tabla 2.1 Tecnologías usadas para la producción de electricidad en México

Tipo de Tecnología	Descripción
Centrales termoeléctricas	<p>Es un grupo de centrales que utilizan a los combustibles fósiles como su energético principal para generar electricidad. Dentro de este grupo, y de acuerdo a la tecnología empleada para que los generadores eléctricos giren, se reconoce la clasificación siguiente.</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Termoeléctrica convencional (vapor)</i>: el principio de funcionamiento básico está en transformar agua en vapor, el cual se mueve a una turbina donde se expande bajo una temperatura y presión específica. Con esto, se crea energía mecánica que sirve para impulsar al generador, que produce electricidad. Utilizan una gran variedad de combustibles para generar poder calorífico que transforme el agua en vapor: gas natural, diésel, combustóleo. • <i>Turbogás</i>: se apoya de un filtro para tomar aire de la atmósfera. La turbina de gas calienta una mezcla de aire y combustible a elevadas temperaturas, lo que provoca el giro en la turbina. El movimiento impulsa al generador que convierte la energía en electricidad. Cubren la demanda punta por sus bajos costos de rampeo (tienen un arranque rápido). • <i>Ciclo combinado</i>: esta tecnología presenta una mayor eficiencia respecto a otras plantas convencionales porque se compone de dos tipos de unidades: turbogás y vapor. Se utiliza el excedente (gas caliente) del proceso turbogás para calentar agua que se convierte en vapor. • <i>Carboeléctrica</i>: su concepción básica es análoga a una central termoeléctrica convencional. El único cambio es el uso de carbón como combustible. • <i>Combustión interna</i>: su proceso de generación eléctrica también es análogo al de una central termoeléctrica convencional. El cambio es que, en este caso, ocurre una combustión: un motor comprime aire y su temperatura se eleva; luego, el aire caliente hace contacto con el combustible (diésel) y sucede la combustión.
Centrales hidroeléctricas	<p>Una central hidroeléctrica se aprovecha del movimiento del agua. Se requiere de un desnivel para que el agua gane en energía potencial al fluir cuesta abajo. Al realizar su recorrido, la energía potencial se transforma en cinética. Con esto se hace girar la turbina y se produce electricidad. El diseño de las centrales hidroeléctricas varía sustancialmente dependiendo del relieve de la zona.</p>
Centrales nucleoeeléctricas	<p>Su proceso de generación es análogo al de una planta termoeléctrica convencional. En este caso, se utiliza la fisión del uranio y no un combustible fósil para generar energía que transforme el agua en vapor. El vapor calentado pone en marcha la turbina y esta a su vez el generador.</p>
Centrales eólicas	<p>Una central eólica se aprovecha del movimiento del viento: se utiliza su energía cinética para generar electricidad a través de una turbina eólica. El viento acciona las palas de la turbina, las cuales a través de un rotor transfieren la energía cinética al generador que gira y produce electricidad. Existe una fuerte dependencia a la velocidad del viento en la generación eléctrica.</p>
Centrales geotérmicas	<p>Su principio de operación es el mismo que el de una planta termoeléctrica convencional. La única diferencia es que el vapor utilizado tiene como origen el subsuelo.</p>
Centrales fotovoltaicas	<p>Utiliza la radiación solar para producir electricidad. El proceso se basa en materiales especiales con la capacidad de absorción de fotones. Al hacerlo, expulsan electrones de su núcleo. La continua eyección de electrones crea una corriente eléctrica. El proceso es conocido como efecto fotoeléctrico.</p>
Centrales de bioenergía	<p>Las centrales de bioenergía convierten los combustibles renovables de biomasa en electricidad utilizando procesos similares a los utilizados con los combustibles fósiles. Hay tres formas de aprovechar la energía almacenada en la biomasa para producir bioenergía: la combustión, la descomposición bacteriana y la conversión en un combustible gaseoso o líquido.</p>

Fuente: Elaboración propia con información del PRODESEN, 2018-2032.

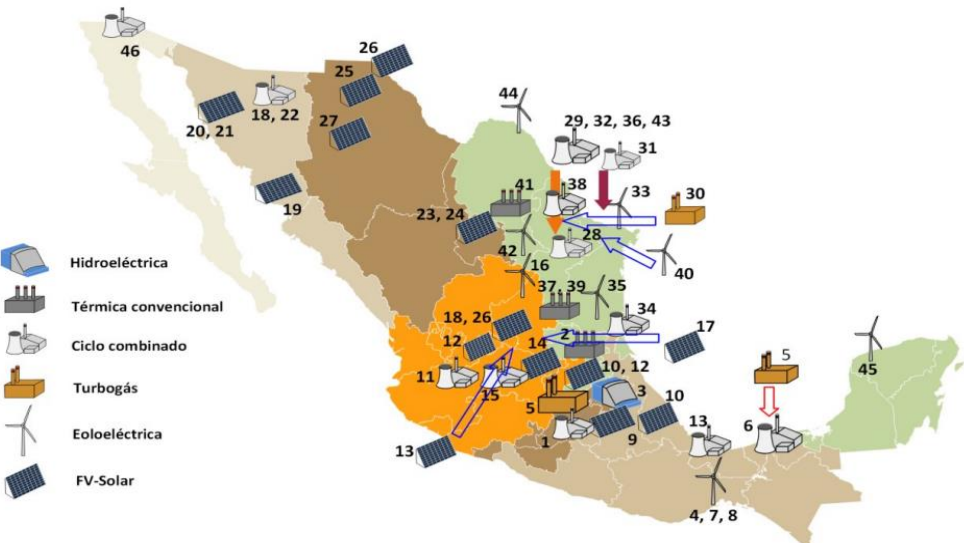
Para 2021, la CFE y los PIEs contaban con 70 centrales principales. Su mayor proporción se concentra en termoeléctricas convencionales (vapor) y de ciclo combinado. Por otra parte, los generadores privados poseían 46 centrales principales. De las cuales, la mayor parte son fotovoltaicas y eólicas, lo cual es coherente con la estrategia propuesta por los privados a partir de la Reforma. La Figura 2.2 y la Figura 2.3 muestran la ubicación de las principales centrales eléctricas de la CFE y los PIEs y de los privados, respectivamente.

Figura 2.2 Ubicación de las principales centrales eléctricas, CFE+PIEs, 2021



Fuente: PRODESEN 2022.

Figura 2.3 Ubicación de las principales centrales eléctricas de los privados, 2021



Fuente: PRODESEN 2022.

2.3 Evolución de la capacidad instalada y generación

El SEN está conformado por nueve regiones de control y un pequeño sistema eléctrico aislado (Sistema Mulegé), como se muestra en la Figura 2.4.

Figura 2.4 Regiones de control del SEN



Fuente: PRODESEN 2022.

Otra forma de dividir al SEN es por regiones estadísticas: Centro, Centro-Occidente, Noroeste, Noreste y Sur-Sureste (ver Apéndice A.1). En el resto de esta sección se presenta información conforme una u otra división en función de la disponibilidad de los datos.

Al Sistema Interconectado Nacional (SIN) lo integran 7 regiones de control de las 9 existentes: Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular. Dichas regiones comparten la capacidad instalada de sus plantas y se comunican a través de una única red de transmisión y distribución.

Existen otros tres sistemas eléctricos aparte del SIN: el Sistema Interconectado de Baja California (SIBC), el Sistema Interconectado de Baja California Sur (SIBCS) y el Sistema Mulegé (SIM). Entre ellos están eléctricamente aislados y también con respecto del SIN.

Bajo un enfoque operativo y de propiedad, el SEN se divide en dos sectores, el público y el privado. El sector público lo constituyen las plantas generadoras de la CFE y los Productores Independientes de Energía (PIEs), quienes entregan toda su producción a la CFE.

En la Tabla 2.2 se observa que la capacidad instalada del SEN en 2021 asciende a 85,612⁹ MW, de la cual 70% es aportada por el servicio público (CFE y PIEs), 17% lo aportan los generadores privados que participan en el MEM y el restante 13% lo aportan otras formas de generación privada (autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y usos propios continuos).

De 2004 a 2015, la participación pública en la capacidad instalada se mantuvo en niveles persistentemente altos: de 80 a 86%, como se aprecia en el panel inferior derecho de la Figura 2.5. Es después de 2016 que la participación privada en la generación a través del MEM creció de manera considerable: pasó de 0% a 16.49% en 5 años. Tal crecimiento fue en detrimento del sector público, el cual a partir de 2016 muestra una tendencia negativa hasta alcanzar en 2021 su punto más bajo. Lo anterior se explica en el contexto de la Reforma de 2014, por la que se promovieron esquemas de apertura en la generación eléctrica: las subastas de mediano y largo plazo. Otras modalidades privadas, como el autoabastecimiento, no han cambiado sustancialmente su participación en los últimos 20 años.

Tabla 2.2 Capacidad Instalada por región y modalidad, SEN 2021 en MW

Modalidad/Región	Centro	Noreste	Centro-Occidente	Sur-Sureste	Noroeste	Total
CFE	5,458	7,433	9,825	13,568	7,896	44,180
PIEs	0	8,243	1,630	3,847	2,178	15,898
Generación (Privados)	1,985	6,707	3,112	853	1,546	14,203
Autoabastecimiento	352	3,334	1,736	2,343	738	8,503
Cogeneración	184	872	136	1,399	32	2,623
Pequeña producción	0	30	29	2	55	116
Usos propios continuos	0	0	49	40	0	89
Total	7,979	26,619	16,517	22,052	12,445	85,612

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

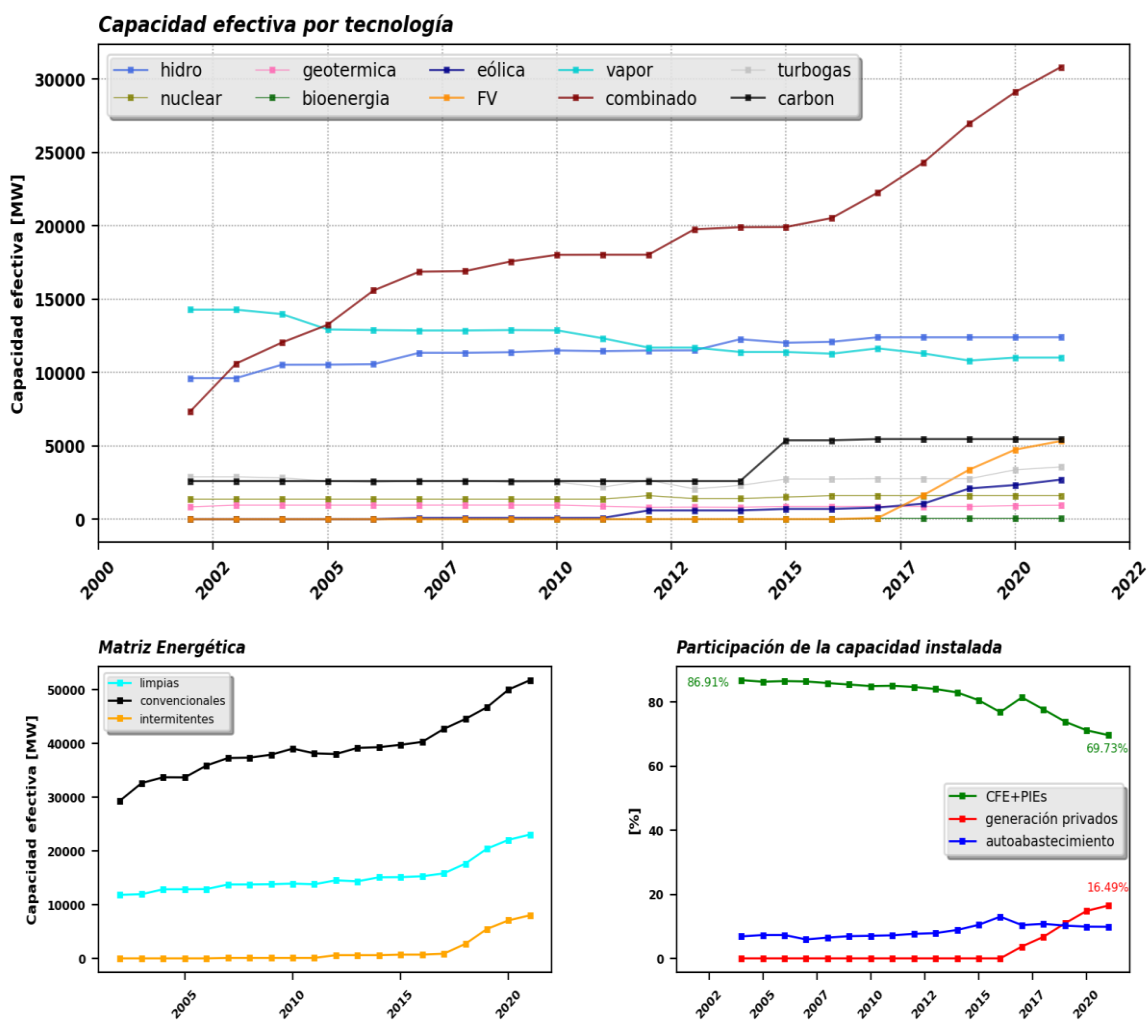
Por otra parte, la región estadística que mayor aportó a la capacidad instalada del SEN en 2021 es la Noreste (31%), seguida de la Sur-Sureste (25.7%). La región Centro es la que menos aporta con tan solo 9.3%. Por mucho tiempo, la región Sur-Sureste se caracterizó por ser la de mayor infraestructura en generación eléctrica a nivel nacional (en 2003 proporcionó 34.5% de la

⁹ En esta tabla se excluyó la capacidad instalada que tiene el SEN en Texas, que equivale a 540 MW. Al considerar esta capacidad se alcanza lo reportado anteriormente de 86,152 MW.

capacidad instalada), pues contaba con los mayores desarrollos de fuentes primarias de energía (hidráulicos y eólicos). Sin embargo, mayor inversión ha hecho que la región Noreste sea la de mayor crecimiento: pasó de una participación de 19.6% en 1992 a 25.4% en 2003 a 31% en 2021.

En este trabajo se define a la capacidad efectiva en función del periodo de tiempo. Antes de la reforma energética hace referencia a la capacidad instalada perteneciente a la CFE y PIEs. Mientras que después de la reforma, a estas dos modalidades se le anexan los generadores privados (participantes del MEM). En cualquier caso, la capacidad efectiva deja fuera a los esquemas de generación que no dan un suministro a usuarios: autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos, pequeña producción.

Figura 2.5 Evolución de la capacidad instalada y efectiva



Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

Respecto a la evolución de la capacidad efectiva, los años previos a la reforma energética (2007-2013) se tenían tasas de crecimiento de 1% en promedio. En cambio, de 2016 a 2020 las tasas promedio fueron de 6.725%, lo que refleja la nueva inversión privada en la generación con un especial interés en diversificar la matriz energética. Lo anterior se observa en el panel inferior izquierdo de la Figura 2.5: las fuentes convencionales (termoeléctricas) conforman la mayor porción de la matriz energética. Sin embargo, a partir de 2016 se nota un ligero incremento en la capacidad efectiva de las energías limpias: impulsado por la inversión reciente en centrales de generación *intermitente* (fotovoltaica y eólica). Si bien la diferencia de participación entre las convencionales y las limpias aún es considerable, en los últimos años se empezó una tendencia en el otro sentido: la participación de las energías limpias aumentó de 27% en 2017 hasta 31% en 2021.

En el panel superior de la Figura 2.5 se presenta la evolución de la capacidad efectiva por tecnología en México de 2002 a 2021. El ciclo combinado es la tecnología con mayor preponderancia y una de las que mayor crecimiento reporta: su popularidad se mantiene por su relativo bajo costo de producción, su alta eficiencia y su alta disponibilidad.

En 2021, el ciclo combinado representó 41% del total de la capacidad efectiva, seguido por las centrales hidroeléctricas con 16% y las centrales de vapor con 14% (Tabla 2.3). Respecto a su evolución, tanto las hidroeléctricas como las de vapor se encuentran *estancadas*: para estas últimas incluso existe una ligera tendencia negativa. Caso similar se tiene para las centrales de carbón: de 2014 a 2015 se duplicó su capacidad, pero desde entonces se mantiene en cifras constantes.

Por otra parte, las tecnologías intermitentes son las que mayor crecimiento reportan: pasaron de 875 [MW] en 2017 a 8,030 [MW] en 2021: un aumento de 817%. Tal ha sido su desarrollo que para 2021, las centrales fotovoltaicas casi igualan a las termoeléctricas en capacidad. Esto es importante porque se cumple con el objetivo de diversificar la matriz energética: promueve una generación más limpia y barata.

En la Tabla 2.4 se presenta la evolución reciente de la generación bruta¹⁰ de electricidad para todas las modalidades del SEN.

¹⁰ La generación bruta es la energía que se produce en las centrales eléctricas, medida en las terminales de los generadores. Una parte pequeña de esta energía es utilizada para alimentar los equipos auxiliares de la propia central (usos propios) y el resto es entregado a la red de transmisión (generación neta).

Se observa que el ciclo combinado ha sido la tecnología más utilizada para generar energía (56% del total en 2021) y que las tecnologías fotovoltaica y eólica han crecido 4,790% y 101% respectivamente. Esto va en concordancia con las conclusiones obtenidas arriba cuando analizamos la capacidad efectiva.

De acuerdo con los datos, se muestra que las plantas que están siendo desplazadas por las intermitentes son las plantas carboeléctricas y de vapor: su capacidad se ha mantenido constante en los últimos cinco años, pero la electricidad que producen ha caído drásticamente: la de vapor pasó de producir 42,884 [GWh] en 2017 a tan solo 22,196 [GWh] en 2021; mientras que la de carbón redujo su producción de 28,665 [GWh] a 8,704 [GWh] en el mismo periodo.

Tabla 2.3 Evolución de la capacidad efectiva del SEN [MW]¹¹

Tipo de Tecnología/Año	2017	2018	2019	2020	2021
Hidroeléctrica	12,401	12,401	12,401	12,401	12,404
Nuclear	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Geotérmica	874	874	874	926	951
Bioenergía	54	54	54	54	54
Eoloeléctrica	793	1,060	2,097	2,330	2,698
Fotovoltaica	82	1,645	3,379	4,742	5,332
Intermitentes	875	2,705	5,476	7,072	8,030
Energías Limpias	15,812	17,642	20,413	22,061	23,047
Vapor	11,646	11,296	10,812	11,017	11,017
Ciclo Combinado	22,263	24,317	26,976	29,111	30,825
Turbogas	2,760	2,760	2,760	3,367	3,565
Combustión Interna	540	681	689	660	512
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
Cogeneración	20	20	24	390	390
Termoeléctricas Convencionales	42,692	44,537	46,724	50,008	51,772
Total Efectiva	58,504	62,179	67,137	72,069	74,819
Permisarios	18,658	20,964	26,685	27,809	26,074
CFE+PIEs	49,393	51,994	51,762	55,314	60,080
Total SEN	68,051	72,958	78,447	83,122	86,154
% Energías Limpias	27%	28%	30%	31%	31%

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

¹¹ La evolución de la capacidad instalada que incluye a todas las modalidades de generación se presenta en el apéndice A.2. Los *permisionarios* reportados en la tabla incluyen cualquier forma de generación privada: autoabastecimiento, cogeneración, generación privada en el MEM, etc.

La explicación natural a estas tendencias está en uno de los objetivos planteados en la Reforma de 2013: generar electricidad mediante energías limpias en 25% para 2018, 35% para 2024 y 50% para 2050. De acuerdo con lo anterior y lo presentado en la Tabla 2.4, para 2018 no se logró la meta, solo se produjo 21.15% con energías limpias, y por lo observado en 2021 (27.60% de la generación viene de energías limpias) se esperaría que tampoco se llegue a la meta de 2024. De cualquier forma, la inversión en energías limpias y el consecuente desplazamiento de las energías convencionales es el camino adecuado hacia un sistema eléctrico más barato y sustentable.

Tabla 2.4 Evolución de la generación bruta por tecnología en el SEN [GWh]

Tipo de Tecnología/Año	2017	2018	2019	2020	2021
Hidroeléctrica	31,664	32,234	23,602	26,817	34,717
Nuclear	10,572	13,200	10,881	10,864	11,606
Geotérmica	5,747	5,065	5,061	4,575	4,243
Bioenergía	585	600	669	600	582
Eoloeléctrica	10,456	12,435	16,727	19,703	21,075
Fotovoltaica	349	2,176	8,394	13,528	17,069
Intermitentes	10,805	14,611	25,121	33,231	38,144
Energías Limpias	59,373	65,710	65,334	76,087	89,292
Vapor	42,884	39,345	38,020	22,405	22,196
Ciclo Combinado	157,620	161,693	171,811	180,864	182,898
Turbogas	6,580	7,815	9,090	6,658	9,175
Combustión Interna	1,918	2,138	2,719	2,418	1,728
Carboeléctrica	28,665	27,347	21,611	12,525	8,704
Cogeneración	5,840	6,636	9,237	11,392	9,534
Termoeléctricas Convencionales	243,507	244,974	252,488	236,262	234,235
Total SEN	302,880	310,684	317,822	312,349	323,527
% Energías Limpias	19.60%	21.15%	20.56%	24.36%	27.60%

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

2.4 Evolución de las tarifas del Sistema Eléctrico Nacional

El nuevo modelo de industria eléctrica posterior a la Reforma establece tres tipos de suministro: el suministro de servicio calificado, el suministro de último recurso y el suministro básico. En esta subsección nos enfocamos en el último tipo porque está sujeto a regulación tarifaria.

El precio que debe cubrir cada usuario para beneficiarse de un servicio es conocido como tarifa. Únicamente los usuarios del Suministro Básico entran en una estructura tarifaria. La tarifa se desglosa en varios cargos asociados a las etapas de la cadena de valor: transmisión, distribución, operación del CENACE, operación de CFE Suministro Básico, servicios conexos, generación y el cargo de los CELS. Respecto al costo de generación, este se desglosa en un cargo por energía y un cargo por capacidad.

De forma aproximada, la CFE reporta una participación de los submercados en los costos totales: generación (energía y capacidad) representa 65% de los costos, distribución 21%, transmisión 7%, suministro 6% y cargos extras para el CENACE y Servicios Conexos representan 0.5% cada uno.

En la estimación de las tarifas finales, la CRE distingue por tipo de usuario, región y mes del año. En lo que respecta al tipo de usuario, se hace distinción por su nivel de tensión (alta, media, baja), por su consumo, por su nivel de demanda (pequeña demanda o gran demanda) y por la forma de medición, que puede ser horaria u ordinaria. Es así que se reconocen doce categorías tarifarias (Tabla 2.5), las cuales se distinguen del esquema tarifario anterior, que estuvo vigente hasta 2017. Las tarifas finales de suministro básico también se clasifican en 17 divisiones tarifarias, en las que se hace distinción por región, como se muestra en la Figura 2.6.

Para cada categoría tarifaria se tienen cargos variables, que reflejan la variación del consumo, cargos únicos, que se aplican únicamente a cierto tipo de usuarios, y cargos fijos, que responden a las fluctuaciones de la demanda en el tiempo.

Tabla 2.5 Nuevo esquema tarifario (categorías tarifarias)

Categoría Tarifaria	Descripción	Tarifa Anterior
DB1	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo hasta 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F
DB2	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo más de 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC
PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión	2, 6
GDBT	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión	3, 6
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión	9, 9CU, 9N
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión	5, 5A
APMT	Alumbrado Público en Media Tensión	5, 5A
GDMTH	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión Horaria	HM, HMC, 6
GDMTO	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión Ordinaria	OM, 6
RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión	9M, 9CU, 9N
DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión	HS, HSL
DIT	Demanda Industrial en Transmisión	HT, HTL

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico, 2018-2032.

A 2021, dentro de las 12 categorías tarifarias (Tabla 2.5), los usuarios domésticos de alto y bajo consumo, las actividades de riego agrícola en baja y media tensión y las actividades acuícolas reciben un subsidio a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la cual tiene un motivo social: desea impulsar el campo mexicano y apoyar la economía de las familias. Es por eso que subsidia las tarifas finales del Suministro Básico para estos sectores.

Figura 2.6 Divisiones tarifarias



Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

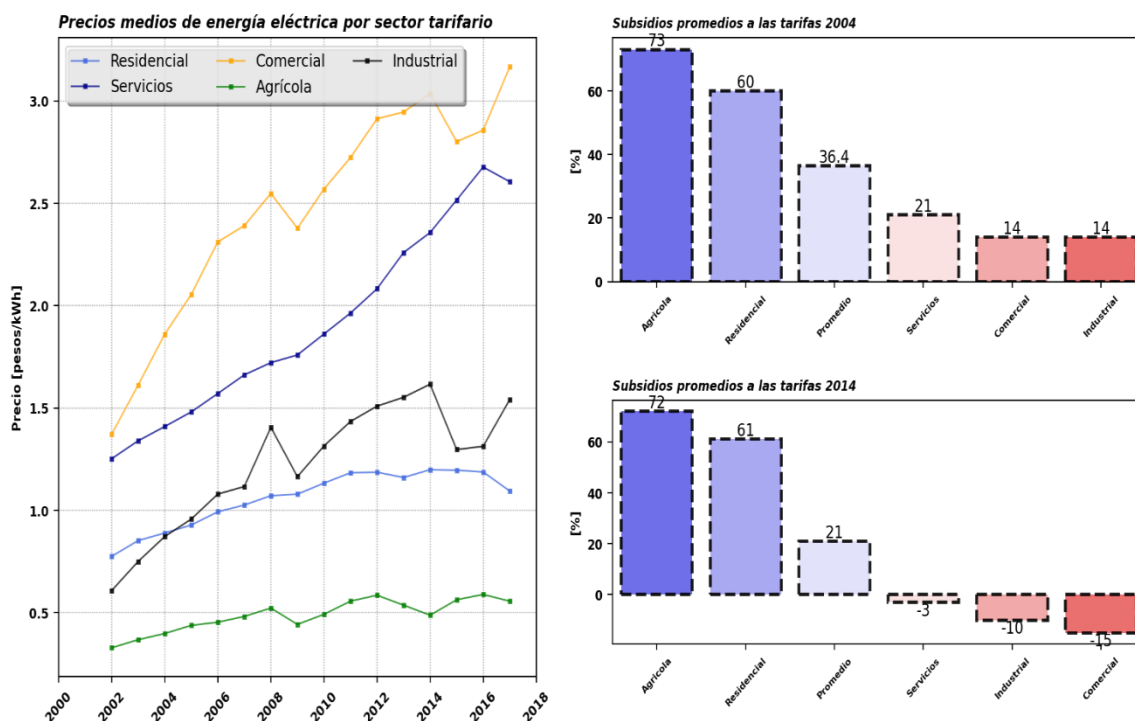
En la Figura 2.7 se presenta la evolución de las tarifas medias en México por sector tarifario de 2002 a 2017 (bajo el esquema tarifario anterior). Las unidades son pesos corrientes por kWh, por lo que la marcada tendencia positiva de los precios puede ser explicada en buena medida por la inflación. A precios constantes se esperaría observar una tendencia ligeramente positiva: la creciente demanda exige más a la red de transmisión y distribución (mayores gastos en su expansión y mantenimiento que elevan la tarifa) y los costos de generación recién empiezan a disminuir por la inclusión de energías baratas (la tarifa apenas y disminuye).

El sector residencial y el agrícola se han caracterizado por tener los menores precios medios de electricidad. En cambio, el sector comercial presenta los mayores precios; en 2017 su tarifa media fue de 3.17 [pesos/kWh]: 77% mayor que el promedio. Lo anterior se explica parcialmente por la disparidad de los subsidios otorgados a los diferentes sectores. Por ejemplo, en 2004 el sector agrícola y el residencial recibieron los mayores subsidios: 73% y 60% respectivamente y tuvieron precios de 0.4 y 0.89 [pesos/kWh]; mientras que el sector comercial e industrial solo se beneficiaron de subsidio de 14%. Si eliminásemos los subsidios para todos los sectores y obtuviéramos así tarifas promedio netas (de subsidios),¹² para 2004 nos encontraríamos con que el sector residencial presenta los mayores precios medios: 2.22 [pesos/kWh], incluso mayor que el sector comercial (2.16 [pesos/kWh]). Además, el sector agrícola ya no tendría el precio medio más bajo: los sectores industriales contarían con tarifas aún menores.

Esta tendencia se repite para todos los años del periodo analizado. El hecho de que el sector residencial y el comercial consistentemente tengan las tarifas más altas (netas de subsidios) y los sectores industriales las más bajas es posiblemente una cuestión de tensión eléctrica, nivel de consumo y distribución en general. Por ejemplo, es complicado y costoso llevar la energía a los hogares y comercios porque la consumen en voltajes relativamente bajos y existe una enorme cantidad de ellos ubicados en todas partes: se requiere una mayor infraestructura de transmisión y distribución y un esfuerzo logístico considerable. En contraparte, los usuarios industriales son significativamente menos y consumen la energía en alta tensión y en mayor cantidad, lo que abarata los costos de transporte y logística.

¹² Consultar tabla del apéndice A.6.

Figura 2.7 Evolución de los precios medios y subsidios por sector tarifario



Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

Los históricos elevados montos que se pagaban en subsidios (1.26% del PIB en 2003) parece haber motivado la gradual eliminación de los mismos para ciertos sectores: el recorte empezó en 2010 y para 2014 los sectores de servicios, industrial y comercial incluso enfrentaban *subsidios negativos*. Solamente el sector agrícola y el residencial conservaron el beneficio, en un porcentaje muy similar al de la década anterior.

La persistencia de los altos subsidios a consumidores residenciales y agrícolas tiene una posible justificación de bienestar social. Sin embargo, Rosellón y López-Calva (2002) refutan este pensamiento con su argumento de la regresividad de los subsidios en México y con la ineficiencia que surge por no cobrar a los usuarios un precio que refleje los costos verdaderos de producir. Por lo tanto, una hipótesis más plausible es una de índole político: ningún partido se arriesgaría a la impopularidad de cortar los subsidios a los mencionados sectores de la población.

Tabla 2.6 Tarifa media nacional del 2022 [\$/kWh]

Categoría/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
APBT	3.98	4	4.01	4.09	4.16	4.08	4.14	4.19	4.18	4.19	4.2	4.2	4.12
APMT	2.68	2.73	2.71	2.74	2.81	2.74	2.8	2.81	2.82	2.8	2.84	2.8	2.77
PDBT	3.71	3.73	3.73	3.81	3.84	3.75	3.79	3.8	3.8	3.83	3.87	3.89	3.80
GDBT	3.92	4.16	3.94	4.12	4.1	4.06	4.04	4.05	4.13	4.09	4.19	4.14	4.08
GDMTO	2.37	2.5	2.39	2.48	2.48	2.44	2.44	2.45	2.49	2.48	2.54	2.52	2.47
GDMTH	2.32	2.43	2.34	2.4	2.45	2.41	2.41	2.45	2.48	2.46	2.49	2.47	2.43
DIST	1.81	1.85	1.8	1.88	1.91	1.89	1.92	1.91	1.93	1.92	1.86	1.92	1.88
DIT	1.46	1.48	1.46	1.55	1.57	1.54	1.56	1.57	1.55	1.56	1.57	1.57	1.54
Total	2.39	2.46	2.4	2.48	2.52	2.49	2.49	2.54	2.56	2.55	2.53	2.54	2.50

Fuente: CRE, Memoria de Cálculo de las Tarifas de Suministro Básico, 2022.

Finalmente, en la Tabla 2.6¹³ se presenta la tarifa media final de suministro básico para 2022 por categoría tarifaria. Se presentan únicamente las ocho categorías que no reciben subsidio. Notamos que el Alumbrado Público en Baja Tensión percibe los mayores precios medios (4.12 [\$/kWh]), seguido de la Gran Demanda en Baja Tensión, 4.08 [\$/kWh], y Pequeña Demanda en Baja Tensión, 3.80 [\$/kWh]. Las categorías con menor precio medio son las industriales (DIST y DIT). En general, los esquemas de baja tensión tienen mayores tarifas porque conllevan mayores costos en la transmisión y distribución. Caso contrario es el de las industrias, las cuales consumen en alta tensión.

Respecto a la tarifa media doméstica de 2022, la CFE reporta un valor de 1.41 [\$/kWh]. La cual es significativamente menor que la de Estados Unidos: 2.75 [\$/kWh]. Sin embargo, la tarifa doméstica mexicana conserva un alto subsidio. Si consideramos el subsidio de 61% reportado en 2014, entonces la tarifa neta doméstica mexicana sería de 3.61 [\$/kWh]: un incremento de 156%.

¹³ El *Total* que se reporta en la tabla se corresponde con un promedio ponderado por la cantidad de energía consumida por categoría.

3.- EL MECANISMO DE ORDEN DE MÉRITO

El orden de mérito es un modelo de despacho óptimo en el que se clasifican fuentes de energía disponibles de acuerdo a un orden ascendente de precio o costo, el cual se aplica para el submercado de generación eléctrica. Su objetivo es cubrir la demanda de electricidad en el corto plazo (mercado spot) al menor costo para el sistema. Existe otro enfoque, ordenar por emisión de contaminantes, en el que se cubre la demanda y se alcanza la contaminación mínima.

El mecanismo de orden de mérito ocurre de la siguiente forma. Primero, las plantas generadoras disponibles ofertan una determinada producción y anuncian un costo al que están dispuestas a producir, el cual no necesariamente es su costo real. Posteriormente, el operador del sistema¹⁴ realiza el despacho de las plantas generadoras: las ordena de menor a mayor costo y de acuerdo con la demanda requerida en un punto del tiempo las despacha hasta satisfacer dicha demanda. El precio de la generación eléctrica será igual al costo “marginal” del sistema, el cual se corresponde con el costo “marginal” de la última planta despachada (planta marginal).

En este capítulo se presenta el juego de la generación eléctrica, se plantea de manera formal el subjuego del mercado spot y se resuelve usando el mecanismo de orden de mérito y, por último, se muestra un ejemplo sencillo de dicho mecanismo.

3.1 El juego de la generación eléctrica en México

A partir de la Reforma Energética de 2013 el submercado de generación eléctrica tuvo cambios significativos. Entre ellos está la formación del mercado de largo plazo. Es así que existen tres mercados para la generación de electricidad. El primero es el mercado de reservas,¹⁵ que funciona con el compromiso de los generadores de guardar parte de su capacidad para generar energía con el objeto de satisfacer la demanda en casos excepcionales. El segundo es el mercado de largo plazo, el cual, a su vez, presenta dos modalidades: las subastas o el suministro de servicio calificado. Para que el inversor tenga certidumbre en sus nuevos proyectos de

¹⁴ En México el encargado de operar el sistema es el CENACE (Centro Nacional de Control Energético), el cual desde 2014 tiene autonomía de la CFE para evitar conflicto de intereses con la Empresa Productiva del Estado.

¹⁵ También conocido como mercado de potencia. Su existencia se justifica en el modelo *australiano* de generación en contraparte del modelo *británico*. Esto por las distintas tecnologías que utilizan en la actualidad la CFE y los permisionarios y la obsolescencia de muchas de ellas (Rosellón y Carreón, la reforma del sector eléctrico mexicano, 2002).

generación, el MEM determina mecanismos de subastas de mediano (tres años) y largo plazo (15 años para energía y 20 años para CELS) organizadas por el CENACE, donde se podrá vender potencia, energía y productos asociados a los suministradores y usuarios calificados participantes. El procedimiento básico de una subasta es que el CENACE oferta cierta demanda futura de energía y las plantas generadoras participantes presentan un precio y la tecnología con la que producirían. En cambio, el suministro de servicio calificado funciona a través de contratos bilaterales entre la planta generadora y un usuario calificado, los cuales suelen ser empresas medianas y grandes. Por último, existe el mercado de corto plazo (mercado spot). Desde 2014 este mercado está enfocado en los usuarios de suministro básico. En él ocurren intercambios de energía con un día en adelante, una hora en adelante o en tiempo real.

Con esto en mente, podemos reconocer las decisiones disponibles para cada planta generadora en el submercado de generación eléctrica en México.

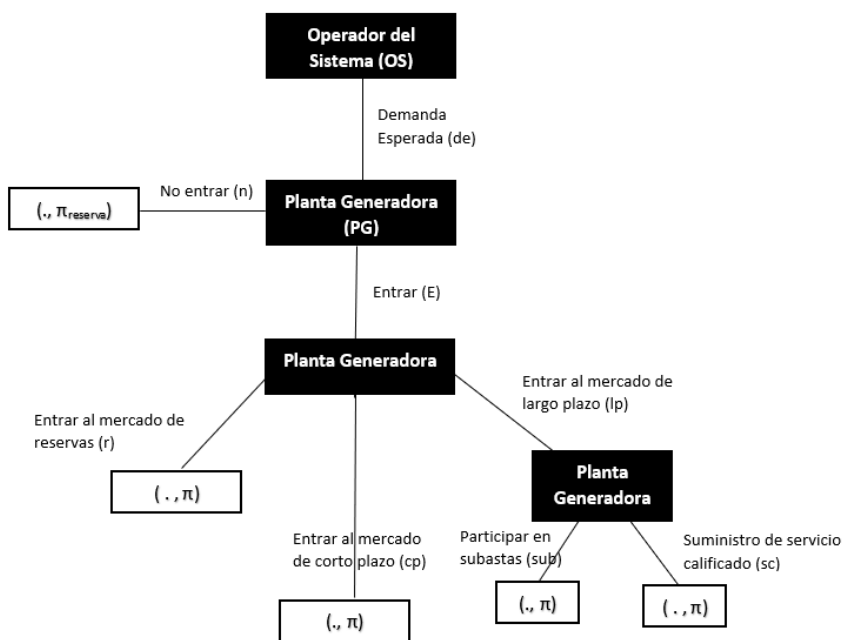
En la figura 3.1 se tiene el juego de la generación eléctrica en su forma más general. Partimos del operador del sistema (OS), que suponemos es independiente de las plantas generadoras (para evitar conflictos de intereses) y tiene un control parcial o total sobre las redes de transmisión. El OS anuncia la demanda esperada para el periodo siguiente. A partir de la estimación, cada planta generadora (PG) decide si entrar o no al mercado. Si no entra, recibe su utilidad de reserva y termina el juego. En cambio, si participa, puede entrar al mercado de reservas, al de corto plazo o al de largo plazo.

Por simplicidad, se supone que cada planta generadora solo puede participar en un mercado de los tres disponibles. En caso de entrar al mercado de largo plazo, se tiene una decisión extra: participar en subastas o suministrar servicio calificado. Finalmente, en función del mercado elegido cada planta recibe su pago.

La tarea de solucionar el juego general presentado en la Figura 3.1 se torna muy complicada: se requiere analizar el procedimiento detrás de cada mercado (reservas, corto plazo y largo plazo) para encontrar la estrategia óptima de la planta generadora en cada caso.

Se reconoce que la solución general está más allá del alcance de este trabajo. Sin embargo, nos concentramos en el mercado de corto plazo y su solución, que es de gran interés.

Figura 3.1 El juego de la generación eléctrica en México

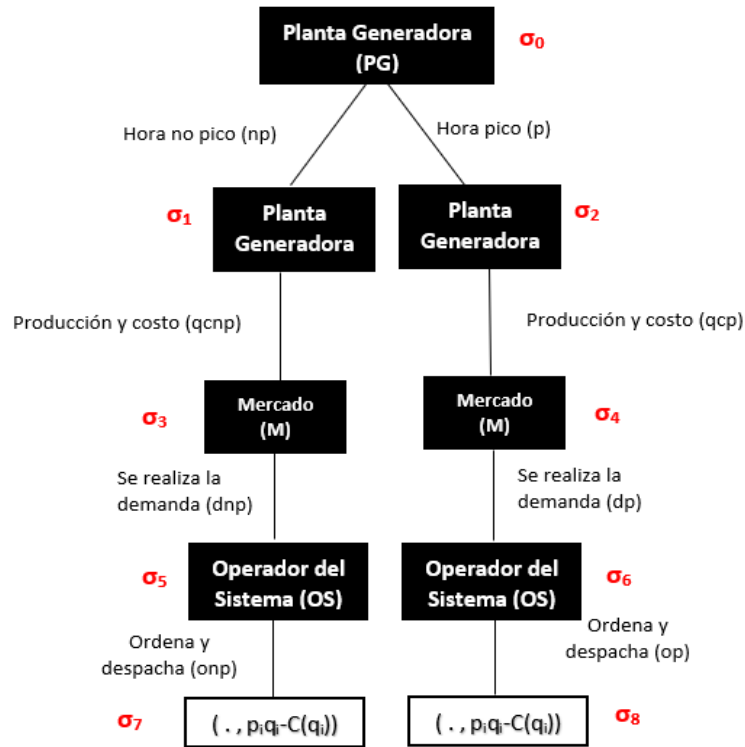


Fuente: Adaptación de Carreón y Dardati (2008).

De acuerdo con Wilson (2002), en los sistemas “maduros” el patrón de las transacciones de energía es 80% contratado a largo plazo y 20% en el corto plazo. El sistema eléctrico mexicano no es uno maduro: de acuerdo con la CFE (2021) las subastas representan aproximadamente 4% de la generación total del sistema, por lo cual no se puede depender de este mecanismo para satisfacer la demanda de los usuarios. La “inmadurez” del SEN justifica el enfoque aquí presentado sobre el mercado spot.

En la Figura 3.2 se muestra el juego del mercado de corto plazo: aislado de los otros mercados presentados en la Figura 3.1. Toda vez que la planta generadora decidió participar en este mercado se le presentan dos opciones. La primera es participar en ambos periodos: el periodo no pico y el periodo pico y la segunda es únicamente participar en el periodo pico. El periodo no pico incluye a la demanda base y a la demanda intermedia. Mientras que el periodo pico incluye a la demanda base, a la demanda intermedia y, adicionalmente, a la demanda de punta (Tabla 3.1). Después que la planta generadora decide en qué periodo participar, también anuncia su capacidad de producción disponible y el costo al que está dispuesta a producir.

Figura 3.2 El juego del mercado spot



Fuente: Adaptación de Carreón y Dardati (2008).

Posteriormente, se realiza la demanda a través del mercado. El operador del sistema observa las ofertas de las plantas generadoras (de capacidad y costos) y en función de la demanda que ocurrió en ese momento ordena y despacha a las plantas de acuerdo con un criterio. Finalmente, cada planta generadora recibe su pago que depende del despacho realizado por el OS.

Tabla 3.1 Tipos de demanda

Tipo de demanda	Descripción
Demanda base	Es la mínima demanda que se tendrá en cualquier momento del año: para las 24 horas de los 365 días. Es la energía demandada en procesos industriales intensivos (por ejemplo, operaciones mineras) y para cubrir diversas actividades: alumbrado público, bombeo de agua y bombeo agrícola
Demanda intermedia	Debido a variadas actividades comerciales y al consumo residencial se tiene una demanda adicional a la demanda base: la demanda intermedia. Esta ocurre durante casi todos los días del año, pero solo en algunas horas específicas. Otras actividades como el transporte público de base eléctrica, las telecomunicaciones y la operación de pequeñas y medianas industrias explican la demanda intermedia.
Demanda de punta	Es una demanda adicional a la demanda intermedia. Ocurre únicamente durante horas muy específicas en algunos días del año. Se explica principalmente por un intensivo consumo residencial en las horas nocturnas, así como por el mayor uso de electricidad por parte de los comercios con fines recreativos los fines de semana y días de asueto.

Fuente: Tomada de Carreón y Dardati (2008).

El juego presentado en la Figura 3.2 es un juego extensivo con información perfecta. Formalmente tenemos lo siguiente:¹⁶

$$\Gamma: \langle N, A, \Sigma, P, \mu, H \rangle$$

1. N : conjunto de jugadores

$$i \in N = \{PG, M, OS\}$$

Donde, PG= Planta Generadora, M= Mercado, OS= Operador del Sistema

2. $\forall i \in N$, un conjunto de acciones A_i , $a_i \in A_i$ tal que $A \equiv \cup_{i \in N} A_i$. Es decir, A es el conjunto de conjuntos de acciones de cada jugador. Explícitamente, se presentan sus elementos:

$$A_{OS} = \{onp, op\} \text{ acciones del operador del sistema}$$

$$A_{PG} = \{np, p, qcnp, qcp\} \text{ acciones de cada planta generadora}$$

$$A_M = \{dnp, dp\} \text{ acciones del mercado}$$

Donde: $qcnp, qcp \in \mathbb{R}^2$, son vectores de la cantidad y costo ofrecido por la PG

Además, $dnp, dp \in \mathbb{R}_+$, son valores de demanda

3. Σ : conjunto de historias que pueden ser terminales o no terminales

¹⁶ Notación tomada de Jiménez (2015): "Lecture Notes on Game Theory and its Applications"

- Historias terminales:

$$\begin{aligned}\tilde{\Sigma} &= \{\sigma_7, \sigma_8\} \\ \sigma_7 &= (np, qcnp, dnp, onp) \\ \sigma_8 &= (p, qcp, dp, op)\end{aligned}$$

Por ejemplo, σ_8 significa que la planta generadora decide participar únicamente en el periodo pico. Posteriormente, ofrece una producción y un costo asociado. Luego, se realiza la demanda a través del mercado y el OS ordena y despacha a las PG del periodo pico. Finalmente, la PG recibe su pago.

- Historias no terminales:

$$\begin{aligned}\Sigma \setminus \tilde{\Sigma} &= \{\sigma_0, \sigma_1, \sigma_2, \sigma_3, \sigma_4, \sigma_5, \sigma_6\} \\ \sigma_0 &= \emptyset \\ \sigma_1 &= (np) \\ \sigma_2 &= (p) \\ \sigma_3 &= (np, qcnp) \\ \sigma_4 &= (p, qcp) \\ \sigma_5 &= (np, qcnp, dnp) \\ \sigma_6 &= (p, qcp, dp)\end{aligned}$$

4. $P: \Sigma \setminus \tilde{\Sigma} \rightarrow N$; función jugador

$$\begin{aligned}P(\sigma_5) &= P(\sigma_6) = OS \\ P(\sigma_0) &= P(\sigma_1) = P(\sigma_2) = PG \\ P(\sigma_3) &= P(\sigma_4) = M\end{aligned}$$

5. $\mu_i: \tilde{\Sigma} \rightarrow \mathbb{R}, \forall i \in N$ es la función de pagos del jugador $i \in N$ tal que $\mu \equiv \bigcup_{i \in N} \mu_i$
6. $H \equiv \{H_i\}_{i \in N}$ la colección de todos los conjuntos de conjuntos de información de los jugadores

$$\begin{aligned}H_{OS} &= \{\{\sigma_5\}, \{\sigma_6\}\} \\ H_{PG} &= \{\{\sigma_0\}, \{\sigma_1\}, \{\sigma_2\}\} \\ H_M &= \{\{\sigma_3\}, \{\sigma_4\}\}\end{aligned}$$

El **objetivo** de este capítulo es resolver el juego del corto plazo presentado en la Figura 3.2. Para tal propósito es conveniente dividir el juego en dos subjuegos adicionales: uno para el periodo

no pico y otro para el periodo pico. El análisis en ambos es análogo, por lo que nos enfocaremos en el periodo no pico. Al final, se espera obtener el equilibrio de Nash perfecto en subjuegos. Lo que ocurre en cada subjuego se entiende en cuatro etapas expuestas en la Tabla 3.2 y que se corresponden con lo presentado en la Figura 3.2.

La solución del subjuego del periodo no pico se obtendrá mediante inducción hacia atrás.¹⁷ Es decir, primero se analiza el despacho óptimo que realiza el operador del sistema y con lo encontrado se concluye sobre el costo y la capacidad declarados por cada planta generadora. Con esto, se tendrán resueltos los dos subjuegos del mercado spot (periodo pico y no pico) y se presenta el equilibrio de Nash perfecto en subjuegos para el juego completo de corto plazo. Esta solución se presenta en la sección 3.3.

Tabla 3.2 Etapas en el subjuego del mercado eléctrico de corto plazo

Etapas 1	Las plantas generadoras establecen su capacidad productiva simultáneamente
Etapas 2	Las plantas generadoras declaran el costo “marginal” al que están dispuestas a producir. Lo hacen simultáneamente.
Etapas 3	Se realiza la demanda de mercado
Etapas 4	El operador del sistema realiza el despacho de las plantas generadoras (orden de mérito)

Fuente: Elaboración propia.

Si el subjuego presentado en la Tabla 3.2 consistiera únicamente de las primeras dos etapas se tendría una *competencia en precios con restricción en capacidad*: un modelo común en la organización industrial.¹⁸ Lo que ahí ocurre es que la empresa con el menor costo marginal (precio) no es capaz de abarcar toda la demanda por su restricción en capacidad.¹⁹ Por lo tanto, las demás empresas con precios cada vez mayores cubren demandas residuales hasta que la totalidad de la demanda queda cubierta. La solución a este juego es que todas las empresas terminan por establecer el mismo precio: el más alto, que se corresponde con el de la última empresa que entró al mercado. Algo similar ocurrirá en nuestro juego del mercado eléctrico de

¹⁷ La solución del subjuego del periodo pico es totalmente análoga.

¹⁸ Para mayor detalle consultar Belleflamme y Peitz: *Industrial Organization: Markets and Strategies* (2010), p. 60-64.

¹⁹ En una competencia a la Bertrand tradicional la empresa con el menor precio es capaz de llevarse toda la demanda.

corto plazo. La diferencia radica en el planteamiento: se cuenta con la presencia de un operador del sistema.

Antes de presentar la solución del juego de la generación eléctrica es conveniente establecer algunas cuestiones respecto a los costos de las plantas generadoras, lo que facilitará la comprensión de la solución y el ejemplo mostrado en la sección 3.4.

3.2 Costos en la generación eléctrica

En esta sección nos concentraremos en los costos económicos a corto plazo en los que incurre un generador para ofrecer su producción. En general, los costos incurridos por un generador dependerán de muchos parámetros (como el precio del combustible que usa y el costo de capital). En este caso, el enfoque está en cómo los costos incurridos por un generador pueden variar con su nivel de producción. Además, se supone que cada generador puede controlar la tasa a la que produce energía eléctrica.

Sean N plantas generadoras tal que $i=1, 2, \dots, N$. Cada planta produce cierta cantidad q_i y tiene asociada una función de costos en el corto plazo: $C_i(q_i)$. La función de costos del generador se divide en tres componentes:

- *Costos fijos*: son independientes de la cantidad producida por el generador. Estos costos incluyen la renta del terreno donde se sitúa la planta y los costos del personal permanente dedicado a la operación, mantenimiento y administración de la planta.
- *Costos variables*: están en función de la energía generada. Se incluyen los costos de cualquier combustible utilizado y cualquier costo de operación o mantenimiento que varía con la producción.
- *Costos de arranque*: son los costos incurridos para arrancar y detener el generador.

Adicionalmente, un generador normalmente tendrá un nivel mínimo de producción por debajo del cual no puede operar físicamente de manera efectiva (sin apagarse por completo), \underline{q}_i , y un nivel máximo de producción por encima del cual no puede producir más, \overline{q}_i .

La función de costos típica de un generador eléctrico se suele aproximar como un polinomio de segundo orden:

$$C_i(q_i) = \begin{cases} F, & \text{donde } q_i = 0 \\ aq_i^2 + bq_i + F, & \underline{q}_i \leq q_i \leq \bar{q}_i \end{cases}$$

Donde F son los costos fijos del generador y a, b son parámetros de la función de costos cuadrática. Los costos de arranque se incluyen dentro de los costos variables.

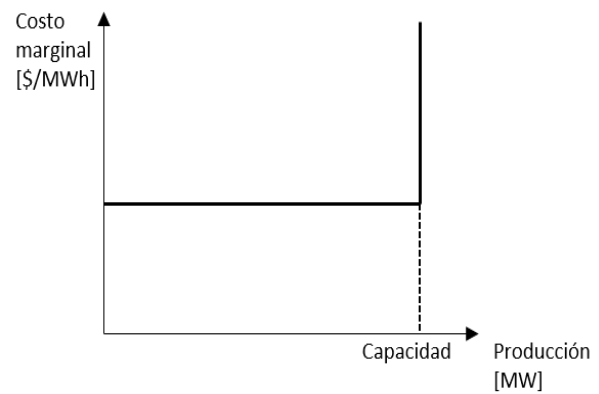
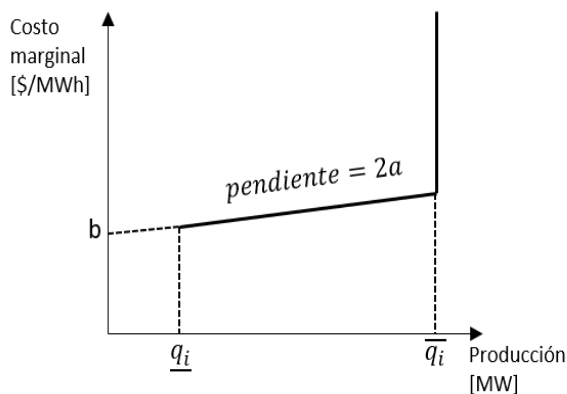
En el corto plazo, los economistas centran el análisis en el costo marginal porque refleja el costo de oportunidad de los productores (en este caso de los generadores).

Sabemos que la función de costo marginal se obtiene al derivar la función de costos:

$$C'_i(q_i) = \begin{cases} 0, & \text{donde } q_i = 0 \\ 2aq_i + b, & \underline{q}_i \leq q_i \leq \bar{q}_i \end{cases}$$

Figura 3.3 Costo marginal de un generador

Figura 3.4 Costo simple de un generador



Fuente: Elaboración propia. Adaptado de Biggar (2014).

La ecuación anterior se representa en la Figura 3.3. Notamos que conforme aumenta la producción el costo marginal también se incrementa en una proporción igual a la pendiente: $2a$. El dominio de la función está comprendido entre el nivel mínimo operativo, \underline{q}_i , y la capacidad instalada de la planta, \bar{q}_i . Si estableciéramos: $\underline{q}_i = 0$, entonces la curva de costo marginal se extendería hasta el punto señalado como b en la figura.

Además, a medida que la producción de cada generador alcanza su límite físico, se vuelve prohibitivamente costoso aumentar la producción en una unidad más. En este punto, la curva de costo marginal se vuelve prácticamente vertical.

Para nuestros propósitos es útil asumir una forma **particularmente simple** para la función de costo marginal de los generadores. Supondremos que no existe un nivel operativo mínimo y que los costos marginales de producción son constantes hasta el nivel operativo máximo.

Matemáticamente: $q_i = 0$. La **función de costos simplificada** sería la siguiente:

$$C_i(q_i) = cq_i + F, \quad 0 \leq q_i \leq \bar{q}_i$$

Y la función de costo marginal, que es constante:

$$C'_i(q_i) = c, \quad 0 \leq q_i \leq \bar{q}_i$$

Esta forma simple del costo marginal para una planta generadora se representa en la Figura 3.4. Bajo estas suposiciones, la curva de costo marginal para el generador es horizontalmente plana hasta el nivel operativo máximo del generador, en donde la curva se vuelve vertical. Sin pérdida de generalidad, se llamará a esta parte plana y constante de la curva de costo marginal como *costo variable* del generador.

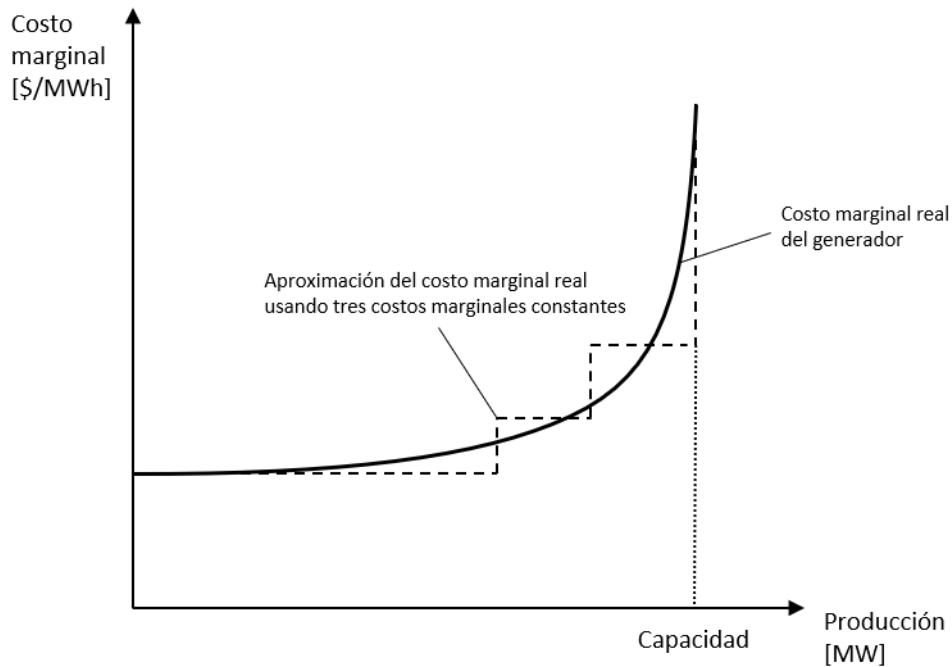
En la realidad, la curva de costo marginal de las plantas generadoras puede ser medianamente compleja. Sin embargo, se toma como una aproximación aceptable el costo marginal simple que tiene una parte constante (costo variable).

Un ejemplo de la aproximación del costo marginal real mediante el costo marginal simple se presenta en la Figura 3.5. Se observa que la curva del costo marginal real tiene forma similar a una parábola. Para la aproximación se utiliza una función escalón conformada por tres costos marginales simples con distintas magnitudes en sus costos variables.

En la práctica, muchos mercados de electricidad liberalizados requieren que los generadores presenten una curva de oferta (es decir, una declaración de cuánto están dispuestos a producir a un precio dado) que es una función escalonada de este tipo.

En este trabajo se supone que las plantas generadoras solo pueden declarar una capacidad de producción y un costo variable a la vez. Por lo que para el caso de la Figura 3.5 se reportaría el promedio de los tres escalones y serviría para aproximar el costo real.

Figura 3.5 Aproximación de una curva de costo marginal real



Fuente: Elaboración propia. Adaptado de Biggar (2014).

3.3 Solución del juego de corto plazo

En esta sección retomamos el subjuego presentado en la Tabla 3.2, específicamente la etapa 4: el despacho eléctrico. Supongamos que la demanda total de electricidad es q . El operador del sistema tiene a su disposición la capacidad declarada por las N plantas generadoras y debe cubrir esta demanda. El OS indica a cada generador cuánto debe producir. Si al generador i se le indica producir energía a una tasa q_i [MW], entonces incurre en el costo $C_i(q_i)$ [\$/h].

Se asume que $C_i(q_i)$ es una función de costos lineal: $C_i(q_i) = cq_i + F$.

Se denomina **despacho** al ordenamiento que hace el OS de las PGs para que produzcan. Lo representamos con el vector: $q = (q_1, q_2, \dots, q_N)$.

El problema del OS es encontrar el despacho que minimice el costo total de generación sujeto a la restricción de que la energía generada debe ser igual a la demanda. Se tienen dos restricciones adicionales: la energía producida por cada planta no puede ser mayor que su capacidad instalada y no es posible producir cantidades negativas de energía.

Formalmente:

$$\begin{array}{c}
 \min_{\{q_i\}} \sum_{i=1}^N C_i(q_i) \\
 \text{sujeto a:} \\
 \sum_{i=1}^N q_i = q \\
 \forall i, q_i \leq \bar{q}_i \ \& \ q_i \geq 0
 \end{array}$$

En el proceso de optimización, se utilizaron los multiplicadores lagrangianos: λ, μ, v para las tres restricciones del problema.

Para una descripción detallada de la obtención de las condiciones KKT consultar el Apéndice C.

Las condiciones de KKT obtenidas son las siguientes:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 C'_i(q_i) = \lambda - \mu_i + v_i \dots \dots \dots (1) \\
 \mu_i[\bar{q}_i - q_i] = 0 \dots \dots \dots (2) \\
 v_i q_i = 0 \dots \dots \dots (3)
 \end{array} \right.$$

Existen tres casos de interés:

- **Caso 1: $\mu_i = 0, v_i = 0$**

De (1): $C'_i(q_i) = \lambda = \mathbf{CMS} = \mathbf{Costo Marginal del Sistema}$

De (2) y (3): $\bar{q}_i \geq q_i, q_i \geq 0 \Rightarrow 0 \leq q_i \leq \bar{q}_i$

Si el costo marginal de la planta generadora i es igual a la constante λ , entonces será despachada con una producción intermedia que es incierta.

- **Caso 2: $\mu_i = 0, v_i > 0$**

De (1): $C'_i(q_i) > \lambda$

De (2): $\bar{q}_i \geq q_i$

De (3): $q_i = 0$

Si el costo marginal de la planta generadora i es mayor que la constante λ , entonces su producción será igual a cero.

- **Caso 3: $\mu_i > 0, \nu_i = 0$**

De (1): $C'_i(q_i) < \lambda$

De (2): $\bar{q}_i = q_i$

De (3): $q_i \geq 0$

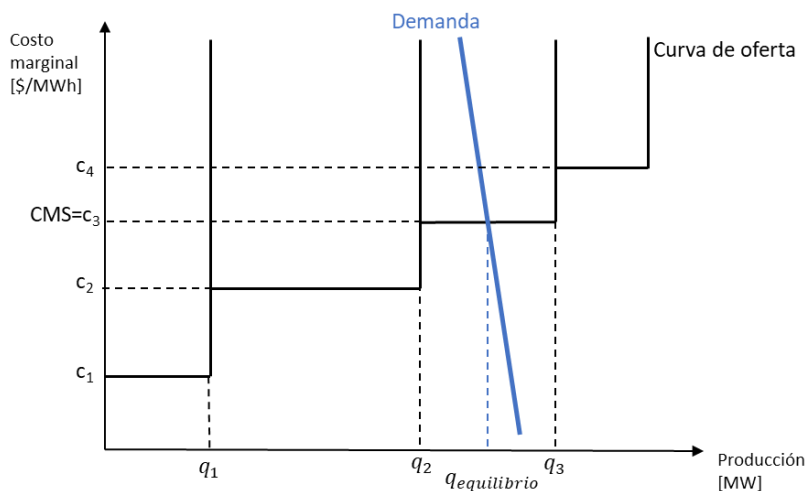
Si el costo marginal de la planta generadora i es menor que la constante λ , entonces su producción será igual a su capacidad máxima.

De las condiciones de KKT obtenemos que el despacho óptimo (el que minimiza costos) tiene la siguiente característica: los generadores se ordenan desde el generador con el costo variable más bajo hasta el generador con el costo variable más alto. Esto se conoce como el *orden de mérito*.²⁰

Intuitivamente, el operador del sistema asciende en el orden de mérito despachando cada generador con su capacidad máxima hasta que se satisfaga toda la demanda. La última planta despachada (**planta marginal**) tiene el mayor costo entre las plantas despachadas y producirá una cantidad entre cero y su capacidad máxima y su costo marginal se conoce como el *Costo Marginal del Sistema (CMS)*. Esta intuición sobre el despacho óptimo se ejemplifica en la Figura 3.6. Se suman las curvas de costo marginal individuales de manera horizontal para encontrar la *curva de oferta de la industria*. Su forma es la de una función escalón. Posteriormente, se encuentra la intersección entre esta curva de oferta de la industria y la demanda inelástica. Esta intersección es el Costo Marginal del Sistema.

²⁰ El orden de mérito con enfoque ambiental ordena a las plantas generadoras por su nivel de contaminación unitaria.

Figura 3.6 Representación del despacho mediante el orden de mérito



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 3.6, la curva de oferta se construyó con los costos marginales, c_i , de cuatro plantas generadoras ordenadas bajo el criterio: $c_1 < c_2 < c_3 < c_4$. De tal suerte que la tercera planta es la última en ser despachada. Es común que en este tipo de representaciones solo se muestre la parte plana del costo marginal (costo variable) en la construcción de la curva de oferta.

El análisis formal presentado es válido para cualquier forma que tome la función de costo marginal de cada generador. Recordemos que para este caso se considera una forma simple presentada en la Figura 3.4 y utilizada en el ejemplo de la Figura 3.6. Además, se nombró a la parte plana de la curva como costo variable. Con esto en mente, se llega al primer resultado en función de los costos variables.

Resultado 1 (Regla de despacho): Supongamos que no existen restricciones en la Red. Cuando el OS implementa el despacho por orden de mérito, las plantas generadoras se despachan en orden desde el costo variable más bajo hasta el más alto, hasta que se satisface toda la demanda tenemos. Así,

- (i) Si el costo variable de la planta generadora es menor que el CMS, entonces será despachada a su máxima capacidad;
- (ii) Si el costo variable de la planta generadora es igual al CMS, entonces su producción estará indeterminada y se definirá en función de la demanda total;
- (iii) Si el costo variable de la planta generador es mayor que el CMS, entonces no será despachada en lo absoluto;
- (iv) La producción total de todas las plantas despachadas será igual a la demanda total;
- y,
- (v) El costo del mercado será el mínimo posible.

A partir del Resultado 1 se pueden responder preguntas importantes:

¿Qué precio se establece por la generación eléctrica?

Un resultado básico de la Economía es la utilización del precio como un agente equilibrador entre la oferta y la demanda. Dado que el Costo Marginal del Sistema se encuentra en su intersección, hemos de definir que: *Precio = Costo Marginal del Sistema*.

Todas las plantas generadoras reciben el mismo precio. Así, los beneficios de la planta generadora i son

$$\pi_i = (\text{precio} - c_i)q_i - F$$

Es evidente que la planta marginal obtiene cero beneficios (su costo variable es igual al precio), ignorando el costo fijo. Por otra parte, las plantas no marginales aumentan sus beneficios si logran disminuir su costo variable o aumentar su producción. Sólo resta verificar que ninguna planta generadora tenga incentivos para desviarse, sabiendo que la condición de equilibrio es: *precio = CMS*.

Primero, se supone que el OS es independiente de las PG (no hay colusión) y no permitirá que el precio sea mayor que el CMS, con el objetivo de minimizar los costos y teniendo como prioridad su interés por los consumidores. Además, la planta marginal no tiene incentivos a ofrecer un precio mayor, pues no sería despachada.

Solo queda analizar la posibilidad de que la planta marginal ofrezca $precio < CMS$. La planta marginal estaría peor porque obtiene beneficios negativos y preferiría no participar en el mercado. Las plantas no marginales también se ven perjudicadas: a pesar del menor precio, su producción no aumenta por su restricción de capacidad. Entonces cubren la misma demanda que antes, pero reciben un menor precio: sus beneficios son menores. Por lo tanto, tenemos:

Resultado 2: El precio de la generación eléctrica será igual al Costo Marginal del Sistema, el cual a su vez es el costo variable de la última planta generadora despachada óptimamente por el Operador del Sistema.

¿Las plantas generadoras reportan su costo medio verdadero?

Partamos de que las plantas generadoras declaran un costo medio que refleja sus costos verdaderos. Buscaremos desviaciones convenientes de esta estrategia. Hay dos grandes casos por analizar: las posibles desviaciones de la planta marginal y las posibles desviaciones de las plantas no marginales.

- Desviaciones posibles de la planta marginal:
 1. Si reporta un costo mayor al medio, entonces corre el riesgo de no ser despachada. No hay incentivos a desviarse.
 2. Si reporta un costo menor al medio, entonces hay dos escenarios.
 - La planta se mantiene como la marginal y su costo reportado establece el precio. Dado que el costo reportado, que es igual al precio, es menor que su costo verdadero, entonces incurre en mayores pérdidas si produce. No hay incentivos a desviarse.
 - La planta reportó un costo lo suficientemente bajo y ya no es la planta marginal. Entonces debe existir una nueva planta marginal con costo mayor al reportado por la planta marginal original pero menor a su costo

verdadero. Este nuevo costo establece el precio. Entonces el nuevo precio será menor que el costo verdadero de la planta marginal original e incurre en mayores pérdidas si produce. No hay incentivos a desviarse.

- Desviaciones posibles de una planta no marginal:
 1. Si reporta un costo mayor al medio pero menor al costo de la planta marginal, entonces está indiferente porque sigue cubriendo la misma demanda residual y recibe el mismo precio que antes. Lo único que cambia es que la despachan después. No hay incentivos a desviarse.
 2. Si reporta un costo mayor al medio y mayor al costo de la planta marginal, entonces se convierte en la nueva planta marginal y corre el riesgo de recibir una demanda menor a su capacidad o incluso de no ser despachada. No hay incentivos a desviarse.
 3. Si reporta un costo menor al medio no recibe una mayor demanda por su restricción de capacidad y el precio es el mismo. Entonces está indiferente y lo único que cambia es que la despachan antes. No hay incentivos a desviarse.

En ningún caso existen incentivos para desviarse. Por lo tanto, se establece el resultado:

Resultado 3: Cada planta generadora declara un costo medio que refleja sus costos reales porque es su estrategia dominante.

¿Cuánta producción ofertan las plantas generadoras?

Para responder a esta pregunta se sigue con el supuesto de que el costo marginal de las plantas generadoras es constante. Además, es evidente que las plantas no pueden ofertar una producción más allá de su capacidad instalada porque sería prohibitivamente costoso: este caso queda automáticamente descartado.

Para encontrar la producción óptima de la planta generadora i se compara su costo marginal (CM_i) contra el Costo Marginal del Sistema (CMS).

Si $CM_i < CMS$ (recordar que $CMS = \text{precio}$), entonces decidirá aumentar su producción porque obtiene beneficios positivos. Al hacerlo, el CMS disminuye.²¹ Este proceso se repite hasta que $CM_i = CMS$ y la planta ya no obtiene beneficios por aumentar su producción.

En cambio, si $CM_i > CMS$, entonces la planta no produce nada porque no sería despachada.

Por lo tanto, las plantas producirán la cantidad para la que se cumple: $CM_i = CMS$ y que se corresponde con su máxima producción posible dada su restricción de capacidad (límites físicos de la planta).

Resultado 4: La producción óptima para cada generador es en la que su costo marginal es igual al Costo Marginal del Sistema. Lo que lleva a que cada planta desea producir al máximo de su capacidad.

La producción de cada generador estará en su máxima capacidad si su costo variable es menor que el CMS . Será cero si su costo variable es mayor que el CMS y será un valor intermedio si su costo variable es igual al CMS .

Podemos decir que el CMS es siempre igual al costo marginal de cada generador que se despacha por un monto positivo. El Resultado 4 y la aseveración anterior quedan más claros bajo un análisis gráfico: en la Figura 3.6, la línea horizontal del CMS interseca las curvas de costo marginal de los 3 generadores despachados y no interseca la curva de costo marginal del generador no despachado.

El problema está en que se supuso una forma simple para la curva de costo marginal (Figura 3.4) en la que existe una discontinuidad: la línea vertical que surge cuando el generador opera en su máxima capacidad. En este punto el costo marginal no está definido, por lo que no tiene sentido hablar de una intersección con el CMS . Sin embargo, matemáticamente podemos definir un *costo marginal izquierdo* como el ahorro de costo marginal de una pequeña reducción en la producción y un *costo marginal derecho* como la adición al costo marginal de un pequeño aumento en la producción. Quizás sea más correcto decir que el CMS se encuentra entre el costo marginal izquierdo y el costo marginal derecho para todos los generadores. Ahora, si permitimos

²¹ Si la planta con $CM_i < CMS$ aumenta su producción cierta cantidad, entonces necesariamente una planta con mayores costos está dejando de producir esa misma cantidad. De esta forma se excluyen del despacho a las plantas relativamente caras y la planta marginal será una de menores costos: el CMS será menor.

que el costo marginal tome un rango de valores en este punto (todos los valores entre el costo marginal izquierdo y el costo marginal derecho) podemos afirmar que el CMS siempre es igual al costo marginal de cada generador que se despacha por un monto positivo.²²

A partir de experiencias internacionales se puede pensar en un argumento para desvirtuar el resultado 4. Consiste en que el precio establecido por la electricidad está sujeto a acciones con la única intención de incrementarlo; por ejemplo, si se oculta capacidad de generación, entonces el operador del sistema despacha centrales con mayores costos.²³

Esto nos habla sobre la necesidad de un órgano regulador que sea preferentemente independiente.

El argumento arriba expuesto es interesante, aunque presupone algo importante: las plantas generadoras pueden coludirse de forma relativamente sencilla. Esto es cierto solo si la comunicación entre ellas es constante, son reducidas en cantidad y no hay incentivos para traicionar. La falla radica en esto último. Pensemos en un grupo de PGs que deciden coludirse y producen bajas cantidades de energía, lo que provoca que el precio de generación suba. Ante esto, cualquier planta generadora despachada obtendrá mayores beneficios si traiciona al aumentar su producción. Una vez que alguna traiciona será difícil mantener el compromiso en las repeticiones subsecuentes del juego.

Se ha demostrado que el argumento no es realmente plausible; sin embargo, las autoridades de regulación no deben dejar de atender las actividades de las plantas generadoras para evitar casos como la crisis californiana de 2001, en la que, entre otras cosas, un acentuado poder de mercado obtenido por los generadores provocó escasez de energía eléctrica y consecuentes tarifas muy elevadas.

En conjunto, los cuatro resultados son la solución al subjuego del mercado spot presentado en la Tabla 3.2 para el periodo no pico. Ahora, este subjuego y su solución son válidos también para el periodo pico. Con esto, podemos regresar al juego del corto plazo presentado en la Figura 3.2 y encontrar el equilibrio de Nash perfecto en subjuegos.

Con los resultados anteriores es posible resolver el subjuego del periodo pico y el subjuego del periodo no pico. Al hacerlo, obtenemos dos precios distintos: uno para el periodo pico, p_p , y otra

²² Para mayor especificación técnica del costo marginal derecho, el costo marginal izquierdo y el rango del costo marginal, consultar Stoft (2002): Power System Economics, capítulo 1-6.

²³ Friedman (2011) expone el caso de la crisis eléctrica en California, el cual inspiró el argumento aquí presentado sobre los peligros del poder de mercado en la manipulación del precio.

para el periodo no pico, p_{np} . Las plantas generadoras decidirán en qué mercado spot participar dependiendo de estos precios. Recordemos que sus opciones son ser plantas generadoras de base (producir en el periodo no pico y en el pico) o ser *peakers* (producir únicamente en el periodo pico).

Supongamos $p_{np} < p_p$. En ese caso, algunas plantas generadoras de base podrían tener beneficios por operar de manera exclusiva en el periodo pico. Con esto, habrá menos oferta para el periodo no pico y la demanda se cubrirá con la producción de plantas más costosas: el precio no pico se eleva. A su vez, habrá una mayor oferta para el periodo pico. Lo que se traduce en mayor competencia y en que la demanda será cubierta por plantas más eficientes: el precio pico se reduce. Este procedimiento continúa hasta que $p_{np} = p_p$ y ninguna planta tenga incentivos de moverse de mercado.

Si suponemos $p_{np} > p_p$, el proceso es análogo y llegamos al siguiente resultado:

Resultado 5: El equilibrio de Nash perfecto en subjuegos para el mercado spot de la generación eléctrica será una configuración $\{N_{np}^*, N_p^*\}$ tal que $p_{np} = p_p$. Bajo estas condiciones, las plantas generadoras no tienen incentivos para desviarse de un periodo a otro.

En la realidad, no se cumple el resultado 5. En cambio, tenemos que $p_{np} \leq p_p$. Lo anterior ocurre porque las plantas generadoras están condicionadas por su tecnología, lo que impide que puedan moverse libremente de un periodo a otro. Por ejemplo, las plantas nucleares tienen costos de arranque muy elevados, por lo que se espera que estén produciendo casi siempre: están condicionadas a ser generadores de base. Por otra parte, las plantas que utilizan combustibles fósiles tienen costos de arranque mínimos y costos variables elevados: tiene sentido que la demanda de punta exclusiva del periodo pico sea cubierta por estas plantas.

Es con estos cinco resultados que caracterizamos al mercado de generación eléctrica en el corto plazo (Figura 3.2). Hay que notar que el juego extensivo presentado es válido tanto para un mercado liberalizado como para un modelo monopólico de integración vertical. Solo se tienen dos diferencias. Primero, para el caso del mercado liberalizado las plantas generadoras tienen la opción extra del mercado de largo plazo. La segunda diferencia radica en el despacho óptimo que realiza el operador del sistema. Para el caso del monopolio integrado verticalmente todas las plantas generadoras son propiedad de la CFE o son PIEs que venden su producción a

la CFE y el operador del sistema depende también de la CFE. Por otra parte, con un mercado libre se permite que las empresas privadas generen electricidad y la CFE se convierte en un competidor más a través de su EPS (Empresa Productiva Subsidiaria). Además, el OS es independiente de la CFE para evitar conflicto de intereses.

De una u otra forma el despacho de energía ocurre como se resume en el Resultado 1.

Por último, el modelo aquí presentado se enfoca en el submercado de generación eléctrica. Por lo tanto, ignora cuestiones referentes a la transmisión y distribución: no se incluyen las posibles restricciones de la red eléctrica como el congestionamiento, los costos de transmisión y las potenciales fallas del sistema.²⁴ A pesar de estas omisiones, el modelo de orden de mérito es valioso por sí mismo como medida de la eficiencia, de la confiabilidad y de la sostenibilidad del sistema eléctrico respecto a la generación eléctrica. Además, la mayor porción de la tarifa eléctrica proviene de los costos de generación, lo que ratifica la utilidad del modelo.

3.4 Ejemplo del orden de mérito

Sean N plantas generadoras que participan en el mercado de corto plazo, $i = 1, 2, \dots, N$. Tenemos N_{np} plantas que participan tanto en el periodo pico como en el no pico y N_p que participan solo en el periodo pico tal que $N_{np} \geq N_p$. La planta generadora i ofrece su capacidad q_i a su costo asociado $C_i(q_i)$. Suponemos que esta función de costos es lineal y sabemos que cada PG reporta un costo promedio, c_i .

Sin pérdida de generalidad, se considera $c_1 < c_2 < \dots < c_N$. Además, se utiliza una función inversa de demanda lineal de la forma: $p(q) = a - bq$ para ambos periodos.

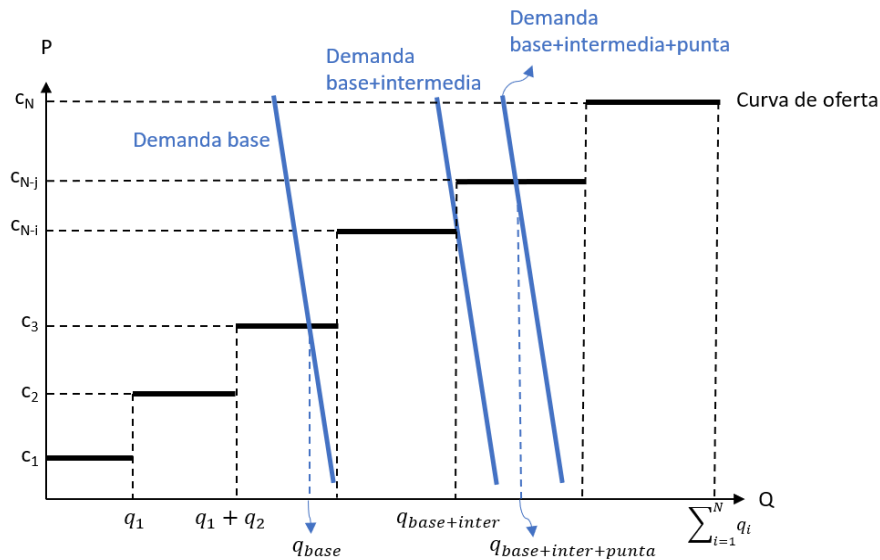
Respecto a la elasticidad precio de la demanda de la electricidad, Burke y Abayasekara (2018) la estiman en -0.1 para el corto plazo en Estados Unidos (2003-2015).²⁵ Mientras tanto, Rouhani y Mashhadi (2022) la estiman en -0.048 para el corto plazo y con datos de Irán para el sector residencial.²⁶ De lo anterior, se esperaría que en México la demanda de electricidad en el corto plazo sea también muy inelástica.

²⁴ Un modelo que considera las restricciones de la red eléctrica es el HRV. Consultar Hogan, Rosellón y Vogelsang (2010).

²⁵ La electricidad producida en GWh y el precio en centavos (dólar)\kWh.

²⁶ La electricidad producida en kWh y el precio en Rial/kWh.

Figura 3.7 Ejemplo del orden de mérito con tres demandas distintas



Fuente: Elaboración propia. Adaptado de Carreón y Dardati (2008).

En la Figura 3.7 se muestran a las plantas generadoras ordenadas de acuerdo a su costo variable de menor a mayor. En este caso, el OS despacha primero a la PG_1 con costo asociado c_1 y producción de q_1 . Debido a su restricción de capacidad, la planta con los menores costos es incapaz de satisfacer toda la demanda: el OS tiene que despachar otras plantas generadoras con mayores costos. La curva de oferta se construye como la suma de las cantidades ofrecidas por cada una de las plantas.

La intersección de la curva de oferta con la demanda determina la cantidad y el precio de equilibrio. En la Figura 3.7 se presentan tres curvas de demanda inelásticas: la primera incluye únicamente a la demanda base, la segunda incluye a la demanda base y a la demanda intermedia. Por último, la tercera curva es la acumulada de las primeras dos más la demanda punta. Cada curva de demanda interseca en un punto distinto a la curva de oferta. Entonces se tienen tres puntos de equilibrio: (q_{base}, c_3) para la demanda base, $(q_{base+inter}, c_{N-i})$ para la demanda base + intermedia y $(q_{base+inter+punta}, c_{N-j})$ para la demanda base + intermedia + punta. Debido al resultado 2 sabemos que el precio, p , de la generación eléctrica en cada caso es igual al costo variable de la planta marginal.

Por lo tanto, el precio de generación eléctrica aumenta conforme lo hace la demanda: $p_{base} < p_{base+inter} < p_{base+inter+punta}$. Este es un resultado esperado por la forma en que se definió el mercado y ayuda a explicar las variaciones del precio a lo largo de un periodo de tiempo.

Anteriormente, definimos a la demanda en el periodo no pico como la suma de la demanda base y la demanda intermedia. Por su parte, la demanda en el periodo pico incluye a la demanda base, a la demanda intermedia y a la demanda punta. Esta configuración se presenta en la Figura 3.8. En este ejemplo tenemos para el periodo no pico una cantidad de equilibrio: $q_{np} = q_1 + q_2 + \dots + q_{N-i}$ y un precio de equilibrio: $p_{np} = c_{N-i}$. En cambio, para el periodo pico la cantidad de equilibrio es $q_p = q_1 + q_2 + \dots + q_{N-j} - \varepsilon$. El precio de equilibrio es $p_p = c_{N-j}$. Notemos que $\varepsilon > 0$ tal que la planta marginal solo produce una fracción de su capacidad total ofrecida. Además, se cumple que $p_{np} < p_p$: si la demanda de electricidad es mayor, el precio de generación aumenta.

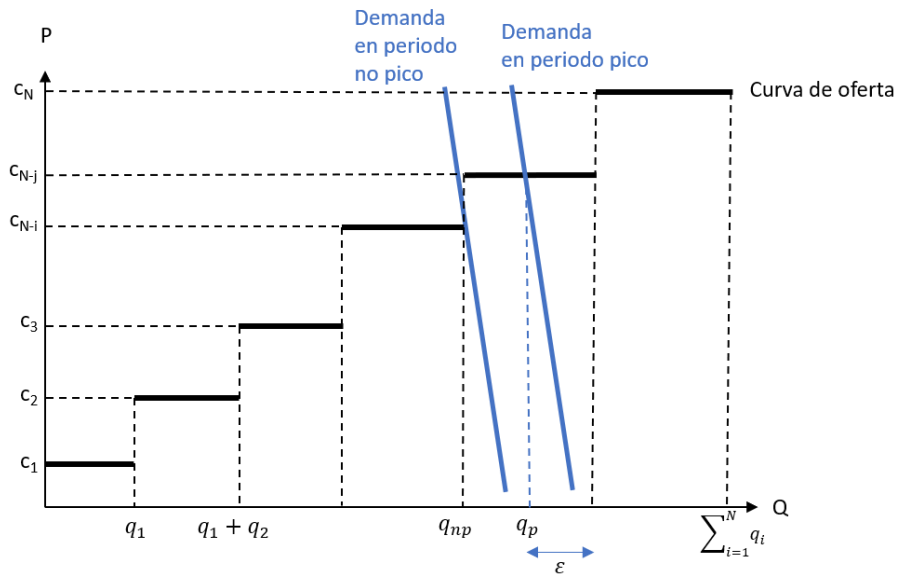
A partir de la Figura 3.8 es fácil observar el resultado 1 (regla de despacho): si la PG tiene un costo marginal menor al precio de equilibrio, entonces es despachada a su máxima capacidad; si la PG tiene un costo marginal mayor al precio de equilibrio, entonces no es despachada; si la PG tiene un costo marginal igual al precio de equilibrio, entonces será despachada con una producción intermedia que se determina por el valor de ε .

En la Figura 3.9 se presenta un nuevo ejemplo en donde hay seis plantas generadoras y la planta marginal es la planta 4: el precio es igual a c_4 . El objetivo de este ejemplo es mostrar el bienestar de los consumidores y de los productores. Resulta conveniente para la exposición de resultados utilizar una demanda elástica, aunque se sabe que en la práctica esto no se cumple.

El excedente del consumidor es $EC = (\sum_{i=1}^4 q_i)(p(0) - c_4)/2$ y tenemos $\frac{\partial EC}{\partial tarifa} < 0$. Es decir, si aumenta (disminuye) el precio, el beneficio para los consumidores es menor (mayor).

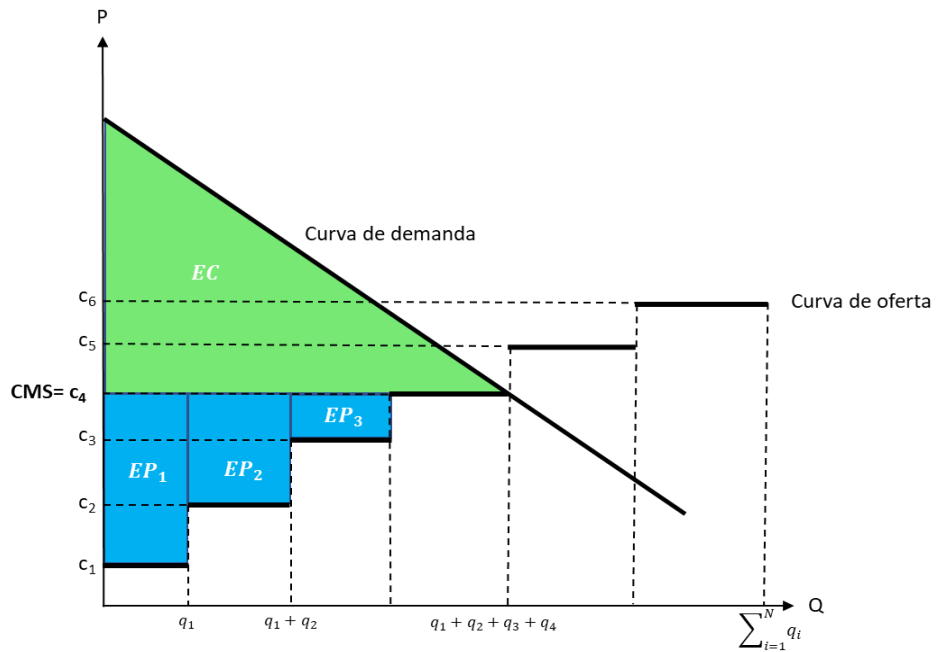
El excedente del productor es $EP = \sum_{i=1}^4 EP_i$ con $EP_i = (q_i)(tarifa - c_i)$ y cumple con que $\frac{\partial EP_i}{\partial tarifa} > 0$. Evidentemente, las PG se benefician de un mayor precio y de manera particular buscan que la diferencia entre el precio y su costo marginal sea lo más grande posible. Por lo tanto, existen incentivos suficientes para que todas las plantas generadoras estén constantemente buscando maneras de reducir sus costos.

Figura 3.8 Ejemplo del orden de mérito en periodo no pico y pico



Fuente: Elaboración propia. Adaptado de Carreón y Dardati (2008).

Figura 3.9 Excedente del productor y del consumidor en el orden de mérito



Fuente: Elaboración propia.

4.- SIMULACIÓN DEL PROCESO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

En este capítulo se llevan a cabo las simulaciones del proceso de generación eléctrica en México para 2021. Se utiliza el mecanismo de orden de mérito en dos configuraciones: orden por costos y orden por contaminación. El orden por costos se ha descrito extensamente en el capítulo anterior: su propósito es minimizar el costo total de la generación eléctrica y se logra al ordenar las PG de menor a mayor costo variable.

En cambio, el orden por contaminación busca minimizar la contaminación total y para lograrlo el operador del sistema ordena a las PG de menor a mayor emisión de contaminantes.

Adicionalmente al orden por costos y al orden por contaminación, se propone un tercer orden alternativo: la *aversión a intermitentes*, el cual consiste en despachar a las plantas por un criterio de costos, pero dejando al final a las plantas eólicas y fotovoltaicas por su naturaleza intermitente. Este último orden se utiliza por dos motivos. Primero, por la propuesta de política pública del gobierno mexicano actual (2018-2024) de relegar a las tecnologías intermitentes (fotovoltaica y eólica). La razón principal detrás de esta política es el apoyar a la empresa productiva CFE en detrimento de los generadores privados, los cuales poseen la mayoría de la capacidad instalada de estas tecnologías. Segundo, al realizar este orden por aversión a intermitentes se puede medir su impacto en el costo y precio de la generación eléctrica en 2021. Los resultados obtenidos de la simulación básica por costos se comparan con la generación de electricidad real para concluir sobre la eficiencia del sistema. Los resultados de la simulación por orden de contaminación se utilizan para concluir sobre la sostenibilidad del sistema. Por último, los resultados de la simulación por aversión a intermitentes sirven para concluir sobre la política pública.

Recordemos que otro objetivo de este trabajo es el conocer el impacto que ha tenido la Reforma Energética de 2013 en el submercado de la generación eléctrica. De acuerdo con Joskow (2006), existen varias formas de examinar los efectos de una reforma liberalizadora: estudios de “antes y después” utilizando datos de series de tiempo, comparaciones entre países y entre estados donde las instituciones de liberalización varían de un país a otro o de un estado a otro y enfoques de simulación estructural. En este caso se utilizó la última opción: se construyeron dos escenarios para la simulación de orden por costos. El primero es el escenario *verdadero*, aquel en el que la Reforma sí ocurrió. El segundo escenario es uno *hipotético* y se pregunta el cómo ocurriría la generación eléctrica en 2021 sin la Reforma. Uno de los principales cambios que

ocurrieron a raíz de la Reforma fue la participación privada en la generación eléctrica. Por lo tanto, para el escenario verdadero se utilizó la capacidad efectiva completa de 2021: producen la CFE, los PIEs y los generadores privados. En cambio, para el escenario hipotético nos quedamos únicamente con la capacidad efectiva de la CFE y los PIEs. Realizar este ejercicio nos permite conocer las limitaciones del servicio público para generar la electricidad.

Las simulaciones se realizaron con una periodicidad horaria. Es decir, para cada una de las 8760 horas de 2021 se simuló el despacho de las plantas generadoras agrupadas por tecnología de acuerdo a sus costos marginales (varían de forma mensual), su capacidad efectiva y la demanda reportada para esa hora en específico. Por lo tanto, para cada hora se obtuvo una planta marginal y un precio de la generación eléctrica. Todos los datos utilizados son del Sistema Interconectado Nacional (SIN): se excluye a Baja California, Baja California Sur y el Sistema aislado de Mulegé. Además, los datos excluyen las modalidades que no participan en el mercado de corto plazo: autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y usos propios continuos.

4.1 Datos utilizados para las simulaciones

4.1.1 Datos de la demanda de electricidad

Se utilizó la estimación de la Demanda Real del Sistema por Balance reportada por el CENACE.²⁷ La estimación se presenta por hora y para cada uno de los 32 Estados de la República. Además, incluye a todas las modalidades del SEN: autoabastecimiento, cogeneración, generación privada, CFE, pequeña producción, producción independiente y usos propios continuos. Es así que la demanda total del SEN en 2021 fue de 322,376 [GWh]. De esta demanda total es necesario eliminar los datos correspondientes a Baja California y Baja California Sur por ser sistemas aislados. De esta forma la demanda del SIN queda en 302,058.574 [GWh]. Por último, solo conservaremos la demanda cubierta por las modalidades que participan en el mercado de corto plazo: CFE, productores independientes y generadores privados, las cuales obtenemos a partir de la generación bruta, que es una buena aproximación de la demanda.

²⁷ La estimación de la Demanda Real del Sistema por Balance se obtiene con base en la generación neta inyectada al sistema en cada hora, menos la energía de exportación. Se incluyen las pérdidas técnicas y no técnicas.

En la primera columna de la Tabla 4.1²⁸ se muestra la generación bruta total para el Sistema Interconectado Nacional en 2021: abarca todas las modalidades de generación. En cambio, la segunda columna representa la generación bruta efectiva: incluye únicamente la generación proveniente de CFE, PIEs y generadores privados. Notemos que la generación efectiva equivale a 84.54% del total de la generación (259202/306577). Entonces trasladamos este porcentaje a la demanda del SIN y obtenemos que la demanda efectiva del SIN es de 255,360 [GWh]. Esta es la demanda que utilizamos para las simulaciones y su comportamiento se observa en la Figura 4.1.

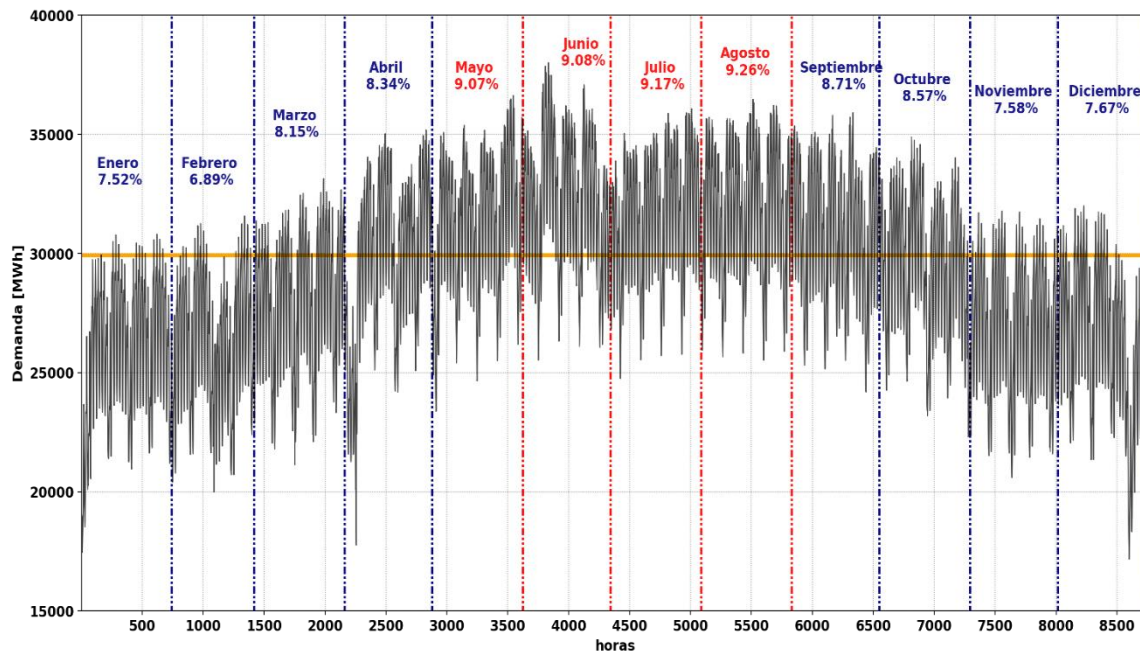
Tabla 4.1 Generación Bruta del SIN del 2021 [GWh]

Tecnología	Total	Efectiva
Hidroeléctrica	34,717	33,857
Nuclear	11,606	11,606
Geotérmica	1,846	1,747
Bioenergía	581	581
Eoloeléctrica	20,968	9,042
Fotovoltaica	16,747	15,070
Intermitentes	37,715	24,112
Energías Limpias	86,465	71,903
Vapor	22,060	18,424
Ciclo Combinado	177,256	153,629
Turbogas	8,154	6,128
Combustión Interna	589	183
Carboeléctrica	8,704	8,704
Cogeneración	3,349	231
Termoeléctricas Convencionales	220,112	187,299
Total [GWh]	306,577	259,202

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

²⁸ La diferencia entre la Tabla 4.1 y la Tabla 2.4 es que la primera es para el SIN, mientras que la segunda es para el SEN (incluye los sistemas aislados).

Figura 4.1 Demanda efectiva del SIN para el 2021 [MWh]



Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

Es importante notar que la demanda presentada tiene una estructura horaria: esto permite una simulación más precisa del orden de mérito. La demanda por hora promedio es de 29,150.72 [MWh], el mínimo es de 17,170.13 [MWh], que ocurrió a las 8 am del 25 de diciembre y el máximo de 38,004.57 [MWh], que ocurrió a las 5 pm del 9 de junio.

La demanda presenta un comportamiento estacional diario: en las primeras horas del día (12 am-8 am) es decreciente, de las 8 am a las 6 pm es ligeramente creciente y de las 6 pm hasta las 9 pm o 10 pm se presenta el periodo pico de demanda. La duración del periodo pico depende del mes del año, pero en general este comportamiento está presente en todos los días del año. También observamos que en 2021 los meses que mayor aporte tuvieron a la demanda fueron mayo, junio, julio y agosto con participaciones de 9.07%, 9.08%, 9.17% y 9.26%. El que los meses más calurosos sean los de mayor demanda es algo que se repite cada año en cualquier sistema eléctrico. El conocer el comportamiento estacional de la demanda es importante para el operador del sistema en su intento de predecirla y en su consecuente tarea del despacho de las centrales.

El valor de las fluctuaciones horarias en la demanda de un año se puede resumir de manera útil mediante una curva de duración de carga que grafica la demanda frente a la duración, que es el número de horas durante las cuales la demanda está en o por encima de cierto nivel. De acuerdo

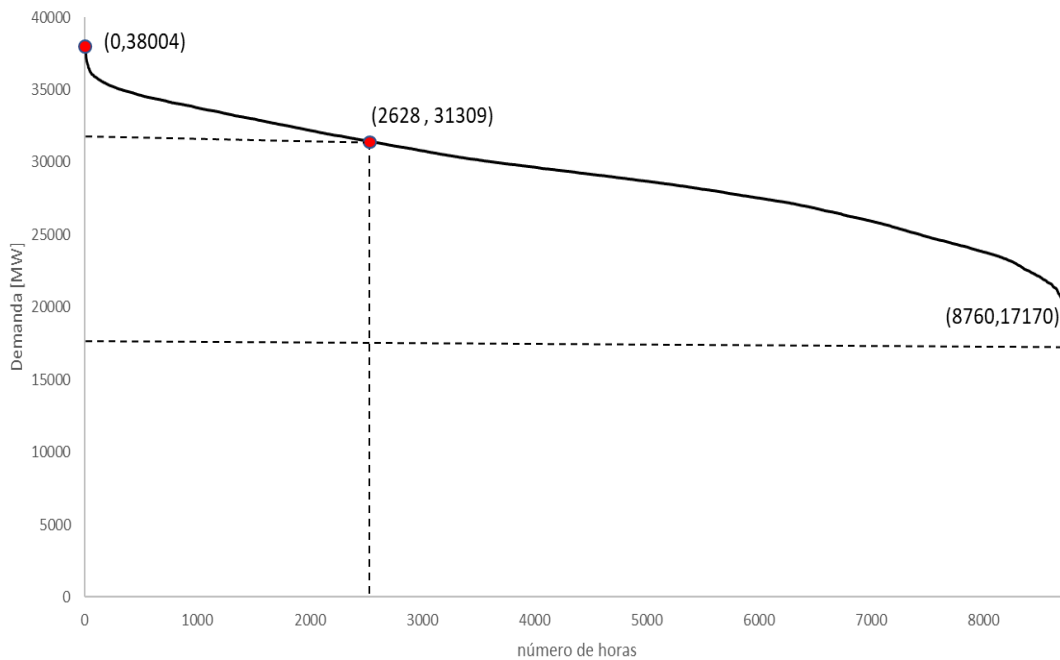
con Stoft (2002), también se puede considerar como la probabilidad de encontrar carga por encima de cierto nivel. Con estas definiciones se construyó la curva de duración de carga de la Figura 4.2 con el uso de percentiles. Durante todas las 8760 horas del 2021 la demanda de electricidad estuvo por encima de 17,170.13 [MWh]: la probabilidad de que la demanda sea mayor o igual a 17,170.13 [MWh] es igual a uno. La demanda base²⁹ es el área del rectángulo de altura 17.170 [GWh] y base de 8760 de la Figura 4.2 y equivale a 150,410.37 [GWh].

Durante 2,628 horas (percentil 70) la demanda estuvo situada por encima de 31,309.17 [MWh]. Es decir, la probabilidad de que la demanda sea mayor o igual a 31,309.17 [MWh] es de 30%. La demanda intermedia está constituida por dos áreas. La primera es el área del rectángulo de altura: 31,309 [MWh] – 17,170 [MWh] y base de 2,628. La segunda es el área debajo de la curva que va desde el punto (2628, 31309) hasta el punto (8760,17170) y que tiene como base la recta: demanda= 17,170 [MWh]. Para calcular el área bajo la curva se hizo una aproximación mediante áreas de rectángulos situados debajo de la curva. Con esto, la demanda intermedia calculada es de 99,528.95 [GWh]. Por último, la demanda punta es el área bajo la curva comprendida entre el punto (0,38004) y el punto (2628,31309) y tiene como base la recta: demanda= 31,309 [MWh]. La demanda punta calculada es de 5,420.42 [GWh]. Evidentemente, al sumar las tres demandas: base, intermedia y punta, obtenemos la demanda total de 255,360 [GWh].

Por último, vale la pena aclarar una cuestión. Al llevar a cabo las simulaciones por hora del presente capítulo se consideraron los datos de demanda horaria esquematizados en la Figura 4.1. La Figura 4.2 se presentó como un complemento teórico que añade profundidad al análisis.

²⁹ La definición de demanda base, intermedia y punta se presentó en la Tabla 3.1.

Figura 4.2 Curva de duración de carga para la demanda efectiva del SIN 2021



Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

4.1.2 Construcción de la curva de oferta

Dado que tenemos datos de la demanda por hora, necesitamos también una curva de oferta por hora. Para construir la curva de oferta se necesitan dos insumos básicos: costos marginales y la capacidad efectiva de las plantas generadoras. Los datos a nivel planta no están disponibles, por lo que se agruparon por tecnología.

Los costos marginales se aproximaron con costos variables unitarios por tecnología y se pueden observar en la Tabla 4.2. Estos datos provienen directamente del reporte de la CRE: “Tarifas Finales de Suministro Básico, 2021”.³⁰ En promedio, la tecnología con el menor costo unitario variable es la fotovoltaica con 0.0982 [pesos/MWh]: producir con esta tecnología prácticamente no reporta costos variables. La segunda tecnología en promedio más barata es la hidroeléctrica: 90.34 [pesos/MWh]. Le siguen en orden de menor a mayor la eólica, la geotérmica, el ciclo combinado, la nuclear, la carboeléctrica, la de vapor y la de combustión interna con costos respectivos de 176.69, 218.27, 573.07, 977.84, 977.84, 1,627.97 y 1,752.27 [pesos/MWh].

³⁰ Consultar en <https://www.datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico/resource/bedb89f6-e4e6-4c05-a734-3384b1f89126>.

Finalmente, la tecnología con el mayor costo variable promedio es la de turbogas: 2,632.02 [pesos/MWh].

Tabla 4.2 Costo unitario variable por tecnología, 2021 [pesos/MWh]

Tecnología	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
Hidroeléctrica	85.81	62.32	88.08	104.38	90.57	96.66	100.26	98.42	96.23	90.14	91.86	79.31	90.34
Nuclear	711.38	508.39	754.43	900.73	899.81	1061.25	1097.26	1147.94	1330.18	1385.78	1020.32	916.65	977.84
Geotérmica	195.51	138.58	323.85	231.47	224.21	238.06	236.19	215.74	229.43	193.39	206.89	185.89	218.27
Eololéctrica	338.56	170.01	223.73	216.42	100.87	98.98	220.28	148.51	153.86	137.53	158.15	153.39	176.69
Fotovoltaica	0.0889	0.0657	0.1067	0.1295	0.1228	0.1200	0.1076	0.0979	0.0974	0.0916	0.0810	0.0694	0.0982
Vapor	1,089.64	2,949.86	1,225.27	1,426.58	1,370.04	1,542.00	1,628.12	1,587.57	1,781.56	1,809.15	1,716.69	1,409.17	1,627.97
Ciclo Combinado	560.50	544.19	451.69	557.16	506.72	544.80	563.78	603.22	664.02	610.04	671.51	599.26	573.07
Turbogas	5,664.83	6,327.67	1,303.02	1,233.01	1,455.06	1,560.72	1,544.62	1,711.41	1,863.81	1,762.62	1,795.56	5,361.89	2,632.02
Combustión Interna	1,386.64	1,061.90	1,650.90	1,909.03	1,777.39	1,963.45	1,967.86	1,901.81	1,986.60	2,016.53	1,838.11	1,567.03	1,752.27
Carboeléctrica	711.38	508.39	754.43	900.73	899.81	1,061.25	1,097.26	1,147.94	1,330.18	1,385.78	1,020.32	916.65	977.84

Fuente: CRE, “Tarifas Finales de Suministro Básico, 2021”.

El reconocimiento de los costos variables por tecnología es vital para realizar la simulación del orden de mérito por costos. Hay que notar que para cada mes de 2021 existe un orden de mérito potencialmente distinto porque los costos están reportados de manera mensual. Para las tecnologías limpias (excepto la nuclear), los cambios en los costos son leves en el sentido que nunca veremos a una planta eólica siendo despachada después que una de carbón. En cambio, para las tecnologías termoeléctricas los cambios son considerables. Como ejemplo está el caso de las plantas de vapor: en enero su costo es relativamente bajo y en febrero se triplicó, solamente para volver a bajar en marzo. La volatilidad de los costos de las plantas termoeléctricas se debe a su dependencia en el precio de los combustibles que utilizan, lo que genera que el orden por costos pueda modificarse de un mes a otro.

La teoría expuesta en el capítulo 3 de este trabajo nos indica que la curva de oferta surge a partir de costos variables. Sin embargo, los costos fijos también tienen un rol importante en el análisis del submercado de generación eléctrica: por ejemplo, para fijar cargos por capacidad en la tarifa de suministro básico. En el Apéndice D.1 se presentan los costos totales unitarios por tecnología para 2021 (engloban costos variables y costos fijos).

Respecto al segundo ingrediente en la construcción de la curva de oferta, en la Tabla 4.3 se presenta la capacidad efectiva del SIN para 2021. El término *efectiva* se refiere a que excluye las modalidades que no participan en el mercado spot: autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y usos propios continuos. Además, deja fuera a los sistemas eléctricos aislados (a diferencia de la Tabla 2.3). Se observan dos casos distinguibles en la Tabla 4.3. En la segunda columna se presenta la capacidad efectiva de la CFE, los productores independientes

y los generadores privados; mientras que en la tercera columna se presenta la capacidad efectiva únicamente de la CFE y los PIEs (el servicio público).

Tabla 4.3 Capacidad Efectiva del SIN, 2021 [MW]

Tecnología	CFE+PIEs+Privados	CFE+PIEs
Hidroeléctrica	12,404	12,125
Nuclear	1,608	1,608
Geotérmica	371	371
Eoloeléctrica	2,674.25	699
Fotovoltaica	5,252.38	0
Vapor	10,584	10,015
Ciclo Combinado	29,123.86	24,101
Turbogas	2,636	1,868
Combustión Interna	167.81	12
Carboeléctrica	5,463	5,463
Convencionales	47,974.68	41,459
Limpias	22,310	14,803
Total	70,284.31	56,262

Fuente: Elaboración propias con datos de SENER.

Al distinguir estos dos casos, se muestra el efecto que ha tenido la Reforma Energética en el ámbito de la generación. Recordemos que uno de los grandes cambios que trajo la Reforma fue el permitir la participación de los privados en la generación eléctrica. Es así que con los privados la capacidad efectiva asciende hasta 70,284.31 [MW], mientras que, si solo estuviera presente el servicio público, entonces la capacidad caería hasta 56,262 [MW].

Dado el análisis básico, los costos variables unitarios y la capacidad efectiva son suficientes para construir la curva de oferta para cada hora. Sin embargo, se podría tener un enfoque distinto: uno que tenga un interés especial por la emisión de contaminantes en la generación de electricidad. En este trabajo nos interesan ambos casos. Por lo tanto, en la Tabla 4.4 se muestra la emisión de contaminantes por tecnología: para el caso del dióxido de carbono. Los datos corresponden a 2018. Esto no debería afectar significativamente los resultados de las simulaciones para 2021 porque las centrales eléctricas no cambian sus características de forma acelerada en tan poco tiempo. Las tecnologías etiquetadas como *limpias* son aquellas que no emiten CO₂ al producir. Entre ellas tenemos la hidroeléctrica, la nuclear, la geotérmica, la eólica y la fotovoltaica. En contraparte, las tecnologías convencionales (termoeléctricas) emiten

contaminación en cantidades variables. Las centrales de ciclo combinado son las que menos contaminan: la segunda central menos contaminante (la de vapor) contamina casi el doble. El tipo de tecnología que mayor contaminación emite es la de turbogas con 966.9 [kg CO₂/MWh]. Al comparar la Tabla 4.2 con la Tabla 4.4 se llega a una conclusión muy importante: las tecnologías menos contaminantes (fotovoltaica, hidroeléctrica, eólica y geotérmica) también son las más baratas. Esto es algo que no ocurría previo a 2014, años en los que las tecnologías intermitentes no estaban presentes y las plantas carboeléctricas eran relativamente más baratas.

Tabla 4.4 Emisión de contaminantes por tecnología [kg CO₂/MWh]

Tecnología	Contaminación
Hidroeléctrica	0
Nuclear	0
Geotérmica	0
Eoloeléctrica	0
Fotovoltaica	0
Vapor	694.866
Ciclo Combinado	393.3
Turbogas	966.9
Combustión Interna	757.7
Carboeléctrica	791

Fuente: PRODESEN 2018-2032.

4.2 Descripción del proceso de simulación y presentación de un ejemplo práctico

En este capítulo se llevan a cabo 3 simulaciones distintas que parten del concepto del orden de mérito. La primera es orden de mérito por costos: las plantas se ordenan de acuerdo a su costo unitario presentado en la Tabla 4.2 y busca minimizar el costo total de generación. La segunda es orden de mérito por contaminación: las plantas se ordenan de acuerdo a su nivel de emisiones contaminantes presentado en la Tabla 4.4 y busca minimizar las emisiones totales de CO₂ al generar electricidad. La tercera es orden de mérito por costos que relega a las tecnologías intermitentes (eólica y solar) al último lugar en el despacho y busca cuantificar su impacto en los costos y emisiones de contaminantes (orden con *aversión a intermitentes*).

La periodicidad en la simulación es horaria porque así los resultados captan mayores variaciones que ocurren durante el proceso de generación. Para cada hora obtenemos una planta marginal, un costo marginal del sistema (el precio de generación), la generación por tecnología, costo

variable de generación y costo total de generación. El proceso detrás de las simulaciones quedará más claro después de presentar el ejemplo práctico. Antes de eso, es necesario aclarar una cuestión adicional.

En la subsección anterior se mencionó reiteradamente que la curva de oferta se construye con costos variables y capacidad efectiva. Sin embargo, hay un elemento extra que no se ha comentado hasta este momento. Se trata del *factor de disponibilidad*. En este trabajo se define como un indicador del grado de disponibilidad de la capacidad de las unidades generadoras en un periodo específico.

Por ejemplo, para una planta fotovoltaica se puede tener una capacidad efectiva de 10 [GW]. Sin embargo, si son las 9 pm, entonces el factor de disponibilidad para esta hora sería de cero (la planta no puede generar en ausencia del sol) y la generación máxima por hora, que se obtiene como sigue:

$$\text{generación máxima por hora} = \text{capacidad efectiva} * \text{factor de disponibilidad}$$

también sería igual a cero.

Todas las tecnologías tienen particularidades técnicas que modifican su factor de disponibilidad incluso hora con hora. Para llevar a cabo las simulaciones de este capítulo el factor de disponibilidad fue un elemento clave en la construcción de la curva de oferta, como se puede ver en el ejemplo de la Tabla 4.5.

Específicamente el de la Tabla 4.5 es un ejemplo del orden por costos. Se eligió mostrar la simulación correspondiente a la hora 6,199 del año, que pertenece a las 7 am del 16 de septiembre de 2021. La demanda en esa hora es de 27.079 [GWh] y se considera el caso en el que generan electricidad la CFE, los PIEs y los generadores privados³¹ (segunda columna de la Tabla 4.3).

Tenemos diez tecnologías ordenadas por costos variables, tal que la primera en producir es la fotovoltaica por tener el menor costo, 0.00010 [pesos/kWh]. Le siguen en el despacho la hidroeléctrica y la eólica. La planta más cara es la de combustión interna y es la última en el orden de despacho: su costo variable es de 1.987 [pesos/kWh]. Este orden es específico al mes de septiembre y sus costos variables unitarios son parte esencial en la determinación del precio de la generación eléctrica en cada hora de dicho mes.

³¹ Este es el caso que ocurrió en la realidad para 2021 en el mercado de corto plazo del SIN. También es el caso base para este trabajo y del que se desprenden la mayoría de las conclusiones.

Cada tecnología tiene una capacidad efectiva y una generación máxima por hora asociada. Veamos el caso de la tecnología fotovoltaica. Su capacidad es de 5.25 [GW]; sin embargo, a las 7 am apenas está amaneciendo y los rayos del sol no son intensos. Consecuentemente, el factor de disponibilidad es de 0.3 y por esta razón la generación máxima para las 7 am queda reducida a 1.58 [GWh]: $5.25 \text{ [GWh]} * 0.3 \approx 1.58 \text{ [GWh]}$.

Así como la tecnología fotovoltaica se ve condicionada por la intensidad del sol, algo similar sucede con otras tecnologías: la hidroeléctrica se ve condicionada por la disponibilidad del agua (frecuencia de las lluvias) y la eólica por la velocidad del viento.

Evidentemente, para realizar las simulaciones se requiere de factores de disponibilidad por hora para cada tecnología. La forma de obtenerlos se explica a continuación.

Para la fotovoltaica se consideró un factor de 0 durante la noche (8 pm hasta 5 am) y un factor de 0.2 para las 6 am, el cual progresivamente crece conforme pasa el día hasta llegar a 0.9 en el mediodía y hasta las 3 pm, hora a partir de la cual el factor decrece hasta llegar de nuevo a 0 a las 8 pm. Los factores se modifican levemente en función de la estación del año.

Para el caso de la tecnología eólica se utilizaron factores de planta³² por hora reportados para 2021 como proxys de los factores de disponibilidad. El promedio anual de los factores de planta fue de 0.34.

Para el caso de la tecnología hidroeléctrica y geotérmica también se utilizaron factores de planta por hora con promedios anuales de 0.31 y 0.49 respectivamente. Específicamente para el caso hidroeléctrico se observó que en las horas correspondientes a los meses de poca lluvia: de enero a abril, los factores de planta fueron en promedio menores a 0.15, mientras que, en la época de lluvia: junio-septiembre, los factores de planta promediaron arriba de 0.47, con un máximo de 0.75.

³² El factor de planta de una central generadora es el cociente entre la energía real generada por la planta durante un período de tiempo y la energía generada si hubiera producido a su máxima capacidad durante ese mismo período.

Tabla 4.5 Ejemplo práctico de la simulación del orden de mérito por costos

Orden	Tecnología	Costo Unitario [pesos/kWh]	Capacidad Efectiva [GW]	Factor de disponibilidad	Generación máxima por hora [GWh]	Acumulado [GWh]	Generación [GWh]	Costo Variable [pesos]
1	Fotovoltaica	0.00010	5.25	0.3	1.58	1.58	1.58	153.44
2	Hidroeléctrica	0.09623	12.40	0.43	5.37	6.94	5.37	516,412.71
3	Eoloeléctrica	0.154	2.67	0.11	0.30	7.25	0.30	46,689.35
4	Geotérmica	0.229	0.37	0.49	0.18	7.43	0.18	42,339.89
5	Ciclo Combinado	0.664	29.12	0.61	17.77	25.20	17.77	11,796,723.19
6	Nuclear	1.330	1.61	0.9	1.45	26.64	1.45	1,925,032.76
7	Carboeléctrica	1.330	5.46	0.2	1.09	27.74	0.44	580,197.3921
8	Vapor	1.782	10.58	0.9	9.53	37.26	0	0
9	Turbogas	1.864	2.64	0.9	2.37	39.63	0	0
10	Combustión Interna	1.987	0.17	0.9	0.15	39.78	0	0
Total			70.28		39.78		27.0790	14,907,548.74

Fuente: Elaboración propia.

La tecnología nuclear se consideró firme: en caso de ser llamada a producir lo puede hacer a cualquier hora sin un condicionante evidente, como lo es el sol para la fotovoltaica. Por lo tanto, su factor de disponibilidad para todas las horas es de 0.9.³³ Existe, sin embargo, una cuestión extra sobre la central nuclear: tienen un costo de arranque muy elevado. Por lo que no puede estar prendida una hora, apagada la siguiente y prendida de nuevo la hora subsecuente. Para sortear esta situación en las simulaciones se consideró que la central nuclear produce en todas las horas de 2021.

Las centrales de ciclo combinado se consideran como plantas base por sus relativos bajos costos variables, mientras que las carboeléctricas cubren la demanda intermedia y en algunas ocasiones cubren la demanda punta. Los factores de disponibilidad para el ciclo combinado y la carboeléctrica se aproximaron con factores de planta por hora: el promedio anual respectivo fue de 0.61 y 0.2.

Por último, las centrales de vapor, turbogas y de combustión interna se consideraron como plantas de periodo pico por sus elevados costos variables. En ese sentido son plantas firmes y su factor de disponibilidad para todas las horas se consideró igual a 0.9.

Retomemos el ejemplo de la Tabla 4.5 sobre la simulación del orden por costos. Una vez que está definida la generación máxima para cada tecnología se obtiene su acumulado, el cual funge

³³ En ningún caso se consideró un factor de disponibilidad igual a 1. El máximo fue de 0.9. La justificación es que las centrales eléctricas en la práctica no suelen producir al 100% de su capacidad por razones de seguridad. Además, al generar electricidad siempre existen pérdidas. Por último, una parte pequeña de la energía generada es utilizada para alimentar los equipos auxiliares de la propia central.

como curva de oferta. Posteriormente, realizamos la intersección de oferta y demanda. Para las 7 am del 16 de septiembre de 2021 la demanda es de 27.079 [GWh], la cual se encuentra entre 26.64 [GWh] y 27.74 [GWh] en el acumulado, valores que se corresponden con la planta nuclear y carboeléctrica. Por lo tanto, la planta marginal para esta hora es la carboeléctrica y el costo marginal del sistema es igual al costo variable de esta tecnología: 1.33 [pesos/kWh]. Todas las PG que son despachadas antes que la carboeléctrica generan lo máximo posible de acuerdo a sus restricciones, mientras que la planta marginal solo genera lo necesario para terminar de cubrir la demanda: la diferencia entre la demanda y el acumulado hasta ese punto. Las PG que vienen después que la carboeléctrica, de acuerdo con el orden de mérito, no son despachadas: no generan electricidad en esa hora. Para nuestro ejemplo, las plantas de vapor, turbogas y combustión interna no fueron despachadas. También se calculan los costos variables de la generación: se multiplica el costo unitario variable de cada tecnología (Tabla 4.2 para el mes de septiembre) por la cantidad de electricidad que generaron en la hora específica. En este caso el costo variable total fue de 14,907,548.74 pesos. Por último, para esta hora se tuvo una contaminación de 7.332 [miles de toneladas de CO₂] al generar la energía.

Se ha mencionado en varias oportunidades que existen distintas formas de ordenar a las PG en función del objetivo que se persiga. El ejemplo de la Tabla 4.5 persigue el objetivo de minimizar el costo de generación eléctrica. En cambio, en la Tabla 4.6 se presenta una variación al ejemplo en donde el objetivo es minimizar la emisión de CO₂. Las PG ahora están ordenadas de menor a mayor contaminación. Las primeras cuatro tecnologías: fotovoltaica, hidroeléctrica, eoloeleétrica y geotérmica están ordenadas de la misma forma que en el ejemplo de orden por costos. Esto porque son las tecnologías que menos contaminan y a la vez son las más baratas. Detrás de ellas viene la nuclear, la cual a pesar de tener un costo unitario mayor al ciclo combinado se despacha antes por ser menos contaminante. Algo similar ocurre con las plantas de vapor y de combustión interna: sus costos unitarios son mayores que el costo de la planta de carbón; sin embargo, emiten menos contaminación y por eso son despachadas antes. Al considerar lo anterior, ahora la planta marginal es la planta de vapor y no la de carbón y el costo marginal del sistema es más elevado: 1.782 [pesos/kWh].³⁴ Se generó la misma cantidad de

³⁴ Se consideró que el costo marginal del sistema es igual al costo variable unitario de la última planta despachada. Sin embargo, también se puede igualar al costo de la planta más cara despachada o igualar a un promedio simple o compuesto de los costos de las plantas despachadas.

energía: 27.07 [GWh], pero su distribución entre las PG cambió. Por lo tanto, ahora el costo variable total es de 15,104,430.85 pesos, el cual es un incremento de 1.32% respecto al costo variable total del orden por costos (14,907,548.74 pesos). A cambio de incrementar el costo se redujo la contaminación, que ahora es de 7.290 [miles de toneladas de CO₂]: apenas 0.57% menor que en el orden por costos. El que la diferencia sea mínima es un indicativo que el producir energía limpia no conlleva un sacrificio significativo en los costos: en 2021, las tecnologías limpias también son las más baratas.

Una segunda variación al ejemplo de la Tabla 4.5 se expone en la Tabla 4.7, el cual se identifica como *aversión a intermitentes*. En este caso también se tiene un orden por costos, pero la tecnología fotovoltaica y la eólica se relegan hasta el último lugar en el orden. Al realizar el despacho para las 7 am del 16 de septiembre de 2021 obtenemos un costo variable total de 17,920,649.40 pesos (un incremento de 20% respecto al orden por costos) y una emisión de contaminantes de 8.70 [miles de toneladas de CO₂] (un incremento de 18% respecto al orden por costos). Queda claro que el impacto de las intermitentes en esta hora es considerable y no se aconseja dejarles afuera por ningún motivo.

Tabla 4.6 Ejemplo práctico de la simulación del orden de mérito por contaminación

Orden	Tecnología	Costo Unitario [pesos/kWh]	Capacidad Efectiva [GW]	Factor de disponibilidad	Generación máxima por hora [GWh]	Acumulado [GWh]	Generación [GWh]	Costo Variable [pesos]
1	Fotovoltaica	0.00010	5.25	0.3	1.58	1.58	1.58	153.44
2	Hidroeléctrica	0.09623	12.40	0.43	5.37	6.94	5.37	516,412.71
3	Eoloeléctrica	0.154	2.67	0.11	0.30	7.25	0.30	46,689.35
4	Geotérmica	0.229	0.37	0.49	0.18	7.43	0.18	42,339.89
5	Nuclear	1.330	1.61	0.9	1.45	8.88	1.45	1,925,032.76
6	Ciclo Combinado	0.664	29.12	0.61	17.77	26.64	17.77	11,796,723.19
7	Vapor	1.782	10.58	0.9	9.53	36.17	0.44	777,079.51
8	Combustión Interna	1.987	0.17	0.9	0.15	36.32	0	0
9	Carboeléctrica	1.330	5.46	0.2	1.09	37.41	0	0
10	Turbogas	1.864	2.64	0.9	2.37	39.78	0	0
Total			70.28		39.78		27.0790	15,104,430.85

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.7 Ejemplo práctico de la simulación con aversión a intermitentes

Orden	Tecnología	Costo Unitario [pesos/kWh]	Capacidad Efectiva [GW]	Factor de disponibilidad	Generación máxima por hora [GWh]	Acumulado [GWh]	Generación [GWh]	Costo Variable [pesos]
1	Hidroeléctrica	0.09623	12.40	0.43	5.37	5.37	5.37	516,412.71
2	Geotérmica	0.22943	0.37	0.49	0.18	5.55	0.18	41,100.83
3	Ciclo Combinado	0.664	29.12	0.61	17.77	23.31	17.77	11,796,723.19
4	Nuclear	1.330	1.61	0.9	1.45	24.76	1.45	1,925,032.76
5	Carboeléctrica	1.330	5.46	0.2	1.09	25.85	1.09	1,453,351.84
6	Vapor	1.782	10.58	0.9	9.53	35.38	1.228	2,188,028
7	Turbogas	1.864	2.64	0.9	2.37	37.75	0	0
8	Combustión Interna	1.987	0.17	0.9	0.15	37.90	0	0
9	Fotovoltaica	0.00010	5.25	0.3	1.58	39.48	0	0
10	Eoloeléctrica	0.154	2.67	0.11	0.30	39.78	0	0
Total			70.28		39.78		27.0790	17,920,649.40

Fuente: Elaboración propia.

4.3 Resultados de las simulaciones

En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones hechas para el mercado de corto plazo del SIN en 2021 y con una periodicidad horaria. Primero están los resultados para la simulación principal del orden de mérito por costos y su comparación con la realidad. Posteriormente, se muestran los resultados obtenidos con otras simulaciones basadas en ordenes alternativos: por contaminación y por aversión a intermitentes.

El proceso detrás de las simulaciones se detalló en los ejemplos de las Tablas 4.5, 4.6 y 4.7. En ese caso, la simulación fue para las 7 am del 16 de septiembre de 2021, pero el proceso es totalmente análogo para las restantes 8759 horas del año. En realidad, cada hora tiene sus peculiaridades y fueron debidamente implementadas en las simulaciones. Ante la imposibilidad de reportar 8760 tablas distintas con los resultados para cada hora, se exponen aquí únicamente los resultados agregados para cada tipo de simulación, de los cuales se pueden extraer interesantes conclusiones.

Cabe aclarar que todas las simulaciones se hicieron con los datos expuestos en la sección 4.1 que corresponden al Sistema Interconectado Nacional de 2021.

4.3.1 Simulaciones con orden por costos

Recordemos brevemente el mecanismo detrás del orden de mérito por costos. Existen N plantas generadoras las cuales ofrecen una capacidad de producción y un costo marginal. El operador

del sistema ordena las ofertas de menor a mayor costo. Las PG producirán hasta que se satisfaga la demanda. El precio de la generación se establece como el costo de la última planta despachada.

En la realidad, en el mercado de corto plazo compiten las plantas de la CFE, los PIEs y los generadores privados. Con esto en mente, la *Simulación 1 (Reforma)* es orden de mérito por costos que abarca las tres modalidades de generación. Es decir, la capacidad efectiva que se utilizó fue la correspondiente con la segunda columna de la Tabla 4.3.

En la Tabla 4.8 se observa la generación por tecnología estimada a partir de la simulación 1 y su comparación con la generación bruta real de 2021 (Realidad). Existe un alto grado de coincidencia entre la generación simulada y la generación real, lo cual se atribuye a la utilización de una escala horaria.

La generación bruta de 2021 es 1.18% mayor que la energía generada con la simulación 1. Esto ocurre por la definición misma de generación bruta: al producir energía las plantas destinan una pequeña parte de su producción para usos propios. Explícitamente la diferencia es de 3,029.68 [GWh] y puede explicar la divergencia presente en la generación con turbogás (planta de periodo pico): la simulación estima una producción con turbogás menor que la realidad: 2,477 [GWh] de diferencia.

Sobre la central nuclear, el modelo predice una mayor generación que la experimentada. Ello se debe a los mantenimientos y contingencias que tuvo la planta durante el año y que el modelo no contempla.

Las divergencias restantes presentes en todas las tecnologías son relativamente pequeñas y se pueden atribuir al problema de congestión de la red —provoca que las plantas se utilicen menos de lo óptimo —, mantenimientos, contingencias o simplemente a la discrecionalidad del CENACE al despachar las plantas.

Dadas las pocas diferencias entre la generación bruta real y la simulación 1, se concluye que en 2021 se siguió en gran medida un despacho por orden de mérito para el SIN. Es decir, el SIN operó de manera eficiente en 2021.

Tabla 4.8 Comparación de resultados en generación: realidad vs simulaciones con orden de mérito por costos [GWh]

	Realidad	Simulación 1: Reforma	Simulación 2: No Reforma
Hidroeléctrica	33,857	34,114.91	33,347.57
Nuclear	11,606	12,677.47	12,677.47
Geotérmica	1,747	1,595.94	1,595.94
Eoloeléctrica	9,042	8,066.96	2,108.55
Fotovoltaica	15,070	15,720.38	0
Vapor	18,424	17,849	44,967.79
Ciclo Combinado	153,629	153,419.06	132,911.32
Turbogas	6,128	3,651	3,906
Combustión Interna	183	61	100
Carboeléctrica	8,704	8,204.61	23,745.89
Convencionales	187,068	183,184.66	205,630.78
Limpias	71,322	72,175.66	49,729.54
Total	258,390	255,360.32	255,360.32

Fuente: Elaboración propia.

Aclarado lo anterior, se describe a continuación el historial de generación y otros factores de interés para el SIN obtenidos con la simulación 1 (gráficas del Apéndice D.3 y D.4).

Durante las primeras 2,000 horas del año y las últimas 1,260 horas, las plantas hidroeléctricas generaron relativamente menos, lo que se corresponde con los meses de menor lluvia. En cambio, durante las horas de agosto y septiembre (temporada de lluvias) la generación estuvo 17.16% arriba del promedio anual, que fue de 3.89 [GWh].

Las centrales geotérmicas y nucleares produjeron prácticamente lo mismo en todas las horas del año: 0.182 [GWh] y 1.447 [GWh] respectivamente.

Las centrales eólicas presentan un patrón de generación totalmente aleatorio respecto a la hora del año. En su simulación se utilizaron factores de planta por hora, pero parece viable también el utilizar una distribución normal con media de 0.9 [GWh] y desviación estándar de 0.6 [GWh]. La generación fotovoltaica es completamente intermitente: pasa de cero a una cantidad positiva y de nuevo a cero con un patrón predecible. Tiene una mayor producción durante las horas de verano. Después de la hidroeléctrica, la fotovoltaica es la que mayor energía limpia generó en 2021.

Ninguna de las tecnologías limpias (fotovoltaica, eólica, nuclear, hidroeléctrica y geotérmica) fue planta marginal durante las 8760 horas de 2021.

Dentro de todas las tecnologías de generación, la de ciclo combinado es la que mayor producción reporta para todas las horas: en promedio genera 17.51 [GWh] por hora, el cual es 4.5 veces mayor que la producción hidroeléctrica y casi 9 veces la producción con vapor (la segunda y tercera tecnología que más generan). El ciclo combinado fue planta marginal durante 1,171 horas (13% de las veces), las cuales están repartidas mayormente en los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre; que son los meses de menor demanda. Debido a esto y a que produjo en todas las horas del año se considera al ciclo combinado como una planta de base.

Las centrales de carbón fueron la planta marginal en 752 horas, de las cuales 50% ocurrió durante los meses de menor demanda. Esta tecnología no se considera de base porque durante 913 horas (10% del año) no fue despachada. Dentro de las horas que fue despachada, sólo en 9.5% de ellas fue la planta marginal.

Las centrales de vapor fueron la planta marginal en 6,281 horas del año: 71% de las veces. Si consideramos únicamente las horas en que fue despachada, entonces fue la planta marginal 99% de las veces. No cabe duda que esta tecnología determina el precio de la generación durante la mayor parte del año: en las horas de menor demanda delega este papel a las carboeléctricas y de ciclo combinado. Las 2,461 horas en que no fue despachada se concentran en los meses de menor demanda y alcanzó su producción media máxima en las horas de junio: 2.7 veces mayor que su promedio anual.

Por supuesto que las centrales de vapor son plantas que cubren la demanda pico: algo que ocurrió con mayor frecuencia en los meses de mayor demanda (mayo a agosto).

Las otras dos tecnologías *pico* son la de turbogas y la de combustión interna. La primera fue planta marginal en 537 horas (6.13% del total) y la segunda solo en 19 horas.

En los meses de abril, julio y octubre las plantas de turbogas fueron más baratas que las plantas de vapor, por lo que fueron despachadas antes y en horas de demanda no muy elevada pudieron ser la planta marginal: 180 veces en abril, 82 en junio y 257 en octubre. Por ende, es normal observar que en estos meses la tecnología turbogas tuvo su mayor participación en la producción. En total esta tecnología produjo durante 1,780 horas con una media de 0.41 [GWh]. Por último, las centrales de combustión interna solo produjeron durante 414 horas: fue la tecnología que menor producción tuvo en 2021. Toda su generación ocurrió en el mes de febrero. La razón es que en febrero las plantas de vapor y turbogas (plantas pico que suelen ser despachadas antes) tuvieron costos inusualmente altos, mientras que las centrales de combustión

interna tuvieron costos relativamente bajos. Lo anterior permitió que la combustión interna generase 60.98 [GWh] de energía.

Si definimos la confiabilidad del sistema como el margen de diferencia entre la capacidad de generación disponible en un periodo dado y la demanda que ocurre en ese mismo periodo, entonces podemos comentar lo siguiente.

Para el 2021 y de acuerdo a la simulación 1, la confiabilidad promedio por hora fue de 25.64%. Un sistema eléctrico confiable posee una capacidad de generación adicional a la demanda realizada entre 6% y 9%. Con lo cual, en el agregado anual el sistema es confiable.

En un análisis mensual, en enero y febrero —los meses con la menor demanda— es cuando la confiabilidad es más alta: 31.78% y 31.40% respectivamente. La menor confiabilidad promedio fue de 16.98% y se presentó en el mes de junio, el cual es el mes con la mayor demanda. Por lo tanto, en el agregado mensual el sistema también es confiable.

Más interesante es el análisis por hora. De las 8760 horas tan solo en 68 horas el sistema no fue confiable (margen menor al 9%). 62 de esas 68 horas ocurrieron en junio: algo congruente con lo expuesto arriba. Las 6 horas restantes ocurrieron 3 en mayo, 2 en julio y una en abril. Específicamente el 4 de abril a las 11 pm la CFE reportó un ‘apagón’, lo que significó una confiabilidad negativa para esa hora en el modelo. Respecto a las horas no confiables la mínima fue de 3.72%.

Se puede concluir que incluso a una escala horaria el sistema es confiable: solo 0.77% de las horas tuvo problemas de capacidad.

Adicional a la simulación 1 —la cual es la simulación base y sobre la cual se obtuvieron todos los resultados principales— se propuso una **Simulación 2**. La cual busca responder una pregunta: ¿Cómo ocurriría el despacho óptimo de las centrales eléctricas en 2021 si no hubiera ocurrido la Reforma Energética de 2013? Para llevar a cabo este escenario hipotético se consideró lo siguiente: el principal cambio que trajo la Reforma en el mercado spot de generación fue la incorporación de generadores privados. Es así que se hace una nueva simulación por hora, pero ahora se considera únicamente la capacidad efectiva de la CFE y sus productores independientes de energía (columna 3 de la Tabla 4.3): notar que cuando excluimos a los generadores privados la capacidad efectiva se reduce de 70.28 [MW] a 56.26 [MW]. Todos

los demás datos utilizados para la simulación 1 se mantuvieron constantes al realizar la simulación 2.

Los resultados de la simulación 2 en términos de generación se observan en la cuarta columna de la Tabla 4.8 (Simulación 2: No Reforma). Al comparar la simulación 1 contra la simulación 2 notamos dos grandes cambios. Primero, si no hubiera Reforma la generación mediante intermitentes sería prácticamente nula. Segundo, la generación con ciclo combinado disminuye levemente, mientras que las tecnologías carboeléctricas y de vapor más que triplican su producción con respecto al caso donde sí ocurrió la Reforma.

Tabla 4.9 Comparación de resultados reales y simulados para orden de mérito por costos

	Realidad	Simulación 1: Reforma	Simulación 2: NO Reforma
Costo de generación total [millones de pesos]	309,796.16	294,180.48	344,665.12
Costo de generación variable [millones de pesos]	159,383.22	146,542.57	193,051.77
CMS promedio anual [pesos/kWh]	1.57	1.404	1.6068
Contaminación Total [Millones Toneladas CO2]	86.17	82.81	106.16

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 4.9 se continua con las comparaciones entre las simulaciones y la realidad y se presentan los resultados agregados para las 8760 horas de 2021. Los criterios de comparación son los costos de generación (variable y total), el precio de la generación promedio anual y la emisión de contaminantes.³⁵

Recordemos que con base en la Tabla 4.8 se concluyó que el SIN seguía mayormente el orden de mérito: es un sistema eficiente. Sin embargo, esto no ocurre al 100%. La forma de comprobarlo es a través de los costos totales de generación. Recordemos que el objetivo principal del operador del sistema al realizar el despacho es minimizar estos costos totales.

Al comparar las primeras dos columnas de la Tabla 4.9 (Realidad vs Simulación 1) notamos que para la generación real de 2021 el costo total fue 5.30% mayor que el costo simulado, el cual representa el costo mínimo de generación. Por lo tanto, se concluye que el SIN se aleja en 5%

³⁵ El costo de generación total se calculó multiplicando el costo total unitario (Apéndice D.1) por la cantidad generada de electricidad en cada hora y obteniendo la suma para todas las horas. El cálculo del costo de generación variable es análogo, pero se usan los costos variables unitarios de la Tabla 4.2. A su vez el cálculo de la contaminación total utiliza los datos de la Tabla 4.4.

del costo mínimo. Dado que la desviación no es significativa, se mantiene la conclusión de que el SIN operó de manera eficiente en 2021.

Respecto al precio de la generación promedio (CMS), la CRE dio a conocer en su reporte: “Tarifas Finales de Suministro Básico 2021” que el cargo por generación (la porción de la tarifa final que cubre los costos de generación) promedió 1.57 [pesos/kWh] entre todas las categorías tarifarias no subsidiadas.³⁶ De acuerdo con el orden de mérito, el precio por generar electricidad en promedio debería ser de 1.404 para 2021, el cual es evidentemente menor que el precio promedio real. La diferencia se puede explicar con los siguientes argumentos. Primero, en la realidad se produjo más energía a partir de plantas de vapor y de turbogas que en la simulación. Esto sugiere que en la realidad hubo más horas en las que estas tecnologías fueron las plantas marginales, lo que a su vez eleva el CMS promedio por tratarse de plantas con costos elevados. Segundo, la CRE en su cálculo del cargo tarifario por generación considera factores adicionales como las ventas de energía eléctrica y usuarios atendidos, lo que puede sesgar la estimación final.

Al comparar la simulación 1 (Reforma) contra la simulación 2 (No Reforma) de la Tabla 4.9 obtenemos las siguientes conclusiones: sin la Reforma Energética el costo de generación total se incrementa en 17%, el precio de la generación se incrementa de 1.404 [pesos/kWh] a 1.6 [pesos/kWh] y la contaminación se incrementa 28%. Los resultados tienen mucho sentido: la Reforma de 2013 atrajo una gran inversión en tecnologías limpias y baratas: fotovoltaica y eólica, y una inversión moderada en el ciclo combinado. En cambio, el servicio público se caracteriza por poseer plantas mayormente termoeléctricas e hidroeléctricas: su capacidad por tecnologías intermitentes representa solo 1.24% del total. Entonces queda en evidencia la importancia que tiene la Reforma Energética en disminuir los costos de generación, la contaminación e incluso los precios de generación.

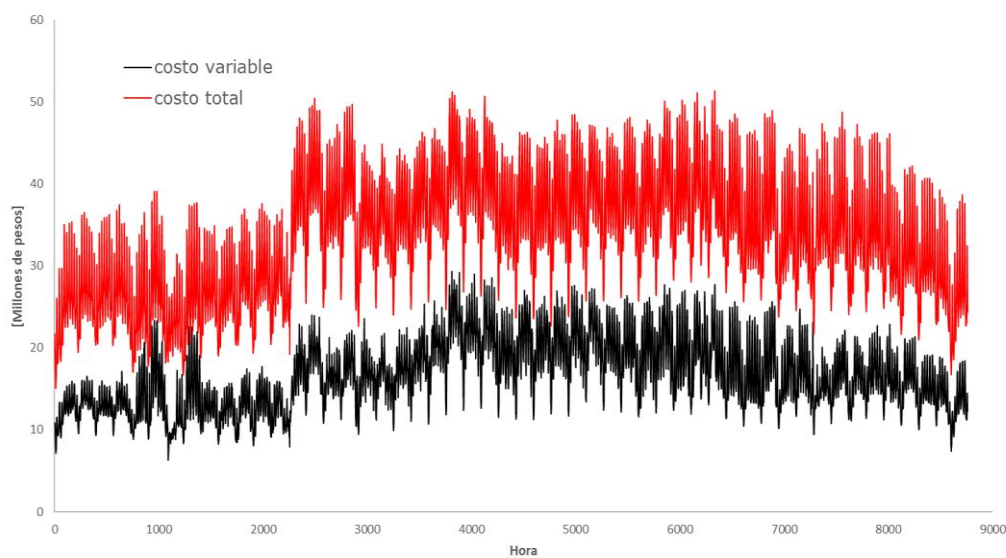
La Figura 4.3 muestra el historial simulado del costo de generación por hora (variable y total). El cálculo es bastante directo: costo unitario (variable o total) multiplicado por la generación que se tuvo en esa hora. El comportamiento es predecible: de enero a mediados de abril, cuando la demanda es menor, el costo es relativamente bajo. A partir de mayo y hasta agosto el costo es persistentemente mayor por la alta demanda. De septiembre hasta diciembre el costo vuelve

³⁶ En 2021 las categorías domésticas y de riego agrícola aún cuentan con un subsidio considerable. Consultar el Apéndice D.2 para ver el cuadro completo de cargo por generación poner categoría tarifaria.

a disminuir, pero no cae hasta los niveles de los primeros meses del año: los últimos meses del año tienen una demanda similar a los primeros meses, pero para 2021 ocurrió que los precios de los combustibles usados en las termoeléctricas fueron en promedio mayores hacia el fin del año. En la Figura 4.4 tenemos el comportamiento simulado de los precios de la generación en una escala mensual. Recordemos que el CMS depende directamente del costo variable de la planta marginal. Por lo tanto, se espera un CMS mayor bajo la combinación de dos condiciones: una alta demanda o altos costos variables en las tecnologías. Durante el mes de febrero los precios medios se elevaron considerablemente (40% mayor que el promedio anual) debido a que los costos variables de las plantas pico en ese mes fueron inusualmente altos. En junio y julio se tienen precios relativamente altos debido a la alta demanda, mientras que en los últimos meses del año se mantiene los precios elevados, pero ahora debido a un incremento generalizado en los costos variables de las tecnologías.

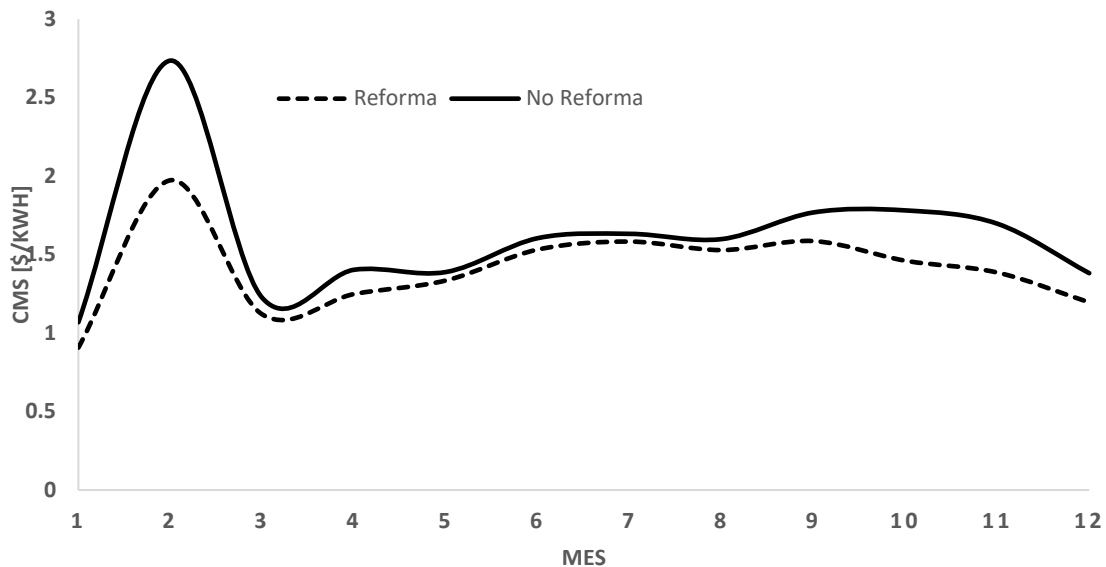
Al comparar el caso de Reforma vs No Reforma notamos que para los meses de menor demanda: enero, febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre la brecha en el precio es significativa; mientras que en los meses de alta demanda (junio-agosto) la brecha se reduce considerablemente. Cuando no hay Reforma se requiere una producción muy grande de las plantas de carbón y de vapor, las cuales funcionan como plantas marginales prácticamente todo el año. En cambio, con la Reforma, en los meses de baja demanda el sistema tiene plantas marginales más baratas: de ciclo combinado, lo que reduce el precio para estos meses.

Figura 4.3 Comportamiento del costo de generación eléctrica en 2021



Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.4 Comportamiento del precio de generación eléctrica en 2021



Fuente: Elaboración propia.

4.3.2 Simulaciones con otras ordenaciones

La simulación 1 presentada en la subsección anterior representa la simulación base: es un orden de mérito por costos. A partir de esta simulación base nos podemos mover para llegar a conclusiones adicionales sobre el Sistema Eléctrico Nacional.

En esta sección llamaremos a la simulación 1 simplemente *orden por costos*. Esto para distinguirla de otros dos órdenes aquí planteados: un orden ambiental que procura la menor contaminación posible y un orden de *aversión a intermitentes*, el cual ordena también por costos pero que ignora a las tecnologías intermitentes en un intento de emular la política propuesta por el actual gobierno en apoyo de su empresa productiva.

Ambos órdenes (ambiental y de aversión a intermitentes) son modificaciones directas de la simulación 1: consideran una capacidad efectiva que incluye a la CFE, PIEs y generadores privados.

Un orden ambiental ocurre de la siguiente forma. El operador del sistema ordena a las plantas generadoras de menor a mayor emisión de contaminantes (CO_2). En cada periodo de tiempo las plantas generan electricidad de acuerdo al orden preestablecido hasta satisfacer la demanda existente. La última planta en producir es la planta marginal y el precio de la generación se

puede establecer de varias formas. Primero, se puede seguir la misma definición teórica que el orden por costos y establecer que el precio sea igual al costo variable de la planta marginal. Notar que el costo de la última planta despachada no necesariamente es el mayor costo de entre las plantas despachadas. Lo que posiblemente provocaría que ciertas plantas produzcan con pérdidas. Segundo, directamente establecer que el precio sea igual al costo de la planta más cara. Con esto se garantiza que no habrá pérdidas para ninguna planta durante la generación.³⁷ Por último, se puede igualar al precio con un promedio (simple o ponderado) de los costos de las plantas despachadas. Esta es una medida desbalanceada que promueve un incentivo fuerte hacia las tecnologías más baratas.

Los detalles específicos detrás de las simulaciones se explicaron en los ejemplos de las Tablas 4.6 y 4.7, por lo que esta subsección se limita a comentar los resultados agregados de todas las horas de 2021.

Respecto a la generación con el orden ambiental, notamos una gran coincidencia en relación con el orden por costos (Tabla 4.10). La única gran diferencia está en que el orden ambiental prácticamente no produce con la carboeléctrica: es una tecnología que contamina más que las centrales de vapor. Por esa razón le da preferencia a estas últimas y su producción es 65% mayor que en el caso de orden por costos.

Respecto a la *aversión a intermitentes*, toda la producción que correspondería a las intermitentes en el orden por costos normal se traslada a las plantas de vapor y, en menor medida, a las plantas de ciclo combinado y de carbón.

³⁷ La planta marginal obtendría beneficios iguales a cero. Notar que aquí hablamos de ganancias respecto únicamente a la parte variable del problema: se excluyen los costos fijos. Las estrategias para cubrir los costos fijos de las plantas no son cubiertas en este trabajo; sin embargo, se puede mencionar que están direccionadas a un cargo variable o fijo presente en la tarifa por concepto de *capacidad*, el cual es adicional al cargo por *generación (energía)* aquí presentado.

Tabla 4.10 Comparación en generación entre simulaciones con distintos órdenes de mérito [GWh]

	Orden Costos	Orden Contaminación	Aversión a Intermitentes
Hidroeléctrica	34,114.91	34,114.91	34,114.91
Nuclear	12,677.47	12,677.47	12,563.67
Geotérmica	1,595.94	1,595.94	1,595.94
Eoloeléctrica	8,066.96	8,066.96	0
Fotovoltaica	15,720.38	15,720.38	14
Vapor	17,849	29,478.511	37,137.91
Ciclo Combinado	153,419.06	153,657.38	155,447.56
Turbogas	3,651	4	5,063
Combustión Interna	61	10	93
Carboeléctrica	8,204.61	34	9,331
Convencionales	183,184.66	183,184.66	207,072
Limpias	72,175.66	72,175.66	48,288.26
Total	255,360.32	255,360.32	255,360.32

Fuente: Elaboración propia.

Los cambios mencionados que ocurren en la generación eléctrica debido a los distintos órdenes se ven reflejados en los resultados de la Tabla 4.11. Al respecto, se obtienen las siguientes conclusiones.

Si se desea generar electricidad contaminando lo menos posible (se adopta el orden por contaminación), entonces el costo total de generación se eleva 1.20%,³⁸ mientras que el costo variable de generación se eleva 3.66%. En contraparte, la emisión de contaminantes se logra reducir 2.23%. Adicionalmente, el precio de generar electricidad aumenta levemente de 1.404 [pesos/kWh] a 1.475 [pesos/kWh].

El que haya tan poca diferencia entre el orden de mérito por costos y el orden de mérito ambiental nos conduce hacia una conclusión: el SIN en 2021 es sostenible. Al menos lo es en el sentido que dadas sus condiciones iniciales está minimizando costos y a la vez está cerca también de minimizar las emisiones de CO₂: no sacrifica energía limpia por energía barata, sino que la energía limpia es, a la vez, la energía más barata. Ahora, esto no significa que el trabajo ambiental en México está terminado y hemos detenido el cambio climático. Si en 2021 la generación hubiera tenido un enfoque ambiental, el SIN hubiera generado 80.96 [millones de toneladas de CO₂], la cual es una cantidad considerable. Por supuesto que el objetivo es

³⁸ La comparación se hace respecto al orden de mérito por costos.

aproximar las emisiones de CO₂ a cero. Por lo tanto, aún queda mucho trabajo que hacer en México respecto a lo ambiental. Con la Reforma de 2013 definitivamente se dio un paso en la dirección correcta derivado de la intensa inclusión de tecnologías limpias y baratas. Para ponerlo en perspectiva, en 2004 se generó emitiendo 100.73 [millones de toneladas de CO₂]: cada GWh producido contaminó 526.7 toneladas de CO₂. En cambio, en 2021 se emitieron 86.17 [millones de toneladas de CO₂]: cada GWh producido contaminó 333.48 toneladas de CO₂. También es valioso tener una perspectiva internacional.

Según el informe de la Agencia Internacional de Energía (AIE) de 2021, Asia fue la principal responsable de las emisiones de CO₂ relacionadas con la generación eléctrica en 2020, seguida de América del Norte y Europa. Sin embargo, China es el país con mayores emisiones de CO₂ por generación eléctrica con 7,900 millones de toneladas; seguido de Estados Unidos (1,430 millones ton), India (1,190 millones ton), Japón (1,050 millones ton) y Rusia (590 millones ton). En el extremo opuesto, los países escandinavos, como Dinamarca, Noruega, Suecia y Finlandia, tienen bajas emisiones de CO₂ por generación eléctrica debido a su alta proporción de energías renovables en su matriz energética. Por ejemplo, según la AIE, en 2019 Noruega y Suecia no emitieron CO₂ por generación eléctrica, mientras que Dinamarca emitió solo 12 millones de toneladas métricas (Mt) y Finlandia emitió 25 millones de toneladas métricas (Mt). Claramente, México debería transitar hacia los casos escandinavos, aunque parece una meta de largo plazo. Se ha dicho que el SIN en 2021 es (parcialmente) sostenible, pero esto no ocurría antes. Se realizó un ejercicio análogo al aquí presentado, pero con datos de 2004³⁹ y se observó lo siguiente. Recordemos que para 2021 el procurar el medio ambiente hace que los costos variables se incrementen 3.66%. Mientras que la misma acción, pero llevada a cabo en 2004, eleva los costos variables 7.42%: más del doble que en 2021. La explicación es simple: en 2004 las plantas carboeléctricas eran las más baratas y las más contaminantes. Por sus bajos costos, el carbón generaba electricidad en casi todas las horas del año. Es así que el implementar una política ambiental en 2004 significaba generar energía más cara durante todas las horas del año.

En lo referente al orden de aversión a intermitentes, los resultados de la Tabla 4.11 indican que, si relegamos a las plantas eólicas y fotovoltaicas del despacho, entonces los costos totales se incrementan 13% y la contaminación es 20% mayor. Adicionalmente, el CMS cambia de 1.404

³⁹ Tomados de Carreón y Dardati (2008)

[pesos/kWh] a 1.576 [pesos/kWh]. Resulta evidente que la política de aversión a intermitentes puede ser benéfica para la CFE y los PIEs; sin embargo, resultaría en detrimento de los usuarios del suministro básico, quienes enfrentarían tarifas más altas⁴⁰ y respirarían un aire más contaminado.

Los precios de la generación (CMS) mostrados en la Tabla 4.11 se obtuvieron a partir de la definición teórica del despacho: precio es igual al costo variable de la última planta generadora despachada. Sin embargo, como ya se explicó arriba, existen criterios alternos al establecer el precio. En la Tabla 4.12 se muestran los 4 criterios considerados en las simulaciones.

Tabla 4.11 Comparación entre simulaciones con distintos órdenes de mérito

	Orden Costos	Orden Contaminación	Orden Aversión a Intermitentes
Costo de generación total [millones de pesos]	294,180.48	297,715.90	332,647.11
Costo de generación variable [millones de pesos]	146,542.57	151,915.37	180,276.85
CMS promedio anual [pesos/kWh]	1.404	1.475	1.576
Contaminación Total [Millones Toneladas CO2]	82.81	80.96	99.29

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.12 Variación en la determinación del CMS promedio anual para distintos órdenes de mérito

Criterios (1)	Orden Costos (2)	Orden Contaminación (3)	Orden Aversión a Intermitentes (4)
1. CMS por última planta despachada [pesos/kWh]	1.404	1.475	1.576
2. CMS por planta despachada más cara [pesos/kWh]	1.448	1.525	1.582
3. CMS por promedio simple [pesos/kWh]	0.549	0.499	0.759
4. CMS por promedio ponderado [pesos/kWh]	0.568	0.590	0.700

Fuente: Elaboración propia.

Bajo el criterio 1, los órdenes por costos (columnas 2 y 4) garantizan que las plantas generadoras no incurren en pérdidas al producir: la última planta también es la planta más cara. Dicho lo anterior, llama la atención que al usar el criterio 2 los CMS no coinciden con los CMS del

⁴⁰ Una política de mayores subsidios no ayudaría a solucionar el problema: los usuarios no se enfrentan al precio real de la electricidad, lo que genera ineficiencias. Además, la alta presión que imponen los subsidios sobre el gasto público acrecienta el endeudamiento del Estado.

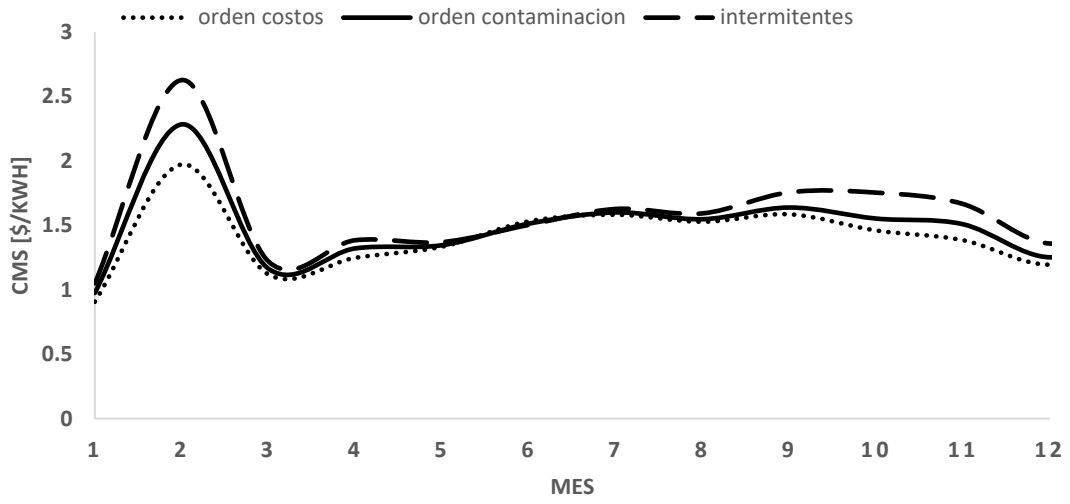
criterio 1. La explicación está en la planta nuclear. Recordemos que por limitaciones técnicas en las simulaciones se consideró que siempre está produciendo. Durante muchas horas la planta nuclear es más cara que la planta marginal, por lo que el CMS promedio del criterio 2 crece artificialmente. Por lo tanto, si queremos ordenar por costos y que no haya pérdidas para las PG, entonces debemos usar el criterio 2 o usar el criterio 1 y subsidiar a las plantas nucleares.

En cuanto al orden por contaminación (columna 3), si usamos el criterio 1, entonces habrá tecnologías que durante horas tendrán pérdidas. Lo anterior no es deseable porque las puede obligar a salir del mercado y habría problemas de confiabilidad. Usar el criterio 2 parece más adecuado en el sentido que no habría pérdidas. Además, puede provocar que las tecnologías más baratas tengan mayores beneficios positivos, lo que en el largo plazo genera más inversión.

Respecto a los criterios 3 y 4 basados en promedios se observa lo siguiente. Su principal objetivo es incentivar de manera agresiva la eficiencia en la generación: las plantas caras tendrán constantemente grandes pérdidas y saldrán del mercado. Si se supone que en su lugar entran plantas más baratas, entonces se converge a la eficiencia en poco tiempo. El problema está en los pocos incentivos que habría para los inversores externos de entrar en el mercado dados los precios tan bajos.

Finalmente, en la Figura 4.5 se presenta el comportamiento promedio de los precios de la generación durante los meses de 2021 y para los distintos órdenes. En general, cuando se ordena por costos, el CMS siempre es menor y cuando se ordena con aversión a intermitentes el CMS siempre es mayor. El comportamiento que describen las tres curvas tiene una explicación análoga a la de la Figura 4.4: en los meses de baja demanda la diferencia en los precios es mayor porque hay variedad respecto a quién es la planta marginal; en cambio, en los meses de alta demanda las plantas marginales casi siempre son las mismas sin importar el orden. Recordemos que el CMS aumenta en dos escenarios: ante una mayor demanda y ante un mayor costo variable de la planta marginal. Por ejemplo, en febrero hubo poca demanda y el CMS debería ser relativamente bajo; sin embargo, los costos variables fueron tan altos que el efecto positivo sobre el CMS dominó y generó un CMS alto.

Figura 4.5 Comportamiento del CMS para distintos órdenes de mérito en 2021



Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIONES

Durante 53 años (1960-2013) el sistema eléctrico mexicano fue, en mayor o menor medida, un monopolio integrado tanto vertical como horizontalmente.

Debido principalmente a los altos costos de generación, la falta de inversión y la escasa diversificación en la matriz energética se implementó una Reforma Energética en diciembre de 2013 como solución a estos problemas: se pasó de un esquema de monopolio a uno de competencia en el mercado mayorista. Una de las principales consecuencias de la Reforma fue el permitir la competencia privada en el proceso de generación en el mercado spot.

Bajo el contexto post-Reforma, en este trabajo se planteó como objetivo principal el obtener un diagnóstico general del SIN para 2021: sobre si es eficiente, sostenible y confiable. Para lograrlo se expandió el modelo de orden de mérito propuesto por Carreón y Dardati (2008). La expansión ocurrió en dos sentidos: primero, se utilizó un análisis horario, el cual ayuda a capturar de mejor manera las variaciones de las plantas generadoras en comparación con el análisis mensual; segundo, se utilizó un orden de mérito basado en costos, pero también uno basado en niveles de contaminación.

Se utilizaron datos de capacidad efectiva por tecnología, costos variables unitarios por tecnología, factores de planta por hora y la demanda horaria de 2021 para realizar simulaciones del orden de mérito. En el proceso, se ignoraron los submercados de transmisión y distribución para enfocarse exclusivamente en la generación y obtener conclusiones específicas referentes a dicho submercado.

En la simulación del orden de mérito por costos, se obtuvo el costo mínimo de generación eléctrica. Al comparar la generación simulada contra la generación real se notan diferencias mínimas, que se pueden explicar por mantenimientos, contingencias o por saturación de la red de transmisión. Con esto, el costo total mínimo y el costo total real se distancian en 5%.

Debido a esta mínima distancia, se concluye que el SIN genera electricidad de manera eficiente en 2021.

De acuerdo a los resultados de la simulación, el precio de la generación eléctrica para 2021 está determinado principalmente por los costos de las plantas de vapor (71% de las veces). En los meses de menor demanda, el ciclo combinado y la carboeléctrica tienen relevancia como plantas marginales, mientras que en los meses de alto consumo dominan las plantas de vapor. Con esto, las tecnologías que cubren la demanda de punta son la de vapor, la turbogas y la de combustión

interna. En cambio, las tecnologías de ciclo combinado, nuclear, geotérmica e hidroeléctrica cubren la demanda base porque producen electricidad en todas las horas del año.

Recordemos que un sistema eléctrico es confiable si la capacidad de generación excede la demanda energética entre 6% y 9%. La simulación indica que durante 8,692 horas de las 8,760 que conforman el año el sistema fue confiable. El mes con menor confiabilidad fue a la vez el mes con mayor demanda promedio por hora: junio. Dado lo anterior, se concluye que el SIN para 2021 es confiable incluso a una escala horaria.

En el trabajo, se propuso una modificación a la simulación del orden de mérito por costos tal que refleje un caso hipotético en el que no ocurrió la Reforma de 2013. El cambio principal estuvo en considerar la capacidad exclusivamente del servicio público (CFE y PIEs) como disponible para generar electricidad. Con esto, para 2021, si no hubiera ocurrido la Reforma, los costos totales de generación aumentarían en 17% y la contaminación se incrementaría 28%. Con lo cual, queda claro el papel de la Reforma en promover energías limpias y baratas y su impacto agregado positivo en el sistema.

En la simulación del orden de mérito ambiental, se obtuvo el nivel de contaminantes (CO_2) mínimo asociados al proceso de generación eléctrica. En 2021, para alcanzar tal contaminación mínima no se tienen que realizar sacrificios significativos: el costo de generación total se incrementa solamente 1.2%. Se concluye que el SIN en 2021 es en gran medida sostenible; a diferencia de 2004, en donde se requiere un mayor sacrificio en el costo para minimizar la contaminación. Por otra parte, a pesar de minimizar la contaminación, esta sigue en niveles elevados: 86.17 [millones de toneladas de CO_2]. Para llegar a una sostenibilidad completa se requiere aproximar la contaminación a cero, como es el caso de los países escandinavos: Noruega, Suecia, Dinamarca y Finlandia.

En lo referente a la simulación con un orden de aversión a intermitentes —emula la política pública del gobierno de apoyo a la CFE— se encontraron resultados desfavorables: el costo total aumenta 13% y la contaminación se eleva 20%.

En síntesis, el SIN para 2021 es eficiente, relativamente sostenible y es confiable. Además, los resultados de este trabajo sugieren una significativa influencia de la Reforma Energética en el favorable diagnóstico del sistema. Por lo tanto, cualquier política que busque frenar o revertir lo propuesto por la Reforma seguramente dañaría la eficiencia, la sostenibilidad y la

confiabilidad del sistema en distintas proporciones. En específico, se demostró que una política de aversión a intermitentes, como aquella que busca *reposicionar* a la CFE, no trae resultados favorables. En cambio, se aconseja mantener y expandir la política energética impulsada en 2013 a través de esquemas que atraigan inversión de tecnologías limpias y baratas. Respecto a la CFE, si desea mantenerse como un jugador relevante en la generación, entonces debe actualizarse e invertir en las nuevas tecnologías.

El monopolio del Estado ejercido en el pasado fue hasta cierto punto necesario para cumplir con el objetivo de servicio universal de energía eléctrica. Sin embargo, ahora las necesidades energéticas son distintas y no debemos mirar hacia atrás con nostalgia. El camino es hacia adelante y para llegar a la madurez del sistema se necesita una mayor competencia en todos los sectores donde sea posible: el mercado de competencia mayorista es un firme primer paso que se dio con la Reforma y no deberíamos dar marcha atrás.

REFERENCIAS

- Belleflamme, P., y Peitz, M. (2010). Static Imperfect Competition. En *Industrial Organization: Markets and Strategies* (pp. 60-64). Cambridge University Press.
- Belyaev, L. (2011). Models of Electricity Market Organization. En *Electricity Market Reforms: Economics and Policy Challenges* (pp. 51-75). Springer.
- Biggar, D., y Hesamzadeh, M. (2014). *The Economics of Electricity Markets*. John Wiley & Sons Press; IEEE Press.
- Burke, P., y Abayasekara, A. (2018). The Price Elasticity of Electricity Demand in the United States: A Three-Dimensional Analysis. *The Energy Journal*, 39(2), 123-145. <https://doi.org/10.5547/01956574.39.2.pbur>.
- Carreón, V. (2010). *La arquitectura de mercado del sector eléctrico mexicano* (Documento de trabajo No. 499, CIDE, División de Economía).
- Carreón, V., y Dardati, E. (2008). *La tarifa de generación en México estimada con el mecanismo de orden de mérito* (Documento de trabajo No. 447, CIDE, División de Economía).
- Carreón, V., y Rosellón, J. (2002). La Reforma del Sector Eléctrico Mexicano: Recomendaciones de Política Pública. *Gestión y Política Pública*, XI(2).
- Carreón, V., y Zerón, A. (2008). *Innovación en el proceso de costo de generación de electricidad* (Documento de trabajo No. 448, CIDE, División de Economía).
- Carreón, V., y Grunstein, M. (2014, ene-jun). Comisión Federal de Electricidad: la no empresa de clase mundial. Hacia la creación de una verdadera empresa productiva del Estado. *Revista Legislativa de Estudios Sociales y de Opinión Pública*, 7(13).

- De Rosenzweig, F. (2007). *El Sector Eléctrico en México: Evolución, Regulación y Tendencias*. Universidad Panamericana; Porrúa México.
- Del Río, J., Rosales, M., Ortega, V., y Maya, S. (2016). *Análisis de la Reforma Energética*. Instituto Belisario Domínguez; Senado de la República.
- Friedman, L.S. (2009). The long and the short of it: California's electricity crisis. *Int. J. Public Policy*, 4(1/2), 4–31.
- Gutiérrez, R. (2017). Presente y Perspectivas de la Reforma Energética de México, una Evaluación Multidisciplinaria. *Petroquimex: la revista de la industria energética*. <https://petroquimex.com/PDF/JulAgo17/Reforma-Energetica-Roberto-G.pdf>.
- Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*. John Wiley & Sons Press.
- Joskow, P. (2006). Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross Country Studies. En F. Sioshansi, and W. Pfaffenberger, *Electricity Market Reform: An International Perspective* (1-32).
- López-Calva, L., y Rosellón, J. (2002). *On the potencial distributive impact of electricity reform in Mexico* (Documento de trabajo Núm. I-2002, El Colegio de México, Centro de Estudios Económicos).
- Ochoa, E. (2015). *Para Entender la Reforma al Sector Eléctrico*. Nostra Ediciones.
- Rouhani, A., y Mashhadi, H. (2022). Estimating the Short-term Price Elasticity of Residential Electricity Demand in Iran. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2022. <https://doi.org/10.1155/2022%2F4233407>.
- Stoft, S. (2002). *Power system economics: Designing Markets for Electricity*. John Wiley & Sons.

Wilson, R. (2002, July). Architecture of Power Markets. *Econometrica*, 70(4), 1299-1340.

Fuentes de Información

Ley de la Comisión Federal de Electricidad [LCFE]. Diario Oficial de la Federación [DOF] 11-07-2014, últimas reformas DOF 11-05-2022 (Mex.).

Ley de la Industria Eléctrica [LIE], Diario Oficial de la Federación [DOF] 11-07-2014, últimas reformas publicadas DOF 11-05-2022 (Mex.).

Comisión Federal de Electricidad. (2019). *Informe Anual 2019*.

Comisión Federal de Electricidad. (2022). *Informe Anual 2021*.

Comisión Federal de Electricidad. (2016). *Plan de Negocios 2017-2021*.

Comisión Federal de Electricidad. (2021). *Plan de Negocios 2022-2026*.

Secretaría de Energía. (2017). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, 2018-2032*.

Secretaría de Energía. (2021). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, 2022-2036*.

Secretaría de Energía. (2017). *Prospectiva Del Sector Eléctrico, 2018-2032*.

Fuentes de los datos

La demanda del SEN por hora fue consultada en:

Gobierno de México. (s.f.). *Estimación de la Demanda Real*. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Consultado el 7 de marzo de 2023, de <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/EstimacionDemandaReal.aspx>

Las tarifas de suministro básico para 2021 y los costos unitarios por tecnología (variables y totales) para 2021 fueron consultados en:

Gobierno de México. (2023, febrero). *Memorias de cálculo de tarifas de suministro básico 2021*. Datos Abiertos: Comisión Reguladora de Energía (CRE). Consultado el 6 de febrero de 2023, de <https://www.datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico/resource/bedb89f6-e4e6-4c05-a734-3384b1f89126>

Los datos de capacidad fueron consultados en:

Secretaría de Energía (SENER). (s.f.). *Capacidad Instalada de CFE más PIEs por Tecnología*. Sistema de Información Energética (SIE). Consultado el 15 de febrero de 2023, de <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=IIIA1C04>

Los datos de generación fueron consultados en:

Secretaría de Energía (SENER). (s.f.). *Generación Bruta de CFE más PIEs por Entidad Federativa*. Sistema de Información Energética (SIE). Consultado el 15 de febrero de 2023, de <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=IIIA1C01>

Los datos de tarifas previos a 2021 fueron consultados en:

Secretaría de Energía (SENER). (s.f.). *Precios medios de energía eléctrica por sector tarifario*. Sistema de Información Energética (SIE). Consultado el 15 de febrero de 2023, de <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=IIIBC01>

APÉNDICES

APÉNDICE A.1: Regiones estadísticas del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: SENER, Prospectiva del Sector Eléctrico 2018-2032.

APÉNDICE A.2: Evolución de la capacidad instalada [MW]

Tipo de Tecnología/Año	2017	2018	2019	2020	2021
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,612	12,612	12,614
Nuclear	1,608	1,608	1,608	1,608	1,608
Geotérmica	899	899	899	951	976
Bioenergía	374	375	375	378	378
Eoloeléctrica	3,898	4,866	6,050	6,504	6,977
Fotovoltaica	171	1,878	3,646	5,149	5,955
Intermitentes	4,069	6,744	9,696	11,653	12,932
Energías Limpias	19,562	22,238	25,190	27,202	28,508
Vapor	12,665	12,315	11,831	11,809	11,793
Ciclo Combinado	25,340	27,393	30,402	31,948	33,640
Turbogas	2,960	2,960	2,960	3,545	3,744
Combustión Interna	739	880	891	850	701
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463	5,463
Cogeneración	1,322	1,709	1,710	2,305	2,305
Termoeléctricas Convencionales	48,489	50,720	53,257	55,920	57,646
Total SEN	68,051	72,958	78,447	83,122	86,154
Permisarios	18,658	20,964	26,685	27,809	26,074
CFE+PIEs	49,393	51,994	51,762	55,314	60,080
% Energías Limpias	28.75%	30.48%	32.11%	32.73%	33.09%

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

APÉNDICE A.3: Precios medios de energía eléctrica por sector tarifario [pesos corrientes/kWh]

Sector	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial	0.77	0.85	0.89	0.93	0.99	1.03	1.07	1.08	1.13	1.18	1.19	1.16	1.20	1.20	1.19	1.09
Servicios	1.25	1.34	1.41	1.48	1.57	1.66	1.72	1.76	1.86	1.96	2.08	2.26	2.36	2.52	2.68	2.61
Comercial	1.37	1.61	1.86	2.05	2.31	2.39	2.55	2.38	2.57	2.72	2.91	2.95	3.04	2.80	2.86	3.17
Agrícola	0.33	0.37	0.40	0.44	0.45	0.48	0.52	0.44	0.49	0.56	0.59	0.54	0.49	0.56	0.59	0.56
Industrial	0.61	0.75	0.87	0.96	1.08	1.12	1.41	1.16	1.31	1.43	1.51	1.55	1.62	1.30	1.31	1.54
Mediana Industria	0.70	0.85	0.97	1.07	1.19	1.24	1.52	1.27	1.43	1.56	1.65	1.69	1.75	1.42	1.43	1.66
Gran Industria	0.48	0.60	0.71	0.78	0.89	0.91	1.19	0.96	1.10	1.22	1.28	1.32	1.38	1.06	1.07	1.27
Promedio	0.87	0.98	1.09	1.17	1.28	1.34	1.45	1.36	1.47	1.57	1.65	1.69	1.74	1.67	1.72	1.79

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

APÉNDICE A.4: Subsidios promedios a las tarifas por sector tarifario

Sector	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Residencial	56%	58%	60%	61%	59%	57%	64%	64%	60%	58%	59%	61%	61%
Servicios	11%	17%	21%	23%	22%	20%	31%	29%	13%	9%	5%	-2%	-3%
Comercial	17%	17%	14%	12%	6%	-3%	12%	17%	-5%	-10%	-16%	-13%	-15%
Agrícola	70%	72%	73%	72%	69%	68%	72%	71%	71%	67%	67%	69%	72%
Industrial	19%	18%	14%	13%	9%	8%	8%	24%	4%	-3%	-5%	-6%	-10%
Mediana Industria	20%	21%	15%	14%	13%	12%	12%	26%	3%	-3%	-5%	-5%	-8%
Gran Industria	15%	17%	11%	10%	1%	1%	-2%	19%	1%	-5%	-5%	-8%	-16%
Promedio	34%	36%	36%	36%	33%	30%	37%	41%	29%	24%	22%	22%	21%

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

APÉNDICE A.5: Monto total de subsidios [millones de pesos corrientes]

Sector	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Residencial	37,206	45,974	54,063	62,286	64,935	70,270	99,934	94,335	83,697	86,646	89,821	96,644	101,565
Servicios	1,062	1,738	2,441	2,952	3,067	3,275	5,953	4,574	2,582	2,220	1,699	2,152	1,508
Comercial	4,107	4,121	5,157	5,284	6,015	7,638	11,440	10,474	0	0	0	0	0
Agrícola	5,960	6,930	7,328	8,830	8,016	7,954	10,672	10,702	10,279	12,656	12,787	12,978	13,427
Industrial	14,984	17,009	16,281	15,635	14,780	16,682	20,522	27,470	5,560	0	0	0	0
Mediana Industria	11,280	12,581	12,413	12,056	13,707	15,312	18,753	24,389	4,923	0	0	0	0
Gran Industria	3,884	4,428	3,868	3,579	1,073	1,370	1,769	3,081	637	0	0	0	0
Total	63,319	75,772	85,270	94,987	96,813	105,819	148,521	147,555	102,118	101,522	104,307	111,774	116,500

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

APÉNDICE A.6: Precios medios netos de subsidios [pesos corrientes/kWh]

Sector	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Residencial	1.72	2.03	2.22	2.38	2.42	2.38	3.00	2.99	2.83	2.82	2.89	2.98	3.07
Servicios	1.41	1.61	1.78	1.92	2.01	2.07	2.48	2.49	2.14	2.16	2.19	2.21	2.29
Comercial	1.65	1.94	2.16	2.33	2.46	2.32	2.89	2.85	2.45	2.48	2.51	2.60	2.64
Agrícola	1.09	1.31	1.47	1.56	1.46	1.51	1.87	1.50	1.70	1.69	1.77	1.74	1.74
Industrial	0.75	0.91	1.01	1.10	1.19	1.21	1.52	1.53	1.37	1.39	1.44	1.46	1.47
Mediana Industria	0.87	1.07	1.15	1.24	1.37	1.40	1.73	1.71	1.48	1.52	1.57	1.60	1.62
Gran Industria	0.57	0.73	0.80	0.87	0.90	0.91	1.17	1.18	1.11	1.16	1.21	1.23	1.19
Promedio	1.33	1.56	1.73	1.86	1.91	1.90	2.35	2.27	2.10	2.11	2.16	2.20	2.24

Fuente: Elaboración propia con datos del SIE.

APÉNDICE C: Despacho óptimo de las plantas generadoras por parte del operador del sistema

El despacho óptimo que realiza el OS es un problema de optimización respecto a los costos totales de generación eléctrica.

En esta parte abordaremos el problema como uno de maximización de una función objetivo con dominio en los reales sujeta a una colección finita de restricciones.⁴¹ Sea $M = \{1, \dots, m\}$ un conjunto de índices. Para cada $i \in M$ se tiene una función dos veces diferenciable $g^i: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ que da lugar a una restricción. La función objetivo será una función dos veces diferenciable $f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$. Con esto se plantea el problema general de maximización:

$$\max\{f(x) \mid g^i(x) \geq 0 \text{ para cada } i \in M\} \quad (C.1)$$

La solución válida para el problema expuesto en C.1 se da a partir del Teorema de Karush-Kuhn-Tucker (KKT).⁴² Ahora, se analiza la optimización que nos interesa.

Recordemos el problema del despacho óptimo:

$$\begin{array}{l} \min_{\{q_i\}} \sum_{i=1}^N C_i(q_i) \\ \text{sujeto a:} \\ \sum_{i=1}^N q_i = q \\ \forall i, q_i \leq \bar{q}_i \ \& \ q_i \geq 0 \end{array}$$

Para poder utilizar KKT en el problema debemos transformarlo tal que tenga el mismo formato mostrado en C.1:

⁴¹ Tanto la función objetivo como las restricciones pueden ser lineales o no lineales.

⁴² Consultar “Mathematical Methods and Models for Economists” de Angel de la Fuente capítulo 7 para todos los detalles del Teorema KKT.

$$\max_{\{q_i\}} - \sum_{i=1}^N C_i(q_i)$$

sujeto a:

$$\sum_{i=1}^N q_i \geq q$$

$$\forall i, q_i \leq \bar{q}_i \text{ \& } q_i \geq 0$$

Se cambió un problema de minimización por uno de maximización y se cambió la primera restricción: $\sum_{i=1}^N q_i \geq q$, donde la energía eléctrica generada por las plantas debe ser mayor o igual que la demanda del mercado.

Con esto, planteamos el Lagrangiano del problema:

$$\mathcal{L} = - \sum_{i=1}^N C_i(q_i) + \lambda \left[\sum_{i=1}^N q_i - q \right] + \mu_i [\bar{q}_i - q_i] + \nu_i q_i$$

Las condiciones de KKT que se obtienen son las siguientes:

$$(KKT.1) \quad \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial q_i} = 0 \Rightarrow C'_i(q_i) = \lambda - \mu_i + \nu_i$$

$$(KKT.2) \quad \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = \left[\sum_{i=1}^N q_i - q \right] \geq 0, \lambda \geq 0, \lambda \left[\sum_{i=1}^N q_i - q \right] = 0$$

$$(KKT.3) \quad \forall i \quad \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mu_i} = \bar{q}_i - q_i \geq 0, \mu_i \geq 0, \mu_i [\bar{q}_i - q_i] = 0$$

$$(KKT.4) \quad \forall i \quad \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \nu_i} = q_i \geq 0, \nu_i \geq 0, \nu_i q_i = 0$$

De la condición (KKT.2) se considera que $\lambda > 0$ para todos los casos tal que: $[\sum_{i=1}^N q_i - q] = 0$. Se hace esto porque queremos que la electricidad generada por todas las plantas sea exactamente igual a la demanda del mercado. Dado que siempre consideramos:

$\lambda > 0$, entonces se puede omitir la condición (KKT.2) del análisis.⁴³ Lo que resta es analizar los siguientes casos:

	μ_i	ν_i
CASO 1	0	0
CASO 2	0	> 0
CASO 3	> 0	0
CASO 4	> 0	> 0

El caso 4 implica $q_i = \bar{q}_i = 0$. Es decir: la planta generadora i producirá lo de su capacidad máxima, la cual es igual a cero. Lo anterior no tiene ningún sentido práctico en el contexto del despacho. Por lo tanto, se omite el caso 4 en el texto principal y solo se analizan los primeros tres casos.

⁴³ En el texto principal claramente se omite esta condición por los motivos expuestos.

APÉNDICE D.1: Costo unitario total por tecnología del 2021 [pesos/MWh]

Tecnología	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
Hidroeléctrica	1,820.41	1,296.23	1,422.41	1,845.81	1,492.10	1,577.77	1,671.94	1,324.14	1,203.71	1,486.08	2,077.66	1,949.85	1,597.34
Nuclear	1,121.90	834.98	1,190.65	1,502.53	1,423.53	1,614.28	1,613.42	1,640.66	1,913.29	1,856.32	1,518.99	1,353.24	1,465.32
Geotérmica	808.38	634.50	1,436.98	1,115.37	1,010.39	1,032.62	938.25	928.04	997.30	968.64	916.86	773.08	963.37
Eoloeléctrica	603.13	455.04	504.96	496.16	390.52	387.91	493.82	429.19	438.40	412.32	416.44	417.96	453.82
Fotovoltaica	300.95	297.16	301.04	300.89	300.83	298.21	295.38	305.95	305.97	305.91	305.93	305.88	302.01
Vapor	1,479.05	3,270.86	1,690.44	1,988.83	1,815.79	1,996.05	2,090.45	2,074.43	2,312.59	2,382.02	2,236.57	1,789.15	2,093.85
Ciclo Combinado	957.64	894.56	891.49	1,056.81	1,006.91	991.21	875.04	1,042.84	1,201.32	997.22	1,215.41	1,034.43	1,013.74
Turbogas	22,128.07	8,534.74	2,935.07	2,314.59	2,503.96	2,477.61	2,393.28	2,550.35	2,772.35	2,760.80	3,437.23	29,893.70	7,058.48
Combustión Interna	2,644.52	2,053.13	2,803.91	3,348.06	3,173.27	3,036.39	2,881.00	2,907.17	2,947.34	3,106.36	3,071.75	2,769.51	2,895.20
Carboeléctrica	1,121.90	834.98	1,190.65	1,502.53	1,423.53	1,614.28	1,613.42	1,640.66	1,913.29	1,856.32	1,518.99	1,353.24	1,465.32

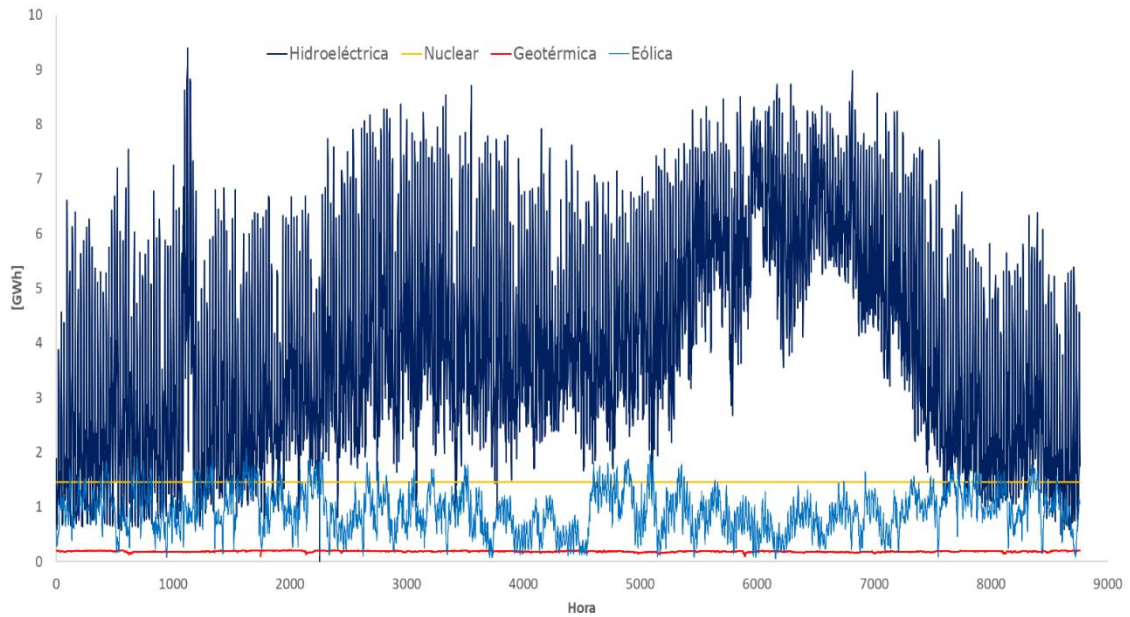
Fuente: CRE, “Tarifas Finales de Suministro Básico, 2021”.

APÉNDICE D.2: Cargo por generación por categoría tarifaria del SIN, 2021 [pesos/kWh]

Categoría Tarifaria	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
DB1	1.059	1.066	1.068	1.108	1.114	1.157	1.143	1.141	1.114	1.112	1.122	1.137	1.112
DB2	1.055	1.062	1.065	1.105	1.110	1.153	1.139	1.137	1.111	1.108	1.118	1.133	1.108
PDBT	2.072	2.086	2.091	2.169	2.180	2.264	2.237	2.233	2.182	2.176	2.196	2.225	2.176
GDBT	1.233	1.241	1.244	1.290	1.297	1.347	1.331	1.329	1.298	1.294	1.307	1.323	1.294
RABT	1.116	1.123	1.126	1.168	1.174	1.220	1.205	1.203	1.175	1.172	1.183	1.198	1.172
RAMT	0.590	0.594	0.595	0.617	0.620	0.644	0.637	0.636	0.621	0.619	0.625	0.633	0.619
APBT	2.467	2.484	2.489	2.583	2.596	2.696	2.664	2.659	2.598	2.591	2.615	2.648	2.591
APMT	1.842	1.854	1.859	1.929	1.938	2.013	1.989	1.985	1.940	1.935	1.953	1.977	1.934
GDMTO	1.009	1.015	1.018	1.056	1.061	1.102	1.089	1.087	1.062	1.059	1.069	1.083	1.059
GDMTH	1.158	1.166	1.169	1.127	1.218	1.176	1.162	1.160	1.134	1.131	1.141	1.156	1.158
DIST	1.130	1.137	1.140	1.183	1.189	1.235	1.220	1.218	1.190	1.187	1.198	1.196	1.185
DIT	1.095	1.102	1.104	1.287	1.152	1.196	1.182	1.180	1.153	1.149	1.160	1.175	1.161
Promedio	1.319	1.328	1.331	1.385	1.387	1.434	1.417	1.414	1.381	1.378	1.391	1.407	1.381
Prom NO subsidios	1.501	1.511	1.514	1.578	1.579	1.629	1.609	1.606	1.569	1.565	1.580	1.598	1.570

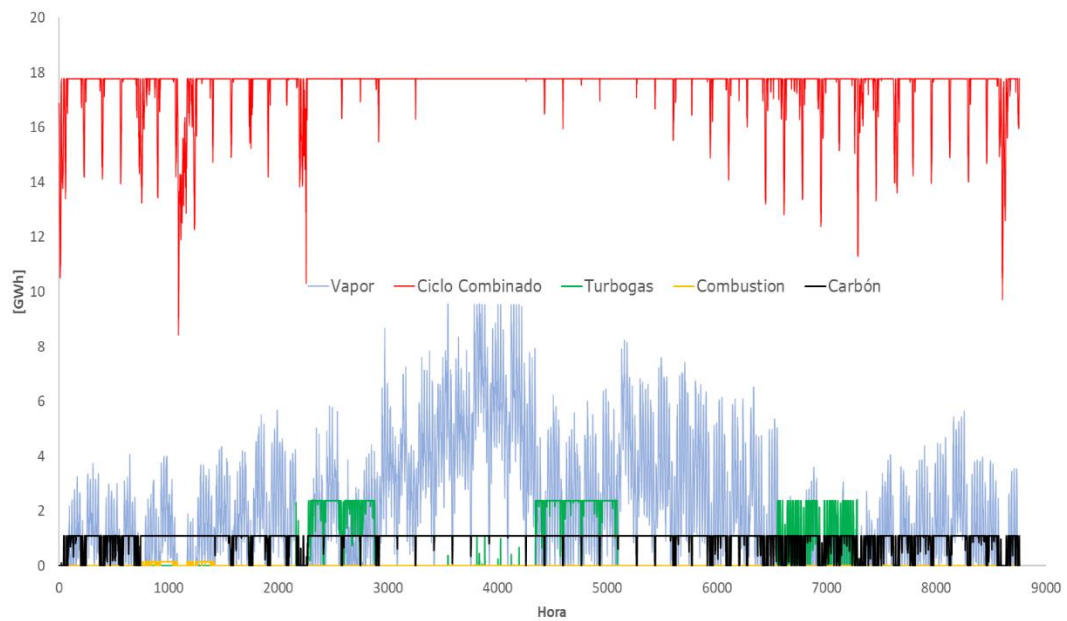
Fuente: CRE, “Tarifas Finales de Suministro Básico, 2021”.

APÉNDICE D.3: Generación por hora, tecnologías limpias [GWh]



Fuente: Elaboración propia.

APÉNDICE D.4: Generación por hora, tecnologías convencionales [GWh]



Fuente: Elaboración propia.