

# Efecto del mínimo técnico de unidades generadoras en el cálculo del costo marginal de corto plazo sobre la señal de inversión de largo plazo

---

Carlos Eduardo Vergara Branje

---

2016

Requisito parcial para obtener el título de:  
Ingeniero Electricista

Profesores Guía:  
Dr. Esteban Gil Sagás (UTFSM)  
Dr. Ignacio A. Calle (UTFSM)

Correfente:  
M.Sc. Alex Santander (CDEC-SING)

Valparaíso, Diciembre.



# Efecto del mínimo técnico de unidades generadoras en el cálculo del costo marginal de corto plazo sobre la señal de inversión de largo plazo

---

Carlos Eduardo Vergara Branje

---

2016

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la institución.

*“Nuestros primeros esfuerzos son puramente instintivas incitaciones de vívida e  
indisciplinada imaginación. Pero esos impulsos tempranos, aunque no son  
inmediatamente productivos, son del momento más grande y podrían darle forma a  
nuestros mismos destinos.”*  
— Nikola Tesla

# Agradecimientos

Al llegar a esta etapa de mi vida, no puedo sino agradecer a todas las personas que de alguna forma fueron parte en mi formación académica y personal.

En primer lugar quisiera agradecer a mis profesores guía: Ignacio Calle y Esteban Gil; y a mis tutores del CDEC-SING: Giovani Bastidas, Juan García y Alex Santander. Por su apoyo y buena disposición para resolver mis dudas durante el desarrollo de este trabajo, a pesar de la carga académica o laboral.

También quiero agradecer a CONICYT que, a través del proyecto basal FB0008 “Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering (AC3E)” y el proyecto Fondecyt 1151270 “Power Systems Capacity Expansion Planning Under Uncertainty”, colaboraron con el desarrollo de este trabajo.

Aunque no fue parte de este trabajo, quiero agradecer al profesor Victor Hinojosa, quien me motivó a seguir el área de sistemas de potencia. Sus enseñanzas fueron la base de lo que se aplica en esta tesis.

También quiero agradecer a Don Nelson Leiva (QEPD), quien marcó mi carrera como estudiante, al compartir sus experiencias y aconsejarme en mis últimos años de estudio.

A mis compañeros del LISEP, por las conversaciones que de alguna forma complementaron al desarrollo de este trabajo. Un agradecimiento especial a Sergio Díaz, por facilitarme material de estudio y guiarme en el uso del software PLEXOS.

A mis amigos y compañeros que hice en la universidad; Campus San Joaquín y Casa Central; por hacer mi estadía en la universidad más entretenida y llevadera.

A los paracadémicos del departamento: Yeannet, Omar, Don Ricardo, Claudio, Andrés y Videla. Por su buena disposición y ayuda en los laboratorios.

A mi pareja Gabriela, por su apoyo y preocupación, especialmente durante el desarrollo de este trabajo.

Muchas gracias a mi familia, especialmente a mis padres: Marcelo e Ingrid, quienes fueron el principal apoyo desde que entré a la universidad. La formación y valores que me han inculcado, son los que me han permitido llegar a esta etapa.

# Índice de contenidos

|                                                              |           |
|--------------------------------------------------------------|-----------|
| Índice de contenidos                                         | III       |
| Índice de figuras                                            | V         |
| Índice de tablas                                             | VI        |
| Resumen                                                      | 1         |
| Abstract                                                     | 2         |
| <b>1. Introducción</b>                                       | <b>4</b>  |
| 1.1. Motivación . . . . .                                    | 4         |
| 1.2. Objetivos . . . . .                                     | 7         |
| 1.2.1. Objetivo principal . . . . .                          | 7         |
| 1.2.2. Objetivos específicos . . . . .                       | 7         |
| 1.3. Alcance . . . . .                                       | 8         |
| 1.4. Estructura del documento . . . . .                      | 8         |
| <b>2. El mercado eléctrico</b>                               | <b>10</b> |
| 2.1. Agentes del mercado . . . . .                           | 10        |
| 2.2. Conceptos de un mercado eléctrico . . . . .             | 11        |
| 2.3. Modelos de mercados eléctricos . . . . .                | 13        |
| 2.3.1. Modelo tipo Pool . . . . .                            | 14        |
| 2.3.2. Bolsa de energía . . . . .                            | 15        |
| 2.3.3. Contratos bilaterales físicos . . . . .               | 15        |
| 2.3.4. Contratos bilaterales financieros . . . . .           | 16        |
| 2.4. Mercados eléctricos: situación internacional . . . . .  | 17        |
| 2.4.1. Mercado eléctrico californiano . . . . .              | 17        |
| 2.4.2. Sector noruego y nórdico . . . . .                    | 18        |
| 2.4.3. Mercado Argentino . . . . .                           | 18        |
| 2.4.4. BE de Leipzig, Alemania . . . . .                     | 18        |
| 2.4.5. Mercado Neozelandés . . . . .                         | 19        |
| 2.4.6. Mercado Español . . . . .                             | 19        |
| 2.5. Funcionamiento del mercado eléctrico nacional . . . . . | 19        |
| 2.6. Costos marginales: potencia y energía . . . . .         | 21        |
| 2.7. Costo de falla . . . . .                                | 22        |
| <b>3. Modelos matemáticos utilizados</b>                     | <b>23</b> |
| 3.1. Generalidades de los modelos de expansión . . . . .     | 23        |

|                                                                             |           |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.2. Modelo de expansión de generación: formulación clásica . . . . .       | 23        |
| 3.2.1. Función objetivo . . . . .                                           | 24        |
| 3.2.2. Balance nodal . . . . .                                              | 24        |
| 3.2.3. Ecuaciones de flujo de carga . . . . .                               | 25        |
| 3.2.4. Límites de generación . . . . .                                      | 25        |
| 3.3. Restricciones adicionales . . . . .                                    | 26        |
| 3.4. Modelo de expansión de generación: inversión continua . . . . .        | 26        |
| 3.5. Obtención de costos marginales . . . . .                               | 27        |
| 3.6. Evaluación económica . . . . .                                         | 28        |
| 3.6.1. Anualidades . . . . .                                                | 28        |
| 3.6.2. Pagos por energía . . . . .                                          | 29        |
| 3.6.3. Pagos por potencia . . . . .                                         | 29        |
| <b>4. Metodología propuesta . . . . .</b>                                   | <b>31</b> |
| 4.1. Sistema uninodal . . . . .                                             | 31        |
| 4.1.1. Caso 1: inversión continua . . . . .                                 | 31        |
| 4.1.2. Caso 2: Inversión discreta . . . . .                                 | 31        |
| 4.1.3. Consideraciones de los sistemas uninodales . . . . .                 | 32        |
| 4.2. Sistema modificado del SING . . . . .                                  | 32        |
| 4.2.1. Caso 3 . . . . .                                                     | 32        |
| 4.3. Resumen de casos . . . . .                                             | 33        |
| <b>5. Simulaciones en sistemas de prueba . . . . .</b>                      | <b>35</b> |
| 5.1. Caso 1: inversión continua . . . . .                                   | 35        |
| 5.2. Caso 2: inversión discreta . . . . .                                   | 39        |
| 5.3. Caso 3: Sistema modificado del SING . . . . .                          | 42        |
| <b>6. Conclusiones y propuestas de mejora . . . . .</b>                     | <b>51</b> |
| 6.1. Conclusiones . . . . .                                                 | 51        |
| 6.2. Propuestas de mejora . . . . .                                         | 52        |
| 6.2.1. Metodología de planificación . . . . .                               | 52        |
| 6.2.2. Pagos por servicios auxiliares (servicios complementarios) . . . . . | 52        |
| 6.2.3. Mercado de capacidad . . . . .                                       | 53        |
| 6.2.4. Bolsa de energía . . . . .                                           | 53        |
| 6.3. Trabajos futuros . . . . .                                             | 54        |

## **Apéndices . . . . . 55**

|                                                               |           |
|---------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>A. Resumen ejecutivo . . . . .</b>                         | <b>55</b> |
| A.1. Introducción . . . . .                                   | 55        |
| A.2. Funcionamiento del mercado eléctrico nacional . . . . .  | 55        |
| A.3. Costos marginales: potencia y energía . . . . .          | 56        |
| A.4. Metodología utilizada . . . . .                          | 57        |
| A.4.1. Sistema uninodal . . . . .                             | 57        |
| A.4.1.a. Caso 1: inversión continua . . . . .                 | 57        |
| A.4.1.b. Caso 2: Inversión discreta . . . . .                 | 58        |
| A.4.1.c. Consideraciones de los sistemas uninodales . . . . . | 58        |
| A.4.2. Sistema modificado del SING . . . . .                  | 58        |

|                                                                     |            |
|---------------------------------------------------------------------|------------|
| A.4.2.a. Caso 3 . . . . .                                           | 58         |
| A.5. Resultados simulaciones . . . . .                              | 59         |
| A.5.1. Caso 1: inversión continua . . . . .                         | 59         |
| A.5.2. Caso 2: inversión discreta . . . . .                         | 63         |
| A.5.3. Caso 3: Sistema modificado del SING . . . . .                | 66         |
| A.6. Conclusiones . . . . .                                         | 75         |
| <b>B. Teoría marginalista: ejemplo de equilibrio de inversiones</b> | <b>76</b>  |
| B.0.1. Central de Punta . . . . .                                   | 78         |
| B.0.1.a. Balance de Potencia . . . . .                              | 78         |
| B.0.1.b. Balance de Energía . . . . .                               | 78         |
| B.0.2. Central de Base . . . . .                                    | 79         |
| B.0.2.a. Balance de Potencia . . . . .                              | 79         |
| B.0.2.b. Balance de Energía . . . . .                               | 79         |
| <b>C. PLEXOS</b>                                                    | <b>81</b>  |
| C.1. Algoritmos en PLEXOS . . . . .                                 | 82         |
| <b>D. Pyomo</b>                                                     | <b>83</b>  |
| <b>E. Datos sistema caso 1</b>                                      | <b>85</b>  |
| E.1. Diagrama unilineal . . . . .                                   | 85         |
| E.2. Datos de generación . . . . .                                  | 85         |
| E.3. Demandas del sistema . . . . .                                 | 86         |
| <b>F. Datos sistema caso 2</b>                                      | <b>87</b>  |
| F.1. Diagrama unilineal . . . . .                                   | 87         |
| F.2. Datos de generación . . . . .                                  | 88         |
| F.3. Demandas del sistema . . . . .                                 | 89         |
| <b>G. Datos sistema caso 3</b>                                      | <b>90</b>  |
| G.1. Consideraciones generales . . . . .                            | 90         |
| G.2. Nodos . . . . .                                                | 90         |
| G.3. Líneas de transmisión . . . . .                                | 92         |
| G.4. Parque generador . . . . .                                     | 98         |
| <b>H. Potencia de suficiencia calculada para el caso 3</b>          | <b>104</b> |
| <b>Bibliografía</b>                                                 | <b>106</b> |

# Índice de figuras

|       |                                                                                                                                                |    |
|-------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.1.  | Modos de operación de una central. De carga base a Two Shifting. Fuente: LABORELEC [1] . . . . .                                               | 5  |
| 1.2.  | Operación del Sistema SIC Norte. Fuente: LABORELEC [1] . . . . .                                                                               | 5  |
| 1.3.  | Problema de generación convencional ante alta generación solar, considerando tiempos mínimos de detención. Fuente: FL Consulting [2] . . . . . | 6  |
| 1.4.  | Problema de generación convencional ante alta generación solar, considerando tiempo mínimos de operación. Fuente: FL Consulting [2] . . . . .  | 6  |
| 2.1.  | Sistema convencional de un mercado eléctrico. Fuente: [3] . . . . .                                                                            | 11 |
| 2.2.  | Diagrama ilustrativo de la coordinación del sistema . . . . .                                                                                  | 12 |
| 2.3.  | Diagrama de estructura tipo <i>Pool</i> . . . . .                                                                                              | 14 |
| 2.4.  | Diagrama de modelo de contratos bilaterales físicos . . . . .                                                                                  | 16 |
| 2.5.  | Diagrama de modelo de contratos bilaterales financieros . . . . .                                                                              | 16 |
| 2.6.  | Diagrama de doble rol de generadores en mercado spot . . . . .                                                                                 | 20 |
| 5.1.  | Generación simulación considerando mínimo técnico, caso 1 . . . . .                                                                            | 36 |
| 5.2.  | Generación simulación sin considerar mínimo técnico, caso 1 . . . . .                                                                          | 36 |
| 5.3.  | Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 1 . . . . .                                                                         | 37 |
| 5.4.  | VAN de inversiones, caso 1 . . . . .                                                                                                           | 38 |
| 5.5.  | Potencia instalada considerando mínimo técnico, caso 2 . . . . .                                                                               | 40 |
| 5.6.  | Potencia instalada sin considerar mínimo técnico, caso 2 . . . . .                                                                             | 40 |
| 5.7.  | Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 2 . . . . .                                                                         | 41 |
| 5.8.  | VAN de inversiones en Carbón, caso inversión discreta . . . . .                                                                                | 41 |
| 5.9.  | Potencia instalada en el horizonte de planificación, aproximación por bloques . . . . .                                                        | 43 |
| 5.10. | Potencia instalada en el horizonte de planificación, "Full-Chronological" . . . . .                                                            | 44 |
| 5.11. | Evolución del costo marginal, caso aproximación por bloques . . . . .                                                                          | 45 |
| 5.12. | Evolución del costo marginal, caso "Full-Chronological" . . . . .                                                                              | 45 |
| 5.13. | Evolución del costo marginal para ambos casos . . . . .                                                                                        | 46 |
| 5.14. | VAN Plan de Obras (Bloques) [MUSD] . . . . .                                                                                                   | 48 |
| 5.15. | VAN Plan de Obras ("Full Chronological") [MUSD] . . . . .                                                                                      | 49 |
| A.1.  | Generación simulación considerando mínimo técnico, caso 1 . . . . .                                                                            | 61 |
| A.2.  | Generación simulación sin considerar mínimo técnico, caso 1 . . . . .                                                                          | 61 |
| A.3.  | Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 1 . . . . .                                                                         | 62 |
| A.4.  | VAN de inversiones, caso 1 . . . . .                                                                                                           | 63 |
| A.5.  | Potencia instalada considerando mínimo técnico, caso 2 . . . . .                                                                               | 64 |
| A.6.  | Potencia instalada sin considerar mínimo técnico, caso 2 . . . . .                                                                             | 65 |
| A.7.  | Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 2 . . . . .                                                                         | 65 |
| A.8.  | VAN de inversiones en Carbón, caso inversión discreta . . . . .                                                                                | 66 |

---

|       |                                                                               |    |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------|----|
| A.9.  | Potencia instalada en el horizonte de planificación, aproximación por bloques | 67 |
| A.10. | Potencia instalada en el horizonte de planificación, "Full-Chronological"     | 69 |
| A.11. | Evolución del costo marginal, caso aproximación por bloques . . . . .         | 70 |
| A.12. | Evolución del costo marginal, caso "Full-Chronological" . . . . .             | 70 |
| A.13. | Evolución del costo marginal para ambos casos . . . . .                       | 71 |
| A.14. | VAN Plan de Obras (Bloques) [MUSD] . . . . .                                  | 72 |
| A.15. | VAN Plan de Obras ("Full Chronological") [MUSD] . . . . .                     | 73 |
|       |                                                                               |    |
| B.1.  | Curva de duración para ejemplo de teoría marginalista . . . . .               | 77 |
| B.2.  | Plan de obras óptimo para planificación de dos tecnologías . . . . .          | 80 |
|       |                                                                               |    |
| E.1.  | Diagrama unilineal sistema caso 1. . . . .                                    | 85 |
| E.2.  | Demanda caso 1. . . . .                                                       | 86 |
|       |                                                                               |    |
| F.1.  | Diagrama unilineal sistema caso 2. . . . .                                    | 87 |
| F.2.  | Demanda para el sistema utilizado. . . . .                                    | 89 |

# Índice de tablas

|      |                                                                                                                  |     |
|------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.1. | Resumen de casos . . . . .                                                                                       | 34  |
| 5.1. | Resultados de inversión para caso 1 . . . . .                                                                    | 35  |
| 5.2. | Resultados de inversión para el caso 2 . . . . .                                                                 | 39  |
| 5.3. | Resultados de inversión para caso aproximación por bloques . . . . .                                             | 42  |
| 5.4. | Resultados de inversión para caso “Full Chronological” . . . . .                                                 | 44  |
| A.1. | Resultados de inversión para caso 1 . . . . .                                                                    | 60  |
| A.2. | Resultados de inversión para el caso 2 . . . . .                                                                 | 64  |
| A.3. | Resultados de inversión para caso aproximación por bloques . . . . .                                             | 67  |
| A.4. | Resultados de inversión para caso “Full Chronological” . . . . .                                                 | 68  |
| B.1. | Costos fijos y variables de tecnologías (ejemplo teoría marginalista) . . .                                      | 76  |
| E.1. | Datos de generación sistema uninodal para caso 1 . . . . .                                                       | 85  |
| E.2. | Demandas del sistema de prueba caso 1 . . . . .                                                                  | 86  |
| F.1. | Datos de generación sistema uninodal para caso 2 . . . . .                                                       | 88  |
| F.2. | Costos de inversión por tecnología según año (precio actualizado con tasa de descuento del 10 % anual) . . . . . | 88  |
| G.1. | Nodos del sistema SING modificado . . . . .                                                                      | 92  |
| G.2. | Líneas de transmisión del sistema SING modificado . . . . .                                                      | 97  |
| G.3. | Parque generador existente SING modificado . . . . .                                                             | 101 |
| G.4. | Unidades candidatas SING modificado . . . . .                                                                    | 103 |
| H.1. | Potencia de suficiencia reconocida, aproximación por bloques . . . . .                                           | 104 |
| H.2. | Potencia de suficiencia reconocida, “Full-Chronological” . . . . .                                               | 105 |

# Nomenclatura

|                 |   |                                                             |
|-----------------|---|-------------------------------------------------------------|
| <i>CONICYT</i>  | : | Comisión Nacional de Investigación Científica y Tecnológica |
| <i>AC3E</i>     | : | Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering   |
| <i>FONDECYT</i> | : | Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico       |
| <i>CIGRE</i>    | : | Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas           |
| <i>CDEC</i>     | : | Centro de Despacho Económico de Carga                       |
| <i>SING</i>     | : | Sistema Interconectado del Norte Grande                     |
| <i>SIC</i>      | : | Sistema Interconectado Central                              |
| <i>RPF</i>      | : | Regulación Primaria de Frecuencia                           |
| <i>RSF</i>      | : | Regulación Secundaria de Frecuencia                         |
| <i>ERNC</i>     | : | Energías Renovables No Convencionales                       |
| <i>CNE</i>      | : | Comisión Nacional de Energía                                |
| <i>SEC</i>      | : | Superintendencia de Electricidad y Combustibles             |
| <i>CONAMA</i>   | : | Comisión Nacional del Medio Ambiente                        |
| <i>FNE</i>      | : | Fiscalía Nacional Económica                                 |
| <i>SEP</i>      | : | Sistema Eléctrico de Potencia                               |
| <i>PTDF</i>     | : | Power Transfer Distribution Factors                         |
| <i>OPF</i>      | : | Optimal Power Flow                                          |
| <i>GCEP</i>     | : | Generation Capacity Expansion Planning                      |
| <i>MSL</i>      | : | Minimum Stable Levels                                       |

# Resumen

En esta tesis se analiza el efecto de considerar restricciones de programación de corto plazo en la planificación de largo plazo; especialmente la de mínimo técnico.

La importancia de este análisis es que actualmente se está dando que centrales térmicas convencionales estén operando a mínimo técnico, sin marcar costo marginal del sistema. Esto perjudica a los retiros en el sistema, ya que son ellos los que pagan el déficit, para asegurar que las centrales a mínimo técnico paguen su operación.

Por eso, se analizará si este efecto mejora o arregla de alguna forma el retorno de pago de inversiones de las centrales generadoras con este problema.

Para analizar la distorsión de la señal de inversión se hicieron 3 simulaciones: 2 en un sistema uninodal y 1 en un sistema multinodal.

La primera simulación tuvo como objetivo ver diferencias en cantidad de potencia instalada y generación por tecnología al considerar la restricción de mínimo técnico. Para esta simulación las inversiones en tecnología fueron continuas. Los resultados obtenidos mostraron una diferencia en las inversiones, demostrando que la teoría marginalista pura tiene validez solamente en sistemas adaptados económicamente.

La segunda simulación tuvo como objetivo ver diferencia en los tiempos de inversión. Sobre un sistema adaptado para forzar la totalidad de las inversiones (discretas), se hizo la comparación de considerar y no la restricción de mínimo técnico. Los resultados arrojaron adelanto en los tiempos de inversión de unidades más flexibles en generación.

La tercera simulación tuvo como objetivo ver la distorsión real, al considerar los mínimos técnicos y la restricción asociada de tiempos mínimos de encendido y apagado, sobre un sistema modificado del SING. Para contrastar los resultados de estas simulaciones se realizó una utilizando el modelo clásico de aproximación por bloques y la otra manteniendo la cronología entre los períodos (1 bloque diario). Los resultados arrojaron diferencias en el plan de obras de ambos casos.

En base a los resultados, se concluyeron los efectos de la distorsión de considerar mínimo técnico en una expansión de generación. Además se propusieron algunas ideas personales, en base a la revisión bibliográfica.

# Abstract

The present work will study long-term capacity expansion planning when restrictions in the short-term operation of the system are considered focusing on minimum stable level (MSL) constraints.

The relevance of the analysis is linked to the revenues of current conventional power plants that are operating at MSL conditions. This condition implies that these units may operate above the marginal cost of the electrical power system. From the optimal economic point of view, this strategy is inefficient due to the place that they have in the order merit list associated with the dispatch process.

Certainly, the situation described above will affect the cost of the system and therefore a specific entity will have to pay for the deficit to ensure payments for the operation of the units.

Including MSL constraints of thermal generators in GCEP adds a number of integer variables to the mathematical formulation, which can slow significantly its resolution. Thus, most GCEP models tend to ignore them. Rising penetration of variable renewable generation can make this omission unadvisable. In order to analyze the investment signals with and without modeling technical minima of fossil-fuel generators (MSL), three simulation cases are considered.

The first set of simulations aims to find differences in the amount of installed capacity by technology, with and without considering MSL constraints. The purpose of this simulation is testing the idea that pure marginal theory is valid only for economically adapted systems. Thus, investment decisions will be continuous and simulations will be conducted in a single-node small test system with three types of generator and with a decision horizon of only one year and 6 load blocks per year.

The second set of simulations will try to identify differences for the investment timing for a portfolio of available technology, considering an economically adapted system with and without considering MSL constraints. As the system will be economically adapted, unlike the first set of simulations all investments will be forced. Thus, the differences will be given only by the year in which the investments occur and the fact that the investment decisions are discrete. Simulations will be conducted for a single-node test system with three different types of generators and a 15-year horizon.

Finally, the third case will analyze the distortion of investment signals, considering both MSL and minimum operation time constraints. These simulations will be conducted on a modified SING system, considering transmission and a 15-year horizon. Two models will be simulated in this case. A classical model of capacity expansion planning considering LDC decomposition will be compared against a chronological one.

---

Based on the results, the effects of considering MSL distortion in the expansion of generation will be analyzed and discussed.

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se ha visto un problema en el retorno de pago de inversiones de unidades generadoras, ya que se ha vuelto común que centrales cuyo costo de generación es mayor se encuentren operando a mínimo técnico, sin marcar el costo marginal del sistema. Esto ha provocado que los pagos a las unidades generadoras a mínimo técnico se realicen a través del cálculo de sobrecostos sistémicos a los retiros. Estos costos se prorratean entre los retiros, que finalmente se cargan al consumidor final.

Además hay que considerar que ha habido un crecimiento de inyección de energías renovables no convencionales (ERNC) en el sistema, apoyado por el estado a través de la ley 20/25 [4] y la política energética nacional, Energía 2050 [5]. Esto acrecentaría el problema de tarificación a unidades térmicas convencionales, ya que sería necesario contar con centrales en servicio que aporten flexibilidad a la operación del sistema, existiendo la posibilidad de que un gran porcentaje de la generación térmica convencional opere a su mínimo técnico, sin necesariamente marcar el costo marginal del sistema.

Desde el punto de vista económico, el hecho de no considerar restricciones de corto plazo en la planificación de largo plazo, hace que la estimación de costos difiera mucho de la operación real del sistema. Operación de centrales a mínimo técnico, o apagados por tiempos mínimos de operación o detención, distorsiona mucho los ingresos esperados de una generadora. Esto puede desincentivar la inversión ante el aumento sostenido de ERNC. Lo anterior se ha planteado en algunos seminarios CIGRE, por parte de estudios de la consultora Systep<sup>1</sup>, donde estiman que las inversiones decaerán dado el problema anterior.

A pesar de que no se analizará en este trabajo, desde el punto de vista técnico, este problema se plantea en [1] y [2], donde se muestra que centrales convencionales han tenido que cambiar sus modos de operación. Esto con el fin de aportar flexibilidad al sistema (ver figura 1.1), especialmente por la alta penetración de ERNC.

---

<sup>1</sup>[www.systep.cl](http://www.systep.cl)

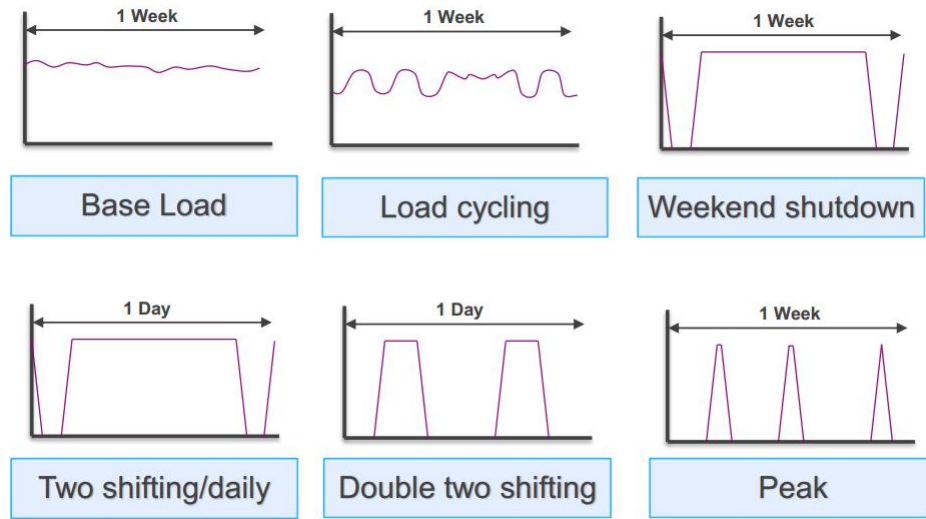


Figura 1.1: Modos de operación de una central. De carga base a Two Shifting. Fuente: LABORELEC [1]

En el SING, hay centrales térmicas que proveen de regulación primaria de frecuencia (RPF) y regulación secundaria de frecuencia (RSF); mientras que en el SIC Norte se está dando el caso de que centrales carboneras realicen variaciones de carga diaria: mínimo técnico durante el día debido a la generación ERNC y potencia nominal durante la noche (ver figura 1.2).

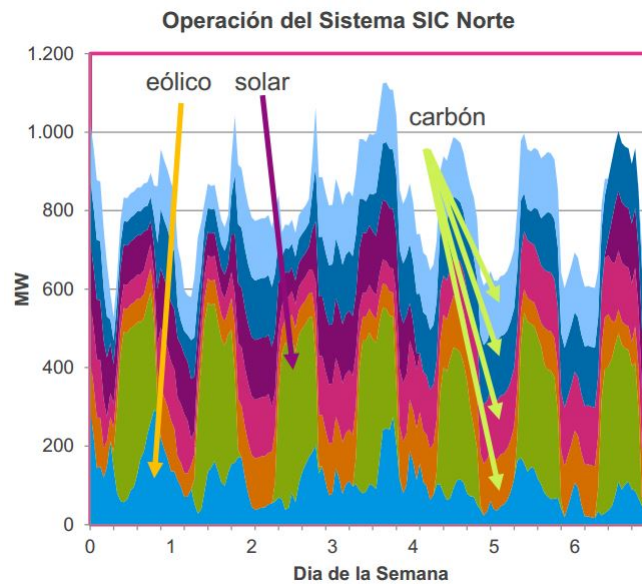


Figura 1.2: Operación del Sistema SIC Norte. Fuente: LABORELEC [1]

Si además se consideran otros parámetros de flexibilidad operacional como las tasas de toma de carga y los tiempos mínimos de operación y detención, el problema aumenta. Lo

anterior se debe a la intermitencia en generación ERNC, ya que podría implicar “vertir” energía renovable para cumplir con los aspectos técnicos de las centrales térmicas. Un ejemplo ante un escenario descrito se presenta en las figuras 1.3 y 1.4 (referencia [2]).

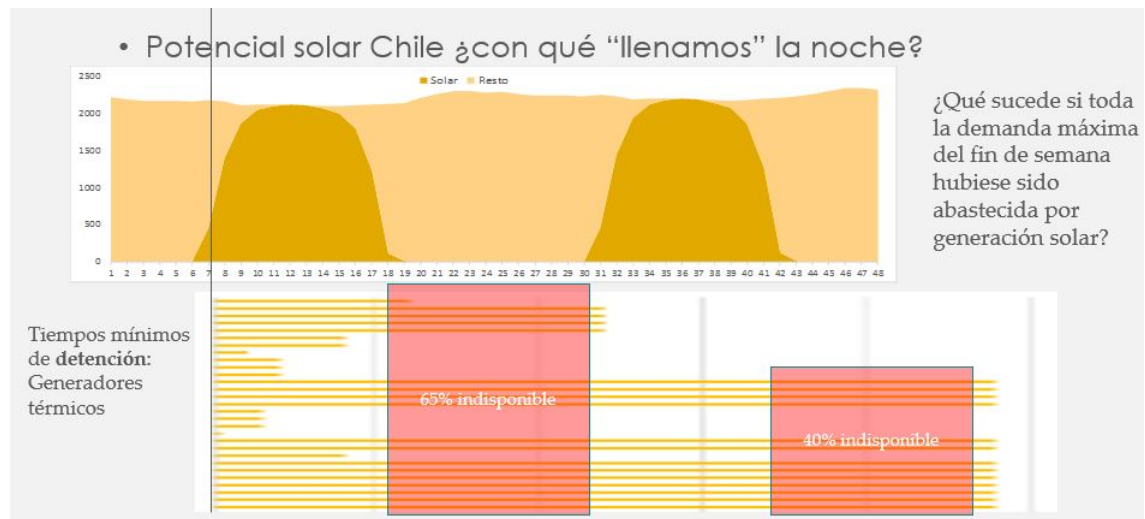


Figura 1.3: Problema de generación convencional ante alta generación solar, considerando tiempos mínimos de detención. Fuente: FL Consulting [2]

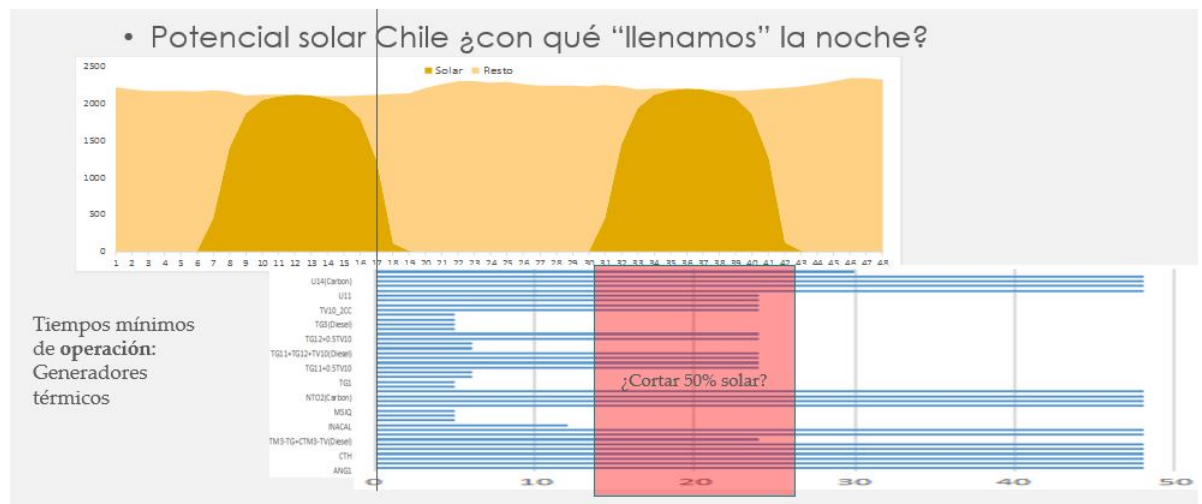


Figura 1.4: Problema de generación convencional ante alta generación solar, considerando tiempo mínimos de operación. Fuente: FL Consulting [2]

Esta operación flexible actualmente se está dando con centrales consideradas base, lo que constituye riesgos, ya que hay limitaciones físicas de los materiales y componentes claves involucrados en los procesos de la central. Por ejemplo la fatiga termo-mecánica, ciclaje de las partidas y paradas, estabilidad de lazos de control, entre otros.

Respecto al problema económico presentado en este trabajo, en la revisión bibliográfi-

ca realizada no se encontraron muchas referencias que traten directamente el problema presentado. Solamente en la referencia [6], en las que se optimiza la operación de centrales de ciclo combinado, en el contexto del mercado eléctrico español.

En las referencias [7–10] se consideran mínimos técnicos al momento de hacer la expansión de generación, pero no analizan la parte del retorno de pago de inversiones. Por otro lado, hay muchas publicaciones que tratan el tema de planificación de expansión de generación, utilizando diversas metodologías y/o algoritmos computacionales para resolverlos. Las referencias [11–13] son algunas que proponen varios planteamientos matemáticos al modelo de expansión de generación.

En general, las metodologías encontradas en la revisión bibliográfica para planificación de expansión de generación, proponen la resolución de un problema lineal entero-mixto. Las variables del problema de optimización son las potencias generadas (variables reales) y las decisiones de inversión de las unidades candidatas (variables enteras). Incluir restricciones de corto plazo, implicaría agregar mayor cantidad de variables enteras al problema, ya que sería necesario conocer la decisión de encendido para cada bloque de tiempo analizado, además de incluir las restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado. Esto implica un mayor recurso computacional y mayores tiempos de simulación al momento de resolver el problema de optimización con esta consideración. Por esta razón es que por lo general no se incluyen tales restricciones en las planificaciones de expansión de largo plazo, lo que influye en los problemas presentados anteriormente.

Por lo descrito, surge la necesidad de saber cuál sería la distorsión de considerar los mínimos técnicos al momento de hacer una planificación de expansión de generación óptima. Además, ver cómo afecta al retorno de pago de inversiones a largo plazo, en base a la tarificación a costo marginal; analizando la futura operación del sistema.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivo principal

El objetivo principal de este trabajo es analizar qué efectos tiene incluir la restricción de mínimo técnico a un modelo de expansión de generación para analizar si hay diferencias en las señales de inversión a largo plazo. Además de verificar si hay retorno de pago de inversiones a las unidades que generen a mínimo técnico, a través de la tarificación a costo marginal.

### 1.2.2. Objetivos específicos

Para lograr el objetivo principal, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Estudiar el estado del arte de la aplicación de la teoría marginalista en los mercados eléctricos nacionales e internacionales, y las variantes que se han aplicado sobre la teoría marginalista pura.
- Incorporar variables enteras de mínimo técnico a un modelo de expansión de generación en forma práctica (test case) y verificar si hay retorno de pago de inversiones a través de la valorización a costo marginal.

- Considerar variables discretas de inversión en generación en el modelo anterior, con y sin considerar los mínimos técnicos; y analizar los efectos de ésta consideración sobre la señal de inversión a largo plazo y el retorno de pago de inversiones a tarificación a costo marginal.
- En base a las consideraciones y resultados anteriores, evaluar la necesidad de un pago por sobre costo, que asegure el retorno de pago de inversiones a las unidades que operen a mínimo técnico.

### 1.3. Alcance

El alcance de esta tesis es analizar el efecto de incluir la restricción de mínimo técnico a un modelo de expansión de generación, para luego verificar si hay retorno de pago de inversiones con tarificación a costo marginal; simulando la eventual operación del sistema.

La idea es ver si cambia la señal de inversión a largo plazo al hacer esta consideración. Luego ver si de alguna forma arregla o mejora el problema de tarificación a las unidades térmicas convencionales que operen a mínimo técnico y que no marquen el costo marginal del sistema, presentado en la motivación.

Dado que esta restricción está asociada con los tiempos mínimos de encendido y apagado, se considerarán en una planificación de expansión de generación en un sistema modificado del SING.

Estos modelos se programarán usando los lenguajes MatLab, Pyomo<sup>2</sup> (ver anexo D) y PLEXOS (ver anexo C), los cuales se probarán sobre sistemas de prueba, adicionando restricciones, según se plantea en los objetivos específicos.

En base a los resultados obtenidos en las simulaciones, se evaluará la necesidad de un pago por sobre costo a aquellas unidades que generen a mínimo técnico que no estén marginando.

### 1.4. Estructura del documento

La presente tesis se organiza en capítulos independientes, pensados en facilitar la lectura del documento. La metodología, modelo, resultados, análisis y conclusiones se presentan en el cuerpo del documento, mientras que los detalles adicionales de los modelos e información, junto con los datos utilizados para las simulaciones se presentan en los anexos.

Los capítulos de la tesis constan de lo siguiente:

- **Capítulo 2:** para un mejor entendimiento del problema, se presentan características del mercado eléctrico, los agentes que lo componen y los modelos/estructuras básicas de un mercado eléctrico.

También se presentan algunos mercados internacionales, dando pequeñas reseñas de su funcionamiento, según variaciones o mezclas de las estructuras básicas.

---

<sup>2</sup>Pyomo es un paquete open-source basado en Python, que permite la formulación, resolución y análisis de modelos de optimización.

Luego se mostrarán las bases del funcionamiento del mercado eléctrico nacional, tomando como referencia la teoría marginalista pura.

Finalmente se hablará de los costos marginales, tanto de potencia y energía, que son los que finalmente definen las remuneraciones recibidas por los generadores y la base de la teoría marginalista pura.

- **Capítulo 3:** se presentan los modelos matemáticos utilizados en las simulaciones de este trabajo.

Primero se muestran los modelos de expansión de generación para los casos de inversión continua y por unidades (discreta).

También se muestra la forma de obtención de los costos marginales de energía, a partir de los modelos de expansión de generación.

Por último se presentan los algoritmos y metodología utilizada para la evaluación económica de las inversiones.

- **Capítulo 4:** se presenta la metodología propuesta para analizar el problema presentado en la tesis, y ver la distorsión en cuanto a decisiones de inversión.

En esta metodología se fundamentan los sistemas utilizados y los objetivos de cada simulación.

- **Capítulo 5:** se presentan los resultados de las simulaciones realizadas, de los sistemas de prueba utilizados.
- **Capítulo 6:** se hace un análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones, respecto a las distorsiones buscadas para cada simulación.
- **Capítulo 7:** se muestran las conclusiones personales del estudio realizado. También se presentan propuestas de mejora, en base a estudios, tesis y papers, para dar solución al problema presentado en la tesis.

Además se presentan ideas de trabajos futuros, para darle continuidad al tema de este trabajo.

# Capítulo 2

## El mercado eléctrico

### 2.1. Agentes del mercado

Independiente cuál sea la estructura del mercado eléctrico, los agentes que lo componen están bien definidos [3].

A continuación se presenta una descripción breve de los agentes del mercado eléctrico:

- **Generador (convencional)** Son las empresas propietarias de las centrales generadoras consideradas convencionales<sup>3</sup>.
- **Generador ERNC** Son las empresas propietarias de las centrales consideradas no convencionales<sup>4</sup>.
- **Empresas de transmisión** Son las empresas encargadas del transporte de energía eléctrica desde los centros de generación a los centros de demanda (transmisión de la energía eléctrica). Opera en niveles altos de tensión, especificados según las normas técnicas locales.
- **Distribuidor** Son las empresas cuya concesión de servicio comprende una zona geográfica determinada. Son las encargadas de mantener y operar las instalaciones eléctricas de distribución<sup>5</sup>.
- **Comercializador o “trader”** Es el agente que tiene la capacidad de comprar y vender energía eléctrica, el cual mantiene compromisos de compra y abastecimiento al sector geográfico donde tenga actividad. En muchos casos, este agente hace al mismo tiempo de agente “Distribuidor”.
- **Intermediario o broker** Es el agente que hace posible la generación de contratos de suministro entre agentes. Por ejemplo, contratos entre agentes generadores y comercializadores.

---

<sup>3</sup>En términos generales, las centrales convencionales son las tecnologías de generación maduras, tanto técnica como comercialmente; por ejemplo centrales térmicas o hidroeléctricas de gran tamaño.

<sup>4</sup>Son las tecnologías que se basan en el aprovechamiento de energías renovables, o centrales cuya generación es en menor escala (según las normativas específicas); por ejemplo cogeneración, energía eólica, solar, geotermia, etc...

<sup>5</sup>Hay que hacer énfasis que estas empresas solamente consideran la parte técnica del servicio.

- **Consumidor regulado** Es el consumidor final de la energía eléctrica, el cual paga una tarifa (fija) definida por las autoridades reguladoras.
- **Cliente libre** Son los consumidores de una cantidad por sobre un mínimo determinado. En general, son los consumidores que pueden acceder a un mercado “mayorista”, pero que deben interactuar con empresas comercializadoras en el contexto de un mercado minorista. Estos consumidores acceden a precios libremente pactados por ambas partes.
- **Agente externo** Son los agentes externos al país que desean participar en el mercado (compra o venta de energía).
- **Operador de red o sistema (OS)** Es el agente encargado de velar por la operación técnica del sistema, y de la seguridad de la red eléctrica.
- **Operador de mercado (OM)** Es la entidad que administra y coordina el mercado de compra y venta de energía eléctrica. Esta tarea puede involucrar distintas estructuras del mercado.
- **Regulador** Es la entidad que define el marco regulatorio general, que fija las reglas y normas para todos los actores del mercado, resolviendo divergencias entre agentes. En Chile estas actividades se dan por la CNE, SEC, CONAMA y la FNE.

En la figura 2.1, se muestra la estructura básica de un mercado eléctrico, con la interacción entre los agentes del mercado.

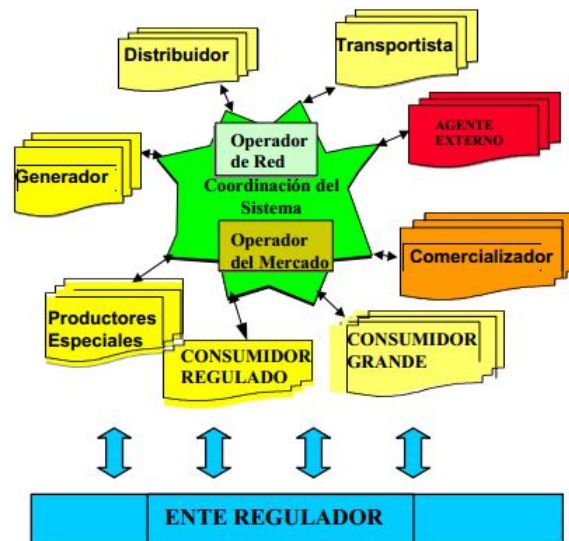


Figura 2.1: Sistema convencional de un mercado eléctrico. Fuente: [3]

## 2.2. Conceptos de un mercado eléctrico

Una particularidad de los sistemas eléctricos de potencia (especialmente en los “puramente” térmicos como es el SING), es que la energía no es almacenable en grandes escalas;

ya sea por razones técnicas o económicas. Por esto, es que para todo período, la oferta de energía debe ser igual a la demanda.

Por una parte, la oferta se compone de muchas unidades generadoras, de distintas tecnologías y tamaños. En la práctica esto implica considerar restricciones de seguridad, calidad y eficiencia, que tenga la flexibilidad de generar energía de acuerdo a las necesidades de los consumos.

Por el lado de la demanda, esta depende mucho del comportamiento de los clientes, grandes y pequeños, tomando en cuenta variables exógenas a la operación del sistema eléctrico.

Para coordinar estas dos partes, en la práctica existe el organismo denominado CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga), encargado de ordenar los despachos del conjunto de centrales del sistema, como se ve en la figura 2.2.



Figura 2.2: Diagrama ilustrativo de la coordinación del sistema

Los CDEC son organismos de carácter autónomo, cuyo directorio es actualmente escogido bajo un procedimiento de selección independiente [14]. Cada director designado representa a uno de los siguientes segmentos del sector:

- Generadores con capacidad instalada menor a 200 MW;
- Empresas transmisoras troncales;
- Empresas transmisoras de sub-transmisión;
- Grandes clientes libres.

Todos los coordinados, en particular las empresas de generación, tienen la obligación, establecida por ley, de acatar las instrucciones de los CDEC, y en caso de producirse discrepancias deberán ser resueltas por el Panel de Expertos Eléctricos.

A nivel mundial, desde comienzos de los ochenta, se ha visto un cambio estructural en la propiedad y el manejo de la industria eléctrica [15]. A pesar de que en los países se han implementado reformas distintas [16], los principios fundamentales que tienen en común son:

- Separación de los sectores generación, transmisión y distribución<sup>6</sup>;

<sup>6</sup>En Chile se diseñó según la actual legislación eléctrica, contenida en el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y su reglamento promulgado por Decreto Supremo N° 327 de 1997 del Ministerio de Minería.

- Condiciones de acceso libre a las redes eléctricas (trato no discriminatorio);
- Necesidad de regular áreas de transmisión y distribución de energía eléctrica, promoviendo la competencia en el sector de generación y comercialización de energía.

Lo anterior también significó cambios al momento de analizar un SEP, por lo que fue necesaria una modificación y/o reformulación de los modelos que hasta el momento se habían desarrollado. Esos modelos incluían aspectos operativos, tácticos y de desarrollo estratégico de los sistemas eléctricos de potencia, al incluir todos los sectores. Por eso, el desafío fue incorporar de forma explícita modelos de mercado, esquemas de acceso abierto, modelos de tarificación y de manejo de congestiones de las redes [15].

De esta forma, el mercado eléctrico se basaría en eficiencia económica [17], cuyos principios busquen:

- Tarifas resultantes bien definidas para los distintos actores del sector eléctrico (productores y consumidores);
- Entregar señales adecuadas para decisiones tanto de corto plazo (operación) como de largo plazo (inversión y localización);
- Conducir a un equilibrio de mercado eficiente.

Para estos efectos, el mercado eléctrico se considera descentralizado, cuyo elemento organizador es un planificador y operador centralizado (CDEC), que es el encargado de tomar las decisiones óptimas con información perfecta [14, 18].

### 2.3. Modelos de mercados eléctricos

La energía eléctrica puede ser vista como un bien, ya que puede ser comprada, vendida e intercambiada. Por esto es que se le da un nombre de mercado a la industria eléctrica, la cual está sujeta a diversas variaciones exógenas, tales como:

- costos de petróleo muy volátiles;
- aumento de carga poco predecible;
- creciente judicialización y politización de los procesos medioambientales;
- desaceleración en el desarrollo técnico;
- atraso sistemático de las inversiones;
- inclusión de fuentes de generación intermitentes (ERNC).

Dado lo anterior, surge la necesidad de regular esto como mercado, el cual busque eficiencia económica, equidad y libertad de elección por parte del consumidor y cuyos precios sean determinados por la oferta y la demanda [19].

A nivel mundial se han desarrollado diversas estructuras de mercados eléctricos, introduciendo condiciones de competencia, según las características del mercado. En cuanto a organizaciones de mercados de electricidad hay varios, pero desde el punto de vista operacional se distinguen cuatro formas básicas de compra y venta de energía [3]:

- Tipo Pool;
- Bolsa de Energía;
- Contratos Bilaterales Físicos;
- Contratos Bilaterales Financieros.

En la práctica, los mercados se forman al combinar alguna de estas estructuras.

### 2.3.1. Modelo tipo Pool

Establece una estructura en la cual productores y consumidores renuncian a una relación comercial directa entre ellos. Las ventas y compras de energía las determina y valoriza el OM, en base a una optimización de los costos totales del sistema.

Dependiendo del esquema elegido, suministradores y consumidores emiten ofertas al OM. El plan de operación resultante es transferido a el o los OS<sup>7</sup>, quienes verifican si es factible técnicamente. Por lo tanto el OS corrige el plan de operación y determina qué servicios auxiliares son requeridos.

En resumen, a través de mecanismos reconocidos por todos los miembros y del operador de mercado, se establecen los precios de mercado de corto plazo de la electricidad [15] [19] (“clearing price” o precio “spot”).

Este sistema gestiona, además, los esquemas de tarificación a nivel de transmisión y conjunto de servicios complementarios.

El **pool** debe actuar como intermediario frente a la aparición de discrepancias entre los participantes del mercado. Por lo tanto, este sistema es neutral al manejar precios de mercado, de acuerdo a la oferta y operación.

La figura 2.3 muestra la estructura de este sistema:

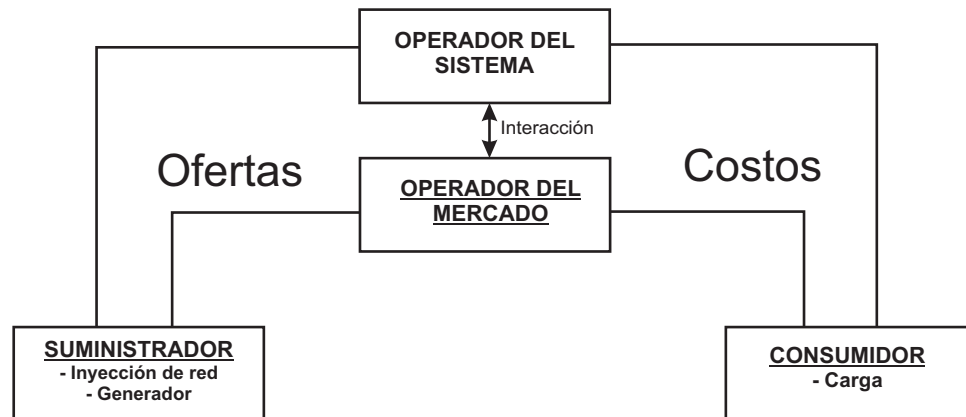


Figura 2.3: Diagrama de estructura tipo *Pool*

Para el caso nacional, tanto el operador del sistema como operador del mercado es el mismo agente: CDEC para cada sistema interconectado.

<sup>7</sup>El operador de mercado también puede ser el operador del sistema, como se da en Chile con el CDEC.

### 2.3.2. Bolsa de energía

Una **Bolsa de Energía (BE)** puede adquirir estructuras muy variadas [15], pero de todas formas se puede definir como una variación al modelo tipo *Pool*, con las siguientes características adicionales:

- Los productos transados en una BE son estandarizados, con el fin de facilitar el proceso de entrega de ofertas de compra y venta; para el posterior cálculo del precio de mercado.
- Generalmente una BE no decide el despacho final de las unidades generadoras. Su plan debe ser validado posteriormente por el operador del sistema.
- La BE no considera en forma detallada los aspectos técnicos de la operación del sistema (servicios complementarios, congestión, etc...).
- Una BE no tiene un carácter de participación obligatoria (caso “Mandatory Pool”).
- El traspaso entre agentes es mucho más reservado. Solamente se hace público después de que se programa el despacho.

Básicamente es una entidad que recibe ofertas por la compra y venta de energía, estableciendo la casación entre ellas. Su enfoque central es comercial, a diferencia de una estructura clásica de *Pool* centrado en la operación económica y segura del sistema.

En esta estructura es necesaria la participación de un OS para llevar a cabo técnicamente los resultados de la BE.

### 2.3.3. Contratos bilaterales físicos

En este tipo de mercado, los suministradores y consumidores establecen libremente las relaciones de tipo comercial, ya sea en forma directa o a través de un comercializador [15, 19].

Estas relaciones se basan en un intercambio de ofertas entre los participantes del mercado, resultando en la relación directa con el despacho de la operación resultante.

Mediante contratos de abastecimiento de energía, el suministrador asegura la inyección de la potencia acordada al sistema de potencia, siguiendo planes específicos de operación. Por otro lado, el consumidor del contrato es el encargado de administrar sus cargas, de acuerdo al mismo plan de operación del suministrador.

En este modelo de mercado, el OS cumple el rol de determinar la factibilidad y topología necesaria, bajo criterios de seguridad y confiabilidad, la realización técnica del contrato bilateral físico. Por lo tanto, en este caso las funciones del OS y del OM se realizan en forma integrada, generalmente por una sola entidad que toma ambos roles. También es el encargado de calcular el peaje resultante de la transacción del contrato bilateral, bajo metodologías previamente establecidas.

La evolución en el tiempo del despacho de la operación de este tipo de modelos es función directa del tiempo de duración de los contratos bilaterales físicos.

La figura 2.4 muestra la estructura de un modelo de contratos bilaterales físicos:

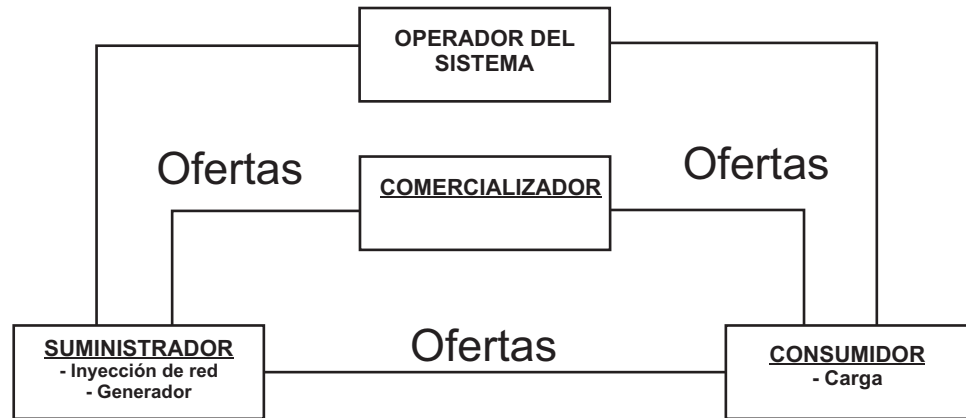


Figura 2.4: Diagrama de modelo de contratos bilaterales físicos

Como se ve en la figura 2.4, las relaciones entre suministradores y consumidores pueden ser de forma directa o a través de un comercializador.

#### 2.3.4. Contratos bilaterales financieros

Al igual que los contratos bilaterales físicos, son producto de un libre intercambio comercial entre suministradores y consumidores (forma directa o a través de un comercializador).

La diferencia es que los contratos bilaterales financieros no afectan el despacho de la operación, siendo acordados solo entre los participantes del mercado, con el fin de manejar, de acuerdo a una estrategia de mercado, el/los riesgos de posibles variaciones futuras en el precio de la energía eléctrica [15].

Por lo tanto, este tipo de contratos no pueden constituir en forma única la organización de un mercado de electricidad, siendo solamente complementos a las estructuras de mercado presentadas anteriormente.

La figura 2.5 muestra la estructura de este tipo de contratos:

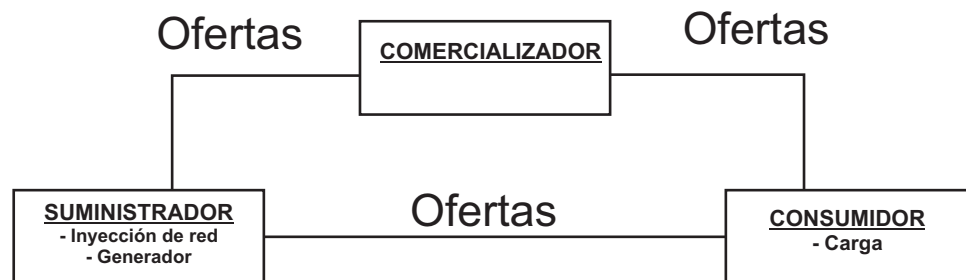


Figura 2.5: Diagrama de modelo de contratos bilaterales financieros

Los modelos de mercado anteriormente presentados no son mutuamente excluyentes [15]. Eventualmente se dan mezclas, ya que los modelos se enfocan a intervalos de tiempo distintos: por ejemplo los contratos bilaterales son mercados de mediano y largo plazo,

mientras que un mercado de tipo “Pool” o BE son de corto plazo (horizonte de solamente días).

Como dice el título de este trabajo, se busca analizar los costos marginales de corto plazo, considerando las decisiones de inversión al tomar en cuenta restricciones de mínimo técnico.

Por esto es que el análisis posterior se realizará sobre el modelo de mercado nacional (presentado a continuación), en el que se evaluarán económicamente las inversiones, tarifando a costo marginal.

## 2.4. Mercados eléctricos: situación internacional

Lo que se busca en un mercado eléctrico es que sea competitivo en cuanto a energía eléctrica, por lo que nuevos modelos se adaptan según la contingencia del mercado lo vaya requiriendo.

Las BE han sido creadas con este propósito, orientadas a flexibilizar las transacciones de energía, al permitir la compra y venta de corto plazo, permitiendo ajustes y adaptaciones para largo plazo.

En las siguientes subsecciones se presentarán algunos mercados internacionales, mostrando las variaciones que han hecho a las estructuras básicas del mercado para adaptarse a sus necesidades particulares.

### 2.4.1. Mercado eléctrico californiano

Es el referente para el estudio de mercados eléctricos, ya que fue el primero en introducir la competencia en la venta de energía, siendo un mercado totalmente independiente en los Estados Unidos. Además es estudiado por la crisis que tuvo en el año 2000 [16].

Se compone de:

- Mercado diario: Hay ofertas de compra y venta de energía para las 24 horas del día siguiente. Estas deben ser validadas por el OS, velando por la seguridad y factibilidad en la operación.
- Mercado horario: en este mercado hay ofertas de hasta dos horas antes de la operación. La idea es corregir o ajustar operaciones obtenidas del mercado diario, para disminuir desbalances. Funciona de la misma forma que el mercado diario en cuanto a validación del OS.
- Mercado de bloques futuros: se basa en contratos por bloques horarios, los cuales se fijan para el mes siguiente, sin incluir los días feriados y Domingos. Tiene la finalidad de disminuir la volatilidad en los precios y está enfocado para las grandes industrias.

Además de los mercados anteriormente nombrados, el operador del sistema para asegurar un correcto funcionamiento de la red y cumplir con los contratos bilaterales, valoriza los servicios auxiliares y el servicio de capacidad disponible (mercado de capacidad), respectivamente [16].

### 2.4.2. Sector noruego y nórdico

El “Pool” noruego se divide en dos mercados diferentes: Elspot y Eltermin.

- Elspot: es el mercado spot, donde las ofertas son para el día siguiente. Se determinan los costos marginales (MWh), intersectando las ofertas de venta y compra de energía.
- Eltermin: es el mercado *forward*, en el cual se negocia la energía por precio, fecha y período. Estos contratos se ven hasta 3 años como máximo.

El mercado ELBAS (unión de Suecia y Finlandia), organizado por el Pool noruego como intermediario, es un mercado con ofertas de hasta 2 horas, con duraciones mínimas de 7 horas y máximo 31 horas.

Enfocado en la operación, está el mercado de regulación (o mercado de desbalance), en el cuál se fija la generación con 15 minutos previos, ante cambios por parte de los consumidores. En este caso, los generadores que presten ese servicio deben hacer ofertas, de las cuales por orden de mérito el operador les va dando las órdenes de generación.

Adicionalmente, se pagan los servicios auxiliares, considerando RPF, RSF, potencia reactiva, disparo de generación para desconexiones de producción ante distorsiones operacionales y/o desconexiones de carga.

Aproximadamente el 90 % de los intercambios de energía, corresponden a contratos bilaterales (financieros y físicos) [16].

### 2.4.3. Mercado Argentino

Es el más parecido al que actualmente hay en Chile.

Se define un precio marginal horario, el cuál se obtiene de realizar un despacho económico del sistema (OPF) tomando en cuenta los costos variables de generación de todas las unidades del sistema. Generalmente este costo lo fija la unidad térmica más cara operando.

También se hacen pagos por capacidad como forma de fomentar la inversión para la generación en horas peak, para que unidades que no operen siempre reciban pagos por tener esa disponibilidad.

Adicionalmente se paga por servicios auxiliares y reserva en frío para partidas rápidas.

Al igual que en Chile, los contratos bilaterales no afectan el despacho, por lo que las generadores deben comprar en mercado spot (se verá en la sección 2.5) para cumplir con sus contratos, o vender en caso que estén siendo despachados a mayor potencia [16].

### 2.4.4. BE de Leipzig, Alemania

En este mercado se le da mayor énfasis a la confiabilidad y seguridad del sistema. Por eso, su mercado se basa en la existencia de contratos bilaterales físicos de mediano y largo plazo, con la posibilidad de realizar ajustes de corto plazo a través de la BE.

Para la coordinación con la operación introdujeron el concepto de “Bilanzkreis” (Área de balance), el cual fija puntos de inyección y retiro con la red, para generar planes de energía [3, 15, 16].

### 2.4.5. Mercado Neozelandés

Combina tres tipos de estructuras de mercado: existen contratos bilaterales de mediano y largo plazo complementados con la participación voluntaria en un Pool que coordina un despacho centralizado.

Para el despacho económico se consideran ofertas de compra y venta de energía, por parte de productores, consumidores y comercializadores. Lo anterior se traduce en la operación a través de un mercado spot [3].

También existen contratos bilaterales financieros a través de herramientas de manejo de riesgo.

Finalmente, la empresa encargada de administrar el mercado eléctrico neozelandés lo dividió en:

- **Mercado mayorista:** La energía se vende en bloques de 30 minutos, donde el OM establece los precios nodales de energía, reserva y pérdidas de transmisión. Estos costos marginales varían según sean las ofertas, las pérdidas de transmisión y las restricciones de capacidad de la red.
- **Mercado minorista:** el consumidor minorista, a través de un medidor, registra los consumos cada 30 minutos, validando sus contratos con el suministrador.

### 2.4.6. Mercado Español

Su mercado se basa en contratos bilaterales físicos de mediano y largo plazo, mercado diario y mercado intradiario. Los servicios auxiliares y pagos por capacidad también se transan como mercado separado, con el fin de ofrecer calidad, fiabilidad y seguridad a la red (por ley).

Los contratos bilaterales físicos entre agentes del mercado, por períodos mínimos de contrato en los cuales hay comunicación permanente con el OM para fijar puntos de suministro y consumo.

El mercado diario son transacciones realizadas del día anterior, fijadas por bloques horarios. El cálculo del precio se basa en las ofertas realizadas para cada bloque (casación).

El mercado intradiario comprende las ofertas y compras con algunas horas de adelanto. Las ofertas son por bloques de energía o por períodos de tiempos.

En resumen, para los mercados diario, intradiario y de servicios auxiliares, se dispone de un sistema de ofertas al operador de mercado, quien es el encargado de realizar la casación y entrega final del precio de venta de las transacciones. El contrato bilateral se realiza en forma privada entre los agentes del mercado [3, 15, 16].

## 2.5. Funcionamiento del mercado eléctrico nacional

En el país se distinguen dos mercados en los cuales las empresas generadoras transan la potencia y la energía. Por un lado está el denominado mercado *spot*, caracterizado por las transacciones y precios marginalistas vigentes en el marco del funcionamiento de los

CDEC de cada sistema. Por otro lado, el mercado de contratos en que los mismos agentes establecen transacciones con los denominados clientes libres y clientes regulados.

El **mercado spot** es aquel en que estrictamente hablando los precios marginalistas (posteriormente se hablará de ellos) son aplicados. En él los generadores inyectan energía al sistema, por lo cual reciben los pagos correspondientes a los precios vigentes en cada momento del tiempo. Como la oferta (generadores) dependen de la demanda del sistema, los retiros de energía se gatillan por los contratos que deben cumplir los generadores con sus clientes (ya sean libres o regulados).

De acuerdo a la legislación chilena, los únicos facultados para efectuar retiros en el mercado spot son los mismos generadores de energía, por lo que estos agentes tienen un doble rol: de productores y comercializadores de la energía.

En la figura 2.6 se muestra un diagrama explicando lo anteriormente indicado:

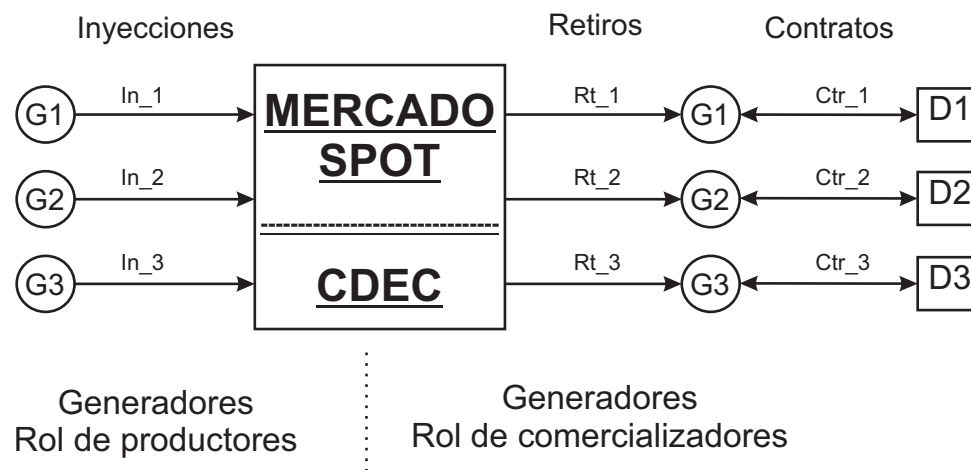


Figura 2.6: Diagrama de doble rol de generadores en mercado spot

La figura 2.6 se interpreta de la siguiente forma: los generadores tienen plantas conectadas al sistema, que son despachadas según las órdenes que reciban del CDEC (inyecciones al sistema).

Estas órdenes ocurren según la demanda efectiva que el sistema vaya teniendo en el tiempo, la cual proviene de los clientes libres y de los regulados. Todos los consumidores que demandan energía eléctrica lo hacen en virtud de un contrato que poseen con algún generador. Puede ser un contrato directamente firmado en el caso de clientes libres o por las distribuidoras eléctricas en representación de los clientes regulados.

Por lo tanto, cada generador se hace responsable ante el CDEC de la demanda que proviene del consumidor, según los contratos que posea, por lo que los retiros de energía son responsabilidad del generador.

Dado el funcionamiento descrito, debe quedar claro que la producción de energía de un generador cualquiera está disociada de sus ventas establecidas a través de sus contratos.

Esto ocurre porque el despacho de centrales lo realiza el CDEC en función de variables, como por ejemplo la hidrología, que llevan a que la cantidad producida efectivamente en un período de tiempo puede ser mayor o menor, dependiendo de la disponibilidad del

agua (si se trata de una central hidroeléctrica). Por otro lado, la cantidad retirada por el generador del sistema depende de las decisiones que tome el consumidor con el cual posee un contrato de provisión de servicio.

Como los precios marginalistas de energía y potencia (sección 2.6) son los que rigen el mercado spot<sup>8</sup>, lo que en la práctica ocurre es que cada inyección y retiro del sistema se evalúa a dichos precios, de forma que el generador responsable cobra cuando inyecta y paga cuando retira al precio vigente en el momento en que se realiza cada uno de estos movimientos.

En el apéndice B se muestra un ejemplo conceptual del funcionamiento del sistema de precios en el mercado eléctrico nacional, analizando los costos marginales y decisiones de inversión ante una planificación de expansión de generación.

## 2.6. Costos marginales: potencia y energía

En Chile se definen dos costos marginales: el de la energía y el de la potencia. Cada uno de estos precios queda determinado del siguiente modo:

- Costo marginal de la energía: corresponde al costo variable, de suministrar 1 *MWh* adicional en cada intervalo de tiempo. Dada la regla de despacho de corto plazo [20], en sistemas con generación sin restricción de mínimo técnico, lo indicado es equivalente al costo variable de la unidad más cara que esté en operación.

La teoría marginalista determina que toda la energía generada en un intervalo de tiempo debe ser valorizada al costo marginal de la energía definida en ese intervalo de tiempo.

- Costo marginal de la potencia: corresponde al costo de instalar una unidad adicional de capacidad (1 *MW*) para la tecnología más barata en inversión unitaria (y por tanto, más cara en operación en cuanto a costos variables). En el SING, es el costo de una unidad adicional de capacidad de una turbina diesel.

Por lo tanto, la teoría marginalista determina que toda la potencia instalada disponible y utilizada efectivamente para abastecer la demanda cuando esta es máxima, debe ser valorizada al costo marginal de la potencia.

La potencia instalada disponible tiene el nombre de potencia firme, y la metodología para calcularla se especifica en el documento de la referencia [21].

Dándole un sentido económico, el precio de la energía representa el costo marginal de corto plazo, al demandar una unidad adicional de energía, considerando la capacidad instalada del sistema como fija. En cambio el precio de la potencia representa el costo marginal de largo plazo del sistema, al instalar una unidad adicional de capacidad (en tecnología de punta), frente a un aumento de la demanda máxima del sistema.

El análisis de los costos marginales de energía, se hace bajo un esquema de operación óptima del sistema, con el fin de que señales entregadas se reflejen en condiciones acordes con la realidad del sistema. En general, el valor de los costos marginales depende de:

<sup>8</sup>En el mercado de contratos los precios se definen libremente, o mediante las licitaciones de suministro que realizan las distribuidoras eléctricas, en el caso de los clientes regulados

- Decisiones de predespacho del sistema;
- Curvas de costos de los generadores;
- Distribución de la demanda en los distintos nodos;
- Parámetros físicos y capacidad de las líneas de transmisión;
- Parámetros físicos y capacidad de los transformadores;
- Curvas de costo asociadas a falla en el sistema.

## 2.7. Costo de falla

Anteriormente se ha mencionado que la teoría marginalista pura incentiva a la inversión, dado que asegura el retorno de pago de inversiones a valorización de costos marginales.

Como forma de “incentivo” y de garantizar que el mercado eléctrico cuente siempre con las inversiones necesarias para que no se produzcan cortes programados originados por la insuficiencia del sistema para satisfacer la demanda de punta, la normativa vigente ha establecido que de existir este tipo de cortes, en las horas en que ocurren, la energía se transará en el mercado spot al llamado *Costo de Falla*. Este costo representa conceptualmente el costo de oportunidad para la sociedad de no contar con energía en dichos momentos o el daño económico y/o social que sufren los consumidores, producto de la reducción de la calidad de servicio y en especial por la energía no suministrada.

El costo de falla es calculado por la autoridad regulatoria, siendo superior a cualquier costo variable de operación, lo que genera los incentivos necesarios para que las empresas realicen inversiones para evitar el corte. Normalmente estas inversiones se realizan en turbinas diesel para cubrir la demanda de punta del sistema, cuya demora de instalación es significativamente menor respecto a otras tecnologías.

En esta tesis para la expansión de generación se utilizará el concepto de pagos por potencia. Estos pagos, son la alternativa al costo de falla de largo plazo, para incentivar la inversión en el parque generador.

# Capítulo 3

## Modelos matemáticos utilizados

### 3.1. Generalidades de los modelos de expansión

El problema a resolver consiste en minimizar los costos totales de operación e inversión para todo el horizonte de planificación. Básicamente son dos problemas en uno, respetando las restricciones de flujos de potencia para todos los períodos del estudio, y los límites de generación en las centrales (mínimos y máximos).

Este estudio de expansión se hace de forma determinista, o sea, se asumen conocidas las entradas del problema. En este caso, las entradas conocidas del horizonte son:

- Topología de la red
- Demandas del sistema
- Costos variables de generación (combustibles)
- Costos de construcciones o retiros a futuro
- Generación por energías renovables

Los planteamientos para los modelos de expansión en generación se obtuvieron en base a los estudiados en la revisión bibliográfica realizada (ver capítulo 1), los cuales se consideran algoritmos clásicos o convencionales.

Adicionalmente, las formulaciones de los modelos se hacen en DC, con el fin de simplificarlos y disminuir los tiempos de simulación requeridos. Esta formulación es la que actualmente se usa.

### 3.2. Modelo de expansión de generación: formulación clásica

El objetivo de un modelo de planificación de expansión de generación (GEP: Generation Expansion Planning), básicamente es dar las señales de inversión necesarias para abastecer una demanda proyectada a largo plazo, además de cumplir con otras restricciones de seguridad minimizando costos de operación e inversión.

A partir de los modelos estudiados en la revisión bibliográfica, la formulación clásica de un GEP (determinista), se plantea de la siguiente forma, basado en la referencia [22]:

### 3.2.1. Función objetivo

La función objetivo para el problema descrito, se plantea matemáticamente en la ecuación 3.1.

$$\begin{aligned} & \sum_{y \in Y} \sum_{g \in G} CostConst_{g,y} \cdot GenConst_{g,y} + \sum_{y \in Y} \sum_{g \in G} CostRetiro_{g,y} \cdot GenRetiro_{g,y} \\ & + \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} CostENS_y \cdot EnergiaNS_{y,t,n} + \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} CostOp_{y,t,g} \cdot GenOp_{y,t,g} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Donde:

$CostConst_{g,y}$  : Costo de construir el generador  $g$ , en el año  $y$

$GenConst_{g,y}$  : Decisión de construir el generador  $g$ , en el año  $y$

$CostRetiro_{g,y}$  : Costo de retirar el generador  $g$ , en el año  $y$

$GenRetiro_{g,y}$  : Decisión de retirar el generador  $g$ , en el año  $y$

$CostENS_y$  : Costo de la energía no servida en el año  $y$

$EnergiaNS_{y,t,n}$  : Energía no servida en el nodo  $n$ , en el bloque de tiempo  $t$  del año  $y$

$CostOp_{y,t,g}$  : Costo de variable de generación del generador  $g$ , en el bloque de tiempo  $t$  del año  $y$

$GenOp_{y,t,g}$  : Generación del generador  $g$ , en el bloque de tiempo  $t$  del año  $y$

$Y$  : Conjunto de años del horizonte de planificación

$G$  : Conjunto de generadores que componen el sistema

$T$  : Conjunto de bloques por año

$N$  : Conjunto de nodos del sistema eléctrico

### 3.2.2. Balance nodal

La finalidad de una planificación de expansión de generación es abastecer la demanda futura y sus pérdidas en las líneas (a un mínimo costo). Podría darse que en ciertos años sea más económico pagar por energía no servida que invertir en una nueva unidad.

También podría darse el caso que técnicamente las centrales estén a máxima capacidad de generación o que el flujo de alguna línea se encuentre a su límite térmico, lo que tendría como consecuencia no abastecer con energía algún nodo en algún período.

La restricción de balance nodal, se plantea matemáticamente en la ecuación 3.2.

$$\sum_{g \in G_n} GenOp_{g,y,t} + \sum_{i \in \Omega_n} Flujo_{l_{ni},y,t} + PotenciaNS_{y,t,n} - 0,5 \sum_{i \in \Omega_n} \sum_{l \in L_{n,i}} Perd_{l,y,t} = Demanda_{n,y,t} \quad (3.2)$$

Donde:

- $Flujo_{l_{ij},y,t}$  : Flujo de la línea del nodo  $i$  al nodo  $j$ , en el bloque de tiempo  $t$  del año  $y$   
 $PotenciaNS_{y,t,n}$  : Potencia no servida en el bloque de tiempo  $t$  del año  $y$ , en el nodo  $n$   
 $Perd_{l,y,t}$  : Pérdidas asociadas a la línea  $l$ , en el bloque de tiempo  $t$  del año  $y$   
 $G_n$  : Conjunto de los generadores en el nodo  $n$   
 $\Omega_n$  : Conjunto de los nodos adyacentes al nodo  $n$   
 $L_{n,i}$  : Conjunto de líneas entre los nodos  $n$  y  $i$

### 3.2.3. Ecuaciones de flujo de carga

En las ecuaciones 3.3, 3.4 y 3.5, se muestran los planteamientos matemáticos de los flujos por las líneas, de límites en los flujos y de los ángulos de barras, respectivamente.

$$Flujo_{l_{ij},y,t} = Y_{ij} \cdot Ang_{i,y,t} - Y_{ij} \cdot Ang_{j,y,t} \quad (3.3)$$

$$FlujoMin_{l_{ij}} \leq Flujo_{l_{ij},y,t} \leq FlujoMax_{l_{ij}} \quad (3.4)$$

$$AngMin_n \leq Ang_n \leq AngMax_n \quad (3.5)$$

Donde:

- $Y_{ij}$  : Admitancia del nodo  $i$  al nodo  $j$   
 $Ang_{i/j,y,t}$  : Ángulo de la tensión del nodo  $(i/j)$ , en el bloque de tiempo  $t$  del año  $y$   
 $AngMin_n$  : Ángulo mínimo de la tensión del nodo  $n$   
 $AngMax_n$  : Ángulo máximo de la tensión del nodo  $n$

### 3.2.4. Límites de generación

Esta restricción limita la generación de las centrales a sus capacidades mínimas y máximas. El límite mínimo de generación es mayormente conocido como el “mínimo técnico”.

La restricción se representa matemáticamente en la ecuación 3.6.

$$GenMinOp_g \cdot GenUnit_{g,y,t} \leq GenOp_{g,y,t} \leq GenMaxOp_g \cdot GenUnit_{g,y,t} \quad (3.6)$$

Donde:

- $GenMinOp_g$  : Generación mínima del generador  $g$   
 $GenUnit_{g,y,t}$  : Variable entera que simboliza el estado de funcionamiento del generador  $g$ , en el tiempo  $t$  del año  $y$   
 $GenMaxOp_g$  : Generación máxima del generador  $g$

### 3.3. Restricciones adicionales

Adicionalmente al planteamiento clásico, para la simulación final se considerarán algunos aspectos técnico/económicos de corto plazo que el software PLEXOS permite incorporar en las simulaciones de largo plazo.

Estas consideraciones son:

- **Costos de encendido:** Se agregan los costos de poner en marcha una unidad térmica a la función objetivo. Estos costos dependen del tiempo en que han estado fuera de servicio, además de las constantes térmicas de la unidad, considerando los costos de arranque en frío.
- **Costos de apagado:** Se agregan los costos de detención de una unidad térmica, ya sea por operación y/o mantenimiento, a la función objetivo.
- **Tiempos mínimos de funcionamiento:** Se añade esta restricción al problema de optimización. Básicamente, una vez que la unidad generadora alcanza la potencia de mínimo técnico debe permanecer en servicio al menos un tiempo igual al tiempo mínimo de funcionamiento.
- **Tiempos mínimos fuera de servicio:** Se añade esta restricción al problema de optimización. Consiste en que una vez que la potencia entregada por la unidad generadora es nula, la unidad generadora debe permanecer fuera de servicio por lo menos un tiempo igual al tiempo mínimo fuera de servicio.

El planteamiento matemático en detalle se encuentra en la referencia [23].

### 3.4. Modelo de expansión de generación: inversión continua

Dentro de los alcances de este trabajo, se planteó formular un modelo con inversión continua en generación. Esto es estimar cuánta potencia, de qué tecnología y en qué lugar, sería necesaria invertir para abastecer una demanda futura. Para este tipo de modelo, se hacen las siguientes suposiciones:

- Hay disponibilidad de inversión de cualquier tecnología en cualquier nodo.
- Los porcentajes de mínimo técnico son porcentajes típicos por tecnología por sobre el total.
- No se consideran retiros, ya que las unidades generadoras representan un total de capacidad disponible por tecnología, y no una unidad en particular.

Además, se debe limitar la inversión máxima en MW por tecnología, ya sea por año o por el horizonte completo de la planificación.

Para el planteamiento matemático se toma como base la formulación clásica (sección 3.2), el cual se adapta a los costos de incorporar tecnología nueva al sistema.

### 3.5. Obtención de costos marginales

A partir de los modelos de planificación de expansión de generación anteriormente mencionados, el paso para obtener los costos marginales de energía es resolver un OPF a posteriori, tomando como datos de entrada:

- Inversiones realizadas: potencias de generación instaladas por tecnología para cada año.
- Decisiones de encendido o apagado obtenidas de la planificación de expansión de generación.

Se sabe que el problema de optimización, consiste en minimizar un Lagrangeano<sup>9</sup>, el cual tiene la estructura mostrada en la ecuación 3.7 (ver referencia [20]).

$$\begin{aligned}
 \mathcal{L} = & \sum_{g \in G} CostOp_g \cdot GenOp_g \\
 & + \sum_{n \in N} \lambda_n \cdot \left[ Demanda_n - \sum_{g \in G_n} GenOp_{g,n} - \sum_{i \in \Omega_n} Flujo_{l_{ni}} - EnergiaNS_n + 0,5 \sum_{i \in \Omega_n} \sum_{l \in L_{n,i}} Perd_l \right] \\
 & + \sum_{g \in G_n} \mu_g \cdot [Pmax_g - GenOp_g] \\
 & + \sum_{g \in G_n} \nu_g \cdot [GenOp_g - Pmin_g] \\
 & + \dots
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

Donde:

$CostOp_g$  : Costo de operación de la tecnología/generador  $g$

$GenOp_g$  : Generación de la tecnología/generador  $g$

$Pmax_g$  : Potencia máxima del generador  $g$

$Pmin_g$  : Potencia mínima del generador  $g$

$\lambda$  : Multiplicador de Lagrange para la restricción de balance de carga

$\mu$  : Multiplicador de Lagrange para la restricción de potencia máxima

$\nu$  : Multiplicador de Lagrange para la restricción de potencia mínima

$G_n$  : Conjunto de tecnologías/generadores ubicados en el nodo  $n$

Por definición, el costo marginal es el costo del sistema para suministrar una unidad adicional de consumo. Matemáticamente este incremento del costo de operación respecto al cambio en la generación se representa en la ecuación 3.8.

<sup>9</sup>El lagrangeano mostrado corresponde a un solo período del horizonte completo de planificación, por lo que hay que considerar que en un problema de expansión se acopla por todos los períodos del horizonte.

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial GenOp_{g,n}} = \lambda_n \quad (3.8)$$

Como se ve en la ecuación 3.8, ante el incremento de la generación en un nodo, si ninguna restricción de desigualdad está activa (restricciones de generación mínima y generación máxima), solamente interviene el multiplicador  $\lambda$ .

Por esto, la obtención de los costos marginales en las simulaciones se harán a partir de los multiplicadores de lagrange de las restricciones de balance nodal (ver ecuación 3.2).

## 3.6. Evaluación económica

### 3.6.1. Anualidades

Para valorizar los costos de inversión se utiliza el método de anualidades equivalentes. Esto considera que al término de la vida útil del proyecto, el VAN (valor actual neto) es cero ([24]).

Cada anualidad representa una cuota fija, que asegura igualar la tasa interna de retorno con la tasa de descuento (para este trabajo se considera de un 10 %).

Matemáticamente, la anualidad cumple con la ecuación 3.9.

$$Inversion = A_{inv} + \frac{A_{inv}}{(1+i)} + \frac{A_{inv}}{(1+i)^2} + \dots + \frac{A_{inv}}{(1+i)^{T_u-1}} \quad (3.9)$$

Donde:

$A_{inv}$  : Anualidad de la inversión

$i$  : Tasa de descuento (10 %)

$T_u$  : Vida útil

Por lo tanto, la anualidad equivalente de una inversión se obtiene:

$$A_{inv} = Inversion \cdot \frac{1 - \frac{1}{(1+i)}}{1 - \frac{1}{(1+i)^{T_u}}} \quad (3.10)$$

Según lo anterior, los costos equivalentes de inversión vienen dados por la ecuación 3.11.

$$C_{inv_t} = \sum_t^T \frac{A_{inv}}{(1+i)^t} \quad (3.11)$$

Donde:

$t$  : Es el período de inversión dentro del horizonte de planificación

$T$  : Es la cantidad de períodos totales del horizonte de planificación

**Observación:** el período actual del horizonte se considera como  $t = 0$ .

### 3.6.2. Pagos por energía

Para este caso, los ingresos por energía se calcularán con los costos marginales obtenidos multiplicados por la duración del bloque de tiempo ([14]).

Para la evaluación económica, el flujo del año por tecnología se calculará según la ecuación 3.12, la cual considera los costos variables de generación. Esto arroja el ingreso/pérdida del período (anual).

$$Flujo_{energia,y} = \frac{1}{(1+i)^{y-1}} \cdot \sum_{t \in T} GenOp_{g,y,t} \cdot dt \cdot (CM_{g,y,t} - CostOp_{g,y,t}) \quad (3.12)$$

Donde:

$Flujo_{energia,y}$  : Flujo de ingresos por energía del año  $y$

$GenOp_{g,y,t}$  : Generación de la tecnología  $g$ , en el tiempo  $t$  del año  $y$

$CostOp_{g,y,t}$  : Costo variable de generación de la tecnología  $g$ , en el tiempo  $t$  del año  $y$

$CM_{g,y,t}$  : Costo marginal del sistema en el tiempo  $t$  del año  $y$

$i$  : Tasa de descuento (10 %)

$T$  : Conjunto de períodos por año

**Observación:** Como se mencionó en la sección de anualidades, se considera que el año actual es el año 0.

### 3.6.3. Pagos por potencia

Para esta memoria, dado que se trabaja sobre sistemas de prueba no se entrará tanto en detalle respecto a lo que realmente se hace en los sistemas interconectados chilenos, en el cual los pagos por potencia se realizan en base a la “potencia de suficiencia” [25].

Por eso, para la evaluación económica, se considerarán dos casos:

- Sistemas de prueba uninodales:

Los pagos por potencia se considerarán como el costo de invertir 1 MW adicional, de la tecnología de punta. En este caso, esa tecnología es la de Petróleo Diesel [14].

Para eso, los flujos por pago por potencia, quedan planteados matemáticamente en la ecuación 3.13.

$$Flujo_{potencia,y} = \frac{1}{(1+i)^{y-1}} \cdot (Pago_{potencia} - Anualidad_g) \cdot GenConst_{g,y} \quad (3.13)$$

Donde:

- $Flujo_{potencia,y}$  : Flujo de ingresos por potencia del año  $y$   
 $GenConst_{g,y}$  : Decisión de construir tecnología  $g$  (en MW) en el año  $y$   
 $Pago_{potencia}$  : Pago por potencia (costo unitario de 1 MW de tecnología Petróleo Diesel  
 $Anualidad_g$  : Anualidad de inversión de la tecnología  $g$   
 $i$  : Tasa de descuento (10 %)

■ Sistema modificado del SING:

En la metodología de asignación de potencia de suficiencia hay dos parámetros que mayormente influyen en el cálculo: la “indisponibilidad forzada” (IFOR) y la “potencia inicial” [25]. Una aproximación en la obtención de la potencia de suficiencia se describe en la ecuación 3.14.

$$P_{suficiencia_g} = P_{inicial_g} \cdot (1 - IFOR_g) \quad (3.14)$$

Donde:

- $P_{suficiencia_g}$  : Potencia de suficiencia de la unidad  $g$   
 $P_{inicial_g}$  : Potencia inicial de la unidad  $g$   
 $IFOR_g$  : Parámetro de indisponibilidad forzada de la unidad  $g$

Para este caso, se aproximarán los parámetros de “**IFOR**” y de “**Potencia Inicial**” para cada central invertida, en base a la operación ficticia obtenida del software (PLEXOS).

Para el caso de unidades de generación convencional la **Potencia Inicial** se calculará como el promedio de la generación, tomando en cuenta las horas que estuvo en operación [25]:

$$P_{inicial_g} [MW] = \frac{Energia_g [MWh]}{t_{on_g} [h]} \quad (3.15)$$

Donde  $t_{on_g}$  es el tiempo en la que la unidad  $g$  estuvo operando.

Para el caso de las ERNC, su potencia inicial estará dada por su “rating” o factor de planta [25]. Dados los perfiles ERNC entregados por el CDEC-SING, aproximadamente los factores de planta para los parques eólicos y plantas fotovoltaicas por año son de 40 % y 34 %, respectivamente.

Respecto al **IFOR**, se calculará con la formula [25]:

$$IFOR_g \% = \frac{t_{off_g}}{t_{on_g} + t_{off_g}} \quad (3.16)$$

Donde  $t_{off_g}$  es el tiempo en que la unidad  $g$  no estuvo operando.

# Capítulo 4

## Metodología propuesta

Para ver los efectos que tiene considerar la restricción de mínimo técnico en una planificación de expansión de generación, se propone la siguiente metodología de análisis, en sistemas eléctricos de prueba para validación, como se muestra a continuación.

### 4.1. Sistema uninodal

#### 4.1.1. Caso 1: inversión continua

Para ver los efectos en cantidad de inversión y generación asociados a la restricción de mínimo técnico, se realizarán dos simulaciones sobre el sistema uninodal presentado en el anexo E: una considerando mínimo técnico y la otra no. El objetivo es ver la diferencia en cuanto a generación por parte de cada tecnología, mostrando las variaciones de comportamiento de las tecnologías en las demandas de base y de punta.

Para este caso se considerarán variables continuas de inversión de tecnologías generadoras, basado en el ejercicio de simulación realizado en [24]. Se utilizará el modelo presentado en la sección 3.4, adaptado al hecho de que las inversiones se hacen por tecnología y no por unidades generadoras.

Dado que el efecto que se quiere analizar tiene que ver más con los porcentajes de generación en cuanto a base y punta, la cronología no es relevante. Por ello la planificación se realizará sobre una curva de duración de carga aproximada por bloques.

Además de analizar las diferencias en generación, se hará una evaluación económica de las inversiones realizadas, valorizando el retorno a costo marginal, tanto de energía como de potencia, como se planteó en la sección 3.6.

#### 4.1.2. Caso 2: Inversión discreta

Para ver los efectos en los tiempos de inversión por considerar restricción de mínimo técnico, se realizarán dos simulaciones sobre el sistema uninodal presentado en el anexo F: una considerando mínimo técnico y la otra no. El objetivo es ver si hay diferencias en los años de entrada de las unidades, al considerar que el sistema de prueba fuerza a que todas las unidades se inviertan dentro del horizonte de planificación.

Para este caso se considerarán variables discretas de inversión (alternativas de unidades generadoras por unidades). Se utilizará el modelo de expansión de generación clásico, presentado en la sección 3.2 adaptado al caso uninodal por lo que no se tomarían en cuenta las restricciones asociadas a las líneas de transmisión.

Para este caso las curvas de duración de carga no son relevantes, por lo que la planificación se realizará sobre una curva de crecimiento anual de la demanda, considerando un solo bloque por año.

De igual forma se realizará una evaluación económica para cada caso, analizando el retorno de pago de inversiones a valorización de costo marginal (potencia y energía; sección 3.6).

#### **4.1.3. Consideraciones de los sistemas uninodales**

Para ambos casos, los pagos por potencia se realizarán asumiendo que toda la potencia instalada de la tecnología/central es la capaz de generar en horario punta, por lo que su valorización se hará por el total de potencia invertida. La valorización de potencia se hará con las consideraciones presentadas en 3.6.3.

Estas simulaciones se realizarán utilizando un modelo programado en Pyomo (anexo D), el cual también calculará los costos marginales, según la metodología presentada en la sección 3.5.

Para el caso de la inversión continua, dado que es una programación no-lineal entera mixta, se definirán un conjunto de valores iniciales de las variables con el fin de encontrar un mínimo local aceptable como resultado, según las metodologías propuestas en la referencia [26].

### **4.2. Sistema modificado del SING**

#### **4.2.1. Caso 3**

Para ver los efectos reales asociados a la restricción de mínimo técnico además de considerar la generación ERNC se realizarán dos simulaciones sobre el sistema modificado del SING presentado en el anexo G, tomando como referencia la base de datos (entregada por el CDEC-SING) del primer semestre 2015.

Esta base de datos se modifica para no considerar la interconexión con el SIC, debido a que se quiere analizar el problema actual de la teoría marginalista pura, para un sistema térmico puro. El hecho de considerar la interconexión implicaría tomar en cuenta el efecto de los embalses, el cual podría generar distorsiones adicionales. Este aspecto no permitiría ver aisladamente el efecto de la restricción de mínimo técnico planteado en este trabajo.

Para las simulaciones se utilizará el algoritmo LT-Plan de PLEXOS (ver apéndice C.1), para un horizonte de 10 años, tomando como base los costos y unidades candidatas de la referencia [27].

Una de las simulaciones se hará utilizando la aproximación por bloques de la curva de duración de carga, la cual utiliza el modelo clásico de expansión de generación mostrado en la sección 3.2. Para esta simulación se considerarán 5 bloques mensuales.

La segunda simulación se realizará utilizando la opción “Full Chronological” (cronología completa) de PLEXOS, la cual permite incorporar restricciones propias de las variables temporales [28]. Estas restricciones son las presentadas en la sección 3.3, que básicamente son los efectos de tiempos mínimos de encendido y apagado, además de los costos de encender y apagar las unidades (apéndice C). Dada la base de datos obtenida, la cronología en esta simulación se hará con un bloque diario.

De estas dos simulaciones se hará una comparación en cuanto a decisiones de inversión.

Posteriormente, sobre ambos modelos se realizarán simulaciones con algoritmo ST de PLEXOS (corto plazo). De estas simulaciones se validará la eventual operación de los planes de obra, de los cuales se obtendrán los ingresos por costos marginales y las índices estadísticos para la obtención del *IFOR* y  $P_{inicial}$  (ver sección 3.6).

En ambos casos, para la evaluación económica los pagos por potencia se harán en base a los documentos de las referencias [21,25,29] según lo presentado en la sección 3.6. También se incorporará la generación ERNC al modelo de planificación, por lo que se analizarán los casos críticos del problema presentado en este trabajo acerca de la generación a mínimo técnico.

Los perfiles ERNC entregados por el CDEC-SING son de un bloque diario. Estos consideran que por todo el año se respetan los factores de carga, además de incluir los casos de mínima y máxima generación ERNC por días “tipo”. Por lo tanto, los perfiles pasan por alto el efecto horario al hacer esta aproximación. De todas formas para este trabajo se consideran válidos, considerando que el efecto estudiado es el de la restricción de mínimo técnico.

Finalmente se analizarán las diferencias en cuanto a retorno de pago de inversiones a valorización de costo marginal, comparando también las diferencias de las aproximaciones de demanda y su efecto sobre la operación real.

### 4.3. Resumen de casos

Un resumen con los detalles de los casos a analizar se presenta en la tabla 4.1.

|                      | Caso 1                                                                  | Caso 2                                                                  | Caso 3                                                                                       |
|----------------------|-------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Propósito            | Ver diferencias en la cantidad de potencia instalada y de generación    | Ver diferencias en los tiempos de inversión de las unidades generadoras | Ver diferencia en los planes de obras                                                        |
| Sistema de prueba    | Uninodal                                                                | Uninodal                                                                | Sistema modificado del SING                                                                  |
| Modelo de la demanda | Curva de duración, 1 año                                                | Curva de crecimiento de demanda anual (1 bloque por año)                | - Aproximación por bloques (5 bloques mensuales)<br>- “Full-Chronological” (1 bloque diario) |
| Restricciones        | Mínimo técnico                                                          | Mínimo técnico                                                          | - Mínimo técnico<br>- Tiempos mínimos de encendido<br>- Tiempos mínimos de apagado           |
| Herramienta          | Pyomo                                                                   | Pyomo                                                                   | PLEXOS                                                                                       |
| Cálculo potencias    | Se reconoce 100 %                                                       | Se reconoce 100 %                                                       | Potencia de suficiencia                                                                      |
| Resultados           | - Inversiones<br>- Generación<br>- VAN inversiones<br>- Comparación CMg | - Años de inversiones<br>- VAN inversiones<br>- Comparación CMg         | - Planes de obras<br>- VAN inversiones<br>- Comparación CMg                                  |

Tabla 4.1: Resumen de casos

# Capítulo 5

## Simulaciones en sistemas de prueba

### 5.1. Caso 1: inversión continua

Para validar el modelo de inversión continua, se utilizan los datos del sistema de prueba del anexo E.

Para este caso se realizaron dos simulaciones: una considerando el efecto del mínimo técnico y la otra no, cuyos resultados y comparaciones se muestran a continuación.

Los resultados de inversión de ambas simulaciones se muestran en la siguiente tabla:

| Tecnología   | Inversión sin mínimo técnico [MW] | Inversión con mínimo técnico [MW] |
|--------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Carbón       | 2500                              | 2500                              |
| CC-GNL       | 1768                              | 1376                              |
| Diesel       | 0                                 | 392                               |
| <b>Total</b> | 4268                              | 4268                              |

Tabla 5.1: Resultados de inversión para caso 1

Como se observa, en ambos casos la inversión en carbón se hizo por el máximo permitido. Dado que la demanda en todo bloque, a excepción del primero, está por sobre los 2500 MW, en cualquier simulación es óptimo que la tecnología a carbón opere como base. Entonces dado que su operación tiende a ser a potencia nominal, no se ve afectada por la restricción de mínimo técnico, lo que justifica que su inversión sea por el total permitido.

La diferencia en inversiones se presentó con las tecnologías CC-GNL y Diesel.

La simulación que consideró mínimo técnico arrojó inversiones en CC-GNL menores que en la simulación que consideró mínimo técnico. Esto se debe a que para cumplir con la restricción de mínimo técnico, hay bloques en que la tecnología CC-GNL no podría operar por estar bajo su mínimo técnico, despachando la tecnología Diesel, lo que hizo necesaria su inversión.

Por otro lado, en la simulación que no consideró mínimo técnico, las inversiones de las tecnologías CC-GNL y Diesel se fueron dando según su economía en operación. La tecnología CC-GNL al tener costos variables menores que la tecnología Diesel, justificaba

que se invirtiera con el fin de cubrir la diferencia entre la demanda y la capacidad de la tecnología carbón.

Las figuras 5.1 y 5.2 muestra la generación para cada simulación, complementando lo descrito anteriormente.

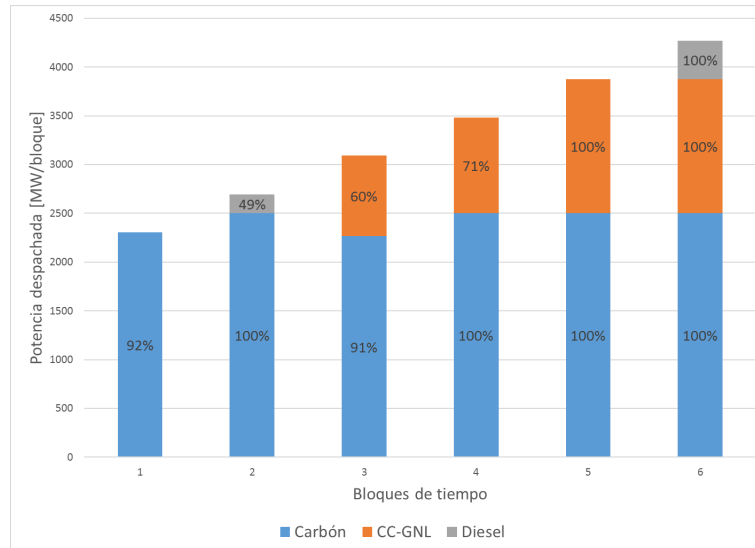


Figura 5.1: Generación simulación considerando mínimo técnico, caso 1

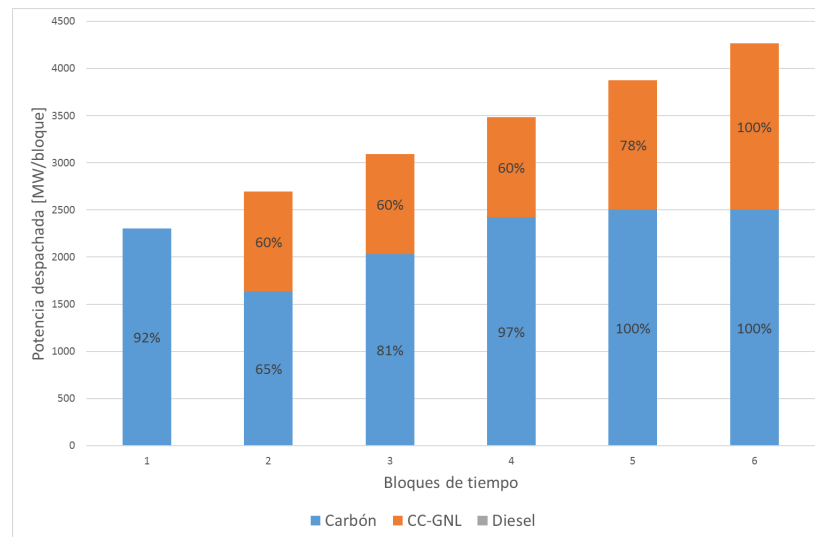


Figura 5.2: Generación simulación sin considerar mínimo técnico, caso 1

De las figuras se observa que cuando no se considera la restricción de mínimo técnico en la planificación de expansión, el despacho de tecnologías tiende a darse por su orden de mérito: más barata en operación a la más cara. Sin embargo, la necesidad de respetar la restricción de mínimo técnico implica que en algunos bloques de tiempo la tecnología de base (carbón) opere a potencia menor que su nominal, con el fin de que la tecnología CC-

GNL pueda generar dentro de sus rangos de operación. Esto provoca que opere a mínimo técnico en los bloques 2, 3 y 4.

Para la simulación que toma en cuenta el efecto de mínimo técnico en la planificación de expansión, se puede ver que la tecnología Diesel no necesariamente cubre las puntas, ya que opera en el bloque 2, existiendo disponibilidad de CC-GNL. Esto se da para cumplir con la restricción de generación mínima.

Recién en el bloque 3 la tecnología CC-GNL opera a mínimo técnico. Para permitir lo anterior, la tecnología a Carbón tuvo que disminuir su potencia de operación, generando a un 91 % de su capacidad nominal.

Finalmente, en el bloque 6, se ve que todas las tecnologías operan a su máxima capacidad.

El análisis de la generación presentado anteriormente se puede complementar con los costos marginales del sistema. La comparación de los costos marginales de ambas simulaciones, se muestra en la figura 5.3.

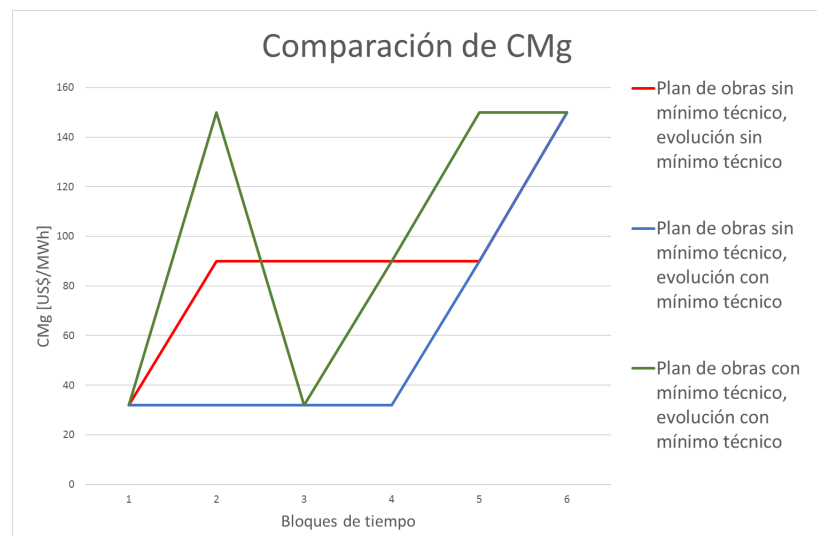


Figura 5.3: Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 1

Como se aprecia, la estimación del costo marginal cuando no se considera mínimo técnico, tanto en la expansión de generación como en la operación, tiende a ser mayor de lo que el costo eventualmente sería. Esto se produce por la operación de la tecnología CC-GNL en los bloques 2, 3 y 4, ya que al estar a mínimo técnico no marca el costo marginal del sistema.

El considerar mínimo técnico en la expansión de generación y operación permite estimar mejor las variaciones del costo marginal por la generación de centrales a mínimo técnico.

Para la simulación que consideró mínimo técnico, hay un bloque en particular que muestra el problema de tarificación a costo marginal: el bloque 3.

El costo marginal en el bloque 3 es de 32 [US\$/MWh] (Carbón) siendo que la tecnología más cara en operación es la CC-GNL, cuyo costo variable es de 90 [US\$/MWh]. Esto se

debe a que la tecnología CC-GNL opera a su mínimo técnico (60 %) y como se vio en la sección 3.5, esto haría que no marque el costo marginal del sistema.

Por otro lado, en la simulación que no consideró restricción de mínimo técnico, el costo marginal del sistema era esperable que lo marque el carbón hasta agotar su capacidad instalada. Luego lo marca la tecnología siguiente, CC-GNL.

Según la metodología presentada en la sección 3.6, la evaluación económica en ambos casos (con mínimo técnico y sin mínimo técnico) se realiza para las nuevas inversiones, obteniendo los siguientes comportamientos de VAN.

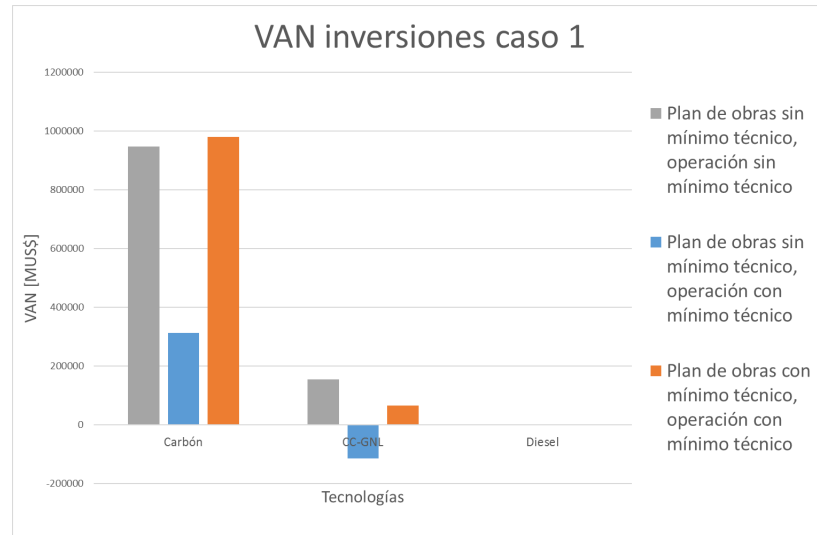


Figura 5.4: VAN de inversiones, caso 1

Como se aprecia en la figura anterior, considerar la restricción de mínimo técnico afecta el retorno de pago de inversiones. Como se analizó anteriormente, los costos marginales al considerar mínimo técnico tienden a subir. Esto produce que mientras más barata sea en operación la tecnología, su rentabilidad aumenta.

De esta forma, el carbón al ser una tecnología base, verá un aumento significativo en su retorno de pago de inversiones.

En la simulación que no consideró mínimo técnico, CC-GNL pagó su inversión al equilibrar los pagos por potencia y sus costos de operación al marcar costo marginal. Para la simulación que consideró restricción de mínimo técnico, Diesel fue la tecnología de punta, por lo que también equilibró sus costos de inversión y operación con los ingresos por potencia y energía.

Se puede observar que considerar la restricción de mínimo técnico en las dos etapas de la simulación (expansión de generación y operación), permite estimar de mejor forma el retorno de pago de inversiones disminuye, al proyectar los problemas de tarificación a costo marginal por la operación a mínimo técnico.

## 5.2. Caso 2: inversión discreta

Para validar el modelo de inversión discreta, se utilizan los datos del sistema de prueba del anexo F.

Para este caso se realizaron dos simulaciones: una considerando el efecto del mínimo técnico y la otra no.

Los resultados de inversión de ambos casos se muestran en la siguiente tabla:

| Decisiones de inversión al considerar mínimo técnico [MW]  |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |        |        |
|------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Tecnología                                                 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 6 | Año 7 | Año 8 | Año 9 | Año 10 | Año 11 | Año 12 | Año 13 | Año 14 | Año 15 |
| Carbón                                                     | 2     | 0     | 1     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| GNL                                                        | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 1     | 1     | 0     | 1     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| Diesel                                                     | 0     | 0     | 0     | 0     | 1     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      |
| Decisiones de inversión sin considerar mínimo técnico [MW] |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |        |        |
| Tecnología                                                 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 6 | Año 7 | Año 8 | Año 9 | Año 10 | Año 11 | Año 12 | Año 13 | Año 14 | Año 15 |
| Carbón                                                     | 2     | 0     | 1     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| GNL                                                        | 0     | 0     | 0     | 0     | 1     | 0     | 1     | 1     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| Diesel                                                     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      |

Tabla 5.2: Resultados de inversión para el caso 2

Gráficamente, la evolución de potencia instalada por tecnología, para cada caso, se muestra en las figuras 5.5 y 5.6.

Como se observa en las figuras, considerar el efecto del mínimo técnico cambia el orden en que se invierten las unidades.

En la simulación que consideró el efecto de mínimo técnico hubo inversión en tecnología Diesel antes que la GNL. Esto se debe exclusivamente a que al ser una tecnología más flexible permite cumplir con la restricción de mínimo técnico en los períodos en que la demanda no es lo suficientemente alta como para que opere una central GNL. Hay que recalcar que además de ser menor la potencia máxima de cada central Diesel, su mínimo técnico es de un 20%, lo que la hace ser una tecnología más flexible.

En cambio, en la simulación que no considera el mínimo técnico, se cumple el orden en las inversiones esperado. Esto es ir invirtiendo en tecnologías más baratas en costos variables a medida que la demanda vaya aumentando.

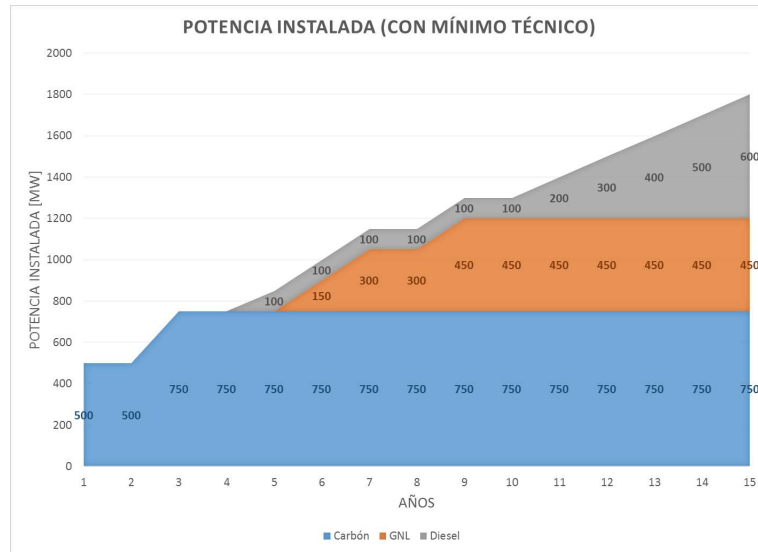


Figura 5.5: Potencia instalada considerando mínimo técnico, caso 2

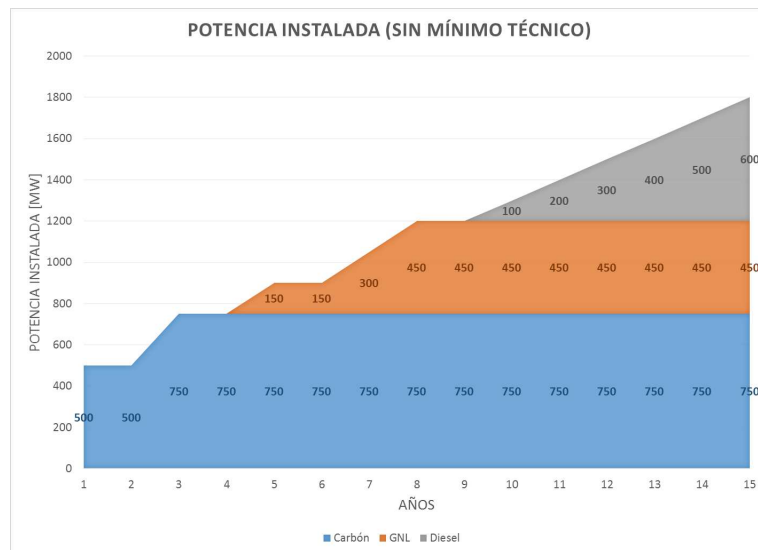


Figura 5.6: Potencia instalada sin considerar mínimo técnico, caso 2

Este “adelanto” en la inversión Diesel significa cambios en los costos marginales del sistema. La figura 5.7 muestra la comparación de ambas simulaciones:

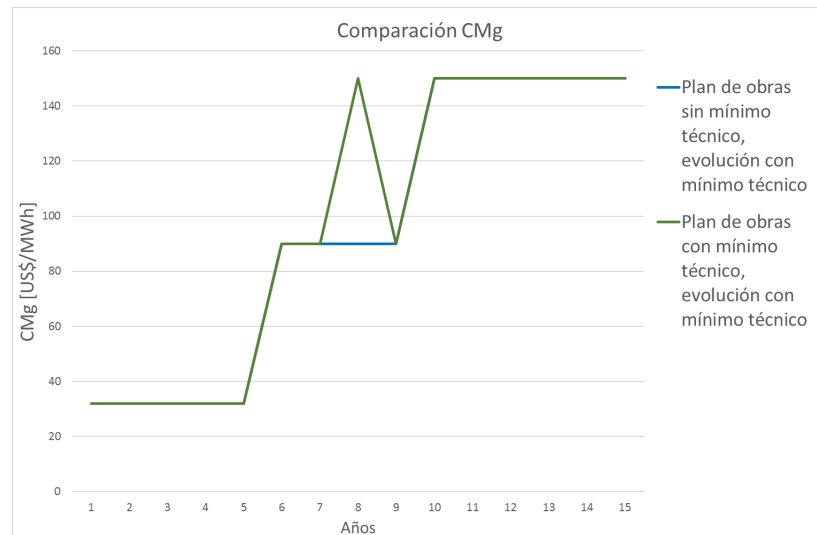


Figura 5.7: Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 2

Al igual que en el caso 1, se ve que el no considerar el efecto de mínimo técnico hace que el costo marginal sea creciente junto con la demanda. En cambio, cuando se considera el efecto de mínimo técnico se ven diferencias durante el horizonte de planificación, especialmente dados por considerar ésta restricción, como se ve en el año 8.

En cuanto a los retornos de pago de inversiones, los VAN de cada simulación se muestran en la siguiente figura:

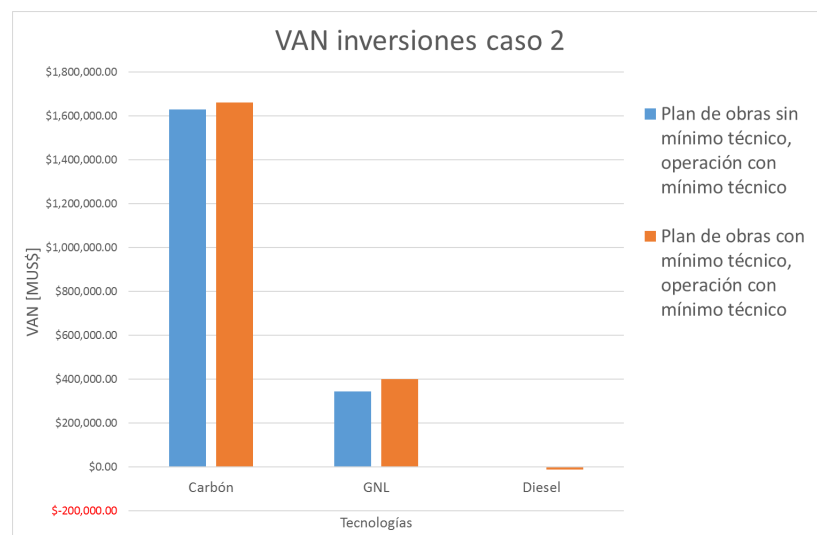


Figura 5.8: VAN de inversiones en Carbón, caso inversión discreta

Como se aprecia, la tecnología de punta es la que se ve perjudicada, al no poder cubrir sus costos variables de operación en los bloques de tiempo que se encuentre a mínimo técnico.

### 5.3. Caso 3: Sistema modificado del SING

Para esta simulación, se utiliza la base de datos IET S1-2015, entregada por el CDEC-SING, modificada de forma de mantener la característica de sistema térmico puro. Solamente se incorpora la inyección ERNC.

Los datos del sistema modificado se muestran en el apéndice G.

Las inversiones para el caso con aproximación por **bloques** se muestra en la tabla 5.3.

| Plan de obras: aproximación de bloques |                   |                         |               |
|----------------------------------------|-------------------|-------------------------|---------------|
| Función objetivo LT                    | 1.7247495239E+010 |                         |               |
| Central                                | Tecnología        | Potencia instalada [MW] | Año inversión |
| Eólico SING I                          | Eólica            | 200                     | 2015          |
| Eólico Calama                          | Eólica            | 75                      | 2015          |
| Eólico Crucero Encuentro               | Eólica            | 100                     | 2020          |
| Eólico El Abra                         | Eólica            | 60                      | 2020          |
| Eólico Lagunas                         | Eólica            | 75                      | 2021          |
| Eólico Sierra Gorda                    | Eólica            | 75                      | 2021          |
| Geotermica Puchuldiza 03               | Geotermica        | 40                      | 2021          |
| Geotermica Gaby                        | Geotermica        | 50                      | 2021          |
| TARAPACÁ III                           | Carbón            | 200                     | 2022          |
| Geotermica Apacheta 01                 | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Geotermica Apacheta 02                 | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Geotermica Pampa Lirima 01             | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Geotermica Polloquere 01               | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Geotermica Polloquere 02               | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Carbón Tarapacá 3                      | Carbón            | 110                     | 2023          |
| Diesel Mejillones 1                    | Diesel            | 130                     | 2023          |
| Diesel Mejillones 2                    | Diesel            | 130                     | 2023          |
| Diesel Mejillones 3                    | Diesel            | 130                     | 2023          |
| Geotermica Pampa Lirima 02             | Geotermica        | 40                      | 2023          |
| Geotermica Puchuldiza 01               | Geotermica        | 40                      | 2023          |
| Geotermica Puchuldiza 02               | Geotermica        | 40                      | 2023          |

Tabla 5.3: Resultados de inversión para caso aproximación por bloques

Gráficamente, la potencia instalada del plan de obras se muestra en la figura 5.9:

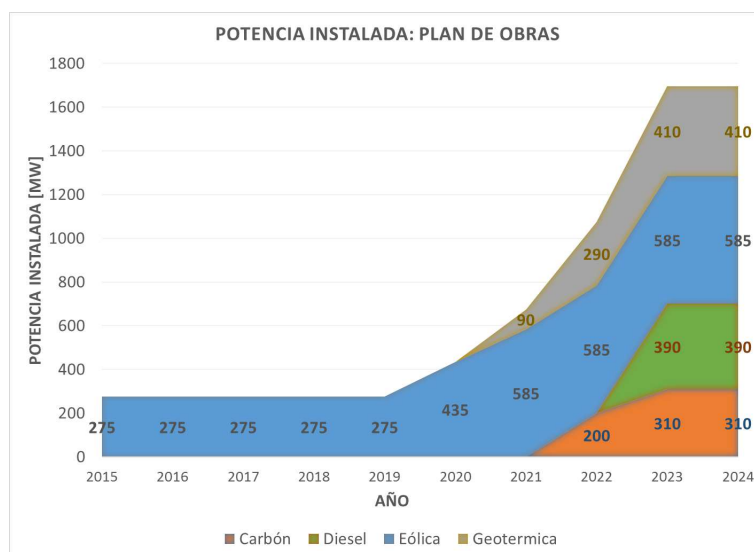


Figura 5.9: Potencia instalada en el horizonte de planificación, aproximación por bloques

Para el caso de la simulación “**Full-Chronological**”, las decisiones de inversión son las mostradas en la tabla 5.3.

| Plan de obras: “Full Chronological” |                   |                         |               |
|-------------------------------------|-------------------|-------------------------|---------------|
| Función objetivo LT                 | 1.7967265132E+010 |                         |               |
| Central                             | Tecnología        | Potencia instalada [MW] | Año inversión |
| PV Condores                         | Solar             | 30                      | 2015          |
| PV Domeyko                          | Solar             | 40                      | 2015          |
| PV Arica                            | Solar             | 40                      | 2015          |
| PV Encuentro                        | Solar             | 50                      | 2015          |
| PV Calama                           | Solar             | 35                      | 2021          |
| PV Andes                            | Solar             | 40                      | 2021          |
| PV Lagunas                          | Solar             | 50                      | 2021          |
| PV Nueva Encuentro                  | Solar             | 50                      | 2021          |
| PV Pozo                             | Solar             | 50                      | 2021          |
| PV Nueva Crucero Encuentro          | Solar             | 60                      | 2021          |
| PV Parinacota                       | Solar             | 60                      | 2021          |
| Solar SING I                        | Solar             | 150                     | 2021          |
| Solar SING II                       | Solar             | 150                     | 2021          |
| Solar SING IV                       | Solar             | 150                     | 2021          |
| Solar SING VI                       | Solar             | 150                     | 2021          |
| Solar SING III                      | Solar             | 200                     | 2021          |
| Geotermica Apacheta 01              | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Geotermica Apacheta 02              | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Geotermica Pampa Lirima 01          | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Geotermica Pampa Lirima 02          | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Geotermica Polloquere 01            | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Geotermica Polloquere 02            | Geotermica        | 40                      | 2022          |

| Central                  | Tecnología | Potencia instalada [MW] | Año inversión |
|--------------------------|------------|-------------------------|---------------|
| Geotermica Puchuldiza 01 | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Puchuldiza 02 | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Puchuldiza 03 | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Gaby          | Geotermica | 50                      | 2022          |
| TARAPACA III             | Carbón     | 200                     | 2023          |
| Atacama GNL 2            | GNL        | 250                     | 2023          |

Tabla 5.4: Resultados de inversión para caso “Full Chronological”

Gráficamente, la potencia instalada del plan de obras se muestra en la figura 5.10:

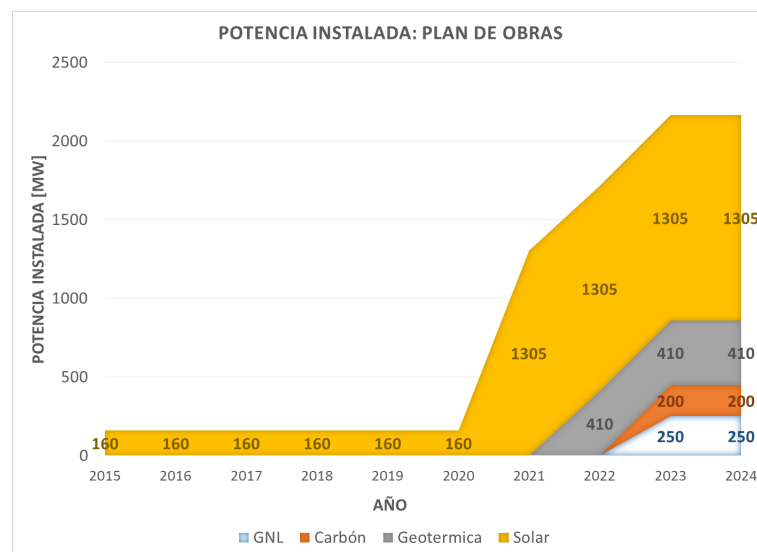


Figura 5.10: Potencia instalada en el horizonte de planificación, “Full-Chronological”

Ambos planes de obras son muy distintos, considerando las matrices de energía invertidas.

Analizando por tipo de generación se tiene:

- Térmica convencional: para el caso de **aproximación por bloques**, el plan de obras considera invertir en 5 centrales térmicas convencionales, 2 de carbón y 3 de Diesel. En cambio para el caso “**Full-Chronological**”, solamente considera la inversión de 2 centrales a Carbón.

Esto se explica ya que si no se consideran los tiempos mínimos de operación/detención, la optimización hace que las tomas de carga de las centrales térmicas sean más flexibles de lo que podrían ser.

Por eso, es que para el caso “Full-Chronological” solamente invierte en 2, terminando el horizonte de planificación. También es importante notar que la inversión en este

caso fue menor en potencia instalada, y posterior en tiempo de puesta en marcha (figuras 5.9 y 5.10).

- Solar/eólica: se contrastan estas dos tecnologías en los planes de obras resultantes. Para el caso de aproximación por bloques, la generación por este tipo de energías se aproximará a su factor de planta. De los perfiles entregados por el CDEC-SING, 40 % y 34 % son los factores de planta para la generación eólica y solar, respectivamente. Por lo tanto, para esta simulación era de esperar de que fuera de mayor preferencia un parque eólico que una planta solar (figura 5.9).

En cambio para el caso “Full-Chronological”, al ser relevantes los tiempos mínimos de encendido y apagado, se hace importante mantener una generación menos dispersa como lo es la solar, en vez de considerar la potencia instalada. Esto marca el hecho de que no haya inversión en otro tipo de tecnologías hasta el año 2022 (figura 5.10).

- Geotérmica: en ambos casos se decide invertir en las mismas centrales, la diferencia está en los tiempos de puesta en marcha.

Se repite el fenómeno de la simulación 2, en la cuál se adelantan inversiones de la tecnología intermedia (en este caso Geotérmica), con el fin de cubrir la demanda para cada bloque, respetando su mínimo técnico.

La evolución de los costos marginales para el caso de aproximación por bloques y para “Full-Chronological” se muestran gráficamente en las figuras 5.11 y 5.12, respectivamente.

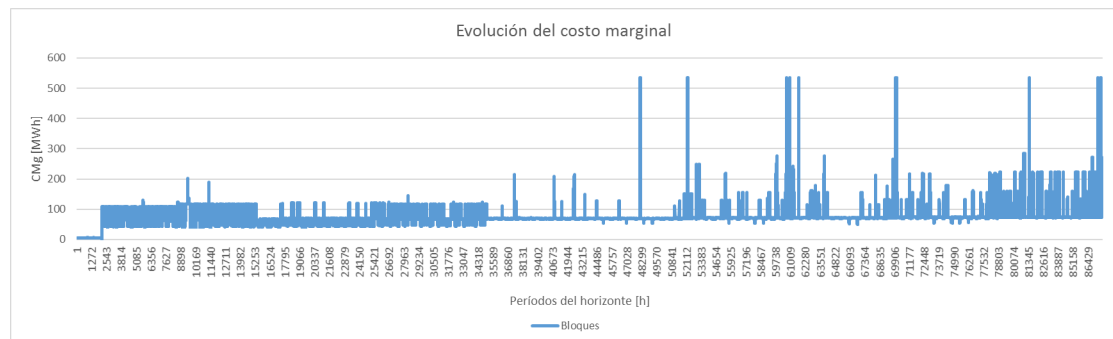


Figura 5.11: Evolución del costo marginal, caso aproximación por bloques

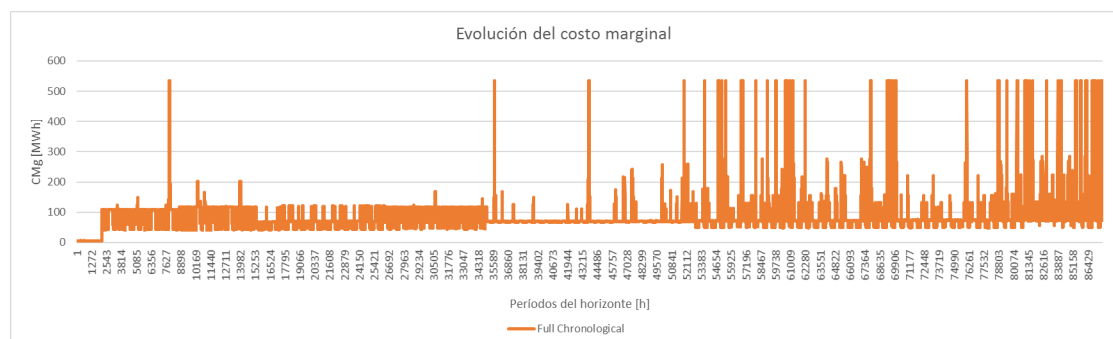


Figura 5.12: Evolución del costo marginal, caso “Full-Chronological”

Como se aprecia de las figuras anteriores, se pueden distinguir 3 zonas de análisis:

- Entre 0 y  $\sim 35589$  horas (2015-2019): Los costos marginales son muy similares en ambas simulaciones. Al haber una cantidad considerable de inyección ERNC, marginan en muchas horas de este período: Eólica para el caso de aproximación por bloques y Solar para el caso “Full-Chronological”.
- Entre  $\sim 35589$  y  $\sim 52112$  horas (2019-2021): En ambos planes de obra la inversión de geotérmicas se da en este período. Los costos marginales son similares en ambos casos, donde la tendencia es al costo variable de la geotérmica.
- Entre  $\sim 52112$  y  $\sim 87672$  horas (2021-2024): Esta es la zona en la que los costos marginales más difieren. Para la simulación con aproximación por bloques se ve que los costos marginales en promedio son de 80 [USD/MWh], teniendo pocas variaciones, a excepción de los costos de falla en ciertos períodos. Para el caso “Full-Chronological” se observa que el costo varía entre los 40 y 80 [USD/MWh], existiendo mayor cantidad de fallas en el sistema.

En términos generales el costo marginal para la simulación por aproximación por bloques tiende a ser mayor en el último bloque de horas, teniendo pocas horas con energía no servida. Esto se explicaría por la alta inversión en tecnologías convencionales, las cuales al término del período aprovechan su capacidad máxima, por lo que las centrales de tecnologías más rápidas y flexibles modulan las variaciones de demanda.

Por otro lado, para el caso “Full-Chronological” hay muchas más tasas de falla. De todas formas estos altos costos marginales por falla se compensan con los bajos costos marginales en condiciones normales, que tiene un cierto comportamiento estacional (se asume que diario, tomando en cuenta que es generación solar).

Restando los costos marginales de ambas simulaciones, se obtiene la siguiente figura:

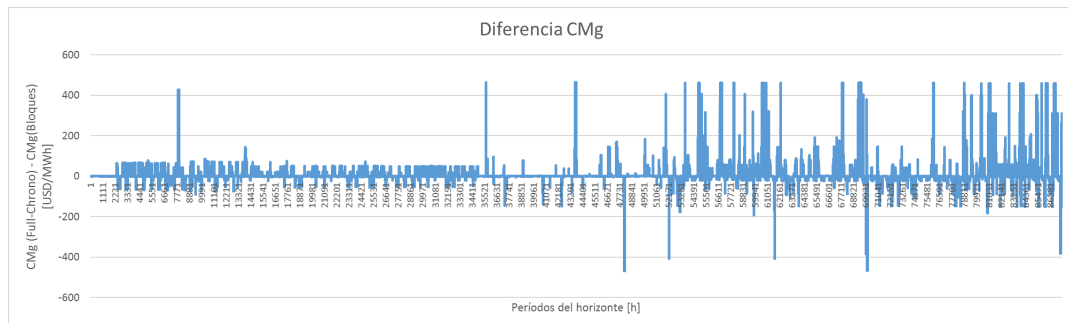


Figura 5.13: Evolución del costo marginal para ambos casos

Si no se toman en cuenta los costos de falla en la figura 5.13, se ve que hay diferencias en costos marginales de más o menos 40 US\$/MWh. Esto se puede interpretar que en ciertos bloques de tiempo en la simulación “Full-Chronology”, se considera la operación de una GNL por sobre una de Carbón. Lo anterior es consecuente con la operación flexible considerando la inyección ERNC en el parque generador.

En cuanto al retorno de pago de inversiones, fue necesario valorizar los pagos por potencia. Según la metodología propuesta (capítulo 4), la potencia de suficiencia reconocida para cada plan de obras se presenta en las tablas H.1 y H.2 del apéndice H.

Gráficamente, los VAN de los proyectos de cada plan de obras se muestran en las figuras 5.14 y 5.15.

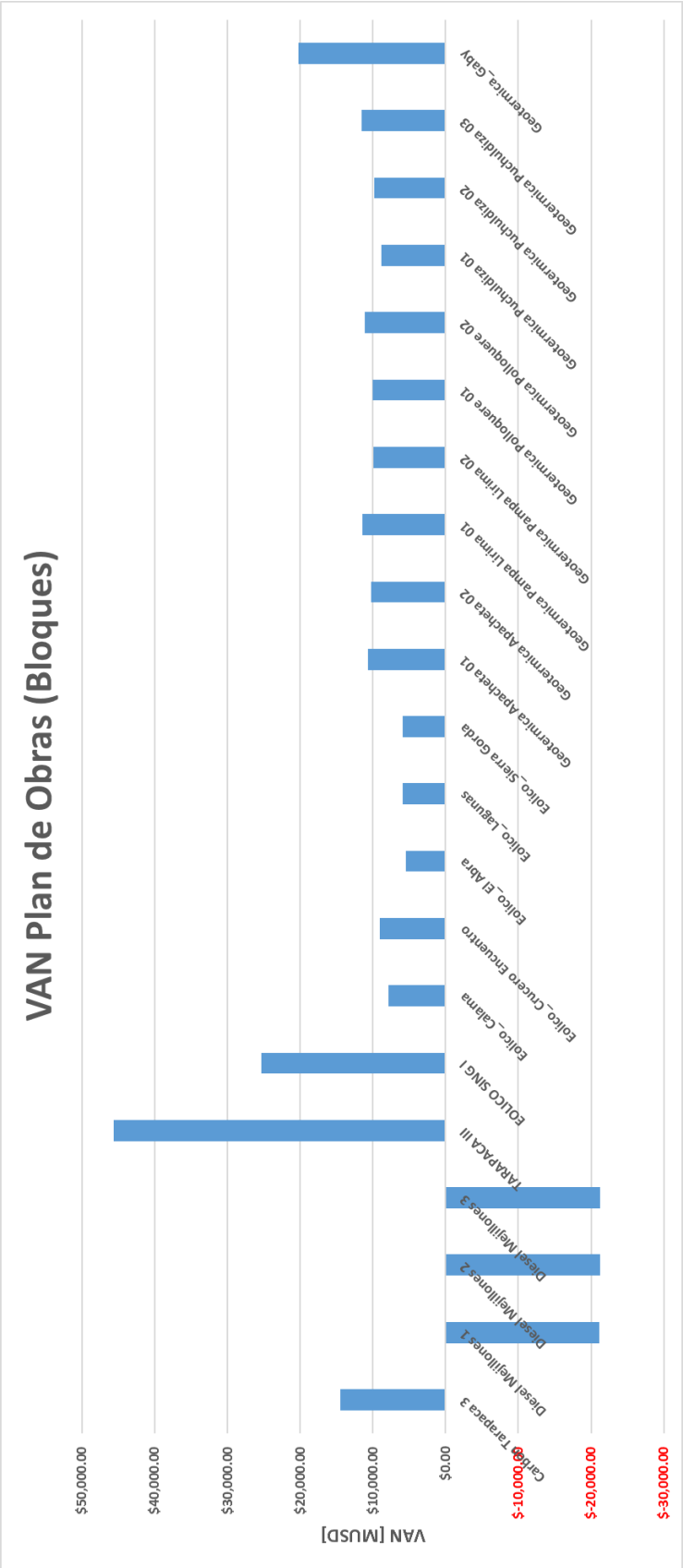


Figura 5.14: VAN Plan de Obras (Bloques) [MUSD]

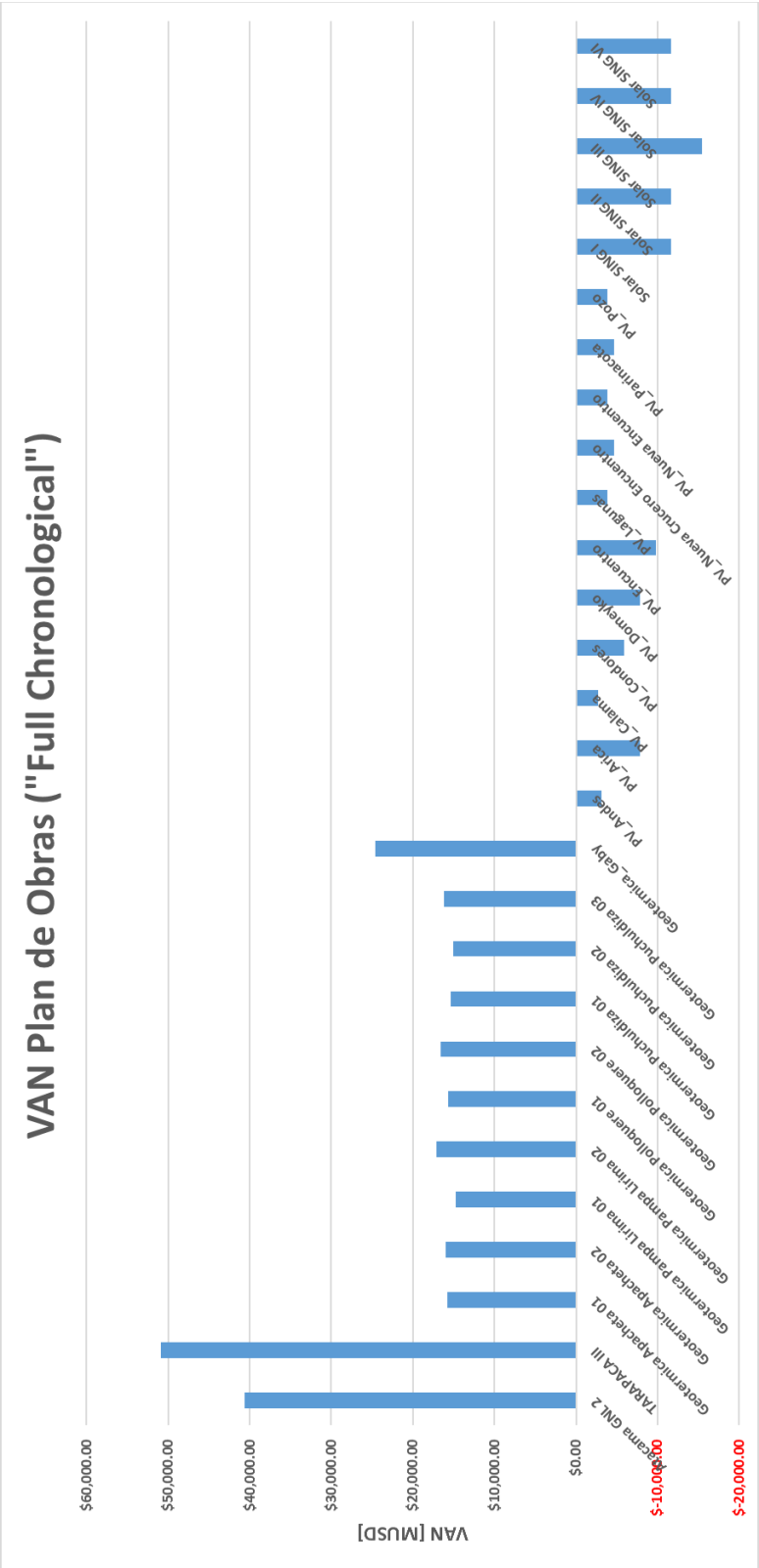


Figura 5.15: VAN Plan de Obras ("Full Chronological") [MUSD]

Para la **simulación por aproximación por bloques**, el retorno de pago de inversiones para las inversiones geotérmicas y eólicas se dio sin problemas. Se hubiese pensado que los parques eólicos tendrían problemas para pagarse, más que nada por la potencia de suficiencia reconocida, pero hay que recalcar que los perfiles ERNC entregados por el CDEC-SING les asignaba factores de planta de 40 %, lo que claramente está por sobre el real.

Los ingresos por energía altos se justifican comparando con el costo marginal, el cuál en todo momento es superior a los costos variables de geotérmica y eólica.

Para el caso de las geotérmicas, dada que su operación es económica, su potencia reconocida también es alta, lo que aporta positivamente a sus flujos de caja netos.

Respecto a las centrales térmicas convencionales, las de Carbón no tienen problemas en sus ingresos por energía, a pesar de la alta penetración ERNC. Esto se justifica ya que la demanda al ser alta permite que estas centrales generen a una potencia mayor a su mínimo técnico cercanas a su potencia nominal, por lo que se pagan cobrando a costo marginal mayor al del carbón (GNL o diesel). El ingreso por potencia reconocida también es alto, considerando que operan mayor cantidad de horas al ser centrales de generación base.

En esta simulación en particular, son las centrales diesel las perjudicadas, a pesar de que son las más económicas en inversión. Que sus VAN al término del período sean negativos, se debe a que dada la generación en ciertos períodos de Carbón (no a su potencia nominal) y de la intermitencia ERNC, sean las centrales Diesel las que vayan tomando las diferencias de carga, operando en muchos períodos a mínimo técnico. Por lo que en esos períodos, siguiendo la teoría marginalista, perderían dinero en mercado spot. Además hay que considerar que la poca operación de estas centrales, afecta en teoría a su potencia de suficiencia reconocida, lo que la perjudica más, al ser el ingreso que aportaría balance en los flujos de la inversión.

La planificación al no tomar en cuenta esta restricción, hace que en una operación real, no se aproveche al 100 % el potencial de cada central invertida.

Por otro lado, para la **simulación “Full-Chronological”** el pago de las inversiones en geotérmicas se dio de la misma forma que para el caso anterior. Los ingresos por energía, están muy por sobre sus costos variables, lo que da para cubrir los costos fijos de inversión. Además que su constante operación le aporta al reconocimiento de potencia de suficiencia.

El VAN para el caso de las inversiones en centrales fotovoltaicas, se debe al poco reconocimiento de potencia de suficiencia. Aunque los ingresos por energía son positivos por período, la baja potencia instalada por cada central no permite que la generación alcance a cubrir ese déficit por el reconocimiento de potencia firme.

Respecto a las inversiones en centrales de generación convencional, se ve que sus ingresos pagan su inversión. La decisión al considerar la cronología permitió que la central a carbón genere cerca de su potencial máximo y que la GNL opere por sobre su mínimo técnico.

Particularmente, la GNL genera en las noches/madrugada, que es cuando la generación solar es baja o nula. De esa forma se asegura que la tecnología margine y/o reciba ingresos de las centrales Diesel ya instaladas.

# Capítulo 6

## Conclusiones y propuestas de mejora

### 6.1. Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos y de los análisis realizados de las simulaciones, se concluye lo siguiente:

- La teoría marginalista pura funciona perfectamente en un sistema económicamente adaptado: sin pérdidas de transmisión, sin restricciones de inversión (inversión continua) y sin mínimo técnico.
- Considerar la restricción de mínimo técnico afecta en las señales de inversión, tanto para inversión continua como inversión discreta.
- En las tecnologías “intermedias” (entre las tecnologías de base y punta, económicamente hablando), considerar la restricción de mínimo técnico puede adelantar la decisión de inversión. Esto ya que considera que las centrales base (carbón principalmente) no pueden generar por bajo su mínimo de generación estable. En la práctica, es la necesidad de generar con centrales que aporten flexibilidad al sistema.
- Considerar la restricción de mínimo técnico en una expansión de generación permite estimar de mejor forma los costos marginales, ya que toma en cuenta el problema de tarificación de unidades que operen a potencia mínima.
- A pesar de que el problema planteado en la tesis se da en sistemas puramente térmicos, la inyección ERNC magnifica aún más el problema actual en la tarificación a costo marginal, al ser una generación intermitente. Esto fuerza a que unidades flexibles operen, en muchas ocasiones a mínimo técnico.
- Considerar las restricciones de corto plazo en la planificación de largo plazo, como se hizo en la simulación 3 (“Full-Chronological”), permite estimar de mejor forma una eventual operación con el plan de obras simulado.
- En relación con la conclusión anterior, estimar aproximando por bloques no permite considerar los efectos intradiarios con la generación ERNC, por lo que pensando en la situación de alza en inversiones ERNC que se vive en Chile, es necesario descartar esta metodología.

- En cuanto al retorno de pago de inversiones, considerar las variables cronológicas de tiempos mínimos de operación, además del mínimo técnico, mejora en parte el problema planteado en la tesis. Esto ya que permite estimar de mejor forma los costos marginales futuros. Pensando en una generadora, tendría mejores antecedentes para realizar una evaluación económica del proyecto, al saber cuánto generaría, cuáles serían los costos marginales, etc...
- La teoría marginalista aplicada a un sistema real no tiene validez práctica, ya que pasa por alto muchas restricciones operacionales, que se dan en un sistema eléctrico.

## 6.2. Propuestas de mejora

Algunas propuestas personales para dar solución al problema actual, son:

### 6.2.1. Metodología de planificación

Actualmente, la mayoría de los modelos de planificación de expansión de generación, buscan minimizar una función objetivo, reduciendo los costos totales del sistema: inversión y operación.

Para evitar “parchar” mucho la aplicación de la teoría marginalista en Chile, se podría pensar en un nuevo paradigma a la expansión de generación, utilizando modelos matemáticos que adapten el sistema en vez de reducir los costos totales.

Este modelo deberá asegurar que toda central generadora, pueda al menos costear su operación. Por lo tanto, sería necesario re-definir también los pagos por potencia, para asegurar el equilibrio de las inversiones.

De ser necesario habría que fijar el costo marginal, como el costo variable de la unidad más cara en operación, que pueda abastecer la unidad de demanda adicional.

De todas formas esta mejora tendría que plantearse y desarrollarse bien a nivel académico antes de ser implementada en algún sistema eléctrico, para demostrar su validez.

### 6.2.2. Pagos por servicios auxiliares (servicios complementarios)

Hay que tener en cuenta que el régimen de operación de una máquina se ve afectado por la necesidad de operación flexible, mostrada en este trabajo. Las unidades que realizan RPF o RSF disminuyen su vida útil, siendo una pérdida de la inversión.

Generalmente estas unidades son las GNL o Diesel, precisamente las que tienen el problema de tarificación planteado en esta tesis.

En las referencias [16] y [30] se habla mucho de los mercados de servicios auxiliares.

En estos mercados, se tarifica los servicios que pueda prestar una generadora, para la flexibilidad y operación segura de un sistema.

La definición de servicios auxiliares depende mucho del mercado eléctrico específico que se esté analizando. Por ejemplo, en E.E.U.U. los servicios auxiliares consideran:

- Control de despacho

- Regulación de frecuencia
- Reserva operacional
- Desbalance de energía
- Control de tensión y soporte de potencia reactiva
- Compensación de pérdidas

A corto plazo, si se quiere mantener el modelo de mercado actual, se podría implementar un pago por servicios complementarios. Esto aseguraría que las centrales GNL y/o Diesel paguen su operación en los períodos que operen a mínimo técnico.

### 6.2.3. Mercado de capacidad

Muchas de las centrales que actualmente tienen el problema de retorno de pago de inversiones, son las GNL y/o Diesel, que aportan generación al sistema en las horas de demanda punta.

Considerando esa disponibilidad, en vez de pagos por potencia, se podría plantear un mercado más complejo de capacidad.

En [31] se presenta esta ventaja, por lo que para el caso chileno, donde hay mucha penetración ERNC, un mercado de capacidad podría suplir los costos de operación de las centrales flexibles.

En [32] se presenta el caso chileno del SIC, en el cual muestra las deficiencias de los pagos por potencia actuales, ya que no asegura el retorno de pago de inversiones para todas las tecnologías.

Este tipo de mercado se podría implementar en caso de que se quiera mantener el modelo de mercado eléctrico actual. De esa forma se aseguraría el retorno de pago de inversiones de las centrales GNL/Diesel (caso actual del SING).

### 6.2.4. Bolsa de energía

Una solución que se ha analizado en otros trabajos, es el de migrar a un mercado eléctrico con bolsa de energía.

Internacionalmente son muchos los mercados eléctricos que tienen incorporada la bolsa de energía (capítulo 2). Este modelo permite que el mercado sea más competitivo al ser dinámico, cuyas ofertas pueden ser hasta incluso intradiarias.

Para aplicar una bolsa de energía al mercado eléctrico chileno hay que tomar en cuenta sus características [3]:

- A pesar de que poco a poco han actores al sector generación, son unos pocos los que tienen la mayoría del mercado: Colbún, Endesa y Gener.
- Mucho número de contratos bilaterales, lo que disminuye los grados de libertad.
- Crecimiento sostenido de la demanda.

- Información estratégica de los actores conocida, a partir del Pool existente, de tipo obligatorio con costos variables auditados.
- Componente hidrológica tiene tres efectos importantes: variabilidad, dependencia de centrales en cascada y potencial de los grandes embalses.

Considerando que el sistema de transmisión es longitudinal, poco enmallado, técnicamente el sistema de ofertas y su casación se debería dar por zonas. Pero actualmente la concentración de generación está en los extremos del país.

En Sudamérica, un ejemplo de bolsa de energía es el analizado en [33], en Colombia. En este se presentan los mecanismos de subastas, sus falencias y mejoras.

Tomando en cuenta los análisis de [34–36], se podrían evaluar formas para diseñar una bolsa de energía, pensando en el largo plazo, ya que serían necesarios más agentes generadores.

También es necesario hacer un cambio legislativo, ya que sería necesario separar y definir los actuales agentes del mercado chileno, pensando en comercializadores y operadores de mercado como entidad aparte del operador del sistema.

### 6.3. Trabajos futuros

Algunas ideas personales, para darle continuidad al tema desarrollado, son:

- Dado que la base de datos entregada por el CDEC-SING permitió usar cronología diaria (perfiles diarios), sería bueno comprobar si la proyección del plan de obras mejora aún más al considerar temporalidad más ajustada (horaria), en una simulación “Full-Chronological”.
- En este trabajo se consideró un sistema mayormente térmico con inyección ERNC. Se puede considerar la interconexión SIC-SING, y analizar el efecto hidrológico sobre la expansión de generación considerando mínimo técnico. Los embalses podrían distorsionar aún más las señales de inversión, ya que pueden almacenar energía.
- Se podría diseñar un algoritmo que permita incluir más restricciones de programación de corto plazo en la planificación de largo plazo. A partir de eso analizar distorsiones y diferencias al hacer esa consideración.

# Apéndice A

## Resumen ejecutivo

### A.1. Introducción

En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se ha visto un problema en el retorno de pago de inversiones de unidades generadoras, ya que se ha vuelto común que centrales cuyo costo de generación es mayor, se encuentren operando a mínimo técnico, sin marcar el costo marginal del sistema.

Esto ha provocado que los pagos a las unidades generadoras a mínimo técnico se realicen a través del cálculo de sobrecostos sistémicos a los retiros. Estos costos se prorratean entre los retiros, que finalmente se cargan al consumidor final.

Por eso, en este trabajo se vio qué efectos tiene incluir la restricción de mínimo técnico a un modelo de expansión de generación para analizar si hay diferencias en las señales de inversión a largo plazo. Además de verificar si hay retorno de pago de inversiones a las unidades que generen a mínimo técnico, a través de la tarificación a costo marginal.

Luego ver si de alguna forma arregla o mejora el problema de tarificación a costo marginal a las unidades generadoras a mínimo técnico.

Dado que esta restricción está asociada con los tiempos mínimos de encendido y apagado, se considerarán en una planificación de expansión de generación en un sistema modificado del SING.

Estos modelos se programarán usando los lenguajes MatLab, Pyomo<sup>10</sup> y PLEXOS, los cuales se probarán sobre sistemas de prueba, adicionando restricciones, según se plantea en los objetivos específicos.

En base a los resultados obtenidos en las simulaciones, se evaluaron alternativas para mejorar o arreglar el problema presentado en la tesis.

### A.2. Funcionamiento del mercado eléctrico nacional

En el país se distinguen dos mercados en los cuales las empresas generadoras transan la potencia y la energía. Por un lado está el denominado mercado *spot*, caracterizado por

---

<sup>10</sup>Pyomo es un paquete open-source basado en Python, que permite la formulación, resolución y análisis de modelos de optimización.

las transacciones y precios marginalistas vigentes en el marco del funcionamiento de los CDEC de cada sistema. Por otro lado, el mercado de contratos en que los mismos agentes establecen transacciones con los denominados clientes libres y clientes regulados.

El **mercado spot** es aquel en que estrictamente hablando los precios marginalistas (posteriormente se hablará de ellos) son aplicados. En él los generadores inyectan energía al sistema, por lo cual reciben los pagos correspondientes a los precios vigentes en cada momento del tiempo. Como la oferta (generadores) dependen de la demanda del sistema, los retiros de energía se gatillan por los contratos que deben cumplir los generadores con sus clientes (ya sean libres o regulados).

Dado el funcionamiento descrito, debe quedar claro que la producción de energía de un generador cualquiera está disociada de sus ventas establecidas a través de sus contratos.

Esto ocurre porque el despacho de centrales lo realiza el CDEC en función de variables, como por ejemplo la hidrología, que llevan a que la cantidad producida efectivamente en un período de tiempo puede ser mayor o menor, dependiendo de la disponibilidad del agua (si se trata de una central hidroeléctrica). Por otro lado, la cantidad retirada por el generador del sistema depende de las decisiones que tome el consumidor con el cual posee un contrato de provisión de servicio.

Como los precios marginalistas de energía y potencia (sección 2.6) son los que rigen el mercado spot<sup>11</sup>, lo que en la práctica ocurre es que cada inyección y retiro del sistema se evalúa a dichos precios, de forma que el generador responsable cobra cuando inyecta y paga cuando retira; al precio vigente en el momento en que se realiza cada uno de estos movimientos.

### A.3. Costos marginales: potencia y energía

En Chile se definen dos costos marginales; el de la energía y el de la potencia. Cada uno de estos precios queda determinado del siguiente modo:

- Costo marginal de la energía: corresponde al costo variable, de suministrar 1 *MWh* adicional en cada intervalo de tiempo. Dada la regla de despacho de corto plazo [20], en sistemas con generación sin restricción de mínimo técnico, lo indicado es equivalente al costo variable de la unidad más cara que esté en operación.

La teoría marginalista determina que toda la energía generada en un intervalo de tiempo debe ser valorizada al costo marginal de la energía definida en ese intervalo de tiempo.

- Costo marginal de la potencia: corresponde al costo de instalar una unidad adicional de capacidad (1 *MW*) para la tecnología más barata en inversión unitaria (y por tanto, más cara en operación en cuanto a costos variables).

En el SING, es el costo de una unidad adicional de capacidad de una turbina diesel.

Por lo tanto, la teoría marginalista determina que toda la potencia instalada disponible y utilizada efectivamente para abastecer la demanda cuando esta es máxima, debe ser valorizada al costo marginal de la potencia.

<sup>11</sup>En el mercado de contratos los precios se definen libremente, o mediante las licitaciones de suministro que realizan las distribuidoras eléctricas, en el caso de los clientes regulados

La potencia instalada disponible tiene el nombre de potencia firme, y la metodología para calcularla se especifica en el documento de la referencia [21].

Dándole un sentido económico, el precio de la energía representa el costo marginal de corto plazo, al demandar una unidad adicional de energía, considerando la capacidad instalada del sistema como fija. En cambio el precio de la potencia representa el costo marginal de largo plazo del sistema, al instalar una unidad adicional de capacidad (en tecnología de punta), frente a un aumento de la demanda máxima del sistema.

Como forma de “incentivo” y de garantizar que el mercado eléctrico cuente siempre con las inversiones necesarias para que no se produzcan cortes programados; originados por la insuficiencia del sistema para satisfacer la demanda de punta; la normativa vigente ha establecido que de existir este tipo de cortes, en las horas en que ocurren; la energía se transará en el mercado spot al llamado *Costo de Falla*. Este costo representa conceptualmente el costo de oportunidad para la sociedad de no contar con energía en dichos momentos.

El costo de falla es calculado por la autoridad regulatoria, siendo superior a cualquier costo variable de operación, lo que genera los incentivos necesarios para que las empresas realicen inversiones para evitar el corte. Normalmente estas inversiones se realizan en turbinas diesel para cubrir la demanda de punta del sistema, cuya demora de instalación es significativamente menor respecto a otras tecnologías.

En esta tesis para la expansión de generación se utiliza el concepto de pagos por potencia. Estos pagos, son la alternativa al costo de falla de largo plazo, para incentivar la inversión en el parque generador.

## A.4. Metodología utilizada

Para ver los efectos que tiene considerar la restricción de mínimo técnico en una planificación de expansión de generación, se propone la siguiente metodología de análisis, en sistemas eléctricos de prueba para validación, como se muestra a continuación.

### A.4.1. Sistema uninodal

#### A.4.1.a. Caso 1: inversión continua

Para ver los efectos en cantidad de inversión y generación asociados a la restricción de mínimo técnico, se realizarán dos simulaciones sobre el sistema uninodal presentado en el anexo E: una considerando mínimo técnico y la otra no. El objetivo es ver la diferencia en cuanto a generación por parte de cada tecnología, mostrando las variaciones de comportamiento de las tecnologías en las demandas de base y de punta.

Para este caso se considerarán variables continuas de inversión de tecnologías generadoras, basado en el ejercicio de simulación realizado en [24]. Se utilizará el modelo presentado en la sección 3.4, adaptado al hecho de que las inversiones se hacen por tecnología y no por unidades generadoras.

Dado que el efecto que se quiere analizar tiene que ver más con los porcentajes de generación en cuanto a base y punta, la cronología no es relevante. Por ello la planificación se realizará sobre una curva de duración de carga aproximada por bloques.

Además de analizar las diferencias en generación, se hará una evaluación económica de las inversiones realizadas, valorizando el retorno a costo marginal, tanto de energía como de potencia, como se planteó en la sección 3.6.

#### **A.4.1.b. Caso 2: Inversión discreta**

Para ver los efectos en los tiempos de inversión por considerar restricción de mínimo técnico, se realizarán dos simulaciones sobre el sistema uninodal presentado en el anexo F: una considerando mínimo técnico y la otra no. El objetivo es ver si hay diferencias en los años de entrada de las unidades, al considerar que el sistema de prueba fuerza a que todas las unidades se inviertan dentro del horizonte de planificación.

Para este caso se considerarán variables discretas de inversión (alternativas de unidades generadoras por unidades). Se utilizará el modelo de expansión de generación clásico, presentado en la sección 3.2 adaptado al caso uninodal por lo que no se tomarían en cuenta las restricciones asociadas a las líneas de transmisión.

Para este caso las curvas de duración de carga no son relevantes, por lo que la planificación se realizará sobre una curva de crecimiento anual de la demanda, considerando un solo bloque por año.

De igual forma se realizará una evaluación económica para cada caso, analizando el retorno de pago de inversiones a valorización de costo marginal (potencia y energía; sección 3.6).

#### **A.4.1.c. Consideraciones de los sistemas uninodales**

Para ambos casos, los pagos por potencia se realizarán asumiendo que toda la potencia instalada de la tecnología/central es la capaz de generar en horario punta, por lo que su valorización se hará por el total de potencia invertida. La valorización de potencia se hará con las consideraciones presentadas en 3.6.3.

Estas simulaciones se realizarán utilizando un modelo programado en Pyomo (anexo D), el cual también calculará los costos marginales, según la metodología presentada en la sección 3.5.

Para el caso de la inversión continua, dado que es una programación no-lineal entera mixta, se definirán un conjunto de valores iniciales de las variables con el fin de encontrar un mínimo local aceptable como resultado, según las metodologías propuestas en la referencia [26].

### **A.4.2. Sistema modificado del SING**

#### **A.4.2.a. Caso 3**

Para ver los efectos reales asociados a la restricción de mínimo técnico además de considerar la generación ERNC se realizarán dos simulaciones sobre el sistema modificado del SING presentado en el anexo G, tomando como referencia la base de datos (entregada por el CDEC-SING) del primer semestre 2015.

Esta base de datos se modifica para no considerar la interconexión con el SIC, debido

a que se quiere analizar el problema actual de la teoría marginalista pura, para un sistema térmico puro. El hecho de considerar la interconexión implicaría tomar en cuenta el efecto de los embalses, el cual podría generar distorsiones adicionales. Este aspecto no permitiría ver aisladamente el efecto de la restricción de mínimo técnico planteado en este trabajo.

Para las simulaciones se utilizará el algoritmo LT-Plan de PLEXOS (ver apéndice C.1), para un horizonte de 10 años, tomando como base los costos y unidades candidatas de la referencia [27].

Una de las simulaciones se hará utilizando la aproximación por bloques de la curva de duración de carga, la cuál utiliza el modelo clásico de expansión de generación mostrado en la sección 3.2. Para esta simulación se considerarán 5 bloques mensuales.

La segunda simulación se realizará utilizando la opción “Full Chronological” (cronología completa) de PLEXOS, la cual permite incorporar restricciones propias de las variables temporales [28]. Estas restricciones son las presentadas en la sección 3.3, que básicamente son los efectos de tiempos mínimos de encendido y apagado, además de los costos de encender y apagar las unidades (apéndice C). Dada la base de datos obtenida, la cronología en esta simulación se hará con un bloque diario.

De estas dos simulaciones se hará una comparación en cuanto a decisiones de inversión.

Posteriormente, sobre ambos modelos se realizarán simulaciones con algoritmo ST de PLEXOS (corto plazo). De estas simulaciones se validará la eventual operación de los planes de obra, de los cuales se obtendrán los ingresos por costos marginales y las índices estadísticos para la obtención del  $IFOR$  y  $P_{inicial}$  (ver sección 3.6).

En ambos casos, para la evaluación económica los pagos por potencia se harán en base a los documentos de las referencias [21,25,29] según lo presentado en la sección 3.6. También se incorporará la generación ERNC al modelo de planificación, por lo que se analizarán los casos críticos del problema presentado en este trabajo acerca de la generación a mínimo técnico.

Los perfiles ERNC entregados por el CDEC-SING son de un bloque diario. Estos consideran que por todo el año se respetan los factores de carga, además de incluir los casos de mínima y máxima generación ERNC por días “tipo”. Por lo tanto, los perfiles pasan por alto el efecto horario al hacer esta aproximación. De todas formas para este trabajo se consideran válidos, considerando que el efecto estudiado es el de la restricción de mínimo técnico.

Finalmente se analizarán las diferencias en cuanto a retorno de pago de inversiones a valorización de costo marginal, comparando también las diferencias de las aproximaciones de demanda y su efecto sobre la operación real.

## A.5. Resultados simulaciones

### A.5.1. Caso 1: inversión continua

Para validar el modelo de inversión continua, se utilizan los datos del sistema de prueba del anexo E.

Para este caso se realizaron dos simulaciones: una considerando el efecto del mínimo técnico y la otra no, cuyos resultados y comparaciones se muestran a continuación.

Los resultados de inversión de ambas simulaciones se muestran en la siguiente tabla:

| Tecnología   | Inversión sin mínimo técnico [MW] | Inversión con mínimo técnico [MW] |
|--------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Carbón       | 2500                              | 2500                              |
| CC-GNL       | 1768                              | 1376                              |
| Diesel       | 0                                 | 392                               |
| <b>Total</b> | 4268                              | 4268                              |

Tabla A.1: Resultados de inversión para caso 1

Como se observa, en ambos casos la inversión en carbón se hizo por el máximo permitido. Dado que la demanda en todo bloque, a excepción del primero, está por sobre los 2500 MW, en cualquier simulación es óptimo que la tecnología a carbón opere como base. Entonces dado que su operación tiende a ser a potencia nominal, no se ve afectada por la restricción de mínimo técnico, lo que justifica que su inversión sea por el total permitido.

La diferencia en inversiones se presentó con las tecnologías CC-GNL y Diesel.

La simulación que consideró mínimo técnico arrojó inversiones en CC-GNL menores que en la simulación que consideró mínimo técnico. Esto se debe a que para cumplir con la restricción de mínimo técnico, hay bloques en que la tecnología CC-GNL no podría operar por estar bajo su mínimo técnico, despachando la tecnología Diesel, lo que hizo necesaria su inversión.

Por otro lado, en la simulación que no consideró mínimo técnico, las inversiones de las tecnologías CC-GNL y Diesel se fueron dando según su economía en operación. La tecnología CC-GNL al tener costos variables menores que la tecnología Diesel, justificaba que se invirtiera con el fin de cubrir la diferencia entre la demanda y la capacidad de la tecnología carbón.

Las figuras 5.1 y 5.2 muestra la generación para cada simulación, complementando lo descrito anteriormente.

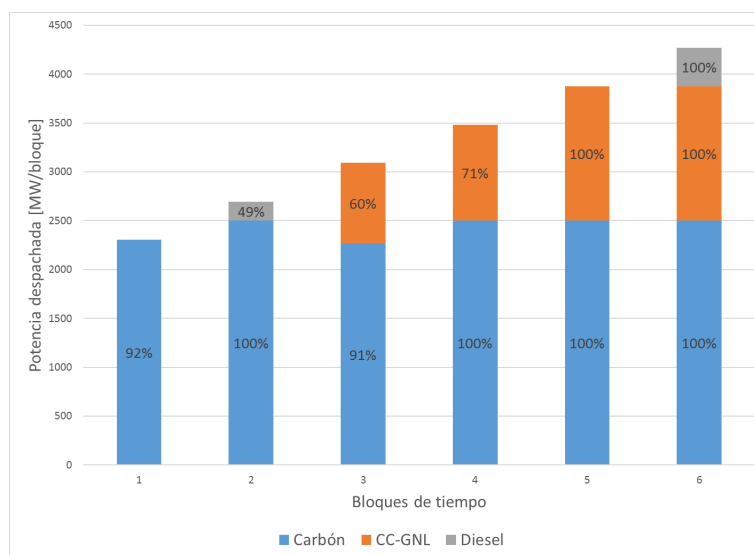


Figura A.1: Generación simulación considerando mínimo técnico, caso 1

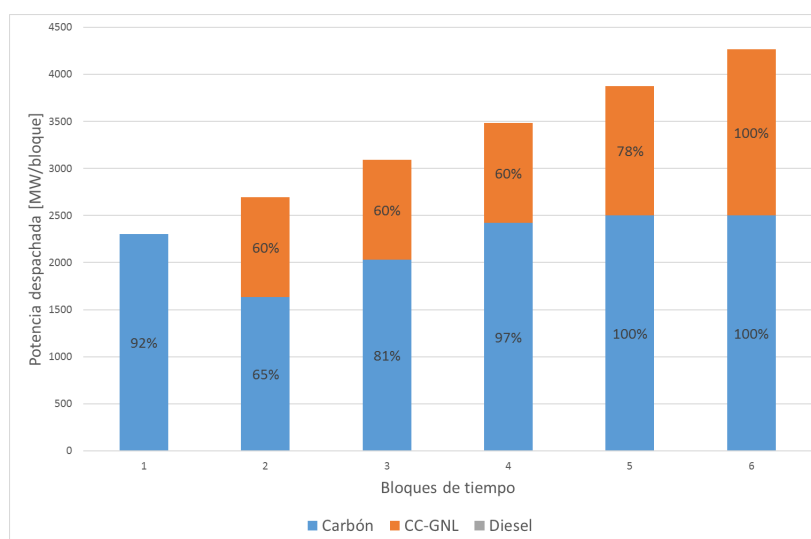


Figura A.2: Generación simulación sin considerar mínimo técnico, caso 1

De las figuras se observa que cuando no se considera la restricción de mínimo técnico en la planificación de expansión, el despacho de tecnologías tiende a darse por su orden de mérito: más barata en operación a la más cara. Sin embargo, la necesidad de respetar la restricción de mínimo técnico implica que en algunos bloques de tiempo la tecnología de base (carbón) opere a potencia menor que su nominal, con el fin de que la tecnología CC-GNL pueda generar dentro de sus rangos de operación. Esto provoca que opere a mínimo técnico en los bloques 2, 3 y 4.

Para la simulación que toma en cuenta el efecto de mínimo técnico en la planificación de expansión, se puede ver que la tecnología Diesel no necesariamente cubre las puntas, ya

que opera en el bloque 2, existiendo disponibilidad de CC-GNL. Esto se da para cumplir con la restricción de generación mínima.

Recién en el bloque 3 la tecnología CC-GNL opera a mínimo técnico. Para permitir lo anterior, la tecnología a Carbón tuvo que disminuir su potencia de operación, generando a un 91 % de su capacidad nominal.

Finalmente, en el bloque 6, se ve que todas las tecnologías operan a su máxima capacidad.

El análisis de la generación presentado anteriormente se puede complementar con los costos marginales del sistema. La comparación de los costos marginales de ambas simulaciones, se muestra en la figura 5.3.

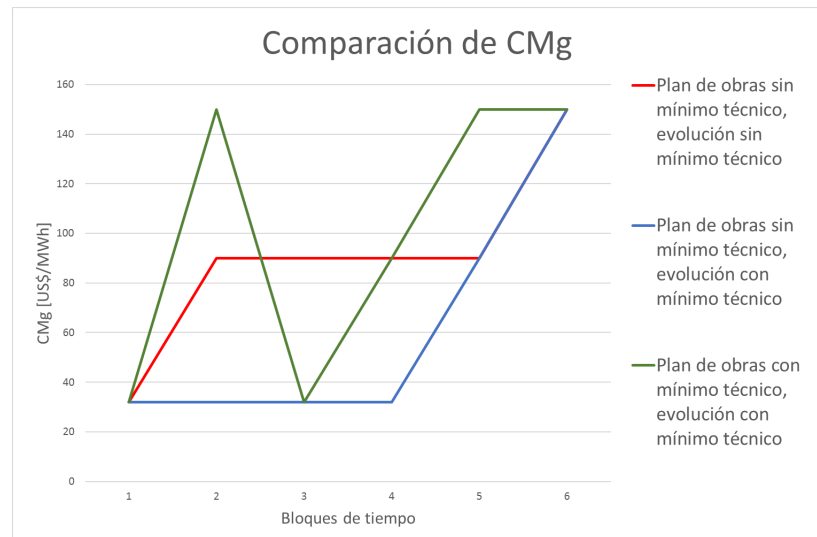


Figura A.3: Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 1

Como se aprecia, la estimación del costo marginal cuando no se considera mínimo técnico, tanto en la expansión de generación como en la operación, tiende a ser mayor de lo que el costo eventualmente sería. Esto se produce por la operación de la tecnología CC-GNL en los bloques 2, 3 y 4, ya que al estar a mínimo técnico no marca el costo marginal del sistema.

El considerar mínimo técnico en la expansión de generación y operación permite estimar mejor las variaciones del costo marginal por la generación de centrales a mínimo técnico.

Para la simulación que consideró mínimo técnico, hay un bloque en particular que muestra el problema de tarificación a costo marginal: el bloque 3.

El costo marginal en el bloque 3 es de 32 [US\$/MWh] (Carbón) siendo que la tecnología más cara en operación es la CC-GNL, cuyo costo variable es de 90 [US\$/MWh]. Esto se debe a que la tecnología CC-GNL opera a su mínimo técnico (60 %) y como se vio en la sección 3.5, esto haría que no marque el costo marginal del sistema.

Por otro lado, en la simulación que no consideró restricción de mínimo técnico, el costo marginal del sistema era esperable que lo marque el carbón hasta agotar su capacidad

instalada. Luego lo marca la tecnología siguiente, CC-GNL.

Según la metodología presentada en la sección 3.6, la evaluación económica en ambos casos (con mínimo técnico y sin mínimo técnico) se realiza para las nuevas inversiones, obteniendo los siguientes comportamientos de VAN.

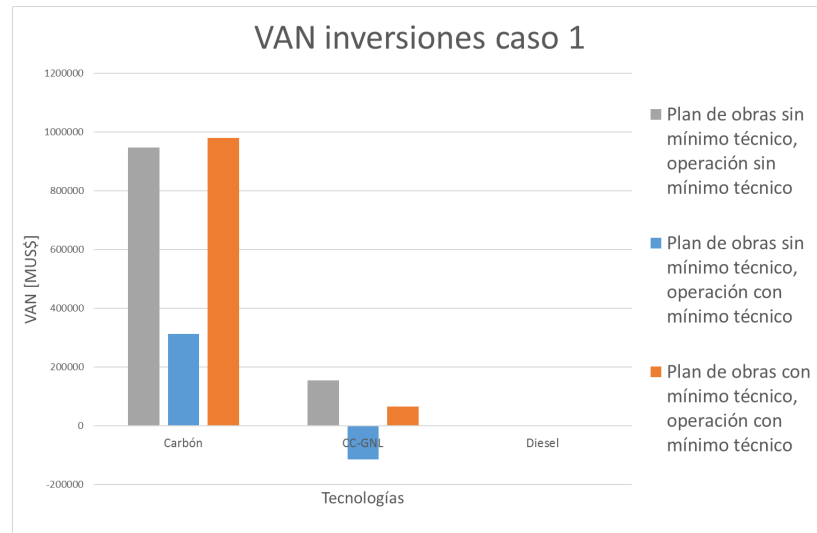


Figura A.4: VAN de inversiones, caso 1

Como se aprecia en la figura anterior, considerar la restricción de mínimo técnico afecta el retorno de pago de inversiones. Como se analizó anteriormente, los costos marginales al considerar mínimo técnico tienden a subir. Esto produce que mientras más barata sea en operación la tecnología, su rentabilidad aumenta.

De esta forma, el carbón al ser una tecnología base, verá un aumento significativo en su retorno de pago de inversiones.

En la simulación que no consideró mínimo técnico, CC-GNL pagó su inversión al equilibrar los pagos por potencia y sus costos de operación al marcar costo marginal. Para la simulación que consideró restricción de mínimo técnico, Diesel fue la tecnología de punta, por lo que también equilibró sus costos de inversión y operación con los ingresos por potencia y energía.

Se puede observar que considerar la restricción de mínimo técnico en las dos etapas de la simulación (expansión de generación y operación), permite estimar de mejor forma el retorno de pago de inversiones disminuye, al proyectar los problemas de tarificación a costo marginal por la operación a mínimo técnico.

### A.5.2. Caso 2: inversión discreta

Para validar el modelo de inversión discreta, se utilizan los datos del sistema de prueba del anexo F.

Para este caso se realizaron dos simulaciones: una considerando el efecto del mínimo técnico y la otra no.

Los resultados de inversión de ambos casos se muestran en la siguiente tabla:

| Decisiones de inversión al considerar mínimo técnico [MW] |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |        |        |
|-----------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Tecnología                                                | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 6 | Año 7 | Año 8 | Año 9 | Año 10 | Año 11 | Año 12 | Año 13 | Año 14 | Año 15 |
| Carbón                                                    | 2     | 0     | 1     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| GNL                                                       | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 1     | 1     | 0     | 1     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| Diesel                                                    | 0     | 0     | 0     | 0     | 1     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      |

| Decisiones de inversión sin considerar mínimo técnico [MW] |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |        |        |
|------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Tecnología                                                 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 6 | Año 7 | Año 8 | Año 9 | Año 10 | Año 11 | Año 12 | Año 13 | Año 14 | Año 15 |
| Carbón                                                     | 2     | 0     | 1     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| GNL                                                        | 0     | 0     | 0     | 0     | 1     | 0     | 1     | 1     | 0     | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| Diesel                                                     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      | 1      |

Tabla A.2: Resultados de inversión para el caso 2

Gráficamente, la evolución de potencia instalada por tecnología, para cada caso, se muestra en las figuras 5.5 y 5.6.

Como se observa en las figuras, considerar el efecto del mínimo técnico cambia el orden en que se invierten las unidades.

En la simulación que consideró el efecto de mínimo técnico hubo inversión en tecnología Diesel antes que la GNL. Esto se debe exclusivamente a que al ser una tecnología más flexible permite cumplir con la restricción de mínimo técnico en los períodos en que la demanda no es lo suficientemente alta como para que opere una central GNL. Hay que recalcar que además de ser menor la potencia máxima de cada central Diesel, su mínimo técnico es de un 20 %, lo que la hace ser una tecnología más flexible.

En cambio, en la simulación que no considera el mínimo técnico, se cumple el orden en las inversiones esperado. Esto es ir invirtiendo en tecnologías más baratas en costos variables a medida que la demanda vaya aumentando.

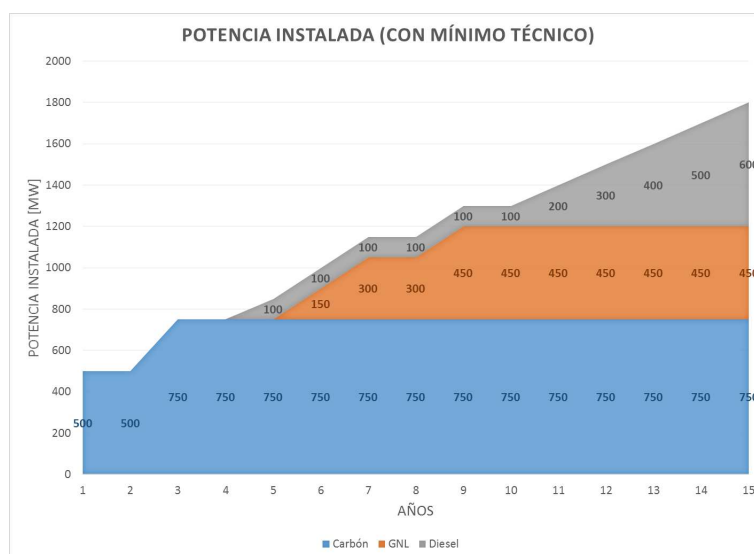


Figura A.5: Potencia instalada considerando mínimo técnico, caso 2

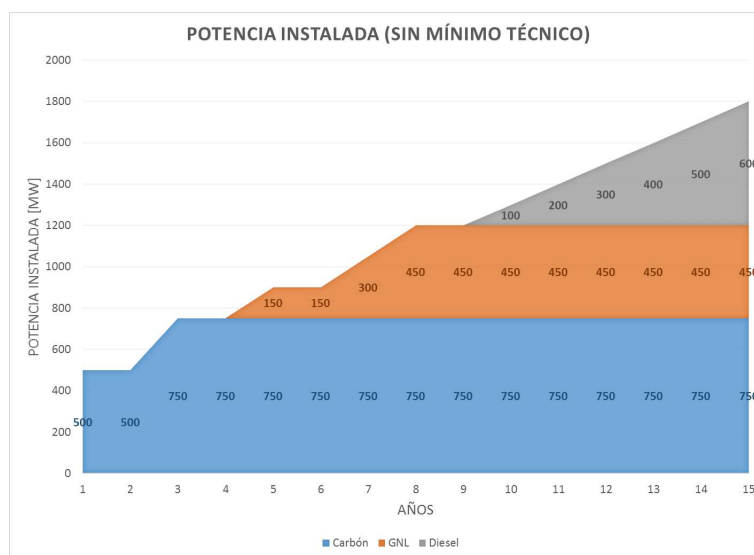


Figura A.6: Potencia instalada sin considerar mínimo técnico, caso 2

Este “adelanto” en la inversión Diesel significa cambios en los costos marginales del sistema. La figura 5.7 muestra la comparación de ambas simulaciones:

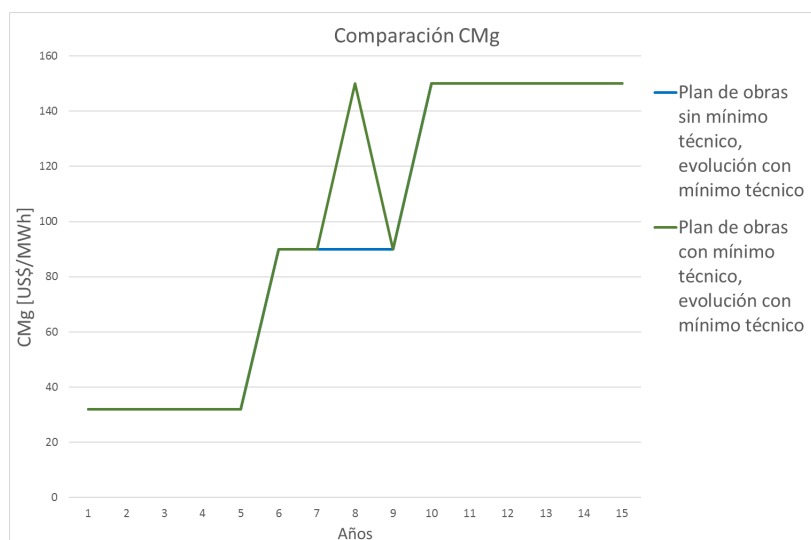


Figura A.7: Evolución del costo marginal para ambas simulaciones, caso 2

Al igual que en el caso 1, se ve que el no considerar el efecto de mínimo técnico hace que el costo marginal sea creciente junto con la demanda. En cambio, cuando se considera el efecto de mínimo técnico se ven diferencias durante el horizonte de planificación, especialmente dados por considerar ésta restricción, como se ve en el año 8.

En cuanto a los retornos de pago de inversiones, los VAN de cada simulación se muestran en la siguiente figura:

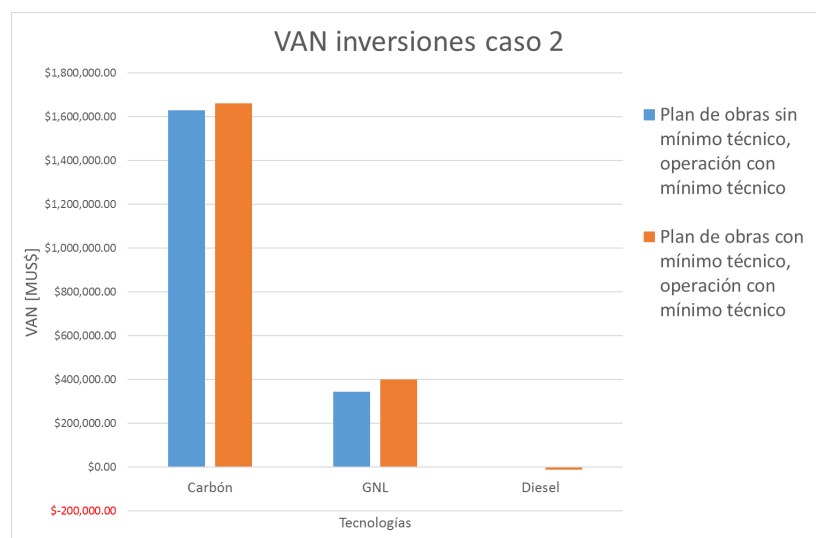


Figura A.8: VAN de inversiones en Carbón, caso inversión discreta

Como se aprecia, la tecnología de punta es la que se ve perjudicada, al no poder cubrir sus costos variables de operación en los bloques de tiempo que se encuentre a mínimo técnico.

### A.5.3. Caso 3: Sistema modificado del SING

Para esta simulación, se utiliza la base de datos IET S1-2015, entregada por el CDEC-SING, modificada de forma de mantener la característica de sistema térmico puro. Solamente se incorpora la inyección ERNC.

Los datos del sistema modificado se muestran en el apéndice G.

Las inversiones para el caso con aproximación por **bloques** se muestra en la tabla 5.3.

| Plan de obras: aproximación de bloques |                   |                         |               |
|----------------------------------------|-------------------|-------------------------|---------------|
| Función objetivo LT                    | 1.7247495239E+010 |                         |               |
| Central                                | Tecnología        | Potencia instalada [MW] | Año inversión |
| Eólico SING I                          | Eólica            | 200                     | 2015          |
| Eólico Calama                          | Eólica            | 75                      | 2015          |
| Eólico Crucero Encuentro               | Eólica            | 100                     | 2020          |
| Eólico El Abra                         | Eólica            | 60                      | 2020          |
| Eólico Lagunas                         | Eólica            | 75                      | 2021          |
| Eólico Sierra Gorda                    | Eólica            | 75                      | 2021          |
| Geotermica Puchuldiza 03               | Geotermica        | 40                      | 2021          |
| Geotermica Gaby                        | Geotermica        | 50                      | 2021          |
| TARAPACÁ III                           | Carbón            | 200                     | 2022          |
| Geotermica Apacheta 01                 | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Geotermica Apacheta 02                 | Geotermica        | 40                      | 2022          |
| Geotermica Pampa Lirima 01             | Geotermica        | 40                      | 2022          |

| Central                    | Tecnología | Potencia instalada [MW] | Año inversión |
|----------------------------|------------|-------------------------|---------------|
| Geotermica Polloquere 01   | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Polloquere 02   | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Carbón Tarapacá 3          | Carbón     | 110                     | 2023          |
| Diesel Mejillones 1        | Diesel     | 130                     | 2023          |
| Diesel Mejillones 2        | Diesel     | 130                     | 2023          |
| Diesel Mejillones 3        | Diesel     | 130                     | 2023          |
| Geotermica Pampa Lirima 02 | Geotermica | 40                      | 2023          |
| Geotermica Puchuldiza 01   | Geotermica | 40                      | 2023          |
| Geotermica Puchuldiza 02   | Geotermica | 40                      | 2023          |

Tabla A.3: Resultados de inversión para caso aproximación por bloques

Gráficamente, la potencia instalada del plan de obras se muestra en la figura 5.9:

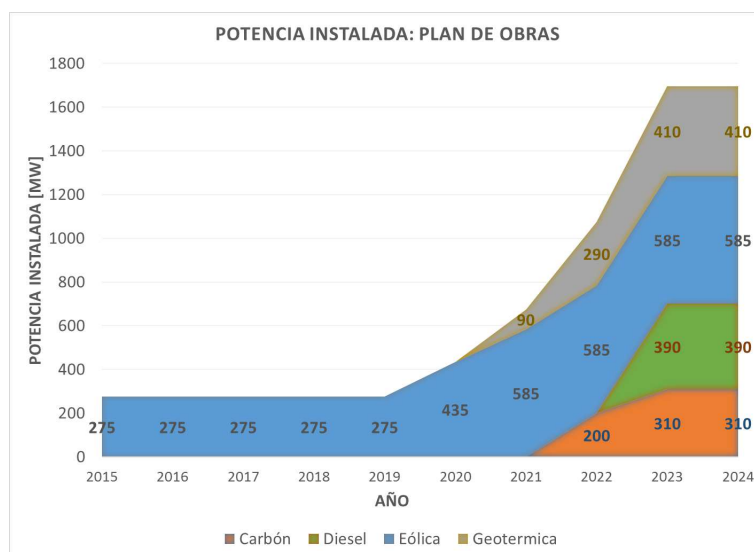


Figura A.9: Potencia instalada en el horizonte de planificación, aproximación por bloques

Para el caso de la simulación “Full-Chronological”, las decisiones de inversión son las mostradas en la tabla 5.3.

| Plan de obras: “Full Chronological” |                   |                         |               |
|-------------------------------------|-------------------|-------------------------|---------------|
| Función objetivo LT                 | 1.7967265132E+010 |                         |               |
| Central                             | Tecnología        | Potencia instalada [MW] | Año inversión |
| PV Condores                         | Solar             | 30                      | 2015          |
| PV Domeyko                          | Solar             | 40                      | 2015          |
| PV Arica                            | Solar             | 40                      | 2015          |
| PV Encuentro                        | Solar             | 50                      | 2015          |

| Central                    | Tecnología | Potencia instalada [MW] | Año inversión |
|----------------------------|------------|-------------------------|---------------|
| PV Calama                  | Solar      | 35                      | 2021          |
| PV Andes                   | Solar      | 40                      | 2021          |
| PV Lagunas                 | Solar      | 50                      | 2021          |
| PV Nueva Encuentro         | Solar      | 50                      | 2021          |
| PV Pozo                    | Solar      | 50                      | 2021          |
| PV Nueva Crucero Encuentro | Solar      | 60                      | 2021          |
| PV Parinacota              | Solar      | 60                      | 2021          |
| Solar SING I               | Solar      | 150                     | 2021          |
| Solar SING II              | Solar      | 150                     | 2021          |
| Solar SING IV              | Solar      | 150                     | 2021          |
| Solar SING VI              | Solar      | 150                     | 2021          |
| Solar SING III             | Solar      | 200                     | 2021          |
| Geotermica Apacheta 01     | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Apacheta 02     | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Pampa Lirima 01 | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Pampa Lirima 02 | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Polloquere 01   | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Polloquere 02   | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Puchuldiza 01   | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Puchuldiza 02   | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Puchuldiza 03   | Geotermica | 40                      | 2022          |
| Geotermica Gaby            | Geotermica | 50                      | 2022          |
| TARAPACA III               | Carbón     | 200                     | 2023          |
| Atacama GNL 2              | GNL        | 250                     | 2023          |

Tabla A.4: Resultados de inversión para caso “Full Chronological”

Gráficamente, la potencia instalada del plan de obras se muestra en la figura 5.10:

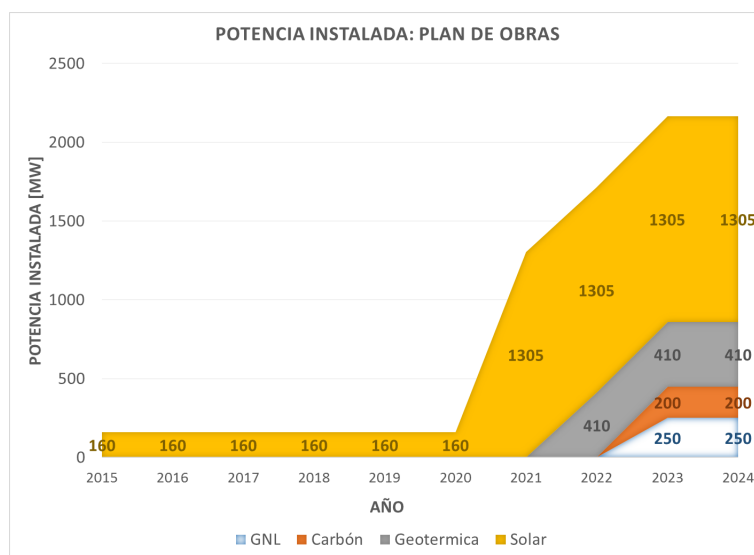


Figura A.10: Potencia instalada en el horizonte de planificación, “Full-Chronological”

Ambos planes de obras son muy distintos, considerando las matrices de energía invertidas.

Analizando por tipo de generación se tiene:

- Térmica convencional: para el caso de **aproximación por bloques**, el plan de obras considera invertir en 5 centrales térmicas convencionales, 2 de carbón y 3 de Diesel. En cambio para el caso “**Full-Chronological**”, solamente considera la inversión de 2 centrales a Carbón.

Esto se explica, ya que si no se consideran los tiempos mínimos de operación/detención, la optimización puede tomar que las tomas de carga de las centrales térmicas son más flexibles de lo que podrían ser.

Por eso, es que para el caso “Full-Chronological” solamente invierte en 2, terminando el horizonte de planificación. También es importante notar que la inversión en este caso fue menor en potencia instalada, y posterior en tiempo de puesta en marcha (figuras 5.9 y 5.10).

- Solar/eólica: se contrastan estas dos tecnologías en los planes de obras resultantes. Para el caso de aproximación por bloques, la generación por este tipo de energías se aproximará a su factor de planta. De los perfiles entregados por el CDEC-SING, 40 % y 34 % son los factores de planta para la generación eólica y solar, respectivamente. Por lo tanto, para esta simulación era de esperar de que fuera de mayor preferencia un parque eólico que una planta solar (figura 5.9).

En cambio para el caso “Full-Chronological”, al ser relevantes los tiempos mínimos de encendido y apagado, se hace importante mantener una generación menos dispersa como lo es la solar, en vez de considerar la potencia instalada. Esto marca el hecho de que no haya inversión en otro tipo de tecnologías hasta el año 2022 (figura 5.10).

- Geotérmica: en ambos casos se decide invertir en las mismas centrales, la diferencia está en los tiempos de puesta en marcha.

Se repite el fenómeno de la simulación 2, en la cuál se adelantan inversiones de la tecnología intermedia (en este caso Geotérmica), con el fin de cubrir la demanda para cada bloque, respetando su mínimo técnico.

La evolución de los costos marginales para el caso de aproximación por bloques y para “Full-Chronological” se muestran gráficamente en las figuras 5.11 y 5.12, respectivamente.

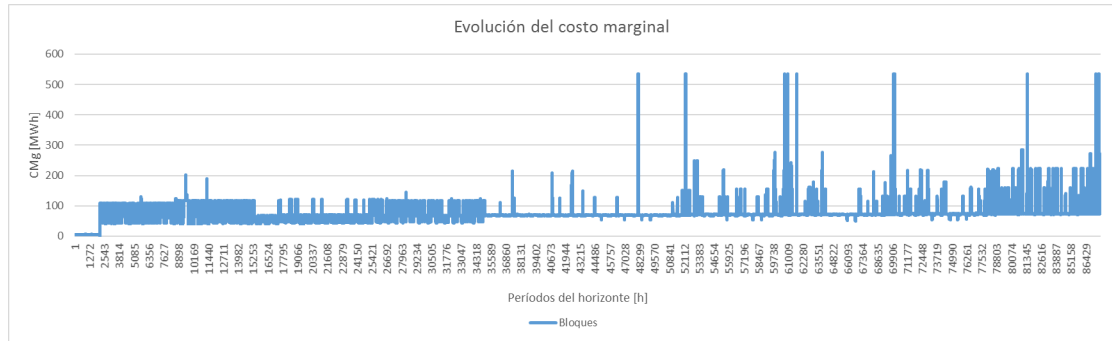


Figura A.11: Evolución del costo marginal, caso aproximación por bloques

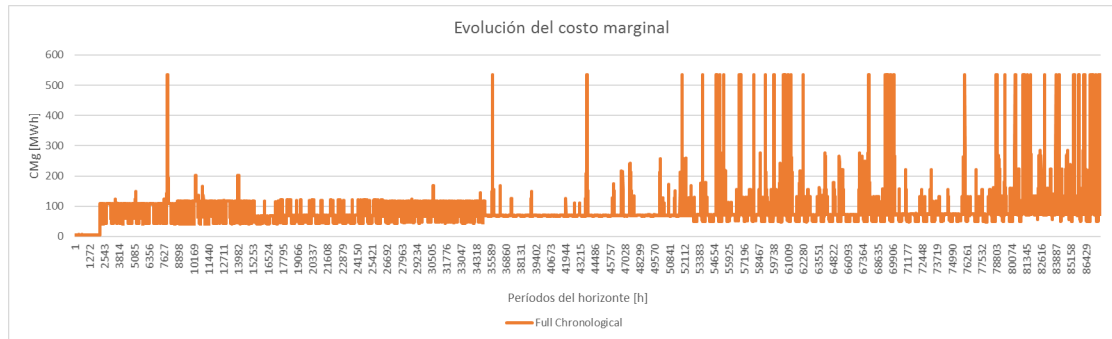


Figura A.12: Evolución del costo marginal, caso “Full-Chronological”

Como se aprecia de las figuras anteriores, se pueden distinguir 3 zonas de análisis:

- Entre 0 y ~35589 horas (2015-2019): Los costos marginales son muy similares en ambas simulaciones. Al haber una cantidad considerable de inyección ERNC, marginan en muchas horas de este período: Eólica para el caso de aproximación por bloques y Solar para el caso “Full-Chronological”.
- Entre ~35589 y ~52112 horas (2019-2021): En ambos planes de obra la inversión de geotérmicas se da en este período. Los costos marginales son similares en ambos casos, donde la tendencia es al costo variable de la geotérmica.
- Entre ~52112 y ~87672 horas (2021-2024): Esta es la zona en la que los costos marginales más difieren. Para la simulación con aproximación por bloques se ve que los costos marginales en promedio son de 80 [USD/MWh], teniendo pocas variaciones, a

excepción de los costos de falla en ciertos períodos. Para el caso “Full-Chronological” se observa que el costo varía entre los 40 y 80 [USD/MWh], existiendo mayor cantidad de fallas en el sistema.

En términos generales el costo marginal para la simulación por aproximación por bloques tiende a ser mayor en el último bloque de horas, teniendo pocas horas con energía no servida. Esto se explicaría por la alta inversión en tecnologías convencionales, las cuales al término del período aprovechan su capacidad máxima, por lo que las centrales de tecnologías más rápidas y flexibles modulan las variaciones de demanda.

Por otro lado, para el caso “Full-Chronological” hay muchas más tasas de falla. De todas formas estos altos costos marginales por falla se compensan con los bajos costos marginales en condiciones normales, que tiene un cierto comportamiento estacional (se asume que diario, tomando en cuenta que es generación solar).

Restando los costos marginales de ambas simulaciones, se obtiene la siguiente figura:

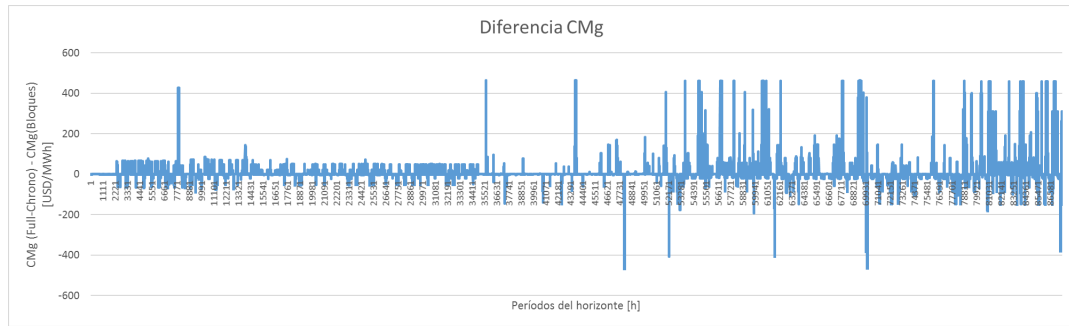


Figura A.13: Evolución del costo marginal para ambos casos

Si no se toman en cuenta los costos de falla en la figura 5.13, se ve que hay diferencias en costos marginales de más o menos 40 US\$/MWh. Esto se puede interpretar que en ciertos bloques de tiempo en la simulación “Full-Chronology”, se considera la operación de una GNL por sobre una de Carbón. Lo anterior es consecuente con la operación flexible considerando la inyección ERNC en el parque generador.

En cuanto al retorno de pago de inversiones, fue necesario valorizar los pagos por potencia. Según la metodología propuesta (capítulo 4), la potencia de suficiencia reconocida para cada plan de obras se presenta en las tablas H y H del apéndice H.

Gráficamente, los VAN de los proyectos de cada plan de obras se muestran en las figuras 5.14 y 5.15.

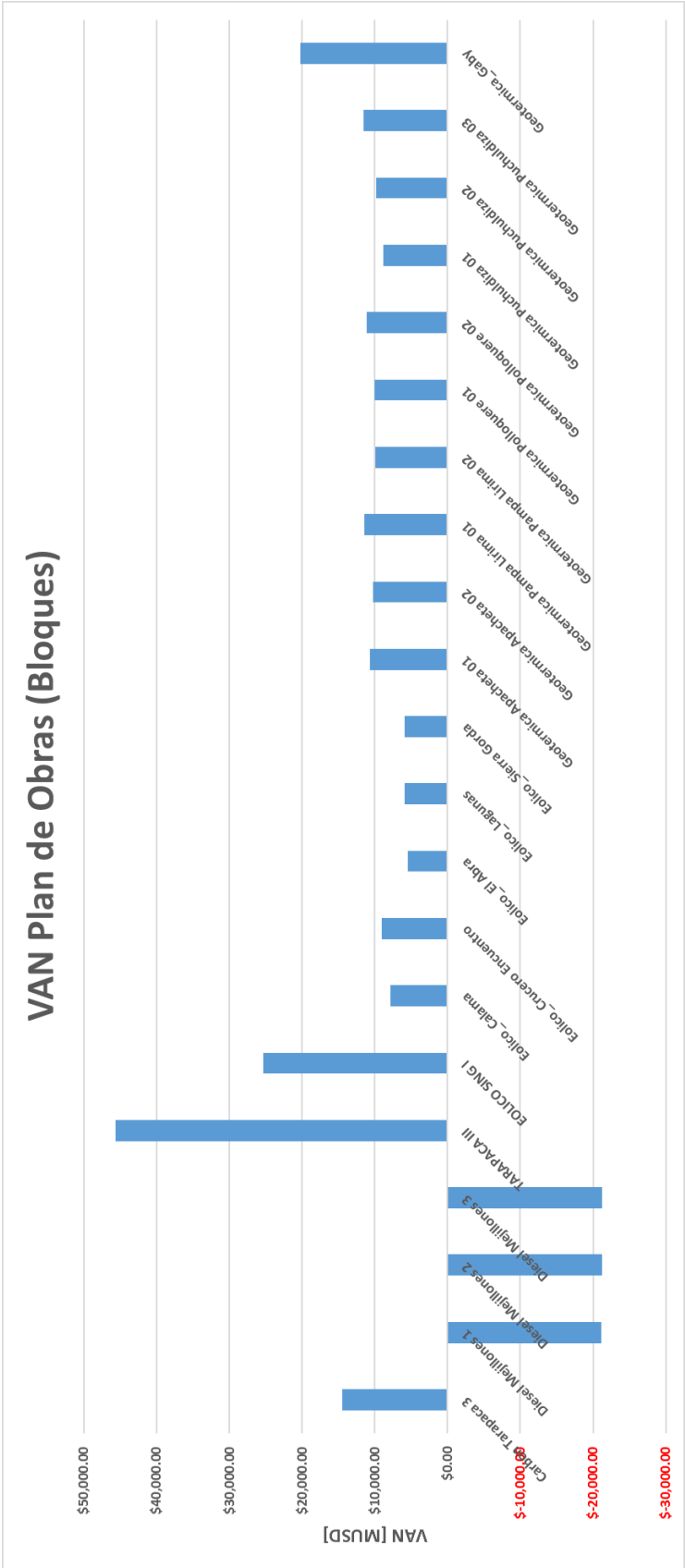


Figura A.14: VAN Plan de Obras (Bloques) [MUSD]

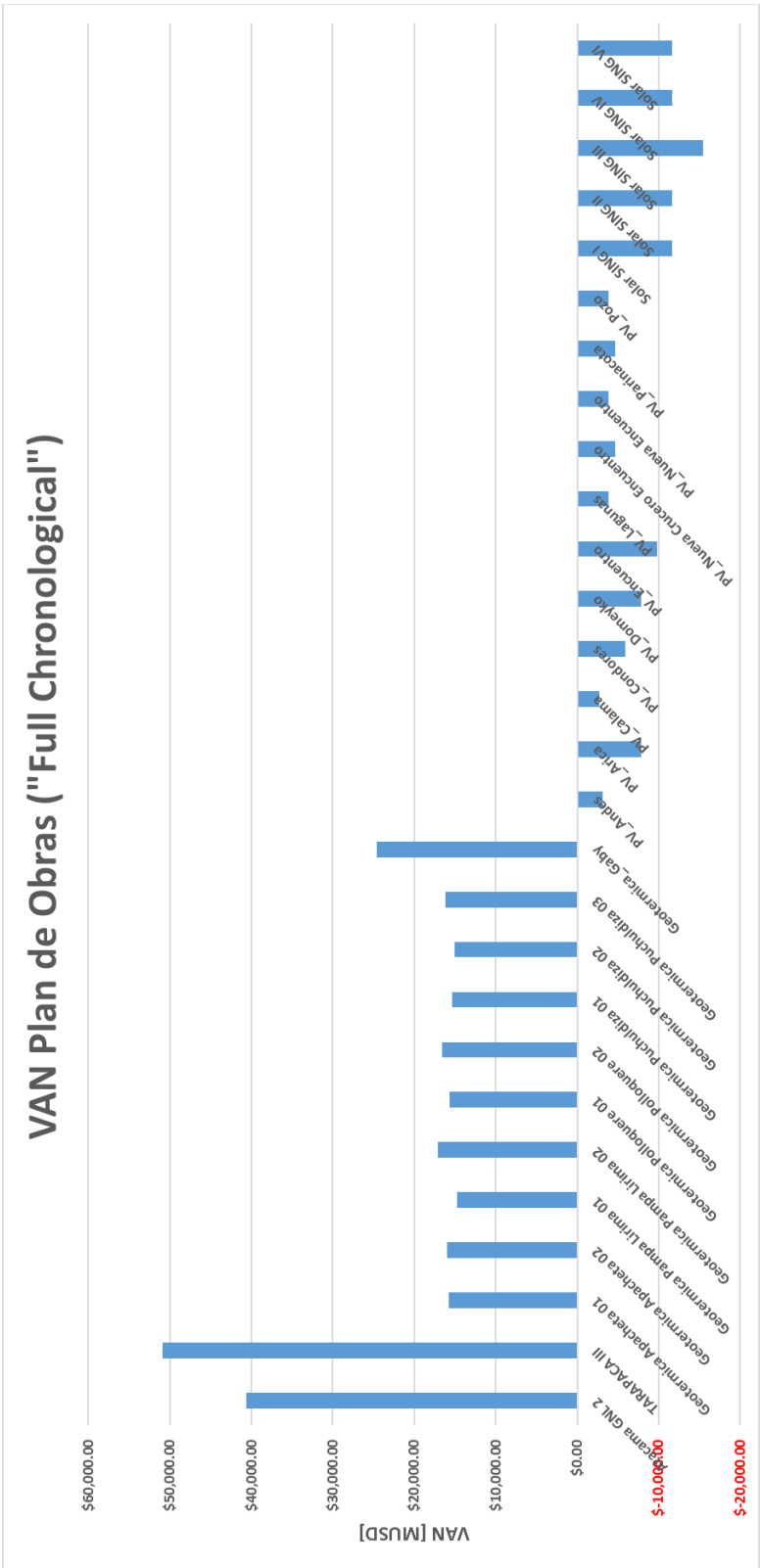


Figura A.15: VAN Plan de Obras ("Full Chronological") [MUSD]

Para la **simulación por aproximación por bloques**, el retorno de pago de inversiones para las inversiones geotérmicas y eólicas se dio sin problemas. Se hubiese pensado que los parques eólicos tendrían problemas para pagarse, más que nada por la potencia de suficiencia reconocida, pero hay que recalcar que los perfiles ERNC entregados por el CDEC-SING les asignaba factores de planta de 40 %, lo que claramente está por sobre el real.

Los ingresos por energía altos se justifican comparando con el costo marginal, el cuál en todo momento es superior a los costos variables de geotérmica y eólica.

Para el caso de las geotérmicas, dada que su operación es económica, su potencia reconocida también es alta, lo que aporta positivamente a sus flujos de caja netos.

Respecto a las centrales térmicas convencionales, las de Carbón no tienen problemas en sus ingresos por energía, a pesar de la alta penetración ERNC. Esto se justifica ya que la demanda al ser alta permite que estas centrales generen a una potencia mayor a su mínimo técnico cercanas a su potencia nominal, por lo que se pagan cobrando a costo marginal mayor al del carbón (GNL o diesel). El ingreso por potencia reconocida también es alto, considerando que operan mayor cantidad de horas al ser centrales de generación base.

En esta simulación en particular, son las centrales diesel las perjudicadas, a pesar de que son las más económicas en inversión. Que sus VAN al término del período sean negativos, se debe a que dada la generación en ciertos períodos de Carbón (no a su potencia nominal) y de la intermitencia ERNC, sean las centrales Diesel las que vayan tomando las diferencias de carga, operando en muchos períodos a mínimo técnico. Por lo que en esos períodos, siguiendo la teoría marginalista, perderían dinero en mercado spot. Además hay que considerar que la poca operación de estas centrales, afecta en teoría a su potencia de suficiencia reconocida, lo que la perjudica más, al ser el ingreso que aportaría balance en los flujos de la inversión.

La planificación al no tomar en cuenta esta restricción, hace que en una operación real, no se aproveche al 100 % el potencial de cada central invertida.

Por otro lado, para la **simulación “Full-Chronological”** el pago de las inversiones en geotérmicas se dio de la misma forma que para el caso anterior. Los ingresos por energía, están muy por sobre sus costos variables, lo que da para cubrir los costos fijos de inversión. Además que su constante operación le aporta al reconocimiento de potencia de suficiencia.

El VAN para el caso de las inversiones en centrales fotovoltaicas, se debe al poco reconocimiento de potencia de suficiencia. Aunque los ingresos por energía son positivos por período, la baja potencia instalada por cada central no permite que la generación alcance a cubrir ese déficit por el reconocimiento de potencia firme.

Respecto a las inversiones en centrales de generación convencional, se ve que sus ingresos pagan su inversión. La decisión al considerar la cronología permitió que la central a carbón genere cerca de su potencial máximo y que la GNL opere por sobre su mínimo técnico.

Particularmente, la GNL genera en las noches/madrugada, que es cuando la generación solar es baja o nula. De esa forma se asegura que la tecnología margine y/o reciba ingresos de las centrales Diesel ya instaladas.

## A.6. Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos y de los análisis realizados de las simulaciones, se concluye lo siguiente:

- La teoría marginalista pura funciona perfectamente en un sistema económicamente adaptado: sin pérdidas de transmisión, sin restricciones de inversión (inversión continua) y sin mínimo técnico.
- Considerar la restricción de mínimo técnico afecta en las señales de inversión, tanto para inversión continua como inversión discreta.
- En las tecnologías “intermedias” (entre las tecnologías de base y punta, económicamente hablando), considerar la restricción de mínimo técnico puede adelantar la decisión de inversión. Esto ya que considera que las centrales base (carbón principalmente) no pueden generar por bajo su mínimo de generación estable. En la práctica, es la necesidad de generar con centrales que aporten flexibilidad al sistema.
- Considerar la restricción de mínimo técnico en una expansión de generación permite estimar de mejor forma los costos marginales, ya que toma en cuenta el problema de tarificación de unidades que operen a potencia mínima.
- A pesar de que el problema planteado en la tesis se da en sistemas puramente térmicos, la inyección ERNC magnifica aún más el problema actual en la tarificación a costo marginal, al ser una generación intermitente. Esto fuerza a que unidades flexibles operen, en muchas ocasiones a mínimo técnico.
- Considerar las restricciones de corto plazo en la planificación de largo plazo, como se hizo en la simulación 3 (“Full-Chronological”), permite estimar de mejor forma una eventual operación con el plan de obras simulado.
- En relación con la conclusión anterior, estimar aproximando por bloques no permite considerar los efectos intradiarios con la generación ERNC, por lo que pensando en la situación de alza en inversiones ERNC que se vive en Chile, es necesario descartar esta metodología.
- En cuanto al retorno de pago de inversiones, considerar las variables cronológicas de tiempos mínimos de operación, además del mínimo técnico, mejora en parte el problema planteado en la tesis. Esto ya que permite estimar de mejor forma los costos marginales futuros. Pensando en una generadora, tendría mejores antecedentes para realizar una evaluación económica del proyecto, al saber cuánto generaría, cuáles serían los costos marginales, etc...
- La teoría marginalista aplicada a un sistema real no tiene validez práctica, ya que pasa por alto muchas restricciones operacionales, que se dan en un sistema eléctrico.

## Apéndice B

### Teoría marginalista: ejemplo de equilibrio de inversiones

A continuación se mostrará un ejemplo del equilibrio que se da en las inversiones, cuando se optimiza la generación a largo plazo; valorizando las inversiones a costos marginales.

Para el ejemplo se tienen las siguientes suposiciones:

- La potencia máxima de cada tecnología, es en su totalidad la disponible para la demanda de punta
- Cada tecnología no tiene mínimo de operación (mínimo técnico)
- Sistema sin límites de transmisión ni pérdidas (uninodal)
- Disponibilidad de centrales 100 % (no se consideran mantenciones)
- Costo de falla es muy alto, lo que obliga a tener potencia instalada en su totalidad
- Horizonte de planificación de 1 año

Para el ejemplo, se considerarán dos posibles tecnologías de inversión (sin potencia instalada existente), cuya relación de costos fijos<sup>12</sup> y variables se muestran en la tabla B.1

|                | Tecnología 1 | Relación | Tecnología 2 |
|----------------|--------------|----------|--------------|
| Costo fijo     | $CF_1$       | $\leq$   | $CF_2$       |
| Costo variable | $CV_1$       | $\geq$   | $CV_2$       |

Tabla B.1: Costos fijos y variables de tecnologías (ejemplo teoría marginalista)

Para la curva de demanda mostrada en la figura B.1 el objetivo es minimizar los costos totales de inversión y de generación; para todo el horizonte de planificación (1 año); por

<sup>12</sup>Los costos fijos corresponden a los costos unitarios de inversión

lo que es necesario encontrar la potencia óptima de inversión para cada tecnología.

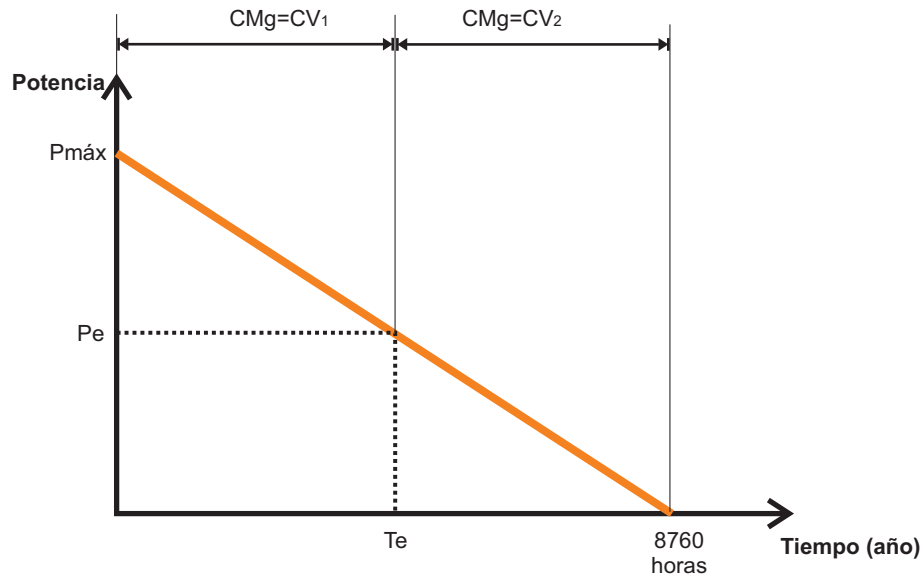


Figura B.1: Curva de duración para ejemplo de teoría marginalista

De la figura anterior; en base a lo descrito en el capítulo 2, sección 2.6; se pueden identificar dos zonas:

- Entre la hora cero y  $Te$ , donde ambas tecnologías están siendo despachadas, ya que la potencia de la central base  $Pe$  no es suficiente para satisfacer la demanda total en esos instantes de tiempo, por lo cual la central de punta también está generando electricidad.
- Entre  $Te$  y las 8760 horas, donde solo genera la central de base (más barata en operación; menor costo variable), ya que su potencia instalada es suficiente para satisfacer la demanda en todos los instantes de tiempo ahí considerados.

Dado que entre cero y  $Te$  ambas tecnologías se encuentran operando, entonces el costo marginal de la energía queda determinado por el costo variable de la tecnología de punta ( $CV_1$ ); la más cara en operación. Por otro lado, en la zona entre  $Te$  y las 8760 horas, el costo marginal de la energía lo definirá el costo variable de la tecnología de base ( $CV_2$ ). De acuerdo a la definición del precio marginal de la potencia, éste será el mismo durante todo el tiempo (entre cero y las 8760 horas), y estará definido como el costo unitario de inversión de la tecnología de punta, es decir,  $CF_1$  (la más barata en inversión).

Por lo tanto:

- **Entre cero y  $Te$ :**  
 Costo marginal de energía =  $PE = CMg = CV_1$   
 Precio de potencia =  $PP = CF_1$

▪ **Entre  $Te$  y las 8760 horas:**

$$\text{Costo marginal de energía} = PE = CMg = CV_2$$

$$\text{Precio de potencia} = PP = CF_1$$

Se asume que la operación de estas dos tecnologías es sobre un mercado adaptado a la demanda, es decir, en el cual la potencia instalada satisface exactamente la demanda máxima, y donde la solución de diseño ha sido óptima en términos de las inversiones de las dos tecnologías disponibles. Analizando el financiamiento de inversiones por tecnología se tiene:

### B.0.1. Central de Punta

#### B.0.1.a. Balance de Potencia

La inversión total asciende a  $(Pmax - Pe)$  unidades de potencia a un costo unitario de  $CF_1$ .

Por otra parte, el precio marginal de la potencia será igual a su costo unitario de inversión, por ser la central de punta disponible en el mercado, es decir,  $PP = CF_1$ .

Con esto, el balance de ingresos y costo de inversión para la tecnología del tipo 1 será:

$$\text{Costo total de inversión} = (Pmax - Pe) \cdot CF_1$$

$$\text{Ingreso total por pago por potencia} = (Pmax - Pe) \cdot PP$$

Como  $PP = CF_1$ , entonces:

$$\text{Costo total inversión} = \text{Ingreso total por pago por potencia}$$

Es decir, con sus ingresos de potencia financia exactamente sus costos de inversión.

#### B.0.1.b. Balance de Energía

El costo variable se producirá en el período en que esta central está siendo despachada (operando), es decir, entre cero y  $Te$ , por lo cual su balance de ingresos y costo por generación se energía será:

$$\begin{aligned} \text{Costo variable total} &= \text{Energía tecnología punta} \cdot CV_1 \\ &= \frac{Pmax - Pe}{2} \cdot Te \cdot CV_1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ingreso total por pago de energía} &= \text{Energía tecnología punta} \cdot PE \\ &= \frac{Pmax - Pe}{2} \cdot Te \cdot PE \end{aligned}$$

Como en el período considerado,  $PE = CV_1$ , entonces:

$$\text{Costo variable total} = \text{Ingreso total por pago de energía}$$

Es decir, con sus ingresos de energía financia exactamente sus costos variables de operación.

## B.0.2. Central de Base

### B.0.2.a. Balance de Potencia

La inversión total asciende a  $Pe$  unidades de potencia a un costo unitario de  $CF_2$ . Por otra parte, el precio de la potencia será igual al costo unitario de inversión de la central de punta, es decir,  $PP = CF_1$ . Además se sabe que  $CF_1 < CF_2$ . Con esto, el balance de ingresos y costo de inversión para la tecnología del tipo 2 será:

$$\begin{aligned}\text{Costo total de inversión} &= Pe \cdot CF_2 \\ \text{Ingreso total por pago por potencia} &= Pe \cdot PP\end{aligned}$$

Como  $PP = CF_1 < CF_2$ , entonces:

$$\text{Costo total inversión} > \text{Ingreso total por pago por potencia}$$

Es decir, con sus ingresos de potencia no financia sus costos de inversión.

### B.0.2.b. Balance de Energía

El costo variable de operación de la central se puede dividir en dos períodos:

- Entre  $Te$  y las 8760 horas del año el balance será:

$$\begin{aligned}\text{Costo variable total} &= \text{Energía central base} \cdot CV_2 \\ &= \frac{8760 - Te}{2} \cdot Pe \cdot CV_2\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ingreso total por pago de energía} &= \text{Energía central base} \cdot PE \\ &= \frac{8760 - Te}{2} \cdot Pe \cdot PE\end{aligned}$$

Como para este período  $PE = CV_2$ , los costos son equivalentes a los ingresos, es decir, en esta primera zona, con sus ingresos financia exactamente sus costos variables de operación

- Entre cero y  $Te$  el balance será:

$$\begin{aligned}\text{Costo variable total} &= \text{Energía central base} \cdot CV_2 \\ &= Pe \cdot Te \cdot CV_2\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ingreso total por pago de energía} &= \text{Energía central base} \cdot PE \\ &= Pe \cdot Te \cdot PE\end{aligned}$$

Como en este período  $PE = CV_1 < CV_2$ , los ingresos serán mayores que los costos. Es decir, en esta segunda zona, con sus ingresos de energía obtiene ganancias respecto a sus costos variables<sup>13</sup>.

<sup>13</sup>Esta situación se denomina como “inframarginalidad”; la central recibe una remuneración por la energía generada que es superior a sus costos de producir dicha energía

Por lo tanto en el caso de la central base, la firma tendrá pérdidas por el lado del pago de potencia y ganancias asociadas al pago de sus inyecciones de energía (durante los momentos de tiempo en los cuales inframargina).

En virtud de lo anterior, el balance global de la tecnología de base sería:

Ingresos por energía en la zona donde inframargina :  $Pe \cdot Te \cdot CV_1$

Costos de energía en la zona donde inframargina :  $Pe \cdot Te \cdot CV_2$

Ganancias por generar (excedente) :  $Pe \cdot Te \cdot CV_1 - Pe \cdot Te \cdot CV_2$

Ingresos por potencia :  $Pe \cdot CF_1$

Costo de inversión :  $Pe \cdot CF_2$

Pérdida de inversión (déficit) :  $Pe \cdot CF_2 - Pe \cdot CF_1$

Se puede demostrar que las ganancias (o excedente) son iguales a las pérdidas (déficit), ya que por condición de diseño del parque generador, se sabe que se cumple la siguiente relación:

$$CV_1 \cdot Te + CF_1 = CV_2 \cdot Te + CF_2$$

Ya que el óptimo de las inversiones se da cuando se igualan los costos totales de producción de ambas tecnologías; como se muestra en la figura B.2:

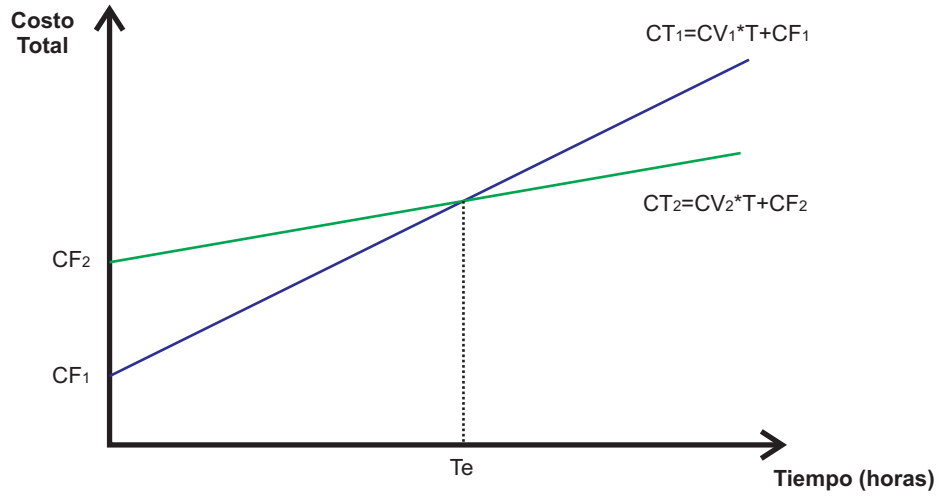


Figura B.2: Plan de obras óptimo para planificación de dos tecnologías

Por lo tanto, reordenando los términos y multiplicando por  $Pe$  a ambos lados se obtiene:

$$CV_1 \cdot Te \cdot Pe - CV_2 \cdot Te \cdot Pe = CF_2 \cdot Pe - CF_1 \cdot Pe$$

Ganancias (excedente) = Pérdidas (déficit)

De esta forma se constata que con un sistema adaptado a la demanda y un diseño apropiado de las inversiones, el sistema marginalista de precios garantiza que cada uno de los participantes en el mercado de la generación reciba los ingresos estrictamente necesarios para obtener una rentabilidad normal de sus inversiones, garantizando además precios que reflejan los costos de desarrollo de largo plazo de nuevas centrales.

# Apéndice C

## PLEXOS

PLEXOS es un software de simulación de mercados eléctricos usado en sistemas eléctricos de diversas características. Usando programación entera-mixta, PLEXOS optimiza el despacho de generación incorporando flujo de carga en continua para modelar la transmisión. PLEXOS co-optimiza el despacho de las centrales térmicas, el uso del agua en centrales hidroeléctricas y servicios complementarios. PLEXOS entrega un conjunto versátil de características que se pueden adaptar para satisfacer diferentes mercados eléctricos. Debido al amplio rango de características disponibles en PLEXOS, el software puede ser usado para múltiples propósitos, desde un detallado análisis de operación focalizado en un día hasta un problema de planificación que abarca de 20 a 30 años. PLEXOS optimiza el despacho para abastecer la demanda y los requerimientos de servicios complementarios al mínimo costo, sujeto a las restricciones de operación, las cuales pueden ser:

- Restricciones de generación: disponibilidad (salidas planeadas y forzadas), predespacho y otras restricciones técnicas.
- Restricciones de transmisión: disponibilidad (salidas planeadas y forzadas), ecuaciones linealizadas (DC) del flujo de potencia óptimo (OPF), interconexiones, y otras restricciones de transmisión que pueden ser una función de carga, generación o flujos de líneas.
- Restricciones hidráulicas: unidades hidráulicas que puedan tener restricciones de energía, o modelos de almacenamiento más detallados pueden ser modelados con flujos hidráulicos estocásticos.
- Restricciones de combustible: por ejemplo, límites de combustibles diarios o anuales
- Restricciones de servicios complementarios: respuesta máxima de las unidades, cálculo del riesgo dinámico.
- Restricciones de emisiones: se puede incorporar un límite en la producción de emisiones.

## C.1. Algoritmos en PLEXOS

Para permitir el modelado de problemas de largo plazo y restricciones de corto plazo, PLEXOS incluye cuatro algoritmos integrados:

- Simulación de largo plazo (LT): utiliza el análisis de la curva de duración de carga<sup>14</sup> para permitir el modelado de horizontes que abarcan más de un año en un solo paso. Adecuado para planificaciones de largo plazo en donde las decisiones necesitan considerar futuros cambios del mercado.
- PASA/pre-programación: optimización de la programación de mantenimiento, y previa programación de las salidas no planeadas de la simulación de Monte Carlo.
- Simulación de mediano plazo (MT): usa el análisis de la curva de duración de carga para modelar hasta un año de un solo paso. Adecuado para planificación operacional de mediano plazo, se puede usar para modelar el uso óptimo de energía en los embalses en el mediano plazo.
- Simulación de corto plazo (ST): modelado cronológico del despacho en cada período (típicamente una hora o media hora). Adecuado para la toma de decisiones operativas.

Se puede seleccionar cualquier combinación de los cuatro algoritmos para adaptarse a los requerimientos del problema. En este trabajo se emplearon el LT con cronología completa y con curva de duración de carga, con el fin de comparar los resultados al hacer consideraciones de corto plazo dentro de la planificación de largo plazo. Además se utilizó el ST, para obtener los costos marginales durante todas las horas del período de planificación, para posteriormente analizar el retorno de pago de inversiones.

La versión utilizada del software PLEXOS en este estudio fue la 7.300 R02.

---

<sup>14</sup>En las últimas versiones se incorporó la opción de hacer una planificación de largo plazo, incorporando las características cronológicas de operación, por lo que no necesariamente se trabaja sobre la curva de duración de carga

# Apéndice D

## Pyomo

Pyomo es un paquete open-source basado en Python, que permite formular, resolver y analizar modelos de optimización.

El objetivo principal de Pyomo es modelar aplicaciones reales que requieran de optimización, permitiendo mantener las variables simbólicas del problema, crear instancias de los problemas y resolver estas mismas usando solvers comerciales o gratuitos (open-source). El modelado en Pyomo se hace bajo un lenguaje de alto nivel de programación, con soporte para varias librerías, lo que lo distingue de otros lenguajes de modelado como AMPL, AIMMS y GAMS.

Pyomo soporta varios tipos de problemas, incluyendo:

- Programación lineal
- Programación cuadrática
- Programación no lineal
- Programación lineal entera-mixta
- Programación cuadrática entera-mixta
- Programación no lineal entera-mixta
- Programación estocástica
- Programación disyuntiva generalizada
- Ecuaciones diferenciales algebraicas
- Programación de dos etapas
- Programas matemáticos con restricciones de equilibrio

También soporta análisis iterativo y “scripting”. Por ejemplo, el paquete PySP entrega solvers genéticos para programación estocástica. PySP aprovecha los objetos de modelado

---

de Pyomo, utilizando un lenguaje de alto nivel de programación, lo que permite la paralelización de los subproblemas utilizando bibliotecas de comunicación en paralelo de Python.

Pyomo fue liberado anteriormente como librería Coopr.

# Apéndice E

## Datos sistema caso 1

### E.1. Diagrama unilineal

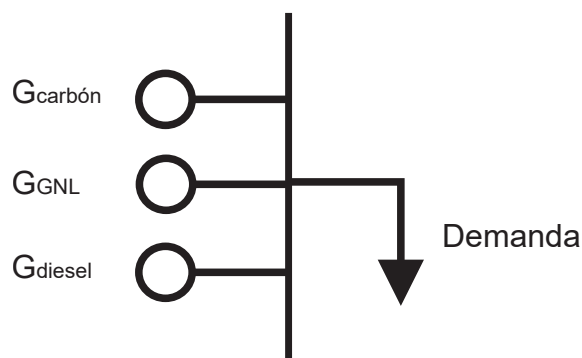


Figura E.1: Diagrama unilineal sistema caso 1.

### E.2. Datos de generación

El sistema uninodal para el caso 1 de inversión continua, no contempla generación existente. Los datos de costos y características por tecnología están en las siguientes tablas:

| Tecnología      | Capacidad máxima a instalar por año [MW] | Mínimo técnico % | Costo de inversión unitario [MUSD/MW] | Costo variable de generación [USD/MWh] |
|-----------------|------------------------------------------|------------------|---------------------------------------|----------------------------------------|
| Carbón          | 2500                                     | 60               | 2400                                  | 32                                     |
| CC-GNL          | 2500                                     | 60               | 1200                                  | 90                                     |
| Petróleo Diesel | 2500                                     | 20               | 500                                   | 150                                    |

Tabla E.1: Datos de generación sistema uninodal para caso 1

### E.3. Demandas del sistema

| Demandas del sistema [MW] |          |          |          |          |          |
|---------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Bloque 1                  | Bloque 2 | Bloque 3 | Bloque 4 | Bloque 5 | Bloque 6 |
| 2305                      | 2694     | 3091     | 3483     | 3876     | 4268     |

Tabla E.2: Demandas del sistema de prueba caso 1

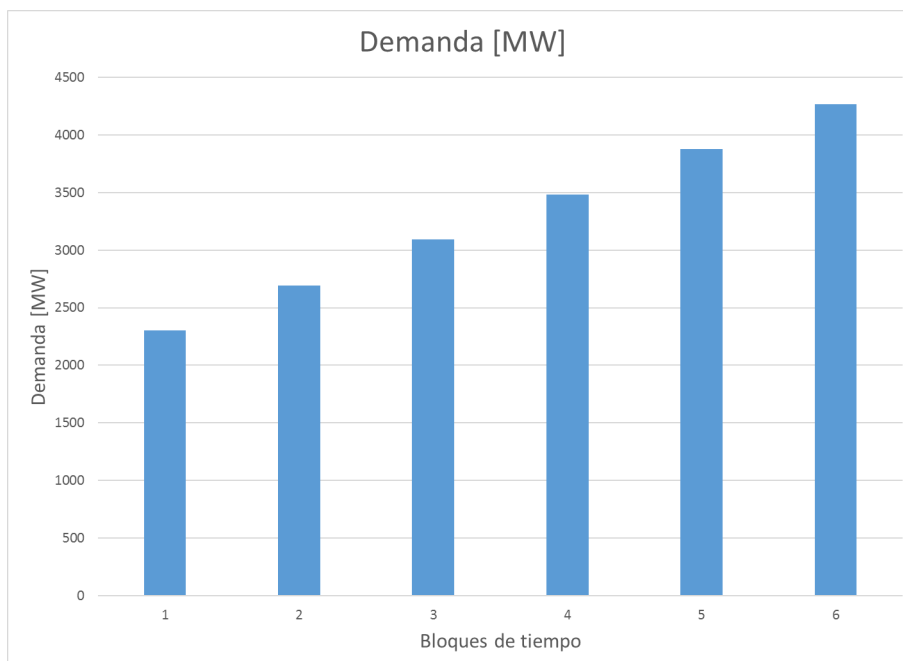


Figura E.2: Demanda caso 1.

## Apéndice F

### Datos sistema caso 2

#### F.1. Diagrama unilineal

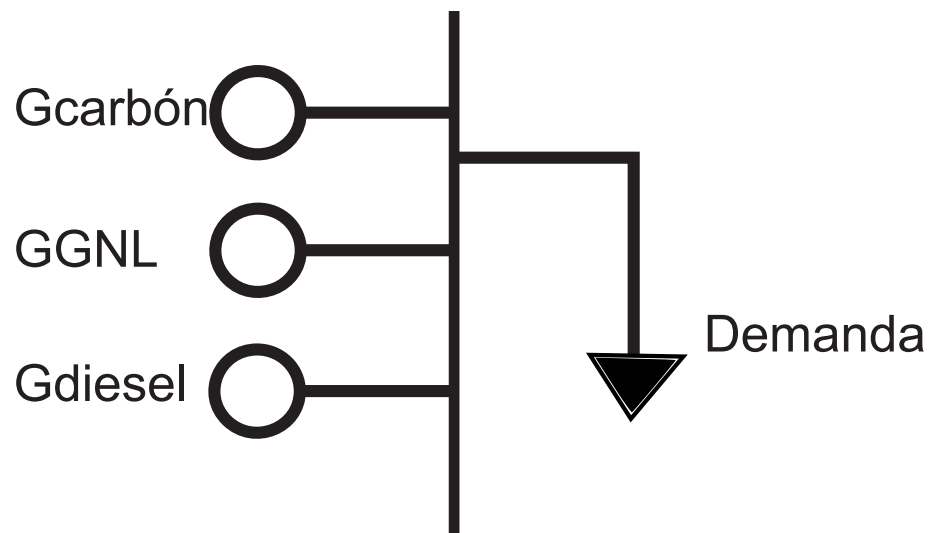


Figura F.1: Diagrama unilineal sistema caso 2.

F.2. Datos de generación

Los datos de costos y características por tecnología están en las siguientes tablas:

| Tecnología      | Capacidad por instalar [MW] | Unidades máximas a instalar por año [MW] | Mínimo técnico % | Costo de inversión unitario [MUSD/MW] | Costo variable [USD/MWh] | Vida útil [años] |
|-----------------|-----------------------------|------------------------------------------|------------------|---------------------------------------|--------------------------|------------------|
| Carbón          | 250                         | 3                                        | 60               | 2400                                  | 32                       | 24               |
| GNL             | 150                         | 3                                        | 60               | 1200                                  | 90                       | 24               |
| Petróleo Diesel | 100                         | 6                                        | 20               | 500                                   | 150                      | 24               |

Tabla F.1: Datos de generación sistema uninodal para caso 2

| Tecnología      | Anualidad inversión | Costos de inversión [MUSD/MW] |         |         |         |         |         |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|-----------------|---------------------|-------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                 |                     | Año 1                         | Año 2   | Año 3   | Año 4   | Año 5   | Año 6   | Año 7  | Año 8  | Año 9  | Año 10 | Año 11 | Año 12 | Año 13 | Año 14 | Año 15 |
| Carbón          | 267.12              | 2031.73                       | 1788.90 | 1568.14 | 1367.45 | 1185.00 | 1019.14 | 868.36 | 731.28 | 606.67 | 493.38 | 390.40 | 296.77 | 211.66 | 134.29 | 63.95  |
| GNL             | 133.56              | 1015.87                       | 894.45  | 784.07  | 683.72  | 592.50  | 509.57  | 434.18 | 365.64 | 303.33 | 246.69 | 195.20 | 148.39 | 105.83 | 67.14  | 31.97  |
| Petróleo Diesel | 55.65               | 423.28                        | 372.69  | 326.70  | 284.88  | 246.87  | 212.32  | 180.91 | 152.35 | 126.39 | 102.79 | 81.33  | 61.83  | 44.10  | 27.98  | 13.32  |

Tabla F.2: Costos de inversión por tecnología según año (precio actualizado con tasa de descuento del 10 % anual)

### F.3. Demandas del sistema

Para este sistema, se consideró un bloque por año, considerando un aumento de demanda anual durante los 15 años que dura el horizonte de planificación.

El comportamiento de la demanda durante el horizonte analizado, se muestra en la siguiente figura:

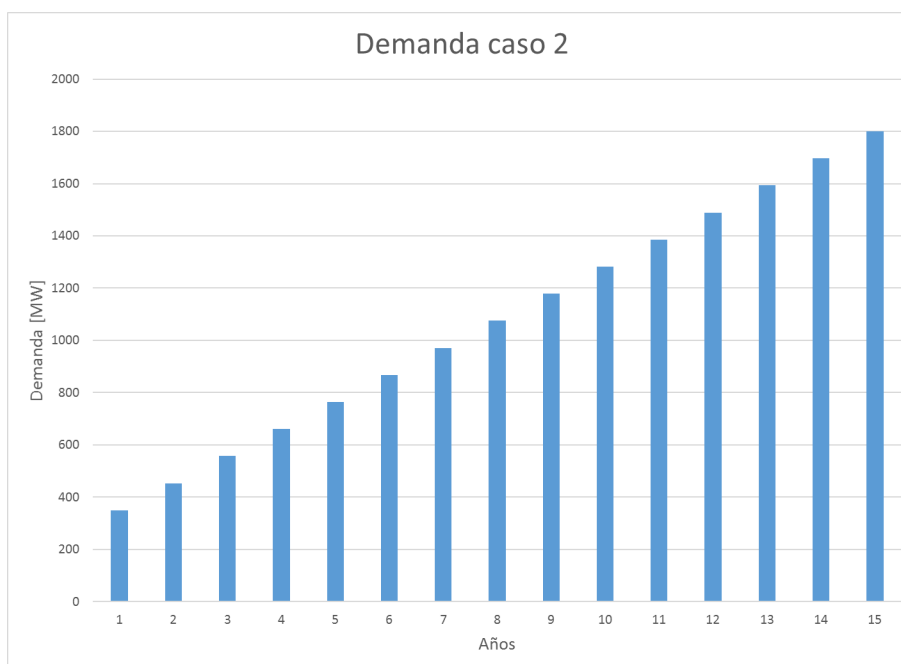


Figura F.2: Demanda para el sistema utilizado.

# Apéndice G

## Datos sistema caso 3

A continuación se muestran los datos utilizados en la simulación 3, sobre un sistema modificado del SING.

### G.1. Consideraciones generales

Aunque la base de datos es la utilizada por el CDEC-SING, fue necesario aislar esta región del SIC, ya que como se explicó en el capítulo 4, se quería analizar el efecto en un sistema térmico puro con inyección ERNC.

Respecto a los costos unitarios de inversión, para cada tecnología, se usaron los de la referencia [27].

### G.2. Nodos

La tabla G.2 muestra todos los nodos utilizados. Algunos de ellos tienen tiempos de ingreso posteriores al inicio del horizonte de planificación, debido a que son obras en construcción (base IET-S1-2015).

| Nodos SING modificado |              |                       |              |
|-----------------------|--------------|-----------------------|--------------|
| Nombre                | Tensión [kV] | Nombre                | Tensión [kV] |
| A 110                 | 110          | Mantos Blancos 220    | 220          |
| Alto Hospicio 110     | 110          | Mantos de la Luna 110 | 110          |
| Alto Norte 110        | 110          | Mejillones 110        | 110          |
| Andes 220             | 220          | Mejillones 220        | 220          |
| Andes 345             | 345          | Minsal 023            | 23           |
| Angamos 220           | 220          | Minsal 110            | 110          |
| Antofagasta 013       | 13           | Molycop 220           | 220          |
| Antofagasta 110       | 110          | Norgener 220          | 220          |
| Arica 066             | 66           | Nueva Victoria 220    | 220          |
| Arica 110             | 110          | Nueva Zaldivar 220    | 220          |
| Barril 110            | 110          | Oeste 110             | 110          |
| Barril 220            | 220          | Oeste 220             | 220          |

| Nombre              | Tensión [kV] | Nombre                      | Tensión [kV] |
|---------------------|--------------|-----------------------------|--------------|
| Calama 110          | 110          | Ohiggins 220                | 220          |
| Capricornio 110     | 110          | Pacifico 110                | 110          |
| Capricornio 220     | 220          | Palafitos 110               | 110          |
| CD Antofagasta 013  | 13           | Palestina 220               | 220          |
| CD Arica 066        | 66           | Pampa 110                   | 110          |
| CD Iquique 066      | 66           | Pampa Lina 220              | 220          |
| Central Atacama 220 | 220          | Parinacota 066              | 66           |
| Centro 110          | 110          | Parinacota 220              | 220          |
| Cerro Colorado 110  | 110          | Pozo Almonte 023            | 23           |
| Cerro Dragon 110    | 110          | Pozo Almonte 066            | 66           |
| Chacaya 110         | 110          | Pozo Almonte 110            | 110          |
| Chacaya 220         | 220          | Pozo Almonte 13.8           | 13.8         |
| Chapiquina 066      | 66           | Pozo Almonte 220            | 220          |
| Chinchorro 066      | 66           | Pukara 066                  | 66           |
| Chuquicamata 110    | 110          | Quebrada Blanca 220         | 220          |
| Chuquicamata 220    | 220          | Quiani 066                  | 66           |
| Collahuasi 220      | 220          | Radomiro Tomic 220          | 220          |
| Coloso 220          | 220          | Sagasca 066                 | 66           |
| Condores 110        | 110          | Salar 110                   | 110          |
| Condores 220        | 220          | Salar 220                   | 220          |
| Crucero 220         | 220          | Salta 345                   | 345          |
| Desalant 110        | 110          | Sierra Gorda 220            | 220          |
| Dolores 110         | 110          | Sierra Gorda 220-1          | 220          |
| Domeyko 220         | 220          | Spence 220                  | 220          |
| El Abra 220         | 220          | Sulfuros 220                | 220          |
| El Aguila 066       | 66           | Sur 110                     | 110          |
| El Cobre 220        | 220          | Tamarugal 066               | 66           |
| El Loa 220          | 220          | Tamaya 110                  | 110          |
| El Negro 110        | 110          | Tarapaca 220                | 220          |
| El Tesoro 220       | 220          | Tocopilla 005               | 5            |
| Enaex 110           | 110          | Tocopilla 110               | 110          |
| Encuentro 220       | 220          | Tocopilla 220               | 220          |
| Escondida 220       | 220          | Uribe 110                   | 110          |
| Esmeralda 110       | 110          | Vitor 110                   | 110          |
| Esmeralda 220       | 220          | Zaldivar 220                | 220          |
| Esperanza 220       | 220          | Calama 220                  | 220          |
| Gaby 220            | 220          | Kapatur 220                 | 220          |
| GNL Mejillones 110  | 110          | Los Changos 220             |              |
| Iquique 066         | 66           | Los Changos 500             | 500          |
| KM6 110             | 110          | Nueva Crucero Encuentro 220 | 220          |
| La Cruz 220         | 220          | Nueva Crucero Encuentro 500 | 500          |
| La Negra 110        | 110          | Nueva Encuentro 220         | 220          |
| La Portada 110      | 110          | Antucoya 220                | 220          |
| Laberinto 220       | 220          | Cochrane 220                | 220          |
| Laguna Seca 220     | 220          | Ministro Hales 220          | 220          |

| Nombre          | Tensión [kV] | Nombre           | Tensión [kV] |
|-----------------|--------------|------------------|--------------|
| Lagunas 023     | 23           | OGP1 220         | 220          |
| Lagunas 220     | 220          | La Negra 220     | 220          |
| Lince 110       | 110          | Lagunas 220 Desf | 220          |
| Lomas Bayas 220 | 220          |                  |              |

Tabla G.1: Nodos del sistema SING modificado

### G.3. Líneas de transmisión

Al igual que en los nodos, hay líneas que entran en operación durante el período de evaluación de la planificación de expansión de generación (base de datos IET-S1-2015). En la tabla G.3 se muestran las líneas de transmisión utilizadas en la simulación.

| Líneas de transmisión SING modificado |                    |                       |          |          |                     |
|---------------------------------------|--------------------|-----------------------|----------|----------|---------------------|
| Nombre                                | Nodos              |                       |          |          |                     |
|                                       | Desde              | Hacia                 | $r$ [pu] | $x$ [pu] | Límite térmico [MW] |
| Alto Hospicio 110->Cerro Dragon 110   | Alto Hospicio 110  | Cerro Dragon 110      | 0.00294  | 0.00728  | 98                  |
| Arica 110->Arica 066                  | Arica 110          | Arica 066             | 0        | 0.197    | 30                  |
| Arica 110->Vitor 110                  | Arica 110          | Vitor 110             | 0.13     | 0.182    | 34.25               |
| CD Arica 066->Arica 066               | CD Arica 066       | Arica 066             | 0.04666  | 0.06617  | 41                  |
| CD Iquique 066->Iquique 066           | CD Iquique 066     | Iquique 066           | 0.00872  | 0.01497  | 48                  |
| Chapiquina 066->El Aguilá 066         | Chapiquina 066     | El Aguilá 066         | 0.20165  | 0.35378  | 48                  |
| Collahuasi 220->Quebrada Blanca 220   | Collahuasi 220     | Quebrada Blanca 220   | 0.00311  | 0.02014  | 197                 |
| Condores 110->Alto Hospicio 110       | Condores 110       | Alto Hospicio 110     | 0.00341  | 0.00843  | 98                  |
| Condores 110->Pacífico 110            | Condores 110       | Pacífico 110          | 0.01454  | 0.03545  | 98                  |
| Condores 110->Palafitos 110           | Condores 110       | Palafitos 110         | 0.01105  | 0.02735  | 98                  |
| Condores 220->Condores 110            | Condores 220       | Condores 110          | 0        | 0.071    | 195                 |
| Condores 220->Parinacota 220          | Condores 220       | Parinacota 220        | 0.04108  | 0.18821  | 197                 |
| Dolores 110->Pozo Almonte 110         | Dolores 110        | Pozo Almonte 110      | 0.1941   | 0.27206  | 34.2                |
| El Aguilá 066->Arica 066              | El Aguilá 066      | Arica 066             | 0.25615  | 0.44939  | 48                  |
| Encuentro 220->Collahuasi 220         | Encuentro 220      | Collahuasi 220        | 0.03717  | 0.16965  | 133                 |
| Encuentro 220->Collahuasi 220 II      | Encuentro 220      | Collahuasi 220        | 0.03717  | 0.16965  | 171                 |
| Iquique 066->Pozo Almonte 066         | Iquique 066        | Pozo Almonte 066      | 0.10511  | 0.18246  | 41                  |
| Lagunas 220->Collahuasi 220           | Lagunas 220        | Collahuasi 220        | 0.00971  | 0.0486   | 109                 |
| Lagunas 220->Lagunas 023              | Lagunas 220        | Lagunas 023           | 0        | 0.79556  | 93                  |
| Lagunas 220->Pozo Almonte 220         | Lagunas 220        | Pozo Almonte 220      | 0.01445  | 0.06037  | 328                 |
| Nueva Victoria 220->Lagunas 220       | Nueva Victoria 220 | Lagunas 220           | 0.00334  | 0.01397  | 183                 |
| Parinacota 066->Chinchorro 066        | Parinacota 066     | Chinchorro 066        | 0.0104   | 0.0289   | 59                  |
| Parinacota 066->Pukara 066            | Parinacota 066     | Pukara 066            | 0.01998  | 0.03709  | 46                  |
| Parinacota 066->Quiani 066            | Parinacota 066     | Quiani 066            | 0.049    | 0.07396  | 59                  |
| Parinacota 220->Parinacota 066        | Parinacota 220     | Parinacota 066        | 0        | 0.1099   | 1000                |
| Pozo Almonte 066->Sagasca 066         | Pozo Almonte 066   | Sagasca 066           | 0.044    | 0.048    | 54                  |
| Pozo Almonte 066->Tamarugal 066       | Pozo Almonte 066   | Tamarugal 066         | 0.14397  | 0.21464  | 41                  |
| Pozo Almonte 110->Cerro Colorado 110  | Pozo Almonte 110   | Cerro Colorado 110    | 0.05031  | 0.2012   | 164                 |
| Pozo Almonte 110->Pozo Almonte 066    | Pozo Almonte 110   | Pozo Almonte 066      | 0        | 0.1975   | 100                 |
| Pozo Almonte 220->Pozo Almonte 110    | Pozo Almonte 220   | Pozo Almonte 110      | 0        | 0.13275  | 200                 |
| Pozo Almonte 220->Pozo Almonte 13.8   | Pozo Almonte 220   | Pozo Almonte 13.8     | 0        | 0.36875  | 1000                |
| Pozo Almonte 23->Pozo Almonte 13.8    | Pozo Almonte 023   | Pozo Almonte 13.8     | 0        | 0.833    | 12                  |
| Quiani 066->Arica 066                 | Quiani 066         | Arica 066             | 0.04666  | 0.06617  | 41                  |
| Tarapaca 220->Condores 220            | Tarapaca 220       | Condores 220          | 0.0129   | 0.05911  | 197                 |
| Tarapaca 220->Lagunas 220             | Tarapaca 220       | Lagunas 220           | 0.00283  | 0.02264  | 364                 |
| Vitor 110->Dolores 110                | Vitor 110          | Dolores 110           | 0.33     | 0.289    | 34.25               |
| Barril 110->Mantos de la Luna 110     | Barril 110         | Mantos de la Luna 110 | 0.06034  | 0.08792  | 71                  |
| Barril 220->Barril 110                | Barril 220         | Barril 110            | 0        | 0.4      | 30                  |
| Barril 220->La Cruz 220               | Barril 220         | La Cruz 220           | 0.0021   | 0.017    | 474                 |
| Chuquicamata 110->A 110               | Chuquicamata 110   | A 110                 | 0.00001  | 0.00001  | 100                 |

| Nombre                              | Nodos              |                    | r [pu]  | x [pu]  | Límite térmico [MW] |
|-------------------------------------|--------------------|--------------------|---------|---------|---------------------|
| Chuquicamata 110->KM6 110           | Chuquicamata 110   | Hacia              | 0.0057  | 0.0239  | 100                 |
| Chuquicamata 220->Chuquicamata 110  | Chuquicamata 220   | Chuquicamata 110   | 0       | 0.05833 | 240                 |
| Encuentro 220->El Tesoro 220        | Encuentro 220      | El Tesoro 220      | 0.01967 | 0.07743 | 125                 |
| Encuentro 220->Ministro Hales 220   | Encuentro 220      | Ministro Hales 220 | 0.0122  | 0.0634  | 216                 |
| Encuentro 220->Sierra Gorda 220     | Encuentro 220      | Sierra Gorda 220   | 0.00609 | 0.03172 | 37                  |
| Esperanza 220->El Cobre 220 I       | Esperanza 220      | El Cobre 220       | 0.01503 | 0.0707  | 179                 |
| Esperanza 220->El Cobre 220 II      | Esperanza 220      | El Cobre 220       | 0.01503 | 0.0707  | 179                 |
| Esperanza 220->El Tesoro 220        | Esperanza 220      | El Tesoro 220      | 0.00258 | 0.01072 | 293                 |
| Norgener 220->Barril 220            | Norgener 220       | Barril 220         | 0.00085 | 0.007   | 474                 |
| Salar 110->KM6 110                  | Salar 110          | KM6 110            | 0.00125 | 0.00332 | 62                  |
| Salar 220->Chuquicamata 220         | Salar 220          | Chuquicamata 220   | 0.00134 | 0.01075 | 442                 |
| Salar 220->Salar 110                | Salar 220          | Salar 110          | 0       | 0.07083 | 120                 |
| Salar 220->Salar 110 II             | Salar 220          | Salar 110          | 0       | 0.07083 | 777                 |
| Salar 220->Salar 110 III            | Salar 220          | Salar 110          | 0       | 0.07083 | 144.8               |
| Tamaya 110->A 110                   | Tamaya 110         | A 110              | 0.12469 | 0.4235  | 145                 |
| Tamaya 110->Salar 110               | Tamaya 110         | Salar 110          | 0.13104 | 0.40663 | 145                 |
| Tocopilla 110->A 110                | Tocopilla 110      | A 110              | 0.07025 | 0.23548 | 80                  |
| Tocopilla 110->Tamaya 110           | Tocopilla 110      | Tamaya 110         | 0.00694 | 0.0229  | 93                  |
| Tocopilla 110->Tocopilla 005        | Tocopilla 110      | Tocopilla 005      | 0       | 0.02167 | 1000                |
| Tocopilla 220->El Loa 220           | Tocopilla 220      | El Loa 220         | 0.00373 | 0.02672 | 419                 |
| Tocopilla 220->Tocopilla 110        | Tocopilla 220      | Tocopilla 110      | 0       | 0.0716  | 245.78              |
| Andes 220->Nueva Zaldivar 220       | Andes 220          | Nueva Zaldivar 220 | 0.00356 | 0.0258  | 370                 |
| Andes 220->Oeste 220                | Andes 220          | Oeste 220          | 0.00709 | 0.03265 | 290                 |
| Andes 345->Andes 220                | Andes 345          | Andes 220          | 0       | 0.0152  | 750                 |
| Antofagasta 013->Antofagasta 110    | Antofagasta 013    | Antofagasta 110    | 0       | 0.38554 | 30                  |
| Antofagasta 110->Capricornio 110    | Antofagasta 110    | Capricornio 110    | 0.03034 | 0.09858 | 137                 |
| Antofagasta 110->La Negra 110       | Antofagasta 110    | La Negra 110       | 0.02507 | 0.0622  | 122                 |
| Capricornio 110->El Negro 110       | Capricornio 110    | El Negro 110       | 0.04009 | 0.12594 | 137                 |
| Capricornio 220->Capricornio 110    | Capricornio 220    | Capricornio 110    | 0       | 0.16133 | 80                  |
| Capricornio 220->Mantos Blancos 220 | Capricornio 220    | Mantos Blancos 220 | 0.00265 | 0.01356 | 377                 |
| CD Antofagasta 013->Antofagasta 013 | CD Antofagasta 013 | Antofagasta 013    | 0.10574 | 0.18278 | 28                  |
| Chacaya 110->GNL Mejillones 110     | Chacaya 110        | GNL Mejillones 110 | 0.003   | 0.009   | 137                 |
| Chacaya 220->Capricornio 220        | Chacaya 220        | Capricornio 220    | 0.0083  | 0.04239 | 377                 |
| Chacaya 220->Chacaya 110            | Chacaya 220        | Chacaya 110        | 0       | 0.1     | 100                 |
| Chacaya 220->El Cobre 220           | Chacaya 220        | El Cobre 220       | 0.006   | 0.05648 | 700                 |
| Chacaya 220->Molycop 220            | Chacaya 220        | Molycop 220        | 0       | 0.0006  | 38                  |
| Desalant 110->Pampa 110             | Desalant 110       | Pampa 110          | 0.02668 | 0.06658 | 122                 |
| Domeyko 220->Escondida 220          | Domeyko 220        | Escondida 220      | 0.00145 | 0.00601 | 246                 |
| Domeyko 220->Laguna Seca 220        | Domeyko 220        | Laguna Seca 220    | 0.00287 | 0.0117  | 246                 |
| Domeyko 220->Sulfuros 220           | Domeyko 220        | Sulfuros 220       | 0.00021 | 0.00085 | 293                 |
| El Cobre 220->Gaby 220              | El Cobre 220       | Gaby 220           | 0.01022 | 0.04649 | 328                 |

| Nombre                                     | Nodos                       |                             | $r$ [pu] | $x$ [pu] | Límite térmico [MW] |
|--------------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------|----------|---------------------|
| El Negro 110->Alto Norte 110               | El Negro 110                | Alto Norte 110              | 0.00769  | 0.02417  | 137                 |
| Esmeralda 110->Centro 110                  | Esmeralda 110               | Centro 110                  | 0.00069  | 0.00179  | 90                  |
| Esmeralda 110->La Portada 110              | Esmeralda 110               | La Portada 110              | 0.02956  | 0.08539  | 90                  |
| Esmeralda 110->Sur 110                     | Esmeralda 110               | Sur 110                     | 0.00772  | 0.02286  | 90                  |
| Esmeralda 110->Uribe 110                   | Esmeralda 110               | Uribe 110                   | 0.02865  | 0.08346  | 90                  |
| Esmeralda 220->Esmeralda 110               | Esmeralda 220               | Esmeralda 110               | 0        | 0.071    | 195                 |
| La Negra 110->Alto Norte 110               | La Negra 110                | Alto Norte 110              | 0.00627  | 0.01555  | 122                 |
| Laberinto 220->El Cobre 220                | Laberinto 220               | El Cobre 220                | 0.00039  | 0.00214  | 361                 |
| Laberinto 220->Lomas Bayas 220             | Laberinto 220               | Lomas Bayas 220             | 0.0019   | 0.0086   | 290                 |
| Laberinto 220->Mantos Blancos 220          | Laberinto 220               | Mantos Blancos 220          | 0.01307  | 0.06023  | 290                 |
| Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220 I        | Laberinto 220               | Nueva Zaldivar 220          | 0.01566  | 0.08025  | 293                 |
| Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220 II       | Laberinto 220               | Nueva Zaldivar 220          | 0.01093  | 0.06039  | 377                 |
| Mejillones 110->Enaex 110                  | Mejillones 110              | Enaex 110                   | 0.0026   | 0.00399  | 183                 |
| Mejillones 110->Lince 110                  | Mejillones 110              | Lince 110                   | 0.09632  | 0.24004  | 48                  |
| Mejillones 220->Mejillones 110             | Mejillones 220              | Mejillones 110              | 0        | 0.13238  | 1000                |
| Mejillones 220->O'higgins 220              | Mejillones 220              | O'higgins 220               | 0.01298  | 0.0475   | 261                 |
| Minsal 110->Minsal 023                     | Minsal 110                  | Minsal 023                  | 0        | 0.3365   | 122                 |
| Nueva Zaldivar 220->Sulfuros 220           | Nueva Zaldivar 220          | Sulfuros 220                | 0.00268  | 0.01099  | 293                 |
| Nueva Zaldivar 220->Zaldivar 220           | Nueva Zaldivar 220          | Zaldivar 220                | 0.00003  | 0.00017  | 330                 |
| Oeste 110->Minsal 110                      | Oeste 110                   | Minsal 110                  | 0.05779  | 0.1154   | 50                  |
| Oeste 220->Laberinto 220                   | Oeste 220                   | Laberinto 220               | 0.01589  | 0.0731   | 290                 |
| Oeste 220->Oeste 110                       | Oeste 220                   | Oeste 110                   | 0        | 0.27091  | 1000                |
| O'higgins 220->Coloso 220                  | O'higgins 220               | Coloso 220                  | 0.00669  | 0.0279   | 245                 |
| O'higgins 220->Palestina 220               | O'higgins 220               | Palestina 220               | 0.0082   | 0.03281  | 246                 |
| Palestina 220->Domeyko 220                 | Palestina 220               | Domeyko 220                 | 0.01072  | 0.04288  | 246                 |
| Pampa 110->Mejillones 110                  | Pampa 110                   | Mejillones 110              | 0.04074  | 0.10166  | 122                 |
| Salta 345->Andes 345                       | Salta 345                   | Andes 345                   | 0.00963  | 0.1203   | 777                 |
| Zaldivar 220->Escondida 220                | Zaldivar 220                | Escondida 220               | 0.00207  | 0.01141  | 293                 |
| Encuentro 220->Lagunas 220 I               | Encuentro 220               | Lagunas 220                 | 0.03203  | 0.14178  | 290                 |
| Encuentro 220->Lagunas 220 II              | Encuentro 220               | Lagunas 220                 | 0.03203  | 0.14178  | 290                 |
| Crucero 220->Encuentro 220                 | Crucero 220                 | Encuentro 220               | 0.00004  | 0.00038  | 386                 |
| Antucoya 220-> Nueva Encuentro 220         | Antucoya 220                | Nueva Encuentro 220         | 0.025    | 0.015    | 386                 |
| Antucoya 220->Encuentro 220                | Antucoya 220                | Encuentro 220               | 0.0504   | 0.03165  | 386                 |
| Central Atacama 220->Antucoya 220          | Central Atacama 220         | Antucoya 220                | 0.01088  | 0.0633   | 386                 |
| Central Atacama 220->Encuentro 220         | Central Atacama 220         | Encuentro 220               | 0.01512  | 0.0954   | 386                 |
| Central Atacama 220->Nueva Encuentro 220   | Central Atacama 220         | Nueva Encuentro 220         | 0.013    | 0.077    | 386                 |
| Crucero 220->Nueva Crucero Encuentro 220   | Crucero 220                 | Nueva Crucero Encuentro 220 | 0.00004  | 0.00038  | 500                 |
| Nueva Crucero Encuentro 220->Encuentro 220 | Nueva Crucero Encuentro 220 | Encuentro 220               | 0.00004  | 0.00038  | 500                 |
| Nueva Encuentro 220->Encuentro 220         | Nueva Encuentro 220         | Encuentro 220               | 0.003    | 0.077    | 386                 |
| Chacaya 220->Crucero 220                   | Chacaya 220                 | Crucero 220                 | 0.03152  | 0.13169  | 328                 |
| Crucero 220->Chuquicamata 220              | Crucero 220                 | Chuquicamata 220            | 0.00744  | 0.05953  | 442                 |

| Nombre                                | Nodos                       |                             | $r$ [pu] | $x$ [pu]  | Límite térmico [MW] |
|---------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------|-----------|---------------------|
|                                       | Desde                       | Hacia                       |          |           |                     |
| Crucero 220->El Abra 220              | Crucero 220                 | El Abra 220                 | 0.01244  | 0.08454   | 457                 |
| Crucero 220->Laberinto 220 I          | Crucero 220                 | Laberinto 220               | 0.02199  | 0.11269   | 293                 |
| Crucero 220->Laberinto 220 II         | Crucero 220                 | Laberinto 220               | 0.01992  | 0.11003   | 377                 |
| Crucero 220->Lagunas 220              | Crucero 220                 | Lagunas 220                 | 0.03203  | 0.14822   | 183                 |
| Crucero 220->Nueva Victoria 220       | Crucero 220                 | Nueva Victoria 220          | 0.03257  | 0.13609   | 183                 |
| Crucero 220->Radomiro Tomic 220       | Crucero 220                 | Radomiro Tomic 220          | 0.0101   | 0.06883   | 457                 |
| Crucero 220->Salar 220                | Crucero 220                 | Salar 220                   | 0.00791  | 0.06359   | 442                 |
| El Loa 220->Crucero 220               | El Loa 220                  | Crucero 220                 | 0.00058  | 0.00415   | 419                 |
| El Loa 220->Nueva Crucero 220         | El Loa 220                  | Nueva Crucero Encuentro 220 | 0.00058  | 0.00415   | 419                 |
| La Cruz 220->Crucero 220              | La Cruz 220                 | Crucero 220                 | 0.0006   | 0.0048    | 474                 |
| Nueva Crucero 220->Chuquicamata 220   | Nueva Crucero Encuentro 220 | Chuquicamata 220            | 0.00744  | 0.05953   | 442                 |
| Nueva Crucero 220->Laberinto 220 I    | Nueva Crucero Encuentro 220 | Laberinto 220               | 0.02199  | 0.11269   | 293                 |
| Nueva Crucero 220->Laberinto 220 II   | Nueva Crucero Encuentro 220 | Laberinto 220               | 0.01992  | 0.11003   | 377                 |
| Nueva Crucero 220->Lagunas 220        | Nueva Crucero Encuentro 220 | Lagunas 220                 | 0.03203  | 0.14822   | 183                 |
| Nueva Crucero 220->Nueva Victoria 220 | Nueva Crucero Encuentro 220 | Nueva Victoria 220          | 0.03257  | 0.13609   | 183                 |
| Nueva Crucero 220->Salar 220          | Nueva Crucero Encuentro 220 | Salar 220                   | 0.00791  | 0.06359   | 442                 |
| Calama 220->Calama 110                | Calama 220                  | Calama 110                  | 0        | 0.066     | 150                 |
| Cochrane 220->Encuentro 220           | Cochrane 220                | Encuentro 220               | 0.0029   | 0.03322   | 560                 |
| Kapatur 220->O'higgins 220 I          | Kapatur 220                 | O'higgins 220               | 0.005    | 0.05      | 350                 |
| Kapatur 220->O'higgins 220 II         | Kapatur 220                 | O'higgins 220               | 0.005    | 0.05      | 350                 |
| O'higgins 220->Coloso 220 II          | O'higgins 220               | Coloso 220                  | 0.00669  | 0.0279    | 245                 |
| Salar 110->Calama 110                 | Salar 110                   | Calama 110                  | 0.00974  | 0.05629   | 175                 |
| Salar 220->Calama 220                 | Salar 220                   | Calama 220                  | 0.0023   | 0.0132    | 330                 |
| Angamos 220->Kapatur 220              | Angamos 220                 | Kapatur 220                 | 0.00005  | 0.0005    | 700                 |
| Angamos 220->Laberinto 220 I          | Angamos 220                 | Laberinto 220               | 0.00736  | 0.08423   | 700                 |
| Angamos 220->Laberinto 220 II         | Angamos 220                 | Laberinto 220               | 0.00736  | 0.08423   | 700                 |
| Central Atacama 220->O'higgins 220    | Central Atacama 220         | O'higgins 220               | 0.0026   | 0.026     | 492                 |
| Central Atacama 220->Domeyko 220      | Central Atacama 220         | Domeyko 220                 | 0.02097  | 0.087     | 491                 |
| Encuentro 220->Pampa Lina 220         | Encuentro 220               | Pampa Lina 220              | 0.0097   | 0.054     | 318                 |
| Encuentro 220->Spence 220             | Encuentro 220               | Spence 220                  | 0.01011  | 0.0562    | 318                 |
| Kapatur 220->Laberinto 220            | Kapatur 220                 | Laberinto 220               | 0.00368  | 0.0421    | 700                 |
| Nueva Zaldivar 220->Escondida 220     | Nueva Zaldivar 220          | Escondida 220               | 0.00232  | 0.01189   | 293                 |
| Nueva Zaldivar 220->OGP1 220          | Nueva Zaldivar 220          | OGP1 220                    | 0.0031   | 0.019     | 293                 |
| OGP1 220->Domeyko 220                 | OGP1 220                    | Domeyko 220                 | 0.0022   | 0.0132    | 293                 |
| O'higgins 220->Domeyko 220            | O'higgins 220               | Domeyko 220                 | 0.0057   | 0.057     | 492                 |
| Pampa Lina 220->Sierra Gorda 220      | Pampa Lina 220              | Sierra Gorda 220-1          | 0.002532 | 0.01159   | 37                  |
| Pampa Lina 220->Spence 220            | Pampa Lina 220              | Spence 220                  | 0.00037  | 0.002     | 318                 |
| Condores 220->Pozo Almonte 220        | Condores 220                | Pozo Almonte 220            | 0.0049   | 0.0297    | 250                 |
| Esperanza 220->Sierra Gorda 220       | Esperanza 220               | Sierra Gorda 220            | 0.003    | 0.0185    | 300                 |
| Kapatur 220->Cochrane 220             | Kapatur 220                 | Cochrane 220                | 0.00005  | 0.0005    | 700                 |
| Lagunas 220->Pozo Almonte 220 II-cl   | Lagunas 220                 | Pozo Almonte 220            | 0.007    | 0.0452775 | 328                 |

| Nombre                                     | Nodos                       |                             | $r$ [pu] | $x$ [pu]  | Límite térmico [MW] |
|--------------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------|-----------|---------------------|
|                                            | Desde                       | Hacia                       |          |           |                     |
| O'higgins 220->Domeyko 220 II              | O'higgins 220               | Domeyko 220                 | 0.01     | 0.08      | 350                 |
| O'higgins 220->Domeyko 220 III             | O'higgins 220               | Domeyko 220                 | 0.01     | 0.08      | 350                 |
| Pozo Almonte 220->Parinacota 220           | Pozo Almonte 220            | Parinacota 220              | 0.04108  | 0.141     | 250                 |
| Central Atacama 220->Esmeralda 220         | Central Atacama 220         | Esmeralda 220               | 0.01283  | 0.05876   | 197                 |
| Central Atacama 220->Mejillones 220        | Central Atacama 220         | Mejillones 220              | 0.00022  | 0.0011    | 377                 |
| Chacaya 220->Esmeralda 220                 | Chacaya 220                 | Esmeralda 220               | 0.01283  | 0.05876   | 197                 |
| Chacaya 220->Mejillones 220                | Chacaya 220                 | Mejillones 220              | 0.00022  | 0.0011    | 377                 |
| Antofagasta 110->Desalant 110              | Antofagasta 110             | Desalant 110                | 0.01497  | 0.03735   | 122                 |
| Antofagasta 110->Esmeralda 110             | Antofagasta 110             | Esmeralda 110               | 0.008    | 0.016     | 122                 |
| Capricornio 220->Capricornio 110 II        | Capricornio 220             | Capricornio 110             | 0        | 0.16133   | 80                  |
| Esmeralda 220->Coloso 220                  | Esmeralda 220               | Coloso 220                  | 0.001    | 0.01      | 245                 |
| La Negra 220->Coloso 220                   | La Negra 220                | Coloso 220                  | 0.01283  | 0.00355   | 245                 |
| La Negra 220->La Negra 110                 | La Negra 220                | La Negra 110                | 0        | 0.071     | 100                 |
| O'Higgins 220->La Negra 220                | O'higgins 220               | La Negra 220                | 0.0033   | 0.01398   | 245                 |
| Angamos 220->Cochrane 220                  | Angamos 220                 | Cochrane 220                | 0.00005  | 0.0005    | 600                 |
| Condores 110->Pozo Almonte 110             | Condores 110                | Pozo Almonte 110            | 0.0624   | 0.09      | 36                  |
| Esperanza 220->El Cobre 220 III            | Esperanza 220               | El Cobre 220                | 0.011    | 0.066     | 180                 |
| Lagunas 220 Desf->Collahuasi 220           | Lagunas 220 Desf            | Collahuasi 220              | 0.00971  | 0.0486    | 109                 |
| Lagunas 220>Lagunas 220 Desf               | Lagunas 220                 | Lagunas 220 Desf            | 0        | 0.0001    | 500                 |
| Lagunas 220->Pozo Almonte 220 II-c2        | Lagunas 220                 | Pozo Almonte 220            | 0.007    | 0.0452775 | 328                 |
| Nueva Crucero 500->Nueva Crucero 220 III   | Nueva Crucero Encuentro 500 | Nueva Crucero Encuentro 220 | 0.0013   | 0.013     | 750                 |
| Pozo Almonte 110->Arica 110                | Pozo Almonte 110            | Arica 110                   | 0.53     | 0.743     | 110                 |
| Pozo Almonte 220->Parinacota 220 circuito2 | Pozo Almonte 220            | Parinacota 220              | 0.04108  | 0.141     | 250                 |
| Tarapaca 220->Condores 220 II              | Tarapaca 220                | Condores 220                | 0.0129   | 0.05911   | 197                 |
| Tocopilla 220->Norgener 220                | Tocopilla 220               | Norgener 220                | 0.00005  | 0.0005    | 600                 |

Tabla G.2: Líneas de transmisión del sistema SING modificado

## **G.4. Parque generador**

El parque generador se obtuvo directamente de la base de datos entregada por el CDEC-SING (IET-S1-2015).

El parque generador existente y las unidades candidatas se presentan en las tablas G.3 y G.4, respectivamente.

| Parque generador SING modificado |                  |            |              |              |                    |                      |                           |
|----------------------------------|------------------|------------|--------------|--------------|--------------------|----------------------|---------------------------|
| Nombre central                   | Nodo             | Tecnología | Pmáx<br>[MW] | Pmin<br>[MW] | Min Up Time<br>[h] | Min Down Time<br>[h] | Heat Rate Inc<br>[GJ/MWh] |
| Andes Solar                      | Andes 220        | Solar      | 21           | 0            |                    |                      |                           |
| Arica Solar 1 (Etapa I)          | Parinacota 220   | Solar      | 18           | 0            |                    |                      |                           |
| Arica Solar 1 (Etapa II)         | Parinacota 220   | Solar      | 22           | 0            |                    |                      |                           |
| Atacama I                        | Encuentro 220    | Solar      | 100          | 0            |                    |                      |                           |
| Blue Sky I                       | Encuentro 220    | Solar      | 34           | 0            |                    |                      |                           |
| Blue Sky II                      | Encuentro 220    | Solar      | 51           | 0            |                    |                      |                           |
| Bolero I (Laberinto I)           | Laberinto 220    | Solar      | 42           | 0            |                    |                      |                           |
| Bolero II (Laberinto II)         | Laberinto 220    | Solar      | 104          | 0            |                    |                      |                           |
| Cerro Dominador                  | Encuentro 220    | Solar      | 110          | 0            |                    |                      |                           |
| Finis Terrae                     | Encuentro 220    | Solar      | 138          | 0            |                    |                      |                           |
| Huatacondo                       | Lagunas 220      | Solar      | 98           | 0            |                    |                      |                           |
| Jama (San Pedro III)             | Calama 220       | Solar      | 30           | 0            |                    |                      |                           |
| La Huayca 2                      | Pozo Almonte 066 | Solar      | 21           | 0            |                    |                      |                           |
| Lascar (San Pedro II)            | Calama 220       | Solar      | 30           | 0            |                    |                      |                           |
| Pampa Camarones I                | Vitor 110        | Solar      | 6            | 0            |                    |                      |                           |
| Paruma (San Pedro I)             | Calama 220       | Solar      | 17           | 0            |                    |                      |                           |
| Pica I                           | Lagunas 220      | Solar      | 0.6          | 0            |                    |                      |                           |
| Pular (San Pedro IV)             | Calama 220       | Solar      | 24           | 0            |                    |                      |                           |
| Quillagua 1                      | Crucero 220      | Solar      | 23           | 0            |                    |                      |                           |
| Quillagua 2                      | Crucero 220      | Solar      | 27           | 0            |                    |                      |                           |
| Quillagua 3                      | Crucero 220      | Solar      | 50           | 0            |                    |                      |                           |
| Salin (Calama Sur)               | Calama 220       | Solar      | 30           | 0            |                    |                      |                           |
| Uribe Solar                      | Uribe 110        | Solar      | 50           | 0            |                    |                      |                           |
| Cochrane 1                       | Cochrane 220     | Carbón     | 280          | 0            |                    |                      | 0.425                     |
| Cochrane 2                       | Cochrane 220     | Carbón     | 280          | 0            |                    |                      | 0.425                     |
| HEM 1                            | Los Chagos 220   | Carbón     | 375          | 0            |                    |                      | 0.3965                    |
| Kelar TG1+0.5TV                  | Kapatut 220      | GNL        | 258          | 125          |                    |                      | 7.208                     |
| Kelar TG2+0.5TV                  | Kapatut 220      | GNL        | 258          | 125          |                    |                      | 7.208                     |
| ANG1                             | Angamos 220      | Carbón     | 263          | 122          | 48                 | 48                   | 0.41899                   |
| ANG2                             | Angamos 220      | Carbón     | 263          | 122          | 48                 | 48                   | 0.41899                   |
| CTA                              | Chacaya 220      | Carbón     | 153          | 84           | 48                 | 48                   | 0.3971                    |
| CTH                              | Chacaya 220      | Carbón     | 154          | 84           | 48                 | 48                   | 0.38631                   |
| CTM1                             | Chacaya 220      | Carbón     | 155          | 80           | 48                 | 48                   | 0.43497                   |
| CTM2                             | Chacaya 220      | Carbón     | 164          | 90           | 48                 | 48                   | 0.41544                   |
| CTTAR                            | Tarapaca 220     | Carbón     | 148          | 90           | 48                 | 48                   | 0.44598                   |
| NT01                             | Norgener 220     | Carbón     | 128          | 56           | 48                 | 48                   | 0.4008                    |
| NT02                             | Norgener 220     | Carbón     | 128          | 56           | 48                 | 48                   | 0.397                     |
| U12                              | Tocopilla 110    | Carbón     | 83           | 45           | 48                 | 24                   | 0.5113                    |
| U13                              | Tocopilla 110    | Carbón     | 84           | 55           | 48                 | 24                   | 0.4887                    |
| U14                              | Tocopilla 220    | Carbón     | 121          | 67           | 48                 | 24                   | 0.45099                   |

| Nombre central                  | Nodo                | Tecnología | Pmáx<br>[MW] | Pmin<br>[MW] | Min Up Time<br>[h] | Min Down Time<br>[h] | Heat Rate Inc<br>[GJ/MWh] |
|---------------------------------|---------------------|------------|--------------|--------------|--------------------|----------------------|---------------------------|
| U15                             | Tocopilla 220       | Carbón     | 123          | 67           | 48                 | 24                   | 0.43429                   |
| CTM3-TG + CTM3-TV               | Chacaya 220         | GNL        | 243          | 160          |                    |                      | 7.10798                   |
| CTM3-TG + CTM3-TV (Los Changos) | Los Changos 220     | GNL        | 243          | 160          |                    |                      | 7.10798                   |
| TG1A + 0.5 TV1C                 | Central Atacama 220 | GNL        | 190          | 155          |                    |                      | 7.65787                   |
| TG1A + TG1B + TV1C              | Central Atacama 220 | GNL        | 390          | 310          |                    |                      | 7.50286                   |
| TG2A + 0.5 TV2C                 | Central Atacama 220 | GNL        | 185          | 155          |                    |                      | 7.65787                   |
| TG2A + TG2B + TV2C              | Central Atacama 220 | GNL        | 378          | 310          |                    |                      | 7.50286                   |
| TG3                             | Tocopilla 220       | GNL        | 37.2         | 10           | 5                  |                      | 12.37807                  |
| TV10 2CC                        | Salta 345           | GNL        | 222          | 117          | 24                 | 4                    | 0                         |
| TV10 CC                         | Salta 345           | GNL        | 109          | 70           | 24                 | 2                    | 0                         |
| U16-TG + U16-TV                 | Tocopilla 220       | GNL        | 393          | 178          | 1                  |                      | 6.70202                   |
| CTM3-TG + CTM3-TV (Diesel)      | Chacaya 220         | Diesel     | 250.32       | 160          | 24                 | 8                    | 0.24824                   |
| CUMMINS                         | Enaex 110           | Diesel     | 0.7          | 0.7          |                    |                      | 0.35294                   |
| DEUTZ                           | Enaex 110           | Diesel     | 2            | 0.7          |                    |                      | 0.38824                   |
| Diesel Aguas Blancas            | Ohiggins 220        | Diesel     | 2.5          | 0            |                    |                      | 0.2276                    |
| ESTANDARTES                     | Iquique 066         | Diesel     | 1.6          | 0            |                    |                      | 0.3664                    |
| GMAR                            | CD Arica 066        | Diesel     | 8.4          | 2            |                    |                      | 0.29482                   |
| INACAL                          | La Negra 110        | Diesel     | 7            | 0.85         | 12                 | 0.5                  | 0.23124                   |
| INGENOVA                        | Donkeyo 220         | Diesel     | 2.1          | 2            |                    |                      | 0.2276                    |
| M1AR                            | CD Arica 066        | Diesel     | 3            | 1            |                    | 3                    | 0.30165                   |
| M2AR                            | CD Arica 066        | Diesel     | 3            | 1.5          |                    | 3                    | 0.30071                   |
| MAIQ                            | CD Iquique 066      | Diesel     | 6            | 5.9          | 5                  |                      | 0.257                     |
| MIIQ                            | CD Iquique 066      | Diesel     | 2.924        | 1.5          |                    | 3                    | 0.30153                   |
| MIMB                            | Mantos Blancos 220  | Diesel     | 28.64        | 6            | 5                  |                      | 0.2368                    |
| MSIQ                            | CD Iquique 066      | Diesel     | 6.2          | 5            | 5                  |                      | 0.2276                    |
| PMG La Portada                  | La Portada 110      | Diesel     | 3            | 0            |                    |                      | 0.2276                    |
| SUIQ                            | CD Iquique 066      | Diesel     | 4.2          | 1.4          |                    |                      | 0.326                     |
| SUTA                            | Tamaya 110          | Diesel     | 103.68       | 8            |                    |                      | 0.22492                   |
| TG1                             | Tocopilla 110       | Diesel     | 21           | 10           | 5                  |                      | 0.398                     |
| TG1A + 0.5 TV1C (Diesel)        | Central Atacama 220 | Diesel     | 190.5        | 155          |                    |                      | 0.2229                    |
| TG1A + TG1B + TV1C (Diesel)     | Central Atacama 220 | Diesel     | 386.8        | 310          |                    |                      | 0.2152                    |
| TG2                             | Tocopilla 110       | Diesel     | 21           | 10           |                    |                      | 0.398                     |
| TG2A + 0.5 TV2C (Diesel)        | Central Atacama 220 | Diesel     | 192.3        | 155          |                    |                      | 0.2229                    |
| TG2A + TG2B + TV2C (Diesel)     | Central Atacama 220 | Diesel     | 390.8        | 310          |                    |                      | 0.2152                    |
| TG3 (Diesel)                    | Tocopilla 220       | Diesel     | 37.5         | 10           | 5                  |                      | 0.314                     |
| TGIQ                            | CD Iquique 066      | Diesel     | 22.2         | 10           | 5                  |                      | 0.38071                   |
| TGTAR                           | Tarapaca 220        | Diesel     | 23.75        | 9            |                    |                      | 0.39294                   |
| U10                             | Tocopilla 110       | Diesel     | 37.5         | 15           | 24                 | 8                    | 0.29724                   |
| U11                             | Tocopilla 110       | Diesel     | 37.5         | 15           | 24                 | 8                    | 0.29724                   |
| U16-TG + U16-TV (Diesel)        | Tocopilla 220       | Diesel     | 400          | 178          | 30                 | 12                   | 0.195                     |
| ZOFRI 1-6                       | Iquique 066         | Diesel     | 1.6          | 0            |                    |                      | 0.33765                   |

| Nombre central       | Nodo              | Tecnología | Pmáx<br>[MW] | Pmin<br>[MW] | Min Up Time<br>[h] | Min Down Time<br>[h] | Heat Rate Inc<br>[GJ/MWh] |
|----------------------|-------------------|------------|--------------|--------------|--------------------|----------------------|---------------------------|
| ZOFRI 2-5            | Iquique 066       | Diesel     | 5.16         | 1            |                    |                      | 0.33765                   |
| ZOFRI 7-12           | Iquique 066       | Diesel     | 4.8          | 0.8          |                    |                      | 0.265                     |
| El Aguila            | El Aguila 066     | Solar      | 2            | 0            |                    |                      |                           |
| La Huayca            | Pozo Almonte 066  | Solar      | 9            | 0            |                    |                      |                           |
| Los Puquios          | Pozo Almonte 066  | Solar      | 3            | 0            |                    |                      |                           |
| Maria Elena          | Crucero 220       | Solar      | 72           | 0            |                    |                      |                           |
| Pozo Almonte Solar 2 | Pozo Almonte 066  | Solar      | 7.5          | 0            |                    |                      |                           |
| Pozo Almonte Solar 3 | Pozo Almonte 066  | Solar      | 16           | 0            |                    |                      |                           |
| Valle de los Vientos | Calama 110        | Eólica     | 90           | 0            |                    |                      | 1                         |
| CAVA                 | Cerro Dragon 110  | Hidráulica | 2.6          | 0            |                    |                      | 1                         |
| CHAP                 | Chapiquina 066    | Hidráulica | 10.14        | 0            |                    |                      | 1                         |
| MHAH                 | Alto Hospicio 110 | Hidráulica | 1.1          | 0            |                    |                      | 1                         |
| MHT2                 | Alto Hospicio 110 | Hidráulica | 1.1          | 0            |                    |                      | 1                         |
| Central Salar        | Salar 220         | Otros      | 60           | 0            |                    |                      | 7.108                     |
| NORACID              | Chacaya 220       | Otros      | 17           | 0            |                    |                      | 0                         |

Tabla G.3: Parque generador existente SING modificado

| Unidades candidatas SING modificado |                             |            |              |              |                    |                      |                           |
|-------------------------------------|-----------------------------|------------|--------------|--------------|--------------------|----------------------|---------------------------|
| Nombre central                      | Nodo                        | Tecnología | Pmáx<br>[MW] | Pmin<br>[MW] | Min Up Time<br>[h] | Min Down Time<br>[h] | Heat Rate Inc<br>[GJ/MWh] |
| Atacama GNL 1                       | Kapatur 220                 | GNL        | 250          | 0            |                    |                      | 7.108                     |
| Atacama GNL 2                       | Kapatur 220                 | GNL        | 250          | 0            |                    |                      | 7.108                     |
| Atacama GNL II-1                    | Kapatur 220                 | GNL        | 430          | 0            |                    |                      | 7.108                     |
| Atacama GNL II-2                    | Kapatur 220                 | GNL        | 430          | 0            |                    |                      | 7.108                     |
| Carbon Tames 1                      | Nueva Crucero Encuentro 220 | Carbón     | 400          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3917                    |
| Carbon Tames 2                      | Nueva Crucero Encuentro 220 | Carbón     | 400          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3917                    |
| Carbon Tarapaca 1                   | Tarapaca 220                | Carbón     | 175          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3917                    |
| Carbon Tarapaca 2                   | Tarapaca 220                | Carbón     | 175          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3917                    |
| Carbon Tarapaca 3                   | Tarapaca 220                | Carbón     | 110          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3917                    |
| Diesel Mejillones 1                 | Kapatur 220                 | Diesel     | 130          | 0            |                    |                      | 0.314                     |
| Diesel Mejillones 2                 | Kapatur 220                 | Diesel     | 130          | 0            |                    |                      | 0.314                     |
| Diesel Mejillones 3                 | Kapatur 220                 | Diesel     | 130          | 0            |                    |                      | 0.314                     |
| IEM 2                               | Los Chingos 220             | Carbón     | 375          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3917                    |
| MEJILLONES I                        | Chacaya 220                 | Carbón     | 350          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3965                    |

| Nombre central              | Nodo                        | Tecnología | Pmáx<br>[MW] | Pmin<br>[MW] | Min Up Time<br>[h] | Min Down Time<br>[h] | Heat Rate Inc<br>[GJ/MWh] |
|-----------------------------|-----------------------------|------------|--------------|--------------|--------------------|----------------------|---------------------------|
| MEJILLONES I GNL            | Chacaya 220                 | GNL        | 400          | 0            |                    |                      | 7                         |
| MEJILLONES II               | Chacaya 220                 | Carbón     | 200          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3965                    |
| MEJILLONES III              | Chacaya 220                 | Carbón     | 300          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3965                    |
| TARAPACA I                  | Tarapaca 220                | Carbón     | 300          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3965                    |
| TARAPACA II                 | Tarapaca 220                | Carbón     | 300          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3965                    |
| TARAPACA III                | Tarapaca 220                | Carbón     | 200          | 0            | 48                 | 48                   | 0.3965                    |
| CSP Nueva Crucero Encuentro | Nueva Crucero Encuentro 220 | Solar      | 180          | 0            |                    |                      | 1                         |
| EOLICO SING I               | Laberinto 220               | Eólica     | 200          | 0            |                    |                      | 1                         |
| EOLICO SING II              | Lagunas 220                 | Eólica     | 200          | 0            |                    |                      | 1                         |
| EOLICO SING III             | Encuentro 220               | Eólica     | 300          | 0            |                    |                      | 1                         |
| EOLICO SING IV              | Encuentro 220               | Eólica     | 200          | 0            |                    |                      | 1                         |
| EOLICO SING LAGUNAS         | Lagunas 220                 | Eólica     | 200          | 0            |                    |                      | 1                         |
| EOLICO SING V               | Laberinto 220               | Eólica     | 300          | 0            |                    |                      | 1                         |
| Eolico Calama               | Calama 220                  | Eólica     | 75           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Eolico Crucero Encuentro    | Sierra Gorda 220            | Eólica     | 100          | 0            |                    |                      | 1                         |
| Eolico El Abra              | El Abra 220                 | Eólica     | 60           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Eolico Lagunas              | Lagunas 220                 | Eólica     | 75           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Eolico Sierra Gorda         | Nueva Crucero Encuentro 220 | Eólica     | 75           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Geotermica Apacheta 01      | Calama 110                  | Geotérmica | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Geotermica Apacheta 02      | Calama 110                  | Geotérmica | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Geotermica Irruputunco      | Collahuasi 220              | Geotérmica | 50           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Geotermica Pampa Lirima 01  | Cerro Colorado 110          | Geotérmica | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Geotermica Pampa Lirima 02  | Cerro Colorado 110          | Geotérmica | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Geotermica Polloquere 01    | Chapiquina 066              | Geotérmica | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Geotermica Polloquere 02    | Chapiquina 066              | Geotérmica | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Geotermica Puchuldiza 01    | Cerro Colorado 110          | Geotérmica | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Geotermica Puchuldiza 02    | Cerro Colorado 110          | Geotérmica | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Geotermica Puchuldiza 03    | Cerro Colorado 110          | Geotérmica | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Geotermica Gaby             | Gaby 220                    | Geotérmica | 50           | 0            |                    |                      | 1                         |
| PV Andes                    | Andes 220                   | Solar      | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| PV Arica                    | Parinacota 220              | Solar      | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| PV Calama                   | Calama 220                  | Solar      | 35           | 0            |                    |                      | 1                         |
| PV Condores                 | Condores 220                | Solar      | 30           | 0            |                    |                      | 1                         |
| PV Domeyko                  | Domeyko 220                 | Solar      | 40           | 0            |                    |                      | 1                         |
| PV Encuentro                | Encuentro 220               | Solar      | 50           | 0            |                    |                      | 1                         |
| PV Lagunas                  | Lagunas 220                 | Solar      | 50           | 0            |                    |                      | 1                         |
| PV Nueva Crucero Encuentro  | Nueva Crucero Encuentro 220 | Solar      | 60           | 0            |                    |                      | 1                         |
| PV Nueva Encuentro          | Nueva Encuentro 220         | Solar      | 50           | 0            |                    |                      | 1                         |
| PV Parinacota               | Parinacota 220              | Solar      | 60           | 0            |                    |                      | 1                         |
| PV Pozo                     | Pozo Almonte 220            | Solar      | 50           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Solar SING I                | Laberinto 220               | Solar      | 150          | 0            |                    |                      | 1                         |

| Nombre central | Nodo          | Tecnología | Pmáx<br>[MW] | Pmin<br>[MW] | Min Up Time<br>[h] | Min Down Time<br>[h] | Heat Rate Inc<br>[GJ/MWh] |
|----------------|---------------|------------|--------------|--------------|--------------------|----------------------|---------------------------|
| Solar SING II  | Lagunas 220   | Solar      | 150          | 0            |                    |                      | 1                         |
| Solar SING III | Encuentro 220 | Solar      | 200          | 0            |                    |                      | 1                         |
| Solar SING IV  | Lagunas 220   | Solar      | 150          | 0            |                    |                      | 1                         |
| Solar SING V   | Arica 066     | Solar      | 75           | 0            |                    |                      | 1                         |
| Solar SING VI  | Lagunas 220   | Solar      | 150          | 0            |                    |                      | 1                         |

Tabla G.4: Unidades candidatas SING modificado

## Apéndice H

### Potencia de suficiencia calculada para el caso 3

A continuación se presentan las potencias reconocidas según lo explicado en la sección 3.6.3.

| Potencia de suficiencia obtenida; caso aproximación por bloques |                  |                 |                  |             |                      |
|-----------------------------------------------------------------|------------------|-----------------|------------------|-------------|----------------------|
| Central                                                         | Energía<br>[MWh] | $t_{on}$<br>[h] | Pinicial<br>[MW] | IFOR<br>[%] | Psuficiencia<br>[MW] |
| Carbon Tarapaca 3                                               | 1829850          | 16635           | 110.00           | 0.05        | 104.30               |
| Diesel Mejillones 1                                             | 45506.83248      | 564             | 79.17            | 0.97        | 2.59                 |
| Diesel Mejillones 2                                             | 37510.78973      | 360             | 106.41           | 0.98        | 2.14                 |
| Diesel Mejillones 3                                             | 29034.71401      | 273             | 108.71           | 0.98        | 1.65                 |
| TARAPACA III                                                    | 5025600          | 25128           | 200.00           | 0.04        | 191.06               |
| EOLICO SING I                                                   | 7375785.6        | 76032           | 80.00            | 0.02        | 78.40                |
| Eolico Calama                                                   | 2744443.8        | 75384           | 30.00            | 0.02        | 29.40                |
| Eolico Crucero Encuentro                                        | 1867116          | 38880           | 40.00            | 0.02        | 19.60                |
| Eolico El Abra                                                  | 1120269.6        | 38880           | 24.00            | 0.02        | 11.76                |
| Eolico Lagunas                                                  | 1120269.6        | 31104           | 30.00            | 0.02        | 11.76                |
| Eolico Sierra Gorda                                             | 1120269.6        | 31104           | 30.00            | 0.02        | 11.76                |
| Geotermica Apacheta 01                                          | 1005120          | 25128           | 40.00            | 0.04        | 38.21                |
| Geotermica Apacheta 02                                          | 998720           | 24968           | 40.00            | 0.05        | 37.97                |
| Geotermica Pampa Lirima 01                                      | 1011840          | 25296           | 40.00            | 0.04        | 38.47                |
| Geotermica Pampa Lirima 02                                      | 674880           | 16872           | 40.00            | 0.04        | 38.47                |
| Geotermica Polloquere 01                                        | 998362.191       | 24960           | 40.00            | 0.05        | 37.95                |
| Geotermica Polloquere 02                                        | 1011840          | 25296           | 40.00            | 0.04        | 38.47                |
| Geotermica Puchuldiza 01                                        | 668160           | 16704           | 40.00            | 0.05        | 38.09                |
| Geotermica Puchuldiza 02                                        | 674880           | 16872           | 40.00            | 0.04        | 38.47                |
| Geotermica Puchuldiza 03                                        | 1342080          | 33552           | 40.00            | 0.04        | 38.28                |
| Geotermica Gaby                                                 | 1753200          | 35064           | 50.00            | 0.00        | 50.00                |

Tabla H.1: Potencia de suficiencia reconocida, aproximación por bloques

| <b>Potencia de suficiencia obtenida; caso “Full-Chronological”</b> |                          |                                    |                          |                     |                              |
|--------------------------------------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|--------------------------|---------------------|------------------------------|
| <b>Central</b>                                                     | <b>Energía<br/>[MWh]</b> | <b><math>t_{on}</math><br/>[h]</b> | <b>Pinicial<br/>[MW]</b> | <b>IFOR<br/>[%]</b> | <b>Psuficiencia<br/>[MW]</b> |
| Atacama GNL 2                                                      | 2408117.41               | 10076                              | 239.00                   | 0.43                | 137.26                       |
| TARAPACA III                                                       | 3307200                  | 16536                              | 200.00                   | 0.06                | 188.51                       |
| Geotermica Apacheta 01                                             | 1011840                  | 25296                              | 40.00                    | 0.04                | 38.47                        |
| Geotermica Apacheta 02                                             | 1005120                  | 25128                              | 40.00                    | 0.04                | 38.21                        |
| Geotermica Pampa Lirima 01                                         | 1007880                  | 25197                              | 40.00                    | 0.04                | 38.32                        |
| Geotermica Pampa Lirima 02                                         | 1011760                  | 25294                              | 40.00                    | 0.04                | 38.46                        |
| Geotermica Polloquere 01                                           | 991887.4889              | 25296                              | 39.21                    | 0.04                | 37.71                        |
| Geotermica Polloquere 02                                           | 1011840                  | 25296                              | 40.00                    | 0.04                | 38.47                        |
| Geotermica Puchuldiza 01                                           | 998400                   | 24960                              | 40.00                    | 0.05                | 37.96                        |
| Geotermica Puchuldiza 02                                           | 1005120                  | 25128                              | 40.00                    | 0.04                | 38.21                        |
| Geotermica Puchuldiza 03                                           | 1005120                  | 25128                              | 40.00                    | 0.04                | 38.21                        |
| Geotermica Gaby                                                    | 1315200                  | 26304                              | 50.00                    | 0.00                | 50.00                        |
| PV Andes                                                           | 464509.44                | 18240                              | 13.60                    | 0.02                | 13.33                        |
| PV Arica                                                           | 1131646.939              | 44425                              | 13.60                    | 0.02                | 13.33                        |
| PV Calama                                                          | 406445.76                | 18240                              | 11.90                    | 0.02                | 11.66                        |
| PV Condores                                                        | 848757.39                | 44429                              | 10.20                    | 0.02                | 10.00                        |
| PV Domeyko                                                         | 1131718.991              | 44433                              | 13.60                    | 0.02                | 13.33                        |
| PV Encuentro                                                       | 1415106.075              | 44454                              | 17.00                    | 0.02                | 16.66                        |
| PV Lagunas                                                         | 580636.8                 | 18240                              | 17.00                    | 0.02                | 16.66                        |
| PV Nueva Crucero Encuentro                                         | 696764.16                | 18240                              | 20.40                    | 0.02                | 19.99                        |
| PV Nueva Encuentro                                                 | 580636.8                 | 18240                              | 17.00                    | 0.02                | 16.66                        |
| PV Parinacota                                                      | 696764.16                | 18240                              | 20.40                    | 0.02                | 19.99                        |
| PV Pozo                                                            | 580636.8                 | 18240                              | 17.00                    | 0.02                | 16.66                        |
| Solar SING I                                                       | 1741910.4                | 18240                              | 51.00                    | 0.02                | 49.98                        |
| Solar SING II                                                      | 1741910.4                | 18240                              | 51.00                    | 0.02                | 49.98                        |
| Solar SING III                                                     | 2322547.2                | 18240                              | 68.00                    | 0.02                | 66.64                        |
| Solar SING IV                                                      | 1741910.4                | 18240                              | 51.00                    | 0.02                | 49.98                        |
| Solar SING VI                                                      | 1741910.4                | 18240                              | 51.00                    | 0.02                | 49.98                        |

Tabla H.2: Potencia de suficiencia reconocida, “Full-Chronological”

# Bibliografía

- [1] W. C. Sebastián Michels Alfaro, LABORELEC, “Flexibilidad operacional de centrales convencionales,” Tech. Rep., 2016.
- [2] W. C. FL Consulting, “Tendencias en sistemas de potencia: Impactos en modelación y simulación. necesidades de interconexión y particularidades de operación,” Tech. Rep., 2016.
- [3] L. Vargas, R. Palma, and O. Moya, “Mercados eléctricos y bolsas de energía: aspectos críticos para su implementación en chile,” *Revista Chilena de Ingeniería*, vol. 113, 2001.
- [4] M. de Energía, “Ley 20698,” Ministerio de Energía de Chile, 2013, <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1055402>.
- [5] M. de Energía, “Energía 2050,” Ministerio de Energía de Chile, 2015, <http://www.energia2050.cl>.
- [6] A. C. Jiménez, “Optimización de la participación de las centrales de ciclo combinado al mercado eléctrico español,” 2002.
- [7] A. Ramos, I. J. Perez-Arriaga, and J. Bogas, “A nonlinear programming approach to optimal static generation expansion planning,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 3, pp. 1140–1146, 1989.
- [8] J.-B. Park, Y.-M. Park, J.-R. Won, and K. Y. Lee, “Least cost generation expansion planning based on an improved genetic algorithm,” in *Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE*, vol. 2. IEEE, 1999, pp. 1043–1047.
- [9] C. Zhang, Y. Ding, J. Ostergaard, and Q. Wu, “Generation expansion planning considering integrating large-scale wind generation,” in *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*. IEEE, 2013, pp. 2051–2056.
- [10] M. Suharto, M. Hassan, M. Abdullah, M. Majid, and F. Hussin, “Optimal location of a new generating unit using particle swarm optimization,” in *Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2011 5th International*. IEEE, 2011, pp. 77–82.
- [11] J. Zhu and M.-y. Chow, “A review of emerging techniques on generation expansion planning,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 12, no. 4, pp. 1722–1728, 1997.

- [12] Y. He and A. David, "Time-of-use electricity pricing based on global optimization for generation expansion planning," in *Advances in Power System Control, Operation and Management, 1997. APSCOM-97. Fourth International Conference on (Conf. Publ. No. 450)*, vol. 2. IET, 1997, pp. 668–673.
- [13] A. S. Chuang, F. Wu, and P. Varaiya, "A game-theoretic model for generation expansion planning: problem formulation and numerical comparisons," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 16, no. 4, pp. 885–891, 2001.
- [14] F. Fuentes, "Análisis y fundamentación del modelo marginalista de precios eléctricos en Chile," 2014.
- [15] W. B. Christie, R. P. Behnke, and L. V. Díaz, "Ñom lüfke (el rayo domado) o los sistemas eléctricos de potencia," 2008.
- [16] G. S. Rothwell and T. Gomez, *Electricity economics: regulation and deregulation*. Wiley-IEEE Press, 2003, vol. 12.
- [17] H. Rudnick, "Modelo marginalista desincentiva o no a las ERNC," Abril 2010.
- [18] M. Rivier, "La teoría marginalista como modelo teórico de referencia," Noviembre 1999.
- [19] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, *Spot pricing of electricity*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [20] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2012.
- [21] CDEC-SING, *Cálculo de potencia firme y determinación del balance entre empresas generadoras*. Procedimiento DP, 2010.
- [22] W. Gandulfo, E. Gil, and I. Aravena, "Generation capacity expansion planning under demand uncertainty using stochastic mixed-integer programming," in *2014 IEEE PES General Meeting— Conference & Exposition*. IEEE, 2014, pp. 1–5.
- [23] C. Soto, *Desarrollo de una herramienta para la programación de la operación a corto plazo en el SIC*. Memoria de titulación UTFSM, 2013.
- [24] G. Bastidas, *Diseño de un modelo para definir planes de obras óptimos de generación que involucren ERNC y el sistema de transmisión*. Memoria de titulación UTFSM, 2011.
- [25] C. N. de Energía de Chile, "Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras," Comisión Nacional de Energía de Chile, 2016.
- [26] D. G. Luenberger and M. L. Mateos, *Programación lineal y no lineal*. Addison-Wesley Iberoamericana, 1989, no. 90C05 LUEp.
- [27] C. N. de Energía, *Programa de obras de generación y transmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande*. Informe Técnico Anual, 2015.

- [28] C. I. Nweke, F. Leanez, G. R. Drayton, and M. Kolhe, “Benefits of chronological optimization in capacity planning for electricity markets,” in *Power System Technology (POWERCON), 2012 IEEE International Conference on*. IEEE, 2012, pp. 1–6.
- [29] SYSTEP, *Comparación metodologías de cálculo de potencia*. Potencia firme y potencia de suficiencia, 2011.
- [30] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of power system economics*. John Wiley & Sons, 2004.
- [31] J. A. Sánchez Jiménez, “Sistemas eléctricos: pagos por capacidad vs mercados de capacidad,” 2012.
- [32] A. Galetovic, C. M. Muñoz, and F. A. Wolak, “Capacity payments in a cost-based wholesale electricity market: the case of chile,” *The Electricity Journal*, vol. 28, no. 10, pp. 80–96, 2015.
- [33] G. A. Caicedo Beltrán *et al.*, “Mecanismos de subastas para la contratación de energía en mercados eléctricos: aplicación en el mercado colombiano.” 2013.
- [34] R. Eduardo, “Subastas de energía eléctrica en chile: Modelación en base a un supuesto sobre la valoración de contratos a través de portafolios óptimos,” 2008.
- [35] P. A. A. Yáñez, “Aplicación del modelo de bolsa de energía en chile,” 2001.
- [36] P. Varas and H. Rudnick, “Empirical studies of competition in the chilean electricity market,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 12, no. 8, pp. 1456–1463, 2014.