

Análisis de los Indexadores en Licitaciones de Contratos de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados en Chile: Pasado, Presente y Futuro.

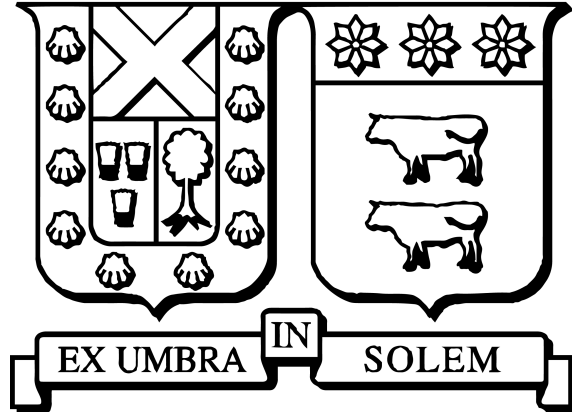
Rodrigo Tomas De la Fuente Wilk

2024

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Rodrigo Rozas Valderrama (UTFSM)

Santiago, 2024.



Análisis de los Indexadores en Licitaciones de Contratos de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados en Chile: Pasado, Presente y Futuro.

Rodrigo Tomas De la Fuente Wilk

2024

Índice de contenidos

| | |
|---|-----------|
| Índice de contenidos | I |
| Índice de figuras | III |
| Índice de tablas | X |
| Resumen | 1 |
| Abstract | 2 |
| 1. Introducción | 3 |
| 1.1. Motivación | 3 |
| 1.2. Objetivos | 6 |
| 2. Suministro Eléctrico a Clientes Residenciales en Chile y el Mundo | 7 |
| 2.1. Chile | 7 |
| 2.1.1. Licitaciones de Largo Plazo | 9 |
| 2.1.2. Licitaciones de Corto Plazo | 10 |
| 2.1.3. Licitaciones Excepcionales de Corto Plazo | 10 |
| 2.1.4. Indexación | 11 |
| 2.1.5. Ingresos por Comercialización de Energía | 12 |
| 2.2. España | 13 |
| 2.3. Reino Unido | 15 |
| 2.4. Estados Unidos | 16 |
| 3. Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados | 19 |
| 3.1. Resultados de las Licitaciones | 19 |
| 3.2. Métodos de Indexación | 24 |
| 3.3. Comportamiento de los Indexadores | 28 |
| 3.3.1. Consumer Price Index (CPI) | 28 |
| 3.3.2. Carbón | 30 |
| 3.3.3. Gas Natural | 31 |
| 3.3.4. Crudo Brent | 32 |
| 3.3.5. Petróleo Diesel | 33 |
| 4. Efectividad de los Indexadores en los Contratos de Suministro Eléctrico | 36 |
| 4.1. Indexación de Contratos de Suministro Eléctrico | 36 |
| 4.2. Puntos de Compra | 41 |

| | |
|--|------------|
| 4.3. Desempeño de los Indexadores y Contratos de Suministro Eléctrico | 50 |
| 5. Proposición de Nuevos Indexadores en los Contratos de Suministro Eléctrico | 59 |
| 5.1. Propuestas de Indexadores | 59 |
| 5.1.1. Índice de Precios al Consumidor (IPC) | 59 |
| 5.1.2. Horas de Desacoples | 64 |
| 5.1.3. Generación Hidráulica | 74 |
| 5.2. Caso de María Elena Solar y Cabo Leones II | 83 |
| 5.3. Traspaso al Cliente Final | 88 |
| 5.4. Resultados Finales | 91 |
| 6. Conclusiones | 94 |
| Anexo | 102 |
| 6.1. Capítulo 2 | 102 |
| 6.1.1. Principales Contratos | 102 |
| 6.2. Capítulo 3 | 102 |
| 6.2.1. Indexación Contratos de Suministro | 102 |
| 6.2.2. Puntos de Compra | 104 |
| 6.2.3. Efectividad Indexadores | 106 |
| 6.3. Capítulo 4 | 109 |
| 6.3.1. Indexación a Índices de Precios al Consumidor | 109 |
| 6.3.2. Indexación a Desacoples | 111 |
| 6.3.3. Indexación a Generación Hidráulica | 113 |
| 6.3.3.a. Correlación | 113 |
| 6.3.3.b. Precios de Contrato Indexados | 117 |
| 6.3.3.c. Desempeño Contratos Indexados a Generación Hidráulica | 119 |
| 6.3.4. Traspaso al Cliente Final | 120 |
| 6.3.4.a. PNP período Completo | 120 |
| 6.3.4.b. PNP período Crítico | 123 |

Índice de figuras

| | | |
|-------|--|----|
| 2.1. | Esquema de abastecimiento eléctrico en el mercado eléctrico Chileno. (Fuente: [10]) | 8 |
| 2.2. | Línea de tiempo abastecimiento eléctrico a clientes regulados. (Fuente: Elaboración propia.) | 8 |
| 2.3. | Etapas de las Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados. (Fuente: Elaboración propia.) | 11 |
| 2.4. | Esquema Mercado Eléctrico Español. (Fuente: Atalaya Generación [16]) . | 15 |
| 2.5. | Tipos de mercado en Estados Unidos. (Fuente: EPA [13]) | 17 |
| 2.6. | Precios de la Electricidad para los Clientes Residenciales en Chile y el Mundo en el período 2014-2023. | 17 |
| 3.1. | Energía adjudicada y precios de energía en Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 20 |
| 3.2. | Número de Oferentes y Precios de Energía en Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 21 |
| 3.3. | Principales Contratos por Volumen de Energía en Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 22 |
| 3.4. | Energía adjudicada en cada licitación por empresa. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 23 |
| 3.5. | Energía adjudicada total por empresa. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 24 |
| 3.6. | Evolución de los indexadores utilizados en las licitaciones por energía. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 25 |
| 3.7. | Total de los indexadores utilizados en las licitaciones de suministro. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 26 |
| 3.8. | Evolución de los indexadores específicos utilizados en las licitaciones de suministro por energía. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 27 |
| 3.9. | Comportamiento del Consumer Price Index (CPI) en el período 2005-2024. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 29 |
| 3.10. | Comportamiento del precio del carbón en el período 2005-2024. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 30 |
| 3.11. | Comportamiento del precio del Gas Natural Henry Hub en el período 2005-2024. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) . | 31 |

| | | |
|-------|--|----|
| 3.12. | Comportamiento del precio del Crudo Brent en el período 2005-2024. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 32 |
| 3.13. | Comportamiento del precio del Petróleo Diesel en el período 2005-2024. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 33 |
| 3.14. | Evolución de los indexadores normalizados en el período. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 35 |
| 4.1. | Evolución de los precios indexados de los contratos activos por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 37 |
| 4.2. | Promedio anual de precios de contrato indexados por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 38 |
| 4.3. | Evolución de la proporción entre precio indexado y precio base de los contratos activos por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 39 |
| 4.4. | Promedio anual de proporción precio indexado y precio base por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 40 |
| 4.5. | Energía adjudicada [GWh] por Punto de Compra. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 42 |
| 4.6. | Ubicación geográfica de los principales centros urbanos de Chile y su población aproximada. (Fuente: Anexo: Ciudades de Chile, Wikipedia [31]) | 43 |
| 4.7. | Evolución mensual del costo marginal promedio considerando todos los Puntos de Compra. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 44 |
| 4.8. | Energía adjudicada [GWh] por Punto de Compra. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 45 |
| 4.9. | Energía adjudicada [GWh] por Región. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 46 |
| 4.10. | Energía adjudicada [GWh] por Zona. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 47 |
| 4.11. | Evolución mensual de los costos marginales promedio de los Puntos de Compra representativos por Zona. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 49 |
| 4.12. | Promedio por hora de los costos marginales de los Puntos de Compra representativos por Zona. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 50 |
| 4.13. | Evolución mensual de los indexadores y costo marginal normalizados. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 51 |
| 4.14. | Evolución mensual de los precios de contrato indexados y los costos marginales de los Puntos de Compra. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 52 |
| 4.15. | Evolución mensual de las diferencias horarias promedio por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 53 |
| 4.16. | Promedio anual de las diferencias horarias por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 53 |

| | | |
|-------|---|----|
| 4.17. | Evolución de los ingresos por retiros de energía mensuales por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 55 |
| 4.18. | Ingresos anuales por retiros de energía por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 55 |
| 4.19. | Evolución del promedio mensual de las diferencias entre precio de contrato y costos marginales de los Puntos de Compra por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 57 |
| 5.1. | Comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC). (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadísticas [36]) | 60 |
| 5.2. | Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación al IPC por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 61 |
| 5.3. | Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación al IPC por licitación y costos marginales. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 62 |
| 5.4. | Evolución de los ingresos por retiros de energía mensuales indexando al IPC por Licitación en el período crítico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 63 |
| 5.5. | Correlación entre los costos marginales de Alto Jahuel 220 y Puerto Montt 220 en enero 2013. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 65 |
| 5.6. | Correlación entre los costos marginales de Alto Jahuel 220 y Puerto Montt 220 en abril 2023. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 65 |
| 5.7. | Evolución de los indexadores de desacoples propuestos. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 67 |
| 5.8. | Evolución de los indexadores de desacoples propuestos considerando el promedio de los últimos 12 meses. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 68 |
| 5.9. | Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación a desacoples y caso base por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 69 |
| 5.10. | Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación a desacoples por licitación y costo marginal. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 70 |
| 5.11. | Evolución de los ingresos por retiros de energía mensuales indexando a desacoples por licitación en el período crítico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 71 |
| 5.12. | Evolución de la generación de energía por tecnología y aporte hidroeléctrico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 74 |
| 5.13. | Generación hidráulica mensual y costo marginal promedio. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 75 |

| | | |
|-------|--|----|
| 5.14. | Correlación entre la generación hidráulica y los costos marginales promedio por zona geográfica y a nivel SEN. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 76 |
| 5.15. | Promedio mensual de generación hidráulica mensual y costo marginal. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 77 |
| 5.16. | Correlación entre el promedio mensual de la generación hidráulica y los costos marginales a nivel SEN. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 78 |
| 5.17. | Comportamiento del indexador de generación hidráulica. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 79 |
| 5.18. | Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación a generación hidráulica y caso base por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 80 |
| 5.19. | Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación a generación hidráulica por licitación y costos marginales. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 81 |
| 5.20. | Evolución de los ingresos por retiros de energía mensuales indexando a generación hidráulica por licitación en el período crítico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 82 |
| 5.21. | Evolución del precio indexado del caso base y las propuestas para el contrato María Elena Solar y costo marginal de Itahue 220. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 84 |
| 5.22. | Promedio por hora de los costos marginales en el punto de inyección y retiro del contrato María Elena Solar. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 85 |
| 5.23. | Promedio por hora de los costos marginales en el punto de inyección y retiro del contrato María Elena Solar indexado a desacoples. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 86 |
| 5.24. | Evolución del precio indexado del caso base y las propuestas para el contrato Ibereólica Cabo Leones II y costo marginal de Itahue 220. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 87 |
| 5.25. | Evolución del Precio Nudo Promedio del caso base y con los indexadores propuestos. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 88 |
| 5.26. | Evolución del Precio Nudo Promedio del caso base y con los indexadores propuestos en el período crítico 2021-2023. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 90 |
| 5.27. | Ingresos totales y PNP Promedio por caso de estudio en el período crítico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 91 |
| 5.28. | Ingresos totales y PNP Promedio por caso de estudio y licitación en el período crítico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 92 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 5.29. | Ingresos totales y PNP Promedio por propuesta para la Licitación del 2015. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 93 |
| 6.1. | Evolución de la variación mensual de los precios indexados de los contratos activos por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 103 |
| 6.2. | Mapa de calor promedio anual de la variación mensual de los precios indexados por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23]) | 103 |
| 6.3. | Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2006 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 106 |
| 6.4. | Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2008 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 107 |
| 6.5. | Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2010 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 107 |
| 6.6. | Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2012 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 108 |
| 6.7. | Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2013 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 108 |
| 6.8. | Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2015 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 109 |
| 6.9. | Diferencias horarias entre precios de contrato y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 110 |
| 6.10. | Promedio por hora de las diferencias horarias entre precios de contrato y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 111 |
| 6.11. | Diferencias horarias entre precios de contrato y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 111 |
| 6.12. | Diferencias horarias entre precios de contrato indexados a desacoples y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 112 |
| 6.13. | Promedio por hora de las diferencias horarias entre precios de contrato indexados a desacoples y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 113 |
| 6.14. | Diferencias horarias entre precios de contrato y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 113 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 6.15. | Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio de la zona Norte. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 114 |
| 6.16. | Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio de la zona Centro-Norte. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 114 |
| 6.17. | Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio de la zona Centro. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 115 |
| 6.18. | Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio de la zona Centro-Sur. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 115 |
| 6.19. | Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio de la zona Sur. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 116 |
| 6.20. | Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio a nivel SEN. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 116 |
| 6.21. | Promedio mensual de los contratos indexados del caso base por Licitación y costo marginal. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 117 |
| 6.22. | Promedio mensual de los contratos indexados del caso base por Licitación y costo marginal. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 118 |
| 6.23. | Promedio mensual de los contratos indexados del caso base por Licitación y costo marginal. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]) | 118 |
| 6.24. | Diferencias horarias entre precios de contrato indexados a generación hidráulica y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 119 |
| 6.25. | Promedio por hora de las diferencias horarias entre precios de contrato indexados a desacoples y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 120 |
| 6.26. | Valorización anual por retiros de energía. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 120 |
| 6.27. | Evolución del Precio Nudo Promedio Caso Base. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 121 |
| 6.28. | Evolución del Precio Nudo Promedio indexado a IPC. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 121 |
| 6.29. | Evolución del Precio Nudo Promedio indexado a desacoples. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 122 |
| 6.30. | Evolución del Precio Nudo Promedio indexado a generación hidráulica. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 122 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 6.31. | Evolución del Precio Nudo Promedio Caso Base en el período crítico 2021-2023. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 123 |
| 6.32. | Evolución del Precio Nudo Promedio indexado a IPC en el período crítico 2021-2023. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 124 |
| 6.33. | Evolución del Precio Nudo Promedio indexado a desacoples en el período crítico 2021-2023. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 124 |
| 6.34. | Evolución del Precio Nudo Promedio indexado a generación hidráulica en el período crítico 2021-2023. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23]) | 125 |

Índice de tablas

| | | |
|-------|--|----|
| 2.1. | Tabla comparativa suministro eléctrico a clientes residenciales en Chile y el mundo. | 18 |
| 3.1. | Porcentaje de cada indexador por Licitación de Suministro. | 25 |
| 3.2. | Porcentaje de cada indexador específico por Licitación de Suministro. . . | 27 |
| 3.3. | Promedio de la ponderación de cada indexador. | 28 |
| 3.4. | Valores Consumer Price Index (CPI) durante el período 2005-2024. . . . | 29 |
| 3.5. | Valores importantes del precio del carbón durante el período 2005-2024. . | 30 |
| 3.6. | Valores Precio del Gas Natural Henry Hub durante el período 2005-2024. | 31 |
| 3.7. | Valores del precio del Crudo Brent durante el período 2005-2024. | 32 |
| 3.8. | Valores del precio del Petróleo Combustible y Diesel durante el período 2005-2024. | 34 |
| 3.9. | Comparación variaciones porcentuales mensuales de los indexadores. . . . | 34 |
| 3.10. | Comparación variaciones porcentuales mensuales de los indexadores considerando el promedio de los últimos 6 meses. | 34 |
| 4.1. | Valores Promedio, máximos y mínimos en [USD/MWh] por licitación. . . . | 38 |
| 4.2. | Valores Promedio, máximo y mínimo de proporción precio indexado y precio base por Licitación. | 41 |
| 4.3. | Valores promedio, máximo y mínimo de los costos marginales promedio. . | 44 |
| 4.4. | Puntos de Compra representativos por Región. | 47 |
| 4.5. | Cantidad de habitantes por región en Chile. (Fuente: Síntesis de Resultados Censo 2017 [34]) | 48 |
| 4.6. | Puntos de Compra representativos por Zona. | 48 |
| 4.7. | Resumen de ingresos por retiros de energía por Licitación. | 56 |
| 4.8. | Resumen de ingresos por retiros de energía por Licitación en el período crítico. | 57 |
| 5.1. | Resumen de ingresos por retiros de energía indexando al IPC por licitación en el período crítico. | 63 |
| 5.2. | Resumen de ingresos por retiros de energía indexando a desacoples por licitación en el período crítico. | 71 |
| 5.3. | Resultados por indexación a horas de desacoples considerando distintos casos en el período crítico. | 72 |
| 5.4. | Índices de Correlación de Pearson por zona geográfica y a nivel SEN. . . . | 76 |
| 5.5. | Resumen de ingresos por retiros de energía indexando a Generación Hidráulica por licitación en el período crítico. | 82 |
| 5.6. | Resultados por indexación a generación hidráulica considerando distintas ponderaciones en el período crítico. | 83 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 5.7. | Ingresos por contrato considerando el caso base y las propuestas. | 87 |
| 5.8. | Valores clave Precio Nudo Promedio de los casos estudiados. | 88 |
| 5.9. | Valores clave Precio Nudo Promedio de los casos estudiados en el período crítico. | 90 |
| 5.10. | Resultados finales a nivel global en el período crítico. | 92 |
| 5.11. | Ingresos totales por Licitación y caso de estudio. | 93 |
| 6.1. | Principales Contratos de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados en el período 2006-2022. | 102 |
| 6.2. | Valores Promedio, máximo y mínimo de variación mensual del precio indexado por Licitación. | 104 |
| 6.3. | Contratos con mayor precio indexado promedio. | 104 |
| 6.4. | Contratos con menor precio indexado promedio. | 104 |
| 6.5. | Tabla de Energía Adjudicada por Zona, Región y Punto de Compra . . . | 105 |
| 6.6. | Habitantes y energía adjudicada por región de Chile. Fuente: Síntesis de Resultados Censo 2017, INE [34] | 106 |
| 6.7. | Detalle divisiones para el cálculo del IPC y su ponderación. | 109 |

Resumen

La problemática que motivó esta memoria fue la quiebra y la terminación de contratos de suministro a clientes regulados por parte de empresas de generación, debido a condiciones desfavorables provocadas por métodos de comercialización y problemas sistémicos. En base a esto, se buscaron causas y soluciones para mejorar esta situación.

Primero, se revisó el contexto histórico previo a las Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados, identificando las causas de su creación, y se profundizó en su funcionamiento y cambios regulatorios a lo largo del período de estudio. Se comparó el abastecimiento eléctrico a clientes residenciales en Chile con la experiencia internacional en España, Reino Unido y Estados Unidos. Luego, se analizaron los resultados de las licitaciones desde 2006 hasta 2023, con énfasis en los precios de adjudicación, energía adjudicada e indexadores utilizados.

Realizando la indexación de los contratos, se determinaron los ingresos por retiros de energía para abastecer a las distribuidoras en el período 2013-2023. Se identificó un período crítico (2021-2023) caracterizado por altos costos marginales. En este contexto, se cuantificó la problemática, destacando los contratos más críticos de la Licitación del 2015, que a pesar de generar ingresos totales de 1.420 [MM USD], tuvieron pérdidas de 23 [MM USD].

Para mejorar esta situación, se propusieron tres nuevos indexadores. El primero, utilizando el IPC chileno, logró ingresos generales de 2.360 [MM USD] y revirtió las pérdidas de los contratos de 2015, generando ingresos de 14 [MM USD]. La segunda propuesta, indexando a desacoples, aumentó los ingresos generales a 3.500 [MM USD] y mejoró los ingresos de los contratos de 2015 a 59 [MM USD]. Finalmente, la tercera propuesta, indexando a generación hidráulica, incrementó levemente los ingresos generales a 1.440 [MM USD], pero mejoró significativamente los contratos de 2015, generando ingresos de 19 [MM USD].

Finalmente, considerando el efecto sobre el cliente final, se obtuvo el Precio Nudo Promedio para cada propuesta. En el caso base, el PNP promedio fue de 89 [USD/MWh] durante el período crítico. La propuesta de IPC y desacoples elevó el PNP a 99 y 122 [USD/MWh], respectivamente, mientras que la propuesta de indexación a generación hidráulica lo redujo a 88 [USD/MWh].

Abstract

The issue that motivated this thesis was the bankruptcy and termination of supply contracts to regulated customers by generation companies, due to unfavorable conditions caused by marketing methods and systemic problems. Based on this, causes and solutions were sought to improve this situation.

First, the historical context prior to the Electricity Supply Auctions for Regulated Customers was reviewed, identifying the causes of their creation, and delving into their operation and regulatory changes throughout the study period. The electricity supply to residential customers in Chile was compared with international experiences in Spain, the United Kingdom, and the United States. Then, the results of the auctions from 2006 to 2023 were analyzed, with emphasis on awarded prices, awarded energy, and used indexes.

By indexing the contracts, the revenues from energy withdrawals to supply distributors in the period 2013-2023 were determined. A critical period (2021-2023) characterized by high marginal costs was identified. In this context, the problem was quantified, highlighting the most critical contracts from the 2015 Auction, which, despite generating total revenues of 1,420 [MM USD], had losses of 23 [MM USD].

To improve this situation, three new indexes were proposed. The first, using the Chilean CPI, achieved total revenues of 2,360 [MM USD] and reversed the losses of the 2015 contracts, generating revenues of 14 [MM USD]. The second proposal, indexing to decouplings, increased total revenues to 3,500 [MM USD] and improved revenues from the 2015 contracts to 59 [MM USD]. Finally, the third proposal, indexing to hydro generation, slightly increased total revenues to 1,440 [MM USD], but significantly improved the 2015 contracts, generating revenues of 19 [MM USD].

Finally, considering the effect on the end customer, the PNP was obtained for each proposal. In the base case, the average PNP was 89 [USD/MWh] during the critical period. The CPI and decoupling proposals raised the PNP to 99 and 122 [USD/MWh], respectively, while the hydro generation index proposal reduced it to 88 [USD/MWh].

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo introductorio, se profundizará en las motivaciones de la realización de esta memoria y sus objetivos.

1.1. Motivación

A nivel mundial actualmente se vive un proceso de descarbonización y transición energética, buscando disminuir la emisión de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera y así mitigar el calentamiento global. Esto trae consigo cambios profundos en la matriz energética en donde se ha ido transicionando desde una generación basada en fuentes fósiles hacia una matriz energética más sostenible donde el insumo primario proviene principalmente de fuentes renovables. Específicamente en Chile, se tiene que en los últimos meses la generación promedio proveniente de energías renovables no convencionales (ERNC) es de 36 % [1], lo cual comparado con la generación ERNC de hace 10 años, que corresponde a un 4,2 % [2], demuestra una alta penetración ERNC en la matriz energética chilena. Proyectando a futuro, y en base a la Política Energética Chile 2050 realizada por el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, se propone que para el año 2035 un 60 % de la generación de energía provenga de fuentes ERNC y que para el 2050 sea de un 70 %. Además, de acuerdo a la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) realizada por el Ministerio de Energía de Chile, se espera que para el año 2060 un 86 % [3] de la generación de energía provenga de fuentes ERNC.

Lo descrito anteriormente ha traído cambios al mercado eléctrico chileno y su regulación, en donde el enfoque de esta memoria de titulación se realizará en los contratos de suministro eléctrico para clientes regulados. Antes de adentrar en el abastecimiento eléctrico de clientes regulados y los objetivos de este trabajo, se debe poner en contexto cómo se realizan los contratos y licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados en Chile. Previo a las licitaciones, en el año 1982, se dictó la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) [4], la cual segmentaba el mercado eléctrico chileno en lo que es generación, transmisión y distribución. En lo que es generación, las transacciones de energía podían darse entre generadoras en el mercado *spot* al costo marginal en cada barra o podían hacerse mediante contratos entre generadoras y clientes libres o regulados. Para los contratos entre generadoras y clientes libres, el precio de la energía se pactaba libremente entre los

actores. Por otro lado, los contratos con clientes regulados, que es donde se enfocará esta memoria, se realizaban entre generadoras y distribuidoras en donde el precio de contrato de la energía se denominaba precio nudo, el cual era fijado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y correspondía a un promedio proyectado de los costos marginales. Con el pasar de los años y luego de dos crisis energéticas, correspondientes a la gran sequía del 1998-1999 y la crisis del gas natural argentino el año 2004, se evidenciaron ciertos problemas estructurales y regulatorios en el mercado. Estas crisis trajeron un aumento en los costos marginales por sobre el precio nudo, por lo que debido a desacoples se produjeron pérdidas para las empresas de generación. Esto produjo un desincentivo en la inversión de nuevas fuentes de generación debido a la incertidumbre respecto al gas natural y los altos costos marginales. Todo este escenario hizo que para las generadoras no fuera atractivo tener contratos con distribuidoras, llevando a una baja en la competencia y precios muy elevados de contrato, algunas distribuidoras quedaron incluso sin contratos. Debido a lo anterior es que el año 2005 se promulgó la Ley 20.018 [5], conocida como Ley Corta II, que realizaba una profunda reforma a la regulación eléctrica y creaba el nuevo mecanismo para los contratos de suministro a los clientes regulados. Este nuevo mecanismo buscaba incentivar la inversión en la generación, disminuyendo el riesgo al que estaban expuestas las generadoras debido a las incertezas frente a los ingresos futuros y, en base a esto, aumentar la competitividad para disminuir los precios de la energía para el cliente final. Dicho mecanismo fueron las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados.

Entrando en detalle sobre las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados, en su fase inicial se caracterizaban en que las empresas de distribución licitaban bloques de energía en base a proyecciones de demanda y que las empresas de generación podían ofertar cantidades de energía a un precio de oferta determinado por ellas, comenzando el suministro tres años después de adjudicada la licitación. Este precio ofertado era indexado de acuerdo a los indexadores disponibles en las bases de la respectiva licitación y los indexadores utilizados, junto con el porcentaje de cada uno, era a libre elección del oferente. En general, estos indexadores dependían del tipo de insumo primario de la central con la que se pretendía abastecer a la distribuidora o del Índice de Precios del Consumidor (CPI). Por ejemplo, si se participaba con una central de gas natural y se elegía indexar el precio de contrato con el indexador correspondiente al gas natural, el indexador correspondía al cociente entre el precio mensual del gas natural y su precio en los últimos seis meses, por lo que, en caso de aumentar el precio del gas natural y con esto los costos de generación, aumentaba el precio de contrato para compensar esto. Este proceso de licitación era llevado a cabo por la CNE, que solo actuaba como observador y establecía las bases de esta. Tal como se mencionó anteriormente, previo a la creación de las licitaciones, era riesgoso para las generadoras abastecer a las distribuidoras debido a condiciones desfavorables, lo cual se traducía en altos costos de la energía para los clientes regulados, por lo que el objetivo principal de la creación de las licitaciones de suministro era el de disminuir el riesgo al que estaban expuestas las generadoras y con esto aumentar la competencia, traduciéndose en una baja de los precios de la energía para los clientes regulados.

Luego de la introducción de este mecanismo, y con el transcurso de las primeras licitaciones, se dio que los precios de adjudicación, al contrario de lo esperado, fueron al alza [6] y el número de empresas de generación participantes seguía siendo muy bajo. Debido a esto, el año 2015, se dictó la Ley 20.805 [7] que perfeccionaba las licitaciones de

suministro para clientes regulados buscando aumentar la competitividad. Dentro de las principales modificaciones introducidas fue la creación de tres bloques horarios, por lo que la generadora podía ofertar una cierta cantidad de energía eligiendo el bloque en el que quería abastecer. Uno de estos bloques correspondía al horario solar, por lo que era un claro incentivo a las empresas de generación solares. Otras modificaciones introducidas eran una mayor flexibilidad en cuanto al término anticipado de contratos, en donde estos ahora podían adjudicarse en licitaciones de largo plazo (20 años), corto plazo y excepcionales de corto plazo. Además, como otra medida para aumentar la competitividad, era el aumento del plazo de comienzo de suministro una vez adjudicado el contrato, en donde paso de tres años a cinco años más uno. Cabe mencionar que esta ley fue la última modificación a las licitaciones, por lo que estas modificaciones, en conjunto a la ley anterior, son las que rigen hoy en día. El trabajo de esta memoria se enfocará en los indexadores que ponderan el precio de contrato ofertado por las generadoras al participar en las licitaciones, en donde el objetivo principal de estos indexadores es representar las variaciones en los costos marginales y así proteger frente al riesgo a las empresas de generación. Se analizará el comportamiento e impacto en los precios de los indexadores desde las licitaciones realizadas el 2013 [6], donde era posible indexar el precio ofertado al Carbón, Petróleo Crudo Brent, Gas Natural Henry Hub, CPI, Combustible Fuel y Diesel, hasta la licitación de suministro del 2023 [9] en donde solo es posible indexar al CPI y Gas Natural Henry Hub.

En base a lo mencionado al comienzo, se puede decir que a futuro se prevé una matriz energética dominada por generación ERNC, lo cual trae consigo diversos desafíos técnicos y económicos, en donde los precios de la energía tenderán a ir disminuyendo debido a que los costos de generación de energías renovables, a diferencia de los combustibles fósiles, son cero. Debido a esto se ha identificado una problemática en donde últimamente empresas dedicadas a la generación ERNC han quebrado o han puesto fin a sus contratos de suministro de energía debido a condiciones desfavorables provocadas por sus métodos de comercialización y problemas sistémicos [8]-[9]. Profundizando en esto, los métodos de comercialización de las empresas generadoras pueden ser dos, el primero corresponde a ofertar precios de contrato muy altos, por lo que a pesar de desacoples y aumentos de los costos marginales, la empresa generadora está protegida, ya que al momento del retiro su precio de contrato será mayor al costo marginal. Por otro lado, el segundo método de comercialización consiste en considerar que los costos marginales están acoplados, por lo que, al momento de realizar el balance entre inyección y retiro, los ingresos dependen puramente del precio de contrato y costos variables de generación, por lo que no es necesario sobredimensionar el precio de contrato para proteger frente al riesgo de aumento de costos marginales y variables. Aquí es donde surge el problema debido a que, frente al notorio aumento de generación ERNC en el norte, se están produciendo congestiones constantes en las líneas de transmisión, llevando a un gran desacople entre los costos marginales, por lo que al momento del retiro dependen en gran medida de que los costos marginales sean inferiores al precio de contrato. Este precio de contrato es el que va indexado de acuerdo a los indexadores disponibles, a libre elección del oferente, para representar la variabilidad de los costos marginales y mover del precio de contrato de acuerdo a los costos de generación, evitando que los costos marginales queden sobre los precios de contrato al momento de los retiros.

Es aquí donde se plantea el tema principal de esta memoria, el cual trata de un profun-

do análisis de los indexadores y su efectividad en las licitaciones de contratos de suministro eléctrico para clientes regulados. El concepto de efectividad de los indexadores se enfoca en evaluar si los indexadores actuales permiten que el precio del contrato siga adecuadamente las variaciones del costo marginal, de manera que cuando el costo marginal suba, el precio del contrato también suba, y viceversa. Además, se evaluará si estos indexadores protegen a las generadoras frente al riesgo en los momentos de retiro de energía. En caso contrario, se propondrán nuevos indexadores o fórmulas de indexación, y se evaluará su efectividad mediante la comparación entre precios de contrato y costos marginales, buscando mejorar la situación económica de los contratos y su efecto en la tarifa al cliente regulado.

También, como se mencionó anteriormente, existen empresas que han quebrado o han puesto fin a sus contratos de suministro por condiciones desfavorables, como María Elena Solar [8] y el Grupo Ibereólica Cabo Leones [9], que pertenecen a la Licitación del 2015, la cual es la de mayor energía adjudicada y donde gran parte de esta es energía renovable. Por lo tanto, el efecto económico de las propuestas se enfocará principalmente en mejorar la situación económica de los contratos de dicha licitación, siempre analizando el impacto sobre el cliente regulado.

En base a lo anterior, la memoria a desarrollar tendrá los siguientes objetivos:

1.2. Objetivos

Objetivo Principal:

- Analizar el uso de los indexadores y su impacto en licitaciones de contratos de suministro eléctrico para clientes regulados en Chile, considerando una evaluación histórica y proyecciones futuras.

Objetivos Específicos:

- Describir la experiencia internacional en torno al suministro eléctrico a la población residencial en comparación a Chile con énfasis en los precios de energía.
- Analizar el comportamiento de los indexadores en licitaciones ya adjudicadas en el período 2013-2022 de contratos de suministro eléctrico para clientes regulados en Chile.
- Evaluar la efectividad de los indexadores en los precios de energía de los contratos de suministro a clientes regulados en función del comportamiento histórico de los indexadores disponibles, comparándolo con los costos marginales de las barras de retiro.
- Proponer nuevos indexadores o fórmulas de indexación para licitaciones futuras y evaluar el impacto en los precios de contrato contrastados con los marginales históricos.

Capítulo 2

Suministro Eléctrico a Clientes Residenciales en Chile y el Mundo

En este capítulo, se llevará a cabo una investigación y recopilación de información referente al suministro eléctrico para la población residencial y las pequeñas industrias en Chile. Asimismo, se realizará una comparación con el abastecimiento eléctrico de la población residencial y pequeñas industrias en otros países, con el fin de identificar diferencias y similitudes en los modelos de suministro eléctrico.

2.1. Chile

En Chile, el mercado eléctrico está segmentado en tres partes, según la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) de 1982 [4]. En primer lugar, se encuentra la generación, la cual es un mercado competitivo encargado de producir la energía que abastece al cliente final. Esta energía es transportada por el sector de transmisión, que, al ser una economía de escala, está regulado. Finalmente, está la distribución, otro mercado regulado, que se encarga de suministrar la energía eléctrica al cliente final.

El suministro de energía eléctrica en Chile varía según el tipo de cliente. Por un lado, se encuentran los clientes libres, que poseen una potencia instalada superior a 5 [MW] y tienen la libertad de negociar directamente con las empresas generadoras para establecer precios y condiciones contractuales. Por otro lado, está la población residencial y las pequeñas industrias, con una potencia instalada inferior a 5 [MW]. Las industrias con una potencia instalada entre 0,5 [MW] y 5 [MW] pueden optar por ser clientes libres, mientras que aquellas que no ejercen esta opción se denominan clientes regulados y están sujetos a la regulación de precios establecida por los organismos regulatorios. El suministro eléctrico a los clientes regulados se efectúa a través de las distribuidoras, las cuales deben abastecerse de las empresas generadoras mediante contratos de suministro a largo plazo.

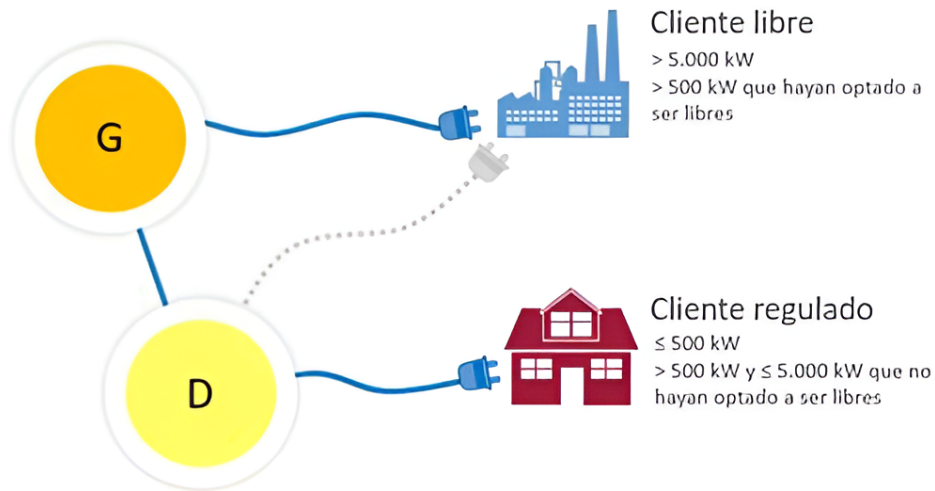


Figura 2.1. Esquema de abastecimiento eléctrico en el mercado eléctrico Chileno. (Fuente: [10])

El proceso mediante el cual las distribuidoras obtienen sus contratos de suministro se denomina Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados. Antes de profundizar en el funcionamiento de estas licitaciones, es importante proporcionar un contexto histórico:



Figura 2.2. Línea de tiempo abastecimiento eléctrico a clientes regulados. (Fuente: Elaboración propia.)

- **Previo a la Ley Corta II (2005)**

Antes de la promulgación de la Ley 20.018 [5], los contratos de suministro eléctrico entre las generadoras y las distribuidoras se establecían al precio nudo, el cual representaba una estimación promedio del costo marginal. Sin embargo, debido a dos grandes crisis energéticas, la sequía de 1998-1999 y la crisis del gas natural argentino en 2004, los costos marginales alcanzaron niveles muy elevados, superando los precios de contrato. Esta situación hizo que los contratos de suministro con las distribuidoras fueran poco favorables para las generadoras. Como consecuencia, algunas distribuidoras quedaron sin suministro eléctrico, lo cual, al ser un Servicio Público que tiene la obligación legal de suministrar a sus clientes regulados, llevó a la promulgación de la Resolución Ministerial 88 (RM 88), que obligaba a las generadoras a dar suministro a las distribuidoras.

Para solucionar este problema, en 2005 se introdujo la Ley 20.018 [5], también conocida como Ley Corta II. Esta ley estableció el mecanismo de Licitaciones de Su-

ministro Eléctrico para Clientes Regulados, el cual es el proceso mediante el cual las distribuidoras adquieren sus contratos de suministro.

- **2005-2015**

Con la introducción de las Licitaciones de Suministro, se esperaba que los precios de contrato disminuyeran debido a la competitividad y al incremento en el número de oferentes. Sin embargo, como se analizará más adelante en los resultados de cada licitación, esto no se materializó. En lugar de ello, se observó un número reducido de oferentes y un aumento en los precios. Como respuesta a esta situación, en 2015 se promulgó la Ley 20.805 [7], que reformaba las Licitaciones de Suministro con el objetivo de abordar estas problemáticas.

- **Después de la Ley 20.805 (2015)**

En 2015 se introdujeron ciertas reformas a las Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados mediante la Ley 20.805 [7]. Algunas de estas modificaciones incluyen la implementación de bloques horarios, un claro incentivo a la generación fotovoltaica y una mayor flexibilidad en el inicio y término de los contratos de suministro. Con estas modificaciones se buscó aumentar la competitividad, atrayendo un mayor número de oferentes y logrando precios más bajos. Los resultados de estas reformas se analizarán más adelante, cuando se examinen los resultados de cada licitación.

El proceso de las Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados, luego de la Ley 20.805 [7], considera tres tipos de licitaciones:

2.1.1. Licitaciones de Largo Plazo

Estas licitaciones de suministro contemplan contratos con una duración máxima de 20 años y un inicio de suministro que debe comenzar entre 5 y 6 años después de la publicación de las bases. Este esquema proporciona mayor certidumbre para los oferentes, reduciendo el riesgo y aumentando la competitividad. Las licitaciones se desarrollan en las siguientes etapas:

- **Fase Previa al Llamado de Licitación**

En esta fase, las distribuidoras entregan sus requerimientos de energía a la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cual se encarga de elaborar y publicar el “Informe Preliminar de Licitaciones” dentro de los primeros 15 días de marzo de cada año. Este informe contiene las proyecciones de demanda y sienta las bases preliminares para la licitación. El informe preliminar puede ser objeto de observaciones por parte de generadoras, distribuidoras y otros actores interesados, las cuales deben realizarse dentro de los 15 días siguientes a la publicación del informe. Posteriormente, la CNE tiene un plazo de 30 días para responder a estas observaciones y publicar el “Informe Final de Licitaciones”.

Después de la publicación del informe final, todos los actores interesados pueden acudir al Panel de Expertos para presentar discrepancias con las bases en un plazo de 15 días. Una vez resueltas las discrepancias, la CNE debe publicar el Informe

Final de Licitaciones de carácter definitivo en un plazo de 10 días. Las bases de la licitación deben contener explícitamente los requerimientos anuales de energía a licitar, la proporción de energía requerida por cada distribuidora respecto del bloque de suministros, los puntos de compra, entre otros aspectos relevantes.

- **Licitación**

Esta etapa corresponde a la licitación propiamente dicha, la cual comienza con el llamado a licitación y la presentación de ofertas económicas. Estas ofertas deben incluir un precio base de energía, junto con su correspondiente indexación, la cantidad de energía ofertada y el bloque de abastecimiento especificado. La indexación se realiza según los indexadores disponibles en las bases de la licitación, los cuales son de libre elección para el oferente. Actualmente, en las bases de la licitación de suministro eléctrico a clientes regulados 2023 [11], es posible indexar el precio base de energía al *Consumer Price Index* (CPI) o al precio del Gas Natural Henry Hub.

- **Evaluación de Ofertas y Adjudicación.**

En esta etapa, las distribuidoras evalúan las ofertas recibidas y proceden a adjudicar aquellas que sean más económicas, conforme al mandato del artículo 134 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) [4]. Este artículo establece la obligación de adjudicar siempre las ofertas más económicas, en línea con el objetivo de eficiencia económica en el abastecimiento a clientes regulados, como se mencionó previamente. La determinación de las ofertas más económicas se realiza indexando cada contrato mediante la fórmula de indexación elegida para el período de suministro, utilizando proyecciones de los indexadores. La oferta más económica es aquella que presenta el menor precio durante el período de suministro. La etapa culmina con la firma del contrato de suministro a clientes regulados entre el oferente y la distribuidora. El precio base de energía del contrato, debidamente indexado, se conoce como Precio de Nudo de Largo Plazo, el cual la distribuidora debe pagar a su suministrador.

En el caso de que una licitación sea declarada desierta, la Comisión Nacional de Energía puede convocar a una nueva licitación para cubrir la energía no adjudicada, lo cual puede dar lugar a licitaciones de suministro de corto plazo.

2.1.2. Licitaciones de Corto Plazo

Este tipo de licitaciones sigue los mismos procedimientos y formalidades que las licitaciones de largo plazo. La diferencia radica en que pueden ser contratos de menor duración y con un inicio de suministro inferior a 5 años. Estas licitaciones se realizan en circunstancias excepcionales, como licitaciones de largo plazo declaradas desiertas o aumentos imprevistos en la demanda.

2.1.3. Licitaciones Excepcionales de Corto Plazo

Estas licitaciones se convocan cuando la Comisión Nacional identifica que la energía requerida por una distribuidora para el año siguiente excede la energía contratada para abastecer a sus clientes regulados. En tales circunstancias, y sin necesidad de un informe de licitaciones previo, la Comisión Nacional de Energía puede convocar

a una licitación excepcional de corto plazo en cualquier momento del año debido a una contingencia. Este tipo de licitaciones tienen condiciones específicas para los contratos adjudicados: el período de suministro no puede superar los 3 años y el precio máximo de las propuestas no puede ser inferior a la componente de energía del Precio Medio de Mercado (PMM).

Finalmente, se presenta un cuadro resumen de cada etapa de las licitaciones:

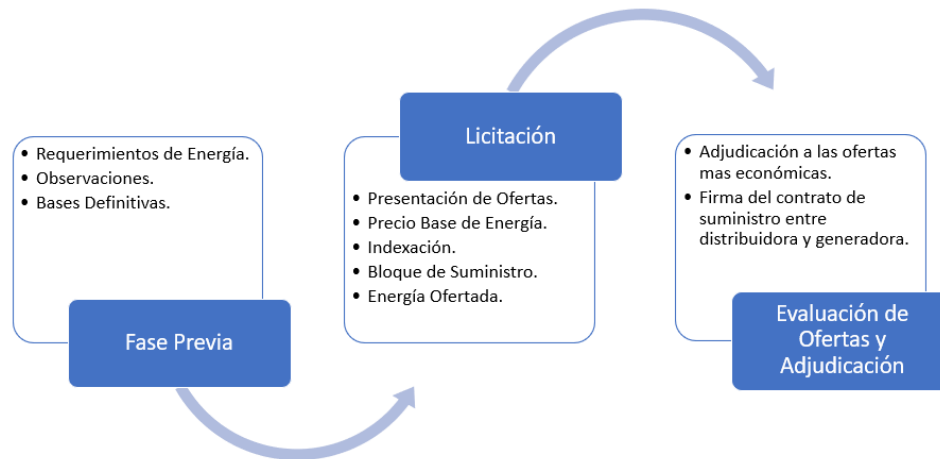


Figura 2.3. *Etapas de las Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados.* (Fuente: Elaboración propia.)

2.1.4. Indexación

Desde 2006, con la implementación de las licitaciones de suministro, se han llevado a cabo numerosas licitaciones que han evolucionado en cuanto a las opciones de indexación disponibles. Inicialmente, se consideraron diversas opciones como el petróleo, diesel, gas natural, CPI, crudo Brent, entre otras. Sin embargo, el proceso actual permite únicamente indexar los precios de contrato al *Consumer Price Index* (CPI) y al precio del gas natural Henry Hub.

La fórmula de indexación para los precios de contrato adjudicados sigue la siguiente estructura, según las Bases de Licitación de Suministro Eléctrico de 2006 [12]:

$$Precio_{energía} = Precio_{base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{Index_1}{Index_{1o}} + a_2 \cdot \frac{Index_2}{Index_{2o}} + \dots + a_N \cdot \frac{Index_N}{Index_{No}} \right) \quad (2.1)$$

Donde:

- $Precio_{base}$: Corresponde al precio base de energía ofertado, en [USD/MWh].
- $Index_i$: Valor actual del índice i al momento de realizar la indexación. Dependiendo de la licitación puede ser el valor mensual o el promedio de los últimos 4, 6 o 9 meses.

- $Index_{io}$: Valor base del índice i .
- a_i : Ponderador asociado al índice i , a libre elección del oferente.

Ahora, que indexadores utilizar y su respectiva ponderación queda a libre elección del oferente dependiendo de que indexadores estén disponibles en licitación de suministro a ofertar. Los indexadores disponibles en las licitaciones de suministro desde el año 2006 al 2022 se presentan a continuación:

- Precio de Paridad Mensual de Petróleo Diesel, en [USD/ m^3].
- Precio de Paridad Mensual de Petróleo Combustible N.º 6, en [USD/ m^3].
- Precio de Paridad Mensual Carbón Zona Central, en [USD/Ton].
- Precio Promedio Mensual Gas Natural Licuado Henry Hub, en [USD/MMBTU].
- Precio CIF de Importación de Gas Natural.
- *Consumer Price Index* (CPI), en [USD].
- Promedio Mensual de los Precios Diarios del Petróleo Crudo Brent DTD, en [USD/BBL].

Los precios adjudicados en cada contrato, los cuales se indexan según lo estipulado en los contratos firmados en cada licitación, determinan los Precios de Nudo de Largo Plazo. Estos Precios de Nudo de Largo Plazo son los montos que cada distribuidora debe pagar a su proveedor de electricidad por la energía contratada. A partir de estos precios surge el Precio Nudo Promedio, el cual representa un promedio ponderado por energía de todos los precios de los contratos de suministro a clientes regulados vigentes. El Precio Nudo Promedio se incorpora a la tarifa eléctrica del cliente final, a la cual se le añade un cargo único por transmisión, el valor agregado por distribución y un cargo por servicio público, lo cual se resume en la siguiente expresión:

$$\text{Precio a Usuario Final} = PNP + VAD + CUT + CSP + IVA \quad (2.2)$$

2.1.5. Ingresos por Comercialización de Energía

Ahora, es importante mencionar como las empresas de generación obtienen ingresos por sus inyecciones y ventas de energía por contratos de suministro eléctrico, lo cual se detalla en la siguiente ecuación:

$$\text{Ingresos} = (Cm_{ginyeccion} - CV) \cdot E_{inyectada} + (\text{Precio} - Cm_{gretiro}) \cdot E_{retirada} \quad (2.3)$$

Donde:

- $Cm_{ginyeccion}$ y $Cm_{gretiro}$ corresponde al costo marginal del punto de inyección y retiro respectivamente, en [USD/MWh].

- $E_{inyectada}$ y $E_{retirada}$ corresponde a la energía inyectada y retirada, respectivamente, en [MWh].
- $Precio$ corresponde al precio del contrato al momento de realizar el retiro.
- CV corresponde al costo variable de la unidad que esté realizando la inyección de energía.

Por un lado, la primera parte de la Ecuación (2.3) consiste en la inyección de energía en la barra donde se encuentra la central de generación, valorizada al costo marginal de esa barra. El ingreso se calcula como la diferencia entre el precio marginal y el costo variable ponderada por la energía inyectada. Por otro lado, los ingresos por venta de energía se reflejan en la segunda parte de la Ecuación (2.3), donde la energía se retira en la barra donde se ubica el cliente y debe pagarse al costo marginal de dicha barra. En este caso, el ingreso se determina por la diferencia entre el precio del contrato y el costo marginal correspondiente, ponderados por la energía retirada. Considerando tanto los ingresos por inyección como por retiro de energía, se obtiene el ingreso total de la generadora. En cambio, al considerar únicamente los retiros de energía, se determinan los ingresos asociados a un contrato específico, los cuales serán analizados en detalle más adelante en esta memoria.

2.2. España

En el mercado eléctrico español ([13] y [14]), a diferencia del mercado chileno, que sigue un modelo marginalista de costos auditados, se basa en un sistema marginalista por ofertas. En este sistema, las empresas de generación ofertan volúmenes de energía el día anterior a la operación, y se despachan desde las ofertas más económicas hasta las más altas. Este proceso diario e intradiario es gestionado por el operador designado del mercado eléctrico (OMIE). Es importante destacar que existen dos tipos de mercados para la comercialización de energía: el mercado libre, que no está sujeto a regulación de precios, y el mercado regulado, donde, como su nombre indica, los precios están sujetos a regulación.

En cuanto a los tipos de clientes en el mercado eléctrico español, están los Consumidores Directos en Mercado y los clientes residenciales. Los Consumidores Directos en Mercado tienen un suministro de electricidad a tensiones mayores a 1 [kV] y una potencia instalada superior a 10 [kW] [13]. Estos clientes pueden contratar su energía en el mercado libre negociando *Power Purchase Agreements* (PPAs) directamente con los productores o comercializadores, similar a los clientes libres en Chile. En el mercado libre español no existe regulación de precios y permite la libre negociación entre los actores del mercado.

Un concepto relevante en el mercado eléctrico español, que no tiene un equivalente exacto en el mercado chileno, es el de Comercializador de Energía. Según la Ley 24/2013 [15], se define a las comercializadoras como sociedades mercantiles que adquieren energía para su venta a los consumidores, otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional, accediendo a las redes de transporte o distribución. Estas comercializadoras compran energía a los productores y la venden al cliente final de manera personalizada.

Existen dos tipos de comercializadoras en España: las de mercado libre, que ofrecen precios libremente negociados, y las comercializadoras de referencia (CORs), actualmente 8, que operan en el mercado regulado ofreciendo una tarifa regulada conocida como Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

Continuando ahora con los clientes suministrados a tensiones menores a 1 [kV] y potencias instaladas de hasta 10 [kW], los cuales pueden ser catalogados como residenciales, pueden recibir el suministro eléctrico bajo tres modalidades distintas:

- Contratando la energía con comercializadoras de mercado libre bajo los precios que estas mismas ofrecen al cliente final.
- A través de las comercializadoras de referencia (CORs) en el mercado regulado mediante el PVPC, los clientes pueden acceder a una tarifa que consta de tres componentes principales: los peajes de acceso a la red, los impuestos y el costo de producción de electricidad, el cual proviene directamente del mercado mayorista o *pool* y varía hora a hora todos los días. Este sistema ofrece la ventaja de que permite a los consumidores conocer los precios de la energía con un día de antelación, lo que les brinda flexibilidad para consumir durante las horas de menor costo, como las horas con abundancia de energía solar, y reducir el consumo en las horas punta. Sin embargo, esta dependencia de los costos de producción de electricidad a corto plazo puede también presentar desventajas significativas, como la volatilidad asociada a factores como los costos de los combustibles.
- Además de ofrecer el PVPC, las comercializadoras de referencia están obligadas a ofrecer un precio fijo durante 12 meses al cliente final, el cual debe tener una componente de peajes y cargos asociados al suministro, y una componente fija asociada a la energía suministrada.

Ahora, es importante abordar el cómo las comercializadoras se abastecen de energía para suministrar al cliente final, lo cual puede ser de distintas formas:

- Compra en el mercado mayorista: Las comercializadoras pueden comprar energía en tiempo real y con eso abastecer a sus clientes.
- Contratos a largo plazo con productores (PPAs): Las comercializadoras pueden negociar contratos a largo plazo con las empresas de generación de energía para asegurar un suministro estable de energía. Esto sería similar a los contratos entre generadoras y distribuidoras que vienen de las Licitaciones de Suministro Eléctrico en Chile, pero en este caso se dan de manera privada.
- Generando su propia energía: Algunas comercializadoras producen su propia energía, la cual luego puede ser vendida al cliente final.

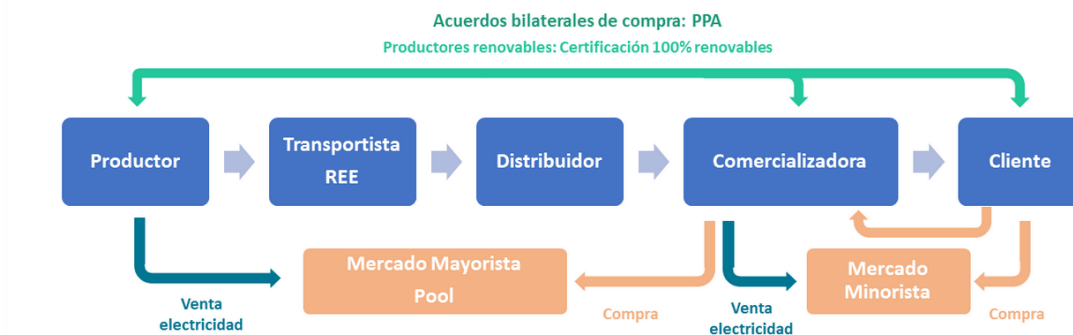


Figura 2.4. Esquema Mercado Eléctrico Español. (Fuente: Atalaya Generación [16])

2.3. Reino Unido

En el Reino Unido, al igual que en los casos estudiados anteriormente como Chile y España, existen dos tipos de clientes: domésticos y no domésticos. Sin embargo, a diferencia de Chile y España, no hay una condición directa que permita caracterizar a cada tipo de cliente en función de la potencia instalada. En lugar de eso, existe un umbral para la disminución del VAT (Impuesto al Valor Agregado) en la tarifa eléctrica, que se aplica a clientes que consumen no más de 33 [kWh] por día o 1000 [kWh] por mes, lo que podría ayudar a distinguir entre clientes domésticos y no domésticos.

En cuanto al suministro eléctrico para ambos tipos de clientes, nuevamente aparece la figura del comercializador. Este compra energía directamente a los productores o en el mercado mayorista o *pool* y luego la vende a los clientes finales al precio establecido por la comercializadora, considerando los costos en los que ha incurrido para obtener la energía, así como los costos de transmisión y distribución.

La figura del comercializador en el Reino Unido existe desde 1989, cuando se implementó la “Electricity Act 1989” [17], y ha experimentado un proceso de liberalización a lo largo de los años.

En el Reino Unido, el abastecimiento eléctrico a los clientes domésticos se realiza a través de dos tipos de comercializadoras, similar al caso español: las de “Mercado Libre” y las de “Último Recurso”. La diferencia principal entre estas dos es que las comercializadoras de “Mercado Libre” pueden establecer libremente el precio en la tarifa eléctrica para el cliente, mientras que las comercializadoras de “Último Recurso” operan bajo un precio máximo regulado, conocido como *Price Cap*.

Para los clientes domésticos en el Reino Unido, existen dos modalidades principales de contratación de suministro eléctrico con las comercializadoras:

- *Domestic Supply Contract*: Es el contrato de abastecimiento doméstico estándar en donde el cliente paga una tarifa fija por un período de tiempo acordado con la comercializadora. Luego de la finalización del período de tiempo establecido, es

posible renovarlo por otro período de tiempo, o cambiar a una tarifa *default*, la cual está regulada, en caso de que el cliente no haya dado aviso de renovación o no se haya llegado a un acuerdo.

- *Deemed Contract*: Corresponde a contratos variables entre las comercializadoras y los clientes, en donde se paga en función del precio de la electricidad y de forma temporal. También es posible acceder a tarifas prepago en donde la tarifa eléctrica se paga de forma adelantada.

2.4. Estados Unidos

En Estados Unidos, debido a la diversidad de estados, existen diferentes tipos de mercados eléctricos, cada uno con particularidades pero una base común. Al hablar del suministro eléctrico a los clientes residenciales, predominan principalmente dos opciones: un mercado regulado o desregulado, también conocido como “*Retail Choice Electricity*” [18]. Desde la década de 1990, los estados que han adoptado un mercado eléctrico regulado han ido disminuyendo [18], ya que la mayoría ha optado por liberalizar sus mercados adoptando el modelo de “*Retail Choice Electricity*”. Actualmente, aproximadamente el 66 [%] de la demanda en Estados Unidos es atendida por este tipo de mercado minorista.

En un mercado regulado, las empresas eléctricas operan bajo un modelo de monopolio, donde son propietarias de las centrales de generación y las líneas de transmisión y distribución. Estas empresas generan la electricidad y la venden directamente al cliente final. En este contexto, los clientes residenciales tienen la obligación de adquirir la energía exclusivamente de estas empresas, cuya tarifa eléctrica está regulada por los organismos reguladores estatales. Esta tarifa se establece considerando los costos de generación de energía, los costos de inversión y un margen de ganancia, el cual debe ser aprobado por la Comisión de Servicios Públicos del estado o “state’s public utilities commission”.

Por otro lado, en Estados Unidos existe el mercado desregulado o “*Retail Choice Electricity*” [19], donde los clientes residenciales tienen la opción de contratar su energía con comercializadoras en un entorno competitivo. Similar a lo observado en España y el Reino Unido, aquí nuevamente surge la figura del comercializador para abastecer a los clientes residenciales, pero con la diferencia notable de que en los estados completamente liberalizados no hay tarifas reguladas con un valor máximo.

Las comercializadoras ofrecen una variedad de opciones tarifarias hacia el cliente final, que pueden incluir tarifas fijas, variables, indexadas, prepagadas e incluso planes de energía renovable, permitiendo a los clientes elegir el tipo de energía que desean para su suministro. Estas comercializadoras obtienen la energía para suministrar al cliente final a través del mercado mayorista o *Pool*, donde pueden establecer *Power Purchase Agreements* (PPAs) con los generadores o adquirir energía en tiempo real [20].

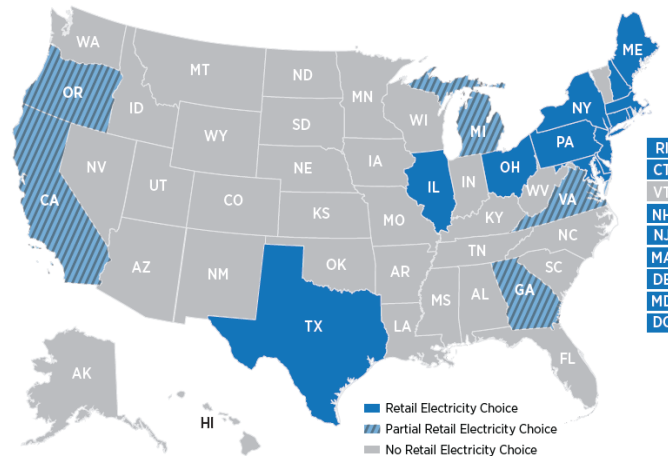


Figure 1. States with retail electricity choice

Source: State public utility commissions (2017)*

Figura 2.5. Tipos de mercado en Estados Unidos. (Fuente: EPA [13])

Finalmente, en base a datos de la EUROSTAT [21], EIA [22] y la CNE [23], se presenta un gráfico con los precios de la energía a población residencial en el período 2014-2023, considerando el precio de la componente de energía promedio de las tarifas residenciales de cada país:

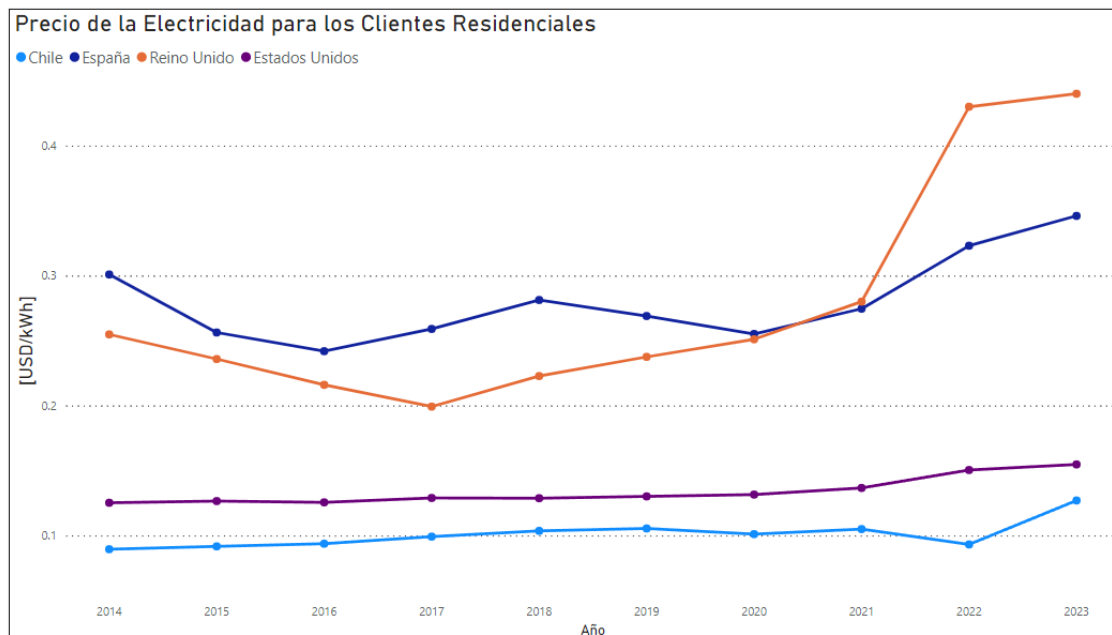


Figura 2.6. Precios de la Electricidad para los Clientes Residenciales en Chile y el Mundo en el período 2014-2023.

La Figura 2.6 muestra la evolución de los precios de la electricidad para los clientes residenciales en Chile, España, Reino Unido y Estados Unidos entre 2014 y 2023. Chile ha mantenido precios relativamente bajos y estables, con un leve repunte desde 2021. En contraste, España y el Reino Unido presentan una notable volatilidad, especialmente a

partir de 2020, con incrementos significativos que reflejan posibles impactos de la pandemia de COVID-19 y el inicio de la guerra en Ucrania el 2022. Estados Unidos, por su parte, ha tenido los precios más estables y bajos que Reino Unido y España, con incrementos graduales a lo largo del período, siendo los precios levemente superiores a Chile.

Finalmente, para concluir el capítulo, se presenta una tabla comparativa del suministro eléctrico a clientes residenciales en Chile y otros países del mundo:

Tabla 2.1. *Tabla comparativa suministro eléctrico a clientes residenciales en Chile y el mundo.*

| País | Chile | España | Reino Unido | Estados Unidos |
|--|--|---|--|--|
| Tipo de Cliente | Cliente Regulado para potencia menor a 0,5 [MW] y Cliente Libre para potencia mayor a 5 [MW]. Para potencias entre 0,5 y 5 [MW] un Cliente Regulado puede elegir ser Cliente Libre | Consumidores Directos en Mercado para una Potencia instalada mayor a 10 [kW] y cliente residencial para potencias menores a 10 [kW] | No hay una categorización pero existe una disminución del VAT para consumos menores a 1.000 [kWh] al mes | Depende del estado |
| Comercializadoras para cliente residencial | No, el cliente está sujeto a resultados de las licitaciones y el suministro se da por la distribuidora de la zona | Si, posibilidad de elegir comercializadora en el mercado libre o regulado | Si, mismo caso de España | En estados desregulados es posible elegir la comercializadora, mientras que en estados regulados el suministro se da por la distribuidora de la zona |
| Tipos de tarifas | Variables | Fijas y variables | Fijas, variables y prepago | Fijas, variables, indexadas, prepago y renovables |
| Regulación de precios | Sí, existen precios máximos de oferta en las licitaciones | En el mercado libre no existe regulación de precios, mientras que en el mercado regulado existen tarifas reguladas | Caso similar España, existe un precio máximo para las comercializadoras reguladas | En estados desregulados no hay regulación de precios, mientras que en los regulados existe un precio máximo |

Capítulo 3

Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados

Para el análisis detallado de las Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados en Chile durante el período 2006-2022, se examinarán tres aspectos fundamentales. En primer lugar, se enfocará en los resultados de las licitaciones, destacando tanto los precios de la energía como los volúmenes adjudicados. Luego, se profundizará en los métodos de indexación utilizados, evaluando los indexadores específicos empleados y sus respectivas ponderaciones en los contratos adjudicados. Por último, se realizará un análisis del comportamiento de los indexadores disponibles a lo largo de los años estudiados, identificando cualquier tendencia o cambio significativo en su uso dentro del proceso de licitación.

Este enfoque permitirá una comprensión completa de cómo han evolucionado las Licitaciones de Suministro Eléctrico en Chile, resaltando tanto los aspectos económicos como las estrategias de indexación empleadas para mitigar riesgos y optimizar la eficiencia en el abastecimiento eléctrico regulado.

3.1. Resultados de las Licitaciones

Comenzando con los resultados de las Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados llevadas a cabo entre 2006 y 2022, y utilizando los datos publicados por la Comisión Nacional de Energía, se presentan en la Figura 3.1 los montos de energía adjudicada y los promedios de los precios base de los contratos para cada licitación, donde los valores están en dólares del respectivo año de licitación. Para los precios de contrato, se realizó un promedio ponderado en función del volumen de energía de cada contrato. Esta metodología permite una mejor representatividad que un promedio simple, ya que otorga mayor peso a los contratos más grandes en términos de energía adjudicada.

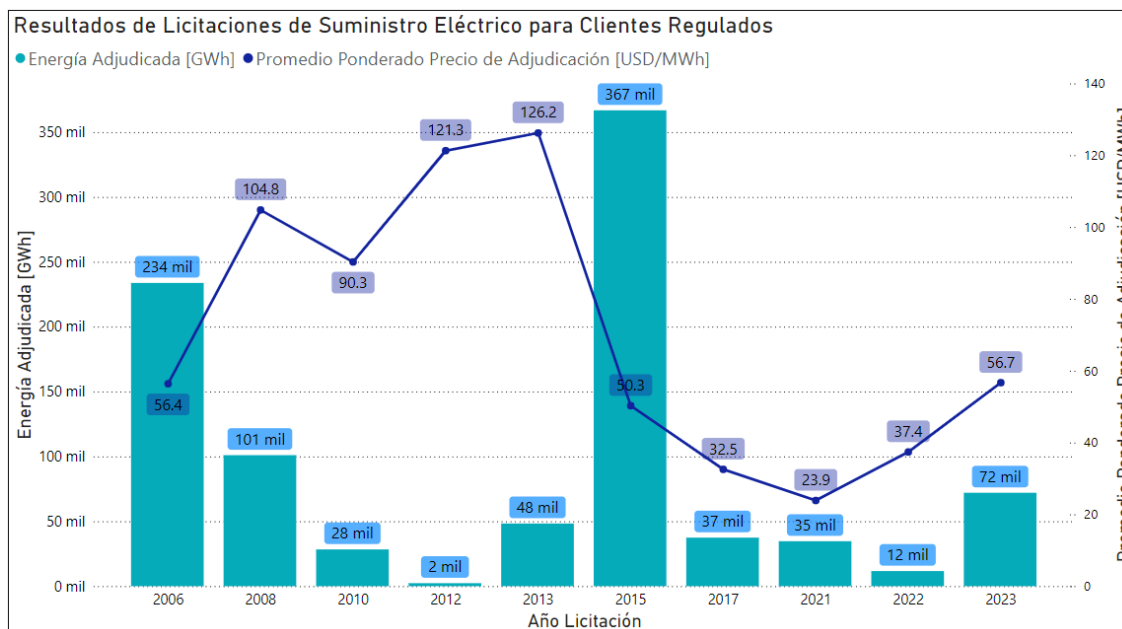


Figura 3.1. Energía adjudicada y precios de energía en Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

Analizando los resultados presentados en la Figura 3.1, se puede apreciar que las mayores licitaciones, en términos de energía adjudicada, se dieron los años 2013, con un total de energía adjudicada de 367.000 [GWh], seguida de la licitación realizada el año 2006, la cual adjudicó aproximadamente 234.000 [GWh], y finalmente, y un poco más distancia de las dos licitaciones anteriores, se tiene la Licitación del año 2008, la que adjudicó alrededor de 101.000 [GWh]. Respecto a los precios base de los contratos, se puede apreciar como en las primeras licitaciones los precios de contrato fueron al alza, llegando a un máximo de 126 [USD/MWh] en la licitación del año 2013, para luego, con la modificación de las licitaciones debido a la promulgación de la Ley 20.805 [7], el promedio de los precios base de los contratos disminuyó a 50 [USD/MWh], para luego llegar a un mínimo de 24 [USD/MWh] en la licitación del año 2021. Aquí se puede apreciar claramente como la introducción de los bloques horarios y mayor flexibilidad en los contratos favoreció la entrada de energías renovables, las cuales al ser más económicas, redujo en gran medida los precios base de los contratos en comparación a las licitaciones previas al año 2015. A pesar de lo anterior, es posible observar un incremento en los precios de adjudicación desde el año 2022, lo cual se confirmó con la licitación más reciente, correspondiente al año 2023, donde se alcanzó un precio promedio de adjudicación de 56,7 [USD/MWh]. Es importante destacar, además, el crecimiento en el volumen de energía adjudicada en dicha licitación, en comparación con las anteriores.

Siguiendo en la misma línea, otra variable que afecta a tener precios de contrato más bajos es el de la competitividad, lo que es posible de analizar poniendo el foco en el número de oferentes por licitación, lo cual se presenta a continuación en la Figura 3.2 junto con los promedios ponderados de los precios base de contrato:

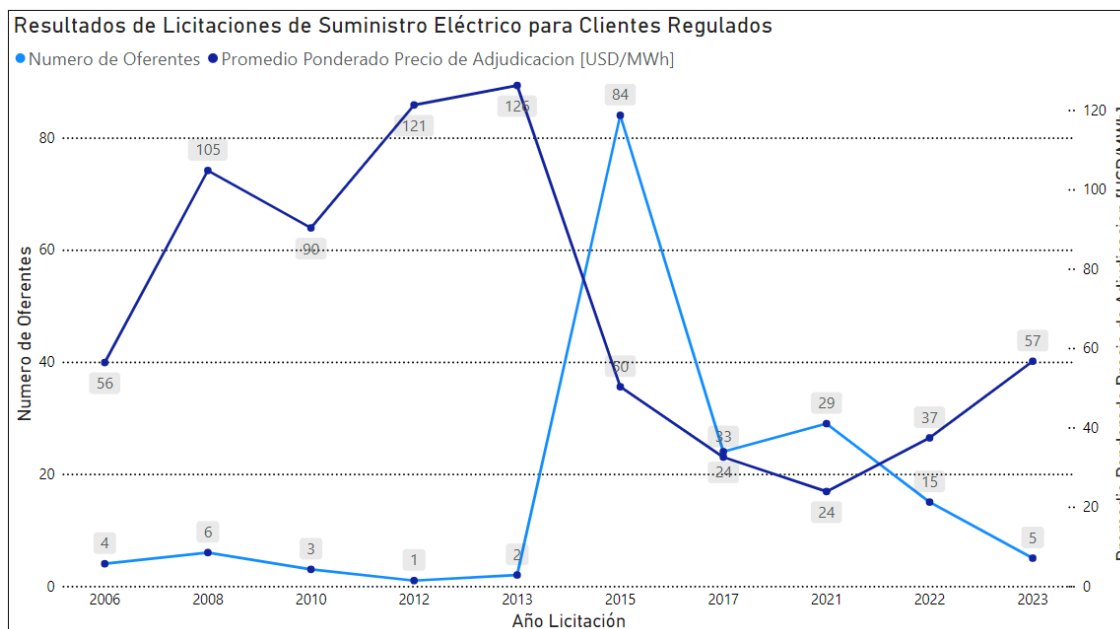


Figura 3.2. Número de Oferentes y Precios de Energía en Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

En la Figura 3.2 se puede observar que, antes de la promulgación de la Ley 20.805 [7], las primeras licitaciones tuvieron un bajo número de oferentes, lo cual se reflejó en altos precios de adjudicación. Por ejemplo, en la Licitación de 2013, cuando se alcanzó el máximo de 126 [USD/MWh], solo participaron dos oferentes. Después de la promulgación de la Ley 20.805 [7], se observó un aumento notable en la competitividad, alcanzando un máximo de 84 oferentes en la Licitación del 2015. Sin embargo, desde entonces, el número de oferentes ha ido disminuyendo, junto con un aumento en los precios de adjudicación desde el año 2021. En la Licitación de 2023, se registraron solo cinco oferentes, un número similar al de los inicios de las licitaciones, lo cual resulta llamativo considerando los incentivos para ofertar, como el traspaso de los costos sistémicos al precio de contrato [11]. El bajo número de oferentes se debe principalmente a la incertidumbre regulatoria existente al momento de las ofertas, provocada por el congelamiento de las tarifas a los clientes regulados establecido por la Ley 21.185 (PEC 1) [24] y la Ley 21.472 (PEC 2) [25]. Estas leyes implementaron un fondo de estabilización de tarifas con el objetivo de evitar incrementos debido al aumento de los indexadores y el tipo de cambio. En el momento de realizar las ofertas, aún no había claridad sobre cómo se llevaría a cabo el descongelamiento de estas tarifas para saldar la deuda acumulada con las generadoras [26]. Debido a esto, lo cual afectaría los ingresos de los contratos, la licitación no resultó muy atractiva.

Entrando más al detalle de los resultados de las Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados, es importante mencionar cuáles son los contratos más grandes en términos de volúmenes de energía, lo cual se presenta a continuación en la Figura 3.3 y se resume en la Tabla 6.1 presentada en el Anexo:

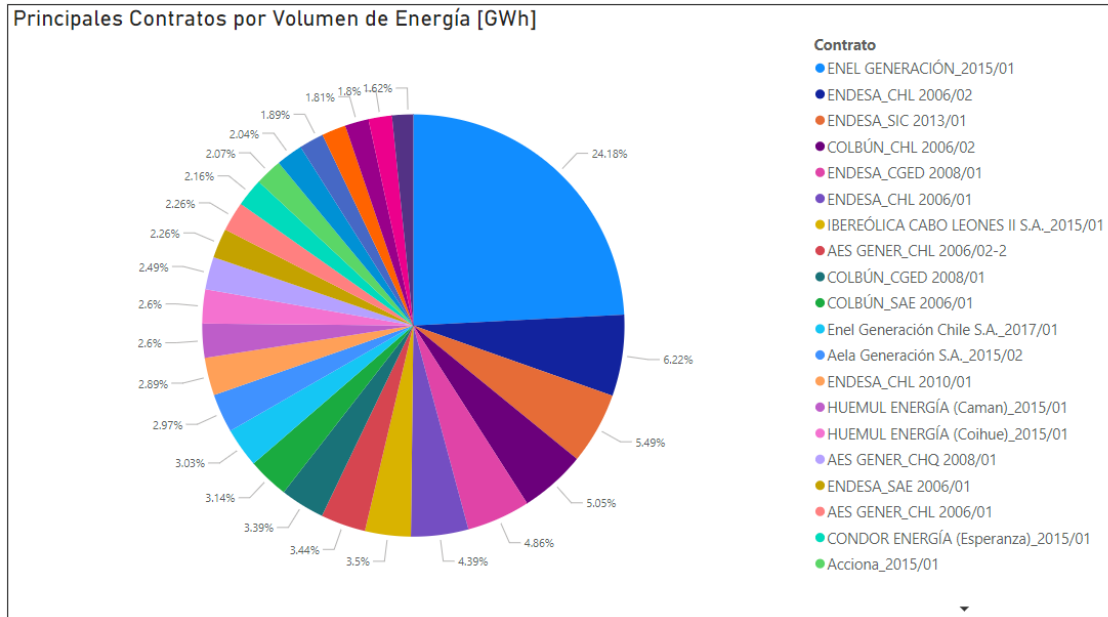


Figura 3.3. Principales Contratos por Volumen de Energía en Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

En la Figura 3.3 se observa que, a excepción del contrato de Enel en la Licitación del 2015, que representa un 25 % de la energía total adjudicada en todas las licitaciones, no hay una gran disparidad en términos de energía entre los principales contratos. La mayoría de estos contratos representan aproximadamente un 5 % del total, con volúmenes que oscilan entre 15.000 y 35.000 [GWh] por contrato.

Dicho esto, es interesante analizar qué empresa u oferente se ha adjudicado contratos de suministro. Para esto, se presenta a continuación una evolución de la energía adjudicada por empresa en cada licitación:

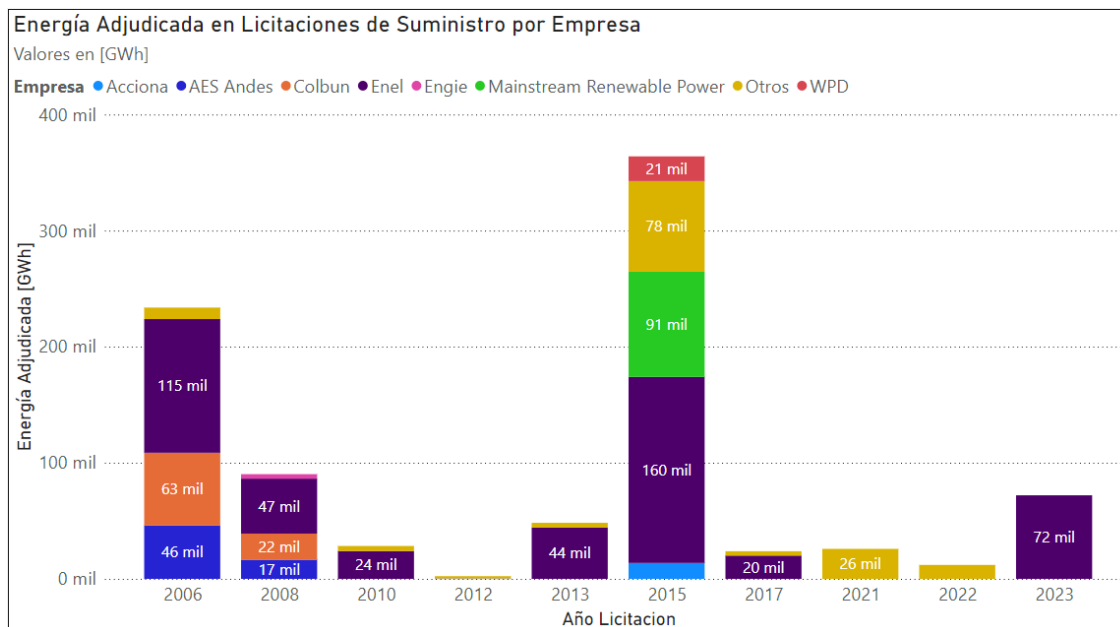


Figura 3.4. Energía adjudicada en cada licitación por empresa. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

En la Figura 3.4, se observa que, en las primeras licitaciones, la energía adjudicada se concentraba principalmente en tres empresas: AES, Colbún, y Enel. Este patrón se alteró con la introducción de la Ley 20.805 [7], la cual promovió la entrada de nuevos actores al mercado. Este cambio también se refleja en el aumento del número de oferentes por licitación. Específicamente, en la licitación de 2015, aproximadamente el 50 % de la energía adjudicada fue a empresas que no habían participado en licitaciones anteriores, como Acciona, Mainstream, y WPD, entre otras. En las licitaciones de 2021 y 2022, ninguna de las tres empresas principales iniciales se adjudicó energía. Sin embargo, en 2023, Enel se adjudicó la totalidad de la energía.

Un caso particular es el de Enel, que hasta la Licitación de 2017, se adjudicó al menos el 50 % de la energía por licitación, dominando especialmente en 2010, 2012, y 2023. Para una mayor comprensión, la Figura 3.5 muestra la energía total adjudicada por empresa entre 2006 y 2022. Enel se adjudicó el 50 % del total (411.000 [GWh]), seguida por Mainstream con un 11 % (91.000 [GWh]) y Colbún con un 10 % (85.000 [GWh]).

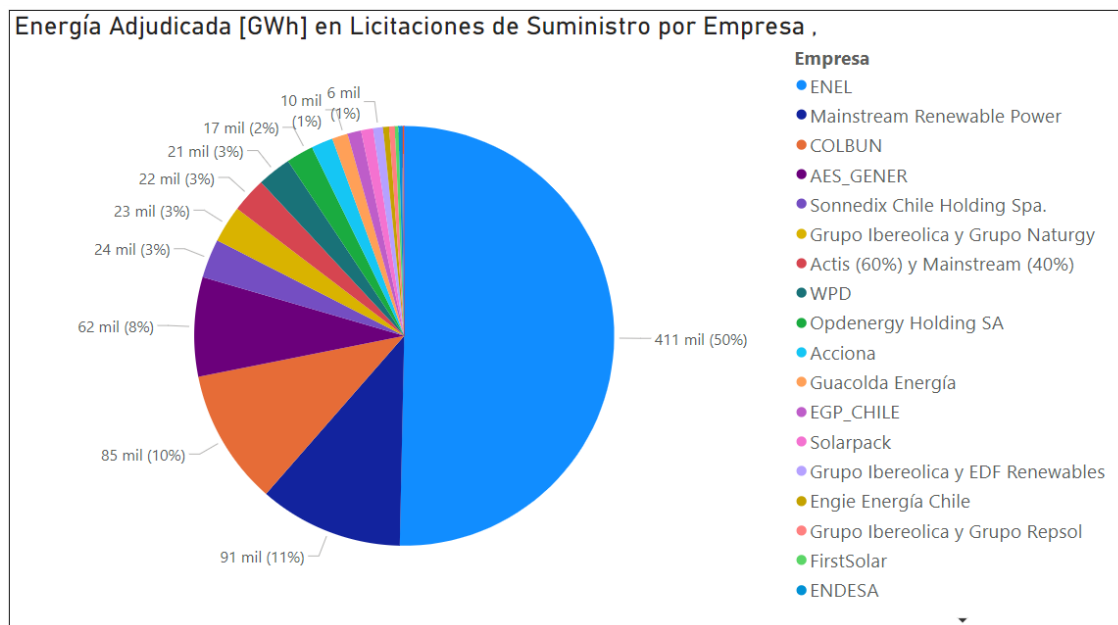


Figura 3.5. Energía adjudicada total por empresa. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

3.2. Métodos de Indexación

Como se mencionó anteriormente, el enfoque de esta memoria será analizar la efectividad de los indexadores en los precios de los contratos de suministro, lo cual está relacionado con un correcto seguimiento de los precios de contrato en comparación con los costos marginales. Esto implica que un aumento en los costos marginales, causado por el incremento en el precio de algún combustible fósil, por ejemplo, debería reflejarse en un aumento en el precio del contrato para contrarrestar dicha situación. Debido a esto, es importante revisar el uso de estos indexadores y como han evolucionado los métodos de indexación en las licitaciones de suministro en el período 2006-2022. Para comenzar el análisis, es importante ver como ha evolucionado el uso de los indexadores en los métodos de indexación de los contratos de suministro. Para eso, se presenta en la Figura 3.6 la cantidad de energía asociada a cada indexador en los contratos de cada licitación en el período 2006-2022. Cabe destacar que un contrato puede estar indexado a más de un indexador y que, si bien, el o los indexadores a utilizar es a libre elección del oferente, esto dependerá de los indexadores disponibles en las bases de la licitación de suministro respectiva. Por ejemplo, en las bases de la Licitación del año 2006 [12] era posible utilizar seis indexadores relacionados con precios de combustibles y CPI, mientras que para la licitación del año 2023 [11] fue solo posible realizar la indexación del precio de contrato al precio del GNL y CPI.

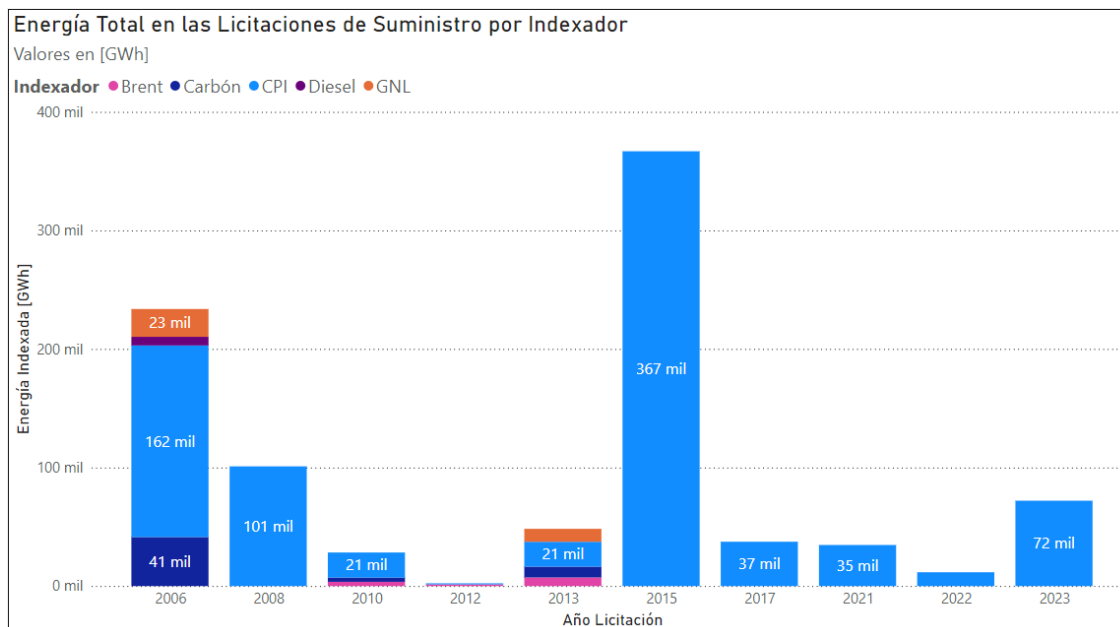


Figura 3.6. Evolución de los indexadores utilizados en las licitaciones por energía. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

En base a los datos anteriores, y a modo de resumen, se presenta en la Tabla 3.1 el porcentaje de cada indexador en las distintas licitaciones de suministro.

Tabla 3.1. Porcentaje de cada indexador por Licitación de Suministro.

| Licitación | CPI [%] | Carbón [%] | Diesel [%] | GNL [%] | Brent [%] |
|------------|---------|------------|------------|---------|-----------|
| 2006 | 69,2 | 17,7 | 3,1 | 10,0 | 0 |
| 2008 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2010 | 74,7 | 12,7 | 0 | 0 | 12,7 |
| 2012 | 36,6 | 4,9 | 0 | 0 | 58,5 |
| 2013 | 43,5 | 18,8 | 0 | 22,6 | 15,1 |
| 2015 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2017 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2021 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2022 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2023 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |

En la Figura 3.6 y Tabla 3.1 es posible apreciar como en las licitaciones del año 2006, 2010 y 2013 existió una especie de mix, pero con el CPI con mayor relevancia en los indexadores utilizados. Entrando en detalle, para la Licitación del 2006 aproximadamente un 70 % de la energía adjudicada fue indexada al CPI, seguido del Carbón con un 18 % de la energía total. Luego, el tercer indexador más utilizado fue el GNL con aproximadamente un 10 % de la energía adjudicada, la energía restante fue indexada en menor medida al Diesel, con solamente un 3 %. Otra licitación con un mix de indexadores utilizados fue la del año 2013, en donde un 44 % de la energía adjudicada fue indexada al CPI, mientras que el resto se distribuyó de forma medianamente proporcional entre los indexadores asociados al GNL, Carbón y Brent. Finalmente, para la Licitación del 2010 se tiene un 75 %

de la energía adjudicada indexada al CPI y el resto distribuido entre el Brent y Carbón. Saliendo de estas tres licitaciones, la energía total adjudicada en las otras licitaciones fue adjudicada en un 100 % al CPI.

Para analizar en cuanto proporción se ha utilizado cada indexador, se presenta en la Figura 3.7 el total de energía adjudicada en todas las licitaciones para cada uno. Se puede apreciar que, y en concordancia a lo analizado anteriormente, existe una tendencia a indexar los precios de contrato al CPI, en donde un 88 % de la energía de los contratos está indexada a este último. Por otro lado, los dos indexadores que siguen al CPI vendrían siendo el Carbón, con un 6 % de la energía, y el GNL, con un 4 % de la energía. Finalmente, indexadores como el Brent y el Diesel casi no han sido utilizados, teniendo solamente un porcentaje de energía del 1 % aproximadamente.

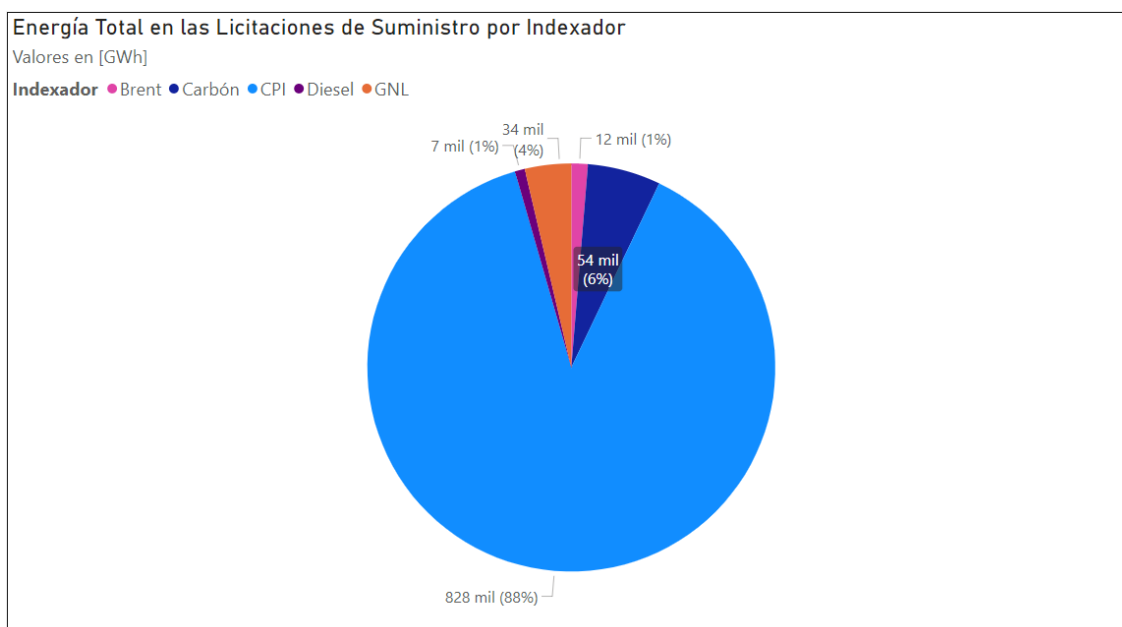


Figura 3.7. Total de los indexadores utilizados en las licitaciones de suministro. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

Además de lo mencionado anteriormente, es importante detallar cómo se aplicara cada indexador al momento de realizar la indexación cada mes. Es decir, si para la indexación 2.1 se utiliza el valor del indexador del mes en cuestión o si se aplica un promedio que incluye el mes actual y los meses anteriores, como los últimos 4, 6 o 9 meses. A continuación, en la Figura 3.8, se presenta la evolución de los indexadores utilizados en las licitaciones de suministro, considerando los métodos de cálculo descritos anteriormente. Los indexadores denominados sin 4m, 6m y 9m corresponden al valor del indexador en el momento de la indexación, mientras que los indexadores con las denominaciones 4m, 6m y 9m hacen referencia al promedio de los últimos 4, 6 y 9 meses, respectivamente. Por ejemplo, el CPI representa el valor del CPI al momento de realizar la indexación en algún mes, mientras que el CPI 9m corresponde al promedio del CPI de los últimos 9 meses.

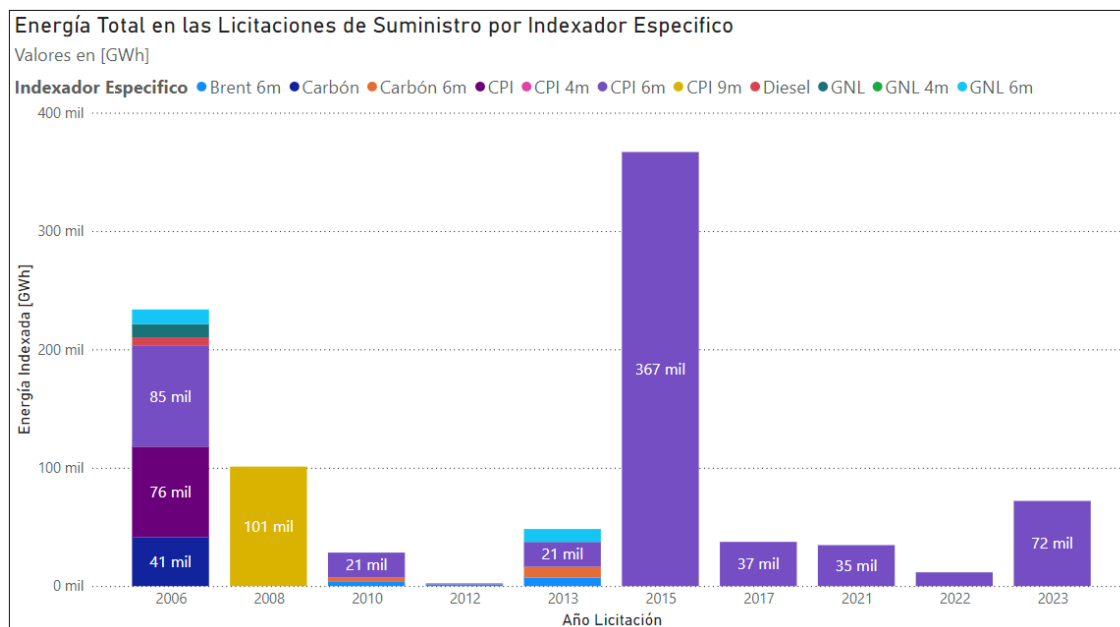


Figura 3.8. Evolución de los indexadores específicos utilizados en las licitaciones de suministro por energía. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

A modo de resumen, se presenta en la Tabla 3.2 el detalle de la Figura 3.8 con los porcentajes de cada indexador.

Tabla 3.2. Porcentaje de cada indexador específico por Licitación de Suministro.

| Licitacion | CPI [%] | | | | Carbón [%] | | Diesel [%] | GNL [%] | | | Brent [%] |
|------------|---------|-----|------|-----|------------|------|------------|---------|-----|------|-----------|
| | 1 m | 4 m | 6 m | 9 m | 1 m | 6 m | 1 m | 1 m | 4 m | 6 m | 6 m |
| 2006 | 32,7 | 0 | 36,4 | 0 | 17,7 | 0 | 3,13 | 4,8 | 0 | 5,3 | 0 |
| 2008 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2010 | 0 | 0 | 74,7 | 0 | 0 | 12,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12,7 |
| 2012 | 0 | 0 | 36,6 | 0 | 0 | 4,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 58,5 |
| 2013 | 0 | 0 | 43,5 | 0 | 0 | 18,8 | 0 | 0 | 0 | 22,6 | 15,1 |
| 2015 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2017 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2021 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2022 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2023 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

En base a los datos anteriores, se puede apreciar en la Tabla 3.2 que solamente la Licitación del año 2006 utiliza el valor del mes del indexador al momento de realizar la indexación. Entrando al detalle, el 69,2% asociado al CPI fue repartido entre el CPI, que corresponde al valor del mes anterior, y el CPI 6m, que corresponde al valor promedio de los últimos seis meses, con un 32,7% y 36,4% respectivamente. Lo mismo ocurre con el GNL, en donde el 10% total es repartido entre el GNL y GNL 6m, con un 4,8% y 5,3% respectivamente. En el caso del carbón y el diesel, el total de 17,7% y 3,13% se indexó al precio del mes solamente. Para la Licitación del año 2008 es posible ver que es la única en que se indexó la totalidad al CPI 9m, lo que corresponde al promedio de los últimos nueve meses. Luego de estas dos licitaciones, se puede apreciar que los indexadores utilizados corresponden en su totalidad al promedio de los últimos seis meses (6m).

Por último, para realizar un análisis más profundo del uso de los indexadores, es importante recordar que cada indexador tiene asociado una ponderación dentro de la Ecuación (2.1), en donde dicha ponderación es a libre elección del oferente. Debido a esto, es necesario analizar con qué ponderación es utilizado cada indexador dentro de la fórmula de indexación, con el fin de establecer la importancia de cada uno de una forma más representativa. Para esto, se presenta a continuación una tabla con el promedio de la ponderación de cada indexador cuando es utilizado:

Tabla 3.3. *Promedio de la ponderación de cada indexador.*

| Indexador | Promedio Ponderación [%] |
|-----------|--------------------------|
| CPI | 92 |
| Carbón | 32 |
| Diesel | 25 |
| GNL | 25 |
| Brent | 23 |

En la Tabla 3.3, se observa que cuando un contrato está indexado al CPI, en promedio se utiliza un ponderador del 92 %, lo que indica que casi la totalidad del precio está indexada al CPI. Por otro lado, los indexadores asociados a combustibles, como el Carbón, Diesel, GNL y Brent, cuando son utilizados, tienen una ponderación promedio de aproximadamente entre 20 % y 30 % del precio del contrato. Esto sugiere que estos indexadores se emplean principalmente como complementos al CPI para realizar una indexación múltiple. Esta estrategia ayuda a mitigar el riesgo del contrato al proporcionar protección frente a la variación de múltiples indexadores que puedan afectar los costos marginales. Por ejemplo, si un contrato está indexado únicamente al CPI y al Carbón, y el precio del GNL aumenta, lo cual podría incrementar los costos marginales, el precio del contrato no aumentaría proporcionalmente, reduciendo la diferencia entre el precio del contrato y los costos marginales. En contraste, si se utiliza una indexación múltiple que incluya el CPI, el Carbón y el GNL, el aumento en el precio del GNL resultaría en un mayor incremento en el precio del contrato, ajustándose mejor a los costos marginales. Por lo tanto, un contrato indexado a una mayor cantidad de indexadores tiene una mayor capacidad para seguir los cambios en el costo marginal. Sin embargo, un inconveniente es que, al aumentar el número de indexadores, la ponderación de cada uno debe disminuir, lo que hace que las fluctuaciones en el precio del contrato sean menos pronunciadas.

3.3. Comportamiento de los Indexadores

A continuación, se detallará el comportamiento de cada indexador utilizado en las Licitaciones de Suministro a Clientes Regulados.

3.3.1. Consumer Price Index (CPI)

El *Consumer Price Index* (CPI) de Estados Unidos es un indicador económico que mide la variación mensual de los precios de una canasta de bienes y servicios representativos del consumo de los hogares urbanos en el país. Este índice se utiliza como indicador de la

inflación en Estados Unidos, ya que un aumento en el CPI indica un incremento en el costo de bienes y servicios, lo cual reduce el poder adquisitivo del dinero. En las licitaciones de suministro, el CPI se utiliza para indexar los precios de contrato en la mayoría de los casos. El valor del CPI se publica mensualmente por el *Bureau of Labor Statistics of USA* [27], y en las licitaciones se puede emplear el valor del mes o el promedio de los últimos 4, 6 y 9 meses. A continuación se presenta la evolución mensual del CPI durante el período 2005-2024:

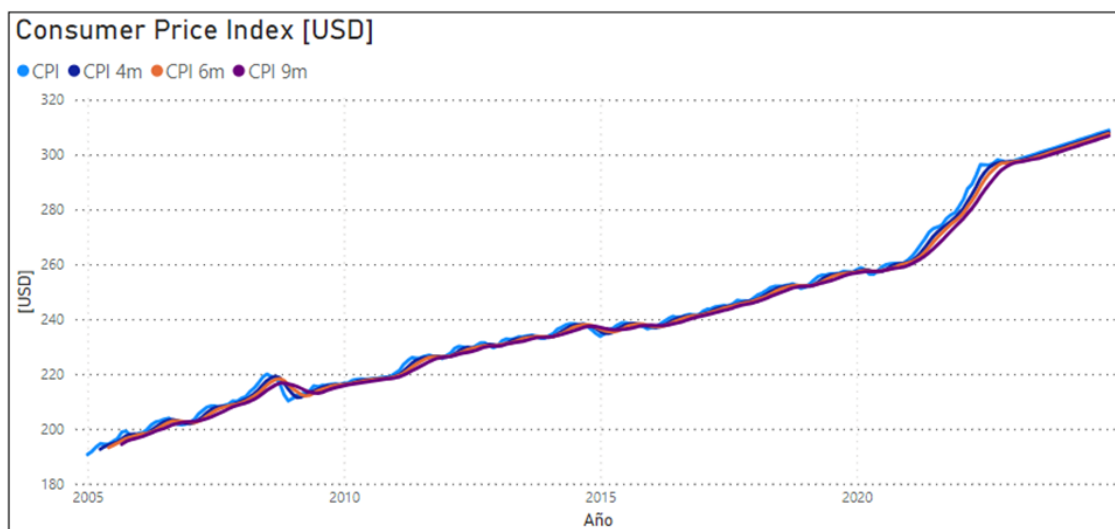


Figura 3.9. Comportamiento del Consumer Price Index (CPI) en el período 2005-2024. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

En la siguiente tabla se presentan los valores importantes del CPI, CPI 4m, CPI 6m y CPI 9m durante el período 2005-2024:

Tabla 3.4. Valores Consumer Price Index (CPI) durante el período 2005-2024.

| Indexador | Promedio [USD] | Maximo [USD] | Mínimo [USD] | Promedio Variacion [%] | Maxima Variacion [%] | Mínima Variacion [%] |
|-----------|----------------|--------------|--------------|------------------------|----------------------|----------------------|
| CPI | 242,7 | 308,9 | 190,7 | 0,2 | 1,4 | -1,9 |
| CPI 4m | 241,6 | 308,1 | 192,6 | 0,2 | 1,1 | -1,0 |
| CPI 6m | 241,5 | 307,6 | 193,2 | 0,2 | 1,0 | -0,7 |
| CPI 9m | 241,4 | 306,8 | 194,4 | 0,2 | 0,9 | -0,4 |

En la Figura 3.9 y la Tabla 3.4 se puede observar que el CPI exhibe un comportamiento bastante estable y, en su mayoría, una tendencia al alza durante el período de 2005 a 2024. Principalmente, presenta subidas más pronunciadas durante el 2005 y a principios del 2021, siendo esta última la más relevante y notoria del período. Es posible ver que el CPI, recordando que este corresponde al valor del mes actual y no al promedio de los últimos 4, 6 y 9 meses, es el que tiene el promedio más alto, con un valor de 242,7 [USD], y alcanza el mayor y menor valor del período, con 308,9 [USD] y 190,7 [USD] respectivamente. Por otro lado, cuando se utiliza el promedio de los últimos 9 meses (CPI 9m) se tiene el menor valor promedio, con 241,4 [USD], junto con el menor valor máximo, de 306,8 [USD]. En contraparte, es el que tiene el mayor valor mínimo, con 194,5 [USD]. Ahora, si se habla de variaciones mes a mes, en promedio los 4 tipos de CPI crecen lo mismo, con un 0,2% de crecimiento mensual. Respecto al CPI 9m, este tiene la menor variación mensual máxima, con un 0,9%, pero tiene la mayor variación mensual mínima, con un -0,4%. Por otro

lado, el CPI tiene la mayor variación mensual máxima, con un 1,4%, y la menor variación mensual mínima, con un -1,9%. Lo anterior permite concluir que al utilizar el promedio de los últimos meses, como el CPI 4m, 6m y 9m, se tienen menores subidas y bajadas del valor del indexador que al utilizar solamente el valor del mes, lo cual habla de un indexador más estable.

3.3.2. Carbón

El indexador asociado al carbón corresponde al precio de paridad mensual Carbón Zona Central, el cual es determinado por la Comisión Nacional de Energía considerando los precios de los mercados de Australia, Colombia e Indonesia, en base a la publicación internacional *Platts International Coal Report* [28]. Estos mercados mencionados anteriormente se mantendrán como referencia en la medida en que sean incorporados en las publicaciones mencionadas y sean considerados relevantes. El precio del carbón es publicado por la Comisión Nacional de Energía [23] durante los primeros 10 días de cada mes. El comportamiento del precio del carbón, considerando el precio del mes y el promedio de los últimos 6 meses, en el período 2005-2024, se presenta a continuación:

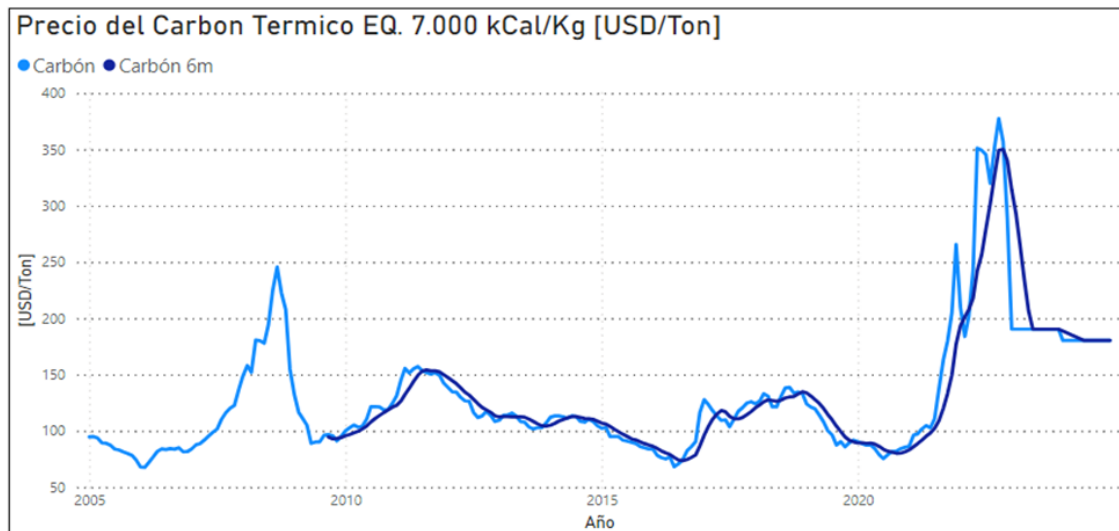


Figura 3.10. Comportamiento del precio del carbón en el período 2005-2024. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

Los valores más importantes del precio del carbón se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3.5. Valores importantes del precio del carbón durante el período 2005-2024.

| Indexador | Promedio [USD/Ton] | Maximo [USD/Ton] | Minimo [USD/Ton] | Promedio Variacion [%] | Maxima Variacion [%] | Minima Variacion [%] |
|-----------|--------------------|------------------|------------------|------------------------|----------------------|----------------------|
| Carbon | 128,8 | 377,3 | 67,8 | 0,5 | 44,7 | -34,1 |
| Carbon 6m | 132,5 | 350,1 | 73,6 | 0,4 | 18,1 | -11,8 |

Se puede apreciar en la Figura 3.10 y la Tabla 3.5 que este indexador muestra un comportamiento mucho más volátil e inestable en comparación con el CPI. Principalmente, sigue un patrón cíclico con fluctuaciones constantes. A principios de 2021, experimentó un aumento significativo, alcanzando valores máximos en 2022. Este incremento fue provocado

por la guerra en Ucrania, que generó un alza mundial en los precios de los combustibles fósiles. Al igual que el CPI, se puede apreciar que al considerar el promedio de los últimos meses se obtienen menores máximos y mayores mínimos, en donde los valores máximos, considerando el Carbón y Carbón 6m, se mueven en el rango 350-377 [USD/Ton] y los mínimos entre 68-74 [USD/Ton], teniendo un promedio en torno a los 130 [USD/Ton]. Ahora, hablando de variaciones mensuales, se tiene que el Carbón ha tenido una máxima variación de 44,7 % y mínima de -34,1 %, con un promedio de 0,5 %, mientras que el Carbón 6m ha tenido una variación máxima y mínima de 18,1 % y -11,8 % respectivamente, con un promedio de 0,4 %.

3.3.3. Gas Natural

El indexador asociado al gas natural corresponde al Precio Promedio Mensual Gas Natural Henry Hub en base a los valores publicados por el *Natural Gas Intelligence* en su *NGI's Daily Gas Price Index* [29]. Este valor es publicado por la Comisión Nacional de Energía [23] en los primeros 10 días de cada mes. A continuación se presenta la evolución mensual del Precio del Gas Natural en el período 2005-2024:

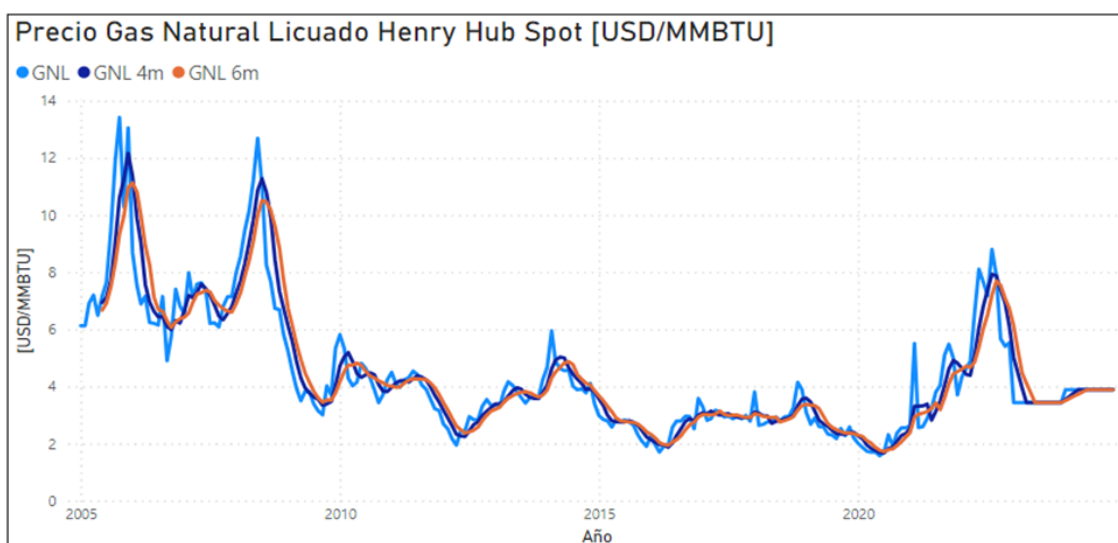


Figura 3.11. Comportamiento del precio del Gas Natural Henry Hub en el período 2005-2024. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

En la siguiente tabla se detallan los valores más importantes para cada indexador en el período 2005-2024:

Tabla 3.6. Valores Precio del Gas Natural Henry Hub durante el período 2005-2024.

| Indexador | Promedio [USD/MMBTU] | Máximo [USD/MMBTU] | Mínimo [USD/MMBTU] | Promedio Variación [%] | Máxima Variación [%] | Mínima Variación [%] |
|-----------|----------------------|--------------------|--------------------|------------------------|----------------------|----------------------|
| GNL | 4,4 | 13,4 | 1,6 | 0,9 | 109,1 | -53,5 |
| GNL 4m | 4,4 | 12,2 | 1,7 | 0,0 | 30,8 | -18,2 |
| GNL 6m | 4,4 | 11,1 | 1,7 | -0,1 | 22,2 | -14,6 |

Es posible apreciar en la Figura 3.11 y la Tabla 3.6 que el comportamiento ha sido bastante inestable, con valores muy altos durante el período 2005-2009, alcanzando máximos de alrededor de 12 [USD/MMBTU] para el GNL, GNL 4m y GNL 6m. En particular, el

GNL llegó a un máximo de 13,4 [USD/MMBTU] en octubre de 2005. Tras este período, el precio del gas natural se mantuvo relativamente estable, fluctuando en torno a los 3 [USD/MMBTU], y alcanzando valores mínimos de 1,6-1,7 [USD/MMBTU] a mediados de 2020. Posteriormente, el precio del gas natural aumentó de manera sostenida, llegando a máximos no vistos desde 2008, impulsados por la guerra en Ucrania. Respecto a las variaciones mensuales, el GNL ha tenido un promedio de aumento de mensual de 0,9 % con un máximo y mínimo de 109,1 % y -53,5 % mientras que el GNL 6m ha tenido un promedio negativo, de -0,1 % con un máximo y mínimo de 22,2 % y -14,6 % respectivamente.

3.3.4. Crudo Brent

El indexador asociado al Crudo Brent corresponde al Promedio Mensual de los precios diarios del Petróleo Crudo Brent (DTD), en base a la publicación *Platts Global Alert* [30]. Este valor es publicado por la Comisión Nacional de Energía [23] en los primeros 10 días de cada mes. La evolución mensual durante el período 2005-2024 del precio del Petróleo Crudo Brent se presenta a continuación:

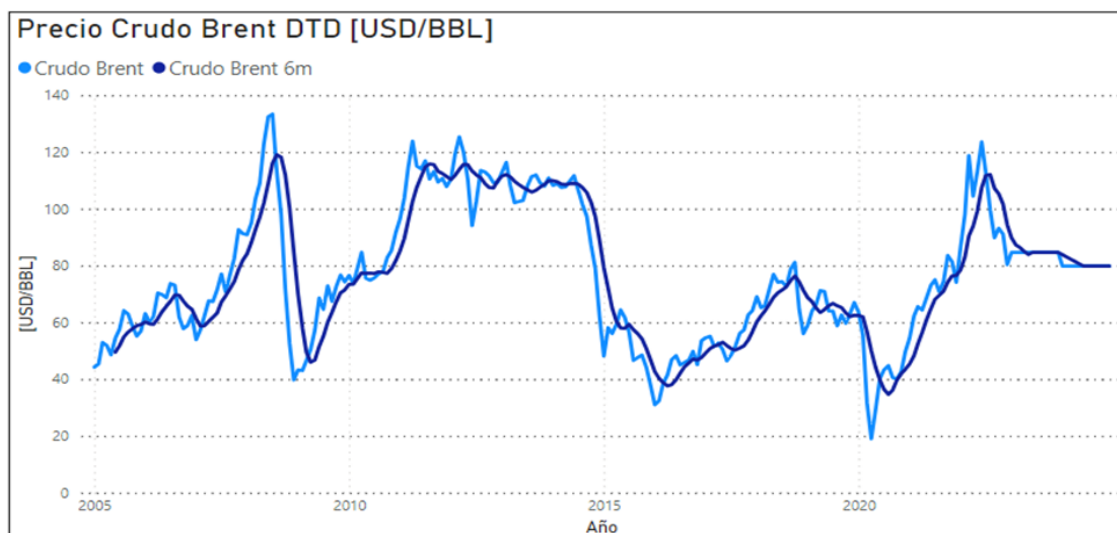


Figura 3.12. Comportamiento del precio del Crudo Brent en el período 2005-2024. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

Los valores más importantes durante el período 2005-2024 para el Petróleo Crudo Brent se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3.7. Valores del precio del Crudo Brent durante el período 2005-2024.

| Indexador | Promedio [USD/BBL] | Máximo [USDUSD/BBL] | Mínimo [USDUSD/BBL] | Promedio Variación [%] | Máxima Variación [%] | Mínima Variación [%] |
|----------------|--------------------|---------------------|---------------------|------------------------|----------------------|----------------------|
| Crudo Brent | 76,2 | 133,3 | 19,1 | 0,8 | 52,2 | -42,8 |
| Crudo Brent 6m | 76,5 | 119,1 | 34,7 | 0,3 | 10,3 | -17,7 |

De acuerdo con la Figura 3.12 y la Tabla 3.7, se puede afirmar, al igual que con los indexadores asociados a combustibles fósiles analizados anteriormente, que el comportamiento del precio del Crudo Brent es bastante inestable. El precio del Crudo Brent alcanzó su máximo en julio de 2008, con un valor de 133,3 [USD/BBL] para el Brent y 119,1 [USD/BBL] para el Brent 6m. Posteriormente, al igual que el GNL, el Crudo Brent llegó

a valores mínimos a finales de 2020, alcanzando 19,1 [USD/BBL] para el Brent y 34,7 [USD/BBL] para el Brent 6m. A partir de entonces, comenzó a subir de forma sostenida, acercándose nuevamente a sus máximos históricos del período 2005-2024 a mediados de 2022, impulsado por la guerra en Ucrania. Respecto a las variaciones mensuales, el Brent presenta un crecimiento promedio del 0,8% mensual, con una variación máxima y mínima de 52,2% y -42,8%, respectivamente. Por otro lado, el Brent 6m, que se basa en el promedio de los últimos seis meses, muestra una menor variación promedio mensual del 0,3%, y una variación máxima de 10,3%. Sin embargo, presenta una variación mínima más favorable, de -17,7%.

3.3.5. Petróleo Diesel

El último indexador a analizar, asociado al Petróleo Diesel, corresponde al Precio de Paridad Mensual de Petróleo Diésel, en [USD/m³], el cual incluye los efectos de los mecanismos de estabilización y protección de precios de combustibles establecidos en la normativa vigente. Dicho precio corresponde al promedio del mes respectivo y es publicado por la Comisión Nacional de Energía [23] dentro de los primeros 10 días de cada mes. Otro indexador asociado al Petróleo, el cual estuvo disponible dentro de las bases de algunas Licitaciones, pero no ha sido utilizado, es el Precio de Paridad Mensual de Combustible Fuel 6, en [USD/m³], el cual cumple con los mismos procedimientos para publicar que el Petróleo Diesel. A continuación se muestra la evolución de ambos indexadores durante el período 2005-2024:

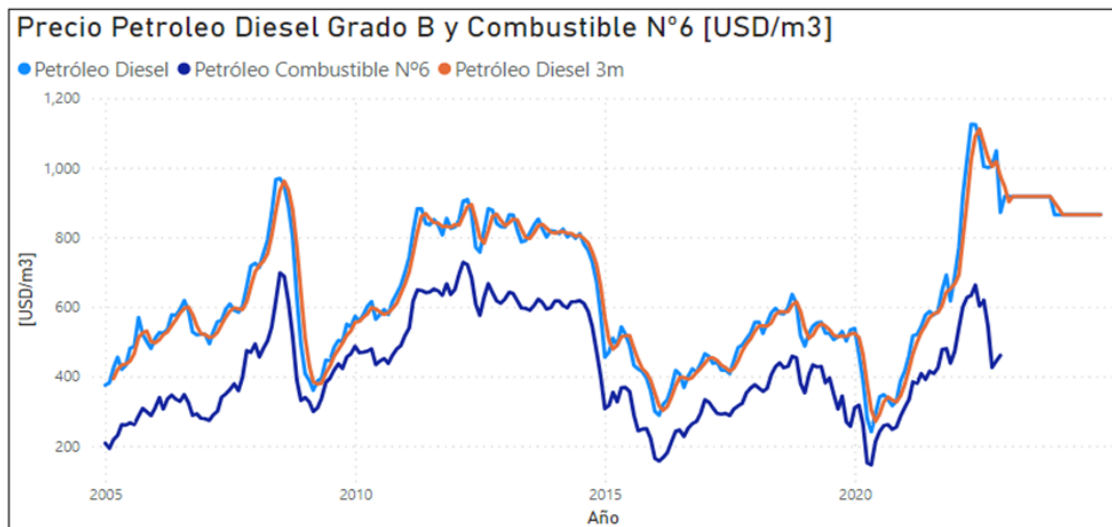


Figura 3.13. Comportamiento del precio del Petróleo Diesel en el período 2005-2024. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

En la siguiente tabla se muestran los valores más importantes para estos indexadores en el período 2005-2024:

Tabla 3.8. *Valores del precio del Petróleo Combustible y Diesel durante el período 2005-2024.*

| Indexador | Promedio [USD/m ³] | Maximo [USD/m ³] | Mínimo [USD/m ³] | Promedio Variación [%] | Maxima Variación [%] | Mínima Variación [%] |
|----------------------|--------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|
| Petroleo Diesel | 638,0 | 1125,4 | 241,2 | 0,6 | 21,5 | -28,9 |
| Petroleo Diesel 3m | 639,1 | 1111,4 | 271,0 | 0,5 | 14,5 | -20,1 |
| Petroleo Combustible | 421,5 | 728,4 | 146,1 | 0,8 | 45,8 | -42,4 |

En base a lo anterior, en la Figura 3.14 y la Tabla 3.8, se puede apreciar un comportamiento bastante inestable, en el que el petróleo combustible sigue el mismo patrón que el petróleo diésel, pero con un precio menor. Nuevamente, los índices alcanzan valores mínimos durante 2020, con el petróleo diésel fluctuando entre 241,2-271,0 [USD/m³], mientras que el petróleo combustible llegó a 146,1 [USD/m³]. Posteriormente, ambos subieron de manera sostenida hasta alcanzar máximos históricos en el período 2005-2024, debido a la situación en Ucrania: 1125,4 [USD/m³] para el diésel, 1111,4 [USD/m³] para el diésel a 6 meses, y 728,4 [USD/m³] para el combustible. En cuanto a las variaciones mensuales, el petróleo combustible presenta mayores fluctuaciones que el petróleo diésel, con un promedio del 0,8 % y variaciones máximas y mínimas del 45,8 % y -42,4 % respectivamente. Por otro lado, el petróleo diésel muestra una variación promedio entre 0,5 % y 0,6 % para ambos índices, con variaciones máximas similares: 21,5 % para el diésel y 14,5 % para el diésel a 6 meses. Las variaciones mínimas también son similares, con -28,9 % para el diésel y -20,1 % para el diésel a 6 meses.

Finalmente, en la Tabla 3.9 y 3.10 se presenta una comparación de las variaciones de cada indexador. Para simplificar el análisis, se consideraron los indexadores asociados al valor del mes y al promedio de los últimos seis meses. Esto se debe a que, según los datos presentados en la Tabla 3.2, excluyendo las licitaciones de 2006 y 2008, todas las demás están indexadas a promedios de los últimos seis meses. Por otro lado, la Licitación de 2006, que es la única con indexadores asociados al valor del mes, tiene un volumen considerablemente mayor de energía adjudicada que la Licitación de 2008.

Tabla 3.9. *Comparación variaciones porcentuales mensuales de los indexadores.*

| Indexador | Promedio Variación [%] | Máxima Variación [%] | Mínima Variación [%] |
|-----------|------------------------|----------------------|----------------------|
| CPI | 0,2 | 1,4 | -1,9 |
| Carbón | 0,5 | 44,7 | -34,1 |
| GNL | 0,9 | 109,1 | -53,5 |
| Brent | 0,8 | 52,2 | -42,8 |
| Diesel | 0,6 | 21,5 | -28,9 |

Con respecto a los promedios de los últimos 6 meses:

Tabla 3.10. *Comparación variaciones porcentuales mensuales de los indexadores considerando el promedio de los últimos 6 meses.*

| Indexador | Promedio Variación [%] | Máxima Variación [%] | Mínima Variación [%] |
|-----------|------------------------|----------------------|----------------------|
| CPI 6m | 0,2 | 0,9 | -0,4 |
| Carbón 6m | 0,4 | 18,1 | -11,8 |
| GNL 6m | -0,1 | 22,2 | -14,6 |
| Brent 6m | 0,3 | 10,3 | -17,7 |

Las Tablas 3.9 y 3.10 permiten concluir que los indexadores asociados a combustibles fósiles, como el carbón, GNL, Brent y Diesel, son bastante variables, siendo el GNL el más volátil. Por otro lado, el CPI muestra un crecimiento sostenido durante el período y con un

promedio de variabilidad más bajo en comparación a los demás, haciéndolo un indexador más estable. Además, la volatilidad de todos los indexadores se reduce al considerar el promedio de los últimos 6 meses, haciendo que suban y bajen menos mes a mes.

A modo de finalizar el análisis de los indexadores, es importante comparar gráficamente la evolución de los distintos indexadores. Dado que tienen unidades diferentes, es necesario normalizarlos para que todos queden con valores entre 0 y 1. Para ello, se utiliza la siguiente expresión:

$$y_{normalizado} = \frac{y - y_{min}}{y_{max} - y_{min}} \quad (3.1)$$

Donde:

- y : Valor del indexador en el mes n .
- y_{min} : Valor mínimo del indexador en el período.
- y_{max} : Valor máximo del indexador en el período.

Utilizando la Ecuación (3.1) se obtiene el siguiente comportamiento para cada indexador:

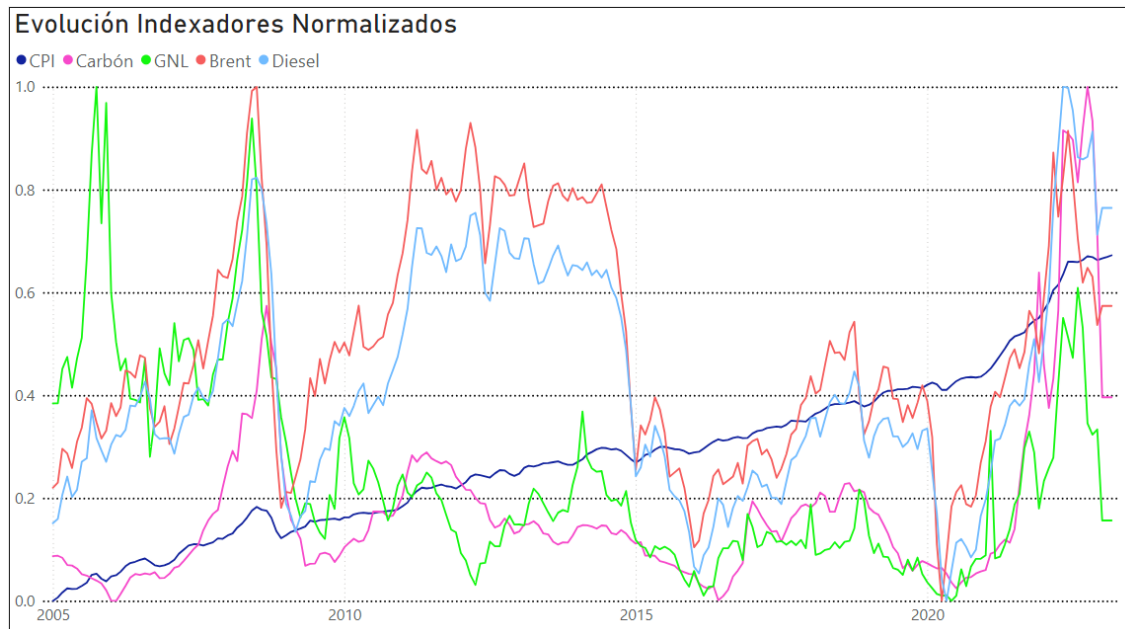


Figura 3.14. Evolución de los indexadores normalizados en el período. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

Capítulo 4

Efectividad de los Indexadores en los Contratos de Suministro Eléctrico

En este capítulo se evaluará la efectividad de los indexadores utilizados en los contratos de suministro eléctrico a clientes regulados en Chile durante el período 2010-2024. Para ello, primero se indexarán todos los contratos de suministro con sus respectivos métodos de indexación y se evaluará el comportamiento de los precios de contrato. Luego, se procederá a analizar los puntos de compra de los contratos y el comportamiento de los costos marginales. Finalmente, se hará el cruce entre los precios de contrato y los costos marginales de sus puntos de compra, con el fin de analizar la evolución de los costos marginales y los precios de contrato, además de determinar las diferencias entre estos y así obtener el margen resultante de cada contrato.

4.1. Indexación de Contratos de Suministro Eléctrico

Primero, para realizar la indexación de los contratos de suministro eléctrico a clientes regulados, se debe utilizar la Ecuación (2.1), aplicando los indexadores y ponderaciones de cada contrato de forma individual. Luego, para presentar los resultados de manera más simplificada, se agruparán los contratos por licitación, salvo en ciertas ocasiones donde sea necesario un análisis más detallado. Esta agrupación se utilizará de ahora en adelante al presentar los resultados. A continuación, se muestra la evolución de los precios de los contratos indexados desde el año 2010 hasta inicios de 2024:

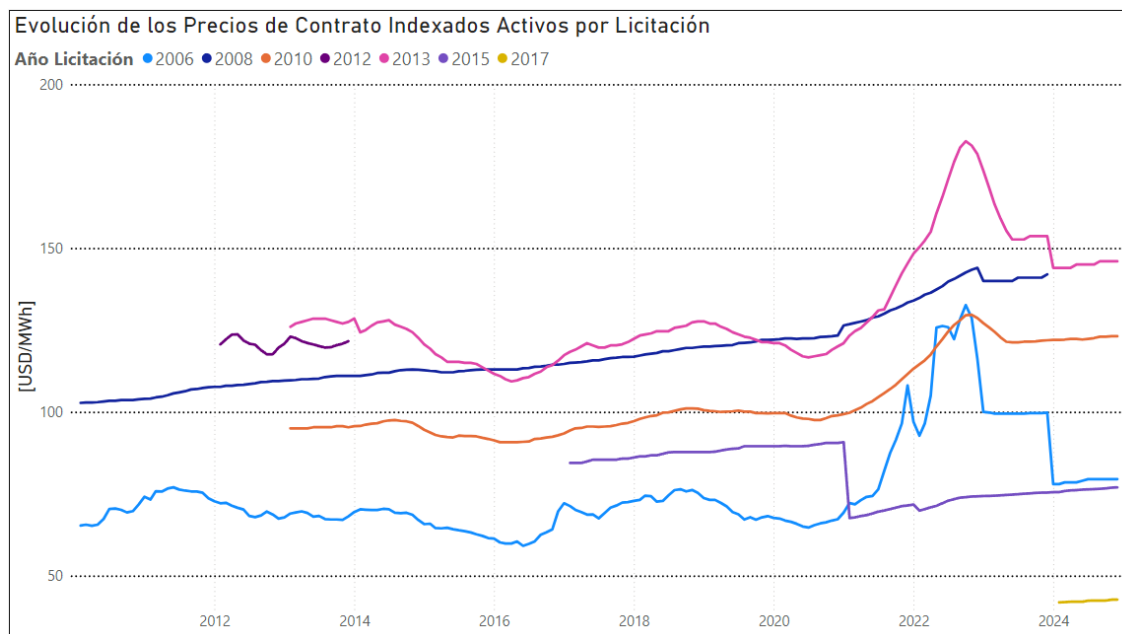


Figura 4.1. Evolución de los precios indexados de los contratos activos por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

En la Figura 4.1 se observa que los contratos de las Licitaciones de 2006, 2010 y 2013 muestran una notable volatilidad de un mes a otro. Esta fluctuación puede atribuirse a los métodos de indexación utilizados en estas licitaciones, detallados en la sección 3.1, que incluyen indexadores asociados a combustibles fósiles como el carbón y el gas natural licuado (GNL). Específicamente, la Licitación de 2006 exhibe una mayor variabilidad comparada con las otras dos, debido a que utiliza indexadores que reflejan el valor del mes actual en lugar del promedio de los seis meses anteriores, lo cual conlleva cambios más pronunciados de un mes a otro.

Por otro lado, las Licitaciones de 2008 y 2015, que están indexadas exclusivamente al CPI, muestran una tendencia general de aumento gradual y casi lineal en sus precios, con la excepción de un aumento más pronunciado a finales de 2021, donde todos los indexadores experimentaron un aumento significativo. En el caso de los contratos de la Licitación de 2015, se observa una marcada caída en sus precios a principios de 2021. Este fenómeno se explica por el hecho de que esta licitación, que adjudicó una gran cantidad de energía a precios muy competitivos, vio la entrada de algunos contratos en 2017, mientras que una gran cantidad de contratos más económicos entraron en 2021, reduciendo drásticamente el precio promedio de adjudicación. Finalmente, se observa que en 2023 entraron en vigencia los contratos asociados a la Licitación del 2017. Estos contratos, indexados únicamente al CPI y debido al corto período transcurrido desde su inicio, muestran variaciones mínimas, lo que limita su aporte al análisis comparativo. Lo mismo ocurre con la Licitación del 2012, en la cual los contratos fueron para suministrar por un año, en donde no se pueden apreciar un comportamiento muy claro, por lo que no aporta al análisis.

Para entrar en mayor detalle, se presenta a continuación un mapa de calor con los precios promedio anuales por cada licitación:

Promedio Anual de Precios de Contrato Indexados por Licitación

Valores en [USD/MWh]

| Año | 2006 | 2008 | 2010 | 2012 | 2013 | 2015 | 2017 |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|
| 2010 | 68.3 | 103.3 | | | | | |
| 2011 | 75.5 | 105.8 | | | | | |
| 2012 | 70.0 | 108.5 | | 120.6 | | | |
| 2013 | 68.2 | 110.3 | 95.3 | 121.0 | 127.6 | | |
| 2014 | 69.5 | 112.0 | 96.7 | | 125.9 | | |
| 2015 | 63.9 | 112.6 | 92.7 | | 115.9 | | |
| 2016 | 61.7 | 113.5 | 91.5 | | 111.7 | | |
| 2017 | 70.3 | 115.8 | 95.4 | | 119.8 | 85.2 | |
| 2018 | 74.6 | 118.5 | 99.6 | | 125.0 | 87.2 | |
| 2019 | 70.0 | 120.8 | 100.1 | | 124.3 | 88.8 | |
| 2020 | 66.3 | 122.6 | 98.6 | | 118.7 | 89.9 | |
| 2021 | 81.4 | 129.4 | 104.5 | | 131.2 | 70.0 | |
| 2022 | 116.4 | 139.1 | 122.5 | | 166.9 | 72.4 | |
| 2023 | 99.6 | 140.6 | 122.7 | | 157.7 | 74.9 | |
| 2024 | 79.0 | | 122.5 | | 145.0 | 76.3 | 42.3 |

Figura 4.2. Promedio anual de precios de contrato indexados por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

El análisis anterior se sustenta en el Mapa de Calor mostrado en la Figura 4.2, el cual ilustra claramente la evolución anual de los precios. Durante el período analizado, se observa que la mayoría de los contratos alcanzaron sus valores máximos en 2022. Es destacable que la Licitación del 2013 alcanzó un promedio de 166,9 [USD/MWh], significativamente más alto en comparación con los contratos de otras licitaciones. Esto se debe principalmente a su alto precio base de adjudicación, superior al de todas las demás licitaciones, y a su indexación al CPI, carbón y brent, los cuales experimentaron un fuerte aumento durante ese año. Por otro lado, los precios más bajos se identificaron el 2016, coincidiendo con una disminución de los precios de todos los combustibles fósiles.

Finalmente, se presenta una tabla resumen con los valores máximos, mínimos y promedio por cada licitación:

Tabla 4.1. Valores Promedio, máximos y mínimos en [USD/MWh] por licitación.

| Año Licitación | Precio Base Promedio [USD/MWh] | Precio Indexado Promedio [USD/MWh] | Precio Indexado Máximo [USD/MWh] | Precio Indexado Mínimo [USD/MWh] |
|----------------|--------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| 2006 | 56,4 | 72,0 | 132,6 | 59,1 |
| 2008 | 104,8 | 115,3 | 144,0 | 109,6 |
| 2010 | 90,3 | 104,2 | 129,7 | 90,8 |
| 2012 | 121,3 | 120,9 | 123,7 | 119,7 |
| 2013 | 126,2 | 130,1 | 182,7 | 109,3 |
| 2015 | 50,3 | 76,3 | 90,8 | 67,6 |
| 2017 | 32,5 | 42,3 | 42,7 | 41,9 |

La Tabla 4.1 muestra que, en promedio, los contratos más costosos corresponden a la Licitación 2013, explicado por su elevado precio base, el más alto entre todas las licitaciones, y su indexación a combustibles fósiles. Esta licitación alcanzó un máximo precio de 182,7 [USD/MWh], casi 40 [USD/MWh] más alto que el precio máximo más cercano, registrado en la Licitación del 2008, con 144,0 [USD/MWh].

Por otro lado, los contratos de la Licitación 2006 muestran variaciones significativas mes a mes y no alcanzan valores tan altos en comparación con otras licitaciones. Esto puede explicarse por su bajo precio base, uno de los más bajos después de las Licitaciones

2015 y 2017.

Luego de este análisis, es interesante evaluar cómo evolucionaron los precios de contrato en proporción al precio base. Para ello, se considera la expresión $\text{Proporción} = \text{Precio Indexado} / \text{Precio Base}$ para cada contrato. Cuando esta proporción sea igual a 1, significa que el precio indexado del mes correspondiente es igual al precio base. De este modo, se tendrán valores mayores a 1 cuando el precio de contrato indexado se encuentre por encima del precio base y menores a 1 cuando se encuentre por debajo del precio base. Nuevamente, se agruparon todos los contratos por licitación, obteniendo la siguiente evolución durante el período de estudio:

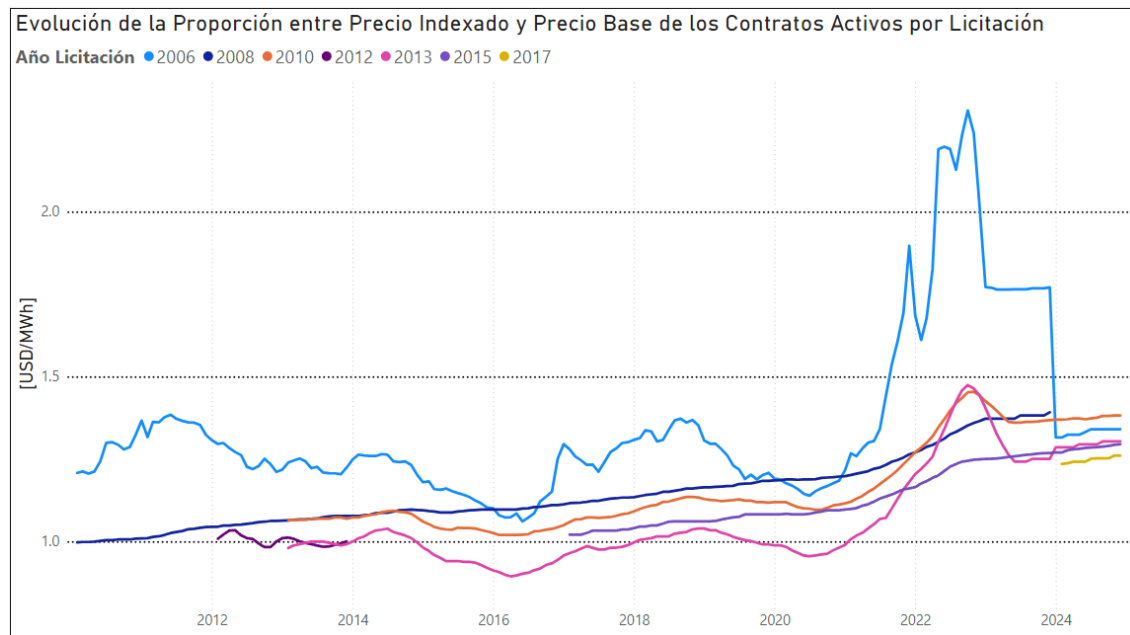


Figura 4.3. Evolución de la proporción entre precio indexado y precio base de los contratos activos por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

En la Figura 6.1, se destaca la consistencia en el análisis mensual de la variación de los contratos, mientras que los valores de las proporciones y la superioridad de ciertos contratos son notablemente distintivos. Es particularmente destacable el caso de la Licitación del 2006, donde sus contratos, al considerar la proporción entre precio indexado y precio base, consistentemente superan a los de otras licitaciones, alcanzando más del doble del precio base cuando los indexadores aumentaron significativamente en 2021. Esta discrepancia se contrasta con los precios mostrados en la Figura 4.1, donde los contratos de la Licitación del 2006 generalmente tienen precios más bajos en comparación con otras licitaciones, excepto en 2021, cuando la mayoría de los contratos de la Licitación del 2015 entraron en actividad.

La diferencia significativa se explica en el proceso de determinación de la base para el indexador utilizado en cada contrato, como se detalla en la Ecuación (2.1). Cuanto mayor es el valor del indexador y menor es su base, mayor es el factor multiplicador que afecta

el precio base del contrato. Esta dinámica es evidente en los contratos de la Licitación del 2006, donde aproximadamente el 20 % de la energía está indexada al carbón, siendo esta la segunda mayor proporción entre todas las licitaciones. Al considerar el comportamiento del precio del carbón, se observa que en el momento de la determinación de la base del indexador en 2006, el precio del carbón era más bajo en comparación con otras licitaciones que también utilizaron el carbón como indexador, como las de 2010 y 2013. Por lo tanto, los aumentos significativos en el precio del carbón, como los observados en 2021-2022, tienen un efecto mucho más pronunciado en los contratos de la Licitación del 2006, elevando considerablemente esta proporción. Igualmente, es importante tener en cuenta que la determinación de la base depende de cómo se utilizará el indexador, es decir, si corresponde al valor del mes o al promedio de los últimos meses. Si se utiliza el promedio de los últimos meses, es más probable obtener una base más representativa de los precios del carbón en ese período. En cambio, si se toma el valor de un mes en particular en que los precios estuvieron elevados, esto podría afectar negativamente la indexación en el futuro. Debido a esto, podría ser conveniente que al momento de determinar la base del indexador se utilice, por ejemplo, el promedio de los últimos 12 meses, sin importar si al momento de indexar se utiliza el valor del mes o el promedio de los últimos meses, con el fin de tener una base más representativa del período en que se ofertó.

A continuación se presenta un mapa de calor con la variación anual del promedio de la proporción precio indexado y precio base por Licitación:

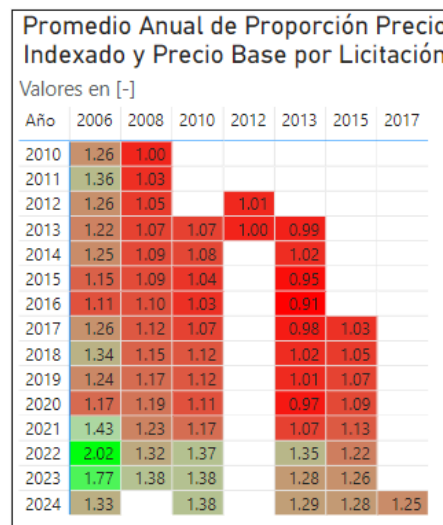


Figura 4.4. Promedio anual de proporción precio indexado y precio base por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

Como se observa en la Figura 4.4, y para complementar el análisis anterior, los contratos de la Licitación del 2006 mantienen una proporción no inferior a 1,11 en todo el período analizado. En contraste, los contratos de la Licitación 2013 muestran fluctuaciones alrededor de 1 hasta alcanzar su punto máximo de precios a finales de 2021. Durante este *peak* de precios, todos los contratos experimentaron su mayor proporción respecto al precio base a lo largo de 2022. Es destacable que los contratos de la Licitación del 2006 alcanzaron un promedio anual de 2,02 veces el precio base, el más alto entre todas las

licitaciones analizadas, mientras que los contratos de la Licitación del 2015 mostraron la proporción promedio más baja.

Finalmente, se muestra en la Tabla 4.2 los valores promedio, máximos y mínimos de la proporción precio indexado y precio base mensual.

Tabla 4.2. *Valores Promedio, máximo y mínimo de proporción precio indexado y precio base por Licitación.*

| Año Licitación | Proporción Promedio | Proporción Máxima | Proporción Mínima |
|----------------|---------------------|-------------------|-------------------|
| 2006 | 1,29 | 2,31 | 1,06 |
| 2008 | 1,12 | 1,39 | 1,00 |
| 2010 | 1,17 | 1,38 | 1,02 |
| 2012 | 1,00 | 1,03 | 0,98 |
| 2013 | 1,06 | 1,47 | 0,89 |
| 2015 | 1,20 | 1,30 | 1,02 |
| 2017 | 1,25 | 1,26 | 1,24 |

De acuerdo con los datos anteriores, los contratos de la Licitación 2006 muestran un promedio de proporción de 1,29, con valores máximos y mínimos de 2,31 y 1,06 respectivamente. Estos contratos también registran las proporciones más altas en promedio entre precio indexado y precio base. En segundo lugar, se encuentran los contratos de la Licitación 2017, con una proporción promedio de 1,25 y máximos y mínimos de 1,26 y 1,24. Este resultado se explica por el período relativamente corto de suministro, iniciado entre 2017 y 2021, lo cual benefició a estos contratos con el notable aumento del CPI, elevando considerablemente la proporción entre precio indexado y precio base.

En contraste, los contratos indexados únicamente al CPI, como los de la Licitación 2012 y 2008, presentan en promedio las proporciones más bajas. Los contratos de la Licitación 2012 mostraron una variación mínima durante su período de suministro, reflejando un entorno de precios relativamente estable. Por su parte, los contratos de la Licitación 2008 se mantuvieron cerca de 1, debido a su indexación al CPI promedio de los últimos 9 meses, lo que les permitió evitar grandes fluctuaciones a lo largo del tiempo.

Para información con mayor detalle, en la sección Anexo 6.2.1 se presentan gráficos con la variación mensual del precio indexado de cada contrato agrupado por licitación, además, se presenta el detalle de contratos con mayores y menores precios.

4.2. Puntos de Compra

Para poder determinar la diferencia entre el precio de cada contrato y el costo marginal, es necesario establecer los puntos de compra de cada contrato. Basándonos en la información disponible en la Comisión Nacional de Energía [23], se presenta a continuación la energía adjudicada por Punto de Compra:

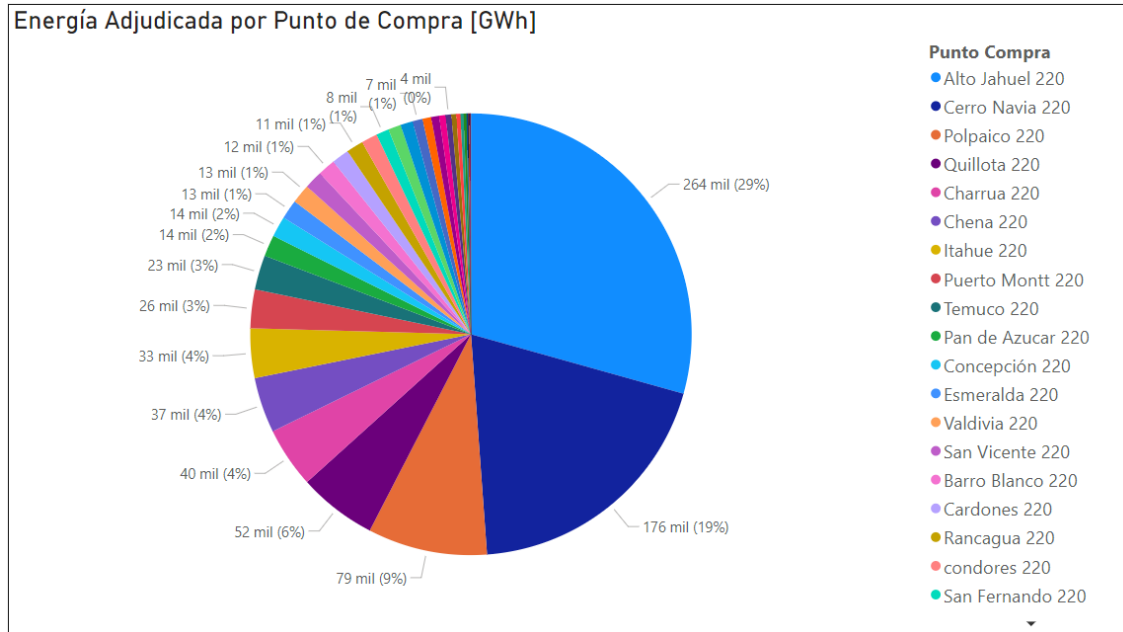


Figura 4.5. *Energía adjudicada [GWh] por Punto de Compra. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])*

El detalle de la energía adjudicada en cada Punto de Compra se presenta en la Tabla 6.5 del Anexo [6.2.2]. En esta tabla, cada Punto de Compra está clasificado por Región y Zona Geográfica, proporcionando una visión detallada y organizada de la distribución de la energía adjudicada.

En la Figura 4.5 se puede apreciar que los principales Puntos de Compra para los Contratos de Suministro para Clientes Regulados son: Alto Jahuel con un 29% de la energía total, seguido de Cerro Navia con un 19%, Polpaico con 9%, Quillota con 6% y Charrúa con un 4%. Este análisis destaca la concentración de energía en estos puntos clave, subrayando la importancia de estos lugares en la distribución de la energía adjudicada. Para complementar este análisis, a continuación se presenta la ubicación geográfica y la población aproximada de los principales centros urbanos en Chile:

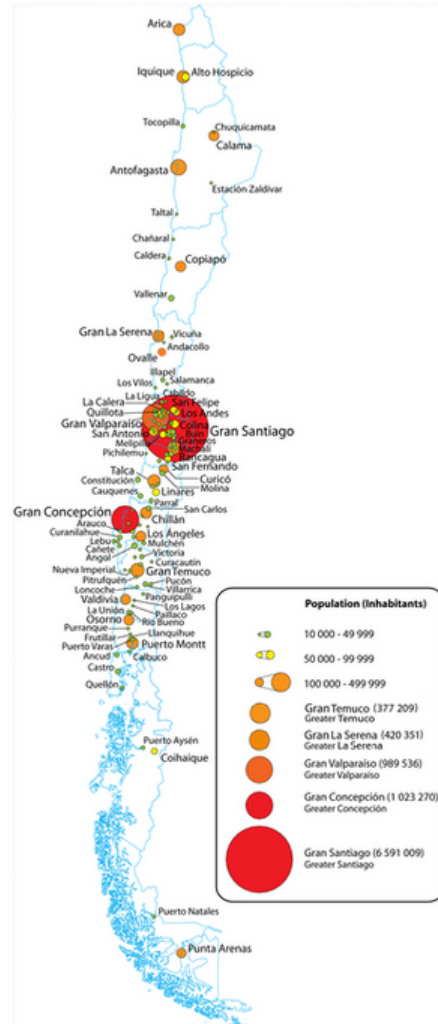


Figura 4.6. Ubicación geográfica de los principales centros urbanos de Chile y su población aproximada. (Fuente: Anexo: Ciudades de Chile, Wikipedia [31])

Como se puede apreciar en la Figura 4.6, los principales focos urbanos en Chile corresponden a la Zona Centro, considerando el Gran Santiago y Gran Valparaíso, y la Zona Centro-Sur, en donde se encuentra Gran Concepción. De acuerdo a los principales Puntos de Compra mencionados anteriormente, se aprecia su importancia, ya que Alto Jahuel, Cerro Navia, Polpaico y Quillota pertenecen al foco urbano de la Zona Centro, principalmente debido a la ciudad de Santiago, mientras que Charrúa pertenece geográficamente al segundo foco que se puede apreciar que corresponde a Gran Concepción.

Ahora, para analizar cómo se han comportado los costos marginales a lo largo del período de estudio, se obtuvieron datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32]. Debido a la gran cantidad de datos disponibles y su accesibilidad, se acotó el período de análisis del desempeño de los contratos a los años 2013-2023. Esta selección no presenta inconvenientes, ya que los primeros contratos que entraron en vigor, correspondientes a la licitación de 2006, comenzaron en 2010. Además, el período con mayor cantidad de contratos activos se dio a partir de 2017 con la entrada de los contratos correspondientes a la licitación de

2015, que tuvo el mayor volumen de energía adjudicada.

La exclusión del año 2024 se debe a que este año aún está en curso, por lo que se decidió no incluirlo para definir un límite claro y cerrar el período de estudio. Dicho esto, a continuación se presenta la evolución del promedio mensual, considerando una media aritmetica, del costo marginal de todos los Puntos de Compra, proporcionando una visión clara del comportamiento de los costos marginales en los Puntos de Compra más relevantes durante el período analizado.

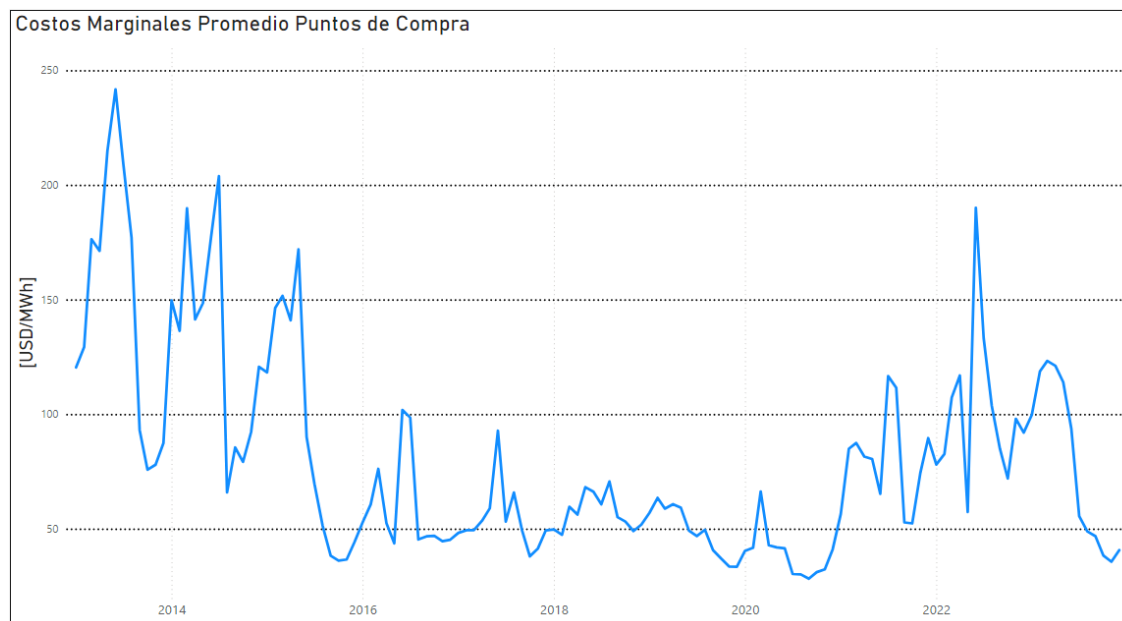


Figura 4.7. Evolución mensual del costo marginal promedio considerando todos los Puntos de Compra. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

A continuación se presenta en la Tabla 4.3 los valores claves durante el período:

Tabla 4.3. Valores promedio, máximo y mínimo de los costos marginales promedio.

| Punto de Compra | Valor Promedio [USD/MWh] | Valor Máximo [USD/MWh] | Valor Mínimo [USD/MWh] |
|-----------------|--------------------------|------------------------|------------------------|
| Todos | 80,9 | 241,7 | 28,6 |

En la Figura 4.7 se puede apreciar que el período de estudio se puede segmentar en tres partes distintas en función de los costos marginales. Primero, se observan altos costos marginales al inicio del período, durante los años 2013-2015, alcanzando un máximo del período de 241,7 [USD/MWh] en junio de 2013. Este período de altos costos se dio principalmente por el aumento de la generación diesel [33], la cual estuvo a un precio bastante elevado 3.14 en comparación a los otros combustibles.

Luego, a principios de 2016, donde la generación diesel disminuyó fuertemente en comparación al período anterior, se aprecia una notable disminución de los costos marginales promedio, los cuales se sitúan alrededor de los 50 [USD/MWh], llegando a un mínimo del

período de 28,6 [USD/MWh].

Finalmente, a finales de 2020 e inicios de 2021, se observa un aumento de los costos marginales, manteniéndose en niveles altos en torno a los 90 [USD/MWh]. Esta tendencia al alza pudo ser observada anteriormente en la evolución de los indexadores y puede deberse a factores como un incremento en la demanda, precios más altos de los combustibles fósiles o restricciones en la oferta. Además, se puede notar cómo en los meses de invierno el costo marginal se eleva, lo cual se explica en la baja producción solar de estos meses, dando lugar a una mayor dependencia de la generación térmica, que generalmente tiene un costo más alto.

Para ilustrar esta estacionalidad, se presenta a continuación el costo marginal promedio por mes de todo el período de estudio, lo que permite observar las variaciones mensuales y estacionales en los costos marginales de la energía.

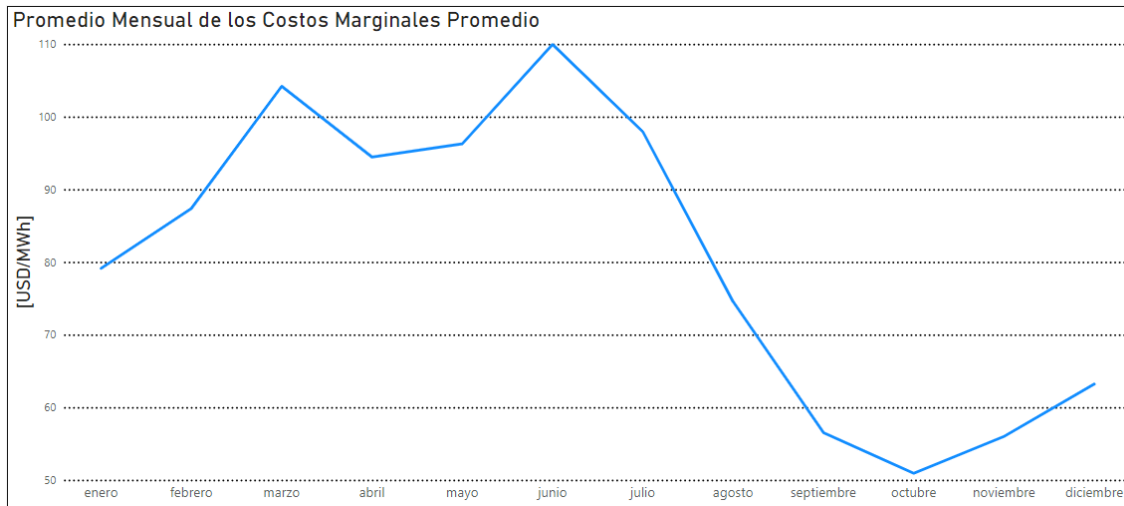


Figura 4.8. *Energía adjudicada [GWh] por Punto de Compra. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])*

En base a la Figura 4.8, se puede confirmar lo mencionado anteriormente sobre el comportamiento de los costos marginales. Durante la primera mitad del año, los costos marginales son elevados, para luego disminuir a partir del mes de julio. Este comportamiento puede tener un impacto significativo en los resultados de los contratos dependiendo de los métodos de indexación utilizados. En particular, los contratos podrían obtener mejores resultados en la segunda mitad del año, cuando los costos marginales son más bajos, permitiendo así un mayor margen de beneficio si los precios de contrato se mantienen estables o aumentan a un ritmo menor que los costos marginales.

Ahora, si se analiza la energía adjudicada por región, se obtiene la siguiente distribución:

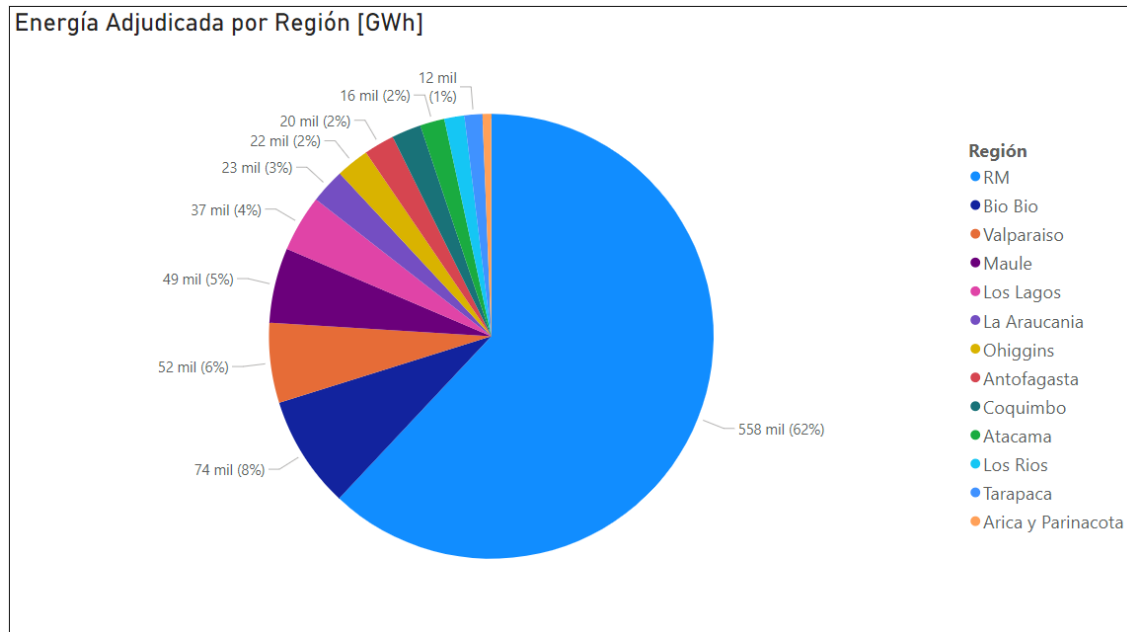


Figura 4.9. Energía adjudicada [GWh] por Región. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

En la Figura 4.9 se puede apreciar que el 68 % de la energía total destinada a clientes regulados se encuentra en las regiones Metropolitana y de Valparaíso. Esto se explica por la concentración de los principales centros urbanos de Chile en estas regiones, donde la demanda de energía es significativamente mayor debido a la alta densidad poblacional y las actividades comerciales e industriales.

Por otro lado, las regiones donde predomina el consumo de energía para la minería, principalmente por parte de clientes libres, representan aproximadamente un 6 % del total. Estas regiones, incluyendo Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama, tienen una menor proporción de consumo energético regulado debido a que la minería, que es la principal actividad económica en estas áreas, suele negociar y contratar su suministro eléctrico directamente con las empresas de generación, actuando como cliente libre.

Para analizar el comportamiento de los costos marginales de los puntos de compra de manera más detallada, se seleccionará un punto de compra representativo por región y luego por zona. Este punto de compra será aquel con la mayor energía adjudicada en cada región y zona, proporcionando una visión clara del costo marginal de la energía en los diferentes puntos geográficos a lo largo del período de estudio. Lo anterior se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 4.4. *Puntos de Compra representativos por Región.*

| Region | Punto de Compra | Energía [GWh] |
|----------------------|-------------------|---------------|
| Arica y Parinacota | Parinacota 220 | 5.740 |
| Tarapaca | Condores 220 | 11.701 |
| Antofagasta | Esmeralda 220 | 19.971 |
| Atacama | Cardones 220 | 16.020 |
| Coquimbo | Pan de Azucar 220 | 19.256 |
| Valparaiso | Quillota 220 | 52.285 |
| Region Metropolitana | Alto Jahuel 220 | 558.217 |
| Ohiggins | Rancagua 220 | 21.632 |
| Maule | Itahue 220 | 49.101 |
| Bio Bio | Charrua 220 | 73.504 |
| Araucania | Temuco 220 | 22.702 |
| Los Rios | Valdivia 220 | 13.115 |
| Los Lagos | Puerto Montt 220 | 37.073 |

Luego, si cada región se categoriza por zona geográfica, como se puede apreciar en la Tabla 6.5 del Anexo 6.2.2, la energía adjudicada total por zona queda de la siguiente forma:

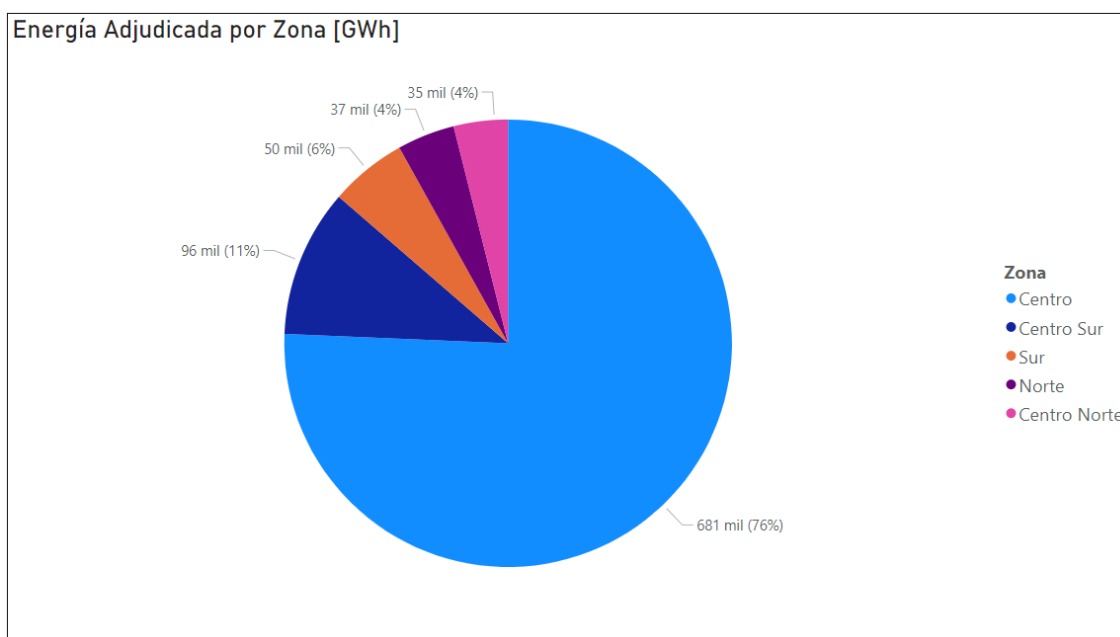


Figura 4.10. *Energía adjudicada [GWh] por Zona. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])*

En la Figura 4.10 se puede observar la distribución de la energía adjudicada en diferentes zonas geográficas del país. Esta categorización por zona geográfica permite comprender mejor la distribución regional de la energía adjudicada y proporciona una perspectiva clara sobre cómo se satisface la demanda energética en las distintas áreas del país. Siguiendo con los análisis anteriores, se destaca que la mayor parte de la energía adjudicada para abastecer a clientes regulados se concentra en la zona Centro, con un 76 % del total. Esta concentración es seguida por las zonas Centro-Sur y Sur, que representan el 11 % y 6 % del total, respectivamente. Finalmente, las zonas Norte y Centro-Norte concentran solamente

el 4 % del total cada una. Para complementar este análisis, es interesante contrastarlo con la distribución de la población en Chile para estas zonas, lo cual se presenta a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 4.5. *Cantidad de habitantes por región en Chile. (Fuente: Síntesis de Resultados Censo 2017 [34])*

| Zona | Número de Habitantes | Energía Adjudicada [GWh] |
|--------------|----------------------|--------------------------|
| Norte | 1.164.160 | 37.411 |
| Centro Norte | 1.043.754 | 35.275 |
| Centro | 10.888.215 | 681.235 |
| Centro Sur | 2.994.638 | 96.205 |
| Sur | 1.213.545 | 50.188 |

El análisis anterior, junto con el número de habitantes por zona presentado en la Tabla 4.5, refleja la distribución geográfica y la demanda energética del país. Las principales áreas urbanas y de consumo se encuentran en la zona Centro, mientras que las zonas Norte y Centro-Norte, con mayor presencia de actividades mineras y menor densidad poblacional, tienen una menor proporción de energía adjudicada para clientes regulados. En cuanto a las zonas Centro-Sur y Sur, su mayor población en comparación con las zonas Norte y Centro-Norte justifica una mayor cantidad de energía adjudicada en ellas. El detalle de habitantes por región se presenta en Anexo [6.5] en la Tabla 6.6.

Finalmente, asignando a cada Zona Geográfica una barra representativa, correspondiente al punto de compra con mayor energía adjudicada por zona, se obtiene la siguiente distribución:

Tabla 4.6. *Puntos de Compra representativos por Zona.*

| Zona | Punto de Compra | Energía [GWh] |
|--------------|-------------------|---------------|
| Norte | Esmeralda 220 | 37.411 |
| Centro Norte | Pan de Azucar 220 | 35.275 |
| Centro | Alto Jahuel 220 | 681.235 |
| Centro Sur | Charrua 220 | 96.205 |
| Sur | Puerto Montt 220 | 50.188 |

El comportamiento de los costos marginales, considerando un promedio mensual, de las barras representativas mencionadas en la Tabla 4.6 se presenta a continuación:

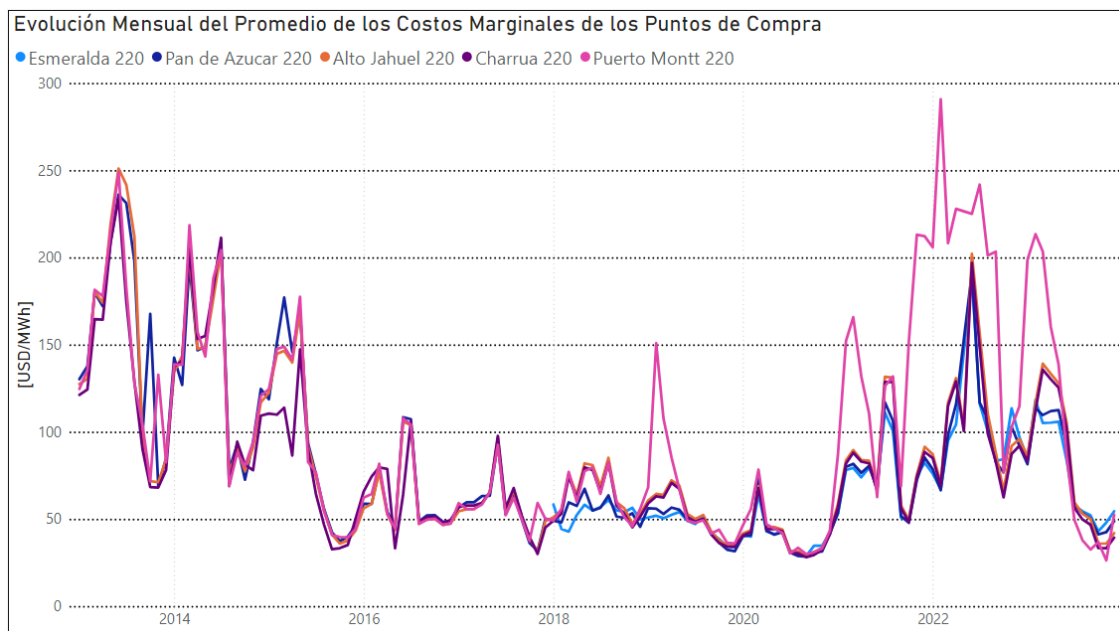


Figura 4.11. Evolución mensual de los costos marginales promedio de los Puntos de Compra representativos por Zona. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

Analizando la Figura 4.11, se puede apreciar que el comportamiento y los precios de las barras seleccionadas no varían significativamente en comparación con el promedio de todos los puntos de compra presentado en la Figura 4.8. Sin embargo, destaca el claro desacople de la barra Puerto Montt, perteneciente a la zona Sur, en algunos meses del período, especialmente en 2019 y desde finales de 2021, cuando se produjo el alza de los costos marginales, hasta 2023. En contraste, las demás barras permanecen acopladas durante todo el período.

Finalmente, hasta este punto se ha examinado el comportamiento de los costos marginales a través de una evolución mensual y promedio por mes de todos los Puntos de Compra, además de analizar la evolución mensual de puntos de compra representativos. Sin embargo, es crucial entender cómo varían los costos marginales hora a hora. A continuación, se presenta el promedio por hora de los Puntos de Compra representativos por zona durante todo el período de estudio:

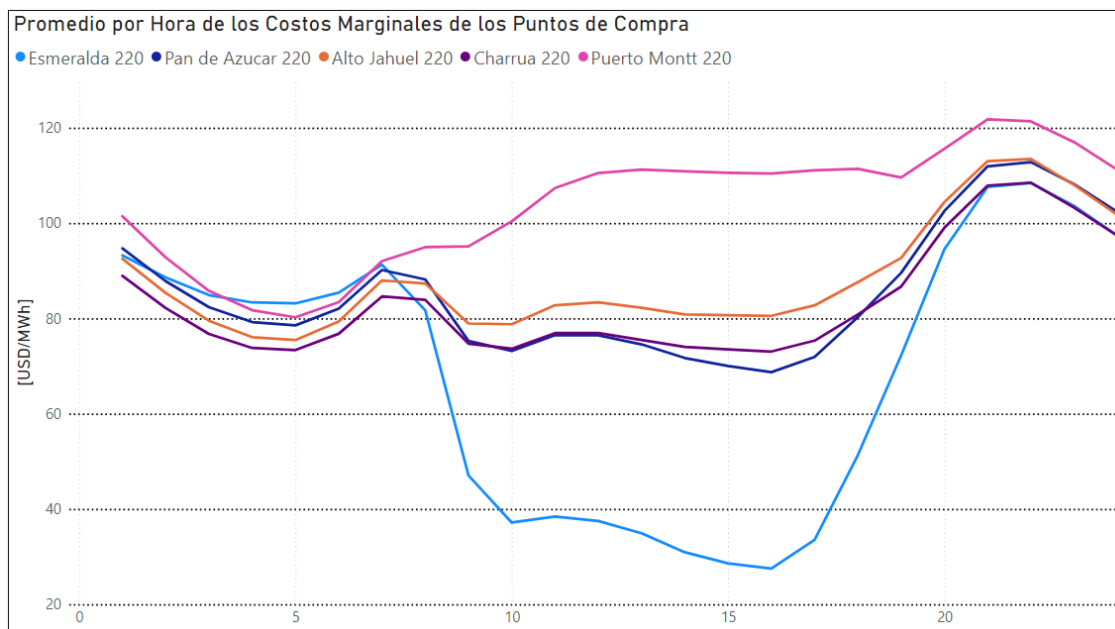


Figura 4.12. Promedio por hora de los costos marginales de los Puntos de Compra representativos por Zona. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

En la Figura 4.12 es posible ver como en horario solar, correspondiente de 8:00 a 18:00 horas, los costos marginales se desacoplan notoriamente y se pueden agrupar en tres, por un lado, la zona sur, correspondiente a la barra Puerto Montt tiene costos marginales muy elevados en torno a 100-120 [USD/MWh], luego, la zona centro, correspondiente a Pan de Azúcar (Centro Norte), Alto Jahuel (Centro) y Charrúa (Centro Sur), tiene costos marginales en torno a 80 [USD/MWh], y finalmente la zona Norte, con la barra Esmeralda, tiene costos marginales bastante bajos, los cuales están en torno a los 30-40 [USD/MWh]. Lo anterior, si recordamos la Ecuación (2.3), puede afectar gravemente los ingresos por ventas de energía al inyectar a un precio bajo, por ejemplo, teniendo una central de generación en el norte y retirando en el sur, teniendo un contrato de suministro eléctrico en dicha zona. Esto se abordará nuevamente más adelante.

4.3. Desempeño de los Indexadores y Contratos de Suministro Eléctrico

Primero, es crucial analizar el comportamiento de los indexadores y el costo marginal para evaluar si estos reflejan adecuadamente las variaciones del costo marginal, proporcionando así una indicación de su efectividad. A continuación, se presenta la evolución de los indexadores y los costos marginales, ambos normalizados debido a sus distintas unidades. Este procedimiento fue detallado en el capítulo anterior con la Ecuación (3.1).

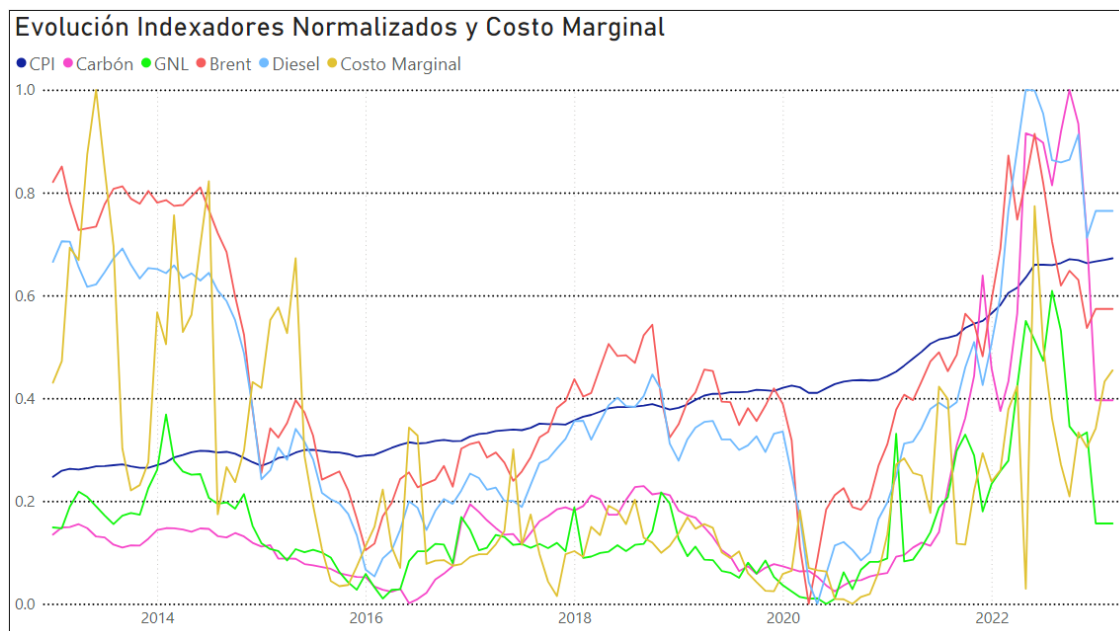


Figura 4.13. Evolución mensual de los indexadores y costo marginal normalizados. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

En la Figura 4.13 se observa que los indexadores asociados a los precios de combustibles fósiles siguen de manera efectiva el costo marginal. Esta correlación se manifiesta en el aumento del indexador cuando el costo marginal incrementa y en su disminución cuando el costo marginal desciende, reflejando adecuadamente la efectividad de estos indexadores. Al analizar en detalle, se evidencia que durante el primer período, correspondiente a los años 2013-2016, los elevados costos marginales coinciden con altos precios del diésel y del Brent. Esta situación se debe a que las tecnologías basadas en estos combustibles tienden a marginalizar durante su operación, lo cual, eleva los costos marginales. Esta relación se confirma con datos históricos de generación [33], que muestran una proporción significativa de generación diésel en esos años, la cual disminuyó considerablemente en los años siguientes. Esta disminución, junto con la caída en el precio de los combustibles, resultó en una reducción de los costos marginales. Posteriormente, durante el período de costos marginales bajos entre 2016 y 2020, la reducción en la generación con diésel [33] hizo que el costo marginal estuviera más influenciado por las siguientes unidades en marginalizar, correspondientes a las en base a GNL y carbón, como se puede comprobar en la Figura 4.13, donde se observa un seguimiento adecuado. Finalmente, en el período de 2020 a 2023, cuando los costos marginales aumentan de manera considerable, todos los indexadores de combustibles fósiles responden adecuadamente a esta variación. En contraste, el CPI, aunque muestra un aumento sostenido a lo largo del tiempo, no demuestra una buena efectividad, dado que no sigue de buena manera el costo marginal y sus variaciones. Esto se evidencia en la disminución de los costos marginales en 2016, momento en el cual el CPI continuó aumentando. El único período en el que el CPI presenta un desempeño relativamente mejor es durante el aumento de los costos marginales en 2020, donde el CPI crece de manera algo más pronunciada en comparación con su tendencia anterior, aunque incomparable a los demás indexadores.

Ahora, antes de evaluar el desempeño económico de los contratos, es importante contrastar la evolución de los precios de estos con el costo marginal promedio de los Puntos de Compra, esto con el fin de tener una noción del seguimiento de los precios de contratos indexados al costo marginal:

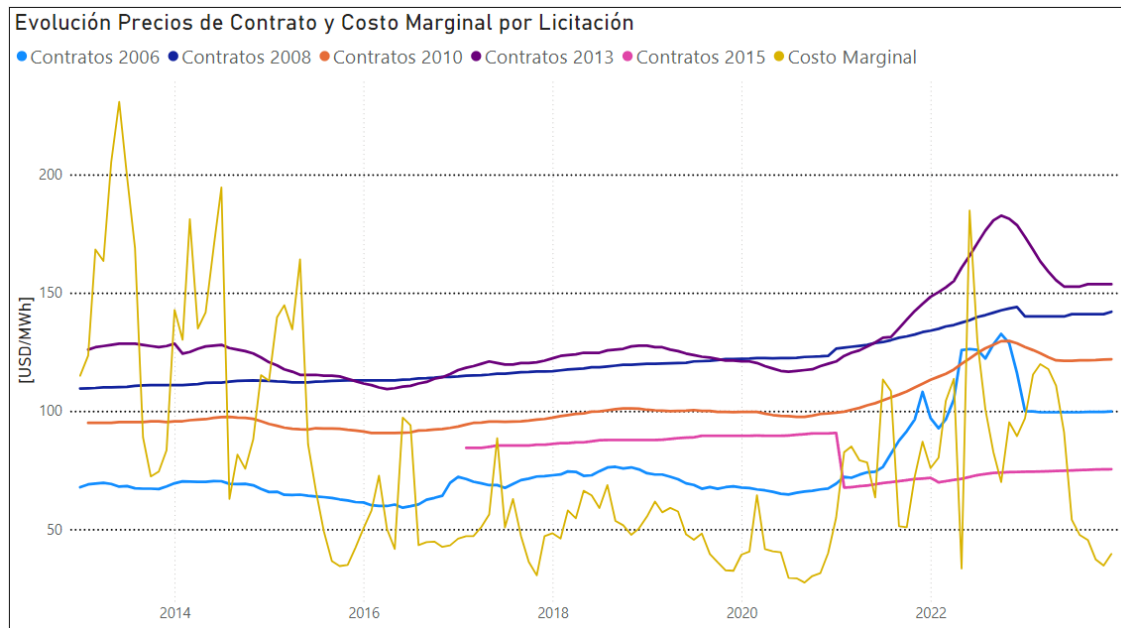


Figura 4.14. Evolución mensual de los precios de contrato indexados y los costos marginales de los Puntos de Compra. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Se puede apreciar en la Figura 4.14 que la mayoría de los contratos se encuentran por debajo del costo marginal durante los primeros años, de 2013 a 2016, cuando los costos marginales eran altos. Lo interesante en ese período es que no hubo un seguimiento claro de los costos marginales por parte de ninguno de los contratos, como sí ocurrió más adelante en 2021. Esto debido a que, como se mencionó anteriormente, según datos de generación de esos años [33] hubo una gran contribución de generación a base de diésel, el cual estaba a un precio bastante elevado. Si recordamos lo visto anteriormente, aproximadamente un 3% del total de la energía de los contratos totales está indexada al diésel y Brent, por lo que el alto valor de estos combustibles no alcanza a marcar una diferencia a nivel general. Por otro lado, el precio del carbón y el GNL en esos años estaba bastante bajo.

Luego de estos años, se observa un período donde los precios de contrato estuvieron consistentemente por encima del costo marginal, hasta finales de 2021, cuando todos los indexadores y los costos marginales aumentaron notablemente. En este período, se puede ver que los contratos asociados a las Licitaciones del 2006, 2010 y 2013 siguen de buena forma a los costos marginales, debido a su porcentaje de indexación al carbón y GNL. En cambio, las Licitaciones del 2008 y 2015 no siguen de manera efectiva los costos marginales al estar únicamente indexadas al CPI.

Ahora, para evaluar el desempeño de los indexadores y los contratos de suministro, es

esencial primero calcular la diferencia entre los precios de cada contrato y el costo marginal del Punto de Compra asociado a cada contrato. Esta diferencia se determina de manera horaria para todos los contratos en el período 2013-2023. A continuación, se presenta la evolución mensual promedio de dicha diferencia, agrupando los contratos por su respectiva licitación:

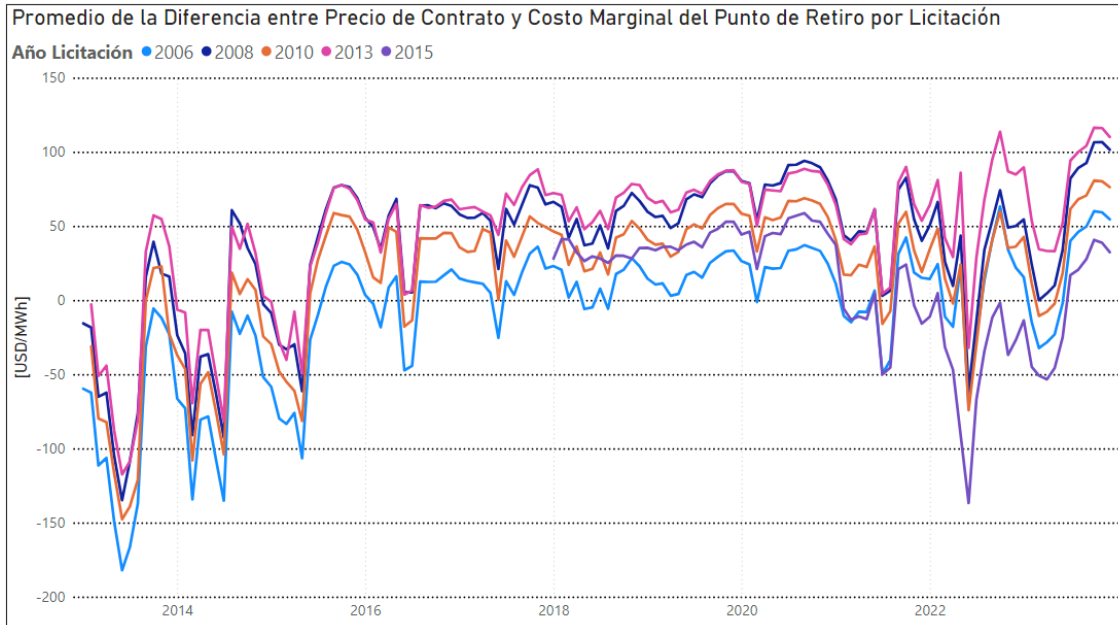


Figura 4.15. Evolución mensual de las diferencias horarias promedio por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Lo anterior se presenta también como un mapa de calor con el promedio anual de las diferencias por licitación:

| Promedio Anual Diferencias Horarias Precio Contrato y Costo Marginal por Licitación | | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| Valores en [USD/MWh] | | | | | |
| Año | 2006 | 2008 | 2010 | 2013 | 2015 |
| 2013 | -88.94 | -42.98 | -63.62 | -28.61 | |
| 2014 | -65.99 | -17.24 | -38.14 | -7.30 | |
| 2015 | -26.50 | 23.94 | 3.93 | 25.86 | |
| 2016 | -0.93 | 49.22 | 28.08 | 49.24 | |
| 2017 | 11.98 | 57.32 | 38.32 | 66.34 | |
| 2018 | 10.71 | 53.26 | 34.89 | 62.99 | 31.19 |
| 2019 | 18.26 | 68.79 | 48.40 | 73.71 | 40.92 |
| 2020 | 25.89 | 82.07 | 58.62 | 78.36 | 47.14 |
| 2021 | -1.45 | 47.22 | 24.73 | 49.02 | -8.11 |
| 2022 | 8.40 | 30.18 | 15.17 | 60.64 | -37.99 |
| 2023 | 17.92 | 57.81 | 39.82 | 76.96 | -5.18 |

Figura 4.16. Promedio anual de las diferencias horarias por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

En las Figuras 4.15 y 4.16 se puede apreciar el resultado final de combinar la evolución de los precios de contrato y los costos marginales. Al inicio del período, entre 2013 y 2016, se observaron costos marginales muy altos, lo que resultó en que la diferencia entre el costo marginal y el precio de contrato, a nivel general e independientemente de la licitación, mostrara diferencias negativas en promedio. Esto se debió principalmente a que, como se explicó anteriormente, la indexación a diesel, considerando todos los contratos, es bastante baja. Por lo tanto, al estar el costo marginal alto debido a la generación con diesel, producto del alto precio del diesel en ese período, no hubo un seguimiento claro del marginal a nivel general. En consecuencia, los precios de los contratos no subieron en la misma medida que el marginal, salvo en los contratos que incluían una componente de indexación al diesel. Los contratos de la Licitación 2006 fueron los más afectados, con diferencias promedio de casi -90 [USD/MWh], mientras que los de la Licitación 2013 fueron los menos perjudicados, con una diferencia de aproximadamente -30 [USD/MWh].

Posteriormente, entre 2016 y 2021, los costos marginales se estabilizaron en niveles bajos y los precios de los contratos aumentaron ligeramente debido al incremento del CPI. Durante este período, todos los contratos mostraron diferencias positivas en comparación con los Puntos de Compra. Los contratos de las Licitaciones de 2008 y 2013, que tenían los precios base más altos, registraron las mayores diferencias positivas, alcanzando entre 60-70 [USD/MWh] en 2017. Los contratos de la Licitación 2006, aunque con diferencias positivas más bajas, alrededor de 10 [USD/MWh], mostraron una mejora significativa respecto a los años anteriores.

Finalmente, a finales de 2021, se observó un notable aumento en los costos marginales. Esta subida, junto con la entrada en 2017 de algunos contratos de la Licitación 2015 y la entrada en 2021 de la mayoría de estos contratos, que tenían precios base bastante bajos, provocó una caída significativa en las diferencias entre los precios de los contratos y los costos marginales. Los contratos de las Licitaciones de 2006 y 2015 fueron los más afectados, llegando a tener diferencias negativas de hasta casi -40 [USD/MWh].

Finalmente, con las diferencias entre el precio de cada contrato y el costo marginal de su respectivo Punto de Compra, es posible valorizar cada retiro de energía horario utilizando la Ecuación (2.3) (solamente la componente de retiro). Para determinar la energía por hora de cada contrato, se toma el volumen total de energía del contrato y, dividiéndolo por la duración del mismo, se puede determinar la energía que debe entregar cada contrato por año. Esto se puede llevar a una energía por día y, posteriormente, a una cantidad por hora. Es crucial tener en cuenta que la introducción de los bloques horarios se realizó en la Licitación del 2015, por lo que es importante identificar en qué bloque abastecen estos contratos para repartir la energía por hora adecuadamente en las horas correspondientes al suministro de estos contratos. Realizado esto, se presenta a continuación la evolución de los ingresos por retiros de energía de estos contratos, considerando el valor mensual como la suma de todas las valorizaciones horarias.

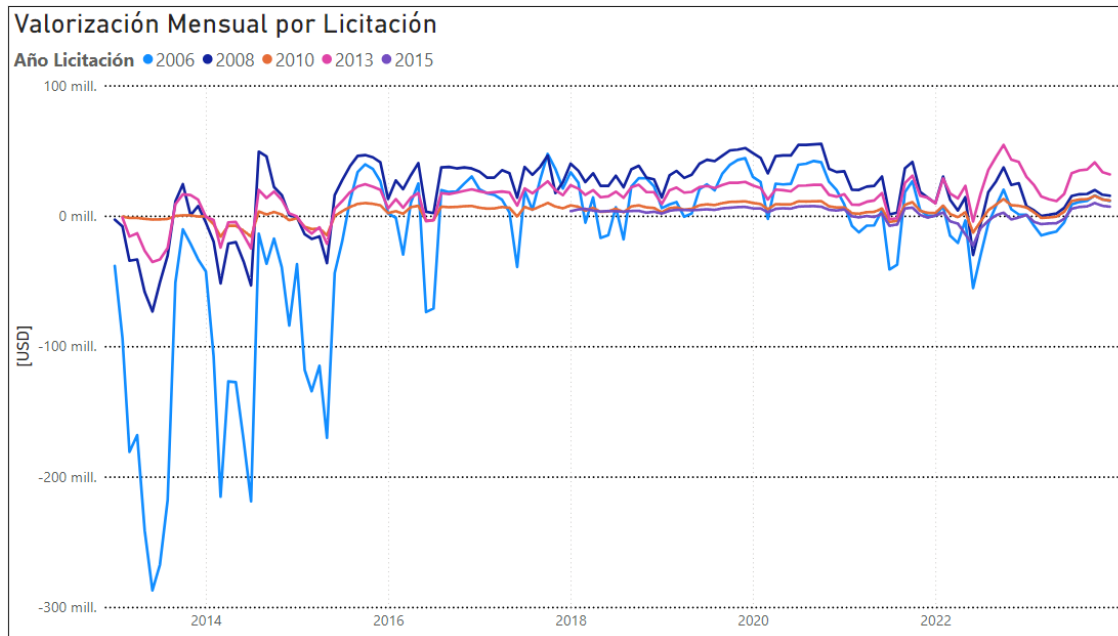


Figura 4.17. Evolución de los ingresos por retiros de energía mensuales por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

A modo de simplificación, se presenta en el siguiente mapa de calor los ingresos por retiros de energía por año y por licitación:

| Valorización por Retiros de Energía por Licitación | | | | | |
|--|-------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|
| Valores en [USD] | | | | | |
| Año | 2006 | 2008 | 2010 | 2013 | 2015 |
| 2013 | -1,611,145,874.73 | -248,207,498.10 | -13,328,049.23 | -96,534,218.93 | |
| 2014 | -1,202,011,131.58 | -72,235,312.81 | -59,899,345.02 | -10,718,221.08 | |
| 2015 | -491,059,509.40 | 175,218,763.62 | 1,916,863.41 | 70,646,213.43 | |
| 2016 | -27,044,094.77 | 322,542,006.77 | 50,735,840.55 | 140,804,122.25 | |
| 2017 | 185,930,574.57 | 370,746,819.69 | 72,094,551.55 | 221,766,291.06 | |
| 2018 | 127,691,099.98 | 363,645,891.06 | 68,086,862.95 | 224,433,631.73 | 45,416,670.01 |
| 2019 | 249,486,812.51 | 464,716,404.95 | 93,358,892.41 | 253,886,200.23 | 59,303,146.83 |
| 2020 | 335,433,139.58 | 552,524,853.10 | 109,355,103.56 | 241,245,349.85 | 68,923,476.97 |
| 2021 | -51,354,189.26 | 264,079,588.53 | 38,760,209.22 | 155,337,100.25 | 1,596,764.93 |
| 2022 | -89,428,260.54 | 165,020,364.33 | 38,285,230.54 | 324,134,311.09 | -44,106,565.82 |
| 2023 | 18,914,672.74 | 120,649,567.84 | 85,375,373.08 | 319,052,516.72 | 20,452,492.69 |

Figura 4.18. Ingresos anuales por retiros de energía por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

En las Figuras 4.17 y 4.18, se puede observar que el comportamiento sigue siendo relativamente constante a lo largo del tiempo. Para resumir toda la valorización, los ingresos anuales se han ajustado a valor presente del 2024 mediante el CPI, obteniendo así un ingreso total por licitación durante el período de estudio. Además, se ha añadido la energía suministrada por cada contrato en el período para obtener una noción clara del costo promedio de venta por [MWh] retirado para abastecer a los Clientes Regulados. La información resultante se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 4.7. *Resumen de ingresos por retiros de energía por Licitación.*

| Año Licitación | Ingresos por Retiros [MM USD] | Energía Suministrada [GWh] | Relación [USD/MWh] |
|----------------|-------------------------------|----------------------------|--------------------|
| 2006 | -3.321 | 229.427 | -14,5 |
| 2008 | 2.870 | 90.431 | 31,7 |
| 2010 | 546 | 24.717 | 22,1 |
| 2013 | 2.070 | 48.290 | 42,9 |
| 2015 | 180 | 135.334 | 1,3 |

En base a todo lo analizado en este capítulo y de acuerdo a los resultados presentados en la Tabla 4.7, se puede concluir que los contratos de las Licitaciones del 2008, 2010 y 2013 obtuvieron resultados positivos respecto a los retiros de energía para cumplir con sus Contratos de Suministro a Clientes Regulados, donde cada [MWh] inyectado fue vendido en un rango de 22-43 [USD]. Por otro lado, se identificaron casos críticos, correspondientes a las Licitaciones del 2006 y 2015. En particular, la Licitación del 2006, durante todo el período de estudio, registró pérdidas que ascienden a 3.000 millones de [USD]. Asimismo, los contratos de la Licitación del 2015 generaron ingresos de aproximadamente 1 [USD/MWh], lo cual es excesivamente bajo en comparación con las demás licitaciones.

Entrando al detalle, para explicar estos casos, respecto a la Licitación del 2006 se vio anteriormente que tuvo diferencias entre precios de contrato y costos marginales al inicio del período, correspondiente a los años 2013-2016, de hecho, si se pone atención a la Figura 4.18, la mayoría de sus pérdidas se explican en esos años, ya que después siempre obtuvo ganancias hasta el 2021 que se elevaron nuevamente los costos marginales, produciéndoles pérdidas nuevamente pero incomparables con las del primer período. Ahora, es clave mencionar que anteriormente se llegó a la conclusión, en términos de seguimiento de los costos marginales y crecimiento, que los contratos de la Licitación 2006 fueron los que mejor indexados en términos de seguimiento de los costos marginales, como se puede apreciar en la Figura 6.3 del Anexo [6.2.3]. Debido a lo anterior, sus grandes pérdidas se puede explicar en, primero, los altos costos marginales del período 2013-2016, en donde todos los contratos de todas las licitaciones tuvieron pérdidas, y el bajo precio base ofertado, lo que produjo que los contratos siempre siguieran a los costos marginales, pero estando por debajo de este, lo cual se puede contrastar con los contratos de la Licitación del 2013, los cuales tienen un comportamiento similar pero por arriba del marginal, ya que tienen un precio base más alto.

Ahora, respecto a los malos resultados de los contratos de la Licitación 2015, se puede concluir que si bien se ofertaron precios base bajos, no hay un claro seguimiento de los costos marginales cuando ocurre el alza a finales del 2021, por lo que es importante analizar si la utilización de otros indexadores podría ayudar a la situación financiera de estos oferentes. Lo anterior es de suma importancia debido a que la Licitación del 2015 es la de mayor volumen de energía adjudicada hacia Clientes Regulados, y como ya se conoce, existen casos de empresas, como María Elena Solar [8] y el Grupo Ibereólica Cabo Leones [9] que han caído en la insolvencia económica o han finalizado sus contratos de suministro debido a condiciones desfavorables dado los altos costos marginales al momento de retirar la energía. Lo anterior puede llegar a ser muy perjudicial al Cliente Regulado, ya que esta energía debe ser suplida por contratos más caros, lo cual le elevará las tarifas. Por otro lado, que se dé término a contratos suministrados con energías renovables entrega una mala señal al proceso de descarbonización que vive el país.

Debido a lo mencionado anteriormente, en el siguiente capítulo se propondrán nuevos indexadores y se evaluará su desempeño analizando el impacto en las valorizaciones de cada contrato. Para esto, y como se analizó previamente, se establece como período crítico el 2021-2023, por lo que el impacto económico se evaluará en ese período, principalmente para los contratos de la Licitación del 2015. A continuación se presentan las diferencias entre los precios de contrato y costos marginales en el período crítico, con el fin de realizar la comparación más adelante.

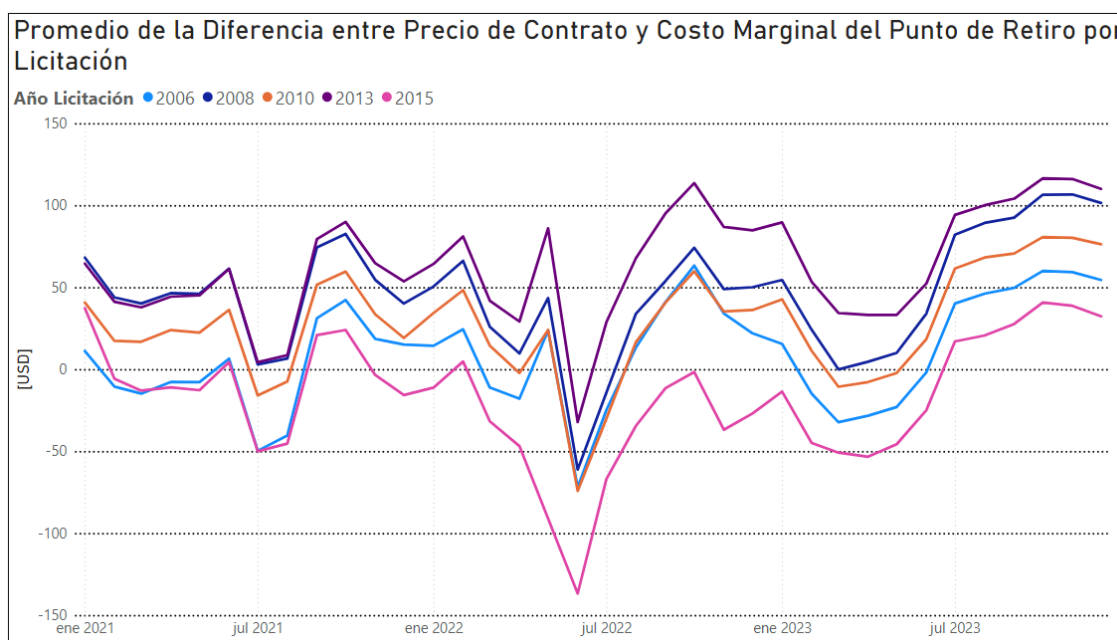


Figura 4.19. Evolución del promedio mensual de las diferencias entre precio de contrato y costos marginales de los Puntos de Compra por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Lo anterior, si se lleva nuevamente a una valorización, las cuales, trayéndolas a valor presente del 2024 y sumándolas, se pueden resumir en la siguiente tabla, considerando solo el período crítico:

Tabla 4.8. Resumen de ingresos por retiros de energía por Licitación en el período crítico.

| Año Licitación | Horas donde Precio<Cmg | Ingresos por Retiros [MM USD] | Energía Suministrada [GWh] | Relación [USD/MWh] |
|----------------|------------------------|-------------------------------|----------------------------|--------------------|
| 2006 | 82.381 | -130 | 62.571 | -2,1 |
| 2008 | 19.345 | 582 | 24.663 | 23,6 |
| 2010 | 63.306 | 168 | 6.741 | 24,9 |
| 2013 | 12.111 | 823 | 13.170 | 62,5 |
| 2015 | 88.547 | -23 | 57.999 | -0,4 |

Al analizar el período crítico, se observa que la situación de los contratos de la Licitación del 2015 empeora notablemente. En contraste, algunos contratos, como los de la Licitación del 2006, muestran una mejora significativa, aunque siguen presentando una situación desfavorable. Los contratos de la Licitación del 2013 también mejoran durante este período crítico. En cuanto a los contratos de las Licitaciones de 2008 y 2010, se

mantienen relativamente estables y no muestran cambios significativos.

Capítulo 5

Proposición de Nuevos Indexadores en los Contratos de Suministro Eléctrico

En este capítulo se propondrán nuevos indexadores que puedan ser utilizados en las fórmulas de indexación de contratos obtenidos en las Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados, donde dicho desempeño será evaluado de la misma forma utilizada anteriormente, en donde se indexarán los contratos con los nuevos indexadores y se compararán con los costos marginales de los Puntos de Compra respectivos.

5.1. Propuestas de Indexadores

5.1.1. Índice de Precios al Consumidor (IPC)

El primer indexador a proponer es el Índice de Precios al Consumidor (IPC), un equivalente al CPI de Estados Unidos pero específico para Chile. El IPC refleja el costo de un conjunto de bienes y servicios en Chile y se utiliza como una medida de la inflación. Un aumento del IPC de un mes a otro indica que abastecerse de estos bienes y servicios es más caro, lo que significa que el valor del dinero ha disminuido en comparación con el período anterior.

La idea de incorporar este indexador surge del análisis de la utilización de indexadores en las últimas licitaciones, donde el CPI se ha empleado en una gran mayoría de los contratos, siendo aproximadamente un 87% de la energía total indexada. Dado que el CPI mide la inflación en Estados Unidos, se plantea la incorporación de un índice local que refleje la situación económica de Chile. Además, los principales gastos de las empresas que han ofertado en las Licitaciones de Suministro a Clientes Regulados con energía renovable corresponden, en su mayoría, a costos operacionales. Estos costos incluyen sueldos y otros gastos administrativos, los cuales suelen ajustarse de acuerdo con el IPC. Incorporar el IPC como indexador, por tanto, ofrece una medida más relevante y representativa de los costos y la inflación locales, ajustando mejor los precios a la realidad económica de Chile.

Sin embargo, surge una problemática con el Índice de Precios al Consumidor (IPC), ya que considera los precios de la energía dentro de su cálculo. Esto crea un efecto retroactivo: si, por ejemplo, el precio del carbón aumenta, esto implica un aumento en los precios de la energía para el cliente final debido a la subida de los precios de contrato indexados al carbón. Este incremento en los precios de la energía provoca a su vez un aumento en el IPC, lo cual, al estar indexando los precios de los contratos, lleva a un incremento adicional.

Para mitigar este efecto, es importante entender cómo se calcula el IPC. Como se mencionó anteriormente, el IPC representa el costo de vida, ya que mide el costo de una canasta básica de bienes y servicios, los cuales se agrupan en 12 divisiones, donde cada una tiene una distinta ponderación para determinar el valor del IPC final, el cual vendría siendo el promedio ponderado de estas 12 divisiones [35]. Entrando al detalle, el precio de la electricidad para los hogares está incluido en la división de Vivienda y Servicios Básicos. Para desacoplar el costo de la energía del IPC, se elimina esta agrupación dentro del cálculo, lo que lleva a reescalar las demás divisiones para poder completar el 100%. Los valores del IPC por división y por fecha son extraídos del Instituto Nacional de Estadística [36].

El comportamiento del indexador, luego del desacople de energía y reescalamiento, considerando el promedio de los últimos 4, 6 y 9 meses, además del valor del mes actual, en el período 2005-2024 se muestra a continuación:

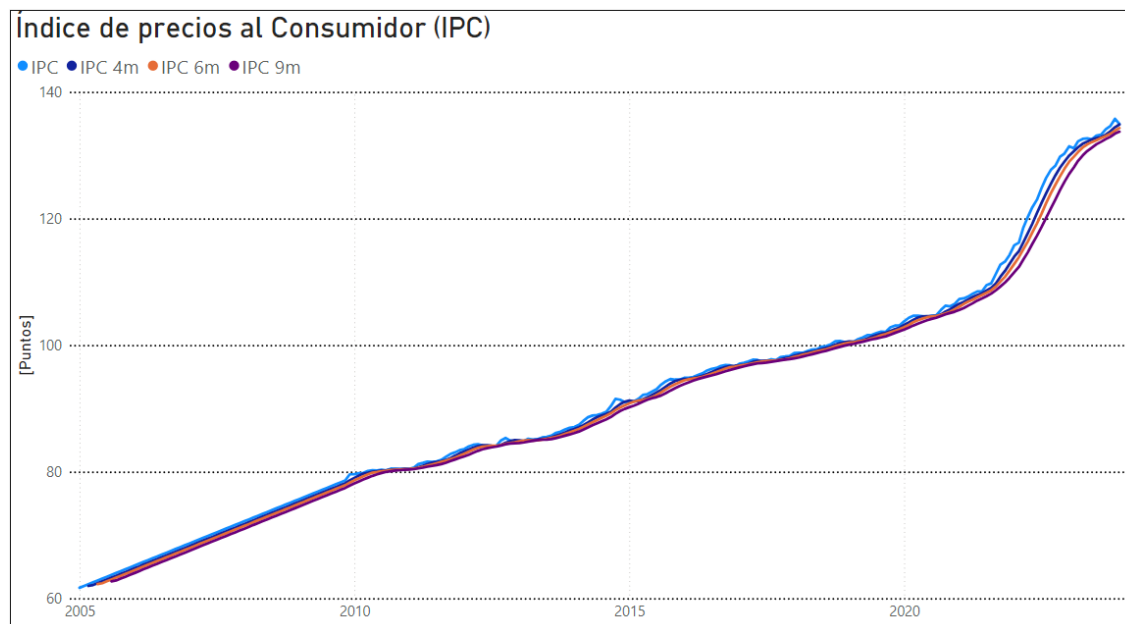


Figura 5.1. Comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC). (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadísticas [36])

Si se compara el comportamiento del IPC, presentado en la Figura 5.1, con el CPI 3.9, es posible ver que es bastante similar, donde ambos siempre van al alza y tienen un crecimiento bastante notorio a finales del 2021, donde suben todos los indexadores. Sin embargo, si se toman valores de algún mes y se utiliza otro como base, teniendo como referencia los valores base utilizados por los contratos de suministro analizados, y se realiza

la proporción utilizada en la Ecuación (2.1), es posible ver que la proporción es mayor, dando cuenta de un mayor crecimiento mes a mes del IPC, lo cual podría beneficiar de buena forma a contratos afectados desde el 2021.

Realizando la indexación de los contratos de suministro, considerando la Ecuación (2.1) y el IPC en lugar del CPI, manteniendo las mismas ponderaciones, tipo de indexador (4m, 6m, 9m) y fechas de referencias de indexación, se obtiene el siguiente comportamiento de los precios de contrato por licitación en el período de estudio comparados con el caso base:

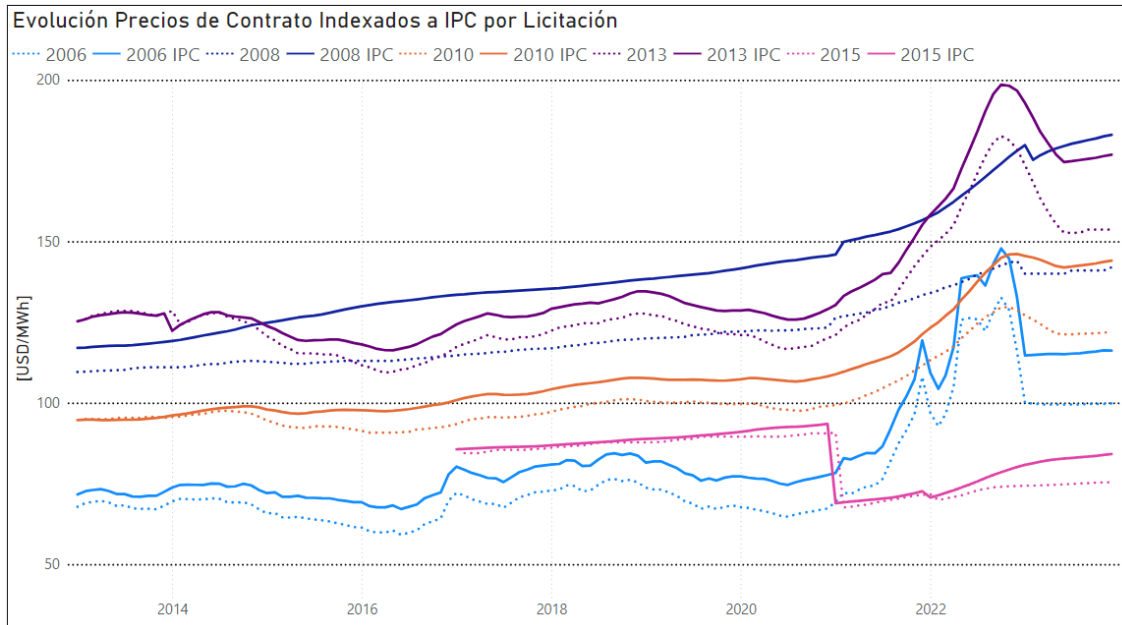


Figura 5.2. Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación al IPC por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Se puede apreciar en la Figura 5.2 que el comportamiento a lo largo del período de los contratos indexados al IPC no varía en gran medida, manteniendo una tendencia similar a la base. Sin embargo, se observa que los precios de los contratos son consistentemente mayores y presentan un incremento más pronunciado, especialmente a partir de 2021.

Ahora, incorporando el costo marginal promedio de todos los Puntos de Compra de los contratos de suministro, se obtiene la siguiente figura:

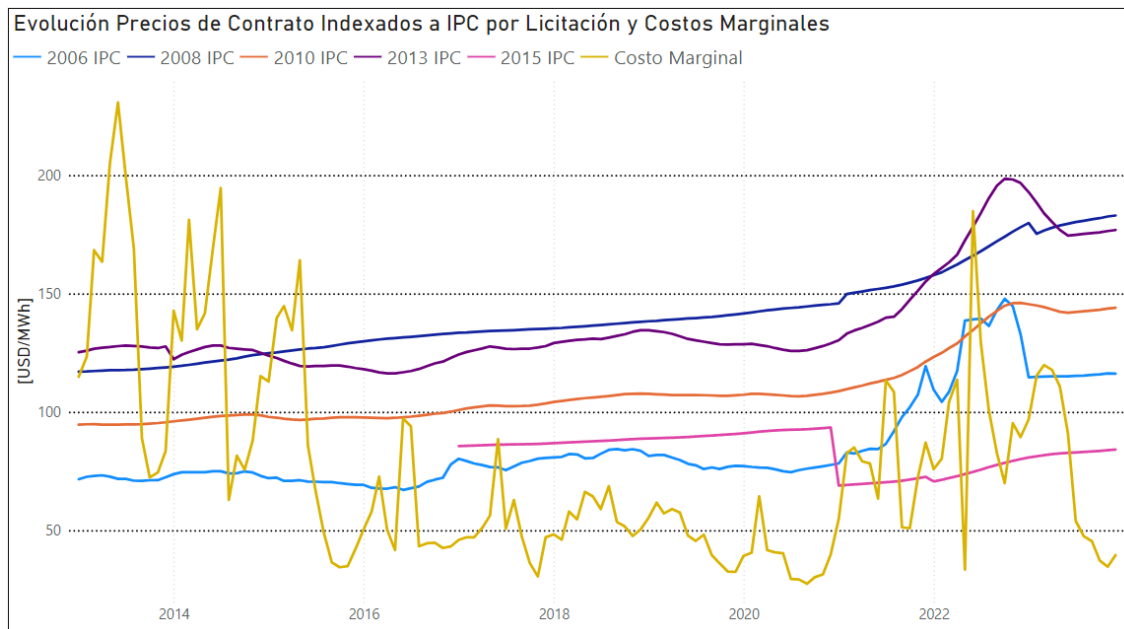


Figura 5.3. Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación al IPC por licitación y costos marginales. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

De acuerdo con la Figura 5.3, se observa que, al igual que en el caso con indexación al CPI (Figura 4.1), no existe un seguimiento claro al costo marginal en la Licitación del 2015. En contraste, la Licitación del 2008, indexada puramente al CPI 9m, muestra un alza más pronunciada en comparación con el caso base. Esto se explica por las bases de indexación, donde la referencia de indexación se realizó cuando el IPC estaba bastante bajo. A pesar de lo anterior, todos los contratos presentan un precio superior al caso base, lo que implica que la diferencia con el costo marginal será menor, mejorando los ingresos por retiros de energía.

En base a lo dicho anteriormente, se presenta a continuación la evolución de la valoración de los retiros de energía por Licitación en el período crítico:

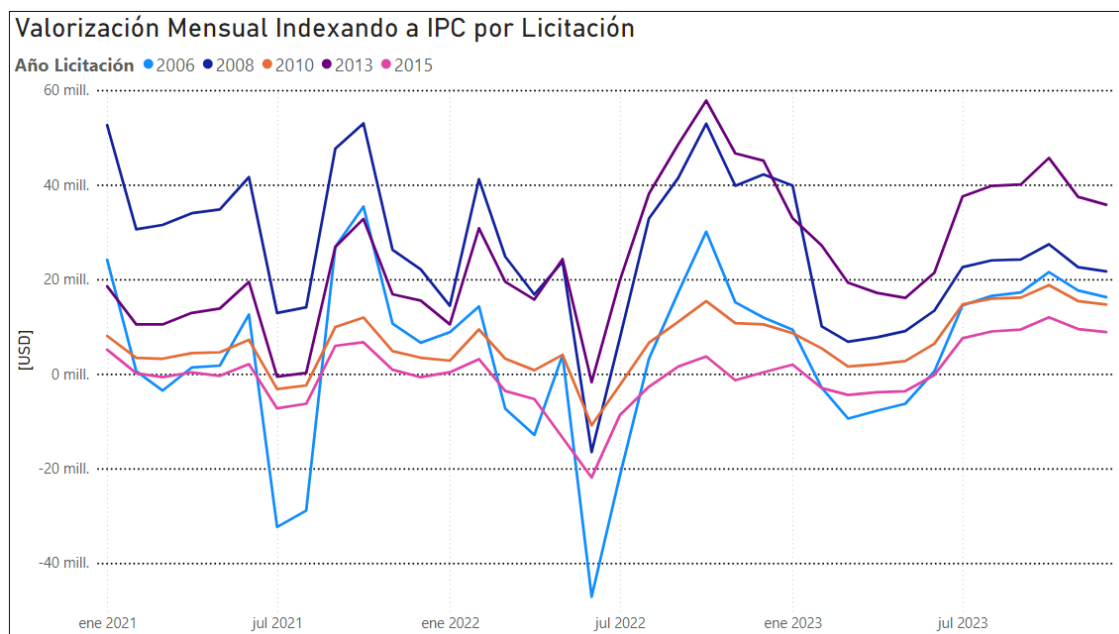


Figura 5.4. Evolución de los ingresos por retiros de energía mensuales indexando al IPC por Licitación en el período crítico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Se puede apreciar en la Figura 5.4, que respecto a la Licitación 2015, esta tiene valorizaciones positivas durante más tiempo en el período y mejorando de muy buena forma la caída previo a julio del 2022. Lo anterior, trayendo todas las valorizaciones a valor presente, se resume en la siguiente tabla:

Tabla 5.1. Resumen de ingresos por retiros de energía indexando al IPC por licitación en el período crítico.

| Año Licitación | Horas donde Precio < Cmg | Ingresos por Retiros [MM USD] | Ingresos Caso Base [MM USD] | Energía Suministrada [GWh] | Relación [USD/MWh] |
|----------------|--------------------------|-------------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------|
| 2006 | 69.809 | 164 | -130 | 62.571 | 2,6 |
| 2008 | 12.137 | 1.003 | 582 | 24.663 | 40,7 |
| 2010 | 48.667 | 247 | 168 | 6.741 | 36,6 |
| 2013 | 9.029 | 931 | 823 | 13.170 | 70,7 |
| 2015 | 85.073 | 14 | -23 | 57.999 | 0,2 |

Se puede apreciar en los resultados finales presentados en la Tabla 5.1 que, aunque no se observa un cambio significativo en el seguimiento de los costos marginales, la subida de precios genera grandes cambios económicos. Por un lado, los contratos de las Licitaciones del 2006 y 2015 pasan de tener pérdidas a obtener ingresos positivos, mejorando considerablemente su situación. Lo anterior a pesar de recibir solo 2,6 y 0,2 [USD/MWh] retirado respectivamente, lo cual es bastante bajo en comparación con sus precios base ofertados. Por otro lado, los contratos de las Licitaciones del 2008, 2010 y 2013 mantienen una buena situación, incrementando sus ganancias de manera significativa, especialmente los contratos de la Licitación 2008, que llegan a duplicar sus ingresos.

5.1.2. Horas de Desacoples

El segundo indexador propuesto surge de la necesidad de proteger frente al riesgo de desacoples en los costos marginales. Para entender mejor esta propuesta, es fundamental ahondar en la definición de los desacoples, que son situaciones operativas que generan impactos económicos significativos. Los desacoples de costos marginales en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) son principalmente producidos por congestiones en las líneas de transmisión. Estas congestiones impiden la transmisión de energía adicional, obligando a que el suministro se realice de manera local y, en consecuencia, un subsistema queda aislado del otro. Esta situación lleva a la aparición de distintos costos marginales en las barras del SEN.

Dando un ejemplo práctico, en horas de sol, existe un predominio de la generación solar en el norte, lo cual produce un costo marginal cero la mayoría del tiempo. Esta energía es transmitida hacia las Zonas Centro y Sur. Sin embargo, si se produce una congestión en una de las líneas de transmisión, no será posible transportar más energía del norte al centro y sur. Como resultado, las centrales ubicadas en las zonas centro y sur deberán abastecer esta demanda. Estas centrales podrían utilizar, por ejemplo, gas natural, lo cual llevaría a que esta tecnología margine, resultando en un costo marginal más alto. Esto significa que, mientras el norte mantendría un costo marginal de 0 [USD/MWh], el centro y sur podrían enfrentar costos marginales de 100-200 [USD/MWh], considerando precios hipotéticos.

Ahora, es importante mencionar el efecto económico que esto podría provocar. Si recordamos la Ecuación (2.3), el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tiene la particularidad de ser un mercado tipo *pool*, lo que implica la posibilidad de inyectar energía en una barra del sistema y retirarla en otra para abastecer a los clientes finales, sin importar la distancia entre ellas. Siguiendo con esta idea, por ejemplo, si un contrato prevé ser abastecido por una central en el norte para un cliente minero de la misma zona, los costos marginales en la Ecuación (2.3) se considerarían como iguales y se anularían entre ellos, a pesar de que siempre existirá una pequeña diferencia por las pérdidas. Así, los ingresos por el contrato para la empresa generadora se determinan únicamente por la diferencia entre el precio de contrato y el costo variable, ponderados por la energía suministrada. Por otro lado, si al momento de retirar la energía del Punto de Compra el marginal es muy alto y, por ejemplo, inyectó a un costo marginal de 0 [USD/MWh], puede llevar quedar con un margen negativo al momento de retirar, lo cual tiene un impacto crítico en el resultado económico de las empresas que puedan verse afectadas.

Debido a todo lo anterior, podría decirse que hay dos métodos de comercialización al momento de ofertar para contratos de suministro eléctrico. Por un lado, el primero sería considerar un sistema acoplado, donde no hay una gran diferencia entre el costo marginal al inyectar y al retirar, lo que permite ofertar un precio más bajo. Este precio cubriría los costos de operación, mantenimiento, administración e inversión, además de proporcionar una ganancia al inversionista, en función del margen de ganancia que este último busque.

Por otro lado, para protegerse frente al riesgo de desacoples, se puede optar por ofertar un precio considerablemente más alto. Esta estrategia tiene como objetivo mitigar el riesgo

económico asociado a la diferencia potencialmente significativa entre los costos marginales de inyección y retiro en caso de desacoples. Sin embargo, esta opción conlleva el riesgo de no adjudicarse las licitaciones debido a la competitividad del mercado y la posibilidad de que otros oferentes presenten precios más bajos.

Volviendo a los desacoples en el SEN, de acuerdo al Informe de Monitoreo de Competencia [37] publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional, durante el año 2020, el SEN funcionó sin desacoples durante 5.287 horas, lo cual equivale a aproximadamente un 60 % del total de las horas del año [38]. En cambio, en el año 2021, cuando entraron la mayoría de los contratos de la Licitación del 2015, el SEN funcionó sin desacoples durante 2.294 horas, lo cual equivale a un 34 % de las horas totales. Este notable aumento en las horas de desacoples se puede observar tomando como ejemplo las barras de Alto Jahuel y Puerto Montt, cuyos gráficos de dispersión se presentan a continuación:

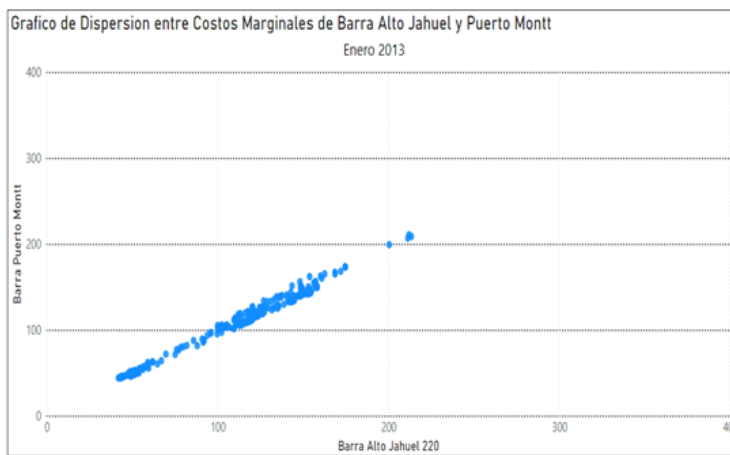


Figura 5.5. *Correlación entre los costos marginales de Alto Jahuel 220 y Puerto Montt 220 en enero 2013. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])*

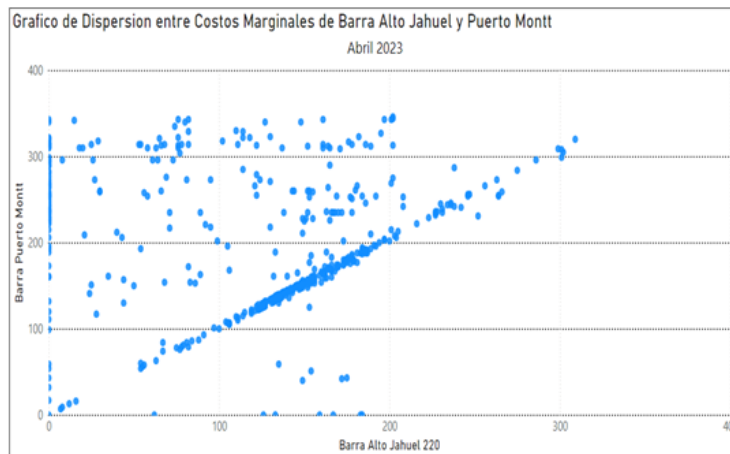


Figura 5.6. *Correlación entre los costos marginales de Alto Jahuel 220 y Puerto Montt 220 en abril 2023. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])*

En base a todo lo mencionado anteriormente, se propone un indexador que pueda proteger frente al riesgo de la existencia de desacoples en el Sistema Eléctrico Nacional. Para esto, lo primero es definir qué variable se utilizará para cuantificar los desacoples. Basándose en lo dicho anteriormente, una buena variable sería la cantidad de horas de desacoples en el mes. Luego, es importante recordar que los desacoples se producen debido a las congestiones en las líneas de transmisión, por lo que es esencial definir entre qué zonas se planeará el indexador.

De acuerdo a la Figura 4.12, se puede evidenciar una diferencia notoria entre tres zonas: mientras que la zona Norte se encuentra con costos marginales bastante bajos, las zonas Centro-Norte, Centro y Centro-Sur están relativamente acopladas entre ellas, y finalmente, la zona Sur presenta costos marginales considerablemente más altos en comparación a las demás zonas. Debido a esto, se plantean tres indexadores: uno entre las zonas Norte-Centro, otro para la zona Centro-Sur y otro para la zona Norte-Sur. De esta manera, cualquier empresa, dependiendo de su punto de inyección y retiro, podrá elegir de manera más personalizada cualquiera de los tres para disminuir su riesgo frente a desacoples. Para tomar Puntos de Compra para cada zona se utilizarán los supuestos tomados para las barras representativas por zona geográfica, presentado en la Tabla 4.6.

Ahora, es importante poner énfasis en cómo se identificarán las horas desacopladas. Cabe destacar que cuando dos barras están acopladas, a pesar de la diferencia que pueda existir entre ellas, los costos marginales de ambas se mueven juntos, es decir, si uno sube, el otro también. Debido a esto, se propone como condición identificar una hora desacoplada cuando existe un cambio en la tasa de cambio entre las dos barras; es decir, si una sube y la otra baja, se identifica como un desacople, lo mismo si una se mantiene constante y la otra sube o baja.

Además de esto, en muchos casos ocurre que, a pesar de que una se mantenga constante y la otra suba, llega un punto en que se estabilizan, por lo que el criterio no ve un cambio en la tasa de cambio, considerándolas como barras acopladas. Para subsanar esto, y basándonos en distintos gráficos de correlación entre barras, como los presentados en las Figuras 5.5 y 5.6, se estableció como criterio una diferencia grande entre barras de 50 [USD/MWh]. En este caso, a pesar de tener las mismas tasas de cambio, igualmente se consideraría como un desacople debido a la gran diferencia entre los costos marginales de ambas, lo que provocaría impactos económicos en los contratos. Utilizando los criterios anteriores, a continuación se presentan los indexadores obtenidos considerando el valor de horas de desacoples del mes:

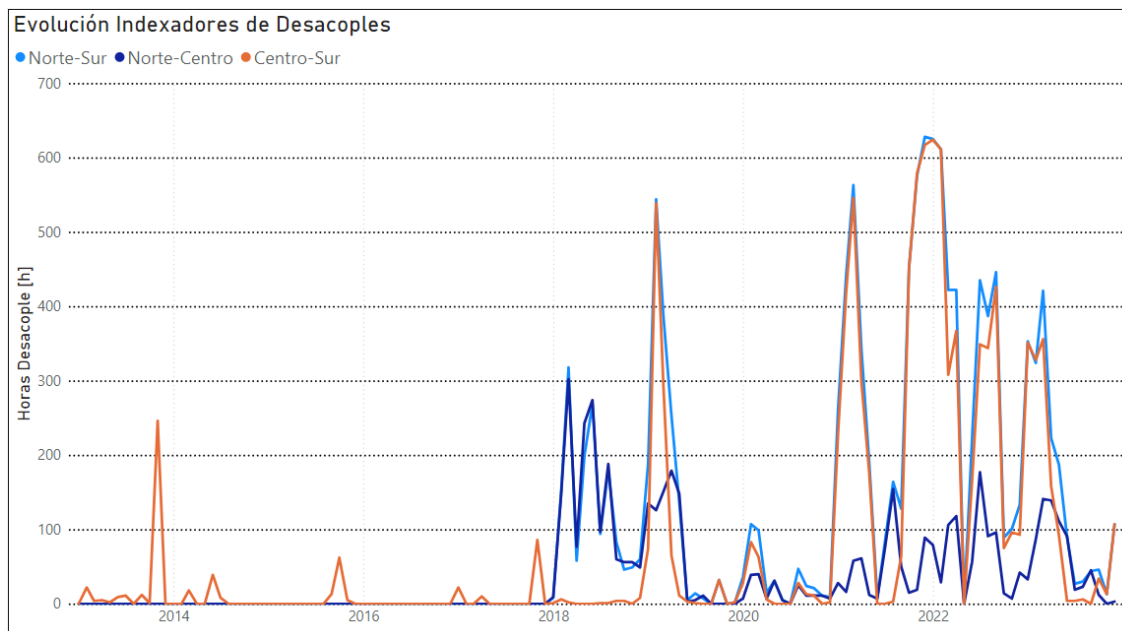


Figura 5.7. Evolución de los indexadores de desacoples propuestos. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

De acuerdo con la Figura 5.7, se puede apreciar un aumento notable de las horas de desacople en el Sistema Eléctrico Nacional en dos períodos específicos en comparación con los primeros años. Inicialmente, salvo por pequeñas subidas, se observa un período con pocas horas de desacople, oscilando entre 0-20 horas mensuales. Sin embargo, en 2018, se registra la primera gran subida de horas desacopladas, alcanzando aproximadamente 500 horas entre las zonas Centro-Sur y Norte-Sur, lo que corresponde a aproximadamente el 67 % de las horas totales del mes.

Más tarde, a finales de 2021, se observa un incremento significativo en las horas de desacople en el SEN, especialmente entre las zonas Centro-Sur y Norte-Sur, donde las horas de desacople llegan hasta 600 horas en algunos meses, lo que equivale a aproximadamente un 80 % del total. Esto coincide con la subida notable del costo marginal a finales de 2021, que, además del aumento de los precios de los combustibles, también se debe a los desacoples, ya que obligan a suministrar energía a las zonas desacopladas con fuentes más caras.

Al analizar por zonas, se puede ver que el principal foco de horas desacopladas es hacia la zona Sur, mientras que la zona Norte-Centro no experimenta una gran cantidad de desacoples. De hecho, el gran *peak* que presenta se registra a inicios de 2018, mientras que en el período más crítico se mantiene relativamente bajo en comparación con las otras zonas.

Para realizar la indexación de los contratos, dado que las horas de desacople son muy altas en algunos meses, se propone un método que evite un precio de contrato excesivamente alto. Esto se debe a que las horas de desacople, al determinarse las bases para

la fórmula de indexación, son mucho más bajas en comparación con el final del período. Por ello, se sugiere indexar considerando el promedio de los últimos 12 meses, lo cual es coherente con algunos indexadores utilizados anteriormente, como el CPI 9m y el GNL 6m, entre otros. Con esta modificación los indexadores propuestos quedan de la siguiente forma:

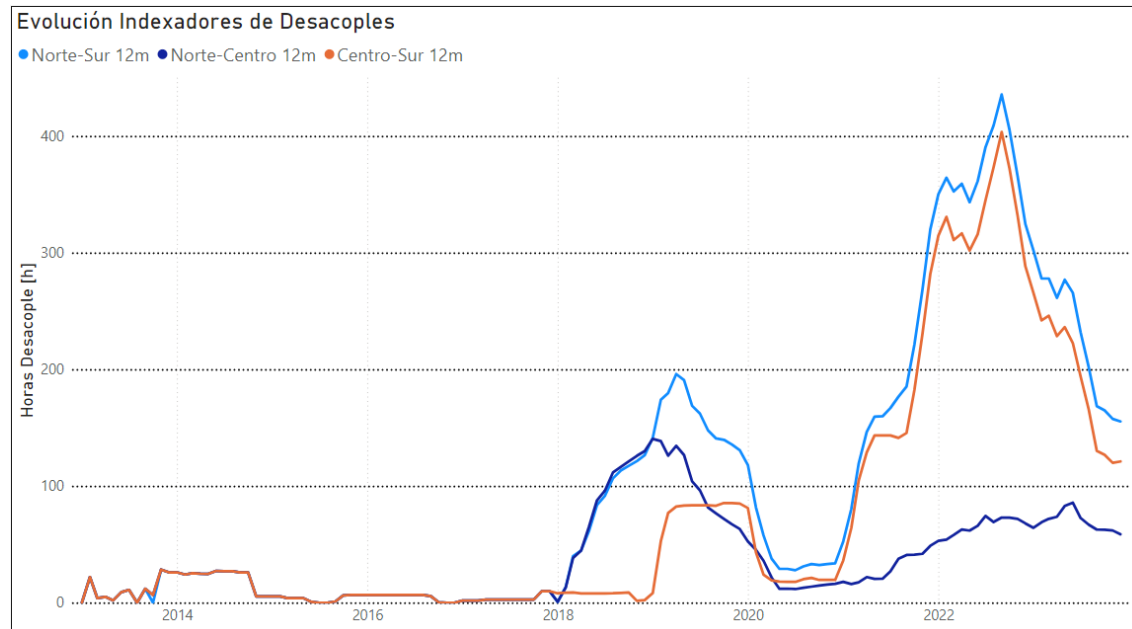


Figura 5.8. Evolución de los indexadores de desacoples propuestos considerando el promedio de los últimos 12 meses. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

La Figura 5.8 ilustra cómo la aplicación del promedio de los últimos 12 meses reduce la volatilidad y limita los valores máximos, evitando así que el precio del contrato se eleve a niveles excesivos. Para la indexación propuesta, se sugiere emplear la siguiente fórmula, basada en la Ecuación (2.1) utilizada para indexar los contratos:

$$Precio_{energía} = Precio_{base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{HorasDesacoples_n}{HorasDesacoples_{base}} + \dots + a_N \cdot \frac{Index_N}{Index_{No}} \right) \quad (5.1)$$

Debido al significativo impacto del indexador en los precios, se ha asignado un valor del 5% al término a_1 , que corresponde a la ponderación del indexador de desacoples. Además, dado que los contratos tienen diferentes puntos de retiro, es crucial establecer cómo se aplicará el indexador para cada Punto de Compra. Observando que los costos marginales tienden a aumentar de Norte a Sur, se ha decidido aplicar el indexador en dicho orden. Es decir, para los contratos con Puntos de Compra en el Norte y Centro-Norte, no se aplicará el indexador. Para los contratos con Puntos de Compra en el Centro, se aplicará el indexador de Norte-Centro. Finalmente, para los contratos con Puntos de Compra en el Centro-Sur y Sur, se aplicará el indexador de Norte-Sur. Es importante destacar que esto se realizará como un caso de estudio, considerando que la tendencia, debido al comportamiento de los desacoples descrito anteriormente, sería realizar una indexación similar. Sin

embargo, es necesario aclarar que esta no necesariamente representa la realidad, ya que la utilización de estos indexadores queda a libre elección del oferente, quien puede elegir las ponderaciones que estime convenientes y sin importar la realidad geográfica.

Es importante destacar que no todos los contratos que retiren en el sur necesariamente requerirán el indexador, ya que algunos podrían también inyectar energía en el sur. Sin embargo, para efectos de este caso de estudio, se asume el caso más desfavorable, considerando que inyectan en el norte, con el fin de analizar el efecto potencial del indexador. Es crucial notar que la aplicación del indexador es altamente personalizada para cada contrato y dependerá de los métodos de comercialización adoptados por el oferente.

Dicho todo lo anterior, se presenta a continuación la evolución de los precios de contrato indexados a desacoples en contraste a los precios del caso base:

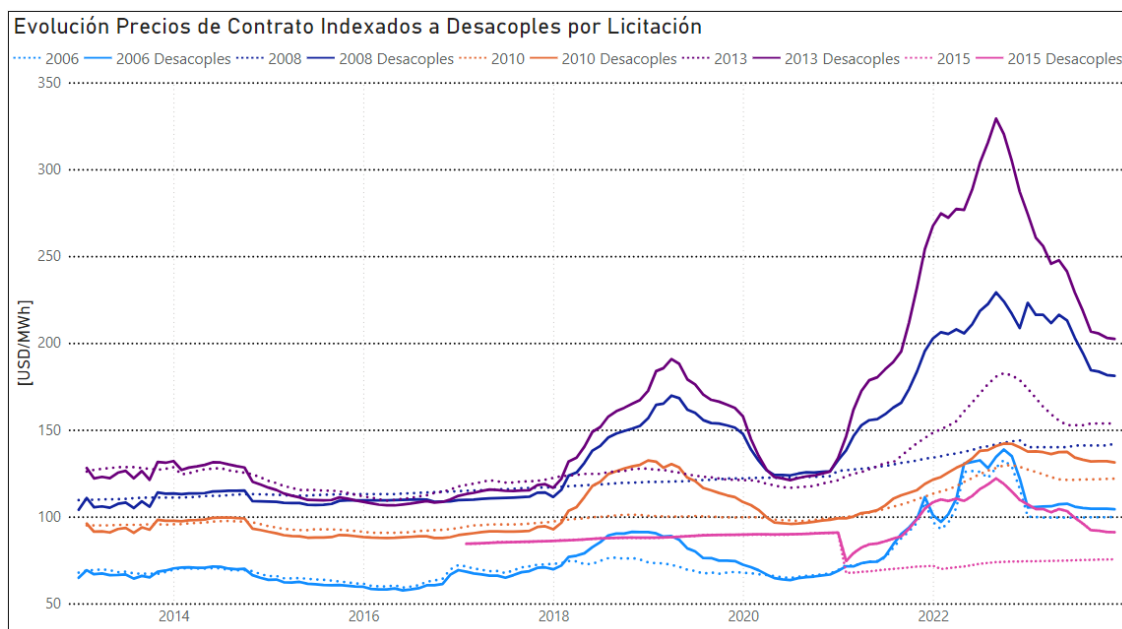


Figura 5.9. Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación a desacoples y caso base por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

La Figura 5.9 muestra claramente el impacto significativo del indexador propuesto sobre los precios, especialmente durante los *peaks* de horas de desacoples entre 2018-2020 y a finales de 2021 y 2023. Resulta interesante también observar el efecto por licitación, destacándose notablemente las Licitaciones de 2008 y 2013, las cuales también tienen los precios base más altos, debido a sus Puntos de Compra concentrados en las zonas Centro-Sur y Sur, siendo así las más beneficiadas por el indexador. De manera similar, la Licitación del 2015, la más crítica, concentra sus Puntos de Compra en las zonas Centro y Centro-Sur, lo que se refleja en un incremento notable respecto al caso base, superando fácilmente los 100 [USD/MWh]. En este caso, el aumento no se observa antes de 2021 debido a los *peaks* de los indexadores propuestos, esto ya que los contratos que entraron en 2017 tienen sus Puntos de Compra en las zonas Norte y Centro-Norte, por lo que no se les aplicó ninguno

de los indexadores según el criterio establecido previamente.

Finalmente, los contratos asociados con las Licitaciones de 2006 y 2010 no muestran aumentos significativos, principalmente porque sus Puntos de Compra se concentran en la zona Centro, lo que significa que, de acuerdo con el comportamiento del indexador Norte-Centro, solo muestran un *peak* notable entre 2018-2019 y luego no experimentan aumentos significativos.

Es importante destacar que, al ser un indexador de uso libre por parte de los oferentes, existe la posibilidad de que sea utilizado por contratos que no están expuestos a desacoples, como aquellos que inyectan energía en la misma zona de retiro. Esto podría resultar en un aumento significativo del precio del contrato, como se observó anteriormente durante las horas de desacoples, aunque también podría disminuir en caso de que las horas de desacoples sean menores en comparación con la base del indexador. Sin embargo, esta situación podría llevar a que el contrato no se adjudique, ya que las evaluaciones económicas de las ofertas consideran el precio del contrato indexado de acuerdo a proyecciones de los indexadores. Por lo tanto, aunque es posible, utilizar el indexador de esta manera podría resultar en la no adjudicación del contrato al no ser la oferta más económica.

Ahora, para evaluar el efecto económico en las valorizaciones de este indexador, se presenta a continuación los nuevos precios de contratos indexados a desacoples junto con el costo marginal:

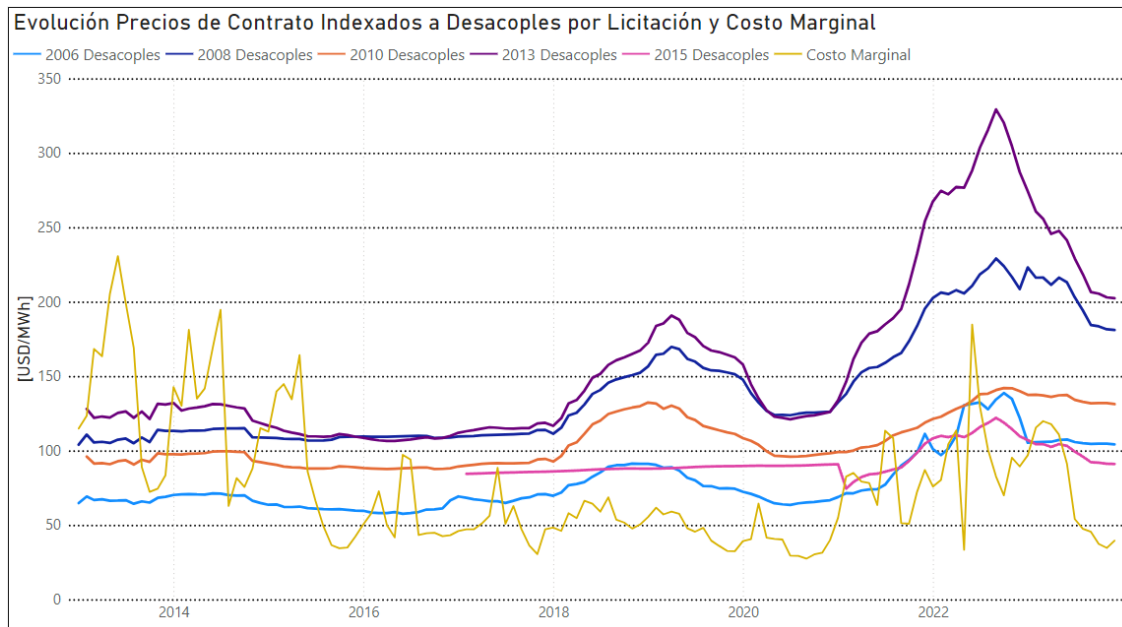


Figura 5.10. Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación a desacoples por licitación y costo marginal. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

La Figura 5.10 muestra que los contratos de la Licitación del 2015, que anteriormente no seguían de cerca el costo marginal, ahora se mueven de manera significativa durante los

peaks de costos marginales, superando el costo marginal durante gran parte del período crítico. En cuanto a las demás licitaciones, los análisis anteriores ya han cubierto la mayor parte de la información relevante. Las Licitaciones de 2008 y 2013 muestran precios muy por encima del costo marginal, mientras que las Licitaciones de 2006 y 2010 están más cercanas al costo marginal e incluso en algunos momentos se sitúan por debajo.

Lo anterior, realizando el mismo cálculo que en los demás casos, se lleva a la siguiente evolución de las valorizaciones por retiros de energía en el período crítico del 2021-2023:

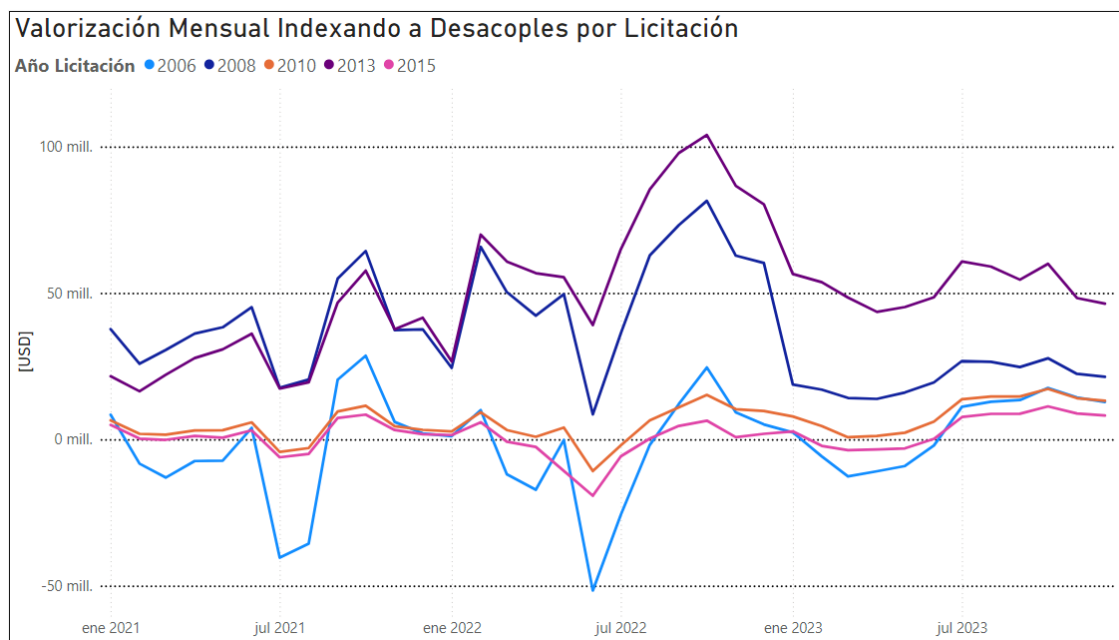


Figura 5.11. Evolución de los ingresos por retiros de energía mensuales indexando a desacoples por licitación en el período crítico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

En la Figura 5.11 se observa cómo, en comparación con el caso base, la Licitación del 2015 experimenta una mejora significativa en sus ingresos, especialmente durante las caídas de julio de 2021 y 2022, donde pierde menos y se mantiene por encima del cero en más ocasiones y por más tiempo. Por otro lado, las Licitaciones del 2006 y 2010 muestran una mejora leve en comparación a las demás en su desempeño económico, ya que el impacto del indexador no es significativo al concentrar sus retiros en la zona Centro. En contraste, las Licitaciones del 2008 y 2013 mantienen un buen desempeño, aumentando sus ingresos durante el período analizado. Los valores anteriores 5.11, traídas a valor presente, se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 5.2. Resumen de ingresos por retiros de energía indexando a desacoples por licitación en el período crítico.

| Año Licitación | Horas donde Precio < Cmg | Ingresos por Retiros [MM USD] | Ingresos Caso Base [MM USD] | Energía Suministrada [GWh] | Relación [USD/MWh] |
|----------------|--------------------------|-------------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------|
| 2006 | 78.102 | -50 | -130 | 62.571 | -0,8 |
| 2008 | 10.287 | 1.377 | 582 | 24.663 | 55,8 |
| 2010 | 53.813 | 221 | 168 | 6.741 | 32,8 |
| 2013 | 2.905 | 1.890 | 823 | 13.170 | 143,5 |
| 2015 | 62.579 | 59 | -23 | 57.999 | 1,0 |

La mejora mencionada con respecto a la Figura 5.11 se puede cuantificar en la Tabla 5.2 durante el período crítico de 2021-2023. Se observa cómo los contratos de la Licitación del 2015 experimentan una mejora significativa, pasando de -23 [MM USD] a 59 [MM USD]. Este efecto también se refleja en los contratos de las Licitaciones del 2008 y 2013, donde los ingresos se duplican debido al nuevo indexador. Por otro lado, como se mencionó anteriormente, el impacto del indexador no es tan evidente en los contratos de las Licitaciones del 2006 y 2010, aunque aun así logran una mejora económica en comparación con el caso base.

Finalmente, para evaluar el efecto de este indexador sin considerar la realidad geográfica o el Punto de Compra, se analizarán tres casos adicionales al caso de estudio detallado anteriormente. En el primer caso adicional, se indexarán todos los contratos a los tres indexadores: Norte-Sur, Norte-Centro y Centro-Sur, de manera que la suma de estos tres indexadores represente el 5% del total de la indexación del contrato, mismo porcentaje utilizado anteriormente. En el segundo y tercer caso adicional, se utilizará una ponderación de 5% para uno de los indexadores, seleccionando el de Norte-Sur y el de Norte-Centro debido a la similitud entre el indexador de horas de desacoples Norte-Sur y Centro-Sur, como se puede apreciar en la Figura 5.8.

Los casos descritos, junto con el caso de estudio desarrollado a lo largo del capítulo, se presentan a continuación con sus resultados:

- Caso 1: Ponderación del 5% para el indexador considerando realidad geográfica. Detalle explicado anteriormente a lo largo de la sección.
- Caso 2: Ponderación del 5% en partes iguales para los tres indexadores sin considerar realidad geográfica. Se aplica a todos los contratos.
- Caso 3: Ponderación del 5% para el indexador Norte-Centro sin considerar realidad geográfica. Se aplica a todos los contratos.
- Caso 4: Ponderación del 5% para el indexador Norte-Sur sin considerar realidad geográfica. Se aplica a todos los contratos.

Tabla 5.3. Resultados por indexación a horas de desacoples considerando distintos casos en el período crítico.

| | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 |
|--|--------|--------|--------|--------|
| Ingresos Licitación 2006 [MM USD] | -50 | 357 | -49 | 613 |
| Ingresos Licitación 2008 [MM USD] | 1.377 | 1.255 | 702 | 1.600 |
| Ingresos Licitación 2010 [MM USD] | 221 | 425 | 221 | 555 |
| Ingresos Licitación 2013 [MM USD] | 1.890 | 1.534 | 974 | 1.890 |
| Ingresos Licitación 2015 [MM USD] | 59 | 195 | 24 | 303 |
| Ingresos Totales [MM USD] | 3.497 | 3.766 | 1.873 | 4.961 |
| Promedio Precios de Contrato [USD/MWh] | 122,0 | 128,2 | 102,3 | 144,5 |

De acuerdo a los resultados presentados en la Tabla 5.3, se pueden apreciar distintos efectos al aplicar el indexador. Primero, respecto al Caso 2, donde se aplicaron los tres

indexadores en partes iguales con un total de 5% a todos los contratos, se elevaron los ingresos totales y de la mayoría de las licitaciones, debido principalmente a la gran subida que otorgan los indexadores Norte-Sur y Centro-Sur, los cuales sumados aportan una mayor ponderación que el Norte-Centro, elevando todos los contratos en el período. Por un lado, las licitaciones del 2006, 2010 y 2015 elevaron en gran medida sus ingresos, lo cual se debe principalmente a que en el caso uno, algunos contratos que no eran beneficiados por estos indexadores, debido a la disposición geográfica, por lo que ahora al indexar todos los contratos son beneficiados de gran forma, aumentando sus precios. Por otro lado, las licitaciones del 2008 y 2013, ven reducidos sus ingresos, lo cual se debe a que estos contratos, debido a su condición geográfica, fueron fuertemente beneficiados en el Caso 1, por lo que ahora, al ser una parte de la ponderación un indexador que no aumenta los precios de forma notoria, como el indexador Norte-Centro, no reciben el mismo aumento de precios en comparación al Caso 1. Respecto al promedio de los precios de contrato, se puede apreciar un aumento en comparación con el Caso 1, principalmente debido a que ahora se indexan todos los contratos. Esto provoca que los contratos que no aumentaban, debido a la geografía de su Punto de Compra en el Caso 1, ahora aumenten su precio.

Ahora, respecto al Caso 3, se aprecia en la Tabla 5.3 que existe una disminución de los ingresos totales en comparación con el Caso 1 y el Caso 2. Esto se debe principalmente a que, como se puede observar en la Figura 5.8, el indexador no provoca un aumento tan pronunciado en los precios de contrato como si lo logran los indexadores Norte-Sur y Centro-Sur. Debido a esto, a pesar de aplicar el indexador a todos los contratos, los precios no se elevan de la misma forma que en los casos anteriores, lo que resulta en una disminución general de los ingresos. Sin embargo, se puede apreciar que las licitaciones de 2006 y 2010 permanecen prácticamente iguales al Caso 1. Esto se debe a que estos contratos se concentraban en las zonas geográficas donde se aplicaba este indexador, por lo que el efecto es prácticamente el mismo. Respecto al promedio de los precios de contrato, se observa una disminución en comparación con el Caso 1 y el Caso 2, debido a lo explicado anteriormente.

Finalmente, para el Caso 4, aplicando la misma indexación que en el Caso 3, pero con el indexador Norte-Sur, el cual sí tiene una subida más pronunciada que el Norte-Centro, como se puede apreciar en la Figura 5.8, los ingresos se elevan de manera considerable tanto a nivel total como en todas las licitaciones, a excepción de la Licitación 2013. Esta excepción se debe a que la Licitación 2013 se concentra en la zona Centro-Sur, por lo que se le aplica la misma indexación que en el Caso 1, quedando con los mismos ingresos. Todo lo anterior se refleja en el promedio de los precios de contrato, el cual se eleva por encima de todos los demás casos.

A modo de finalizar esta propuesta, se utilizará el Caso 1 para comparar con las otras propuestas de esta memoria, debido a que, al considerar la geografía de cada punto de compra de cada contrato, es la que más se debería acercar a lo esperado, además de que fue la más desarrollada en esta sección. Sin embargo, es importante destacar que esta propuesta es un caso de estudio y no necesariamente refleja lo que podría ocurrir realmente, ya que es una opción a libre elección del oferente. Este debería elegir las ponderaciones y los indexadores a utilizar, quizás no dependiendo de su ubicación geográfica sino de acuerdo a sus modelos de negocio.

5.1.3. Generación Hidráulica

Actualmente, la matriz energética de Chile incluye diversas tecnologías, desde energía térmica, como carbón y gas natural licuado (GNL), hasta energías renovables como la eólica, solar e hidráulica. Esta última ha tenido una gran relevancia en la generación de energía en las últimas décadas. Aproximadamente un 23 % [39] de la capacidad instalada en Chile corresponde a centrales hidroeléctricas, lo que equivale a 7.413 [MW]. Además, según el estudio de cuencas del Ministerio de Energía, existe un potencial hidroeléctrico de hasta 16.000 [MW] [39], principalmente en las cuencas del Biobío, Baker y Palena. Para cuantificar el aporte de la energía hidroeléctrica al Sistema Eléctrico Nacional, a continuación se presenta un gráfico de barras apiladas con la generación por tecnología desde el año 2000 en adelante, así como la proporción del aporte de generación hidroeléctrica al total anual

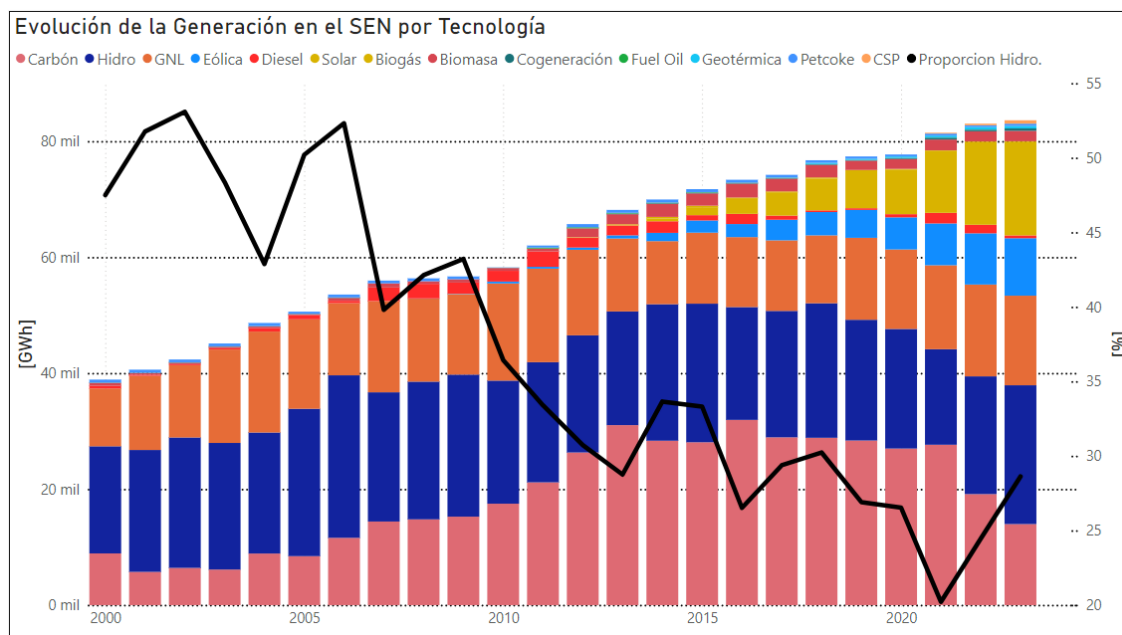


Figura 5.12. Evolución de la generación de energía por tecnología y aporte hidroeléctrico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

La Figura 5.12 muestra el significativo aporte de la generación hidráulica a lo largo de los años, alcanzando entre un 40 % y 50 % del total entre 2000 y 2010. Además, durante todo el período, la generación hidráulica ha representado en promedio el 36 % del total, lo que constituye una contribución crucial al Sistema Eléctrico Nacional. Ahora, al ser una energía renovable de bajo costo, el aporte de la energía hidráulica provoca un impacto en los costos marginales, por lo que a una mayor generación hidráulica debería provocar una disminución de estos costos. Para encontrar esta relación, se presenta a continuación la generación hidráulica por mes y los costos marginales promedio de dicho mes:

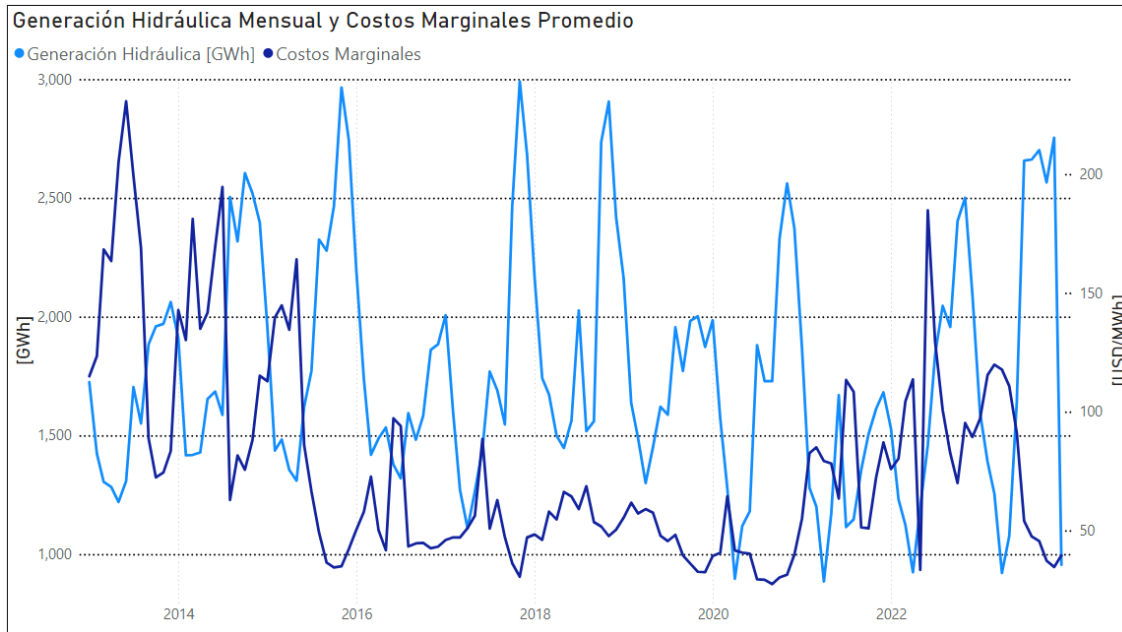


Figura 5.13. *Generación hidráulica mensual y costo marginal promedio. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])*

Como se puede observar en la Figura 5.13, no se aprecia una relación clara entre la generación hidráulica y los costos marginales, por lo que es necesario complementar este análisis con gráficos e índices de correlación. Es importante tener en cuenta que la zona geográfica de los costos marginales también puede influir en esta relación, dado que las centrales de energía hidráulica se concentran desde la zona Centro hacia el Sur, por lo que la existencia de desacoples podría provocar la pérdida de la relación entre el aporte hidroeléctrico y los costos marginales. Debido a lo anterior, se presenta a continuación un gráfico de correlación que considera el promedio mensual de los costos marginales de una barra representativa por Zona Geográfica, según la clasificación presentada en la Tabla 4.6, y la generación hidráulica. Además, se considerará el promedio del costo marginal de todos los Puntos de Compra del SEN.

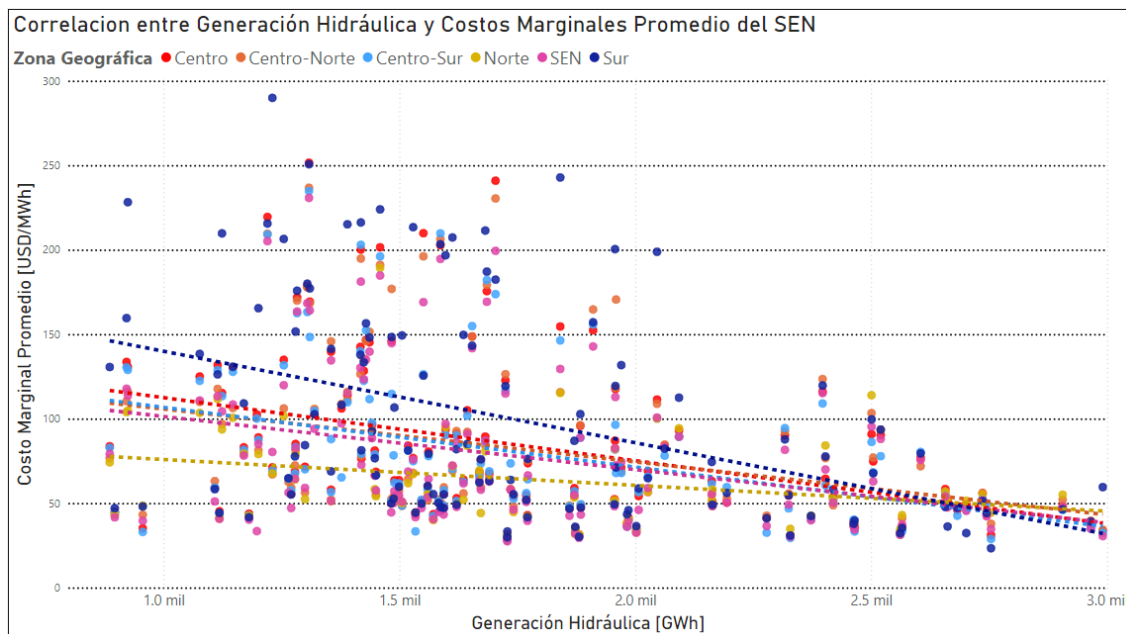


Figura 5.14. Correlación entre la generación hidráulica y los costos marginales promedio por zona geográfica y a nivel SEN. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

Respecto a la Figura 5.14, en Anexo [6.3.3.a] se presenta el detalle por zona geográfica. Los resultados, considerando el Índice de Correlación de Pearson, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5.4. Índices de Correlación de Pearson por zona geográfica y a nivel SEN.

| Zona | Índice de Correlación de Pearson |
|--------------|----------------------------------|
| Norte | -0,28 |
| Centro-Norte | -0,33 |
| Centro | -0,39 |
| Centro-Sur | -0,40 |
| Sur | -0,44 |
| SEN | -0,36 |

Para analizar los resultados de la Tabla 5.4, es importante definir brevemente el significado del Índice de Correlación de Pearson, el cual proporciona valores entre -1 y 1. Un valor más cercano a 1 indica una mayor relación lineal positiva entre las variables, siendo 1 una relación lineal perfecta. Si el índice es negativo, indica una relación inversa, es decir, a medida que una variable aumenta, la otra disminuye.

Al interpretar los resultados, se observa una relación inversa, lo cual era esperado, ya que una mayor generación hidráulica debería correlacionarse con un menor costo marginal. Aunque el índice no es exactamente -1 o cercano a este valor, lo que indica que no existe una relación completamente lineal, sí muestra una tendencia general, la cual se puede apreciar en las líneas de tendencia de la Figura 5.14.

Al analizar los resultados por zona en la Figura 5.14 y la Tabla 5.4, se observa que la correlación esperada se cumple nuevamente. A medida que el Punto de Compra se ubica más al sur, la correlación con la generación hidráulica mejora, comenzando con un índice de $-0,28$ para la zona norte y alcanzando un índice de $-0,44$ en la zona sur. A nivel del Sistema Eléctrico Nacional, se obtiene un índice de correlación de $-0,36$. Ahora, para continuar el análisis y definir el método de indexación, es importante recordar donde se concentra la mayor parte de la energía adjudicada de los contratos, lo cual, según la Figura 4.10, es con un 76% en el Centro, un 11% en el Centro-Sur, un 6% en el Norte y un 4% en el Centro-Norte. Debido a que un 87% de la energía se concentra en el Centro y Centro-Sur, zonas las cuales tienen un índice de correlación de $-0,39$ y $-0,40$, mientras que a nivel SEN se tiene un índice de $-0,36$, se considera que la correlación a nivel SEN es representativa para todas las zonas geográficas. En base a lo mencionado anteriormente, se puede observar que al igual que con el indexador de desacoples, la efectividad de este indexador dependerá de la zona del Punto de Compra. Por lo tanto, un contrato con un Punto de Compra en la zona sur podría beneficiarse más que uno con un Punto de Compra en el norte, debido a una mejor correlación con el costo marginal.

Además de lo anterior, es posible notar en la Figura 5.13 que los *peaks* de generación hidráulica se dan entre los meses de octubre-diciembre, mientras que, por otro lado, las bajadas de ocurren entre los meses de febrero y junio. Lo cual se explica en los deshielos que comienzan en octubre, aumentando la disponibilidad hídrica para esos meses. Lo anterior, contrastado con el costo marginal, se puede apreciar en la siguiente figura que muestra el promedio de cada mes de generación hidráulica y costos marginales:

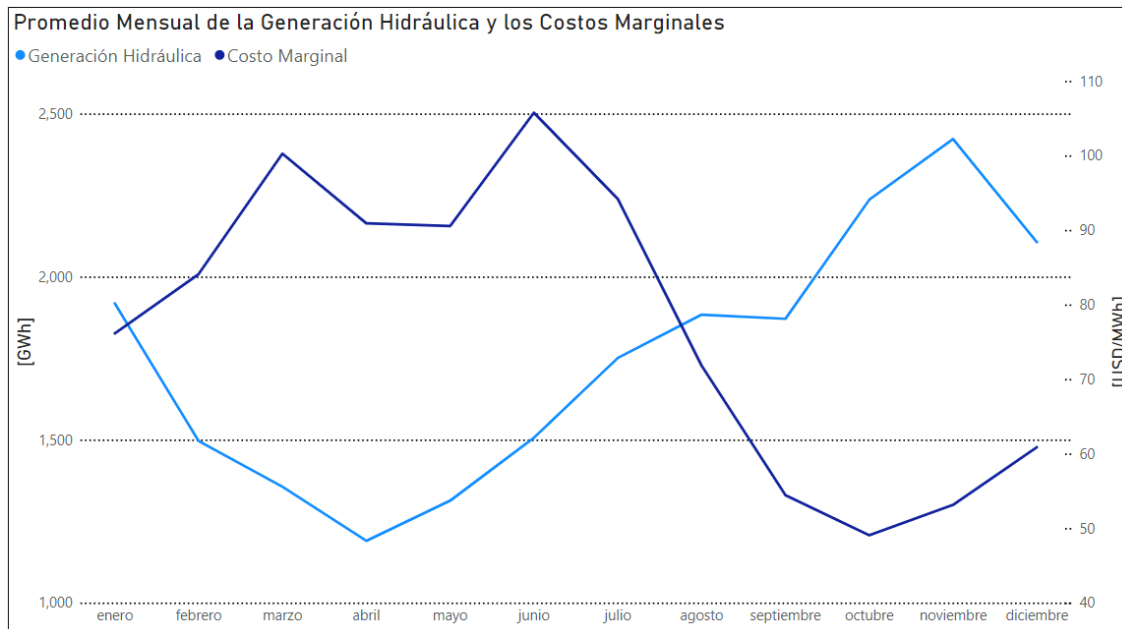


Figura 5.15. Promedio mensual de generación hidráulica mensual y costo marginal. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

Lo anterior, llevado a un gráfico de correlación, queda de la siguiente forma:

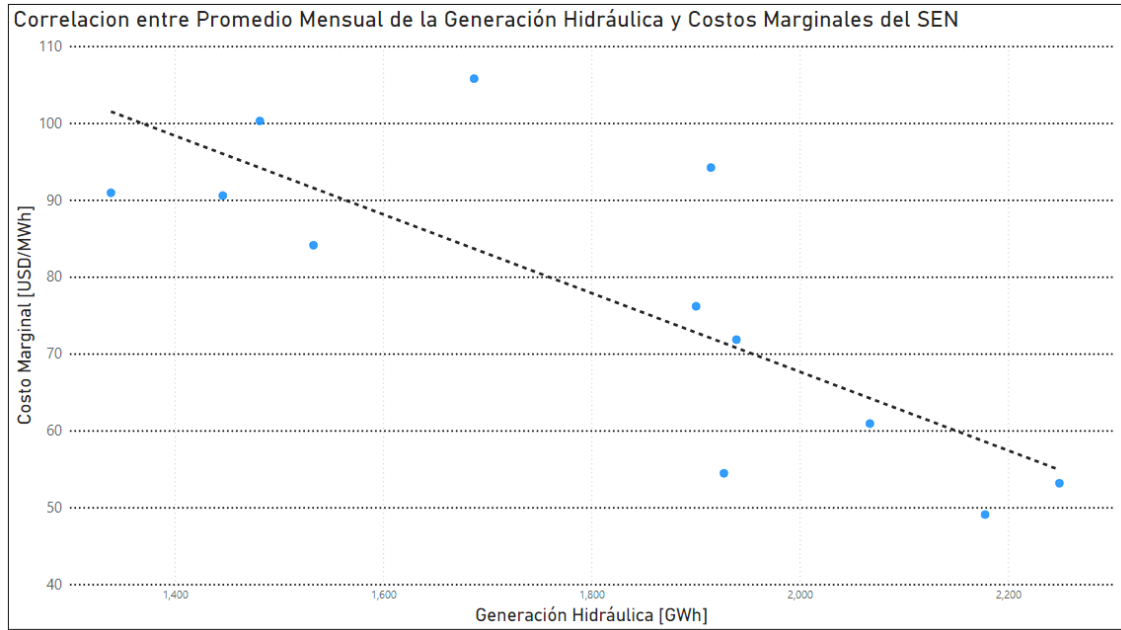


Figura 5.16. *Correlación entre el promedio mensual de la generación hidráulica y los costos marginales a nivel SEN. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])*

Los datos presentados en la Figura 5.16 presentan un Coeficiente de Correlación de Pearson de -0,79, el cual indica una relación aún más lineal que los casos anteriores, donde se puede ver un claro aumento de los costos marginales al tener menor generación hidráulica y una caída de los costos marginales al aumentar la generación hidráulica.

En base a las relaciones anteriores, se propone utilizar como indexador la generación hidráulica mensual, la cual tiene el siguiente comportamiento en el período 2006-2023:

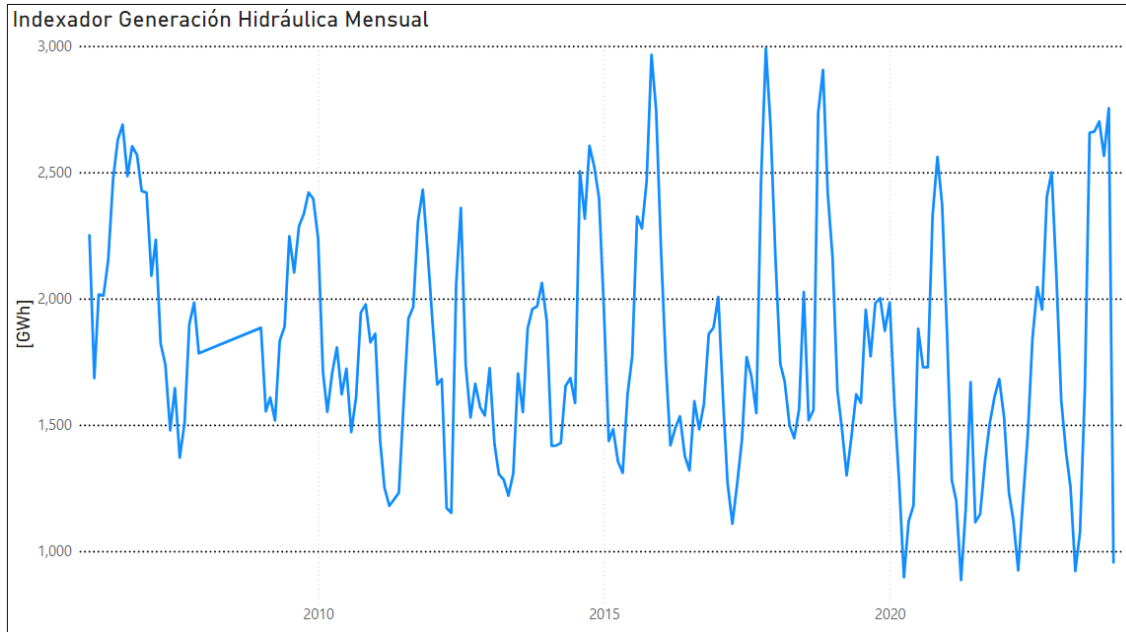


Figura 5.17. Comportamiento del indexador de generación hidráulica. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

Para el método de indexación, al tener una relación inversa, se propone la siguiente fórmula de indexación:

$$Precio_{energia} = Precio_{base} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{GeneracionHidraulica_{base}}{GeneracionHidraulica_n} + \dots + a_N \cdot \frac{Index_N}{Index_{No}} \right) \quad (5.2)$$

Ahora, al indexar los contratos considerando una ponderación de 30%, que es relativamente alta para apreciar el efecto de manera clara en este caso de estudio, se obtiene el siguiente resultado para el indexador de generación hidráulica. Cabe destacar que las fechas de referencia de indexación para la elección de la base del indexador se mantienen iguales al caso base.

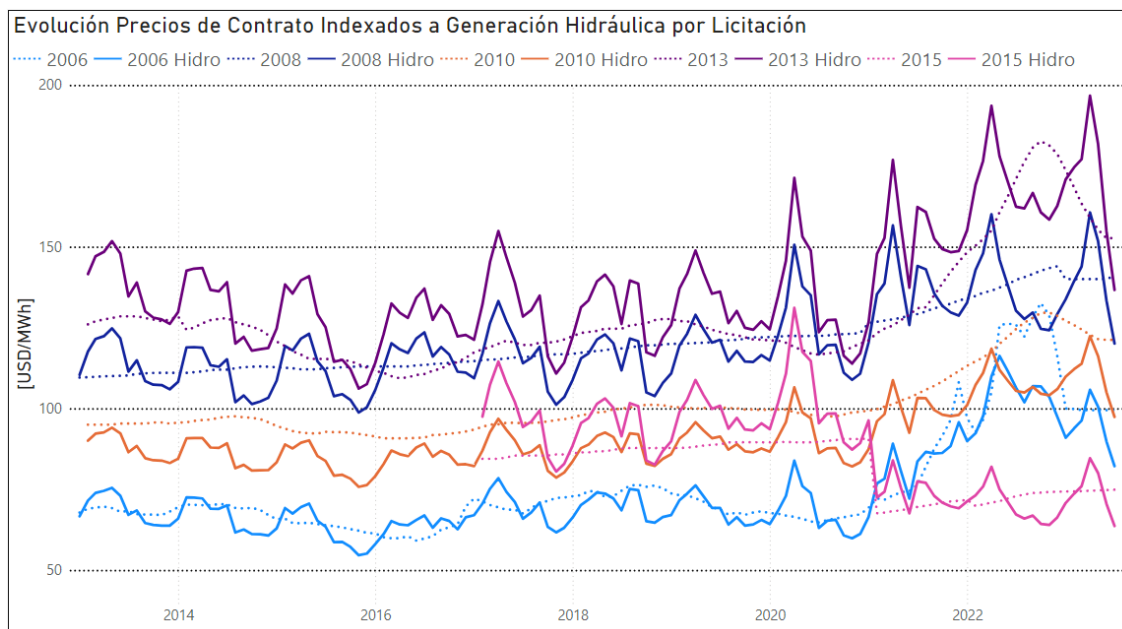


Figura 5.18. Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación a generación hidráulica y caso base por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

De acuerdo con la evolución de los precios de contrato indexados a generación hidráulica respecto al caso base, presentada en la Figura 5.18, se observa que, en general, no hay un cambio notorio en los niveles de precios, pero sí en el comportamiento, lo que genera una mayor volatilidad en todos los contratos, independientemente de la licitación. Es interesante destacar que, a pesar de esta volatilidad, los precios se mantienen en niveles similares al caso base, ya que los nuevos precios oscilan alrededor de estos valores, mostrando *peaks* más altos temporalmente que luego disminuyen, repitiendo este ciclo. Se observa también que al considerar una ponderación del 30 %, algunos contratos experimentan una reducción en la subida de precios que proporciona el CPI, especialmente en la Licitación del 2006 y 2010, donde los precios oscilan en torno a valores más bajos que los del caso base. Esta situación se explica principalmente por la fecha de indexación, que no favorece la base del contrato, impidiendo un mayor crecimiento, lo que además se suma al efecto de la disminución de sus otros indexadores para poder incluir la propuesta. Por otro lado, para los contratos de las Licitaciones del 2008, 2013 y 2015, se puede ver que la base determinada para estos casos les fue favorable, ya que, en general, el período en que sus precios suben por sobre el base es mayor al período en que bajan los precios, mejorando los precios de cada contrato a nivel general durante el período. Debido a lo mencionado anteriormente, es crucial destacar que, en caso de que sea posible utilizar este indexador, el efecto de la base del indexador podría influir en la oferta de precios base. Dependiendo de las proyecciones sobre el indexador, esto podría llevar a que contratos que resultaron más favorables con el uso de este indexador ofrezcan precios base más bajos, mientras que los contratos menos beneficiados podrían ofertar precios base más altos.

El comportamiento de los precios presentados anteriormente es importante de contrastar con el costo marginal, lo cual se presenta a continuación:

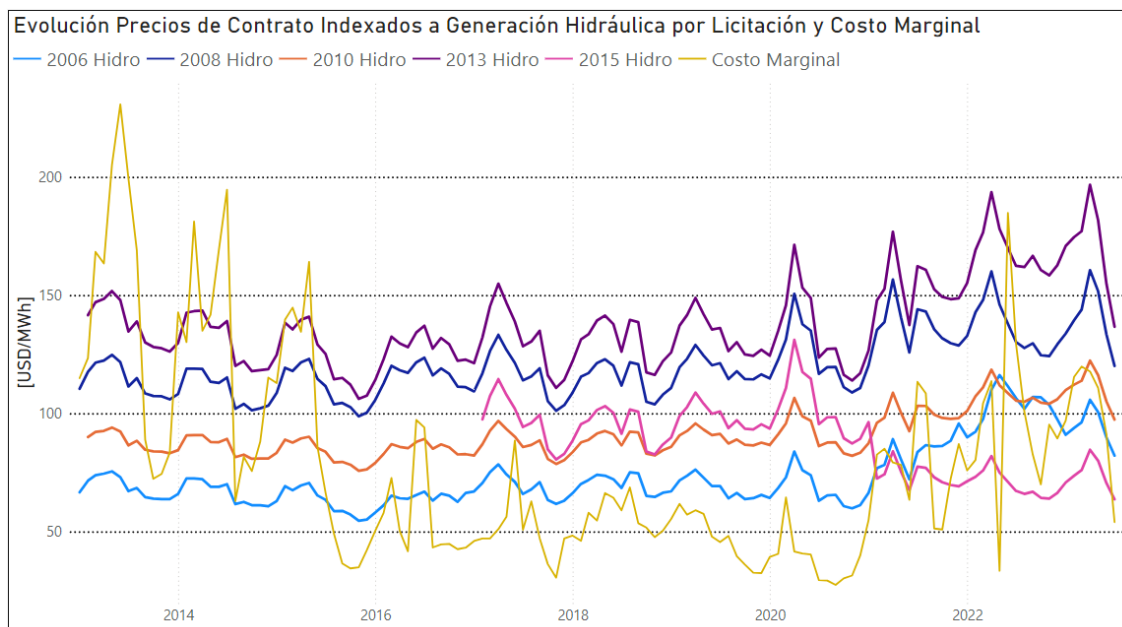


Figura 5.19. Evolución mensual de los precios de contrato utilizando indexación a generación hidráulica por licitación y costos marginales. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Ahora, complementando el análisis anterior con la inclusión del comportamiento de los costos marginales, presentado en la Figura 5.19, se observa que la oscilación de los precios de contrato coincide con el comportamiento de los costos marginales. Esto se traduce en un aumento de los precios de contrato cuando los costos marginales aumentan, y una disminución de los precios cuando los costos marginales caen. Este patrón es consistente con lo observado en la Figura 5.16, que indica que un aumento en la generación hidráulica durante los últimos meses del año conduce a una disminución en los costos marginales, y viceversa. En la sección de Anexo 6.3.3.b, se profundiza en mayor detalle sobre este efecto en los precios de contrato. Es importante destacar que este indexador logra un seguimiento mucho más dinámico de los costos marginales, lo cual resulta en mayores cambios dentro de un mismo año.

Los precios de contrato indexados a generación hidráulica, al ser valorizados utilizando el costo marginal de sus respectivos Puntos de Compra y la energía suministrada hora a hora, muestran la siguiente evolución en el período crítico del 2021-2023:

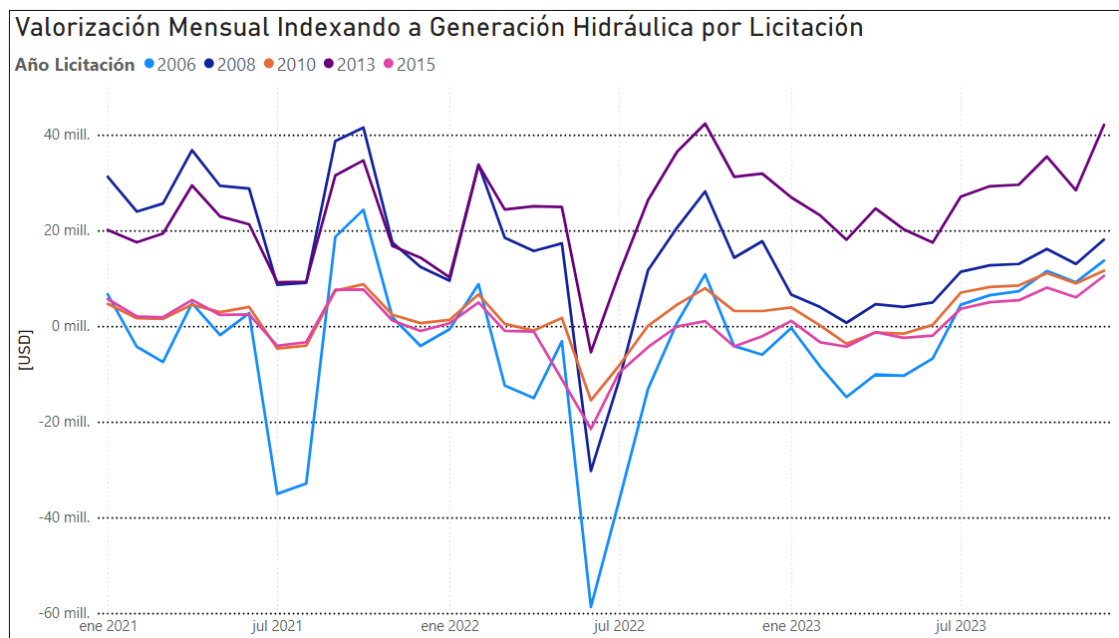


Figura 5.20. Evolución de los ingresos por retiros de energía mensuales indexando a generación hidráulica por licitación en el período crítico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Lo anterior, trayendo los resultados a valor presente, se resume en la siguiente tabla:

Tabla 5.5. Resumen de ingresos por retiros de energía indexando a Generación Hidráulica por licitación en el período crítico.

| Año Licitación | Horas donde Precio < Cmg | Ingresos por Retiros [MM USD] | Ingresos por Retiros Caso Base [MM USD] | Energía Suministrada [GWh] | Relación [USD/MWh] |
|----------------|--------------------------|-------------------------------|---|----------------------------|--------------------|
| 2006 | 85.423 | -160 | -130 | 62.571 | -2.6 |
| 2008 | 19.609 | 595 | 582 | 24.663 | 24.1 |
| 2010 | 75.668 | 91 | 168 | 6.741 | 13.5 |
| 2013 | 8.904 | 895 | 823 | 13.170 | 70.0 |
| 2015 | 91.290 | 19 | -23 | 57.999 | 0.3 |

En base en lo presentado en la Figura 5.20 y la Tabla 5.5, se puede afirmar que algunas licitaciones mejoran notablemente, mientras que otras experimentan una disminución en sus ingresos respecto al caso base. Por un lado, las Licitaciones del 2006 y 2010 resultan menos favorables en comparación con el caso base. En particular, la Licitación del 2006 incrementa sus pérdidas a 160 [MM USD], y la Licitación del 2010 casi reduce sus ingresos a la mitad, alcanzando solo 91 [MM USD] en el período. Lo anterior se debe principalmente a que, según el análisis previo, las bases determinadas para los contratos no fueron muy favorables, dado que la generación hidráulica fue mayor en comparación con otros casos, produciendo menores aumentos y mayores disminuciones. Además, a esto se suma que sus demás indexadores reducen su ponderación, reflejando en menor medida las variaciones de los costos marginales provocadas por cambios en los precios de los combustibles.

Ahora, respecto a las licitaciones que mejoraron sus ingresos, se tiene la del 2008, 2013 y 2015. Por un lado, los contratos de las Licitaciones del 2008 y 2013 mejoran desde 582 [MM USD] a 595 [MM USD] y 823 [MM USD] a 895 [MM USD], lo cual se debe a un mayor tiempo con precios más altos que bajos respecto al caso base. Finalmente, los contratos

más críticos de la Licitación 2015 mejoran notablemente, pasando de pérdidas de -23 [MM USD] a ganancias de 19 [MM USD], donde dicha mejora se debe al dinamismo introducido por el indexador y su base favorable.

Finalmente, con el fin de evaluar diversas ponderaciones para este indexador, se presentan los ingresos totales, incluyendo el detalle por licitación, y el promedio ponderado de los precios de contrato a lo largo del período crítico del 2021-2023.

Tabla 5.6. Resultados por indexación a generación hidráulica considerando distintas ponderaciones en el período crítico.

| | Ponderación 20 % | Ponderación 30 % | Ponderación 40 % |
|--|------------------|------------------|------------------|
| Ingresos Licitación 2006 [MM USD] | -150 | -160 | -170 |
| Ingresos Licitación 2008 [MM USD] | 591 | 595 | 599 |
| Ingresos Licitación 2010 [MM USD] | 116 | 91 | 65 |
| Ingresos Licitación 2013 [MM USD] | 871 | 895 | 919 |
| Ingresos Licitación 2015 [MM USD] | 5 | 19 | 33 |
| Ingresos Totales [MM USD] | 1.433 | 1.440 | 1.446 |
| Promedio Precios de Contrato [USD/MWh] | 88,4 | 87,5 | 86,6 |

Se puede apreciar en la Tabla 5.6 que, a medida que se incrementa la ponderación, los ingresos totales aumentan levemente y el precio promedio de los contratos disminuye, lo cual es beneficioso para ambas partes. Sin embargo, es importante notar que los contratos que empeoraron su situación respecto al caso base, como los de las licitaciones de 2006 y 2010, empeoran aún más a medida que se incrementa la ponderación. Para aquellos que fueron beneficiados, ocurre lo contrario, mejorando su situación, específicamente, las licitaciones de 2008, 2013 y 2015, siendo esta última la más crítica en el caso base y resultando cada vez más beneficiada al aumentar el peso de este indexador.

Finalmente, para comparar con las demás propuestas y el caso base, y recordando que las ponderaciones de los indexadores distintos al CPI utilizados están, en promedio, en el rango de 23-32 %, según lo presentado en la Tabla 3.3, se utilizará la ponderación del 30 %. Esto recordando nuevamente que corresponde a un caso de estudio y podría no reflejar completamente la realidad, debido a que la utilización de este indexador y su ponderación queda a libre elección del oferente.

5.2. Caso de María Elena Solar y Cabo Leones II

Anteriormente, se realizó un análisis considerando todos los contratos agrupados por licitación. Sin embargo, es interesante analizar específicamente el caso de algunas empresas que enfrentaron insolvencia económica debido a condiciones desfavorables, particularmente por los altos costos marginales en los Puntos de Compra de los respectivos contratos. Ejemplos notables incluyen a María Elena Solar [8] e Ibereólica Cabo Leones II [9].

Para realizar este análisis, se deben aclarar los siguientes aspectos:

- Ambos contratos tienen sus Puntos de Compra en Charrúa 220 e Itahue 220.

- En el caso de María Elena Solar, como su nombre lo dice, corresponde a energía solar, por lo que el suministro es en el Bloque B, correspondiente al horario solar. El análisis por hora fue realizado anteriormente 5.22 y 5.23. Por otro lado, el contrato Cabo Leones II, corresponde a energía eólica, teniendo como bloque de suministro el A, B y C, suministrando energía todo el día.
- Respeto a volúmenes de energía por contrato, el de María Elena Solar tiene un total de 356.166 [GWh], donde aproximadamente suministra 140 [MWh] por hora. Por otro lado, el de Cabo Leones II tiene un total de 1.091.340 [GWh], con un aproximado de 109 [MWh] por hora.
- Ambos comenzaron el suministro de energía el 2021 por aproximadamente 20 años.

A continuación, se presenta el precio indexado del caso base y de las propuestas para el contrato de María Elena Solar. Por simplicidad gráfica, se muestra únicamente el costo marginal de la barra Itahue 220, ya que su comportamiento es similar al de la otra barra considerada para el retiro de energía. Además, recordando que el bloque de suministro es el B, el costo marginal a analizar corresponde al promedio de este en las horas de sol.

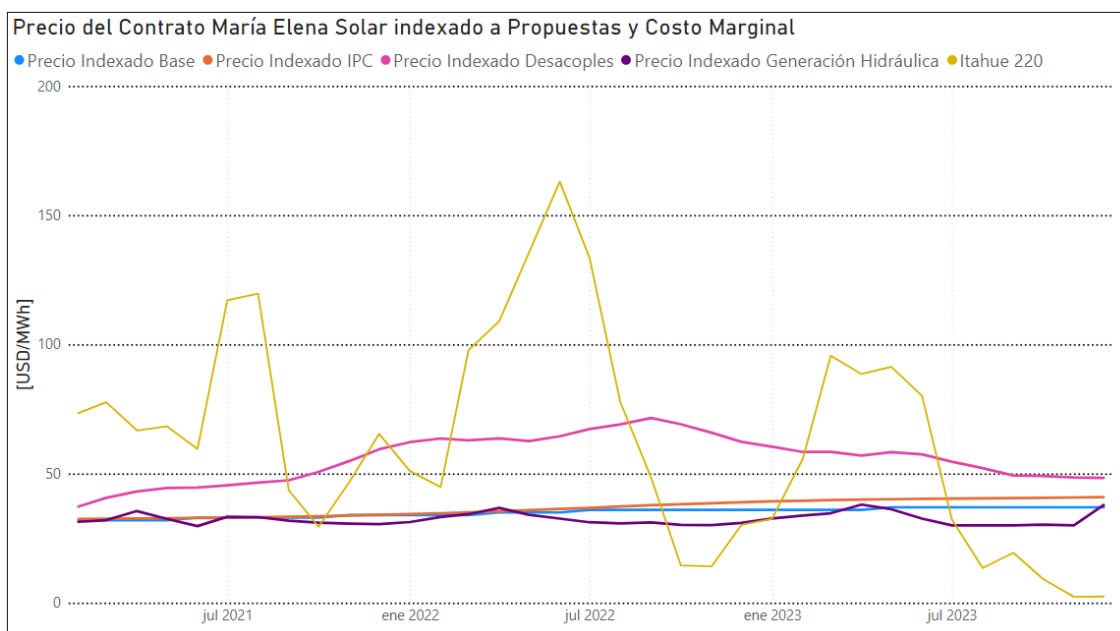


Figura 5.21. Evolución del precio indexado del caso base y las propuestas para el contrato María Elena Solar y costo marginal de Itahue 220. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

En la Figura 5.21 se puede observar que el precio del contrato del caso base se mantiene significativamente por debajo del costo marginal durante la mayor parte del tiempo, con períodos muy acotados en los que el precio logra superarlo. En contraste, las propuestas basadas en el IPC y en los desacoples presentan una mejora respecto al caso base. Es importante recordar que para la indexación se empleó el porcentaje del CPI para el IPC y un 5% para las horas de desacoples. Respecto a la propuesta basada en el IPC, esta incrementa ligeramente el precio del contrato, mostrando un comportamiento similar al del

caso base. Ahora, respecto al indexador de horas de desacoples, este eleva notablemente el precio de contrato, acercándolo más al costo marginal en comparación con el caso base y las otras propuestas, aunque aún permanece por debajo de este durante gran parte del período. Por último, en lo que respecta al indexador de generación hidráulica, aunque existe una buena correlación con el costo marginal en términos de seguir las subidas y bajadas, no se observa esto en términos de magnitud, ya que siempre se encuentra muy por debajo del marginal. Además, la mayor parte del tiempo, el precio del contrato propuesto se sitúa por debajo del caso base, superándolo solo en pocas ocasiones. Esto sugiere que la fecha de referencia de indexación no fue muy favorable.

Para complementar el análisis anterior, es interesante poner el foco en los desacoples a los que estuvo expuesto este contrato al inyectar en la Región de Antofagasta y retirar en los Puntos de Compra de Charrúa e Itahue:

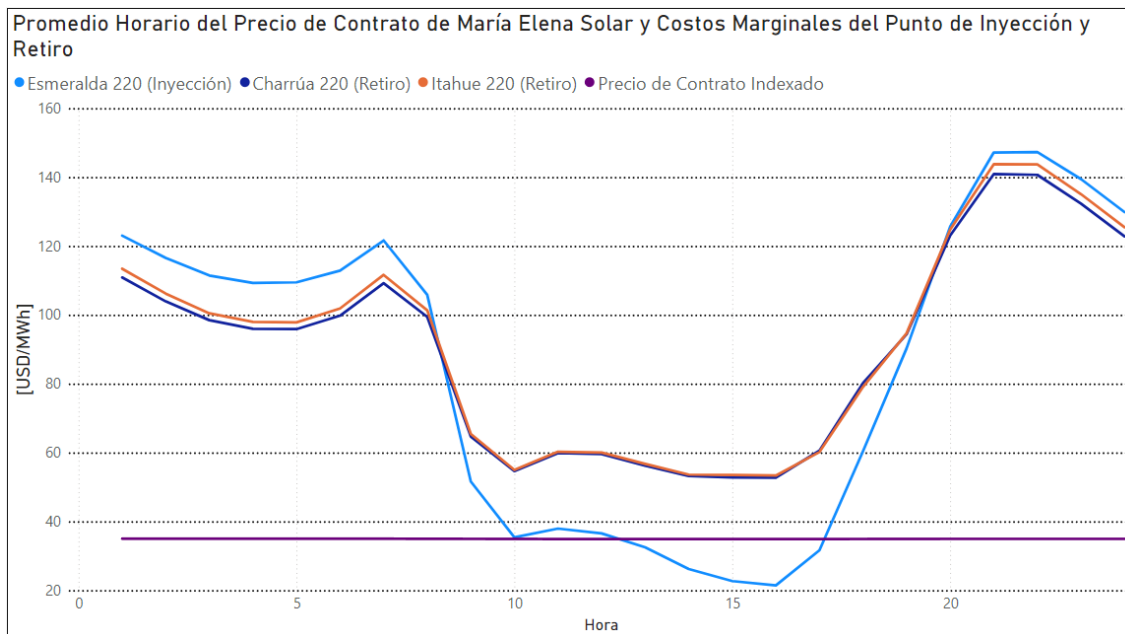


Figura 5.22. Promedio por hora de los costos marginales en el punto de inyección y retiro del contrato María Elena Solar. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

En base a la Figura 5.22 se puede apreciar que, recordando que su bloque de suministro corresponde al bloque B, correspondiente a las horas 8:00-18:00, en promedio existe una diferencia notoria entre el costo marginal de su barra de inyección y la de retiro, de hecho, el precio de contrato está en todo momento por bajo el costo marginal de los Puntos de Compra.

En contraste a lo anterior, se presenta el precio de contrato promedio indexado a horas de desacoples y los costos marginales de los puntos de inyección y retiro:

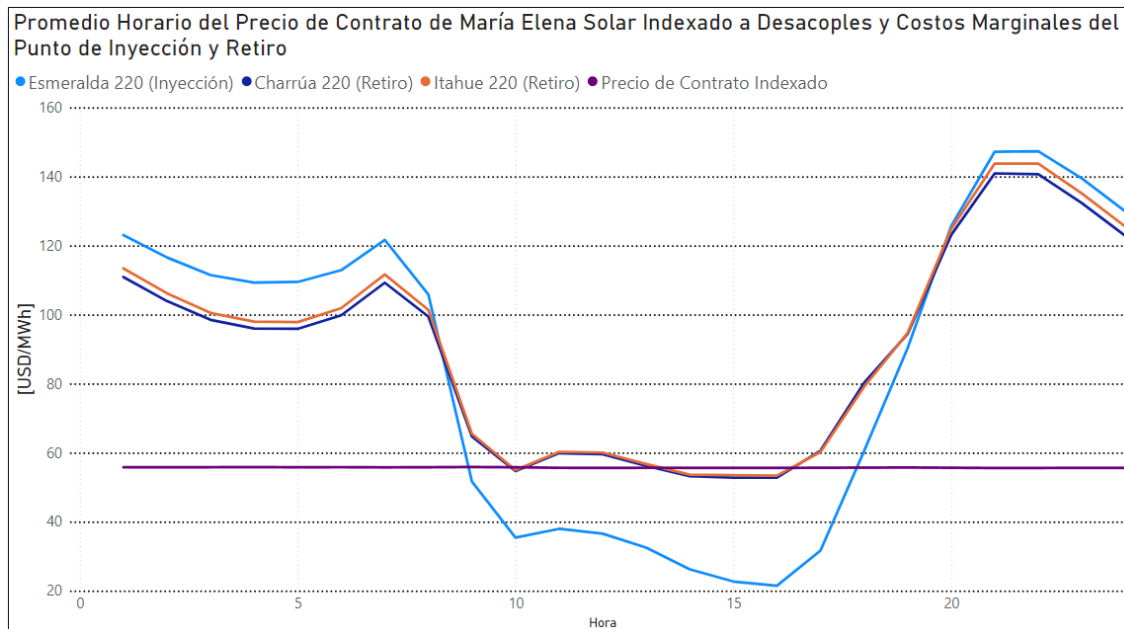


Figura 5.23. Promedio por hora de los costos marginales en el punto de inyección y retiro del contrato María Elena Solar indexado a desacoples. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Se puede apreciar que el contrato de María Elena Solar indexado a horas de desacoples en un 5%, presentado en la Figura 5.23, logra mejorar su situación respecto al caso base, donde el precio de contrato promedio, entre el período 2021-2023, se logra acercar al costo marginal de sus Puntos de Compra, quedando prácticamente al mismo valor.

Ahora, se presenta la evolución de los precios de contrato con cada indexador y el costo marginal del Punto de Compra, correspondiente a Itahue 220, para el contrato de Ibereólica Cabo Leones II:

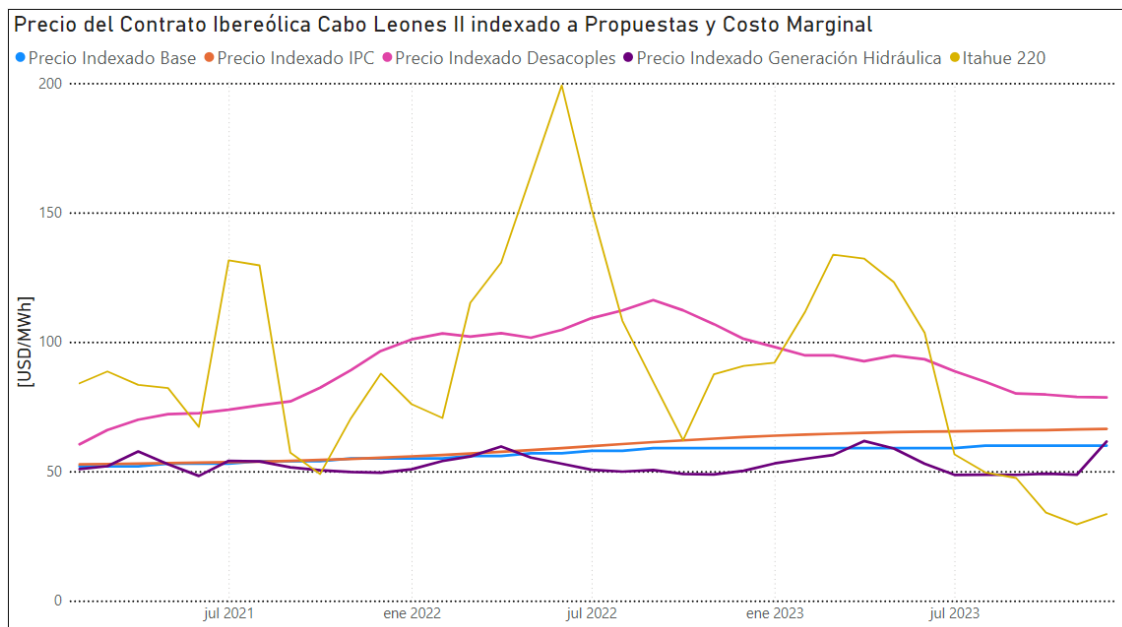


Figura 5.24. Evolución del precio indexado del caso base y las propuestas para el contrato Ibereólica Cabo Leones II y costo marginal de Itahue 220. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Respecto a la Figura 5.24, se puede apreciar que no hay un cambio en el comportamiento, pero sí en el nivel de precios. En comparación al caso anterior, ahora el precio base de adjudicación es bastante mayor, por lo que en el caso base, IPC y generación hidráulica, a pesar de estar en todo momento bajo el costo marginal, salvo la última parte del 2023, la diferencia es menor. Respecto a la indexación a desacoples, se puede ver como se llegan a valores más altos, estando por sobre el marginal en casi la mitad del período. Ahora, para complementar lo anterior, es esencial tener en cuenta que el suministro se realiza todo el día, por lo que a diferencia de María Elena Solar, aumentará sus pérdidas durante las horas del Bloque A y B, al existir costos marginales más altos por la salida de la generación solar.

Para ver el efecto económico de cada indexador, se presenta a continuación los ingresos para cada contrato para el caso base y las propuestas:

Tabla 5.7. Ingresos por contrato considerando el caso base y las propuestas.

| Contrato | Base [MM USD] | IPC [MM USD] | Desacoples [MM USD] | Gen. Hidráulica [MM USD] |
|-------------------|---------------|--------------|---------------------|--------------------------|
| María Elena Solar | -28,0 | -26,6 | -6,7 | -30,8 |
| Cabo Leones II | -110 | -106,0 | -4,8 | -129,2 |

De acuerdo a lo presentado en la Tabla 5.7 se refuerza lo analizado anteriormente, donde el indexador de IPC logra mejorar levemente los ingresos, aumentando en aproximadamente 2 y 4 para los contratos de María Elena Solar y Cabo Leones II. Para el indexador de desacoples la mejora es notable, pasando aumentando los ingresos en aproximadamente 21 y 105 [MM USD], saliendo casi de las pérdidas. Por último, se ve que el indexador de generación hidráulica empeora levemente los contratos, bajando sus ingresos aproximadamente 3 y 19 [MM USD].

5.3. Traspaso al Cliente Final

En las secciones previas, al hacer el análisis de los ingresos de los Contratos de Suministro a Clientes Regulados, se abordó desde el lado de las empresas generadoras, poniendo el foco en el margen económico que estas han obtenido a lo largo del período de estudio y los efectos que podrían haber provocado los indexadores propuestos. Por lo tanto, para sacar conclusiones finales abordando ambas caras de la moneda, es importante revisar cómo estos pueden afectar en las tarifas eléctricas al cliente final, el cual, al ser regulado, no tiene un poder de negociación con el suministrador, por lo que no puede elevarse a precios excesivamente altos. Para esto, se determinará la evolución del Precio Nudo Promedio, el cual corresponde al promedio ponderado por energía de todos los contratos activos, el cual se traspasa a la tarifa del cliente final 2.2. El Precio Nudo Promedio obtenido para el caso base y con los indexadores propuestos se presenta a continuación:

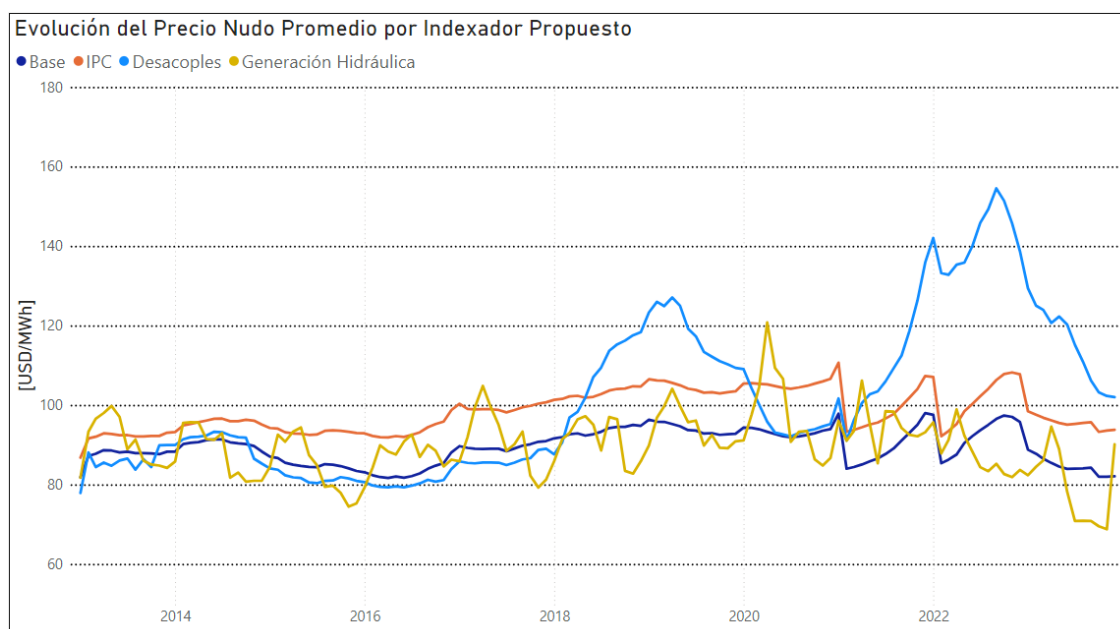


Figura 5.25. Evolución del Precio Nudo Promedio del caso base y con los indexadores propuestos. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Los valores clave de los Precios Nudo Promedio del caso base y con los indexadores propuestos se presentan a continuación:

Tabla 5.8. Valores clave Precio Nudo Promedio de los casos estudiados.

| Indexador Propuesto | PNP Promedio | PNP Maximo | PNP Minimo |
|-----------------------|--------------|------------|------------|
| Base | 86,5 | 95,4 | 78,3 |
| IPC | 98,6 | 110,7 | 91,6 |
| Desacoples | 98,2 | 152,3 | 76,0 |
| Generación Hidráulica | 86,8 | 116,0 | 68,8 |

De acuerdo con lo presentado en la Figura 5.25 y la Tabla 5.8, se observa que los cuatro casos se dividen en dos grupos con precios promedio distintos. Por un lado, los casos con

indexación al IPC y desacoples muestran un promedio aproximado de 98 [USD/MWh] durante el período de estudio. La diferencia entre estos dos casos radica en los valores máximos y mínimos alcanzados: mientras que el caso con IPC llega a un máximo de 111 [USD/MWh], el caso con desacoples alcanza hasta 152 [USD/MWh]. Esto implica que la tarifa podría ser significativamente más alta en algunos meses en el caso con desacoples en comparación con el IPC, aunque en términos de valor mínimo, el caso con desacoples podría resultar en tarifas más bajas que las del IPC durante la primera mitad del período. Esto se explica debido a que, hasta el año 2018, cuando casi no existían desacoples, el indexador no provocaba un aumento significativo en los precios, situándose por debajo de los otros cuatro casos. Sin embargo, a partir del 2018, con la aparición de los desacoples, los precios se elevaron considerablemente, situando este caso con un valor promedio alto durante el período de estudio. Es relevante destacar que, en el caso hipotético de que las horas de desacople sean cero, lo cual no se observa en ningún momento durante el período de estudio, en la Ecuación (2.1) esto resultaría en un valor nulo para este término en el polinomio, lo que reduciría el precio del contrato. Debido a esto, dado el significativo impacto económico de los desacoples en el SEN y la dificultad para proyectarlos, sería pertinente considerar que la utilización de estos indexadores pueda superar el 100 % en la indexación, por ejemplo, que la suma de las ponderaciones sea 100 % CPI + 5 % Desacoples. En tal escenario, si los desacoples son cero, no se produciría una disminución en el precio del contrato y este se mantendría en el valor que se obtendría con la indexación original, con el 100 % al CPI.

Por otro lado, el caso indexado a generación hidráulica presenta un valor promedio casi idéntico al caso base, de aproximadamente 87 [USD/MWh]. Esto se explica porque, como se analizó en el capítulo, el indexador provoca que los precios oscilen en torno al valor del caso base, aumentando durante la primera mitad del año, cuando el costo marginal es mayor, y disminuyendo en la segunda mitad del año, cuando el costo marginal es menor. Debido a esto, el efecto para el cliente final, considerando el período completo, es el mismo en promedio: se incrementa la tarifa en la primera mitad del año, pero se reduce en la segunda mitad en comparación con el caso base.

Para finalizar, al considerar el período de estudio completo y evaluar el impacto en la tarifa del cliente final en comparación con el caso base, el indexador basado en generación hidráulica se presenta como el más conveniente. Esto se debe a que, en promedio, el costo sería similar al del caso base, aunque con variaciones que podrían implicar un pago superior en algunos meses y menor en otros. Los casos con IPC y desacoples elevarían considerablemente el precio de las tarifas en comparación con el caso base, pero serían similares entre ellos. El caso de desacoples tendría un efecto menor al caso base hasta el 2018, pero posteriormente elevaría considerablemente las tarifas. En cuanto al caso con IPC, este siempre estaría por encima del caso base, resultando en tarifas más altas durante todo el período de estudio.

Ahora, recordando que el margen económico obtenido para cada caso fue en el período crítico del 2021-2023, es necesario analizar el comportamiento de los Precios Nudos Promedio de cada caso de estudio en este período, el cual se detalla a continuación y en Anexo 6.3.4.b:

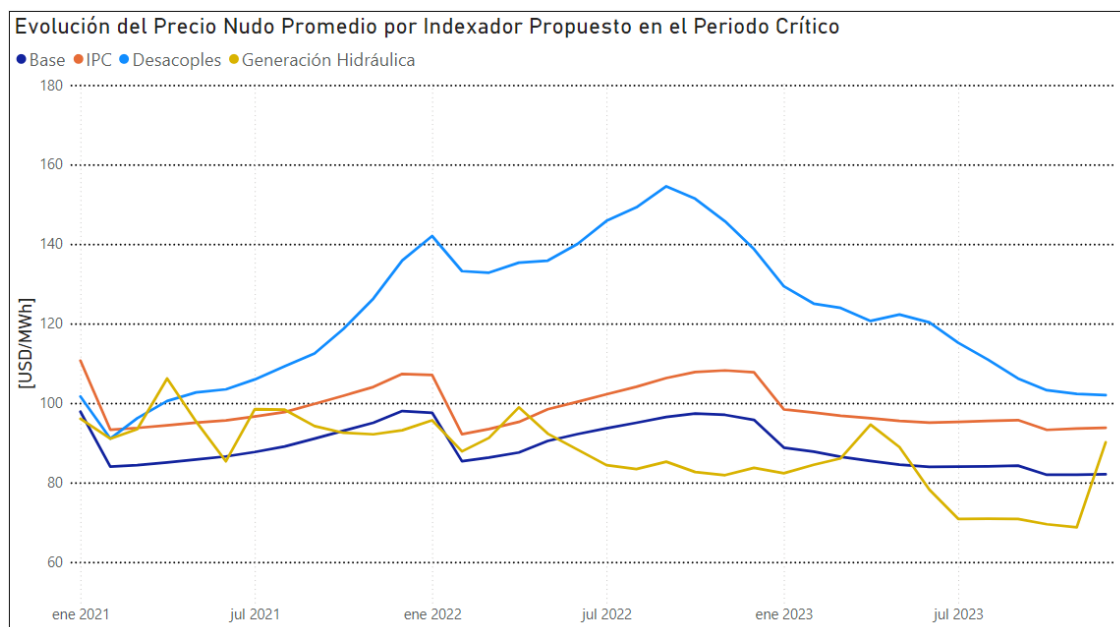


Figura 5.26. Evolución del Precio Nudo Promedio del caso base y con los indexadores propuestos en el período crítico 2021-2023. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

El detalle de los Precios Nudos Promedio en el período crítico se presenta a continuación:

Tabla 5.9. Valores clave Precio Nudo Promedio de los casos estudiados en el período crítico.

| Indexador Propuesto | PNP Promedio | PNP Maximo | PNP Minimo |
|-----------------------|--------------|------------|------------|
| Base | 89,1 | 98,01 | 82,0 |
| IPC | 98,9 | 110,7 | 92,2 |
| Desacoples | 122,0 | 154,5 | 91,1 |
| Generación Hidráulica | 87,5 | 106,2 | 68,8 |

Respecto a lo presentado en la Figura 5.26 y la Tabla 5.9, se observa que no hay grandes diferencias en cuanto al comportamiento de los precios en comparación con el análisis anterior, considerando el período crítico de 2021-2023. Sin embargo, el caso indexado a desacoples se distancia considerablemente de los otros tres casos, ya no manteniéndose al mismo nivel que el IPC en promedio, alcanzando un promedio de 122 [USD/MWh]. Esto representa una diferencia de más de 22 [USD/MWh] en comparación con el caso del IPC y aproximadamente 35 [USD/MWh] respecto a los casos base y de generación hidráulica, lo que hace que este indexador sea bastante crítico en términos del efecto sobre la tarifa al cliente final durante este período.

En cuanto a los otros casos, se mantiene la misma diferencia en el PNP promedio entre el caso con IPC y el caso base, mientras que el caso indexado a generación hidráulica se sitúa levemente por debajo del caso base, resultando ahora más conveniente para el cliente final debido a una menor tarifa.

5.4. Resultados Finales

Finalmente, para lograr concluir respecto a los resultados obtenidos, es importante juntar lo visto desde el lado de las empresas generadoras, con el margen económico resultante de los contratos, con el cliente final o regulado, con el Precio Nudo Promedio que se traspasa a su tarifa. Para lo anterior, se presenta a continuación un gráfico que resume el resultado final por caso en el período crítico del 2021-2023:

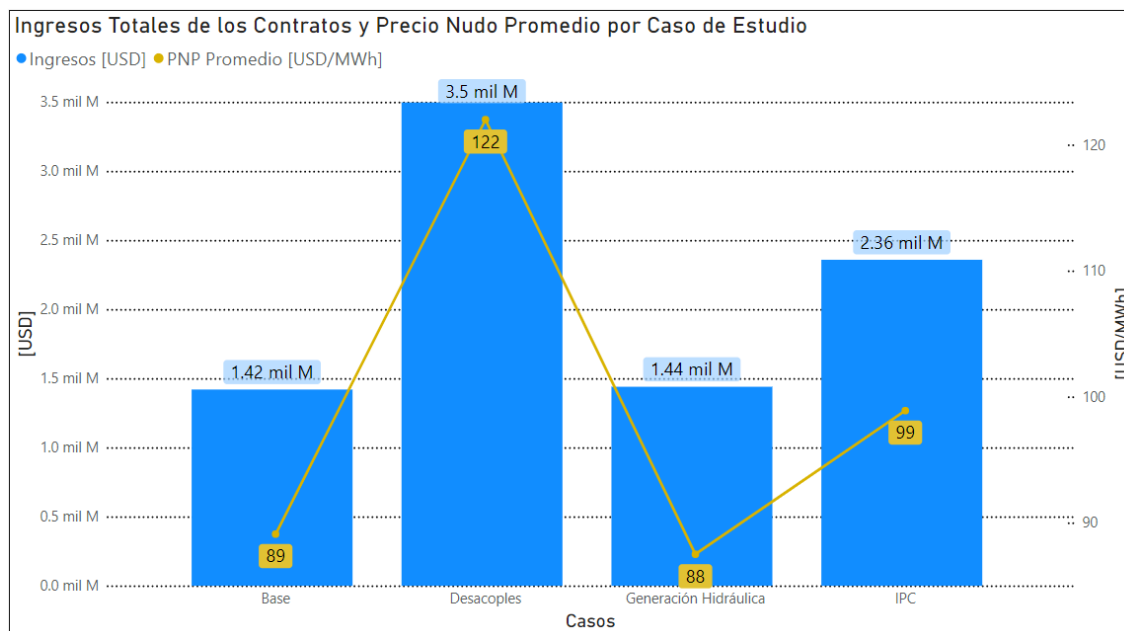


Figura 5.27. Ingresos totales y PNP Promedio por caso de estudio en el período crítico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

En la Figura 5.27 se presentan los ingresos totales y el PNP promedio por caso de estudio en el período crítico. Los datos muestran que el caso indexado a desacoples tiene un PNP promedio significativamente más alto en comparación con las otras dos propuestas y el caso base, con ingresos totales de aproximadamente 3,50 [mil MM USD]. Este valor se distancia en más de 22 [USD/MWh] del caso indexado al IPC, que registra un PNP promedio de 99 [USD/MWh] y un ingreso total de 2,36 [mil MM USD]. En contraste, el caso base y el caso indexado a generación hidráulica presentan PNPs promedios casi idénticos, de 89 y 88 [USD/MWh] respectivamente, con ingresos totales de 1,42 y 1,44 [mil MM USD]. Estos dos últimos casos resultan ser los más favorables para los consumidores en términos de tarifas, debido a sus menores valores de PNP, donde, si se entra más al detalle, llevaría a que el caso indexado a generación hidráulica mejora la situación histórica mostrada en el caso base, debido a que aumenta levemente los ingresos totales y disminuye el PNP.

En resumen, el caso de desacoples se destaca como el más crítico por su alto impacto en las tarifas al cliente final, pero a su vez el que más logra aumentar los ingresos, mientras el caso indexado a generación hidráulica ofrece un menor precio final para los

clientes regulados con un leve aumento de ingresos. El caso indexado a IPC queda en un punto medio entre las otras dos propuestas, ya que aumentan los ingresos aproximadamente en 1.000 [MM USD] pero de la mano con un aumento de 10 [USD/MWh] en el PNP.

Tabla 5.10. Resultados finales a nivel global en el período crítico.

| Caso | Ingresos [mil MM USD] | PNP Promedio [USD/MWh] |
|-----------------------|-----------------------|------------------------|
| Base | 1,42 | 89 |
| IPC | 2,36 | 99 |
| Desacoples | 3,50 | 122 |
| Generación Hidráulica | 1,44 | 88 |

Ahora, es importante analizar el efecto de las propuestas por licitación:

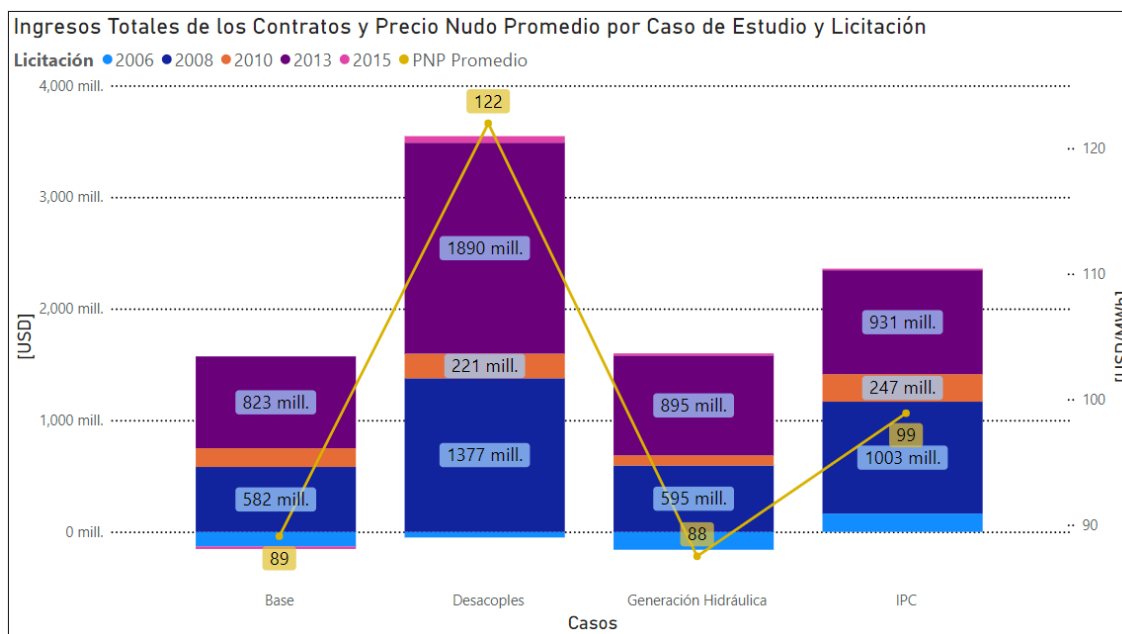


Figura 5.28. Ingresos totales y PNP Promedio por caso de estudio y licitación en el período crítico. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Según lo presentado en la Figura 5.28, se puede decir que, por un lado, las Licitaciones del 2006 y 2010 se ven afectadas dependiendo del indexador propuesto, por ejemplo, la Licitación del 2010 disminuye sus ingresos respecto al caso base cuando indexa a generación hidráulica, pero los aumenta al indexar a desacoples. La Licitación del 2006 logra mejorar sus ingresos cuando es indexada a desacoples e IPC, pero empeora al indexar a generación hidráulica. Por otro lado, las Licitaciones del 2008 y 2013 solo mejoran respecto al caso base.

Tabla 5.11. Ingresos totales por Licitación y caso de estudio.

| Licitación | Ingresos Caso Base [MM USD] | Ingresos Caso IPC [MM USD] | Ingresos Caso Desacoples [MM USD] | Ingresos Caso Generación Hidráulica [MM USD] |
|------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------------|--|
| 2006 | -130 | 164 | -50 | -160 |
| 2008 | 582 | 1.003 | 1.377 | 595 |
| 2010 | 168 | 247 | 221 | 91 |
| 2013 | 821 | 931 | 1.890 | 895 |
| 2015 | -23 | 14 | 59 | 19 |

Finalmente, dado que los contratos asociados a la Licitación del 2015 fueron identificados como críticos, se detalla esta Licitación a continuación:

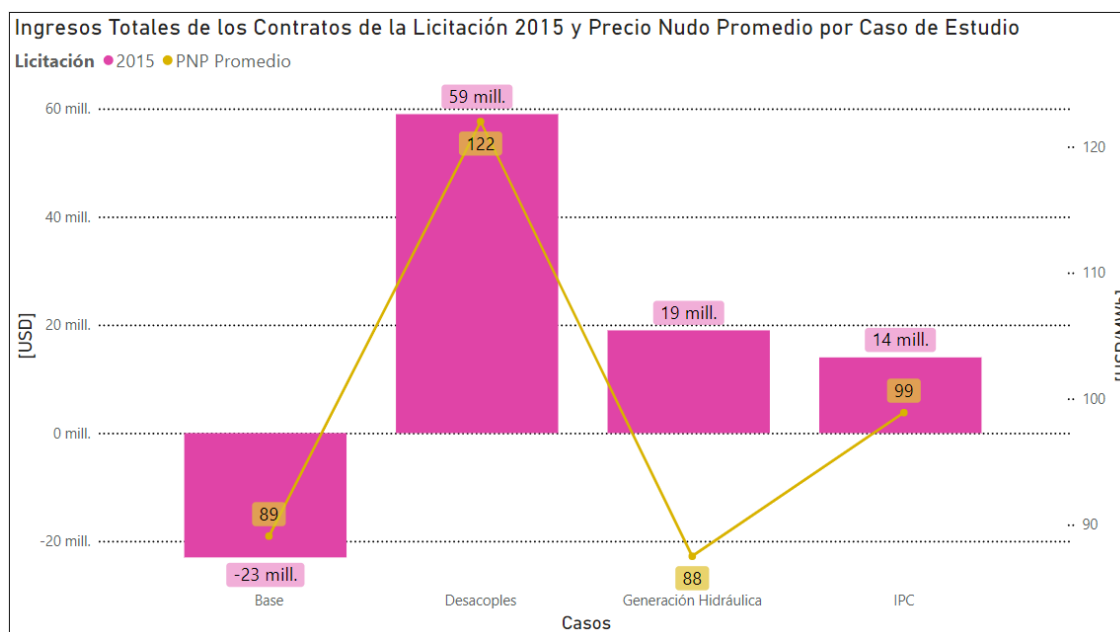


Figura 5.29. Ingresos totales y PNP Promedio por propuesta para la Licitación del 2015. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

Desde la Figura 5.29, se observa una notable mejora en los ingresos de los contratos de la Licitación del 2015 en todas las propuestas, pasando de pérdidas a ganancias en todos los casos. La indexación más beneficiosa para estos contratos ha sido la asociada a desacoples, que muestra un aumento significativo de -23 [MM USD] a 59 [MM USD]. Sin embargo, este incremento eleva considerablemente el PNP promedio, lo cual resulta desfavorable para el cliente final. Otra indexación favorable ha sido la de generación hidráulica, la cual ha mejorado los ingresos de -23 [MM USD] a 19 [MM USD]. Aunque es 40 [MM USD] menos que el caso de desacoples, esta medida representa una mejora considerable con respecto al caso base y beneficia al cliente final al reducir el PNP promedio en 1 [USD]. Finalmente, en cuanto a la indexación al IPC, se ha logrado nuevamente mejorar de manera significativa la situación de los contratos, alcanzando ingresos de 14 [MM USD], lo cual es ligeramente inferior al caso de generación hidráulica y aumentando el PNP promedio en 10 [USD/MWh].

Capítulo 6

Conclusiones

En relación con el abastecimiento eléctrico a los clientes residenciales en Chile, se identificaron grandes diferencias en comparación con los otros países estudiados. En Chile, el cliente residencial o regulado no posee poder de negociación con su proveedor de energía, ya que el suministro es proporcionado por la distribuidora correspondiente a su zona de concesión. Como resultado, la tarifa final para el cliente regulado está sujeta a los resultados obtenidos en las Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados. En contraste, en países como España, Reino Unido y estados desregulados de Estados Unidos, la principal diferencia radica en la incorporación de un actor que no está presente en Chile para el cliente regulado: las comercializadoras de energía. Estas entidades, utilizando las redes de transmisión y distribución, pagando peajes, adquieren energía a través de contratos de suministro directamente con las generadoras o en tiempo real del mercado *spot*, para luego ofrecerla a los clientes finales. Estos clientes pueden ser tanto libres (industrias) como residenciales, con tarifas más personalizadas que pueden ser fijas, variables, renovables, entre otras. Así, un cliente residencial que no tenga una tarifa favorable puede cambiarse a otra comercializadora que ofrezca una tarifa más conveniente. Es importante destacar que también existen tarifas reguladas, donde las comercializadoras pueden ofrecer hasta un precio máximo determinado por los organismos reguladores, como el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en España o las comercializadoras de Último Recurso en el Reino Unido.

En el caso chileno, se lograron identificar los factores que llevaron a la creación de las Licitaciones de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados, tales como la gran sequía y la crisis del gas natural argentino, junto con los cambios regulatorios implementados y sus efectos durante el período de estudio. Una vez comprendido el funcionamiento y las etapas de estas licitaciones, se procedió a analizar sus resultados, poniendo énfasis en los volúmenes de energía adjudicados, precios de adjudicación e indexadores utilizados. A partir de este análisis, se caracterizaron los contratos de cada licitación. Por un lado, los contratos que contienen energía indexada a combustibles fósiles corresponden a las Licitaciones de 2006, 2010 y 2013, mientras que el resto están indexados exclusivamente al CPI. Esta diferenciación y el comportamiento de los indexadores permiten concluir que los contratos asociados al CPI mostraron un crecimiento sostenido y lineal durante todo el período de estudio, pero sin un seguimiento claro de los costos marginales, mientras que los contratos indexados a combustibles fósiles exhibieron una mayor volatilidad, con fluctuaciones sig-

nificativas a lo largo del tiempo y un buen seguimiento de los costos marginales. Además de lo anterior, se concluye la importancia del CPI como indexador, con un 88 % de la energía total indexada al CPI, seguido del carbón (6 %), GNL (4 %), Diesel (1 %) y Brent (1 %).

Uno de los aspectos más importantes a destacar es la identificación y cuantificación de una de las problemáticas que motivaron la realización de esta memoria: los resultados económicos de los contratos de suministro que llevaron a la quiebra a algunas empresas. Esta problemática se evidenció en los contratos pertenecientes a la Licitación del 2015, la primera tras la introducción de la Ley 20.805. Estos contratos se adjudicaron a un precio significativamente bajo en comparación con la tendencia anterior, de 50 [USD/MWh], siendo uno de los volúmenes de energía adjudicados más grandes del período y estando indexados exclusivamente al CPI. A partir de estos resultados, se identificó el período crítico para todos los contratos, correspondiente al período de 2021 a 2023, caracterizado por altos costos marginales. Para cuantificar este período, considerando todos los contratos, se obtuvieron ingresos de 1.420 [MM USD], mientras que los contratos de la Licitación del 2015 registraron pérdidas de -23 [MM USD].

En base a los indexadores propuestos, se logró mejorar significativamente la situación tanto a nivel global como en los contratos de la Licitación del 2015. En primer lugar, con la indexación al IPC chileno, los ingresos a nivel global se incrementaron hasta 2.360 [MM USD], mientras que los contratos de la Licitación del 2015 pasaron de pérdidas a generar ingresos de 14 [MM USD]. Posteriormente, con el indexador propuesto para desacoples, la situación mejoró notablemente, alcanzando ingresos globales de 3.500 [MM USD], y los contratos de la Licitación del 2015 nuevamente dejaron de ser negativos, logrando ingresos de 59 [MM USD]. Finalmente, con la propuesta de indexar a la generación hidráulica, aunque el impacto global fue moderado, aumentando los ingresos a 1.440 [MM USD], se benefició considerablemente a los contratos de la Licitación del 2015, que mejoraron de -23 [MM USD] a 19 [MM USD]. En conclusión, a nivel global, todas las propuestas mejoraron los ingresos totales y los de los contratos de la Licitación del 2015, destacándose especialmente la propuesta de desacoples como la más efectiva. Sin embargo, es importante mencionar que la propuesta de generación hidráulica, aunque mejora la situación a nivel global y para la Licitación del 2015, empeora la situación económica de algunas licitaciones. En particular, disminuye los ingresos de las Licitaciones del 2006 y 2010.

Además de considerar la perspectiva de las empresas de generación, se comprendió el fuerte impacto que tienen estos precios contractuales sobre el cliente final. Para evaluar dicho efecto, se calculó el Precio Nudo Promedio (PNP) durante el período crítico. En el caso base histórico, se obtuvo un PNP promedio de 89 [USD/MWh]. En cuanto a las propuestas, la indexación por desacoples, que fue la más beneficiosa para los ingresos, resultó en un PNP de 122 [USD/MWh]. La propuesta de IPC arrojó un PNP de 99 [USD/MWh], mientras que la indexación a generación hidráulica obtuvo un valor de 88 [USD/MWh]. En base en lo anterior, se concluye que para el cliente final, la única propuesta que mejora su situación respecto al caso base es la de indexación a generación hidráulica, logrando una reducción promedio de 1 [USD/MWh] en el PNP durante el período crítico. Por otro lado, las propuestas de IPC y desacoples aumentan el precio para el cliente final en 10 [USD/MWh] y 33 [USD/MWh], respectivamente.

Complementando el efecto de las propuestas sobre los ingresos de los contratos y la tarifa al cliente regulado, es importante destacar que la disponibilidad de los indexadores propuestos, junto con sus respectivas proyecciones, podría provocar que los precios base ofertados en las licitaciones sean diferentes a los adjudicados en el caso base. Esto podría llevar a que, por ejemplo, contratos con un precio base relativamente alto, debido a que parte de ese precio está destinado a protegerse contra el riesgo de desacoples o escasez hídrica, tuvieran un precio base más bajo con la inclusión de estos indexadores. Como resultado, el impacto de algunos indexadores sobre el cliente regulado podría no ser tan alto, como ocurrió con el indexador de desacoples, pero aun así ofrecer buenos resultados económicos para contratos más críticos.

A modo de conclusión respecto a las propuestas, acoplando el efecto sobre los ingresos y en la tarifa al cliente final, se concluye que la propuesta de indexación a generación hidráulica logra ser la más conveniente. Esto debido a que, si bien el efecto global no es tan fuerte como las otras propuestas, mejora en forma notoria los ingresos de los contratos de la Licitación del 2015, los cuales son el enfoque principal de esta memoria. Además, es la única que logra disminuir el PNP respecto al caso base, lo cual mejora la situación económica de ambas partes, aumentando los ingresos y disminuyendo la tarifa al cliente final. Sin embargo, es importante considerar que los resultados obtenidos para las propuestas de desacoples y generación hidráulica se basan en la indexación de todos los contratos como caso de estudio, lo cual podría no reflejar la realidad. Los indexadores de desacoples dependen del lugar de inyección y retiro de cada contrato, por lo que no todos los contratos desde la zona centro hacia el sur necesariamente necesitan este indexador. También es importante señalar que, aunque el uso de este indexador podría beneficiar un contrato en función de la zona geográfica del punto de inyección y retiro, existe la posibilidad de que las horas de desacople sean nulas. En tal caso, esto podría llevar a una disminución en el precio del contrato, lo que a su vez podría desincentivar la elección de este indexador en algunos casos. Finalmente, para la última propuesta, se observó una mayor correlación de la generación hidráulica con los costos marginales cuanto más al sur se encuentre el punto de compra, por lo que no todos los contratos podrían elegir este indexador.

Finalmente, a modo de conclusión final respecto a las problemáticas que originan esta situación, se entrecruzan varias causas. Por un lado, se concluye que a nivel de precios, el CPI aumenta de forma sostenida los precios de contrato, pero no es sensible a grandes variaciones de costos marginales, por lo que existió un problema con las indexaciones utilizadas en los contratos de la Licitación del 2015. Por otro lado, se puede concluir que, a pesar de la indexación, el precio base ofertado fue bastante bajo, esto se puede contrastar con la Licitación del 2008, la cual, a pesar de estar indexada solamente al CPI, fue una de las que más ingresos obtuvo, ya que tuvo precios base adjudicados bastante más altos.

Todo lo anterior trae consigo las siguientes recomendaciones. Para los oferentes, es crucial realizar un estudio exhaustivo a largo plazo, considerando que los contratos entrarán en vigor en 5-6 años y tendrán una duración de 20 años. Este análisis debe poner énfasis en todos los riesgos que puedan surgir en el Sistema Eléctrico Nacional, tales como desacoples, precios de combustibles, escasez hídrica, entre otros, para así establecer un precio base adecuado. Por otro lado, se recomienda a la Comisión Nacional de Energía que incorpore un nuevo indexador que permita disminuir el riesgo para los oferentes en el

corto plazo, volviendo aún más personalizada la elección de indexadores y ponderaciones, dándole más libertad al oferente en base a sus modelos de negocios. La recomendación anterior surge en base a lo realizado por la Comisión Nacional de Energía en las bases de la licitación del 2023 [11], en donde, contraste con la recomendación, se limitó el número de indexadores a dos, lo cual, junto con la incertidumbre regulatoria relacionada con la congelación de tarifas, pudo haber contribuido al bajo número de oferentes, a pesar de los incentivos como el traspaso de los costos sistémicos. Sin embargo, para esta propuesta, es esencial poner énfasis en el horizonte que se esté considerando. En el corto plazo, resulta relevante utilizar el indexador de generación hidráulica, ya que ha demostrado ser el más conveniente según los resultados obtenidos, beneficiando a ambas partes. En contraste, a largo plazo, la matriz energética proyectada, compuesta principalmente por energías renovables variables, como la eólica y solar, junto con gas natural licuado, respalda la decisión de la Comisión Nacional de Energía de restringir los indexadores a dos: el CPI y el GNL, en concordancia con las proyecciones. Por esta razón, la inclusión del indexador de generación hidráulica a largo plazo podría no tener el mismo impacto que en el corto plazo, ya que la participación de esta fuente de energía se prevé menos relevante en el futuro en comparación con su importancia actual. En consecuencia, la inclusión de este indexador en el análisis a largo plazo quedaría como un aspecto a ser evaluado en estudios futuros, mientras que, para el corto plazo, su consideración resulta fundamental. En base a todo lo anterior, tomando de punto de partida las Bases de Licitación de Suministro Eléctrico a Clientes Regulados 2023 [11], se recomienda incluir, además de los ya existentes (CPI y GNL), el siguiente indexador:

Index₇: Generación Hidráulica Mensual, basadas en datos de generación real del Coordinador Eléctrico Nacional. Estos valores serán publicados por la Comisión Nacional de Energía durante los primeros 10 días de cada mes.

En caso de haber incorporado este indexador en las bases de las licitaciones, se habría generado un beneficio notable en la situación de ciertos contratos específicos, especialmente en los de la Licitación del 2015. Por ejemplo, la utilización del indexador de generación hidráulica podría haber provocado que estos contratos pasaran de pérdidas de -23 [MM USD] a ganancias de 14 [MM USD], lo que podría haber evitado la insolvencia económica que enfrentaron algunos contratos. Además, es crucial ofrecer estas herramientas para reducir el riesgo asociado a estos contratos y beneficiar al cliente regulado. Este último, al estar afectado por el precio de estos contratos, se vería gravemente perjudicado por la terminación de contratos renovables, que son más económicos, pudiendo ser reemplazados por contratos con precios más altos, lo que aumentaría la tarifa final.

Bibliografía

- [1] Coordinador Electrico Nacional. «Reporte Energetico: Septiembre 2023». En: *Reporte Energetico SEN* (sep. de 2023), págs. 1-3. URL: https://www.coordinador.cl/wpcontent/uploads/2023/09/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Sep23.pdf.
- [2] Generadoras de Chila A.G. «Reporte Anual Generadoras de Chile: 2013». En: *Reporte Anual Generadoras de Chile* (ago. de 2014), págs. 1-88. URL: <https://generadoras.cl/media/pagefiles/109/Reporte%20Anual%20Generadoras%20de%20Chile%202013.pdf>.
- [3] Ministerio de Energía. «Planificación Energética de Largo Plazo: Proyecciones Eléctricas». En: *Planificación Energética de Largo Plazo* (2023). URL: <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-electricas>.
- [4] Ministerio de Minería. «Ley General de Servicios Electricos». En: (1982). URL: <https://bcn.cl/2fa5f>.
- [5] Ministerio de Economía. «Ley 20.018 (Ley corta II)». En: (2005). URL: <https://bcn.cl/3d2rt>.
- [6] Ministerio de Energía. «Nueva Ley Chilena de Licitaciones de Suministro Eléctrico Para Clientes Regulados: Un Caso de Éxito». En: (2017). URL: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-El%C3%A9ctrico.pdf>.
- [7] Ministerio de Energía. «Ley 20.805». En: (2015). URL: <https://bcn.cl/2qaon>.
- [8] La Tercera. «Quiebra una empresa de energía renovable: Tribunal declara la liquidación de María Elena Solar». En: (2023). URL: <https://www.latercera.com/pulso-pm/noticia/quiebra-una-empresa-de-energia-renovable-tribunal-declara-la-liquidacion-de-maria-elena-solar/FZNVFFGSX5CY7NOA3FKV4DYEKU/>.
- [9] EMOL. «Segunda firma de energía renovable que cae en insolvencia: Ibereólica no podrá seguir cumpliendo contratos». En: (2023). URL: <https://www.emol.com/noticias/Economia/2022/10/07/1075025/inereolica-energia-renovable-insolvencia.html>.
- [10] Valentina Vizcay B, preparado para las XX Jornadas de Derecho de Energía. «El rol del comercializador en el mercado eléctrico: ¿un actor principal o un intermediario?». En: (2020). URL: https://derechoadministrativoeconomico.uc.cl/images/ok_VF_Valentina_Vizcay_-_Comercializador_de_energ%C3%ADa.pdf.

- [11] Comisión Nacional de Energía. «Bases de Licitación Pública Nacional e Internacional Para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios: Licitación de Suministro 2023/01». En: (2023). URL: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/07/RE-284_Aprueba-Bases-Definitivas-Licitacion-2023-01.pdf.
- [12] Comisión Nacional de Energía. «BASES DE LICITACIÓN PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO A LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN : CHILQUINTA ENERGÍA S.A., LUZ LINARES S.A., LUZ PARRAL S.A., ENERGÍA DE CASABLANCA S.A., COMPAÑÍA ELÉCTRICA DEL LITORAL S.A.». En: (2006). URL: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Res_Ext_569.pdf.
- [13] Nicolás García Bernal, Asesoría Técnica Parlamentaria. «Actividad de Comercialización de Electricidad en España.» En: (2020). URL: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29421/1/BCN__Comercializacio_n_de_electricidad_en_Espan__a.pdf.
- [14] Systep. «Estudio de comercialización de energía.» En: (2020). URL: <https://acen.cl/wp-content/uploads/2020/11/2020.07.22-ACEN-Estudio-de-Comercializacio%CC%81n-de-Energi%CC%81a-1.pdf>.
- [15] Jefatura del Estado. «Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.» En: (2013). URL: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>.
- [16] ATALAYA GENERACIÓN. «Sistema Eléctrico Español.» En: (2020). URL: <https://www.atalaya.eu/renovables/sistema-electrico.php>.
- [17] UK Legislation. «Electricity Act 1989.» En: (1989). URL: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents>.
- [18] Kathryn Cleary and Karen Palmer, Resources for the Future. «US Electricity Markets 101 .» En: (2022). URL: <https://www.rff.org/publications/explainers/us-electricity-markets-101/>.
- [19] Nicolás García Bernal, Asesoría Técnica Parlamentaria. «Mercado eléctrico: incorporación del segmento de comercialización de electricidad.» En: (2020). URL: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29249/1/BCN__Incorporacio_n_de_comercializador_puro_de_electricidad.pdf.
- [20] PJM, Learning Center. «Market for Electricity.» En: (2024). URL: <https://learn.pjm.com/electricity-basics/market-for-electricity.aspx>.
- [21] Eurostat. «Electricity prices for household consumers - bi-annual data». En: (2024). URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204_custom_11238577/default/table?lang=en.
- [22] U.S Energy Information Administration. «Electric Power Monthly». En: (2024). URL: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=table_5_03.
- [23] Comisión Nacional de Energía. «Tarificación Eléctrica, Precio Nudo Promedio». En: (2024). URL: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>.

- [24] Ministerio de Energía. «LEY 21.185: CREA UN MECANISMO TRANSITORIO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CLIENTES SUJETOS A REGULACIÓN DE TARIFAS». En: (2019). URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1138181>.
- [25] Ministerio de Energía. «LEY 21.472: CREA UN FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE TARIFAS Y ESTABLECE UN NUEVO MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN TRANSITORIO DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA CLIENTES SOMETIDOS A REGULACIÓN DE PRECIOS». En: (2022). URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1179524&idParte=10353348&idVersion=2024-04-30>.
- [26] La Tercera. «Enel fue la gran ganadora de la licitación de suministro eléctrico, pero expertos advierten por alza en el precio de largo plazo». En: (2024). URL: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/enel-fue-la-gran-ganadora-de-la-licitacion-de-suministro-electrico-pero-expertos-advierten-por-alza-en-el-precio-de-largo-plazo/ILT6DEFPXRDXLK4JX7WI2F3U04/>.
- [27] U.S. Bureau of Labor Statistics. «Consumer Price Index (CPI)». En: (2024). URL: <https://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>.
- [28] Platts. «internacional Platts International Coal Report». En: (2024). URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en>.
- [29] Natural Gas Intelligence. «NGI's Daily Gas Price Index». En: (2024). URL: <https://www.naturalgasintel.com/news/daily-gas-price-index/>.
- [30] Platts. «Oil». En: (2024). URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/products-services/oil/global-alert-oil>.
- [31] Wikipedia. «Anexo:Ciudades de Chile». En: (2019). URL: https://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Ciudades_de_Chile.
- [32] Coordinador Eléctrico Nacional. «Transferencias Económicas». En: (2024). URL: <https://www.coordinador.cl/>.
- [33] Reportes, Estadísticas y Plataformas de Uso Frecuente. «Coordinador Electrico Nacional». En: (2024). URL: <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>.
- [34] Instituto Nacional de Estadísticas (INE). «Síntesis de Resultados Censo 2017». En: (2018). URL: <http://www.censo2017.cl/descargas/home/sintesis-de-resultados-censo2017.pdf>.
- [35] Comisión para el Mercado Financiero. «¿Qué es y para qué sirve el IPC?» En: (2024). URL: <https://www.cmfchile.cl/educa/621/w3-article-27462.html>.
- [36] Instituto Nacional de Estadísticas. «Índice de Precios al Consumidor». En: (2024). URL: <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/economia/indices-de-precio-e-inflacion/indice-de-precios-al-consumidor>.
- [37] Coordinador Electrico Nacional. «INFORME MONITOREO DE LA COMPETENCIA en el Mercado Eléctrico». En: (2021). URL: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/04/INFORME-Monitoreo-CEN-2021.pdf>.

-
- [38] DESACOPLES Y RIESGOS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO DE LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO. «José Luis Lima R». En: (2022). URL: <https://centrocompetencia.com/wp-content/uploads/2022/12/Lima-Desacoples-y-riesgos-para-contratos-de-suministros-de-LP-Mdo-electrico-Chileno.pdf>.
- [39] Generadoras de Chile A.G. «Energía Hidroeléctrica». En: (2021). URL: <https://generadoras.cl/tipos-energia/energia-hidroelectrica>.

Anexo

6.1. Capítulo 2

6.1.1. Principales Contratos

- Principales contratos:

Tabla 6.1. *Principales Contratos de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados en el período 2006-2022.*

| Contrato | Empresa | Inicio | Termino | Energía [GWh] | Precio Base [USD/MWh] | Indexador 1 | Indexador 2 | Indexador 3 | Indexador 4 |
|--|------------------|--------|---------|---------------|-----------------------|-----------------|----------------|--------------|--------------|
| ENEL GENERACION_2015/01 | ENEL | 2022 | 2041 | 160.306 | 50,7 | CPI 6m (100%) | - | - | - |
| ENDESA_SIC_2013/01 | ENEL | 2013 | 2024 | 36.395 | 129,0 | Carbon 6m (25%) | Brent 6m (20%) | GNL 6m (30%) | CPI 6m (25%) |
| ENDESA_CGED_2008/01 | ENEL | 2010 | 2024 | 32.185 | 102,0 | CPI 9m (100%) | - | - | - |
| IBEREOLICA CABO LEONES II S.A._2015/01 | Grupo Iberoelica | 2021 | 2040 | 23.220 | 47,3 | CPI 6m (100%) | - | - | - |
| AES GENER_CHL_2006/02-2 | AES GENER | 2011 | 2023 | 22.800 | 65,8 | CPI 6m (100%) | - | - | - |
| ENDESA_CHL_2006/02 | ENEL | 2011 | 2025 | 22.500 | 61,0 | GNL 6m (30%) | CPI 6m (70%) | - | - |
| COLBUN_CGED_2008/01 | Colbun | 2010 | 2023 | 22.488 | 124,3 | CPI 9m (100%) | - | - | - |
| ENDESA_CHL_2010/01 | ENEL | 2014 | 2027 | 19.140 | 91,0 | Carbon 6m (15%) | Brent 6m (15%) | CPI 6m (70%) | - |
| ENDESA_CHL_2006/02 | ENEL | 2011 | 2025 | 18.700 | 61,0 | GNL 6m (30%) | CPI 6m (70%) | - | - |
| ENDESA_CHL_2006/01 | ENEL | 2010 | 2022 | 17.550 | 51,0 | Carbon (15%) | GNL (15%) | CPI (70%) | - |

6.2. Capítulo 3

6.2.1. Indexación Contratos de Suministro

A continuación se presenta un gráfico con la evolución de la variación mensual de los precios indexados por Licitación:

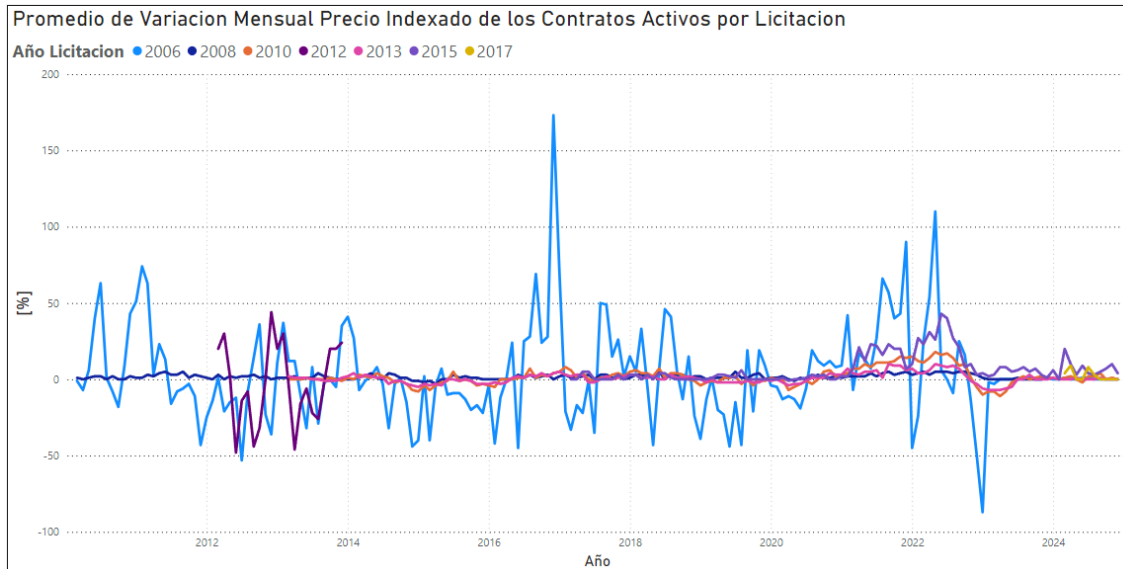


Figura 6.1. Evolución de la variación mensual de los precios indexados de los contratos activos por licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

Lo anterior se puede representar numéricamente en el siguiente mapa de calor con el promedio de la variación de forma anual:

Promedio Anual de la Variación Mensual de los Precios Indexados por Licitación
Valores en [%]

| Year | 2006 | 2008 | 2010 | 2012 | 2013 | 2015 | 2017 |
|------|-------|------|-------|-------|-------|------|------|
| 2010 | 0.85 | 0.11 | | | | | |
| 2011 | 0.58 | 0.31 | | | | | |
| 2012 | -0.62 | 0.16 | | -0.22 | | | |
| 2013 | 0.15 | 0.13 | 0.03 | -0.02 | 0.15 | | |
| 2014 | -0.10 | 0.16 | 0.01 | | 0.06 | | |
| 2015 | -0.69 | 0.01 | -0.29 | | -0.75 | | |
| 2016 | 1.06 | 0.12 | 0.09 | | 0.25 | | |
| 2017 | 0.33 | 0.19 | 0.31 | | 0.47 | 0.14 | |
| 2018 | 0.33 | 0.25 | 0.36 | | 0.50 | 0.17 | |
| 2019 | -0.79 | 0.19 | -0.12 | | -0.47 | 0.15 | |
| 2020 | -0.06 | 0.11 | -0.05 | | -0.11 | 0.08 | |
| 2021 | 3.37 | 0.60 | 1.05 | | 1.89 | 0.51 | |
| 2022 | 0.99 | 0.85 | 1.22 | | 1.75 | 0.58 | |
| 2023 | -1.25 | 0.25 | -0.38 | | -0.97 | 0.13 | |
| 2024 | 0.13 | | 0.10 | | 0.25 | 0.17 | 0.10 |

Figura 6.2. Mapa de calor promedio anual de la variación mensual de los precios indexados por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE [23])

Las variaciones mensuales del precio indexado de contrato por Licitación se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 6.2. Valores Promedio, máximo y mínimo de variación mensual del precio indexado por Licitación.

| Año Licitación | Variación Mensual Promedio [%] | Variación Mensual Máxima [%] | Variación Mensual Mínima [%] |
|----------------|--------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| 2006 | 0,21 | 45,00 | -34,00 |
| 2008 | 0,21 | 1,00 | -1,00 |
| 2010 | 0,21 | 4,00 | -3,00 |
| 2012 | -0,09 | 2,00 | -3,00 |
| 2013 | 0,26 | 8,00 | -8,00 |
| 2015 | 0,29 | 5,00 | -1,00 |
| 2017 | 0,10 | 3,00 | 0,00 |

- Detalle de los contratos con mayor precio indexado promedio:

Tabla 6.3. Contratos con mayor precio indexado promedio.

| Contrato | Precio Base | Promedio Precio Indexado | Máximo Precio | Mínimo Precio | Variación Mensual [%] | Max. Variación [%] | Min. Variación [%] | Indexación |
|-------------------------------------|-------------|--------------------------|---------------|---------------|-----------------------|--------------------|--------------------|---|
| PANGUIPULLI ₂ IC2013/01 | 128,0 | 140,07 | 165 | 127 | 0,28 | 1,0 | -1,0 | CPI 6m (100%) |
| COLBUN- <i>GED</i> 2008/01 | 124,27 | 139,82 | 169 | 124 | 0,29 | 1,0 | -1,0 | CPI 9m (100%) |
| CGED 2012/03-24 <i>ESGENERA</i> B51 | 130,7 | 127,8 | 139 | 117 | -0,15 | 1,0 | -1,0 | Carbón 6m (30%)/CPI 6m(70%)m |
| ENDESA ₃ IC2013/01 | 129,0 | 125,6 | 245 | 85 | 0,22 | 8,0 | -8,0 | Carbón 6m (25%)/GNL 6m(30%)/CPI 6m(25%)/Brent 6m(20%) |
| ENDESA ₃ IC2013/03 | 112,0 | 124,6 | 146 | 111 | 0,27 | 1,0 | -1,0 | CPI 6m(100%) |

- Detalle de los contratos con menor precio indexado promedio:

Tabla 6.4. Contratos con menor precio indexado promedio.

| Contrato | Precio Base | Promedio Precio Indexado | Máximo Precio | Mínimo Precio | Variación Mensual [%] | Max. Variación [%] | Min. Variación [%] | Indexación |
|---|-------------|--------------------------|---------------|---------------|-----------------------|--------------------|--------------------|---------------|
| Energía Renovable Verano Tres SpA ₂ 017/01 | 25,4 | 31,8 | 32 | 31 | 0,3 | 3,0 | 0,0 | CPI 6m (100%) |
| MARIA ELENA SOLAR ₂ 015/01 | 29,1 | 35,55 | 38 | 32 | 0,39 | 3,0 | 0,0 | CPI 6m (100%) |
| Atacama Energy Holdings SpA ₂ 017/01 | 34,1 | 42,6 | 43 | 42 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | CPI 6m (100%) |
| Enel Generacion Chile S.A. ₂ 017/01 | 34,7 | 43,2 | 44 | 43 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | CPI 6m (100%) |
| Cox Energía SpA ₂ 017/01 | 35,2 | 43,9 | 51 | 33 | 0,1 | 3,0 | 0,0 | CPI 6m (100%) |

6.2.2. Puntos de Compra

- Clasificación por Región y Zona para cada Punto de Compra:

Tabla 6.5. *Tabla de Energía Adjudicada por Zona, Región y Punto de Compra*

| Zona | Región | Punto de Compra | Energía Adjudicada [GWh] |
|--------------------|--------------------|----------------------|--------------------------|
| Norte | Arica y Parinacota | Arica 220 | 4 |
| | | Parinacota 220 | 5.736 |
| | | Cóndores 220 | 10.549 |
| | | Lagunas 220 | 118 |
| | | Pozo Almonte 220 | 649 |
| | Tarapacá | Tarapacá 220 | 385 |
| | | Antofagasta 220 | 146 |
| | Antofagasta | Crucero 220 | 6.638 |
| | | Encuentro 220 | 51 |
| Esmeralda 220 | | 12.748 | |
| Mantos Blancos 220 | | 2.691 | |
| Mejillones 220 | | 66 | |
| Centro Norte | Atacama | Atacama 220 | 43 |
| | | Cardones 220 | 11.447 |
| | | Diego de Almagro 220 | 1.838 |
| | | Maitencillo 220 | 2.691 |
| | Coquimbo | Los Vilos 220 | 5.217 |
| | | Pan de Azúcar 220 | 14.038 |
| Valparaíso | Nogales 220 | 563 | |
| | Quillota 220 | 51.722 | |
| Centro | RM | Alto Jahuel 220 | 264.135 |
| | | Polpaico 220 | 78.755 |
| | | Chena 220 | 36.506 |
| | | Cerro Navia 220 | 175.556 |
| | | Melipilla 220 | 3.265 |
| | O'Higgins | Rancagua 220 | 11.150 |
| | | Rapel 220 | 2.074 |
| | | San Fernando 220 | 8.408 |
| | | Ancoa 220 | 8.360 |
| | Maule | Itahue 220 | 32.588 |
| Parral 220 | | 8.149 | |
| Colbún 220 | | 5 | |
| Centro Sur | Bio Bio | Charrúa 220 | 39.876 |
| | | Concepción 220 | 13.575 |
| | | Hualpén 220 | 4.220 |
| | | Lagunillas 220 | 3.787 |
| | | San Vicente 220 | 12.045 |
| | Araucanía | Temuco 220 | 22.702 |
| Sur | Los Ríos | Ciruelos 220 | 577 |
| | | Valdivia 220 | 12.538 |
| | Los Lagos | Barro Blanco 220 | 11.555 |
| | | Puerto Montt 220 | 25.517 |

- Habitantes y energía adjudicada por región:

Tabla 6.6. *Habitantes y energía adjudicada por región de Chile. Fuente: Síntesis de Resultados Censo 2017, INE [34]*

| Región | Número de Habitantes | Energía Adjudicada [GWh] |
|----------------------|----------------------|--------------------------|
| Arica y Parinacota | 226.068 | 5.740 |
| Tarapacá | 330.558 | 11.701 |
| Antofagasta | 607.534 | 19.971 |
| Atacama | 286.168 | 16.020 |
| Coquimbo | 757.586 | 19.256 |
| Valparaíso | 1.815.902 | 52.285 |
| Región Metropolitana | 7.112.808 | 558.217 |
| O'Higgins | 914.555 | 21.632 |
| Maule | 1.044.950 | 49.101 |
| Ñuble | 480.609 | 0 |
| Bio Bio | 1.556.805 | 73.504 |
| Araucanía | 957.224 | 22.702 |
| Los Ríos | 384.837 | 13.115 |
| Los Lagos | 828.708 | 37.073 |

6.2.3. Efectividad Indexadores

A continuación se presenta la evolución del precio indexado, precio base y costo marginales por Licitación:

- Licitación 2006:

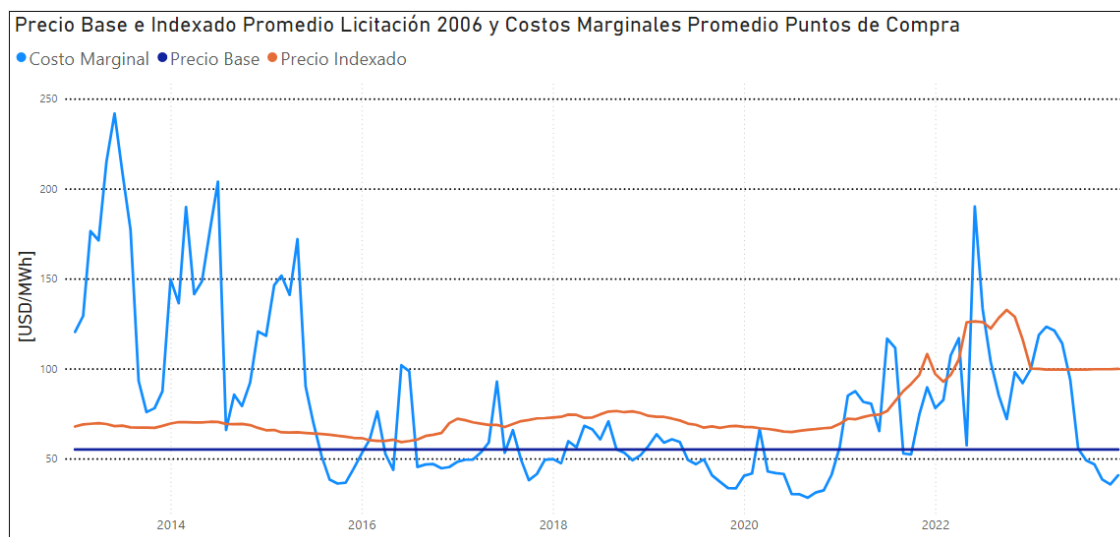


Figura 6.3. *Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2006 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])*

- Licitación 2008:

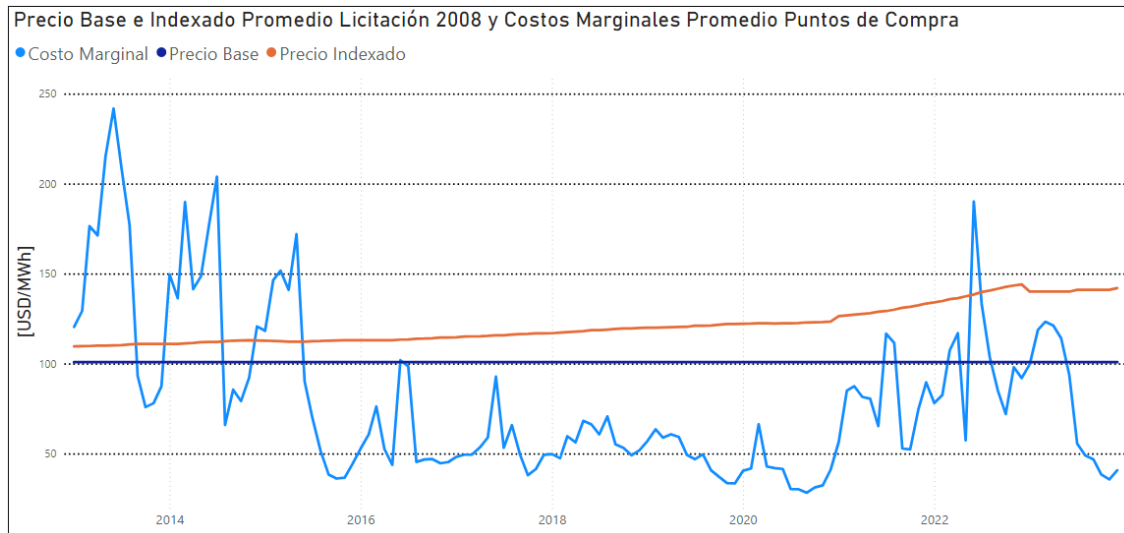


Figura 6.4. Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2008 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- Licitación 2010:

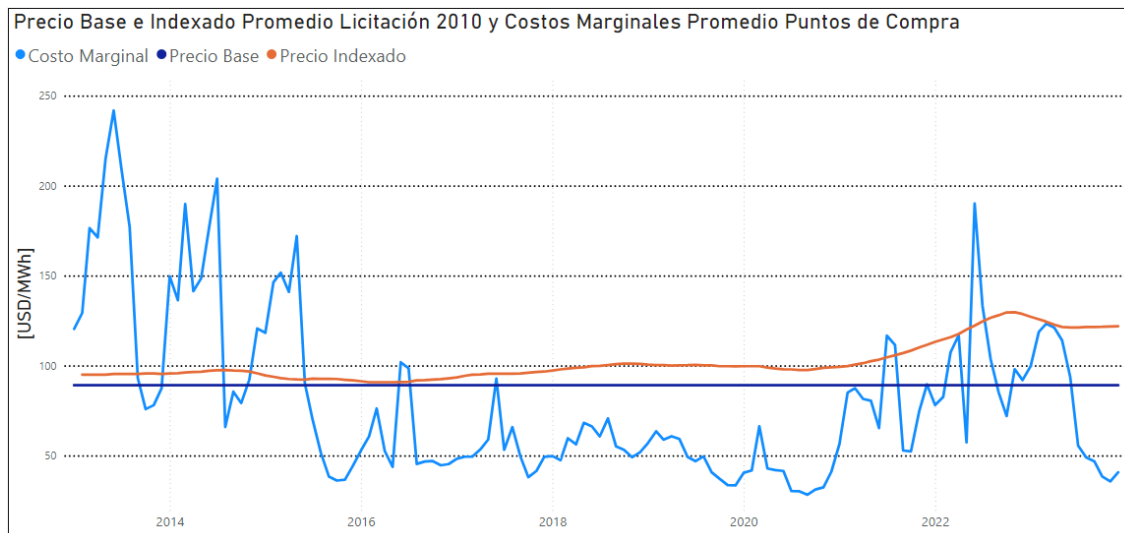


Figura 6.5. Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2010 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- Licitación 2012:

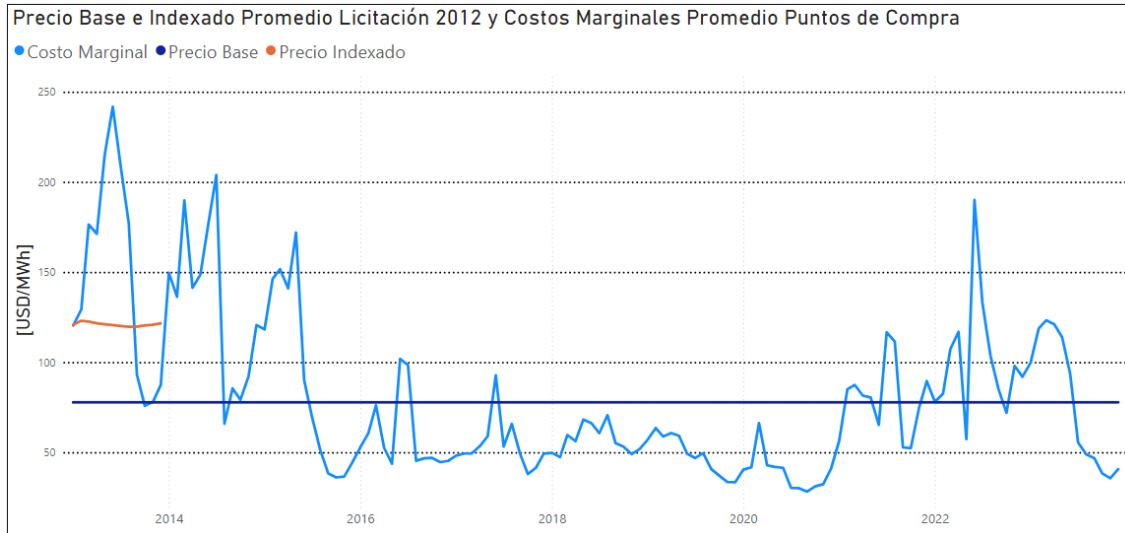


Figura 6.6. Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2012 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

■ Licitación 2013:

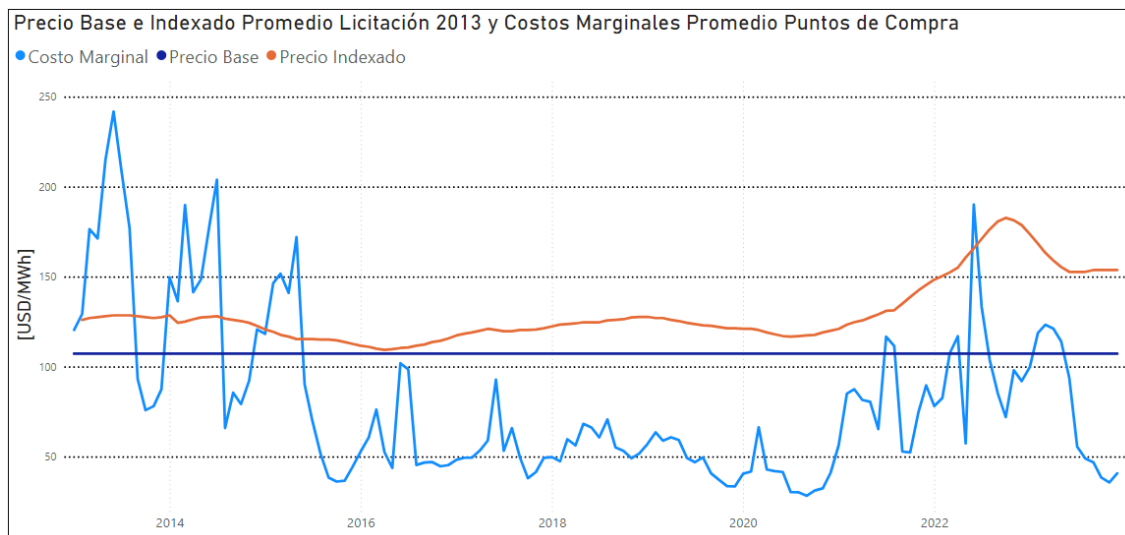


Figura 6.7. Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2013 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

■ Licitación 2015:

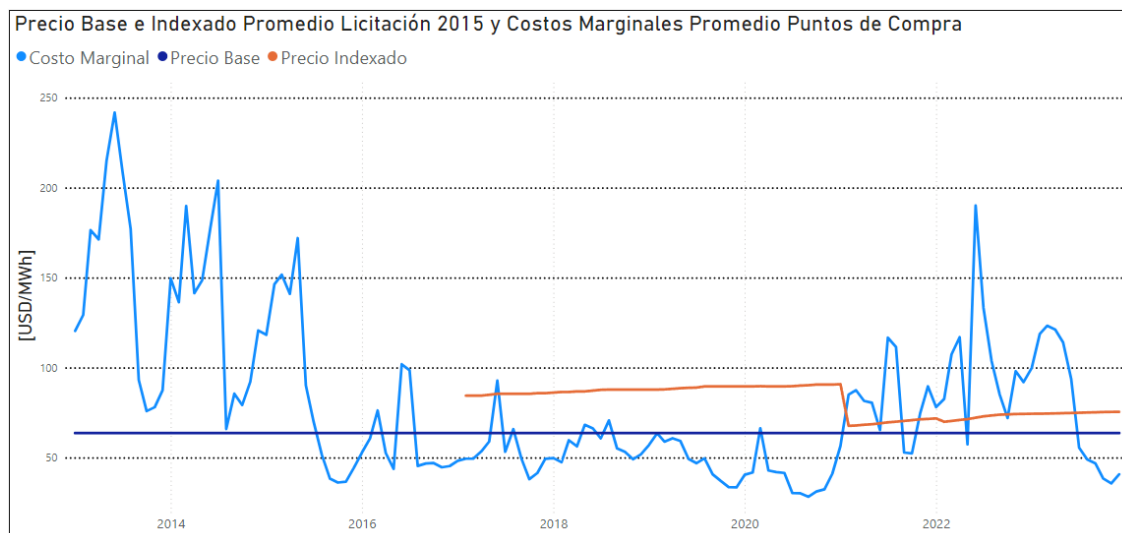


Figura 6.8. Precio Base e Indexado Promedio Licitación 2015 y Costos Marginales Promedio por Mes. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

6.3. Capítulo 4

6.3.1. Indexación a Índices de Precios al Consumidor

- Detalle de las divisiones para el IPC:

Tabla 6.7. Detalle divisiones para el cálculo del IPC y su ponderación.

| División | Glosa | Ponderación [%] |
|----------|-------------------------------------|-----------------|
| 1 | ALIMENTOS Y BEBIDAS NO ALCOHÓLICAS | 22,44 |
| 2 | BEBIDAS ALCOHÓLICAS Y TABACO | 3,73 |
| 3 | VESTUARIO Y CALZADO | 2,94 |
| 4 | VIVIENDA Y SERVICIOS BÁSICOS | 16,98 |
| 5 | EQUIPAMIENTO Y MANTENCIÓN DEL HOGAR | 6,27 |
| 6 | SALUD | 8,32 |
| 7 | TRANSPORTES | 13,63 |
| 8 | COMUNICACIONES | 6,55 |
| 9 | RECREACIÓN Y CULTURA | 4,82 |
| 10 | EDUCACIÓN | 4,25 |
| 11 | RESTAURANTES Y HOTELES | 6,30 |
| 12 | BIENES Y SERVICIOS DIVERSOS | 3,78 |

- Diferencias horarias entre precio de contrato y costo marginal del Punto de Compra por Licitación:

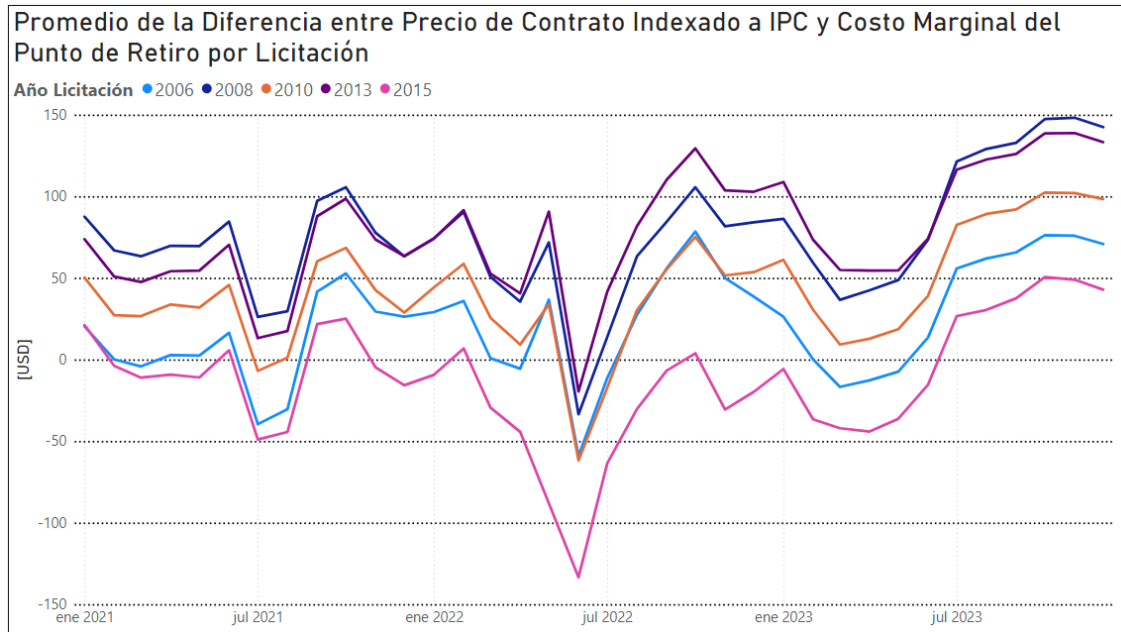


Figura 6.9. *Diferencias horarias entre precios de contrato y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])*

- Promedio de diferencias horarias por Licitación y hora:

| Promedio de las Diferencias Horarias Precio Contrato y Costo Marginal por Licitación | | | | | |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| Valores en [USD/MWh] | | | | | |
| Hora | 2006 | 2008 | 2010 | 2013 | 2015 |
| 1 | -3.39 | 47.48 | 17.52 | 52.29 | -29.21 |
| 2 | 3.44 | 54.88 | 24.21 | 59.30 | -22.28 |
| 3 | 8.95 | 60.89 | 29.53 | 64.88 | -16.68 |
| 4 | 11.69 | 64.16 | 31.94 | 67.40 | -14.19 |
| 5 | 11.91 | 64.49 | 31.97 | 67.52 | -14.03 |
| 6 | 8.03 | 60.43 | 27.81 | 63.53 | -17.91 |
| 7 | -1.56 | 50.15 | 18.68 | 53.76 | -27.67 |
| 8 | 8.30 | 59.46 | 30.06 | 64.77 | -31.40 |
| 9 | 44.89 | 92.73 | 67.73 | 104.33 | 26.32 |
| 10 | 55.71 | 102.37 | 79.59 | 116.34 | 39.98 |
| 11 | 51.05 | 97.77 | 74.79 | 111.03 | 36.64 |
| 12 | 51.73 | 98.50 | 75.78 | 111.69 | 37.54 |
| 13 | 55.48 | 102.26 | 79.73 | 115.50 | 41.00 |
| 14 | 58.75 | 105.27 | 83.02 | 119.62 | 45.94 |
| 15 | 59.73 | 105.98 | 84.00 | 120.94 | 48.33 |
| 16 | 60.71 | 107.09 | 84.98 | 121.58 | 49.28 |
| 17 | 53.43 | 99.72 | 77.20 | 113.51 | 40.71 |
| 18 | 33.62 | 80.57 | 55.96 | 91.38 | 20.02 |
| 19 | 15.55 | 65.39 | 38.02 | 72.86 | -1.54 |
| 20 | -13.48 | 36.29 | 7.55 | 42.34 | -32.50 |
| 21 | -32.26 | 16.80 | -12.17 | 22.71 | -52.47 |
| 22 | -32.57 | 16.29 | -12.42 | 22.51 | -52.73 |
| 23 | -24.46 | 24.93 | -4.11 | 30.78 | -48.28 |
| 24 | -14.97 | 34.92 | 5.32 | 40.40 | -34.92 |

Figura 6.10. Promedio por hora de las diferencias horarias entre precios de contrato y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- Evolución de la valorización anual por Licitación:

| Valorización por Retiros de Energía por Licitación | | | | | |
|--|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Valores en [USD] | | | | | |
| Año | 2006 | 2008 | 2010 | 2013 | 2015 |
| 2021 | 55,194,456.54 | 401,081,955.64 | 55,435,369.90 | 177,329,253.08 | 5,904,979.20 |
| 2022 | 15,699,983.69 | 321,220,556.04 | 61,310,205.71 | 355,044,069.08 | -34,496,283.22 |
| 2023 | 87,229,084.25 | 229,470,464.75 | 122,496,683.31 | 370,316,644.89 | 43,165,483.22 |

Figura 6.11. Diferencias horarias entre precios de contrato y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

6.3.2. Indexación a Desacoples

- Diferencias horarias entre precio de contrato y costo marginal del Punto de Compra por Licitación:

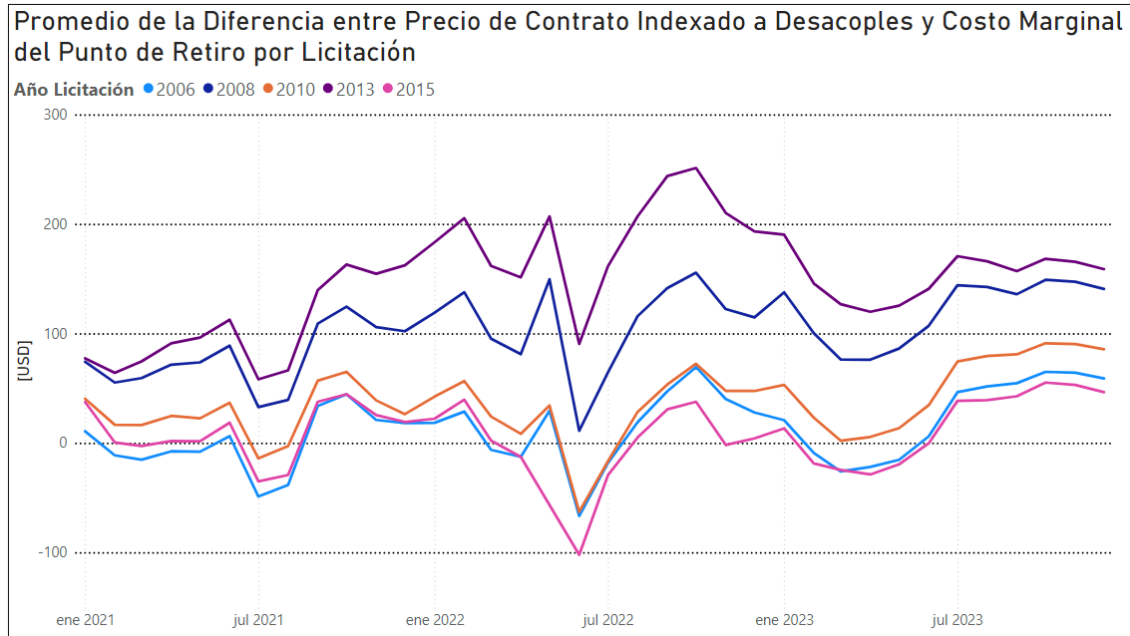


Figura 6.12. Diferencias horarias entre precios de contrato indexados a desacoples y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- Promedio de diferencias horarias por Licitación y hora:

| Promedio de las Diferencias Horarias Precio Contrato y Costo Marginal por Licitación | | | | | |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| Valores en [USD/MWh] | | | | | |
| Hora | 2006 | 2008 | 2010 | 2013 | 2015 |
| 1 | -12.49 | 74.46 | 11.42 | 121.78 | -8.33 |
| 2 | -5.46 | 82.18 | 18.11 | 128.87 | -1.31 |
| 3 | 0.10 | 88.25 | 23.43 | 134.49 | 4.29 |
| 4 | 2.85 | 91.65 | 25.85 | 137.14 | 6.78 |
| 5 | 3.02 | 91.80 | 25.88 | 137.11 | 6.75 |
| 6 | -0.90 | 87.79 | 21.73 | 133.25 | 2.91 |
| 7 | -10.57 | 77.20 | 12.58 | 123.29 | -6.79 |
| 8 | -0.73 | 85.83 | 24.00 | 134.60 | -31.31 |
| 9 | 35.84 | 117.99 | 61.71 | 174.52 | 26.64 |
| 10 | 46.69 | 127.48 | 73.57 | 186.27 | 40.28 |
| 11 | 41.99 | 122.41 | 68.79 | 180.55 | 36.98 |
| 12 | 42.69 | 123.01 | 69.77 | 181.15 | 37.89 |
| 13 | 46.47 | 126.93 | 73.73 | 185.04 | 41.40 |
| 14 | 49.91 | 130.30 | 77.02 | 189.15 | 46.38 |
| 15 | 51.03 | 131.24 | 78.00 | 190.47 | 48.81 |
| 16 | 51.99 | 132.21 | 78.96 | 191.02 | 49.72 |
| 17 | 44.32 | 124.20 | 71.20 | 183.07 | 41.09 |
| 18 | 23.54 | 103.34 | 49.95 | 161.00 | 48.59 |
| 19 | 4.82 | 87.04 | 32.00 | 142.58 | 26.61 |
| 20 | -24.21 | 58.36 | 1.48 | 111.62 | -5.01 |
| 21 | -42.22 | 41.56 | -18.25 | 91.69 | -24.92 |
| 22 | -42.33 | 41.44 | -18.49 | 91.54 | -24.96 |
| 23 | -33.97 | 50.53 | -10.18 | 99.92 | -27.58 |
| 24 | -24.33 | 60.90 | -0.75 | 109.60 | -6.82 |

Figura 6.13. Promedio por hora de las diferencias horarias entre precios de contrato indexados a desacoples y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- Evolución de la valorización anual por Licitación:

| Valorización por Retiros de Energía por Licitación | | | | | |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|
| Valores en [USD] | | | | | |
| Año | 2006 | 2008 | 2010 | 2013 | 2015 |
| 2021 | -42,374,528.34 | 446,331,885.71 | 43,903,768.67 | 375,449,528.55 | 19,834,199.06 |
| 2022 | -46,122,877.72 | 618,029,516.35 | 60,241,025.09 | 827,926,944.07 | -6,815,181.77 |
| 2023 | 44,384,377.66 | 249,040,381.30 | 110,513,446.05 | 625,232,904.83 | 44,215,293.07 |

Figura 6.14. Diferencias horarias entre precios de contrato y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

6.3.3. Indexación a Generación Hidráulica

6.3.3.a. Correlación

Correlación entre generación hidráulica y costos marginales por zonas:

■ Zona Norte

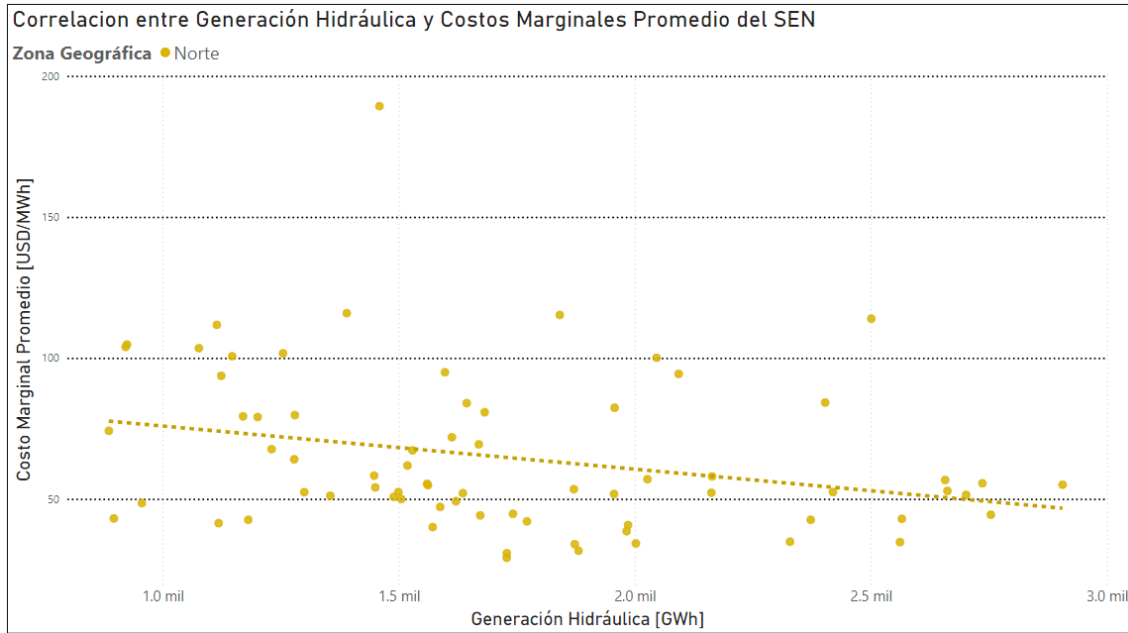


Figura 6.15. Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio de la zona Norte. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

■ Zona Centro-Norte

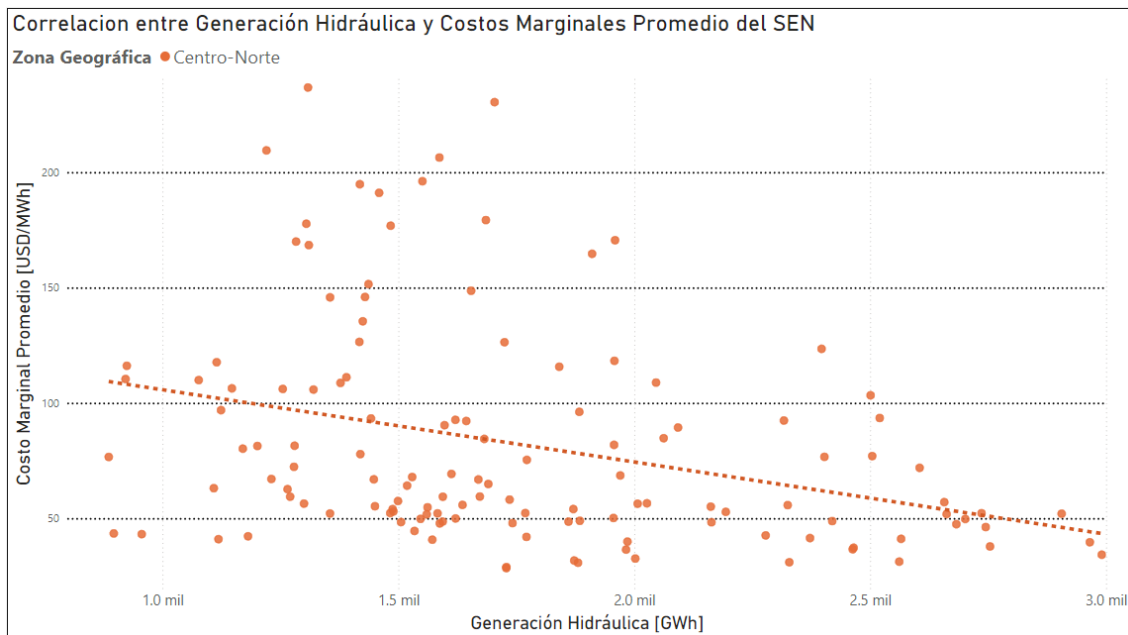


Figura 6.16. Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio de la zona Centro-Norte. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

■ Zona Centro

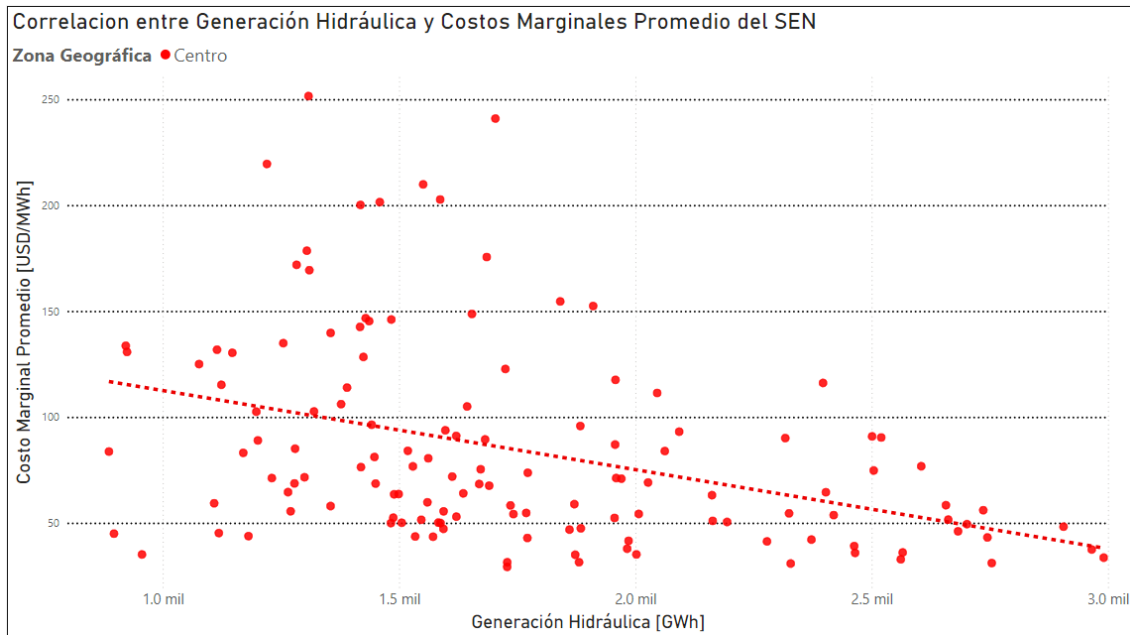


Figura 6.17. Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio de la zona Centro. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

■ Zona Centro-Sur

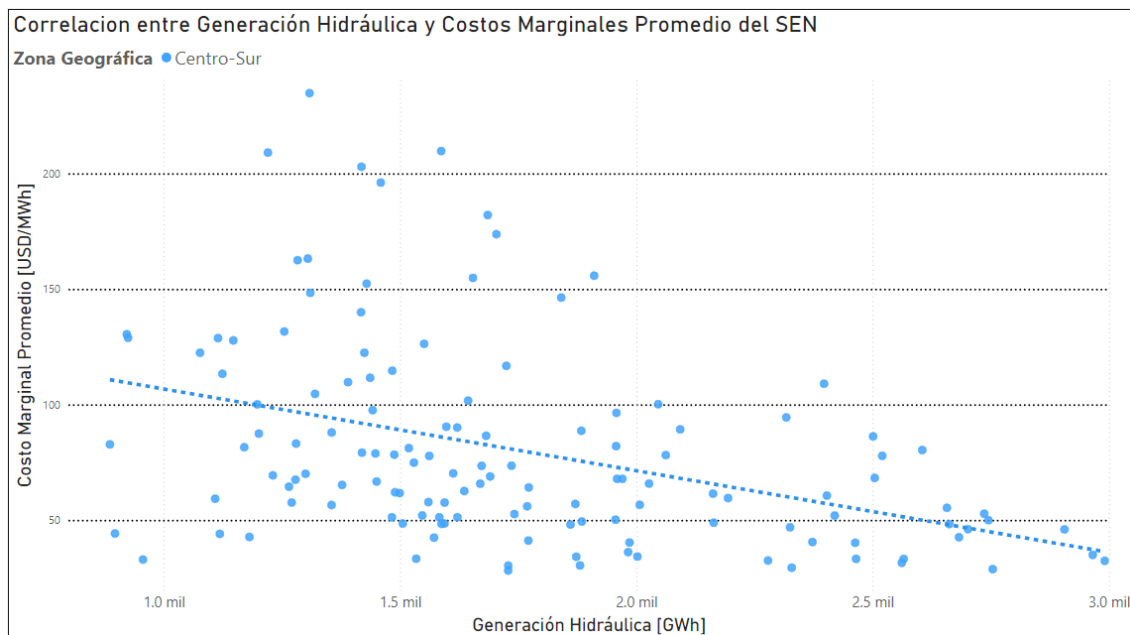


Figura 6.18. Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio de la zona Centro-Sur. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

■ Zona Sur

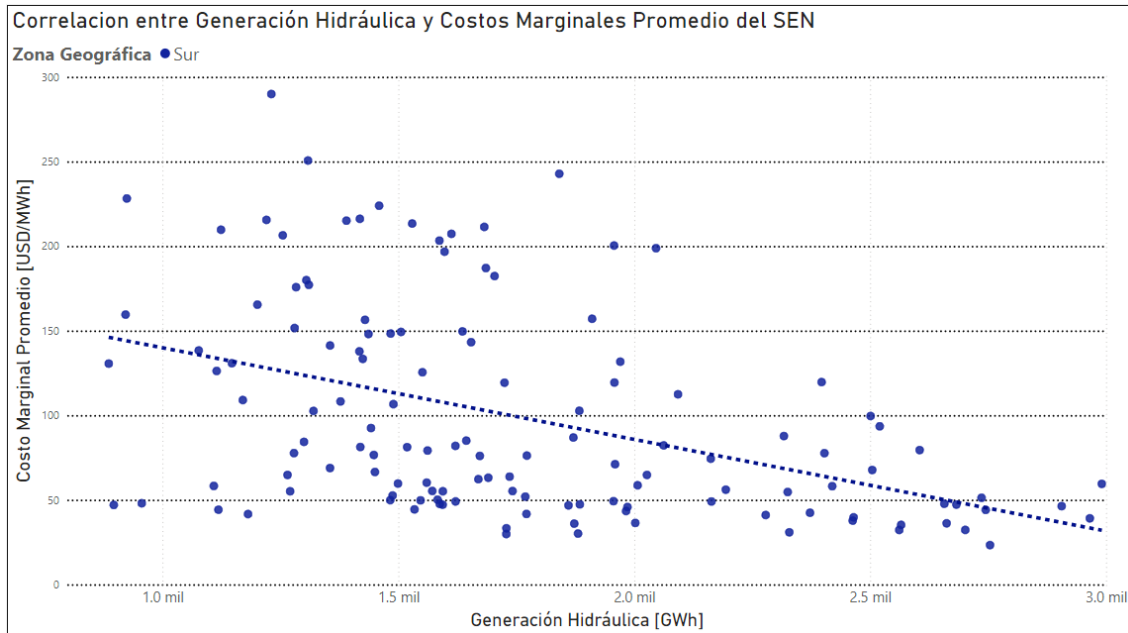


Figura 6.19. Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio de la zona Sur. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

■ Nivel SEN

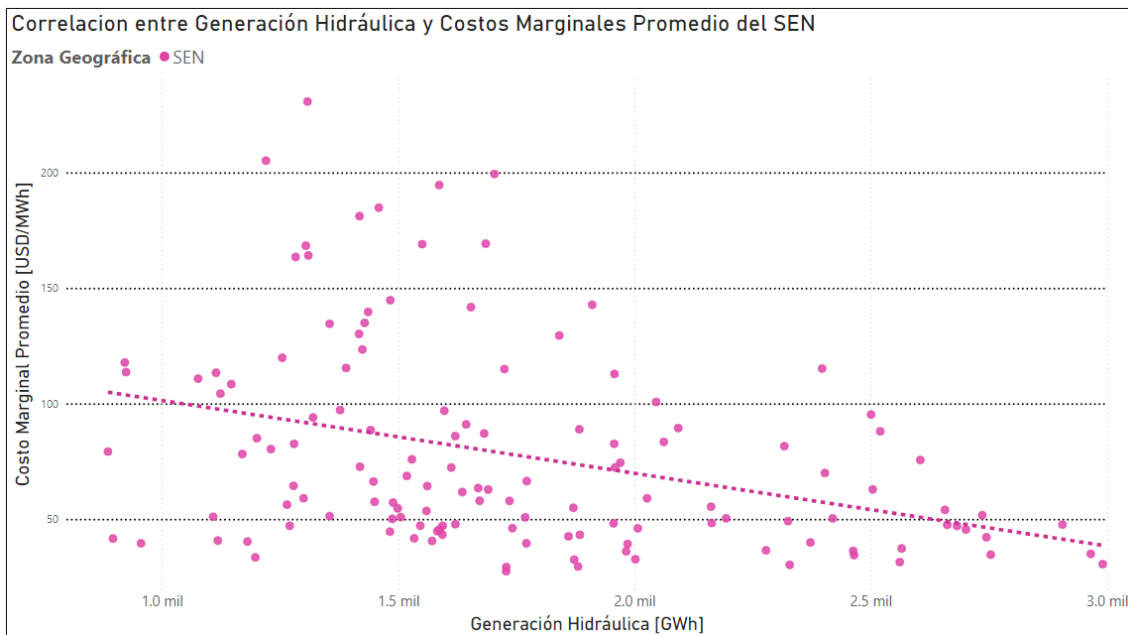


Figura 6.20. Correlación entre generación hidráulica y costos marginales promedio a nivel SEN. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

6.3.3.b. Precios de Contrato Indexados

Cambio de los precios de contrato indexados a generación hidráulica respecto al caso base:

- Promedio por mes de los precios de contrato del caso base y costo marginal:

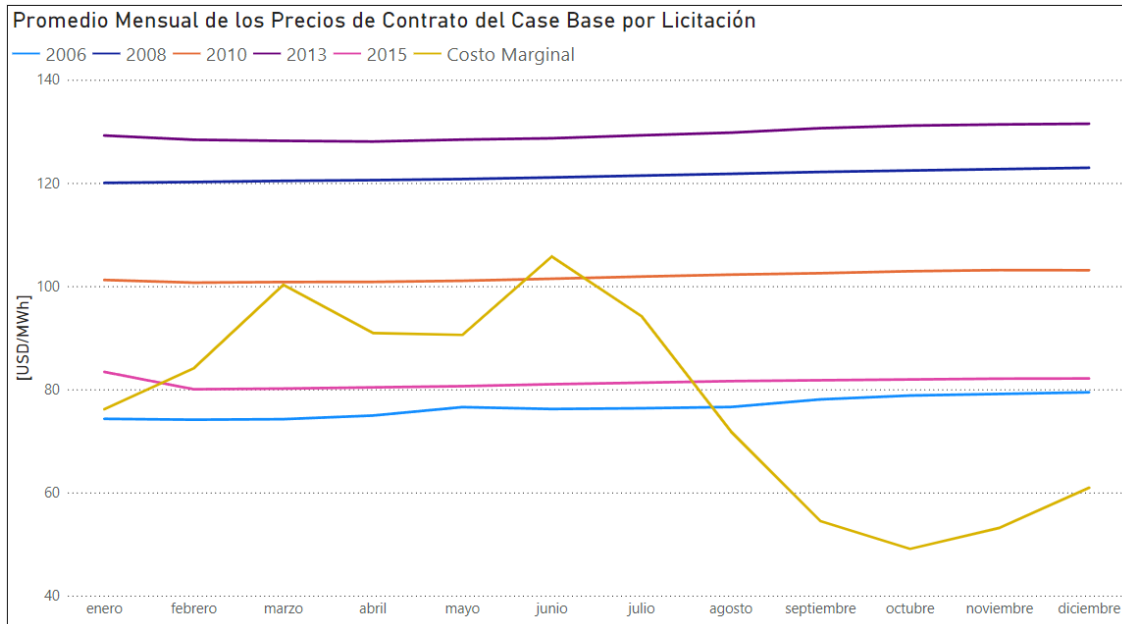


Figura 6.21. Promedio mensual de los contratos indexados del caso base por Licitación y costo marginal. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

- Cambio de los precios de contrato respecto al caso base:

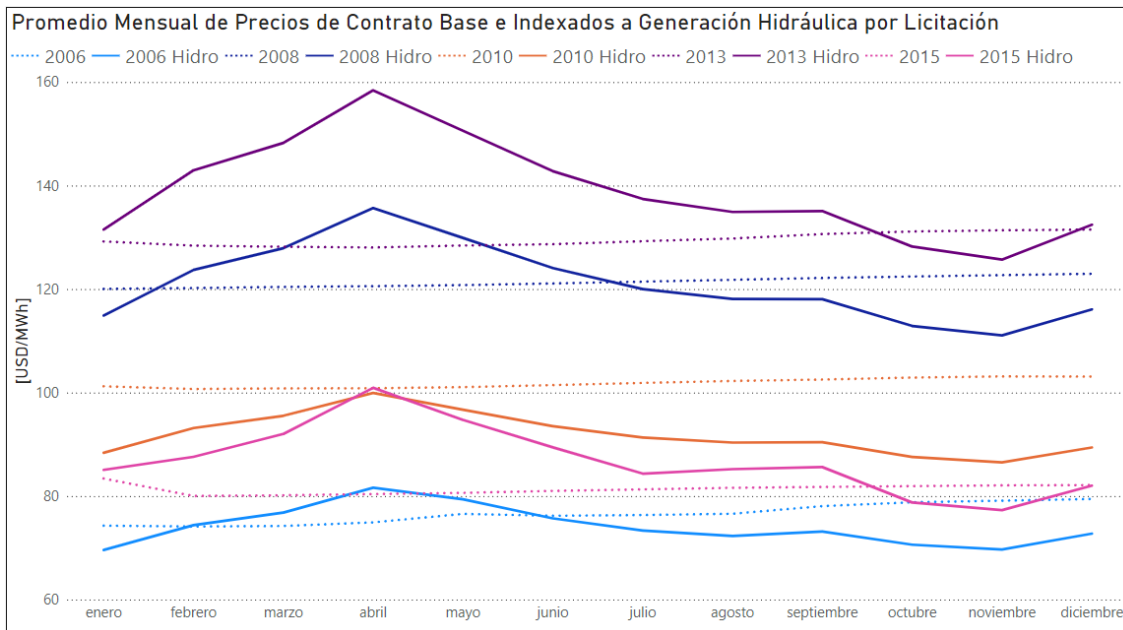


Figura 6.22. Promedio mensual de los contratos indexados del caso base por Licitación y costo marginal. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

- Promedio por mes de los precios de contrato indexados a generación hidráulica y costo marginal:

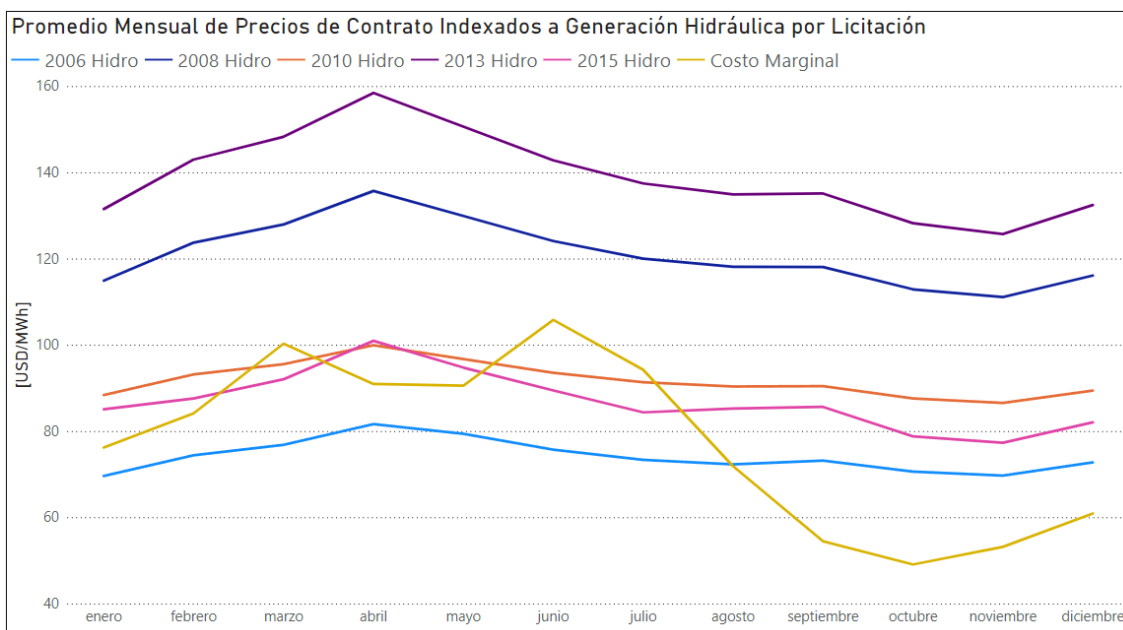


Figura 6.23. Promedio mensual de los contratos indexados del caso base por Licitación y costo marginal. (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional [32])

6.3.3.c. Desempeño Contratos Indexados a Generación Hidráulica

- Evolución de las diferencias entre precio de contrato y costo marginal del Punto de Compra:

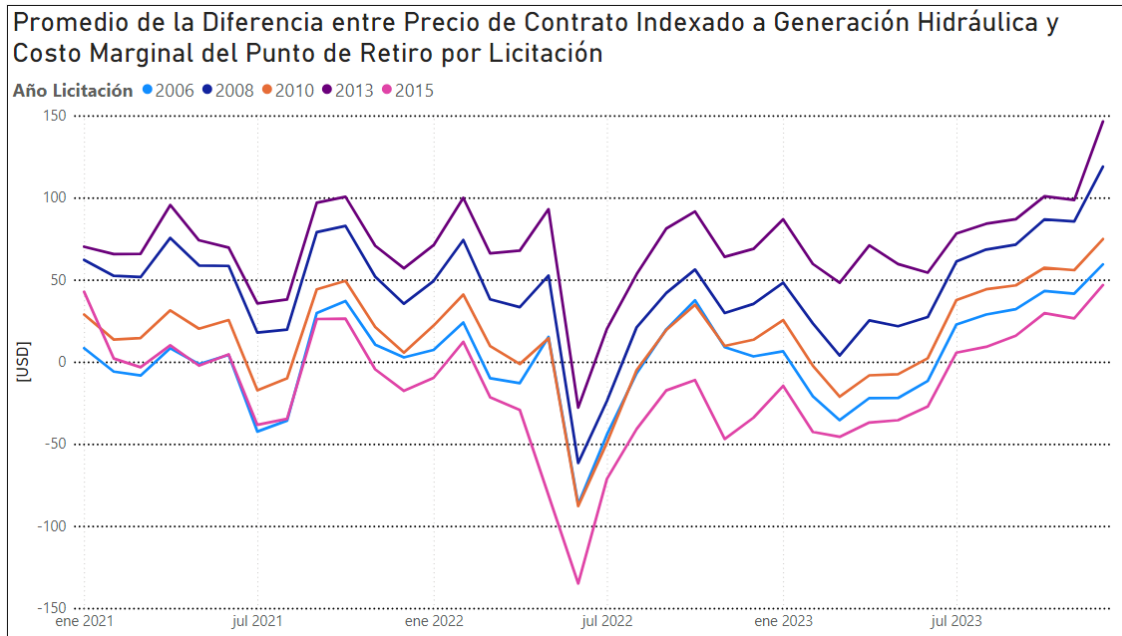


Figura 6.24. Diferencias horarias entre precios de contrato indexados a generación hidráulica y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- Promedio de diferencias horarias por Licitación y hora:

| Promedio de las Diferencias Horarias Precio Contrato y Costo Marginal por Licitación | | | | | |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| Valores en [USD/MWh] | | | | | |
| Hora | 2006 | 2008 | 2010 | 2013 | 2015 |
| 1 | -22.34 | 21.39 | -9.62 | 44.90 | -33.54 |
| 2 | -15.32 | 29.05 | -2.92 | 51.91 | -26.54 |
| 3 | -9.75 | 35.14 | 2.38 | 57.46 | -20.97 |
| 4 | -7.04 | 38.45 | 4.76 | 59.91 | -18.55 |
| 5 | -6.83 | 38.76 | 4.84 | 60.10 | -18.48 |
| 6 | -10.72 | 34.75 | 0.75 | 56.23 | -22.30 |
| 7 | -20.33 | 24.31 | -8.36 | 46.51 | -31.93 |
| 8 | -10.48 | 33.04 | 3.07 | 57.52 | -29.67 |
| 9 | 26.19 | 65.32 | 40.87 | 97.26 | 28.34 |
| 10 | 37.13 | 75.05 | 52.86 | 109.49 | 42.07 |
| 11 | 32.68 | 70.70 | 48.37 | 104.67 | 38.94 |
| 12 | 33.40 | 71.36 | 49.36 | 105.36 | 39.85 |
| 13 | 37.17 | 75.24 | 53.33 | 109.18 | 43.36 |
| 14 | 40.64 | 78.66 | 56.65 | 113.35 | 48.37 |
| 15 | 41.76 | 79.61 | 57.64 | 114.68 | 50.80 |
| 16 | 42.70 | 80.58 | 58.58 | 115.26 | 51.69 |
| 17 | 35.00 | 72.45 | 50.78 | 107.17 | 43.05 |
| 18 | 14.12 | 51.37 | 29.41 | 84.82 | 14.23 |
| 19 | -4.67 | 34.87 | 11.38 | 66.16 | -7.84 |
| 20 | -33.78 | 6.06 | -19.22 | 35.50 | -39.35 |
| 21 | -51.72 | -10.55 | -38.86 | 16.02 | -59.09 |
| 22 | -51.84 | -10.69 | -39.13 | 15.78 | -59.16 |
| 23 | -43.48 | -1.62 | -30.80 | 24.09 | -52.39 |
| 24 | -33.85 | 8.73 | -21.39 | 33.67 | -41.09 |

Figura 6.25. Promedio por hora de las diferencias horarias entre precios de contrato indexados a desacoples y costos marginales de los Puntos de Compra por Licitación. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- Evolución de la valorización anual por Licitación:

| Valorización por Retiros de Energía por Licitación | | | | | |
|--|-----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|
| Valores en [USD] | | | | | |
| Año | 2006 | 2008 | 2010 | 2013 | 2015 |
| 2021 | -26,582,932.14 | 303,669,599.45 | 29,807,268.25 | 246,463,624.33 | 27,902,450.29 |
| 2022 | -129,347,415.54 | 145,868,525.86 | 4,390,900.87 | 292,058,147.18 | -37,442,470.78 |
| 2023 | 1,841,528.38 | 109,317,201.82 | 53,151,408.50 | 322,445,533.27 | 26,506,336.66 |

Figura 6.26. Valorización anual por retiros de energía. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

6.3.4. Traspaso al Cliente Final

6.3.4.a. PNP período Completo

Precio Nudo Promedio por indexador propuesto:

- Caso Base

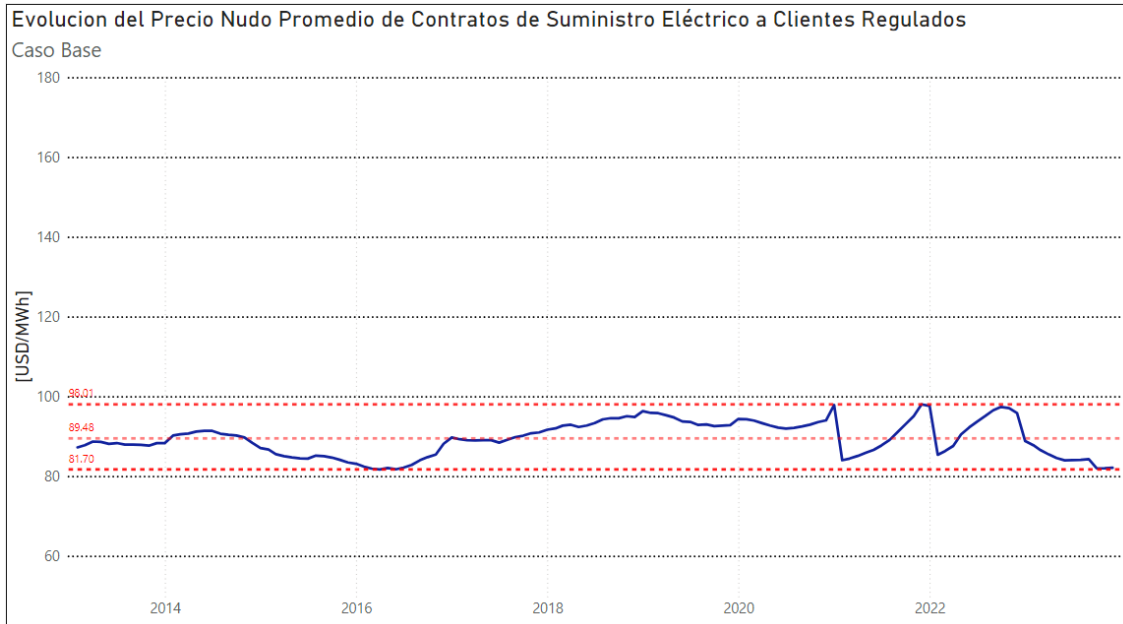


Figura 6.27. Evolución del Precio Nudo Promedio Caso Base. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- IPC

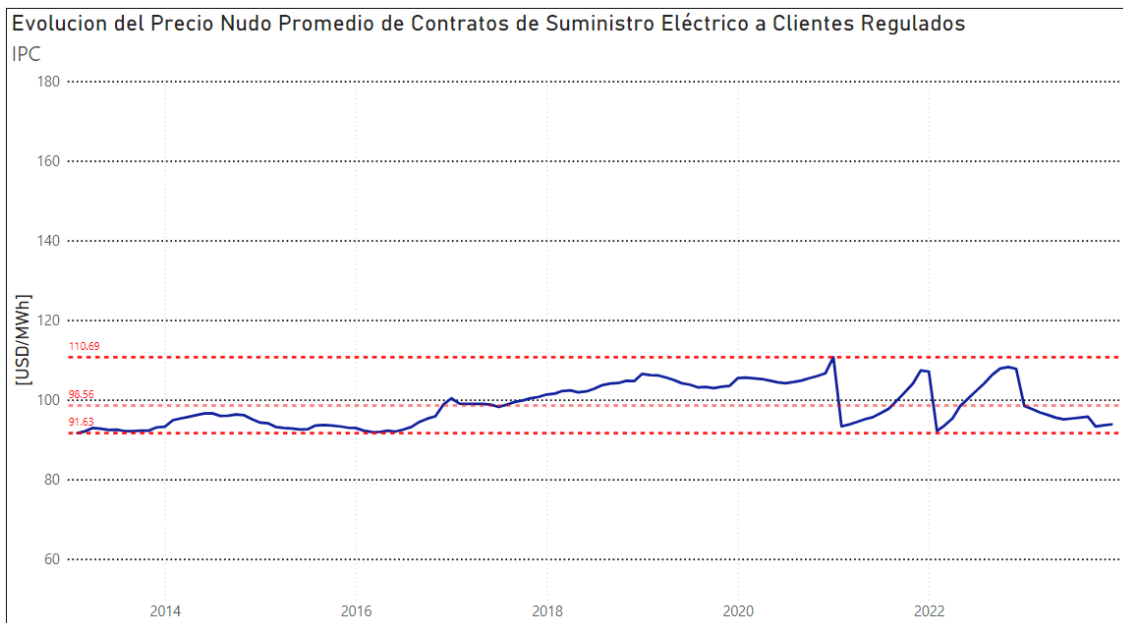


Figura 6.28. Evolución del Precio Nudo Promedio indexado a IPC. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- Desacoples

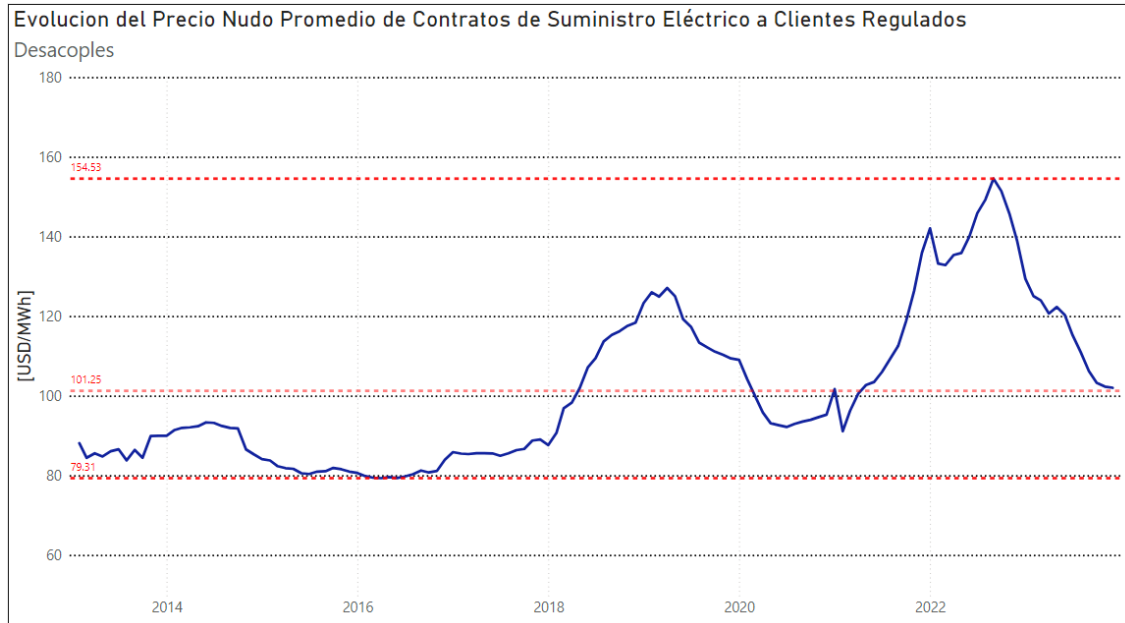


Figura 6.29. Evolución del Precio Nudo Promedio indexado a desacoples. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- Generación Hidráulica

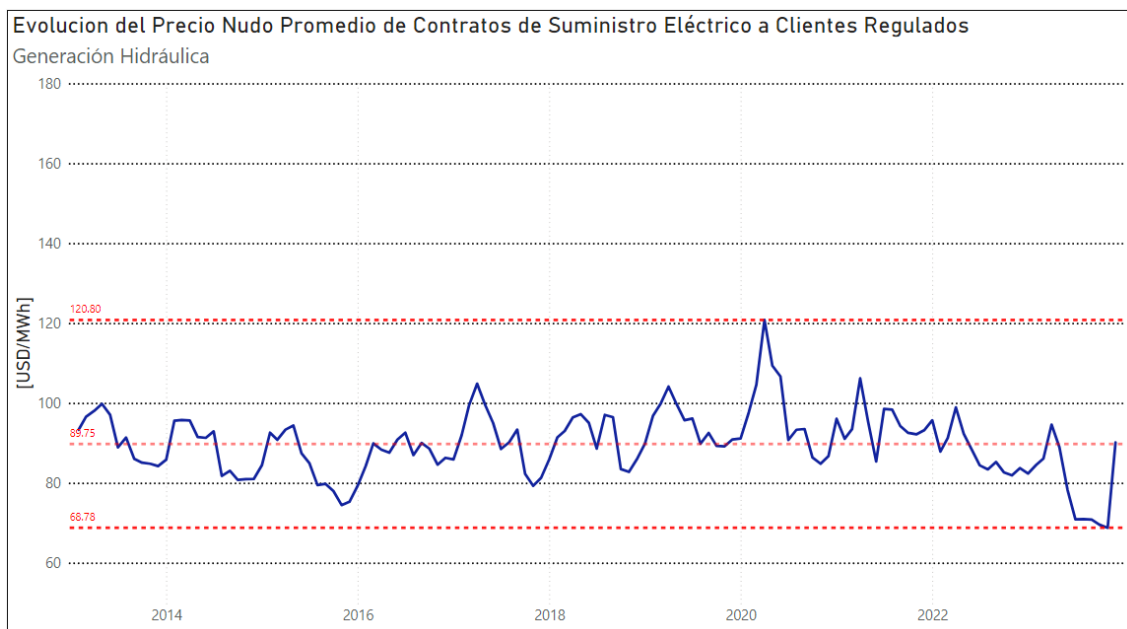


Figura 6.30. Evolución del Precio Nudo Promedio indexado a generación hidráulica. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

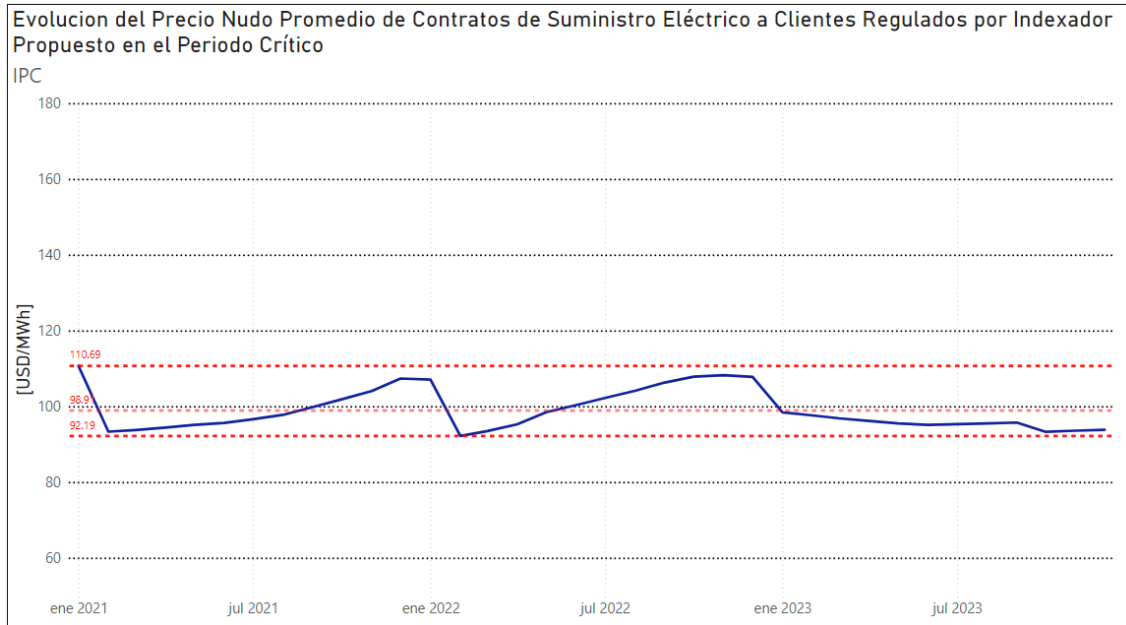


Figura 6.32. Evolución del Precio Nudo Promedio indexado a IPC en el período crítico 2021-2023. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- Desacoples

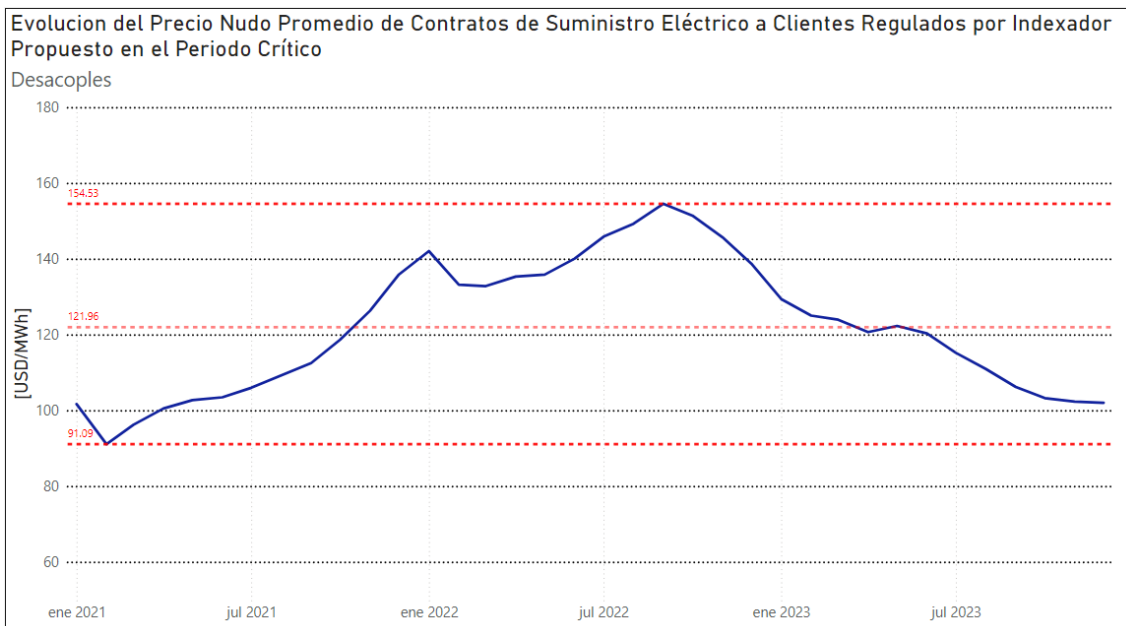


Figura 6.33. Evolución del Precio Nudo Promedio indexado a desacoples en el período crítico 2021-2023. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Comisión Nacional de Energía [23])

- Generación Hidráulica

