

Planificación de largo plazo de un sistema eléctrico de potencia utilizando Descomposición Lagrangiana en modelos de programación estocástica en dos etapas

Raúl Esteban Cárdenas Zamorano

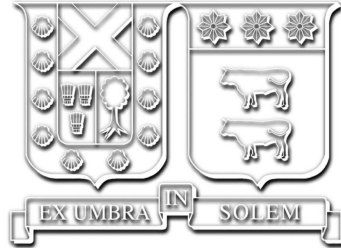
2019

Tesis para optar al grado de:
Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Director de Tesis:
Dr. Esteban Gil Sagás (UTFSM)

Miembros del Comité de Evaluación:
Dr. Víctor Hinojosa Mateus (UTFSM)
Dr. André Luis Diniz (CEPEL-UERJ)

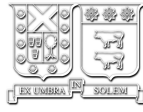
Valparaíso, Octubre 2019.



**Planificación de largo plazo de un sistema
eléctrico de potencia utilizando
Descomposición Lagrangiana en modelos
de programación estocástica en dos
etapas**

Raúl Esteban Cárdenas Zamorano

2019



UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

TÍTULO DE LA TESIS:

**PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO
DE POTENCIA UTILIZANDO DESCOMPOSICIÓN LAGRANGIANA EN
MODELOS DE PROGRAMACIÓN ESTOCÁSTICA EN DOS ETAPAS**

AUTOR:

RAÚL ESTEBAN CÁRDENAS ZAMORANO

TRABAJO DE TESIS, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el
Grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica, Área de Sistemas de Potencia,
de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Dr. Esteban Gil Sagás

Dr. Víctor Hinojosa Mateus

Dr. André Luis Diniz

Valparaíso, Chile, Octubre de 2019.

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

*“La imaginación frecuentemente nos llevará a mundos que jamás fueron. Pero sin ella,
no iríamos a ningún lado.”*
— *Carl Sagan.*

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia por su constante apoyo a lo largo de toda esta etapa de estudio en la universidad. A mi madre Aysha, mi padre Raúl y mis hermanos Iván y Pablo que sin su cariño y afecto no me encontraría en donde estoy ahora.

Estoy sumamente agradecido de los profesores y funcionarios del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad que siempre estuvieron entregando su apoyo, especialmente a mi profesor tutor, el Dr. Esteban Gil Sagas, de quien siempre he obtenido el apoyo y entusiasmo para poder concluir las metas que me he propuesto y, también, extender mis estudios a través del Programa de Magíster de Ingeniería Eléctrica, el cual estoy concluyendo con este escrito.

Quiero destacar la ayuda de los Sres. Juan Araya y Diego Mancilla que con sus ideas y conocimientos permitieron darle el puntapié inicial al desarrollo computacional de este proyecto. Del mismo modo, agradezco a los Sres. Juan Marcos Donoso, Javier Jara, Juan Vásquez y José Esparza, miembros del personal del Coordinador Eléctrico Nacional, que me permitieron utilizar sus equipos de trabajo y tiempo para avanzar en algunos desarrollos de esta tesis.

Agradezco igualmente a Conicyt, al proyectos Basal *FB0008 “Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering (AC3E)”* y al proyecto Fondecyt 1151270 *“Power systems capacity expansion planning under uncertainty”*.

Por último, quiero agradecer a todos los que directa o indirectamente, cercana o lejanamente, formaron parte de la realización de esta tesis: ¡Muchas Gracias!

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	IV
Índice de Figuras	VI
Índice de Tablas	IX
Resumen	1
Abstract	2
1. Introducción	3
1.1. Objetivos	5
1.1.1. Objetivo principal	5
1.1.2. Objetivos específicos	5
1.2. Alcances de la Tesis	6
1.3. Estructura del documento	6
2. Estado del arte	8
2.1. Planificación de la Expansión de Capacidad de Generación	8
2.2. Planificación de la Expansión de Transmisión	10
2.3. Planificación Conjunta de Generación y Transmisión	12
2.4. Métodos de Descomposición en la Optimización de Sistemas Eléctricos de Potencia	12
2.5. Programación Lineal Entera-Mixta (MILP)	14
2.6. Optimización computacional y solvers utilizados	15
3. Fundamentos teóricos	18
3.1. Planificación de la Expansión de un Sistema Eléctrico de Potencia	18
3.1.1. Planificación en Generación	18
3.1.2. Planificación en Transmisión	21
3.1.3. Planificación en Generación y Transmisión	23
3.1.4. Valor temporal de las inversiones	25
3.2. Toma de decisiones bajo incertidumbre y Programación estocástica	27
3.2.1. Programación estocástica en dos etapas	30
3.3. Métodos de Descomposición	32
3.3.1. Relajación Lagrangiana	34
3.3.2. Método del Subgradiente	35
3.4. Computación Paralela	37
3.4.1. Multiplicidad de núcleos	38

3.4.2.	Multihilamiento (<i>Multithreading</i>)	38
3.4.3.	Paralelización	39
3.4.4.	Programación Paralela en Python	39
3.4.5.	Cuantificación del Paralelismo	41
4.	Metodología de desarrollo	43
4.1.	Descomposición por escenarios de un problema de programación estocástica en dos etapas	43
4.2.	Algoritmo de resolución planteado	45
4.3.	Paralelización del modelo computacional	48
4.4.	Metodología de detención del algoritmo	50
4.5.	Casos para validación e implementación del modelo	51
4.5.1.	Casos de estudio teórico	51
4.5.2.	Casos de aplicación real	52
4.5.3.	Equipamiento computacional a utilizar	52
5.	Validación de la metodología a implementar	54
5.1.	Primeras pruebas en un sistema térmico de 3 barras	54
5.1.1.	Sensibilidad parámetro λ	56
5.1.2.	Operación del algoritmo	58
5.1.3.	Sensibilidad de la paralelización	59
5.2.	Pruebas de desempeño en un sistema hidrotérmico de 3 barras	60
5.2.1.	Operación del algoritmo y tamaño del problema	62
5.2.2.	Sensibilidad del <i>gap</i> en subproblemas	64
5.2.3.	Sensibilidad de la paralelización	65
5.3.	Pruebas de desempeño en un sistema térmico de 24 barras	66
5.3.1.	Ajustes iniciales	66
5.3.2.	Resultados obtenidos	68
5.3.3.	Resultados comparativos	69
5.4.	Comentarios preliminares	71
6.	Aplicación de la metodología implementada	73
6.1.	Aplicación al Sistema Interconectado del Norte Grande	73
6.1.1.	Consideraciones adicionales	74
6.1.2.	Caso Expansión de Capacidad de Generación (ExGx)	76
6.1.3.	Caso Expansión de Transmisión (ExTx)	78
6.1.4.	Caso Expansión de Capacidad de Generación y Transmisión (ExGxTx)	82
6.1.5.	Comentarios preliminares	86
6.2.	Aplicación al Sistema Eléctrico Nacional	88
6.2.1.	Consideraciones y supuestos adicionales	89
6.2.2.	Variabilidad del recurso hídrico	90
6.2.3.	Caso Expansión de Capacidad de Generación (ExGx) 3 escenarios	91
6.2.4.	Caso Expansión de Capacidad de Generación (ExGx) 55 escenarios	93
6.2.5.	Caso Expansión de Capacidad de Generación y Transmisión (ExGxTx) 3 escenarios	97
6.2.6.	Caso Expansión de Capacidad de Generación y Transmisión (ExGxTx) 55 escenarios	99
6.2.7.	Comentarios preliminares	104

7. Resumen final y conclusiones	105
7.1. Trabajos Futuros	107
Apéndices	109
A. Resumen Ejecutivo	109
A.1. Introducción	109
A.1.1. Objetivos	110
A.2. Estado del arte	110
A.3. Metodología	112
A.3.1. Descomposición por escenarios de un problema de programación es-	
tocástica en dos etapas	112
A.3.2. Algoritmo de resolución planteado	113
A.4. Resultados	114
A.4.1. Sistema IEEE 24 barras - 10 Escenarios	114
A.4.2. Sistema SEN - 55 Escenarios	115
A.5. Conclusiones	117
B. Simplificación de restricciones bilineales	118
C. Herramientas computacionales	125
C.1. Python	125
C.2. Pyomo	126
C.3. CPLEX	127
C.4. Branch and Cut	128
C.4.1. El algoritmo Branch and Bound	129
C.4.2. El algoritmo Branch and Cut	130
D. Programación estocástica en dos etapas con incertidumbre en los caudales afluentes	132
D.1. Formulación Matemática	132
E. Modelo del Sistema Básico Térmico	135
E.1. Diagrama unilineal	135
E.2. Base de datos utilizada	135
E.2.1. Centrales	136
E.2.2. Transmisión	136
E.2.3. Consumo	137
F. Modelo del Sistema Básico Hidrotérmico	140
F.1. Diagrama unilineal	140
F.2. Base de datos utilizada	141
F.2.1. Centrales	141
F.2.2. Transmisión	141
F.2.3. Consumo	142
F.2.4. Afluentes	144
G. Modelo IEEE <i>Reliability Test System 24-bus</i>	148

G.1. Diagrama unilineal	148
G.2. Base de datos utilizada	148
G.2.1. Centrales	149
G.2.2. Transmisión	150
G.2.3. Consumo	152
H. Modelo del Sistema Interconectado de Norte Grande	155
H.1. Base de datos utilizada	155
H.1.1. Centrales	155
H.1.2. Barras	160
H.1.3. Transmisión	163
H.2. Información especial utilizada en casos	165
H.2.1. Transmisión	165
H.2.2. Generación	166
I. Modelo del Sistema Eléctrico Nacional	168
I.1. Base de datos utilizada	168
I.1.1. Centrales	168
I.1.2. Barras	179
I.1.3. Transmisión	183
I.1.4. Modelamiento Hidroeléctrico	186
I.2. Información especial utilizada en casos	188
I.2.1. Proyectos de Generación (Caso ExGx y ExGxTx)	188
I.2.2. Proyectos de Transmisión (Caso ExGxTx)	189
Bibliografía	190

Índice de Figuras

3.1.	Forma de $FO_D(\mu)$	36
4.1.	Esquema secuencial del algoritmo de resolución.	47
4.2.	Paralelización preliminar de subprocesos del algoritmo de resolución.	48
4.3.	Paralelización final de subprocesos del algoritmo de resolución.	49
5.1.	Esquema Sistema Básico Térmico.	55
5.2.	Operación del algoritmo modificando valor de λ . Caso Básico Térmico.	57
5.3.	Sensibilidad paralelización. Caso Básico Térmico.	60
5.4.	Esquema Sistema Básico Hidrotérmico.	61
5.5.	Tiempo de resolución. Caso Básico Hidrotérmico.	63
5.6.	Sensibilidad del <i>gap</i> en subproblemas. Caso Básico Hidrotérmico.	65
5.7.	Sistema IEEE 24 barras (RTS96).	67
5.8.	Evolución Solución Sistema IEEE 24 barras (RTS96).	69
5.9.	Comparativa de Costos Anualizados. Sistema IEEE 24 barras.	71
6.1.	Escenarios de Demanda. Sistema SING.	75
6.2.	Evolución Solución Caso SING ExGx.	77
6.3.	Comparativa de Costos Anualizados. Caso SING ExGx.	78
6.4.	Evolución Solución Caso SING ExTx.	81
6.5.	Comparativa de Costos Anualizados. Caso SING ExTx.	82
6.6.	Evolución Solución Caso SING ExGxTx.	84
6.7.	Comparativa de Costos Anualizados. Caso SING ExGxTx.	86
6.8.	Requerimientos de Demanda. Sistema SEN.	90
6.9.	Energía Afluente al Sistema Eléctrico Nacional.	91
6.10.	Evolución Solución Caso SEN ExGx 3 Escenarios.	92
6.11.	Capacidad Construida en Generación. Caso SEN ExGx 3 Escenarios.	93
6.12.	Evolución Solución Caso SEN ExGx 55 Escenarios.	95
6.13.	Capacidad Construida en Generación. Caso SEN ExGx 55 Escenarios.	96
6.14.	Comparativa de Costos Anualizados. Caso SEN ExGx.	96
6.15.	Costos Marginales en Barras Relevantes. Caso SEN ExGx.	97
6.16.	Evolución Solución Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.	98
6.17.	Capacidad Construida en Generación. Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.	99
6.18.	Evolución Solución Caso SEN ExGxTx 55 Escenarios.	101
6.19.	Capacidad Construida en Generación. Caso SEN ExGxTx 55 Escenarios.	102
6.20.	Comparativa de Costos Anualizados. Caso SEN ExGxTx.	103
6.21.	Costos Marginales en Barras Relevantes. Caso SEN ExGxTx.	103
A.1.	Algoritmo de resolución.	114

A.2.	Resultados Sistema IEEE 24 barras.	115
A.3.	Capacidad Construida en Generación.	116
A.4.	Resultados Comparativos Caso SEN ExGxTx.	116
E.1.	Unilineal Sistema Básico Térmico.	135
F.1.	Unilineal Sistema Básico Hidrotérmico.	140
G.1.	Sistema IEEE 24 barras (RTS96).	148

Índice de Tablas

5.1.	Demanda por Año y Escenario. Sistema Básico Térmico.	55
5.2.	Resultados sensibilidad del parámetro λ . Caso Básico Térmico.	57
5.3.	Resultados operación del algoritmo. $\lambda = 0,01$. Caso Básico Térmico.	59
5.4.	Métricas de Cuantificación del Paralelismo. Caso Básico Térmico.	59
5.5.	Características del problema de optimización a distintos escenarios. Caso Básico Hidrotérmico.	62
5.6.	Características del problema de optimización descompuesto. Caso Básico Hidrotérmico.	63
5.7.	Sensibilidad de la Paralelización. Caso Básico Hidrotérmico.	65
5.8.	Métricas de Cuantificación del Paralelismo. Caso Básico Hidrotérmico.	66
5.9.	Características del problema de optimización. Sistema IEEE 24 barras.	67
5.10.	Evaluación del <i>gap</i> en subproblemas. Sistema IEEE 24 barras.	68
5.11.	Valores entregados en la solución. Sistema IEEE 24 barras.	70
5.12.	Comparación de proyectos construidos. Sistema IEEE 24 barras.	70
6.1.	Peso ponderados de cada escenario. Sistema SING.	75
6.2.	Características del problema de optimización. Caso SING ExGx.	76
6.3.	Tiempos de ejecución vs <i>gap</i> . Caso SING ExGx.	76
6.4.	Valores entregados en la solución. Caso SING ExGx.	78
6.5.	Comparación de proyectos construidos. Caso SING ExGx.	79
6.6.	Características del problema de optimización. Caso SING ExTx.	80
6.7.	Tiempos de ejecución vs <i>gap</i> . Caso SING ExTx.	80
6.8.	Valores entregados en la solución del problema. Caso SING ExTx.	81
6.9.	Comparación de proyectos construidos. Caso SING ExTx.	82
6.10.	Características del problema de optimización. Caso SING ExGxTx.	83
6.11.	Tiempos de ejecución vs <i>gap</i> . Caso SING ExGxTx.	83
6.12.	Valores entregados en la solución. Caso SING ExGxTx.	84
6.13.	Comparación de proyectos construidos. Caso SING ExGxTx.	85
6.14.	Características del problema de optimización. Caso SEN ExGx 3 Escenarios.	91
6.15.	Tiempos de ejecución vs <i>gap</i> . Caso SEN ExGx 3 Escenarios.	92
6.16.	Valores dados por la solución del algoritmo. Caso SEN ExGx 3 Escenarios.	93
6.17.	Características del problema de optimización. Caso SEN ExGx 55 Escenarios.	94
6.18.	Tiempos de ejecución vs <i>gap</i> . Caso SEN ExGx 55 Escenarios.	94
6.19.	Valores dados por la solución del algoritmo. Caso SEN ExGx 55 Escenarios.	95
6.20.	Características del problema de optimización. Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.	97
6.21.	Tiempos de ejecución vs <i>gap</i> . Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.	98

6.22.	Valores dados por la solución del algoritmo. Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.	99
6.23.	Proyectos de Transmisión Construidos. Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.	99
6.24.	Características del problema de optimización. Caso SEN ExGxTx 55 Escenarios.	100
6.25.	Tiempos de ejecución vs <i>gap</i> . Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.	101
6.26.	Valores dados por la solución del algoritmo. Caso SEN ExGxTx 55 Escenarios.	101
6.27.	Proyectos de Transmisión Construidos. Caso SEN ExGxTx 55 Escenarios.	102
A.1.	Valores dados por la solución. Sistema IEEE 24 barras.	114
A.2.	Valores dados por la solución del algoritmo. Caso SEN ExGxTx.	116
E.1.	Parámetros de Centrales. Sistema Básico Térmico.	136
E.2.	Parámetros de Transmisión. Sistema Básico Térmico.	136
E.3.	Factor Escalador de Consumos. Sistema Básico Térmico.	139
E.4.	Proyectos de Consumos. Sistema Básico Térmico.	139
F.1.	Parámetros de Centrales. Sistema Básico Hidrotérmico.	141
F.2.	Parámetros de Transmisión. Sistema Básico Hidrotérmico.	141
F.3.	Factor Escalador de Consumos. Sistema Básico Hidrotérmico.	143
F.4.	Proyectos de Consumos. Sistema Básico Hidrotérmico.	143
G.1.	Parámetros de Centrales. Sistema IEEE 24 barras.	149
G.2.	Costos de Combustibles. Sistema IEEE 24 barras.	149
G.3.	Factores de Modulación de Combustibles. Sistema IEEE 24 barras.	150
G.4.	Parámetros de Transmisión. Sistema IEEE 24 barras.	150
G.5.	Demanda Máxima por barra. Sistema IEEE 24 barras.	152
G.6.	Demanda Máxima Semanal respecto a Demanda Máxima. Sistema IEEE 24 barras.	153
G.7.	Demanda Horaria por semana del año. Sistema IEEE 24 barras.	154
H.1.	Parámetros Generación. Sistema SING.	155
H.2.	Combustibles Asociados. Sistema SING.	157
H.3.	Costos de Combustibles por Año. Sistema SING.	159
H.4.	Barras del Sistema. Sistema SING.	160
H.5.	Factores de Crecimiento de Demanda. Sistema SING.	161
H.7.	Parámetros de líneas de transmisión. Sistema SING.	163
H.8.	Estado de Proyectos de Transmisión. Caso ExGx Sistema SING.	165
H.9.	Proyectos de Inversión en Transmisión. Caso ExGx y ExGxTx Sistema SING.	165
H.10.	Estado de Proyectos de Transmisión. Caso ExGx y ExGxTx Sistema SING.	166
H.11.	Puesta en Servicio de Centrales. Caso ExTx Sistema SING.	166
I.1.	Parámetros Generación. Sistema SEN.	168
I.2.	índice Centrales con CVC. Sistema SEN.	174
I.3.	Costos Variables por año. Sistema SEN.	175
I.4.	Datos centrales hidráulicas. Sistema SEN.	177
I.5.	Barras modeladas. Sistema SEN.	179

I.6.	Factores de Crecimiento de Demanda. Sistema SEN.	180
I.9.	Parámetros de líneas de transmisión. Sistema SEN.	183
I.10.	Parámetros del sistema hidráulico. Sistema SEN.	186
I.11.	Hiperplanos de soporte. Sistema SEN.	187
I.12.	Proyectos de Generación. Sistema SEN Caso ExGx y ExGxTx.	188
I.13.	Proyectos de Transmisión. Sistema SEN Caso ExGxTx.	189

Nomenclatura

Abreviaturas y Siglas

- CDEC* : Centro de Despacho Económico de Carga.
- ISO* : Independent System Operator (Operador Independiente del Sistema).
- SING* : Sistema Interconectado del Norte Grande.
- SIC* : Sistema Interconectado Central.
- SEN* : Sistema Eléctrico Nacional.
- VBA* : Visual Basic for Applications.
- MILP* : Mixed-Integer Linear Programming (Programación Lineal Entera-Mixta).
- CHT* : Coordinación hidrotérmica.
- FCF* : Función de Costo Futuro.

Notación Matemática MILP

Índices

- b : Barras o nodos.
- c : Centrales o unidades generadoras.
- l : Líneas de transmisión.
- n : Unidad de sub-periodos de tiempo.
- s : Escenario.
- t : Unidad básica de tiempo (bloque horario).
- y : Unidad de años.

Conjuntos

- B : Barras del sistema.
- B_l^S : Barras conectadas por el lado emisor de la línea l .
- B_l^R : Barras conectadas por el lado receptor de la línea l .
- N : Conjunto de subetapas temporales totales del problema.
- T : Bloques temporales totales del problema.
- V_{ce}^D : Conjunto de caudales conectado al embalse e aguas abajo.
- V_{ce}^U : Conjunto de caudales conectado al embalse e aguas arriba.
- Y : Años totales del problema.
- Θ : Conjunto de hiperplanos.
- Π : Escenarios representados.
- Ω^C : Centrales modeladas en el sistema.
- Ω_b^C : Centrales conectadas a la barra b .
- Ω_{κ}^C : Centrales cuyos embalses tienen asociados hiperplanos.
- Ω_{ce}^{CD} : Centrales ligadas al embalse ce aguas abajo.
- Ω_{ce}^{CU} : Centrales ligadas al embalse ce aguas arriba.
- Ω_{cs}^{CD} : Centrales ligadas a la central cs aguas abajo.
- Ω_{cs}^{CU} : Centrales ligadas a la central cs aguas arriba.
- Ω^{CE} : Centrales existentes.
- Ω^{CC} : Centrales candidatas.
- Ω^{CHE} : Embalses.
- Ω^{CHS} : Centrales en serie hidráulica.
- Ω^L : Líneas modeladas en el sistema.
- Ω_b^L : Líneas conectadas a la barra b .
- Ω_b^{LS} : Líneas que conectan a la barra b por el extremo emisor.
- Ω_b^{LR} : Líneas que conectan a la barra b por el extremo receptor.
- Ω^{LC} : Líneas candidatas.
- Ω^{LE} : Líneas existentes.

Parámetros

$AFictPen$: Penalizador de los afluentes ficticios [USD/ m^3/s].
$AFL_{c,n,s}$: Afluente natural de la central c en el sub-período n del escenario s [m^3/s].
$BCost_{c,y}^{CEN}$: Costo de inversión para la central c en el año y [USD].
$BCost_{l,y}^{LIN}$: Costo de inversión para la línea l en el año y [USD].
h_t	: Números de horas del período t [h].
h_n	: Números de horas del sub-período n [h].
$LOAD_{b,t,s}$: Demanda en la barra b del período t del escenario s [MW].
M	: Número grande incluido dentro del modelamiento disyuntivo en transmisión.
$VCost_{c,t}$: Costo variable para la central c en el período t [USD/MWh].
$Voll_t$: Costo de falla del sistema en el período t [USD/MWh].
$CO\&M_{c,y}$: Costo de operación y mantenimiento para la central c en el año y [USD/año].
γ_l	: Susceptancia de la línea l [1/Ohm].
π_s	: Peso ponderado del escenario s .
ϕ_p	: Constante del hiperplano p de la función de costo futuro.
$\chi_{p,c}$: Precio sombra de la central de embalse c del hiperplano p de la función de costo futuro.

Variables Binarias

$w_{c,y,s}^{CEN}$: Variable que toma el valor de 1 si la central c está en servicio en el año y del escenario s .
$w_{l,y,s}^{LIN}$: Variable que toma el valor de 1 si la línea l está en servicio en el año y del escenario s .
$x_{c,y,s}^{CEN}$: Variable que toma el valor de 1 si la central c se construye en el año y del escenario s .
$x_{l,y,s}^{LIN}$: Variable que toma el valor de 1 si la línea l se construye en el año y del escenario s .

Variables Continuas

$a_{e,n,s}$: Afluente ficticio del embalse e en el sub-período n del escenario s .
$f_{l,t,s}$: Flujo a través de la línea l en el bloque t del escenario s .
$g_{c,t,s}$: Generación de la central c en el bloque t del escenario s .
$q_{c,n,s}$: Caudal turbinado de central c en el sub-período n del escenario s .
$q_{v,n,s}$: Caudal de v en el sub-período n del escenario s .
$u_{b,t,s}$: Falla en barra b en el bloque t del escenario s .
$\theta_{i,t,s}$: Ángulo de la barra i en el período t del escenario s .
φ_s	: Costo futuro del escenario s .

Resumen

En general, en el mundo de la ingeniería toda infraestructura se diseña para ser capaz de operar correctamente, aún bajo el peor de los escenarios posibles. Principalmente estos escenarios deben reflejar condiciones futuras, por lo que irremediamente se debe trabajar con la incertidumbre de algo que no ha sucedido. Dentro de las muchas metodologías desarrolladas para abordar esta temática en los sistemas eléctricos de potencia la presente tesis se centrará en el uso de programación estocástica en dos etapas combinada con la técnica clásica de Relajación Lagrangiana para resolver problemas de inversiones tanto en generación como en transmisión.

La metodología propuesta apunta a descomponer por escenarios un problema de optimización estocástica en dos etapas, obteniendo así un número de pequeños subproblemas de optimización asociados cada uno a un escenario. La ventaja de esta metodología es que la estructura del proceso permitiría resolver estos subproblemas de forma independiente y en paralelo. Bajo ciertas condiciones los tiempos de resolución se reducirían bastante, lo que sería una ventaja frente a la resolución completa del problema original, especialmente cuando el número de escenarios es muy alto. La herramienta de optimización propuesta fue desarrollada en lenguaje de programación Python en conjunto a las librerías de Pyomo, el cual es un paquete de código abierto para modelar problemas de optimización utilizando un Lenguaje de Modelado Algebraico.

Con el fin de validar la metodología, en una primera parte se realizaron pruebas computacionales con modelos sencillos y en el sistema de prueba IEEE de 24 barras resolviendo casos de expansión de generación y/o transmisión bajo incertidumbre en la demanda o en los caudales afluentes, tanto con el modelo de descomposición propuesto como con la resolución completa del problema de programación estocástica. En una segunda parte, y con el fin de probar la hipótesis respecto al rendimiento del algoritmo de descomposición, se utilizó la herramienta en problemas de planificación de la expansión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) bajo incertidumbre en la demanda y en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) bajo incertidumbre en los afluentes.

Los resultados indicarían que el algoritmo de descomposición propuesto responde a las expectativas al ser eficaz en la resolución de los problemas, especialmente en casos donde resolver el problema completo directamente a través de la *suite* de optimización sería imposible. Además, se observó que el algoritmo es eficiente para resolver modelos con gran detalle y con un gran número de escenarios. En resumen, se presenta esta metodología como una alternativa interesante para ser aplicada a la resolución de problemas de programación estocástica en dos etapas, especialmente para la obtención de planes de obras futuros en un sistema eléctrico de potencia.

Abstract

Generally, in the world of engineering all infrastructure is designed to be able to operate correctly, even under the worst possible scenario. Mainly these scenarios reflect future conditions, which is why we work, unavoidably, with the uncertainty of something that has not happened yet. Among many methodologies in power electrical systems developed to address this issue, this thesis will focus on the use of two-stage stochastic programming mixed with classical Lagrangian Relaxation technique to solve investment problems of generation capacity and transmission expansion planning.

The proposed methodology aims to divide a two-stage stochastic optimization problem through a scenario-wise decomposition, obtaining a number of small subproblems associated each one to a scenario. The advantage of this methodology is that the structure of the process allow to solve these subproblems independently and in a parallel way. Under some problem conditions the resolution times would be reduced considerably, which would be an advantage over the resolution of non-decomposed two-stage stochastic programming problem, especially when the scenarios are quite many. The proposed optimization tool was developed in Python programming language using the Pyomo libraries, which is an open source package to model optimization problems using an Algebraic Modeling Language (AML).

In order to validate the methodology, in a first part were carried out computational tests in simple models and in the IEEE 24-bus system. The models are cases of generation, transmission or both expansion under uncertainty in system load or natural inflows. All cases were solved with the proposed decomposition methodology and with the full resolution of the stochastic programming problem to contrast the results and the resolution times. In a second part, and in order to submit the hypothesis regarding the performance of the decomposition algorithm, the developed program was used to solve expansion planning problems in the Northern Interconnected System (SING) under uncertainty in system load and in the National Electric System (SEN) under uncertainty in system inflows.

The results would indicate that the proposed decomposition algorithm is effective to solve complex stochastic optimization problems, especially in cases where solving the full problem directly through the optimization suite would be impossible. Furthermore, it was observed that the algorithm would be efficient to solve problems with a large number of scenarios. In short, it would seem that the developed program presents an interesting alternative to be applied to the resolution of two-stage stochastic programming problems, especially when is used to obtain generation and transmission expansion plans of an electric power system.

Capítulo 1

Introducción

Día a día, se genera una mayor conciencia en la importancia que tiene la realización de planes de expansión en los sistemas eléctricos, sean éstos centralizados o descentralizados. Como una forma de anteponerse a cambios en el abastecimiento de la demanda a futuro, distintos operadores y grupos de especialistas alrededor del mundo generan estrategias para preparar los sistemas eléctricos con el fin de suplir el consumo energético previsto a futuro al mínimo costo posible preservando, obviamente, la seguridad en la entrega de esta energía. Si bien la mayor parte de las variables utilizadas para la determinación de estos planes son inciertas, existen metodologías actuales que permiten incluir gran parte de ellas en modelos matemáticos y, de esa manera, encontrar una decisión óptima frente a la incertidumbre que depara el futuro.

Los modelos matemáticos siempre han acompañado al sector energético, siendo las técnicas de optimización muy importantes en el desarrollo y crecimiento de los sistemas eléctricos. En un inicio siempre estuvieron fuertemente ligados a un planificador central de los sistemas, debido a que se debían realizar planes para establecer una operación económica y eficiente en el largo plazo desarrollando proyectos de generación y líneas de transmisión que sean capaces de energizar zonas aisladas de alguna región. Sin embargo, luego de la liberalización de algunos mercados eléctricos alrededor del mundo, el objetivo de la optimización se volvió elegir el lugar óptimo para construir una central (expansión de generación), eliminar congestiones en la red (expansión de transmisión) o desarrollar soluciones rápidas y permanentes para regular y preservar la seguridad del sistema.

Sin entrar en detalles, todas las decisiones que deben tomar los diferentes agentes del mercado sean empresas, operadores, entes reguladores o gubernamentales siempre consideran aspectos conflictivos que se deben solucionar, tales como: aspectos técnicos y/o económicos de un proyecto, aspectos financieros, regulaciones ambientales, etc. La importancia de mencionar esto radica en que los modelos matemáticos se utilizan en muchos de estos tópicos y en escalas tanto de tiempo real como de varios años en adelante.

Como se puede notar, la gran gama de problemas que pueden salir del mundo eléctrico son muy variados y la diversidad de perspectivas que coexisten impiden que todo este tipo de temáticas puedan ser abarcadas en un solo trabajo, por lo que el enfoque que guiará esta tesis se centrará en las decisiones y estrategias que se toman en el largo plazo desde el punto de vista de un planificador central, sin perder la generalidad de que cualquier avance presentado puede ser extrapolado a otros ámbitos con su debido criterio.

Dentro de toda la incertidumbre que se pueda tener al anteponerse a un problema de largo plazo, las únicas cosas que deben ser certeras para un planificador son las consecuencias tanto económicas como en confiabilidad que pueda tener el plan de desarrollo de un sistema. Si uno es muy conservador con respecto a la posible insuficiencia del sistema en algunos escenarios, los costos de inversión pueden crecer considerablemente. Por otro lado, si uno se pone en escenarios similares a los actualmente peores, puede que en un futuro el sistema no de abasto con el crecimiento de la demanda. En resumen, se debe ser cuidadoso con las consideraciones que se toman en torno a ese punto y con respecto a los escenarios considerados.

Los modelos computacionales que se requieren para analizar el futuro de un sistema eléctrico suelen ser, de por sí, de gran magnitud. La complejidad de las leyes físicas que gobiernan un sistema eléctrico se suman al análisis económico que debe realizarse para determinar un plan de obras óptimo, por lo que las variables con las que opera un sistema día a día deben extenderse varios años en el futuro y, además, incluir los posibles cambios en el parque generador y en transmisión que podrían ocurrir en el horizonte que se desea evaluar. De hecho, obtener una solución muy robusta implicaría modelar una gran cantidad de escenarios e, indudablemente, el tamaño del problema matemático crecerá (y con ello el tiempo de resolución). Sin embargo, modelar menos escenarios podría dejar ciego al planificador frente a algunos casos críticos para la operación del sistema.

Como una solución directa y práctica a la dificultad de obtener una solución en corto tiempo, se puede seguir reduciendo aún más el problema, pero eso lleva a perder detalles que pueden desviar la solución hacia otro punto no esperado. Por ejemplo, la reducción excesiva de escenarios de un problema puede ser estadísticamente contraproducente porque implica la pérdida de datos que podrían ser importantes para la entrega de una solución verdaderamente robusta. Así como también, la reducción topológica puede llevar a no visualizar posibles congestiones a ocurrir en el futuro, especialmente en sistemas altamente enmallados. Otro aspecto que se utiliza para evitar problemas en la resolución es aproximar restricciones con tal de evitar dificultades numéricas. Por ejemplo, se simplifican las curvas de costo de operación de centrales y esas se dejan completamente lineales o se simplifican las definiciones de flujo de potencia en líneas candidatas a expansión con tal de que las restricciones resultantes sean lineales. Este último punto es importante, puesto que una distribución equivocada de flujos altera completamente los planes de expansión tanto de generación y transmisión para todo el sistema. Bajo este punto de vista, el poder mejorar la toma de decisiones en un problema de inversiones no tendría un panorama muy alentador, pero el creciente desarrollo computacional de los últimos años permitiría retomar métodos de décadas anteriores que podrían ser eficientes en algunos casos.

A fin de explorar una forma eficiente de solucionar los problemas de toma de decisiones en un sistema eléctrico de gran magnitud que considera incertidumbre, el trabajo en esta tesis se centrará en el desarrollo de una herramienta computacional novedosa para estos fines y su aplicación a la planificación de largo plazo en sistemas eléctricos de potencia bajo incertidumbre.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo principal

El objetivo principal de esta tesis es proponer y aplicar una metodología que facilite la resolución, desde un punto de vista numérico y computacional, de un modelo de programación entera-mixta aplicado a problemas de determinación de inversiones en sistemas eléctricos de potencia. Sin perder el enfoque principal, el trabajo aborda el concepto de planificación de largo plazo considerando la optimización de planes de expansión de generación y transmisión, por separado y en conjunto, desde el punto de vista de un planificador central.

1.1.2. Objetivos específicos

- Investigar las metodologías actuales para la resolución de problemas de optimización complejos, especialmente los utilizados en la expansión de capacidad de generación y transmisión de sistemas eléctricos de potencia.
- Estudiar el efecto de la simplificación de restricciones bilineales para problemas que consideren expansión del sistema de transmisión en el futuro.
 - (Si bien este objetivo es parte del estudio original para la realización de este trabajo, el tema que aborda fue analizado de manera independiente dado que se aleja de los alcances de esta tesis, no obstante, las conclusiones encontradas se utilizan en el desarrollo de los casos de estudio a presentar. A modo de referencia, se adjunta en el Apéndice B el trabajo de investigación realizado.)
- Estudiar el uso de métodos de descomposición, así como también el efecto de la separabilidad de un problema de optimización en subproblemas.
 - Realizar revisión de los lenguajes de programación existentes y analizar la factibilidad de implementar metodologías de descomposición, considerando la necesaria flexibilidad de un modelo de optimización
 - Determinar la implementación de un problema de descomposición haciendo hincapié en la manera de abordar conceptos como el multihilamiento, el multiprocesamiento y/o el paralelismo para desarrollos futuros.
- Implementar la planificación de la expansión de generación y/o transmisión en un sistema de gran tamaño. Considerar un detalle adecuado con tal de simular un modelo de programación estocástica de dos etapas.
 - Construir un modelo del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) considerando proyectos de consumo como variable aleatoria para realizar la descomposición del problema.
 - Construir un modelo del Sistema Interconectado Nacional que considere los caudales afluentes al sistema como variable estocástica para ser descompuesta en escenarios que correspondan a un conjunto de hidrologías anuales.
 - Contrastar la aplicación de la técnica de descomposición frente a casos en donde no se utiliza. Evaluar la calidad del resultado del modelo implementado frente

a casos en donde se tenga un control adecuado del tiempo de resolución versus número de escenarios.

1.2. Alcances de la Tesis

Dentro de los alcances de esta tesis se contempla la utilización de toda la información disponible para el largo plazo tanto por parte Coordinador Eléctrico Nacional como de la Comisión Nacional de Energía. De esa manera, los modelos a utilizar para la representación del sistema eléctrico serán bastante cercanos a los utilizados por estas organizaciones. Esto implica que debe prepararse obligatoriamente una estructura de datos que permita el ingreso de todos los parámetros necesarios para la correcta representación del modelo matemático.

El enfoque de este trabajo está directamente relacionado con el modelo matemático para la resolución de problemas de optimización de gran complejidad, por lo que se abordarán las temáticas relativas a ese tópico y los resultados relativos al algoritmo desarrollado. Bajo esta perspectiva, no es un objetivo de esta tesis referirse directamente a los resultados propiamente tales de un sistema eléctrico en específico.

La representación matemática de los sistemas eléctricos es parte de las herramientas utilizadas para lograr el objetivo final de esta tesis, así como también, para fundamentar de manera concreta la aplicación la metodología desarrollada. No obstante, es posible que existan otro tipo de formulaciones para representar fenómenos en específico dentro de un sistema eléctrico en el ámbito de la planificación, sin embargo, esta tesis solo se enfocará en las que sean nombradas en el documento.

Este trabajo utilizará una única suite de optimización para resolver los problemas planteados, queda fuera de esta tesis la realización de comparaciones entre distintos *solvers*.

1.3. Estructura del documento

Los contenidos del presente documento se estructuran de la siguiente manera. En el Capítulo 2 se encuentra una reseña al estado del arte en el desarrollo de las metodologías para resolver el problema de la planificación de la expansión en un sistema eléctrico de potencia y en específico, a los métodos de resolución matemática para ello. De esa manera, se aborda la aplicación de los métodos de descomposición para resolver problemas de este estilo y el desarrollo respecto a la formulación de los problemas matemáticos respectivos. Además, se incluye el avance técnico que han tenido los *solvers* a lo largo de los años para ser de gran aporte a la resolución de problemas de optimización en la actualidad.

En el Capítulo 3 se discuten los fundamentos teóricos que sustentan este trabajo. La expansión de los sistemas eléctricos es un tema de discusión que se ha trabajado por varias décadas, por lo que existe un desarrollo de base que debe ser considerado en estudios de este tipo. Asimismo, se describirán aspectos técnicos y matemáticas relativos a la aplicación de la metodología de Relajación Lagrangiana. Terminando el capítulo se hará una presentación de los aspectos computacionales que permiten una aplicación eficiente de las metodologías de descomposición.

El Capítulo 4 muestra la metodología propuesta para alcanzar los objetivos de este trabajo. Se entregarán nociones generales a través de las cuales se desarrollará el programa

que permitirá la resolución de problemas de planificación de la expansión. En este contexto, se realizará un levantamiento de la formulación matemática asociada al problema para acoplarla a la metodología de descomposición y se presentará el diseño bajo el cual quedará programado el algoritmo. Finalmente, se presentará el plan de trabajo que concierne a la preparación, pruebas de rigor y aplicación final del algoritmo.

El Capítulo 5 estará centrado en los ajustes iniciales y las pruebas de funcionamiento de la metodología propuesta. Se realizará una presentación de los casos de estudio diseñados poniendo énfasis en las diferencias que estos tienen y los efectos que causan en el algoritmo diseñado. Las pruebas a las que se someterá el algoritmo servirán para definir criterios para una operación correcta y, a su vez, para verificar que el modelo computacional responde a los estándares de funcionamiento establecidos en capítulos previos.

En el Capítulo 6 se presentarán los resultados de la aplicación del algoritmo a casos reales con modelos complejos de sistemas eléctricos. Se realizará la contrastación de resultados respecto a una resolución sin descomposición (cuando sea posible realizarla), verificando tanto el resultado matemático como los tiempos de ejecución requeridos. Asimismo, se darán a conocer conclusiones y comentarios preliminares de acuerdo a los resultados esperados.

El Capítulo 7 presenta las conclusiones finales del estudio realizado frente a los resultados y antecedentes recogidos a lo largo del documento. En conjunto, se exponen eventuales desarrollos posteriores y trabajos futuros tomando como base la utilización de la herramienta o la metodología presentada en esta tesis.

Finalmente, en el Apéndice A se encuentra un breve resumen del documento conteniendo los principales tópicos abarcados en este trabajo.

Capítulo 2

Estado del arte

En los últimos años, el crecimiento del mercado eléctrico se ha vuelto más competitivo y demandante tanto técnica como económicamente. Esto obliga a que empresas dedicadas al rubro de la electricidad generen nuevas herramientas de planificación para ir a la par con el progreso técnico y sean capaces de mantener un sistema estable, seguro y económicamente eficiente.

Con el avance computacional y las nuevas técnicas de optimización, las estrategias para planificación de los sistemas se han cambiado desde el diseño experimental y práctico al diseño matemático y económico. Estas estrategias consideran tres flancos principales de ataque: la expansión de transmisión, la expansión de capacidad de generación y la predicción de demanda futura. Dados los horizontes involucrados en cada una de ellas, estos problemas se pueden considerar como de largo plazo. Esta tesis se enfocará en los dos primeros temas indicados.

2.1. Planificación de la Expansión de Capacidad de Generación

Al comienzo, la investigación en los sistemas de potencia se desarrollaba en torno al tema de cuánta generación se necesitaba a futuro al considerar que la demanda del sistema iba en un progresivo aumento ignorando el sistema de transmisión. Este tipo de problemas se abordaba inicialmente con Programación Lineal [1], metodología que se utilizó durante varios años. Con el tiempo, los modelos se fueron volviendo más sofisticados, pero siempre considerando que existe un sólo ente que realiza esta proyección para el futuro [2].

La planificación de la expansión de capacidad de generación (GCEP, en inglés) se considera en la actualidad como un problema de variables entero-mixtas inmersas en un modelo matemático de gran magnitud cuyo objetivo es minimizar el costo de un plan de generación que sea capaz de abastecer la demanda en el futuro. Las restricciones entre uno y otro problema pueden ser, en cierto modo, las mismas debido a que un sistema eléctrico como tal debe ser representado de la misma manera. Cabe señalar que las restricciones referidas a los aspectos de generación ponen énfasis en la naturaleza combinatorial del proceso de expansión, es decir, existirá una cantidad no menor de combinaciones posibles de alternativas de generación que deben comprobarse [3]. Obviamente, mientras más detallado esté el modelo del sistema de potencia, desde el punto de vista de generación, los tiempos de cómputo irán en aumento.

Cualquiera fuere el problema a resolver, éstos deben cumplir con tener bien identificados: la posible capacidad a agregar año a año para cumplir con las exigencias técnicas propias del sistema y los refuerzos para el sistema de transmisión que hará posible que se pueda aumentar la capacidad de generación [4].

Los métodos utilizados para resolver un problema de este estilo dependerá mucho del enfoque que se le quiera dar. Por ejemplo, en [5] se analiza el impacto de la expansión de generación nuclear a largo plazo a través de modelos netamente lineales, pero también existen autores que adoptaron enfoques de programación entera-mixta clásica [6, 7], de Descomposición de Benders [8] o de Programación Dinámica [9]. Pero no sólo modelos de programación matemática se han desarrollado, desde la década del 90' modelos heurísticos han generado una nueva visión en el campo de la planificación de generación tanto en el largo como en el corto plazo. La Programación Evolucionaria [10], la Búsqueda Tabú [10], los Algoritmos Genéticos [11] y los Sistemas Expertos [12] han sido algunos de los modelos que se han llevado a la práctica para resolver este tipo de problemas.

La planificación de los sistema eléctricos no sólo se ha llevado por un camino determinístico, en la actualidad se busca obtener una solución óptima ante las contingencias que podrían aparecer en algún escenario en específico del sistema. Para ello, un punto importante a analizar es lo que respecta a la confiabilidad del sistema: nunca se puede estar seguro de que el sistema de las garantías suficientes a los generadores para poder abastecer la demanda en el futuro. Por lo que un buen plan de crecimiento del sistema siempre debe considerar criterios de confiabilidad para asegurar este tipo de requerimientos en el futuro. De esta manera, una nueva serie de problemas matemáticos son generados desde este punto de vista. La confiabilidad puede ser agregada al problema tanto en la función objetivo como en las restricciones utilizando principalmente índices conocidos como el LOLE (*Loss of Load Expectation*) [13], el LOLP (*Loss of Load Probability*) [14] y el EENS (*Energy Expected not Supplied*) [15]. Pero como se mencionó, algunos autores desarrollan funciones objetivo especiales para incorporar la confiabilidad [16].

El punto importante a destacar es que en la búsqueda de una estrategia a seguir a futuro es imposible que todo ocurra tal como uno lo planea. Una de las mejores formas de poder abarcar grandes cambios, contingencias o escenarios adversos es incluir todo lo que se pueda dentro del modelo matemático. En este sentido, el GCEP se presenta como un problema en donde la aplicación de la programación estocástica y la inclusión de la incertidumbre dentro de los desarrollos de un modelo resulta muy importante y le da robustez a la solución encontrada. Existen muchas incertidumbres “típicas” que son consideradas en este tipo de problemas, por ejemplo, en [13] se pueden observar la volatilidad del precio del combustible futuro, la evolución de la demanda, la disponibilidad de generación o, inclusive, el mismo costo de inversión en generación y en [17] se desarrolla el problema considerando la variabilidad hidrológica como factor fundamental en el sistema. Pero, si uno se acerca más a la visión de planificación de una empresa generadora, se pueden considerar los costos de mantenimiento, los contratos de combustibles y los precios del sistema a futuro, tal como se presenta en [18]. Dada la cantidad de incertidumbre que es posible considerar en un problema, algunos autores prefieren utilizar métodos heurísticos para encontrar una solución que pueda ser razonable ante la gran magnitud del problema [19].

El crecimiento sostenido de la potencia computacional, desde hace una década, ha posibilitado la exploración de metodologías clásicas de optimización a través del uso del

multithreading y la paralelización de algoritmos que permiten descomposición. Trabajos como los presentados en [20] se presentan como un nuevo nicho de desarrollo para la evolución de estas nuevas técnicas. En [21] se presentan algunas de las cualidades y ventajas que se ganan al utilizar estas metodologías para la resolución de grandes problemas en los sistemas eléctricos de potencia.

2.2. Planificación de la Expansión de Transmisión

La planificación de la expansión de transmisión es la determinación del crecimiento óptimo para una red eléctrica en un sistema de potencia. Si bien es común separar, o evitar juntar, los problemas de Planificación de la Expansión de Transmisión (TEP, en inglés) de los problemas de GCEP dadas las dificultades específicas del modelamiento de cada uno, en la práctica estos temas no pueden desarrollarse por separado. El problema TEP tiene como objetivo expandir el sistema de potencia actual con el fin de que el parque generador sea capaz de abastecer la creciente demanda eléctrica en el futuro. En pocas palabras, se define el dónde, cuándo y cuántas líneas se deben instalar para que la operación del sistema sea la óptima basada en algún criterio de optimalidad definido por el planificador.

Tal como ocurre para el GCEP, matemáticamente el TEP es un problema de variables lineales y enteras con restricciones no lineales. Dependiendo del criterio de optimalidad que se quiera abarcar al momento de resolver uno de estos problemas, la función objetivo se ve modificada y en ella se pueden encontrar costos de inversión, costos de congestión, costos de seguridad y otros parámetros adicionales que desee agregarle el autor [22]. Como el objetivo de esta tesis tiene el enfoque de un planificador central, la función objetivo tendrá costos de inversión. En cambio, las restricciones que se deben agregar siempre tienen de base las ecuaciones características de un sistema eléctrico como las ecuaciones de flujo por las líneas, el balance de demanda por nodo y otras, a las que se le pueden agregar restricciones que otorgan cierta flexibilidad para entregar resultados coherentes (e.g límites de transmisión por seguridad).

Muchos trabajos se han realizado con el fin de determinar el modelado adecuado para ciertos tipos de problemas, dado que es imposible computacionalmente abarcar todas las restricciones técnicas posibles en un solo problema. Inicialmente se buscaban acercamientos a una solución adecuada utilizando solo modelos lineales [23–25], aunque más recientemente, con el fin de “relajar” la resolución del problema es posible linealizar parte de un problema entero-mixto y obtener resultados adecuados [26, 27]. También, aplicaciones directas desde programación no lineal se han usado [28, 29]. Pero, en la actualidad la tendencia es a realizar estudios considerando el TEP como un problema de variables entera-mixtas [30, 31], que es donde se enfocará este trabajo.

Las metodologías de modelamiento mencionadas en el párrafo previo llevan más de 20 años de estudio y en el intertanto otros métodos fueron desarrollados basándose en técnicas clásicas como la descomposición de Benders [32–34], la descomposición jerárquica [35], el método de punto interior [36] y el conocido branch and bound [37, 38]. Siendo que estos dos últimos métodos son la base del estado del arte para los actuales *solvers* comerciales como lo son CPLEX [39], Gurobi [40] y XPRESS [41], entre otros.

Todas las técnicas previamente descritas han sido llamadas por muchos autores como métodos de programación matemática y se caracterizan por entregar resultados muy

precisos en poco tiempo de simulación y la convergencia del problema está dentro de rangos aceptables. Pero, tienen la desventaja de, obligadamente, representar todo un sistema de potencia en ecuaciones lineales o no lineales, lo que con grandes sistemas puede ser problemático [42] y, a su vez, esta representación sólo permite analizar el sistema desde un punto de vista “estático”. Como solución a estas problemáticas, diversos autores han sugerido el uso de métodos heurísticos.

Estos métodos tienden a utilizar técnicas que se basan en la “experiencia” de resolver ciertos problemas. Bajo ese concepto la idea es aplicar reglas empíricas a un modelo matemático que permitan orientar un algoritmo hacia una solución pertinente. Se debe considerar que antes de la existencia de los métodos esencialmente matemáticos, toda metodología podría ser considerada heurística, es por eso, que dentro de los primeros autores en el desarrollo de TEP se encuentran Garver [23] y Villasana [24], mencionados en párrafos previos. El desarrollo en esta área es muy diverso y actualmente la investigación se enfoca en métodos que combinen la aproximación heurística y la matemática, algunos de los más conocidos son los Algoritmos Genéticos [43, 44], las Redes Neuronales [45] y algunos de Búsqueda Aleatoria [46, 47].

La mayor parte de los trabajos citados anteriormente se realizan con la finalidad de determinar un plan óptimo de transmisión, pero sólo para un período único de planificación, es decir, se considera optimizar el sistema para un horizonte de un año. Dada la potencia de los computadores de antaño, ésta era la mejor forma de plantear un problema para después realizar proyecciones hacia el futuro. A este tipo de problemas se les denominó como Planificación de la Expansión de Transmisión Estática [48]. Por otro lado, existieron desarrollos que modelaron un problema con un mayor horizonte de tiempo, de esa forma, el problema más que elegir qué líneas se construirán, caía en el cuándo se construirán. A estos problemas se les llama Planificación de la Expansión de Transmisión Dinámica.

El problema dinámico de planificación requiere un esfuerzo computacionalmente superior al problema estático. Además, se deben tener en cuenta que considerar grandes horizontes de tiempo conlleva a tener que lidiar con mucha incertidumbre. De esa manera, el problema debe ser resuelto bajo una nueva visión del sistema eléctrico: la consideración de incertezas en los datos de entrada a los modelos. Por esa razón, se incorpora el uso de programación estocástica al TEP. Un análisis de los resultados entre el uso de programación estocástica y determinística ha sido realizado en [49]. El uso de la programación estocástica tiende a tener mejor resultado debido a las respuestas conservadoras que entrega, pero aún así, dependerá mucho si su uso es para un mercado regulado o desregulado. Algunas de las incertezas más importantes para un problema de planificación de transmisión son la predicción de demanda [50], la disponibilidad de componentes de un sistema eléctrico [51], el costo y la disponibilidad de combustible [52], etc.

Lo importante a tener en cuenta es que, fuere cual fuere el problema, las incertezas consideradas deben tener un modelo bien definido para poder ser ingresados a un problema de optimización. Algunos autores han desarrollado métodos para reducir estadísticamente conjuntos de escenarios [53], pero otros, por su parte, prefieren generar directamente un algoritmo que considere la incertidumbre total del problema y es por eso que se habla de modelos estadístico-matemáticos [54] y de simulaciones de Monte-Carlo [55].

Como se mencionó al inicio de esta sección, el problema de transmisión siempre ha ido en conjunto al de generación, pero por temas de simplificaciones y rendimientos computacionales desde un inicio se han visto como temas separados. A continuación, se presenta

una breve reseña al tema de expansión de generación y transmisión en sistemas eléctricos.

2.3. Planificación Conjunta de Generación y Transmisión

El hecho de realizar una planificación en conjunto es muy atractivo actualmente dadas las capacidades computacionales crecientes. Se suele considerar por separado debido a la diferencia que éstos poseen en costos de inversión (el costo de construir centrales supera por mucho al de construir líneas de transmisión) y, además, el hecho de planificar conjuntamente se le atribuye a organismos operadores centralizadores. Los mercados desregulados poseen empresas diferentes para la operación de líneas y centrales, por lo que no siempre es pertinente tener una expansión del sistema que acople generación y transmisión al mismo tiempo.

Pese a las observaciones mencionadas, se han desarrollado investigaciones tanto en mercados regulados [56] como en no regulados [57], lo que abre la gama de posibilidades para el desarrollo de nuevas metodologías. Por ejemplo, en [56] se analiza la confiabilidad futura del sistema usando programación entera-mixta. Sin embargo, en [58] se utilizan heurísticas aplicadas en cuatro etapas diferentes de optimización para determinar la transmisión óptima en un mercado desregulado. También se han desarrollado trabajos dirigidos a áreas poco investigadas en el largo plazo como la incertidumbre en el recurso hidráulico [59] y la incertidumbre en el recurso ERNC [60].

En este punto se debe considerar un aspecto importante de la expansión conjunta. Este tipo de problemas siempre debe ser analizado desde el punto de vista de un organismo regulador. El nivel de liberalización del mercado no tiene gran importancia debido a que este tipo de estrategias de planificación siempre deben ser supervisadas. Las empresas generadoras y transmisoras son capaces de realizar sus propuestas de inversión, pero la aprobación final siempre estará en manos de otro organismo (e.g. un Operador Independiente del Sistema) debido a que éste debe velar por la seguridad y el uso óptimo de todos los recursos del sistema. Cabe señalar que es importante que el ISO de un sistema esté dando continuamente señales de precios del sistema a futuro, dado que en base a esos resultados las empresas generadoras determinan sus posibles inversiones. Un análisis interesante de este aspecto estratégico del mercado fue desarrollado en [57].

Uno de los aspectos más importantes a la hora de desarrollar un tema basado en este tópico es la metodología de optimización a usar. Conceptualmente por todo lo que abarcan y por las restricciones presentadas en secciones anteriores estos problemas son considerados de “gran escala” matemáticamente. Principalmente, se plantean dos formas de abarcar un problema de esta envergadura: la primera es reduciendo a través de aproximaciones razonables los datos de entrada y/o el sistema de transmisión en sí y la segunda, es utilizando métodos más sofisticados para resolver este tipo de problemas. La sección presentada a continuación presenta a los métodos de descomposición como una solución atractiva y efectiva para abordar la problemática del gran tamaño de un modelo matemático.

2.4. Métodos de Descomposición en la Optimización de Sistemas Eléctricos de Potencia

Si bien la potencia computacional ha crecido enormemente durante la última década, aún resulta difícil resolver problemas de gran tamaño debido al excesivo requerimiento en

capacidad de memoria para los algoritmos que utilizan los solvers comerciales y al excesivo tiempo de cálculo. Para resolver problemas de este estilo de una manera más eficiente existen algunas aproximaciones cuyo concepto consiste en dividir el problema en otros subproblemas de menor tamaño y ajustar la solución óptima de los subproblemas con el fin de producir una solución óptima del problema mayor. Como se mencionó previamente, los métodos de descomposición tienen dos exponentes muy populares en el área de la planificación eléctrica: la descomposición de Dantzig-Wolfe [61] y la descomposición de Benders [62].

Dantzig y Wolfe desarrollaron un principio en el que se le agregaban restricciones adicionales a cada uno de los subproblemas, de esa forma, cada solución óptima de un subproblema es independiente de la solución de los otros subproblemas. La aplicación de esta metodología sólo es posible si el espacio solución factible es convexo y cerrado y la función objetivo es de tipo lineal. Las restricciones que se agregan tienen la particularidad de llevar a los subproblemas a soluciones que sólo serán óptimas en el problema mayor.

La Descomposición de Benders, por su parte, asume que el resultado del problema maestro es conocido, entonces la parte que queda sin conocerse puede ser resuelta fácilmente a través de un subproblema. De esa forma, la función objetivo original del problema mayor es traspasada al problema maestro exceptuando los términos que se considerarán como parte de un subproblema. Así, toda la información referente a un subproblema específico en la función objetivo maestra es reemplazada por la función objetivo de ese subproblema. Cuando el problema maestro es resuelto, los subproblemas deben volver a construirse para actualizar su solución óptima. El procedimiento se suele detener cuando el problema maestro no tiene forma de mejorar aún más las soluciones. Este método es ampliamente aplicado dado que las variables continuas de operación eléctrica pueden ser linealmente separadas de las variables enteras de decisión de inversión y se ha demostrado que bajo ese concepto esta metodología es convergente [63].

Si bien estas metodologías datan de hace 50 años, se han hecho de un buen nicho de desarrollo en la actualidad debido a que éstas pueden ser usadas para considerar la incertidumbre en las variables de entrada a un problema a través de programación estocástica. Es por eso que existen desarrollos como en [64] en donde el problema maestro representa la parte determinística del problema de expansión y los subproblemas representan los escenarios asociados a su respectiva probabilidad de ocurrencia. De ahí, se destaca el hecho de que los escenarios deben ser muestreados y filtrados para lograr mejoras en la eficiencia, tal como se presenta en [53] y también se presenta las ventajas de tener un algoritmo que pueda ser paralelizado.

Otra metodología que también es válida para este tipo de problema es, por ejemplo, elegir un problema maestro que se encargue de la confiabilidad del sistema y los subproblemas del abastecimiento de la demanda, tal como se hizo en [65]. Como también es posible armar, a través de descomposición, un problema entero-mixto como maestro que considere todas las variables involucradas en las inversiones del sistema y luego, subproblemas que sean basados en programación no lineal, el cual contenga restricciones operativas para el sistema como las pérdidas en líneas y las curvas de generación, como se realizó en [66].

Anteriormente, se mencionó que la aplicación de la programación estocástica se realizará a través de dos etapas [67]: una de decisión de inversión y otra de operación. Han existido varias metodologías de descomposición bajo este concepto aplicadas a sistemas eléctricos. Se han resuelto problemas de expansión de generación [68], planificación de cor-

to plazo [69], de finanzas [70] y de planificación conjunta de generación y transmisión [71]. Todos estos problemas tienen en común separar en subproblemas la decisión de inversión y las decisiones de operación.

Dada la naturaleza como variable entera que poseen las decisiones, lo que explicaría la modelación matemática utilizando programación lineal entera-mixta (MILP, por sus siglas en inglés) para este problema, muchos autores han preferido utilizar técnicas clásicas para abordarlas, tal como la Relajación Lagrangiana. Esta técnica permite “relajar” restricciones de un problema de optimización al pasarlas directamente a la función objetivo a través de un Multiplicador de Lagrange. Si bien esta metodología se ha ocupado ampliamente para problemas determinísticos [72, 73], hoy en día, su uso es bastante útil en lo que respecta a programación estocástica [74, 75].

Desde el punto de vista de la descomposición, esta tesis aborda la resolución de problemas de programación estocástica con una modelación MILP a través de la utilización de la Relajación Lagrangiana como medio para lograr la descomposición de escenarios. La estructura matemática del problema de expansión permite en gran medida que el problema pueda ser visto de esa forma y que cada escenario de operación pueda ser resuelto de manera independiente de los demás escenarios.

2.5. Programación Lineal Entera-Mixta (MILP)

La aproximación a través de una modelación MILP es reconocida por su habilidad para manejar sistemas de gran tamaño, tener gran precisión en la solución y permitir una modelación flexible a costa de una carga computacional superior al resto de métodos. La flexibilidad que entrega esta modelación permite evitar el exceso de carga computacional si así se desea (e.g. modelar las pérdidas en un sistema de transmisión como funciones lineales por tramos reduce la carga computacional mientras que la solución sigue siendo razonablemente precisa). Otro de los beneficios de esta metodología es que los costos marginales por barra (variables duales asociadas a la ecuación de balance de energía) son fácilmente obtenidos al fijar los resultados obtenidos para variables enteras dentro del mismo problema de optimización para volver a resolverlo.

La primera aplicación de la programación entera-mixta a un sistema eléctrico de potencia se dio para el problema de *Unit Commitment* (UC, en inglés), el cual fue presentado en [76]. Esta formulación usa tres variables binarias por cada unidad generadora y por cada hora: una para el estado de encendido/apagado, otra para indicar el arranque y una última que indica la detención de la unidad. Lo interesante de presentar esta formulación para el problema del UC es que se puede identificar una analogía directa con el problema GCEP o TEP, ya que las decisiones de inversión o retiro pueden ser formuladas usando el mismo patrón de tres variables: una para el estado de proyecto construido/no construido, otra para indicar la construcción de un proyecto y otra para indicar el retiro de un proyecto.

Es interesante saber que algunas mejoras que se incluyen en los modelos más actuales del UC, como por ejemplo los límites máximos y mínimos de generación, costos de arranque dependientes del tiempo y restricciones de transmisión [77–79], también pueden ser usados análogamente en la representación de un sistema que se utiliza para decidir obras de inversión. Los límites de generación naturalmente se deben considerar en restricciones dependientes de los estados de construcción o no construcción de un proyecto, el costo de inversión suele estar dependiendo del tiempo dada la anualización y actualización de éstos

debido a limitaciones temporales del horizonte considerado y las restricciones especiales para la transmisión vienen de modelar la implicación de restricciones disyuntivas dada la construcción o retiro de un proyecto que afecte la topología de la red eléctrica.

Muchos autores han descrito formulaciones más robustas para las restricciones del problema de optimización en un sistema eléctrico de potencia con el propósito de mejorar computacionalmente la eficiencia y la precisión del modelo. Estudios posteriores concluyen que la carga computacional no puede ser determinada tan fácilmente [80], los tiempos de resolución de un problema MILP dependen principalmente de la estructura del problema. Estudios más actuales [81] describen que la mejor formulación, en términos del rendimiento computacional es la presentada en [76]. Aunque no hay un consenso general en el mundo científico, se suele decir que la mejor modelación es la que se adapta de mejor forma a la topología de la red en la que está inmerso el problema.

En general, existen dos razones por las que esta metodología ha sido tan exitosa en los casi 50 años que tiene desde el comienzo de su desarrollo, la existencia de *solvers* basados en programación lineal y la flexibilidad que da la modelación MILP para cualquier tipo de problema (siempre y cuando éste pueda representarse de manera linealizada). Hoy en día, tenemos la posibilidad de utilizar *solvers* muy efectivos [39–41, 82] que incorporan una gran variedad de técnicas de resolución avanzadas [83–85]. Tal como se mencionó en párrafos previos, la formulación MILP tiene muchas ventajas en el modelamiento en sí, pero que sin las precauciones adecuadas pueden reducir drásticamente la efectividad de los *solvers* lineales, por lo que la mayor parte de los desarrollos para la formulación matemática de un sistema eléctrico de potencia provienen de lineamientos básicos de modelamiento desarrollados en estudios computacionales [86]. Es importante destacar que en esta tesis se saca provecho de la gran flexibilidad del modelamiento MILP para representar de forma adecuada la discretización por escenarios de un problema estocástico, por lo que se debe tener en cuenta la estructura matemática que se genera al desarrollar problemas de esta índole. En ese sentido, material referente al buen modelamiento entero-mixto de un problema computacional se puede revisar en [87].

2.6. Optimización computacional y solvers utilizados

La masificación del modelamiento MILP para la resolución de problemas de diversas áreas técnicas, en las que se incluye a los modelos para los sistemas de potencia, se dio gracias a los grandes avances computacionales que se han llevado a cabo por más de 60 años. El concepto de optimización como se conoce hoy en día, nace fuertemente ligado a la computación a través de la invención del algoritmo Simplex por Dantzig [88] para resolver problemas de tipo lineal. Inicialmente este método se aplicaba a través de una calculadora mecánica [89], la que se tardaba aproximadamente 8 horas en solucionar problemas de 45 restricciones y 70 variables.

Desde la mitad de la década del 50', IBM empezó a utilizar su primer “computador” para resolver problemas de optimización [90]. Estas máquinas eran capaces de resolver problemas que contenían más de 1000 restricciones. Pero a mediados de la década de 1960, con la necesidad de querer resolver problemas de mayor complejidad (e.g. problemas de transporte) investigadores desarrollaron los primeros modelos de programación entera-mixta [91], cuya solución se obtenía de mejor manera a través del uso del algoritmo de Branch and Bound [92]. El proceso “físico” de solución era muy complicado y requerida de

muchas cintas para guardar datos y fue utilizado inicialmente sólo por grandes empresas productoras y militares.

Luego de 1970, IBM había realizado muchos avances en procesamiento de datos y muchas compañías ya empezaban a competir por quien desarrollaba el mejor algoritmo para poder resolver problemas lineales y entero-mixtos más complicados. Aparecieron los primeros desarrollos basados en archivos MPS (*Mathematical Programming System*, en inglés) como estructura para la entrada de datos a los algoritmos [93]. Así como también, la implementación de FORTRAN 77 permitió manipular códigos portables (no requiere de compilación en el PC que ejecuta el programa) que aceleró el desarrollo de nuevos algoritmos de solución [94], pero aún así, la manipulación de grandes problemas sólo era posible en centros de investigación y grandes empresas.

En los primeros años de 1980, los computadores son ingresados al mercado de equipos electrónicos, lo que llevó a su masificación. Aparecen los primeros formatos de archivos LP (*Linear Programming*, en inglés) debido a que la producción y lectura humana de este tipo de archivo es más natural que la de los MPS. De igual manera, aparecen los primeros desarrollos de LINDO [95] y de XpressMP [41], que si bien presentaban algoritmos más eficientes que los que existían una década atrás, la velocidad de los computadores en los que se ejecutaban, en general, era cientos de veces inferior a la de las máquinas que se usaban en centros de investigación. A modo de referencia, en esa época los problemas más grandes que se manejaban comúnmente tenían alrededor de 1000 variables y 1000 restricciones.

Hacia 1985, seguía incrementándose la velocidad de los computadores y la memoria de almacenamiento que tenían, por lo que los *solvers* tenían mejores herramientas para seguir progresando y los investigadores se centraban en formas óptimas de poder generar problemas de un tamaño mucho mayor. Bajo esa perspectiva, aparte de los consolidados lenguajes de tercera generación (3GLs) como C y FORTRAN, nace una cuarta generación (4GLs) [96]. Siendo la novedad de esos años, de esta clase nueva de programas salen a la luz los llamados AMLs (*Algebraic Modeling Languages* [97], por sus siglas en inglés) que fueron creados con la finalidad de aportar al desarrollo e investigación futuros. Dentro de las características principales que los definen están: la habilidad de leer y escribir datos, lenguaje diseñado para crear iterativamente grandes problemas, programas con interfaz para el usuario, funciones directas al *solver*. El impacto de estos lenguajes en el mundo fue tal, que los programas que originalmente se vendían en aquella época siguen hoy en uso. Entre los que se destacan están el AMPL, LINGO, AIMMS, MPL, MathPro y el *General Algebraic Modeling System* (GAMS). La metodología para implementar el problema presentado en esta tesis, a través de Pyomo, presenta las mismas ventajas que la de los programas AML.

En los años 90, se comenzó a popularizar el *solver* CPLEX [39] y, a su vez, IBM lanza su *solver* OSL para construir modelos basados en servidores UNIX [98]. Pese a que las mejoras en cuanto a *hardware* de los computadores ya no eran tan notorias, los algoritmos de CPLEX, OSL y Xpress tuvieron un desarrollo muy avanzado para la época, haciendo posible la resolución de grandes problemas utilizando simples computadoras personales. Si bien en este período los programas desarrollados con AML seguían siendo prometedores, muchas empresas se mantenían fieles a los lenguajes de alto nivel como FORTRAN debido a su facilidad para leer, escribir y mantener en el tiempo. Lo mismo ocurrió con programas basados en planillas, como es el *solver* usado por Excel [99]. Hacia finales de la década, los

paquetes AML ya tenían muchas mejoras y los *solvers* comerciales empezaron a desarrollar APIs (*Application Programming Interfaces*) con el fin de que éstos tuvieran mejor llegada a los usuarios de distintos lenguajes de programación.

En estas dos últimas décadas, tanto los programas 3GL (usando librerías) como los 4GL han tenido un constante desarrollo, por lo que hoy en día no es extraño utilizar herramientas que se usaban hace 20 años para la construcción de algoritmos. La variedad que existe en la actualidad se debe principalmente a que, dependiendo del contexto, todo tiene ventajas y desventajas en su aplicación [100]. Los programas AML carecen de errores y tienen una rápida ejecución, pero ya alcanzaron su máximo desarrollo. Las empresas detrás de ellos no puede agregar mejoras relevantes debido a que al estar hechos para generalizar problemas de distintas áreas, no se pueden especializar en la resolución de un tipo u otro de problema matemático para una industria en particular. GAMS, por ejemplo, ha hecho muchos esfuerzos para acondicionar su plataforma a casos bien específicos al vender su producto, pero eso trae consigo la inevitable desventaja de la “caja negra” para los clientes, lo que a muchos usuarios finales les parece contraproducente. Casos similares ocurren con empresas que venden paquetes de optimización especializados (e.g. PLEXOS for Power Systems [101]) en donde los desarrolladores expertos tienen completo control del modelo matemático del problema y los clientes se vuelven extremadamente dependientes de ello.

Hoy en día, dada la versatilidad y extensión de esta área del conocimiento se ha propuesto clasificarla según su funcionalidad, en donde destacan: la Investigación de Operaciones, Computación Científica y Optimización propiamente tal. Como tendencia principal de la actualidad se perfila fuertemente el área de la Analítica en los Negocios, en donde destacan la Analítica Predictiva y la Prescriptiva [102], pero el foco principal está centrado en las posibilidades que puede brindar la tecnología de teléfonos celulares. Los programas basados en 3GL y 4GL siguen siendo los más usados gracias a la confianza que han dado por varias décadas y por ese motivo el desarrollo de este trabajo estará ligado a ellas, aunque se espera que una nueva 5GL sea capaz de desplazarlos.

Capítulo 3

Fundamentos teóricos

En este capítulo se describirán a grandes rasgos los aspectos teóricos que envuelven el desarrollo de este documento. En un primer tópico se hará referencia a los alcances metodológicos que toman parte en el desarrollo de un sistema eléctrico de potencia cuando se habla de planificación de la expansión, así como también, se describirá de manera matemática el modelo esperado para este tipo de situaciones. En una segunda parte se realizará una breve descripción del tema relativo a la programación estocástica. Luego, se presentará una sección dedicada a los métodos de descomposición, en donde se pondrá énfasis en la Relajación Lagrangiana como método de resolución de problemas. Finalizando esta sección, se detallarán aspectos asociados a la computación paralela, en donde se mencionarán las ventajas de su aplicación en los procesos computacionales, así como también, se presentarán métricas para cuantificar su rendimiento.

3.1. Planificación de la Expansión de un Sistema Eléctrico de Potencia

Dado que el objetivo principal de este trabajo es presentar una metodología matemática que aborda de manera novedosa los problemas de planificación de la expansión, es fundamental hacer mención a los conceptos que se manejan a nivel de inversión en infraestructura para un sistema eléctrico. A fin de generalizar el desarrollo y la metodología propuesta, se abordará esta temática de un modo conceptual para evitar caer en particularidades que dependerán de las leyes y/u organismos reguladores propios de cada sistema eléctrico alrededor del mundo.

3.1.1. Planificación en Generación

Se podría tomar como premisa que el desarrollo de unidades de generación en un sistema va de la mano con el nivel de competitividad que pueda existir en el respectivo mercado eléctrico ya que empresas productoras compiten entre sí para construir y operar sus respectivas plantas con el objetivo de maximizar sus ganancias. De todas formas, construir plantas de generación requiere de grandes inversiones en capital y asuntos administrativos varios (e.g. permisos de edificación, compras de terreno, normas ambientales, etc.) que pueden complicar la finalización de algún proyecto. Además, es posible que algún ente re-

gulador facilite o perjudique la construcción de alguna central debido a políticas tomadas en pos de una planificación centralizada del sistema.

En referencia a lo mencionado previamente, uno de los problemas más relevantes que se deben resolver al planificar el crecimiento de un sistema es que la demanda debe ser abastecida de forma eficiente y confiable. Por un lado, la demanda debe ser suplida de forma económica, flexible y con unidades eficientes para ello. Y por el otro, se necesita garantizar que la demanda debe ser suplida aún en las peores condiciones (e.g. aumentos súbitos de la demanda o fallas de generadores de gran tamaño). Es por ello que se suele decir que la planificación de un sistema cumple un doble objetivo al tener que suplir restricciones técnico-económicas propias del contexto en el que se desarrolla.

Para abordar este problema, dos tópicos deben analizados en profundidad: la capacidad de la red de transmisión (problema que será presentado más adelante) y la manera en que se desarrollará el plan de expansión de generación (analizando cuando es necesario construir nuevas unidades para la producción de electricidad). Este último tópico, también llamado previamente como GCEP, toma importancia debido a que se debe considerar tanto la obsolescencia programada de las unidades generadoras existentes y el crecimiento de la demanda con el transcurso del tiempo.

El problema GCEP que se analizará en este trabajo corresponde a la visión centralizada que se tiene de éste. Se asumirá que un organismo regulador o planificador central determina el plan de expansión de generación que es el más eficiente para el sistema en su totalidad. Este planificador determina el plan que resulte de una operación óptima y un abastecimiento eficiente para el sistema eléctrico en el futuro. Esta operación óptima puede darse bajo diferentes funciones objetivo como minimizar flujos de transmisión en zonas conflictivas, minimizar costos de generación o maximizar el beneficio social.

Es importante mencionar que el costo de las inversiones también debe estar considerado de alguna forma dado es un dato relevante para el o los encargados de la construcción de centrales. Normalmente, el planificador central no es el encargado de construir las nuevas instalación de generación, sino que insta a inversionistas privados a que lo hagan a través de diferente incentivos. Los inversionistas, por su parte, esperan generar ganancias con la venta de energía y/o recuperar la inversión realizada por la construcción de la central.

Al momento de determinar los candidatos que deben someterse a la optimización del sistema es importante indicar que el tipo de tecnología, el tamaño del proyecto y la localización son factores fundamentales. Por una parte, el tipo de tecnología influye directamente en los costos de inversión, fijos (e.g. operación y mantenimiento) y variables (e.g. combustibles) en que incurrirá el proyecto y el tamaño termina acrecentando estos valores según los límites específicos que tenga la tecnología planeada. Por otro lado, la localización debe ser tal que permita la operación de la central sin complicaciones en transmisión. La mayoría de los sistemas eléctricos tienen zonas puntuales en donde se concentra la demanda (e.g. grandes zonas urbanas), lo que implica que principalmente los flujos viajan de forma unidireccional en algunos sectores del sistema y, además, se debe sumar que el incremento de centrales de energía renovable en los sistemas termina por congestionar ciertos tramos. Este último punto indica la necesidad de modelar adecuadamente la red de transmisión en un problema GCEP.

Fuera de los puntos anteriormente presentados, la expansión de generación de un sistema tiene una componente temporal que indicará cuando o no debe construirse el proyecto a lo largo del horizonte. A modo de facilitar la visualización de este tópico en el proble-

ma, se suele considerar que los proyectos se construyen en un único período (comúnmente al inicio del horizonte), lo que suele denominarse como “aproximación estática”. La otra aproximación llamada “dinámica” permite modelar la construcción de centrales en distintos períodos de tiempo a lo largo del horizonte, lo que a modo práctico permite mayor precisión en el resultado, pero al costo de que el problema matemático se vuelva más complejo. Dado que la metodología propuesta planea facilitar la resolución de problemas complejos, la aplicación de la aproximación dinámica será la manera en que se tratarán los proyectos que se someterán a la optimización.

Como comentario final a la presentación del problema GCEP, es necesario destacar que dado que el problema a resolver radica principalmente en el futuro, éste no está exento de la incertidumbre en algunas de sus variables. El tomar este punto en consideración implica necesario complicar aún más el problema a resolver. Un análisis con mayor detalle se verá posteriormente en la sección 3.2.

Formulación Matemática

A continuación se presenta el problema matemático a modelar para un problema GCEP determinístico. La descripción de cada componente modelada puede verse en la sección de nomenclaturas de este escrito. La idea de esta sección es mostrar la estructura base que caracteriza a un problema GCEP, eventualmente el problema puede ser más complejo si se le agregan más variables o características especiales de las centrales, lo que obviamente dependerá de las necesidades del modelador.

$$\begin{aligned} \min \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} BC_{c,y}^{CEN} \cdot x_{c,y}^{CEN} + \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} V_{oll_t} \cdot u_{b,t} + \sum_{t \in T} \sum_{c \in \Omega^C} h_t \cdot VC_{c,t} \cdot g_{c,t} \\ + \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} CO\&M_{c,t} \cdot w_{c,y}^{CEN} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Sujeto a

$$\sum_{c \in \Omega_b^C} h_t \cdot g_{c,t} + u_{b,t} + \sum_{l \in \Omega_b^L} h_t \cdot f_{l,t} = LOAD_{b,t}, \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (3.2)$$

$$f_{l,t} = \gamma \cdot (\theta_{j \in B_l^R,t} - \theta_{i \in B_l^S,t}), \quad \forall l \in \Omega^{LE}, \forall t \in T \quad (3.3)$$

$$\check{f}_{l,t} \leq f_{l,t} \leq \hat{f}_{l,t}, \quad \forall l \in \Omega^L, \forall t \in T \quad (3.4)$$

$$\check{\theta}_{b,t} \leq \theta_{b,t} \leq \hat{\theta}_{b,t}, \quad \forall b \in B, \forall t \in T \quad (3.5)$$

$$0 \leq g_{c,t} \leq \hat{g}_{c,t}, \quad \forall c \in \Omega^{CE}, \forall t \in T \quad (3.6)$$

$$w_{c,y}^{CEN} - w_{c,y-1}^{CEN} = x_{c,y}^{CEN}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y \quad (3.7)$$

$$0 \leq x_{c,y}^{CEN} \leq 1, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y \quad (3.8)$$

$$0 \leq g_{c,t} \leq w_{c,y}^{CEN} \hat{g}_{c,t}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall t \in y \in Y \quad (3.9)$$

$$w_{c,y}^{CEN} \in \{0, 1\}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y \quad (3.10)$$

$$x_{c,y}^{CEN} \geq 0, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y \quad (3.11)$$

En la función objetivo (3.1) se expresa la minimización de costos del problema, en donde respectivamente se minimiza el costo de inversión de un proyecto de generación, el costo de falla del sistema, el costo de generación y el costo fijo de operación y mantenimiento anual para una central candidata. La restricción (3.2) presenta la relación del balance de energía en cada barra del sistema. La restricción (3.3) hace referencia a la definición de flujo por las líneas del sistema. Las relaciones (3.4), (3.5) y (3.6) acotan las variables de flujo por las líneas, ángulos de barras y generación, respectivamente. La restricción (3.7) representa la relación lógica entre la construcción de una central y su estado de construido o no. Las cotas (3.8), (3.9), (3.10) y (3.11) presentan los límites de las variables binarias que relacionan la construcción de los proyectos, en donde por simplicidad del problema se considera una evaluación al año de cada proyecto.

Si bien esta modelación del problema es bastante simple, cumple la utilidad de presentar al problema de forma limpia centrándose en la presentación del conjunto de variables que modelan los estados de construcción de un proyecto. En secciones posteriores esta modelación se verá modificada y ampliada con el fin de acoger el resto de modelamientos que se desarrollan en este trabajo, incluyendo el algoritmo de relajación lagrangiana.

3.1.2. Planificación en Transmisión

El problema TEP se ha vuelto un punto crítico en el análisis futuro de los sistemas eléctricos dado que es esencial que la demanda sea suplida, aún en la peor condición, y la única forma de hacer eso posible es teniendo un sistema de transmisión robusto que permita el constante flujo de energía hacia los centros de consumo. De esa manera, los planes para la expansión de la transmisión deben desarrollarse para ser capaces de abastecer la demanda de forma eficiente en toda situación posible. Los objetivos a los que apunta el TEP son principalmente dos: facilitar la compra y venta de energía (mantener en funcionamiento el mercado eléctrico) y ser técnicamente factibles.

Del mismo modo en que se contextualizó el GCEP, el TEP puede analizarse desde un punto de vista centralizado o uno competitivo. Al considerar un ente centralizado que realiza los planes de expansión de transmisión, es común encontrar que éste también los realiza para la generación. En el contexto competitivo, es normal que los agentes que se encargan de la operación y expansión de la red de transmisión sean independientes del resto del mercado y a su vez sean una empresa bastante regulada en ese ámbito. Existe un tercer punto de vista, que se aleja de las visiones “clásicas” presentadas anteriormente, en donde un inversionista externo, motivado por la rentabilidad del mercado de transmisión, se presenta ante un organismo centralizado (que definió los planes) para construir las obras de expansión de transmisión en el sistema.

La primera visión referida al planificador central se revisará en la siguiente sección. En cambio, en este apartado se adoptará el contexto en donde una identidad regulada define los planes de expansión para el sistema, por lo que caerían en este tópico la segunda y tercera visión presentada. La institución por excelencia que toma este papel alrededor del mundo es conocida como Operador del Sistema de Transmisión (TSO, por sus siglas en inglés), pero no es la única que lo realiza. Este organismo decide la mejor manera de reforzar y expandir el sistema basado en facilitar la comercialización de la energía y/o mejorar la suficiencia del sistema eléctrico a través de considerar la minimización de los costos de generación y/o de falla del sistema.

La importancia del TEP ha motivado gran esfuerzo de investigación por lo menos durante los últimos 40 años desde el trabajo pionero de Garver [23]. Actualmente el TEP es un problema de decisiones muy complejas dado que generalmente posee restricciones no lineales y regiones factibles no convexas, por lo que se tiene que tratar en muchos aspectos a través de aproximaciones (e.g. tramos de pérdidas, restricciones disyuntivas, etc.).

Al igual que el GCEP, el TEP contempla el uso de un horizonte de planificación de largo plazo, por lo que se deben tomar en cuenta el crecimiento de la demanda, la disponibilidad de las unidades generadoras y la posible construcción de nuevos proyectos. Esto indica que también se debe lidiar con la incertidumbre en muchas de las variables de entrada al problema. Además, también debe considerar la estrategia de expansión a modelar: dinámica o estática. Tal como se mencionó en el GCEP, en el desarrollo de esta tesis siempre se considerará la versión dinámica para modelar las decisiones de inversión en transmisión.

Para poder formular el problema TEP, es necesario usar obligatoriamente variables binarias (en el problema GCEP no siempre es necesario) para decidir cuando un proyecto de línea de transmisión se construye. En sistemas de cientos o miles de barras podrían existir un gran número de proyectos a evaluar y sumado a la utilización de una visión dinámica del tiempo implicaría un gran número de variables binarias a modelar, esto podría ser un problema para la búsqueda eficiente de la solución para cualquier *solver*, por lo que se recomienda tener precaución en el número de líneas candidatas utilizadas.

Formulación Matemática

A continuación se presentará la modelación básica para el problema TEP determinístico, considerando el problema desde la perspectiva de un ente centralizado el cual tiene como objetivo reducir los costos de inversión en transmisión, de generación y falla. Cabe señalar que por definición el problema TEP puede ser formulado mediante Programación no Lineal Entera-mixta (MINLP, en inglés) dado que se incluyen productos entre variables continuas y binarias en una de sus restricciones. Como el objetivo de este trabajo es presentar una metodología que aborde la solución a problemas de tipo MILP, sólo se presentara como formulación el equivalente exacto de tipo MILP para la formulación MINLP del TEP.

Cabe señalar que la modelación TEP presenta leves diferencias con respecto a la modelación GCEP, por lo que para simplificar la presentación de las restricciones se utilizarán referencias a las ya detalladas en la sección previa.

$$\begin{aligned}
\min \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} BCost_{l,y}^{LIN} \cdot x_{c,y}^{LIN} + \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} Voll_t \cdot u_{b,t} \\
+ \sum_{t \in T} \sum_{c \in \Omega} h_t \cdot VCost_{c,t} \cdot g_{c,t}
\end{aligned} \tag{3.12}$$

Sujeto a

$$(3.2), (3.3), (3.4), (3.5), (3.6)$$

$$f_{l,t} \geq \gamma \cdot (\theta_{j \in B_l^R,t} - \theta_{i \in B_l^S,t}) + M \cdot (w_{l,y}^{LIN} - 1), \quad \forall l \in L, \forall t \in T \tag{3.13}$$

$$f_{l,t} \leq \gamma \cdot (\theta_{j \in B_l^R,t} - \theta_{i \in B_l^S,t}) + M \cdot (1 - w_{l,y}^{LIN}), \quad \forall l \in L, \forall t \in T \tag{3.14}$$

$$w_{l,y}^{LIN} - w_{l,y-1}^{LIN} = x_{c,y}^{LIN}, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y \tag{3.15}$$

$$0 \leq x_{c,y}^{LIN} \leq 1, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y \tag{3.16}$$

$$0 \leq f_{l,t} \leq w_{c,y}^{LIN} \hat{f}_{l,t}, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall t \in y \in Y \tag{3.17}$$

$$z_{l,y}^{LIN} \in \{0, 1\}, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y \tag{3.18}$$

$$x_{l,y}^{LIN} \geq 0, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y \tag{3.19}$$

Como se aprecia en (3.12), la función objetivo es análoga a la presentada en la sección, en ésta se minimiza el costo de inversión en transmisión, el costo de falla del sistema y el costo de generación, respectivamente. En la restricciones (3.13) y (3.14) se presentan las relaciones nacidas de la linealización de la restricción de flujos por las líneas candidatas, en ella se hace uso de la constante M la cual representa un valor muy grande con tal de no acotar la restricción cuando no se ha construido ningún proyecto de transmisión. La relación lógica (3.15) presenta el estado de construcción del proyecto de transmisión. Por último, las restricciones (3.16), (3.17), (3.18) y (3.19) representan los límites de las variables presentadas para la modelación de las restricciones en los proyectos de transmisión.

3.1.3. Planificación en Generación y Transmisión

En las secciones previas se describió el problema GCEP y el problema TEP. Estos dos problemas permiten determinar un plan de obras óptimo en un sistema eléctrico tanto para la generación como para la transmisión, respectivamente. Si bien el análisis y la descripción particular de cada problema se realizó independientemente uno del otro, claramente ambos tópicos están muy relacionados entre si. Por ejemplo, al resolver el problema GEP

considerando la topología de la red fija es posible que se restrinja la construcción de nuevas unidades generadoras solo en las zonas donde exista suficiente capacidad de transmisión. Esto es especialmente importante cuando se somete a decisión la construcción de centrales de energía renovable debido a que es común que se tiendan a concentrar en alguna zona específica y alejadas de los centros de carga del sistema. Del mismo modo si se resolviese el problema TEP manteniendo fijo el plan de obras en generación, es probable que el planificador se centre en mejorar el sistema frente a las actuales congestiones y las futuras demandas que éste pudiera tener, pero no se siempre se prevé adecuadamente el efecto de la construcción de nuevas centrales.

Pese a que se sabe que un resultado óptimo sería realizar el GCEP y el TEP en conjunto, en la práctica y como se mencionó anteriormente, ambos problemas son analizados por distintos agentes del mercado eléctrico. Nuevamente se tomará la posición de un organismo planificador central para llevar a cabo la modelación del problema.

Al igual como se realiza con los modelos previos, lo ideal es que el problema de co-optimización de la expansión en generación y transmisión (GCaTEP, en inglés) sea realizado para un largo horizonte de planificación, por lo que las condiciones futuras del sistema deben estar bien representadas (e.g. crecimiento y distribución espacial de la demanda, retiro de centrales, costos de combustibles, etc.), aunque claramente estas condiciones seas inciertas. En el siguiente capítulo se revisará una de las maneras de poner considerar y modelar variables estocásticas en un problema de expansión.

Formulación Matemática

La formulación a presentar a continuación es simplemente la unión de las formulaciones propuestas tanto para el problema GCEP como el problema TEP. Dado que ambos problemas abarcan la modificación de restricciones diferentes en el modelo matemático, la unión de ambas no requiere ningún trato en especial.

$$\begin{aligned}
 \min \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} BCost_{c,y}^{CEN} \cdot x_{c,y}^{CEN} &+ \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} BCost_{l,y}^{LIN} \cdot x_{c,y}^{LIN} + \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} Voll_t \cdot u_{b,t} \\
 &+ \sum_{t \in T} \sum_{c \in \Omega} h_t \cdot VCost_{c,t} \cdot g_{c,t} + \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} CO\&M_{c,t} \cdot w_{c,y}
 \end{aligned} \tag{3.20}$$

Sujeto a

(3.2), (3.3), (3.4), (3.5), (3.6)

(3.13), (3.14), (3.15)

(3.7), (3.8), (3.9), (3.10), (3.11)

(3.16), (3.17), (3.18), (3.19)

Como uno puede apreciar en la función objetivo (3.20), desde el punto de vista matemático la modelación no representa un desafío adicional ya que justamente es la representación en conjunto del problema TEP y GCEP. Las restricciones que acompañan el problema son exactamente las mismas presentadas en las secciones previas y no se requiere de alguna adicional.

Se debe considerar que si bien el problema no posee ninguna característica en especial, el desafío viene al momento de resolver el problema. El solo hecho de agregar más variables de decisión puede incrementar dramáticamente el tamaño del problema, lo que en la práctica puede causar mayores tiempos de simulación y de resolución para un *solver* comercial.

3.1.4. Valor temporal de las inversiones

Las decisiones de inversión en un sistema eléctrico, sean éstas para generación o transmisión, son analizadas a través del tiempo. Instalaciones existentes pueden ser modernizadas o actualizadas por características propias a la antigüedad de la infraestructura y proyectos nuevos tratan de construirse en el momento en que sean estrictamente necesarios. Esto implica que es estrictamente necesario tratar de identificar el mejor punto en el tiempo para llevar a cabo la inversión.

A modo de dar una visión general del movimiento de flujos de caja de una inversión y de cómo se trata en la formulación del problema de expansión en sistemas eléctricos, se presentarán a grandes rasgos algunos aspectos a tener en consideración cuando se proyectan inversiones que podrían ocurrir en diversos puntos a través del tiempo.

Tasas de Descuento

Dado que en un problema de expansión se someten muchos proyectos de diferente índole a la optimización, una de las primeras preguntas que uno debiera hacerse es ¿de qué manera puedo tratar diferentes proyectos, con diferentes flujos de caja, para facilitar la comparación entre ellos? Uno de los principios de la ingeniería económica que nunca debe olvidarse es que, en general, el dinero de hoy vale mucho más que la misma cantidad en el futuro. Por ende, es imposible comparar dos cantidades monetarias en diferentes puntos del tiempo sin que haya un punto de referencia en común. Para este propósito, el Valor Futuro (VF) es definido como la cantidad en la cual una inversión inicial crece después de haber generado intereses por un cierto período de tiempo. Dicho de otra manera, el Valor Presente (VP) es el valor descontado de cierto pago o gasto futuro.

Ahora, teniendo cierta cantidad de dinero en el banco, la tasa de interés indicará cuánto dinero se tendrá en el futuro, pero dependerá de tres factores principales: si el interés es simple o compuesto, del número de períodos de capitalización y de la inflación. Para facilitar la aplicación de la teoría económica al modelo matemático propuesto, por simplicidad, se considerará como período de capitalización un año dado que los proyectos candidatos se evaluarán anualmente y, además, se despreciará el efecto de la inflación. Esto permite centrar esta temática en torno a la tasa de interés.

Dado que es común generar interés por sobre los mismo intereses ya ganados, lo que se conoce como interés compuesto, el valor futuro de una inversión se calcularía como se presenta en la ecuación (3.21). Esta última relación será de gran importancia porque se

utilizará para descontar todos los costos futuros modelados en el problema.

$$VF = INV \cdot (1 + i)^y \quad (3.21)$$

Anualidad de una Inversión

Siempre que se menciona el costo de inversión para algún proyecto se hace referencia al monto en dinero en que incurre un inversionista para la construcción de una central o línea de transmisión. Normalmente este costo se considera invertido en su totalidad durante el primer año de operación de un proyecto, lo que representa una aproximación adecuada bajo ciertas condiciones (e.g. considerando un horizonte estático). Sin embargo, en modelos como los que persigue este trabajo resulta poco apropiado dado que el horizonte de planificación modelado resulta ser menor que la vida económica de los proyectos evaluados, esto implicaría que no se podría amortizar toda la inversión realizada durante el periodo evaluado.

Para abordar este problema, normalmente se suele “anualizar” el costo de inversión, esto equivale a convertir el costo total en un costo equivalente el cual se aplica todos los años desde la fecha de construcción del proyecto hasta completar la vida económica de la instalación. La ecuación (3.22) presenta el factor a aplicar a todos los costos de inversión y retiro dentro del modelo matemático a desarrollar.

$$Factor\ Anualidad = \frac{WACC_c}{1 - \left(\frac{1}{1+WACC_c}\right)^{Vida\ Economica}} \quad (3.22)$$

Comúnmente, el parámetro $WACC$ (*Weighted Average Cost of Capital*) es el costo promedio ponderado del capital declarado por cada inversionista, pero en esta ocasión se igualará a la tasa de interés modelada (10 %) dado que esa información es particular de cada proyecto.

Valor del dinero en el final del horizonte

Dado que la modelación realizada al problema de optimización es de largo plazo, muchos de los parámetros que representan aspectos económicos del sistema también deben estar acomodados para ajustarse a un escenario real de largo plazo. Bajo esta perspectiva, el modelo debe contar con adecuadas condiciones de borde (condiciones finales) para que éste sea capaz de entregar soluciones razonables a lo modelado. Por ejemplo, en el caso de modelar embalses con gran capacidad de almacenar agua resulta importante ajustar la operación de éstos hacia el final del horizonte, ya que considerar vaciarlos completamente dado que el último período representa el “fin del mundo” no es una opción. En el caso de las inversiones sucede lo mismo, si el modelo visualiza el “fin del mundo” es probable que inversiones más costosas y de bajo costo variable nunca se lleven a cabo debido a que en promedio hacia el final del período sus costos totales (inversión más operación) podrían ser mayores al compararlos con inversiones menores pero de alto costo variable.

Una de las opciones más utilizadas y que se aplicará en este caso es considerar el último año como si fuera el infinito. De esa forma, se asume que el último año se repite indefinidamente. Una de las ventajas económicas que presenta esta forma de ver el final

del horizonte es que la tasa de descuento puede ser aplicada a perpetuidad de una manera muy simple, dado que al aplicar una las propiedades de las series geométricas infinitas a una serie de anualidades se llega que el valor presente pasa de la relación (3.23) a la relación (3.24)

$$VP = \sum_{y=1}^{\infty} \frac{INV}{(1+i)^y} \quad (3.23)$$

$$\Rightarrow VP = \frac{INV}{i} \quad (3.24)$$

Finalmente, por una parte se conoce como se podría aplicar la perpetuidad a las anualidades equivalentes y por otra, es posible aplicar la propiedad aditiva a flujos de caja que tengan la misma base común (en este caso todos los valores estarían actualizados al presente). Dado esto, es posible determinar el factor de descuento a utilizar durante el último año y el infinito, el cual será la suma entre el factor de descuento para el último año y este mismo factor sometido a la perpetuidad, lo que se refleja en la ecuación (3.25).

$$FactorDescuento_{\bar{Y}} = \frac{1}{(1+i)^{\bar{Y}}} + \frac{1}{i} \quad (3.25)$$

Esta última relación será la utilizada en todos los costos modelados para el último año del horizonte de planificación en la función objetivo del problema matemático.

3.2. Toma de decisiones bajo incertidumbre y Programación estocástica

Tal como se ha mencionado en secciones previas, los problemas de optimización que se deben resolver para generar un plan de obras dependen mucho de las condiciones futuras a las que se deberá enfrentar un sistema eléctrico. Conocer lo que podría acontecer a un sistema de potencia en unos años más es “casi” imposible de saber a ciencia cierta. Sin embargo, cabe destacar que el “casi” mencionado es relativo a cada problema, ya que típicamente en la práctica existen muchas formas de abordar esta problemática y de alguna manera los sistemas eléctricos siempre se han mantenido en crecimiento dado que algún actor (e.g. planificador central, empresa generadora, etc.) ha tenido que tomar este tipo de decisiones en algún momento.

Muchas de las variables con incertidumbre pueden ser consideradas apropiadamente a través de distintas metodologías para ser representadas en un problema de optimización de este tipo. Estas metodologías siempre han sido tenido un constante desarrollo a lo largo de los últimos años:

- Modelamiento determinístico: El cual hace referencia al modelo donde la incertidumbre no juega ningún papel. En la práctica, es la forma más utilizada para modelar un sistema aunque existan situaciones en donde la incertidumbre es obvia. Es importante que su uso obedece normalmente a limitaciones que se encuentran en la realidad, por ejemplo, modeladores que desconocen como abordar adecuadamente la

incertidumbre, datos poco significativos o poco adecuados para trabajar o *softwares* no disponibles para abordar la complejidad del modelamiento de la incertidumbre. Cabe señalar que la formulación presentada en la sección anterior contiene una lógica determinística, en ningún momento se hizo referencia a que el modelo estaría preparado para lidiar con incertidumbre en las variables de entrada.

- Modelamiento estocástico: Elementos con incertidumbre pueden ser modelados como variables aleatorias para las cuales la teoría de las probabilidades puede ser aplicada. Para este propósito estos elementos deben tener una distribución de probabilidad conocida. Muchas de estas distribuciones pueden ser obtenidas tanto de datos estadísticos como de probabilidades subjetivas (elegidas por el modelador con cierto conocimiento en el área). De todas maneras el tratamiento matemático será similar. En este trabajo se hablará de modelar de manera estocástica “escenarios” asociados a una variable con cierta probabilidad de ocurrencia.
- Modelamiento con rangos de incertezas: En algunos casos ocurre que el utilizar un modelamiento determinístico es claramente inapropiado, pero existen ciertos indicios de las probabilidades que podrían ajustarse a un modelo estocástico. En esta situación es cuando conviene trabajar con rangos de incertidumbre. Algunos datos del modelo no son tratados ni como datos específicos ni como distribuciones de probabilidad sino que se pueden ver restringidos a ciertos intervalos conocidos. La idea de fondo es tratar de protegerse frente a ciertos datos en específico que podrían ocurrir, en donde en muchos casos suele elegirse el peor conjunto de datos.

Uno de los términos más importantes mencionados es el referido al “escenario”. Un escenario no es nada más que una representación en particular de cómo el futuro podría darse bajo un punto de vista. Estos escenarios suelen generarse a través de métodos probabilísticos, datos históricos o a través de la síntesis basada en simulaciones *ad-hoc*. El desafío es entonces la manera de poder utilizar adecuadamente estos escenarios para generar una decisión óptima.

En muchas ocasiones, los modeladores suelen resolver un problema de optimización por cada escenario de forma independiente dado que, por definición, cada uno representa el futuro que realmente ocurrirá. Básicamente estos problemas son determinísticos por naturaleza. Cada uno entregará una decisión que deberá ser tomada de aquí en adelante e independiente del peso asignado (probabilidad de ocurrencia) a cada escenario no existe un lineamiento general teórico para tomar una solución por sobre otra. Es más, es altamente probable que las soluciones entregadas individualmente por cada escenario sean inconsistentes entre sí. Obviamente, cada una será óptima en el contexto en donde se visualice únicamente su propio escenario como el verdadero futuro.

Entonces el desafío que se plantea tiene dos aristas: el cómo considerar estos escenarios en un problema de optimización y el cómo optimizar ese problema. Para abordar este desafío existen dos metodologías muy fuertes en la actualidad: la programación estocástica y la programación dinámica. Ambas recurren a una base probabilística y generan una relación directa entre las decisiones tomadas y sus respectivos resultados a través del concepto de etapas. Sin embargo, el optar por una o la otra dependerá de muchos factores dado que difieren en su filosofía, objetivo y consideraciones prácticas.

Dejando de lado la programación dinámica, ya que no es un tópico a tratar en este documento, se presentarán algunas cualidades básicas de la programación estocástica:

- Tratamiento de la información: Decisiones tomadas en un futuro dependen de la información que se volvió disponible una vez tomada la primera decisión. Esta información se modela según las respuestas obtenidas ante la observación de variables estocásticas.
- Enfoque de las decisiones: Si bien estas metodologías se aplican para encontrar soluciones a lo largo de todo un horizonte de planificación ante la incertidumbre del futuro, el objetivo principal es poder tomar las decisiones en el tiempo presente, en el “aquí y ahora”.
- Decisiones ajustables (*Recourse decisions*): Uno de los principios en que se basa la toma de decisiones de la programación estocástica es que las decisiones pueden ser tomadas en el tiempo presente sabiendo que existe un futuro en el cual se da la oportunidad de corrección o mejora de las respuestas obtenidas.
- Tecnología de optimización: El estado del arte de la programación estocástica suele asociarse a problemas de gran tamaño y mejora en los métodos numéricos para abordar la incertidumbre. Por el contrario, la programación dinámica en todas sus facetas presenta una estructura metodológica en donde el espacio para desarrollos es bastante acotado.
- Convexidad: Las propiedades de la convexidad son altamente aplicables y se asumen por defecto. Esto presenta una gran ventaja para abordar ciertas complicaciones en el modelamiento de algunos problemas. Por otra parte, es muy importante para trabajos como éste dado que permite la descomposición de un problema y su posterior resolución de forma iterativa sin mayores complejidades asociadas.

Uno de los aspectos más importantes que lleva consigo la programación estocástica es que las funciones que se tienden a minimizar se distinguen por una regla de dependencia muy particular, la política de no anticipatividad. La no anticipatividad quiere decir que las decisiones principales son únicas para cualquier escenario presentado. Bajo este contexto, las decisiones ajustables reaccionan respecto a lo ocurrido en el pasado, pero están impedidas de hacerlo con respecto al futuro antes de que éste suceda.

Dentro de los aspectos relevantes a considerar en un problema de programación estocástica es que, a modo práctico, se trabaja con distribuciones de probabilidad discreta. Desde esta perspectiva, la función de costo esperado será una suma ponderada de probabilidades de ocurrencia de cada escenario posible, lo que simplifica bastante la forma de describir el problema matemático. No obstante, mientras mayor sea la discretización de un función de probabilidad (mayor número de escenarios), mayor será el tamaño del problema dado que cada variable de ajuste tendrá un valor en cada escenario. Esto sin considerar el número de etapas que pueda tener el problema, dado que adicionalmente el número de etapas incrementa exponencialmente el tamaño del problema.

Si bien la alta dimensionalidad es un problema que se arrastra por la modelación de las etapas y los escenarios, en aplicación prácticas se suele obviar el número de etapas dado que se suele trabajar principalmente con sólo dos etapas. La resolución de este tipo de problemas es el que caracteriza a la presente tesis y al cual se le dará mayor importancia.

3.2.1. Programación estocástica en dos etapas

La programación estocástica en dos etapas ha sido por mucho tiempo el “caballo de batalla” de la programación estocástica. Siguiendo la filosofía planteada previamente, estos problemas involucran una única decisión inicial (o conjunto de decisiones iniciales), una única oportunidad para adquirir información de los diferentes escenarios y, por último, una única decisión de ajuste (o conjunto de decisiones de ajuste). De manera simple, el tiempo en el cual el modelador toma decisiones se divide en dos: el presente y el futuro. Por ejemplo, si se desea construir un proyecto de generación siempre primero se decide el lugar, el tamaño, la tecnología, etc., para luego, operar de la mejor manera esta instalación según las reglas propias de cada mercado eléctrico y para una determinada realización de las variables aleatorias.

Fuera de toda la aplicación práctica que tiene la programación estocástica en dos etapas, ésta ha sido y seguirá siendo una herramienta de prueba importante para desarrollar nuevas metodologías y conceptos aplicados a la programación estocástica. Tan importante que se utiliza para ese mismo fin en este trabajo.

Si bien muchos de los conceptos básicos en que se basa la programación estocástica se han mencionado en este escrito, gran parte del material teórico puede ser encontrado en el trabajo pionero de Birge and Louveaux [103] y en algunos tutoriales como [104], dentro de los cuales se debe poner énfasis en la metodología de la descomposición de escenarios (*scenario-wise, en inglés*), la cual permite discretizar la distribución de probabilidad de las variables aleatorias en un conjunto finito de escenarios ponderados por un “peso” equivalente a su probabilidad de ocurrencia.

La aplicación de esta metodología en los problemas anteriormente vistos (GCEP, TEP y GCaTEP) es bastante directa dada la modelación determinista que éstos tienen. Las variables de decisión de inversión binarias pasarán a ser las variables iniciales o variables de primera etapa y el resto de variables lineales del problema se transformarán en variables de ajuste o variables de segunda etapa dado que éstas se acomodan en cada escenario según la decisión tomada respecto de las inversiones del sistema. Además, las variables de primera etapa deberán regirse por la política de no anticipatividad, la cual implica la dependencia estricta de una variable con respecto a su símil existente en todos los escenarios generados.

A modo de ejemplificar de forma práctica la aplicación de la programación estocástica en dos etapas a la modelación de un problema de inversiones en un sistema eléctrico, se formulará explícitamente el problema GCaTEP (dado que es el más general de los tres) describiendo las restricciones que lo componen.

Formulación Matemática

A continuación se presenta la formulación del modelo para la planificación de la expansión de capacidad de generación y transmisión considerando en un contexto de programación estocástica. A modo de ejemplo se considera la demanda en barra como variable aleatoria dentro del modelo, por lo que cada escenario supone que las demandas en cada barra y en cada período de tiempo podrían ser distintas.

$$\begin{aligned}
 \min \quad & \pi_s \cdot \left(\sum_{s \in P_i} \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} BCost_{c,y}^{CEN} \cdot x_{c,y,s}^{CEN} + \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} BCost_{l,y}^{LIN} \cdot x_{l,y,s}^{LIN} \right. \\
 & + \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} Voll_t \cdot u_{b,t,s} + \sum_{t \in T} \sum_{c \in \Omega} h_t \cdot VCost_{c,t} \cdot g_{c,t,s} \\
 & \left. + \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} CO\&M_{c,y} \cdot w_{c,y,s}^{CEN} \right) \quad (3.26)
 \end{aligned}$$

Sujeto a

$$\sum_{c \in \Omega_b^C} h_t \cdot g_{c,t,s} + u_{b,t} + \sum_{l \in \Omega_b^L} h_t \cdot f_{l,t,s} = LOAD_{b,t,s}, \quad \forall b \in B, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (3.27)$$

$$f_{l,t,s} = \gamma_l \cdot (\theta_{j \in B_l^R,t,s} - \theta_{i \in B_l^S,t,s}), \quad \forall l \in \Omega^{LE}, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (3.28)$$

$$w_{c,y,s}^{CEN} - w_{c,y-1,s}^{CEN} = x_{c,y,s}^{CEN}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.29)$$

$$f_{l,t,s} \geq \gamma_l \cdot (\theta_{j \in B_l^R,t,s} - \theta_{i \in B_l^S,t,s}) + M \cdot (w_{l,y,s}^{LIN} - 1), \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (3.30)$$

$$f_{l,t,s} \leq \gamma_l \cdot (\theta_{j \in B_l^R,t,s} - \theta_{i \in B_l^S,t,s}) + M \cdot (1 - w_{l,y,s}^{LIN}), \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (3.31)$$

$$w_{l,y,s}^{LIN} - w_{l,y-1,s}^{LIN} = x_{c,y,s}^{LIN}, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.32)$$

$$w_{c,y}^{CEN} = w_{c,y,s}^{CEN}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.33)$$

$$w_{l,y}^{LIN} = w_{l,y,s}^{LIN}, \quad \forall c \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.34)$$

$$x_{c,y}^{CEN} = x_{c,y,s}^{CEN}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.35)$$

$$x_{l,y}^{LIN} = x_{l,y,s}^{LIN}, \quad \forall c \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.36)$$

$$\check{f}_{l,t} \leq f_{l,t,s} \leq \hat{f}_{l,t}, \quad \forall l \in \Omega^L, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (3.37)$$

$$\check{\theta}_{b,t} \leq \theta_{b,t,s} \leq \hat{\theta}_{b,t}, \quad \forall b \in B, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (3.38)$$

$$0 \leq g_{c,t,s} \leq \hat{g}_{c,t}, \quad \forall c \in \Omega^{CE}, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (3.39)$$

$$0 \leq x_{c,y,s}^{CEN} \leq 1, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.40)$$

$$0 \leq g_{c,t,s} \leq w_{c,y,s}^{CEN} \hat{g}_{c,t}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall t \in y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.41)$$

$$w_{c,y,s}^{CEN} \in \{0, 1\}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.42)$$

$$x_{c,y}^{CEN} \geq 0, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.43)$$

$$0 \leq x_{c,y,s}^{LIN} \leq 1, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.44)$$

$$0 \leq f_{l,t,s} \leq w_{c,y,s}^{LIN} \hat{f}_{l,t}, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall t \in y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.45)$$

$$w_{l,y,s}^{LIN} \in \{0, 1\}, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.46)$$

$$x_{l,y,s}^{LIN} \geq 0, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (3.47)$$

Como se puede apreciar en la función objetivo (3.26), la única diferencia con respecto al modelo determinista radica en que en esta ocasión se minimiza el valor esperado de cada término presentado. Notar que las variables de decisión binarias se expresaron una por cada escenario, pese a existir restricciones de no anticipatividad, con el fin de poder utilizar esta notación posteriormente y así facilitar la representación de la metodología de descomposición. La restricción (3.27) señala el balance de demanda que debe hacerse en cada barra y escenario del sistema. Las restricciones (3.28), (3.30) y (3.31) representan la definición de flujo de potencia para cada línea candidata y existente en el sistema. Las restricciones (3.29) y (3.32) son restricciones lógicas que acoplan las variables de decisión de inversión para generación y transmisión respectivamente. Las restricciones de no anticipatividad vienen dadas por las relaciones (3.33), (3.34), (3.35) y (3.36). Cabe señalar que estas dos últimas mencionadas parecieran ser redundantes, pero intencionalmente se expresaron de esa forma para abordar de mejor manera la metodología de descomposición. Para finalizar, las relaciones (3.37), (3.38), (3.39), (3.40), (3.41), (3.42), (3.43), (3.44), (3.45), (3.46) y (3.47) son las cotas de cada variable presentada en este problema de optimización.

Para el desarrollo de este trabajo resulta de gran importancia este modelo de optimización planteado, ya que a partir de él se aplicará la metodología de descomposición propuesta, la cual será expuesta en la sección siguiente.

3.3. Métodos de Descomposición

Previamente se presentó el problema de optimización principal que se tratará en esta tesis. El cual, cabe señalar, no es el único de su tipo dado que existen otras perspectivas con las cuales representar este problema. Sin embargo, hay un punto en común que es transversal a cualquier perspectiva que se quiera dar, la existencia de una incertidumbre que necesita ser tratada adecuadamente, a la vez que ésta genera múltiples variables

(tanto enteras como continuas) y un conjunto de restricciones que acotan fuertemente el problema.

Para obtener una solución a este problema, una de las aproximaciones más directas que se pueden aplicar es forzar a que el modelo matemático sea mucho más simple, pero con el perjuicio de que se perdería parte de la esencia que da el mundo real a algunas restricciones. Bajo este contexto, las técnicas de descomposición asoman como una alternativa atractiva. La descomposición implica resolver iterativamente una secuencia de subproblemas más simples, de menor tamaño, coordinados por algún procedimiento maestro. Para ser efectivo en su aplicación, cada subproblema contiene alguna característica propia del problema general y puede ser resuelto por la técnica de optimización que se ajuste mejor a la estructura de este subproblema. La aplicación de la descomposición no tiene límites teóricos asociados, por lo que un subproblema puede referirse a un proyecto de inversión en particular, a una parte de la función objetivo con restricciones que son afines con variables enteras, a representaciones de funciones no lineales, a una etapa de tiempo en particular o, inclusive, a una observación puntual de alguna variable estocástica. Adicionalmente, se debe tener presente que el problema coordinador maestro, de alguna manera, debe contener relaciones claves que lleven a que el problema original sea resuelto.

Descomponer un problema es una idea bastante antigua y estaba propuesta dentro de los primeros trabajos de Dantzig y Wolfe [105] acerca de la resolución de problemas de gran tamaño. Es más, la finalidad de la descomposición de un problema era poder resolver ecuaciones lineales y es por eso que en esa época las temáticas de optimización se mezclaban con temáticas como la eliminación de filas, columnas y/o bloques de una matriz. De todas maneras, se perseguía la misma idea central: utilizar métodos eficientes para resolver subproblemas y que combinando de alguna manera sus resultados se puedan resolver problemas de mayor envergadura.

En general, la motivación original de los métodos de descomposición fue resolver problemas grandes que estuvieran fuera del alcance de cualquier metodología estándar, dando la posibilidad de aplicar tecnología de cálculo en paralelo. En la práctica sigue siendo una buena razón para ocupar la descomposición dado los avances computacionales actuales. Sin embargo, existen otras razones para descomponer un problema como, por ejemplo, la obtención de una solución descentralizada. Inclusive hay casos en donde un algoritmo más lento para resolver un problema descentralizado, que uno centralizado, sigue siendo preferido y sólo por la solución obtenida. Por ejemplo, los métodos descentralizados permiten que ciertas soluciones sean interpretadas como instrucciones particulares que permiten que una colección de subsistemas puedan coordinarse para alcanzar un óptimo global.

Lo que se intenta mencionar con este último párrafo es que muchas veces los problemas vistos desde cierta perspectiva contienen implícitamente una manera de poder descomponerse. Simplemente lo que representa cada subproblema en la práctica se puede visualizar de manera independiente o siempre se ha visto de manera independiente. De esa forma, lo que uno esperaría de una metodología de descomposición es que el algoritmo sea capaz de coordinar los subproblemas para lograr un óptimo global. En este trabajo, al utilizar programación estocástica en dos etapas, naturalmente se da que las decisiones de ambas etapas pueden ser tomadas de manera independiente, pero considerando que la segunda etapa de alguna manera debe coordinarse con las de la primera. Entonces, teóricamente puede darse una descomposición bajo esa perspectiva. Además, si se considera que la segunda etapa consiste en escenarios independientes para representar la variable estocástica,

teóricamente se podría tener una segunda descomposición.

En resumen, idealmente en el problema planteado se pueden visualizar dos descomposiciones las que deben ser abordadas adecuadamente por una metodología de descomposición para poder resolver el problema original con gran precisión. Dentro de la gama de métodos de optimización y descomposición que se pueden barajar en la actualidad, el que posee mejores cualidades de ajuste para este desarrollo es la Relajación Lagrangiana.

3.3.1. Relajación Lagrangiana

La Relajación Lagrangiana es una metodología que tuvo un gran desarrollo a partir de la década de 1970 y que se mantiene vigente en la actualidad dado que participa dentro del grupo de algoritmos que permiten descomponer un problema para posteriormente utilizar técnicas de paralelismo y lograr mejoras en la eficiencia al resolver un problema de gran tamaño. El concepto básico detrás de esta manera de resolver los problemas radica en que es posible transformar un problema muy complicado (con restricciones complicadas) en uno muy fácil de resolver, dado que es posible eliminar, de alguna manera, esas restricciones conflictivas. La relajación (dualización) de estas restricciones a través de un penalizador en la función objetivo produce un problema más simple de resolver y cuyo resultado provee de una cota inferior (de un problema de minimización) para el problema original. Esta importante cualidad permite utilizar esta metodología dentro de otros desarrollos dado que es una de las principales ventajas frente a otros métodos de relajación lineal.

Otra de las características que tiene esta metodología es que su aplicación resulta muy simple de aplicar (lo que no implica que sus resultados sean exitosos). A modo de ejemplo, si se tiene el siguiente problema de optimización:

$$\min \quad C \cdot x = FO \tag{3.48}$$

Sujeto a

$$A \cdot x = b \tag{3.49}$$

$$D \cdot x \leq e \tag{3.50}$$

$$x \geq 0, \quad x \in [0, 1, 2, \dots] \tag{3.51}$$

En donde, la función objetivo (3.48) representa la minimización de los costos totales asociados a las variables x , la restricción (3.49) representa en forma genérica restricción de igualdad que pudiere contener el problema, la restricción (3.50) muestra otro conjunto de restricciones las cuales son desigualdades del problema y, por último, la relación (3.51) indica límites y características de las variables del problema. Obviamente, las dimensiones de los parámetros y conjuntos son concordantes entre sí.

La idea detrás de esta metodología es resolver el problema dado por el Lagrangiano obtenido:

$$\min C \cdot x + \mu(A \cdot x - b) = FO_D(\mu) \quad (3.52)$$

Sujeto a (3.50) y (3.51)

En donde la función objetivo contiene al set de restricciones (3.49) a través del vector de multiplicadores de Lagrange μ . A simple vista, el problema se “visualiza” mas simple, pero eso dependerá de las restricciones que envuelven al problema. Ahora, si consideramos que (3.48) es factible y tiene soluciones finitas, entonces (3.52) tendrá soluciones finitas para cualquier valor de μ .

En general, no es posible garantizar que pueda existir un μ por el cual se pueda encontrar que $FO_D(\mu) = FO$, pero puede pasar en algunos casos especiales. Sin embargo, si se puede asegurar que bajo las suposiciones del párrafo previo, $FO_D(\mu)$ es una cota inferior para el problema de optimización. Suponiendo que x^* es una solución óptima del problema (3.48), entonces se tiene:

$$FO_D(\mu) \leq C \cdot x^* + \mu(A \cdot x^* - b) = FO \quad (3.53)$$

La relación (3.53) es la más importante para un desarrollo con Relajación Lagrangiana ya que indica que relajar un problema puede no llevar a resolver el problema original, pero puede entregar una cota mínima que puede ser usada como referencia o punto de partida de otros métodos y esa es la utilidad principal que se le da a este desarrollo.

La aplicación de esta metodología deja al descubierto tres tópicos muy importantes que se deben dilucidar antes de aplicar el algoritmo: las restricciones que deben relajarse, la forma de determinar el valor de los multiplicadores μ y la forma de determinar la factibilidad de la solución. El primer tópico, obviamente dependerá del problema y de lo que uno espera al resolverlo. El segundo, se puede abordar considerando que existe un procedimiento muy popular llamado el Método del Subgradiente que funciona en la mayoría de los casos. Para el tercero, dependerá del problema y para esta tesis no es la excepción, ya que la aplicación de la programación estocástica en dos etapas permite acotar superiormente, por defecto se podría decir, el problema de optimización. Dado que el primer y tercer punto son parte de la metodología a utilizar, se pondrá énfasis en el Método del Subgradiente para la resolución de los problemas.

3.3.2. Método del Subgradiente

Inicialmente este método fue estudiado y validado por Held, Wolfe y Crowder [106] para poder resolver problemas que hayan sido linealizados a través del procedimiento de Relajación Lagrangiana. Si bien, no fue ni el primer ni el único método planteado para resolver ese tipo de problemas, si fue el que demostró una mayor eficiencia a la hora de resolver problemas de optimización, especialmente el del vendedor viajero.

Para obtener la mejor elección posible de un valor de μ , lo ideal sería obtener la solución del problema dual de (3.53):

$$FO_D = \max FO_D(\mu) \quad (3.54)$$

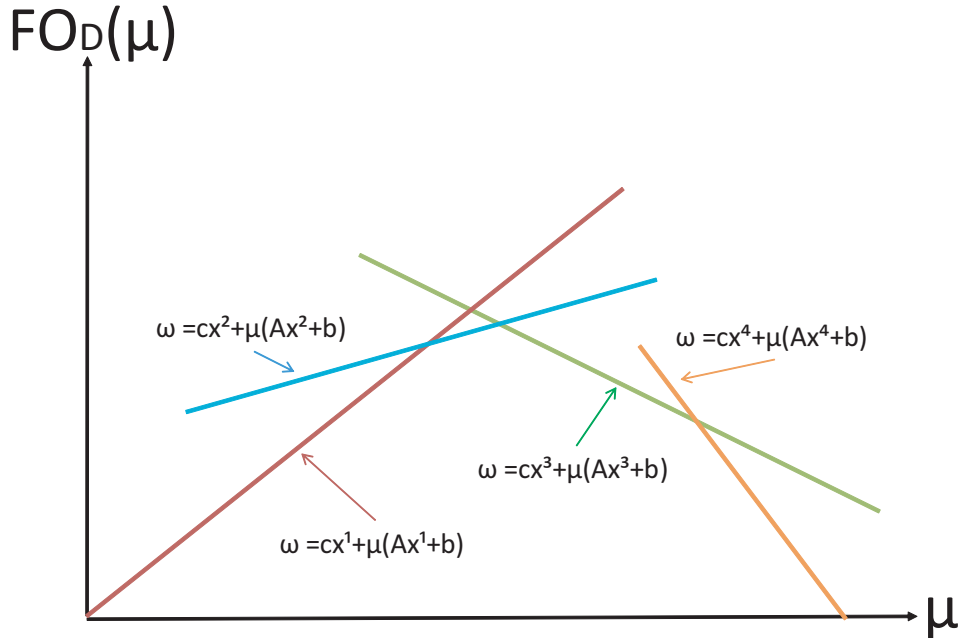


Figura 3.1: Forma de $FO_D(\mu)$.

Un punto importante a destacar es que otras metodologías existentes para determinar μ intentan determinar soluciones óptimas o muy cercanas a (3.54). Uno de los principales argumentos para intentar buscar soluciones de (3.54) es que estructuralmente este problema tiene ciertas propiedades que permiten soluciones factibles. Por ejemplo, si se considera que el problema relajado (3.52) tiene un conjunto de soluciones finitas X , el cual se puede representar como $X = \{X^h, \quad h = 1 \dots H\}$. Entonces es posible representar a (3.54) como:

$$\max \quad \omega = FO_D \tag{3.55}$$

Sujeto a

$$\omega \leq C \cdot x^h + \mu(A \cdot x^h - b), \quad \forall h \in \{1 \dots H\} \tag{3.56}$$

Realizando un análisis rápido de este desarrollo, se puede observar que el problema (3.55) deja a simple vista que en realidad $FO_D(\mu)$ representa una envoltura inferior generada por un conjunto de familias finitas de funciones lineales. En el caso de que el problema original tuviera un solo conjunto de restricciones de igualdad la forma de $FO_D(\mu)$, con $H=4$ soluciones finitas, sería como se presenta en la Figura 3.1.

La función $FO_D(\mu)$ tiene propiedades claves como la de continuidad y convexidad, pero carece de una muy importante como la propiedad de diferenciabilidad, esto implica que gran parte de los algoritmos de optimización quedarían descartados para buscar de manera “simple” soluciones a (3.55). La función es no diferenciable en cualquier $\bar{\mu}$ donde (3.52) tenga múltiples óptimos. En general, se podría decir que la función $FO_D(\mu)$ es diferenciable en todas partes exceptuando en donde exista un óptimo.

Dicho esto, se presenta al subgradiente de $FO_D(\mu)$ en $\bar{\mu}$ como un vector Φ el cual satisface la relación (3.57).

$$FO_D(\mu) \leq FO_D(\bar{\mu}) + \Phi(\mu - \bar{\mu}), \quad \forall \mu \quad (3.57)$$

La finalidad de presentar esta relación es que de esa manera se puede interpretar que el vector $(A \cdot x^h - b)$ es un subgradiente para cualquier μ en donde la solución x^h resuelva (3.52). Del mismo modo, se puede interpretar que μ^* es el óptimo en (3.55) si y solo si 0 es un subgradiente de $FO_D(\mu)$ en μ^* .

Esto lleva a que análogamente al método del gradiente (o método de Cauchy), en el método del subgradiente se pueda aplicar una fórmula recursiva en donde dado un valor inicial μ^0 se pueda generar una secuencia de valores μ^k dado por la regla definida en (3.58). En donde x^k es una solución óptima al problema relajado (3.52) con $\mu = \mu^k$ y α^k es un escalar que define el tamaño del paso de la secuencia, algunas veces llamado en la literatura como factor de corrección o factor de aceleración.

$$\mu^{k+1} = \mu^k + \alpha^k(A \cdot x^k - b) \quad (3.58)$$

Esta metodología es bastante popular para resolver problemas como el (3.54). La teoría fundamental detrás de este método indica que $FO_D(\mu^k) \rightarrow FO_D$ si $\alpha^k \rightarrow 0$ y $\sum_{i=0}^k \alpha^i \rightarrow \infty$. El paso más común usado que cumple con estas características está dado por (3.59).

$$\alpha^k = \frac{\lambda \left(\widehat{FO} - FO_D(\mu^k) \right)}{\|A \cdot x^k - b\|^2} \quad (3.59)$$

En donde λ es un escalar que satisface $0 < \lambda \leq 2$ y que en algunos casos varía a través de las iteraciones, y \widehat{FO} es una cota superior para FO_D que debe obtenerse a través de otro método o heurística. Cabe señalar que esta fórmula funciona bien empíricamente, pero no existe garantía alguna de que satisfaga condiciones para una convergencia óptima. Es más, hasta que no se pueda encontrar un μ^k para el cual $FO_D(\mu^k)$ iguale a alguna solución factible, no existe forma de probar la optimalidad del método. En la práctica esto no es una complicación a superar, ya que usualmente el algoritmo se termina luego de alcanzar un número arbitrario (heurístico) de iteraciones y posteriormente debe analizarse el resultado obtenido.

Si bien se presentó de una forma bastante general la metodología de relajación a emplear, ésta quedará de forma más clara una vez se aplique para descomponer el problema de programación estocástica en dos etapas que aborda esta tesis, la cual entra al detalle tanto del algoritmo de solución como del problema matemático de optimización.

3.4. Computación Paralela

Usualmente los computadores más grandes y poderosos suelen ser llamados “super-computadores” y es posible decir, sin excepción, que en las últimas dos décadas éstos se refieren a computadores paralelos: máquinas con más de una unidad de procesamiento (CPU) las cuales pueden ser ajustadas para trabajar en un mismo problema. En esta sección, brevemente se describirán algunas nociones y conceptos básicos referentes a un

tópico tan desarrollado y avanzado como lo es el paralelismo en la actualidad. Esto con el fin de hacer hincapié en uno de los aspectos más importantes de la computación actual que permiten hacer que la metodología empleada en esta tesis tenga un mejor aprovechamiento en la resolución de problemas de optimización.

3.4.1. Multiplicidad de núcleos

En los últimos años, el diseño tradicional para los procesadores ha alcanzado el límite de rendimiento que es posible obtener de un *chip*. Dos son los puntos más críticos que impiden continuar el desarrollo en ese mismo sentido. Por un lado, la frecuencia del reloj no puede seguir incrementándose debido al incremento sustancial del consumo de energía (lo que conlleva un calentamiento excesivo de los *chips* y por otro lado, se ha hecho casi imposible aumentar el número de combinaciones que permitan ejecutar instrucciones de bajo nivel (a nivel de *hardware*) dentro de un procesador de forma ordenada y en simultáneo, técnicamente se habla de que no es posible extraer mas Paralelismo a Nivel de Instrucción (ILP, en inglés) de un único procesador.

De esta manera, la forma de poder obtener una mejor utilización de un único *chip* procesador es cambiar la estrategia de desarrollo, pasando desde la sofisticación individual de un procesador a la división del *chip* en múltiples “núcleos” de procesamiento. Estos núcleos podrían trabajar en tareas distintas o en tareas comunes para generar una mayor eficiencia general, lo que es esencialmente paralelismo.

De forma sencilla se da solución a los dos problemas críticos mencionados: dos núcleos a una baja frecuencia pueden obtener los mismos resultados que un procesador a alta frecuencia; por ende, multiples núcleos son más eficientes desde el punto de vista energético, y el ILP puede ser directamente reemplazado por la paralelización de tareas según como lo estime el programador.

Como dato anecdótico, este desarrollo tecnológico transformó al término “procesador” en ambiguo. Se puede hablar de procesador tanto para el *chip* como para los núcleos de procesamiento que tenga el *chip*. Dado esto, es preferible hablar de zócalo (*socket*, en inglés) para el *chip* y núcleo para la parte que contiene la unidad aritmética lógica (que es la que hace los cálculos). Actualmente, la mayoría de computadores de escritorio y laptops que se comercializan poseen de 4 a 6 núcleos.

3.4.2. Multihilamiento (Multithreading)

Si bien es importante destacar los avances a nivel de *hardware*, también es importante mencionar que no fue el único acercamiento técnico para la realización de cálculos en paralelo. Uno de los primeros intentos para proveer al usuario de computación paralela fue el llamado “multihilamiento”. Un único núcleo físico con multihilamiento aparece a la vista como dos unidades lógicas para un sistema operativo, por lo que el computador pretende que tiene más núcleos que los que realmente existen y a través de lógica propia es capaz de aplicar paralelismo para mejorar en algunos casos la ejecución de programas.

Para entender lo que es un “hilo” y lo que es capaz de realizar, primero debe entenderse lo que es un “proceso”. Un proceso corresponde simplemente a la ejecución un solo programa, por lo que se debe considerar que éste tiene en memoria: el código del programa (en forma de instrucciones en lenguaje de máquina), un espacio en la memoria para alma-

cenar los posibles arreglos de datos (*heap*, en inglés) y una colección de elementos (o tipos de datos) que permitan un intercambio rápido de la información que se está procesando (conocido como *stack* en inglés).

Un proceso puede tener múltiples hilos, ya que son capaces de ver el mismo código y el mismo *heap*, pero tienen su propio *stack*. De esa manera, se puede decir que un hilo o hebra es un camino independiente de ejecución que se toma a través de un proceso. En otras palabras se podría decir que los hilos son parte de **un** único proceso y son capaces de compartir la misma memoria asignada al proceso. Esto no implica que puedan tener sus propios datos privados (dado que tienen su propio *stack*), sin embargo, la ventaja que poseen es que son capaces de colaborar entre sí bajo la misma data inicial.

Dado que los hilos comparten datos, por defecto representan un mecanismo de programación paralela. Obviamente, para ser más rápidos que una ejecución secuencial de un programa se debe asumir que el *hardware* está preparado para trabajar en más de un hilo al mismo tiempo. De esa forma se desarrollaron procesadores de varios núcleos capaces de manejar un hilo por núcleo o procesadores con pocos núcleos que permitieron manipular más de un hilo por núcleo a la vez.

3.4.3. Paralelización

Si bien la tecnología a permitido mejorar la ejecución de tareas o el manejo de datos en paralelo, a nivel práctico la programación paralela es mucho más complicada que la programación secuencial. Mientras que la mayoría de lenguajes de programación operan la secuencialidad bajo principios muy similares, existen muchas formas de lograr el paralelismo a través de ellos.

Lo primero que se debe es entender que la paralelización no es automática, no existe ningún “compilador paralelo” que transforme un programa secuencial en uno paralelo. Pareciera complicado el darle a entender a una máquina como detectar que operación u operaciones son independientes entre sí, o el como asignar los datos o la memoria en un contexto en paralelo. Resolver estas problemáticas requerirían de compiladores que traten a un programa como un todo y no como una colección de subrutinas, lo que se ve difícil de desarrollar en el corto plazo.

Una de las aproximaciones más productivas es dada cuando el usuario escribe un programa secuencial, pero otorga ciertas indicaciones sobre que cálculos pueden ser paralelizados y como se distribuye la data. Indicando que operaciones paralelizar puede ser hecho en librerías como OpenMP [107] o indicando la distribución de los datos y dejando el paralelismo al compilador puede ser realizado en lenguajes especializados (e.g. PGAS [108]). Otra aproximación que tiene buenos resultados en la práctica, es dejar que el programador gestione explícitamente cada función a ser paralelizada, como se hace comúnmente a través de la librería MPI [109]. Mientras que la primera aproximación se usa principalmente es programas con memoria compartida, la segunda se utiliza en programas con memoria distribuida.

3.4.4. Programación Paralela en Python

Dado que se ha escogido Python como lenguaje de programación para el desarrollo de esta tesis, se realizará una breve reseña de éste en cuanto a la manera en que se aborda la

programación paralela. Más detalles sobre este lenguaje pueden revisarse en el Apéndice C.1.

Dentro de la gran gama de librerías y funciones anexas a Python se desprenden cuatro maneras en las que un programador puede ejecutar paralelismo dentro del código de un programa: utilizando el módulo *multiprocessing* [110] (tal como se hará con este trabajo) que permite ejecutar directamente funciones en paralelo, utilizando el módulo *threading* [111] el cual permite ejecutar funciones más livianas a través de hilos de control independientes (referirse a la sección 3.4.2), utilizando el método *system()* [112] para ejecutar programas externamente o utilizando el módulo *subprocess* [113] que provee métodos para externalizar funciones.

El módulo *multiprocessing* cubre una gran selección de métodos para ejecutar rutinas en paralelo. Los cuales incluyen procesos, grupos de agentes, *queues* y *pipes*. Una de las ventajas que posee es que es muy fácil de lograr ejecutar un algoritmo sin problemas, al contrario de lo que podría suceder con módulos como el *threading*. Programar utilizando este módulo requiere de crear varios procesos que luego se ejecutan en paralelo. Si bien se podría considerar esta alternativa como un verdadero paralelismo, el costo asociado es bastante grande. Toda la memoria del script que ejecuto el paralelismo es copiada en cada uno de los subprocesos creados. En ciertos casos, el tiempo de coordinación (*overhead*, como se verá más adelante) puede resultar importante en el rendimiento general de un algoritmo.

El módulo *threading* representa a una de las funciones más conocidas para ejecutar paralelismo. Como se presentó en las secciones previas, el multihilamiento es una de las características propias del *hardware* de un computador y es provisto por el sistema operativo. Estos hilos son más livianos que los procesos y comparten el mismo espacio en la memoria. En la práctica el número de hilos a utilizar en un programa no siempre puede ser el máximo permitido por los núcleos de un procesador, ciertos factores externos como aplicaciones o servicios ejecutados en segundo plano pueden afectar fuertemente a este tipo de aplicaciones. Una de las desventajas más visibles de este módulo es que el código es concurrente, pero no paralelo; es decir, el procesador puede ejecutar simultáneamente los hilos siempre y cuando estos estén preparados para ejecutar tareas. Es común en la práctica que sólo un hilo se ejecute a la misma vez, lo que se debe principalmente al *Global Interpreter Lock* (GIL) que es un mecanismo que impide que múltiples hilos modifiquen los objetos de Python en una aplicación. Esto no ocurre en todas las implementaciones de Python como Jython (basado en Java) o IronPython (basado en .NET), pero si en la mayoría de ellas.

El método *os.system()* permite ejecutar líneas de comando externamente y en un proceso separado del programa de Python. El sistema por su cuenta crea un proceso que se ejecuta en paralelo al programa que lo llamó. Uno de los problemas es que recopilar los resultados puede ser no trivial dado que es posible que este proceso termine después de que haya terminado el programa en Python. Además, este método es mucho más costoso que los otros dos, dado que el *overhead* es mayor y la data debe escribirse en la memoria física.

Por último, el módulo *subprocess* se creó con la finalidad de reemplazar de forma más eficiente al *os.system()* que empezó a ser obsoleto para ciertas tareas. La idea es generar procesos de forma más simple, comunicarlos entre ellos y recibir todos los resultados que éstos produzcan, incluyendo los mensajes de error que se produzcan.

De las alternativas anteriormente vistas, dos son las más atractivas para poder ejecutar un algoritmo en Python, el módulo *multiprocessing* y el *subprocess*, pero por un tema de simplicidad en el código y por la equivalencia entre diferentes sistemas operativos la aplicación del multiprocesamiento da muchas más ventajas para el desarrollo de un algoritmo como el expuesto en este documento.

3.4.5. Cuantificación del Paralelismo

Existen dos razones por las cuales uno opta por utilizar paralelismo: para acceder a un mayor uso de memoria o para obtener un mejor rendimiento en la ejecución de un programa. Por un lado, la memoria es fácilmente cuantificable dado que la ganancia total en memoria es la suma individual del uso de cada una, pero por otro lado, el rendimiento o la velocidad de la computación paralela es un poco más complicada de cuantificar y/o caracterizar. Al respecto, se han generado algunas métricas que permiten juzgar de cierta manera la ganancia obtenida en el rendimiento de la programación paralela.

Aceleración (Speedup)

Una de las maneras más simples de definir la métrica de aceleración para la paralelización es ejecutando el programa creado en un único procesador (obviando que el algoritmo en sí es distinto dado que la programación secuencial puede requerir construir el código de manera diferente por temas de eficiencia) y luego ejecutar la versión paralelizada de éste en una máquina que permita p procesos en paralelo. De esa manera, se comparan los tiempos de ejecución y se define la ecuación (3.60), en donde T_1 representa el mejor tiempo de ejecución del programa en un único procesador y T_p el tiempo de ejecución en p procesadores.

$$S_p = \frac{T_1}{T_p} \quad (3.60)$$

Eficiencia

Siendo idealistas se podría decir que $T_p = \frac{T_1}{p}$, pero en la práctica eso es algo que nunca se esperaría, por lo que $S_p \leq p$. Entonces, bajo este contexto se puede cuantificar que tan lejos (o tan cerca) uno se encuentra de la aceleración ideal. La ecuación (3.61) presenta esta relación. Claramente, $0 < E_p \leq 1$.

$$E_p = \frac{S_p}{p} \quad (3.61)$$

Existen varias razones por las que en la práctica la aceleración es menor que el número de procesos o procesadores p . Como primera instancia el utilizar más de un procesador obligatoriamente requiere de comunicación, el cual es un gasto que en muchos casos se subestima. En segundo lugar, existe el desbalance de carga, en donde los procesadores no tienen exactamente la misma cantidad de trabajo que realizar (como ocurre con el algoritmo a presentar en esta tesis). Y finalmente, de alguna manera existirán secciones de código que serán secuenciales.

Como dato adicional, es posible que existan casos en donde la aceleración es superior al número de procesadores, lo que se denomina “aceleración superlineal”. Principalmente se da en casos cuyos problemas a resolver son tan grandes que no entran en la memoria gestionada por un procesador y, por defecto, parte de los cálculos se vuelcan en el disco. Paralelizar el problema podría dar mejor solución al permitir que los subproblemas entren todos en la memoria. Una mejor localización de los datos eventualmente puede mejorar el rendimiento de un código.

Cost-optimality

En casos donde la aceleración no es perfecta se puede definir un “tiempo de coordinación” T_0 asociado al paralelismo (*parallel overhead*, en inglés). La ecuación (3.62) se puede interpretar como la diferencia de tiempos de ejecución entre simular el algoritmo paralelo en un único procesador y el mejor tiempo para el algoritmo secuencial.

$$T_0 = p \cdot T_p - T_1 \quad (3.62)$$

Esta coordinación incluye todo el tiempo en que no se hizo trabajo “útil”, como el requerido para iniciar procesos, sincronizar, comunicar datos, etc. Entendiendo todos los gastos de computación en que incurre el ejecutar un programa paralelizado, se puede denominar a un algoritmo en paralelo **óptimo** (*cost-optimal*, en inglés) si el tiempo de coordinación es del orden del tiempo de ejecución del algoritmo secuencial.

Si bien existen muchas otras definiciones y métricas que se utilizan en la práctica para cuantificar el paralelismo de un código, como la Ley de Amdahl [114] y el escalamiento [115], éstas se dejarán de lado dado que el objetivo de este trabajo no es lograr mejorar el rendimiento de una metodología desde el punto de vista de la programación sino a través del modelo matemático que se resuelve.

Capítulo 4

Metodología de desarrollo

En este capítulo se describirá la manera de implementar la herramienta propuesta con el fin de cumplir el objetivo de resolver un problema de programación en dos etapas a través de descomposición. En la primera sección se describirá la manera en que el problema se abordará desde el punto de vista matemático, poniendo énfasis en la forma por la cual es posible hacer descomposición a través de la Relajación Lagrangiana. En la sección 2, se detallará la composición del algoritmo que resuelve el problema, en esencia se describirá cada paso del proceso y se presentarán las relaciones matemáticas que lo componen. Posteriormente, la sección 3 aborda algunos aspectos considerados en la programación computacional del modelo. Finalmente, se presentarán los casos de estudio contra los cuales se validará y los modelos objetivos a resolver por parte del algoritmo.

4.1. Descomposición por escenarios de un problema de programación estocástica en dos etapas

Previamente, se describió el modelo matemático asociado al problema de programación estocástico en dos etapas que se quiere resolver. También, se detalló la manera en que es posible obtener un problema descompuesto a través del uso de la descomposición de escenarios. Dicho esto, el paso siguiente es buscar en específico la manera de aplicar la teoría de la Relajación Lagrangiana sobre el problema de optimización objetivo con el fin de poder generar el algoritmo deseado.

Se tomará como base el problema presentado en la sección 3.2.1, dado que es el modelo más general presentado que corresponde a la optimización de la inversión conjunta en generación y transmisión de un sistema eléctrico de potencia. Cabe señalar que, si bien este modelo considera como variable estocástica la demanda por barra del sistema, la aplicación de la metodología seguirá los mismos lineamientos a presentar a la hora de tener un problema con otra variable con incertidumbre.

La clave para descomponer los escenarios en un problema de este tipo es atacar el único punto que los mantiene acoplados: las restricciones de no anticipatividad. Precisamente, las restricciones (3.33), (3.34), (3.35) y (3.36) fueron escritas intencionalmente de esa manera (se podrían haber simplificado) para hacer más clara la aplicación de la Relajación Lagrangiana sobre ellas. La idea es relajar el problema y generar el Lagrangiano trasladando estas relaciones a la función objetivo. De esa forma, el Lagrangiano completo

quedaría como:

$$\begin{aligned}
 \mathcal{L} = & \pi_s \cdot \sum_{s \in \Pi} \left(\sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} BCost_{c,y}^{CEN} \cdot x_{c,y,s}^{CEN} + \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} BCost_{l,y}^{LIN} \cdot x_{c,y,s}^{LIN} \right. \\
 & + \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} Voll_t \cdot u_{b,t,s} + \sum_{t \in T} \sum_{c \in \Omega} h_t \cdot VCost_{c,t} \cdot g_{c,t,s} \\
 & + \left. \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} CO\&M_{c,t} \cdot w_{c,y,s}^{CEN} \right) \\
 & + \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{c,y,s}^{CEN} \cdot (w_{c,y,s}^{CEN} - w_{c,y}^{CEN}) + \nu_{c,y,s}^{CEN} \cdot (x_{c,y,s}^{CEN} - x_{c,y}^{CEN}) \right) \\
 & + \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{l,y,s}^{LIN} \cdot (w_{l,y,s}^{LIN} - w_{l,y}^{LIN}) + \nu_{l,y,s}^{LIN} \cdot (x_{l,y,s}^{LIN} - x_{l,y}^{LIN}) \right) \quad (4.1)
 \end{aligned}$$

Si se revisa cuidadosamente la expresión (4.1) puede notarse que gran parte de ésta corresponde a operaciones que relacionan costos con variables enteras dependientes de los escenarios s y una pequeña parte corresponde a relaciones que no dependen de los escenarios (variables enteras de primera etapa). Esto permitiría dividir el lagrangiano en dos partes o dos subproblemas, cada una con sus respectivas restricciones asociadas. El primer subproblema ($P1$) correspondería a aquel que asocia las variables de segunda etapa y el segundo subproblema ($P2$) asociaría las variables de primera etapa. De esa manera, $P1$ tomaría la forma que se ve a continuación:

$$\begin{aligned}
 P1 : \min \quad & \pi_s \cdot \sum_{s \in \Pi} \left(\sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} BCost_{c,y}^{CEN} \cdot x_{c,y,s}^{CEN} + \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} BCost_{l,y}^{LIN} \cdot x_{c,y,s}^{LIN} \right. \\
 & + \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} Voll_t \cdot u_{b,t,s} + \sum_{t \in T} \sum_{c \in \Omega} h_t \cdot VCost_{c,t} \cdot g_{c,t,s} \\
 & + \left. \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} CO\&M_{c,t} \cdot w_{c,y,s}^{CEN} \right) \\
 & + \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{c,y,s}^{CEN} \cdot w_{c,y,s}^{CEN} + \nu_{c,y,s}^{CEN} \cdot x_{c,y,s}^{CEN} \right) \\
 & + \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{l,y,s}^{LIN} \cdot w_{l,y,s}^{LIN} + \nu_{l,y,s}^{LIN} \cdot x_{l,y,s}^{LIN} \right) \quad (4.2)
 \end{aligned}$$

Sujeto a

$$(3.27), (3.28), (3.29), (3.30), (3.31), (3.32)$$

$$(3.37), (3.38), (3.39), (3.40), (3.41), (3.42)$$

$$(3.44), (3.45), (3.46), (3.47)$$

Gran parte de las restricciones quedan en el problema $P1$ dado. Por otro lado, $P2$ tomaría una forma mucho más sencilla:

$$\begin{aligned}
 P2 : \min \quad & - \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{c,y,s}^{CEN} \cdot w_{c,y}^{CEN} + \nu_{c,y,s}^{CEN} \cdot x_{c,y}^{CEN} \right) \\
 & + \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{l,y,s}^{LIN} \cdot w_{l,y}^{LIN} + \nu_{l,y,s}^{LIN} \cdot x_{l,y}^{LIN} \right)
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

Sujeto a

$$w_{c,y}^{CEN} - w_{c,y-1}^{CEN} = x_{c,y}^{CEN}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y \tag{4.4}$$

$$w_{l,y}^{LIN} - w_{l,y-1}^{LIN} = x_{l,y}^{LIN}, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y \tag{4.5}$$

$$0 \leq x_{c,y}^{CEN} \leq 1, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y \tag{4.6}$$

$$0 \leq x_{l,y}^{LIN} \leq 1, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y \tag{4.7}$$

$$w_{c,y}^{CEN} \in \{0, 1\}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y \tag{4.8}$$

$$w_{l,y}^{LIN} \in \{0, 1\}, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y \tag{4.9}$$

Se puede notar claramente que el subproblema $P2$ agrupa solo relaciones que consideran variables de primera etapa del problema de programación estocástica. A diferencia de $P1$ se decidió presentar explícitamente cada restricción con tal de mostrar la utilidad de haber escrito las restricciones de no anticipatividad relacionando variables de primera con su equivalente de segunda etapa.

Antes de continuar presentando definiciones adicionales para la metodología de resolución del problema, debe recordarse que $P1$ y $P2$ son fragmentos del lagrangiano del problema principal. Es importante no olvidarlo dado que en algún punto del algoritmo el resultado obtenido para el lagrangiano (en su totalidad) es fundamental para la convergencia del método. Así que mencionar al lagrangiano del problema es equivalente a hacer referencia al conjunto $P1$ - $P2$ que, de ahora en adelante, se tratarán como problemas independientes. Adicionalmente se señala que se podría extender toda esta formulación para, inclusive, agregar variables relacionadas al retiro de una central o línea, pero por simplicidad se omitirá dado que las relaciones serían análogas a las ya presentadas y no entregarían un aporte relevante a la metodología en sí.

4.2. Algoritmo de resolución planteado

Habiendo obtenido las relaciones que determinan los subproblemas de optimización $P1$ y $P2$, el siguiente paso consiste en aplicar el método del subgradiente para resolver iterativamente el problema planteado a través de la Relajación Lagrangiana.

Para formalizar adecuadamente este algoritmo se entregará inicialmente una visión secuencial de éste, pese a que se mencionó previamente que los problemas $P1$ y $P2$ son independientes en su resolución. Esto se hace con el fin de presentar el proceso de manera que no exista confusión al momento de presentar la resolución en paralelo de éste. Muchos lectores podrían mezclar los términos “descomposición” y “paralelización” al ser puestos al mismo tiempo como características del proceso. El lagrangiano fue descompuesto con el fin de generar dos problemas independientes que eventualmente podrían paralelizarse entre sí, pero también es posible paralelizar subproblemas (o subprocesos) que no necesariamente provienen de una descomposición matemática directa.

Ahora bien, utilizando la relación (3.58) es posible obtener la siguiente regla de actualización para el problema planteado:

$$(\mu_{c,y,s}^{CEN})^{k+1} = (\mu_{c,y,s}^{CEN})^k + \alpha^k \pi_s \cdot (w_{c,y}^{CEN} - w_{c,y,s}^{CEN}) \quad (4.10)$$

$$(\mu_{l,y,s}^{LIN})^{k+1} = (\mu_{l,y,s}^{LIN})^k + \alpha^k \pi_s \cdot (w_{l,y}^{LIN} - w_{l,y,s}^{LIN}) \quad (4.11)$$

$$(\nu_{l,y,s}^{CEN})^{k+1} = (\nu_{l,y,s}^{CEN})^k + \alpha^k \pi_s \cdot (x_{l,y}^{CEN} - x_{l,y,s}^{CEN}) \quad (4.12)$$

$$(\nu_{l,y,s}^{LIN})^{k+1} = (\nu_{l,y,s}^{LIN})^k + \alpha^k \pi_s \cdot (x_{l,y}^{LIN} - x_{l,y,s}^{LIN}) \quad (4.13)$$

El escalar α^k definido en (4.10), (4.11), (4.12) y (4.13) puede obtenerse de la siguiente regla:

$$\alpha^k = \frac{\lambda (\widehat{\mathcal{L}}^k - \mathcal{L}^{k*})}{B} \quad (4.14)$$

$$B = \sum_{s \in \Pi} \pi_s^2 \sum_{y \in Y} \left\{ \sum_{c \in \Omega^{CC}} \left[(w_{c,y}^{CEN} - w_{c,y,s}^{CEN})^2 + (x_{c,y}^{CEN} - x_{c,y,s}^{CEN})^2 \right] + \sum_{l \in \Omega^{LC}} \left[(w_{l,y}^{LIN} - w_{l,y,s}^{LIN})^2 + (x_{l,y}^{LIN} - x_{l,y,s}^{LIN})^2 \right] \right\} \quad (4.15)$$

La regla (4.14) debe aplicarse en cada iteración k del algoritmo presentado luego de haber obtenido los resultados de $P1$ y $P2$. El denominador de ella, expresado en (4.15) es simplemente el cuadrado de la norma euclidiana aplicada sobre las soluciones de las variables enteras para los subproblemas $P1$ y $P2$. El valor indicado por \mathcal{L}^{k*} es el resultado del lagrangiano ($P1 + P2$) en el punto óptimo obtenido en la iteración k . El valor del parámetro λ es completamente heurístico y puede ser seleccionado basado en las metodologías expuestas anteriormente en 3.3.2.

El valor que representa $\widehat{\mathcal{L}}^k$ es una cota superior del problema y tal como se había mencionado en 3.3.2, éste debe obtenerse a través de otro método. Una de las ventajas que posee la forma en que se relajó el problema original es que permite obtener siempre alguna solución para las variables de la primera etapa al resolver $P2$. Como punto adicional, en los casos para los que se desarrolló el algoritmo siempre se considera que todas las variables enteras son de primera etapa, por lo que todas tienen su restricción de no anticipatividad

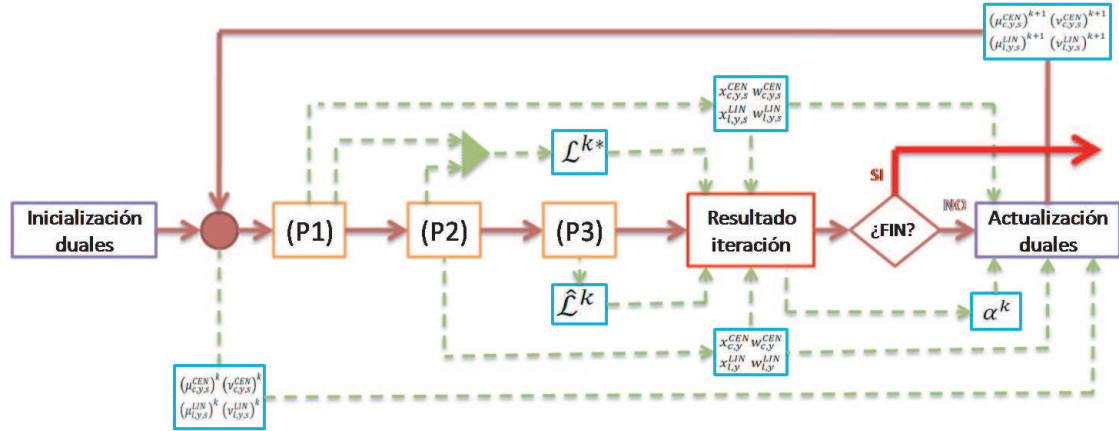


Figura 4.1: Esquema secuencial del algoritmo de resolución.

relajada. Esto es de vital importancia dado que implica que las variables de segunda etapa son todas lineales, característica muy interesante dado que si uno recoge las soluciones de $P2$ y las fija en el problema original, el problema generado será solamente lineal, la solución entregada será factible y, sorprendentemente, también será una cota superior del problema relajado.

Ahora, este resultado igual es posible obtenerlo si no todas las variables enteras del problema original están sujetas a la no anticipatividad, la única diferencia radica en que el problema final a resolver no será lineal, implicando una mayor dificultad de solución y un resultado “óptimo” con un cierto *gap*, lo que aumentará la incertidumbre total del problema. En muchos casos se recomienda correr este tipo de problemas con un *gap* inferior al *gap* que se utilizaría en $P1$ o en $P2$, pero dado que ésta forma de abordar el problema no es parte de este trabajo no se entrará en mayores detalles al respecto.

Entonces, dado que se es capaz de encontrar una cota superior al problema a través de un subproblema que se nombrará como $P3$ es posible cerrar el ciclo iterativo del algoritmo y presentarlo a través de un esquema secuencial como se aprecia en la Figura 4.1.

Se hizo especial hincapié a la presentación del algoritmo de esta manera, dado que existe confusión en la forma de aplicar la metodología de resolución de la Relajación Lagrangiana cuando se observa un diagrama de forma paralelizada y que, de alguna manera, no tiene un principio ni un fin bien definido. Entonces, a modo de resumen, la Figura 4.1 presenta: una etapa de inicialización de variables (duales) que por conveniencia serán nulas en un comienzo, luego una etapa de resolución de subproblemas ($P1$ y $P2$), posteriormente una etapa de acotamiento del lagrangiano en donde se resuelve $P3$ utilizando la solución de $P2$ y, para finalizar, una etapa de recolección de resultados y actualización de duales.

A continuación se analizarán las características de este algoritmo y de los subproblemas que lo componen para poder mejorar la metodología de resolución y llevar sus procesos a un esquema de paralelización computacional.

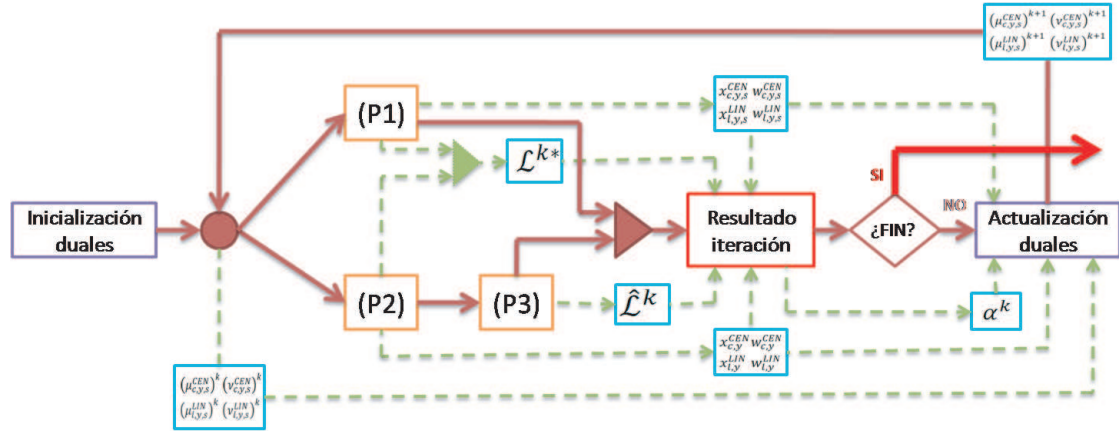


Figura 4.2: Paralelización preliminar de subprocesos del algoritmo de resolución.

4.3. Paralelización del modelo computacional

Previamente se presentó el algoritmo desarrollado, el cual a través de diferentes “etapas” o subprocesos es capaz de resolver un problema utilizando el método de Relajación Lagrangiana. Este algoritmo posee ciertas características que permitirían mejorar de gran manera su rendimiento computacional y con ello reducir ostensiblemente su tiempo total de cálculo. Sin embargo, no sólo los subprocesos poseen las características necesarias para una mejora en la eficiencia, sino también los problemas de optimización poseen ciertas estructuras que permitirían mejorar el modelado computacional.

En primer lugar, tomando como referencia la Figura 4.1 es posible detectar algunos aspectos que permitirían reordenar el algoritmo de una manera en que éste fuera computacionalmente “paralelizable”, recordando que existen subprocesos de cálculo que son, en la práctica, independientes unos de otros. De esta manera, es posible definir a $P1$ como independiente de $P2$ y, eventualmente, de $P3$ dado que solo depende de los resultados de $P2$. La Figura 4.2 ilustra el nuevo diseño que tomaría el algoritmo, en ella se aprecia lo mencionado previamente en cuanto a que existen procesos independientes que pueden ser resueltos por separado, pero los resultados de ambas “ramas” deben combinarse para poder completar el ciclo del algoritmo y realizar la actualización de las variables duales del problema.

En segundo lugar, hay que poner énfasis en el modelo matemático que posee cada problema de optimización. Si se analiza el subproblema $P1$ es posible inferir que la notación presenta independencia para cada escenario, es decir, las variables asociadas a un escenario sólo se presentan en el mismo escenario y, de esa manera, se puede decir que el problema presenta un desacople por escenario. Esta independencia interna del problema permite fragmentar $P1$ en otros subproblemas, los que se denominarán sub-subproblemas $P1'_s$. el subíndice “s” hace referencia directa a que el problema es uno por escenario. Dentro de este mismo ámbito, se puede discernir que en el subproblema $P3$ ocurre exactamente lo mismo, al eliminarse las variables que acoplan el problema (debido a la fijación de las variables de no anticipatividad) es posible dividir el problema por escenario, por lo que para efectos de distinguirlo de su versión original se nombrará como $P3'_s$. Al aplicar estas divisiones y paralelizar los sub-subproblemas, el esquema general del algoritmo quedaría como se observa en la Figura 4.3.

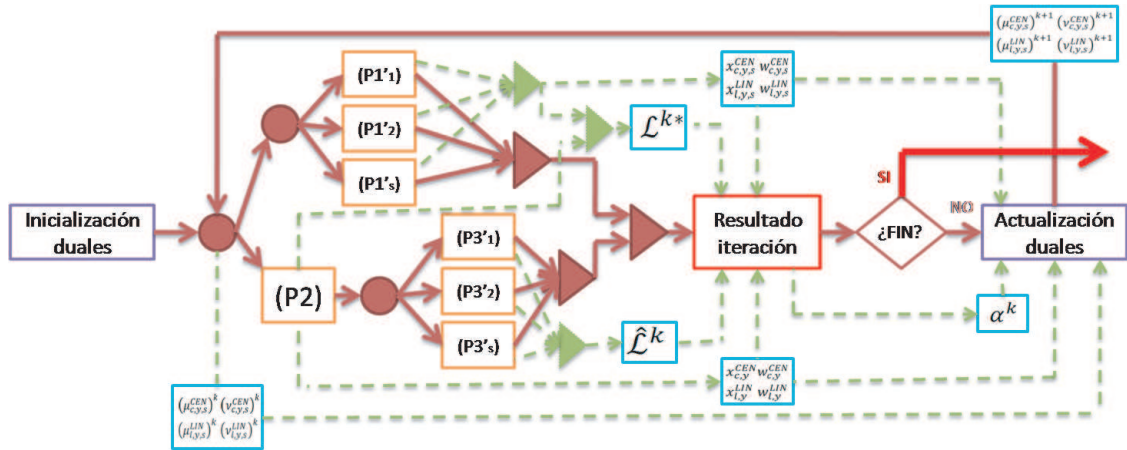


Figura 4.3: Paralelización final de subprocesos del algoritmo de resolución.

La Figura 4.3 presenta un esquema con el máximo nivel de paralelismo que se le podría dar al algoritmo. Ahora bien, desde el punto de vista computacional siempre es recomendable realizar una revisión teórica de los cálculos que se realizarán en paralelo, dado que en la práctica no existe un paralelismo perfecto y un gran desbalance entre procesos paralelos puede jugar en contra a la hora de querer un algoritmo verdaderamente eficiente. Recalcando este punto para el caso en particular de la presente tesis, el algoritmo es proclive a presentar eventualmente un gran desbalance dado que dependerá principalmente de la distribución de probabilidad que tenga la variable estocástica. Por ejemplo, si se considera a la demanda del sistema como variable estocástica es posible que un caso con poco crecimiento de demanda sea menos demandante computacionalmente para los problemas $P1'_s$ que uno con un gran crecimiento y, obviamente, eso pesará a la hora de probar la eficiencia completa del modelo puesto que inevitablemente los ciclos del algoritmo requieren que todos los problemas paralelos sean resueltos para pasar a la siguiente iteración.

Uno de los objetivos de realizar una descripción detallada de cada proceso dentro del algoritmo es el hecho de presentar de forma transparente la manera en que es posible trasladar un modelo matemático teórico a un modelo computacional. Esto se presentó así dado que usualmente se entremezclan algunos aspectos del desarrollo de algoritmos modernos ya que se tiende a describir de manera vaga y poco estructurada lo que se está desarrollando tanto matemáticamente como computacionalmente, llevando a un lector no muy entendido en la materia a tener confusiones sobre la manera de llevar a cabo un desarrollo de este estilo.

Ya habiendo descrito las principales características de la operación del algoritmo y los procesos internos que éste considera, es "inevitable" que se deba presentar una manera de detener el proceso dado que, si bien se presenta una metodología capaz de abordar de manera sofisticada la resolución de grandes problemas MIP, es posible que un gap nulo no sea alcanzable en un tiempo razonable, pero si que puede ser posible alcanzar un gap lo suficientemente tolerable para obtener un resultado aceptable.

4.4. Metodología de detención del algoritmo

Dado que idealmente este algoritmo fue pensado para resolver grandes problemas de optimización, es muy probable que nunca se pueda comprobar que la solución obtenida fue capaz de llegar al óptimo global (¡se requerirían tiempos de resolución muy altos!). Para abordar esta problemática es necesario plantear criterios heurísticos para saber cuándo detener el proceso. Una de las ventajas de aplicar la Relajación Lagrangiana de la manera expuesta es que es posible visualizar dos maneras para saber cuando detener el algoritmo:

- Cuando el número de iteraciones supera un valor dado.
- Cuando el *gap* de cada iteración es menor a una tolerancia dada.

Ambos criterios son muy utilizados en la mayoría de métodos numéricos, pero siempre hay particularidades que abordar para que el usuario esté seguro de cual utilizar. El número de iteraciones se suele fijar por simple inspección al haber resuelto gran cantidad de casos con el algoritmo planteado, normalmente se suele fijar un punto en el que el resultado es bastante estable (la convergencia se vuelve lenta o el avance de la solución óptima no sufra grandes cambios) o un número bastante alejado, pero que al conocer el tiempo estimado de cada iteración se intenta aproximar un máximo de horas de simulación (e.g. si cada iteración tarda aproximadamente 1 hora, se fija el algoritmo en 50 iteraciones para que el proceso tarde, a lo más, dos días).

El criterio del *gap* es una manera razonable de detener un algoritmo cuando se conoce los alcances del resultado dentro de la función objetivo. Sin embargo, en esta ocasión este valor es muy especial dado que representa la incertidumbre de la solución de un problema MIP que se basa en otros problemas MIP resueltos con, igualmente, incertidumbre en el resultado (*gap* mayor a cero), por lo que siempre debe tomarse resguardos al confiar en el valor del *gap* para este tipo de descomposiciones. Partiendo de la base que la manera de obtener el *gap* para este tipo de algoritmo es directa ya que se puede ver que en cada iteración se debe determinar tanto una cota superior como inferior para el problema, la obtención del *gap* (σ) se realizaría según lo indicado por la ecuación (4.16), pero tal como se comentó se hace necesaria una corrección que permita ser conservador con respecto a la incertidumbre que se arrastra desde los subproblemas MIP (P1 y P2) resueltos previamente y es debido a eso que se le agrega un penalizador relacionado al *gap* con el que se resuelven los subproblemas. De esta manera, se obtiene un *gap* ajustado ($\sigma_{ajustado}$) dado por la ecuación (4.17).

$$\sigma = \frac{\hat{\mathcal{L}}^k - \mathcal{L}^{k*}}{\mathcal{L}^{k*}} \quad (4.16)$$

$$\sigma_{ajustado} = \frac{\hat{\mathcal{L}}^k - (1 - gap_{P1}) \cdot \mathcal{L}^{k*}}{(1 - gap_{P1}) \cdot \mathcal{L}^{k*}} \quad (4.17)$$

De ahora en adelante y con el fin de evitar confusiones, se utilizará la palabra *gap* para hacer referencia a la diferencia de cotas que salgan como resultado del optimizador

comercial y el símbolo σ para hacer referencia a la brecha resultante entre las cotas del algoritmo propuesto.

Con el σ ajustado (σ_{aj}) ya se podría ser conservador en la solución obtenida ya que éste se basa en la peor condición de incertidumbre para la cota inferior y, de esa manera, se podría utilizar este valor de σ para fijar un criterio de detención (e.g. σ menor a 1 %) para el método de resolución propuesto en este trabajo.

Para finalizar la descripción de las metodologías a aplicar en este trabajo, a continuación se presentarán los casos de prueba contra los cuales se validará el algoritmo desarrollado y los casos que fueron fijados como objetivos a resolver dada la complejidad que poseen.

4.5. Casos para validación e implementación del modelo

Antes de ejecutar el modelo desarrollado en los casos complejos para los cuales fue propuesto, se debe verificar que éste opere correctamente y entregue resultados esperables en casos de menor envergadura. Para ello, se prepararon casos propios de estudio y de prueba IEEE con el objetivo de evaluar el algoritmo en cuestión y así tener una visión preliminar de lo que se podría esperar al intentar resolver problemas más complejos.

En una segunda instancia se prepararon y se generaron bases de datos para el subsistema chileno SING, relacionado con la Memoria de Titulación “Planificación de la expansión de generación del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) considerando incertidumbre en la demanda” [116], en donde se ejecutarán casos de programación estocástica con incertidumbre en la demanda futura y se realizarán evaluaciones al algoritmo con respecto al incremento en el número de escenarios. Además, se generaron bases para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con el fin de aplicar el algoritmo en un caso muy complejo de planificación eléctrica cuya variable con incertidumbre son los afluentes que reciben las centrales hidroeléctricas en el sistema.

4.5.1. Casos de estudio teórico

Dentro de los casos que se utilizaran de manera preliminar para comprobar la funcionalidad del programa desarrollado y validar el algoritmo en general, se encuentran dos modelos de un sistema eléctrico que, en términos simples, poseen características y elementos mucho más simples que en los casos de aplicación real. El objetivo de estas pruebas es conocer el rendimiento que posee el algoritmo ante casos simples. Se debe recordar que el motivo de la creación del algoritmo fue llegar a resolver casos complejos, por lo que es probable que el resultado desde el punto de vista de la eficiencia no sea muy satisfactorio, pero aun así, resulta indispensable generar esta instancia de evaluación previa para el programa.

Como se mencionó previamente, los sistemas de prueba utilizados son tres y se describen como:

- Sistema Básico Térmico: Modelo de expansión en capacidad de generación con 5 proyectos, 10 generadores en total, 3 barras, 3 líneas y 2 escenarios de demanda. Este sistema fue diseñado exclusivamente para este estudio.

- Sistema Básico Hidrotérmico: Modelo de expansión en capacidad de generación con 5 proyectos térmicos, 1 proyecto de embalse, 13 generadores en total, 3 barras, 3 líneas y 3 escenarios hidrológicos. Este sistema fue diseñado exclusivamente para este estudio.
- Sistem IEEE 24 Barras: Modelo de expansión en capacidad de transmisión con 7 proyectos, 41 líneas en total, 24 barras, 10 generadores y 20 escenarios de demanda. Este sistema toma como base el sistema de prueba IEEE de 24 barras.

Adicionalmente, se aclara que los sistemas de prueba a utilizar serán caracterizados con mayor detalle al momento de presentar sus respectivos resultados.

4.5.2. Casos de aplicación real

La finalidad de la herramienta diseñada es ser de utilidad para realizar la planificación de largo plazo tanto de proyectos de generación como de transmisión, por lo que la funcionalidad de ésta debe comprobarse a través de réplicas de sistemas eléctricos similares a los que utiliza la autoridad o el organismo coordinador del SEN. De esa manera se escogieron dos modelos de aplicación real, los cuales se describen de manera general a continuación:

- *SistemaSING*: Modelo de expansión en capacidad de generación diseñado para la Memoria de Titulación “Planificación de la expansión de generación del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) considerando incertidumbre en la demanda” [116]. Este modelo contiene modificaciones que permiten la inclusión de proyectos de transmisión.
- *SistemaSEN*: Modelo de expansión en capacidad de generación y/o transmisión (dependerá del caso a evaluar) diseñado exclusivamente para este estudio y que toma como referencia tanto el modelo utilizado por la CNE en el “Informe Precio de Nudo Primer Semestre 2017” [117] como el modelo de “Programación de 5 años Primer Semestre 2017” realizado por el Coordinador [118].

Ambos sistemas son muy complejos en topología de la red, escenarios para representar la variable estocástica, proyectos considerados y horizonte de planificación. Los casos a evaluar serán contrastados principalmente en torno a dos puntos: la aplicación (caso descompuesto) o no aplicación del algoritmo (caso original) y a la paralelización (caso paralelo) o no paralelización de la metodología de programación (caso secuencial). Dada la dificultad inherente a los problemas de optimización de este tipo, en caso de evaluar metodologías cuya resolución pudiere extenderse casi “indefinidamente” en el tiempo, se ejecutará una versión reducida del modelo que permita extender algún tipo de conclusión al considerar el aumento de dificultad del problema.

4.5.3. Equipamiento computacional a utilizar

Tanto las pruebas realizadas al algoritmo como los casos a solucionar serán ejecutados en un servidor Dell PowerEdge M820 Blade. Las características principales de esta máquina se resumen a continuación:

-
- Procesador Intel®Xeon®E5-4600 v2 (4 *sockets*, 10 núcleos cada *socket* y 2 hilos cada núcleo).
 - 256 GB de RAM.
 - Sistema Operativo CentOS 7.0.
 - Suite de Optimización CPLEX.

Capítulo 5

Validación de la metodología a implementar

Tal como se mencionó en secciones anteriores, la formulación en la que se basa la metodología presentada para resolver problemas de optimización fue dada a conocer hace varias décadas atrás, por lo que algoritmos de este estilo llevan varios años siendo estudiados y aplicados en diversas áreas de la ciencia. De esta manera, para validar la efectividad del algoritmo de manera que resulte atractiva su aplicación a los estudios de planificación de largo plazo, se ejecutará directamente sobre modelos estructurados y representativos de un sistema de potencia con tal de abarcar todas las características que se requieren probar (e.g. secuencialidad, paralelización, demandas y caudales estocásticos, convergencia, etc.) y de esa manera, la utilización de esta herramienta en un modelo mucho más complejo sea de forma directa sin necesitar de verificaciones adicionales.

Con el fin de conocer y analizar el efecto que se produce en la obtención de planes de expansión sistémicos al utilizar la metodología expuesta en esta tesis, se desarrollarán casos de prueba iniciales con el fin de realizar los ajustes necesarios para la correcta operación del algoritmo. Cabe señalar nuevamente que el algoritmo puede ser implementado bajo múltiples condiciones de estocasticidad, pero en esta ocasión solo se abordarán casos para dos categorías de especial importancia en los sistemas chilenos: la incertidumbre en la demanda y en los caudales afluentes al sistema. Otros tipos de modelamientos pueden ser generalizados bajo los mismos conceptos en que fueron desarrollados los modelos de optimización del capítulo 4.

5.1. Primeras pruebas en un sistema térmico de 3 barras

Para el análisis del comportamiento del algoritmo desarrollado respecto de la resolución de un problema no descompuesto de programación estocástica en dos etapas se preparó un sistema térmico el cual es esquematizado en la Figura 5.1. Como se adelantó en la sección previa éste se denominará como Sistema Básico Térmico. En él se modelan 5 centrales térmicas y 5 proyectos de centrales térmicas para los cuales se define su construcción a partir del segundo año. El sistema de transmisión consta de tres barras y tres líneas, sin proyectos asociados. El horizonte de planificación es de tres años y cada año posee 12 meses, la curva de duración es de tipo mensual y con 5 bloques. Para considerar efectos de

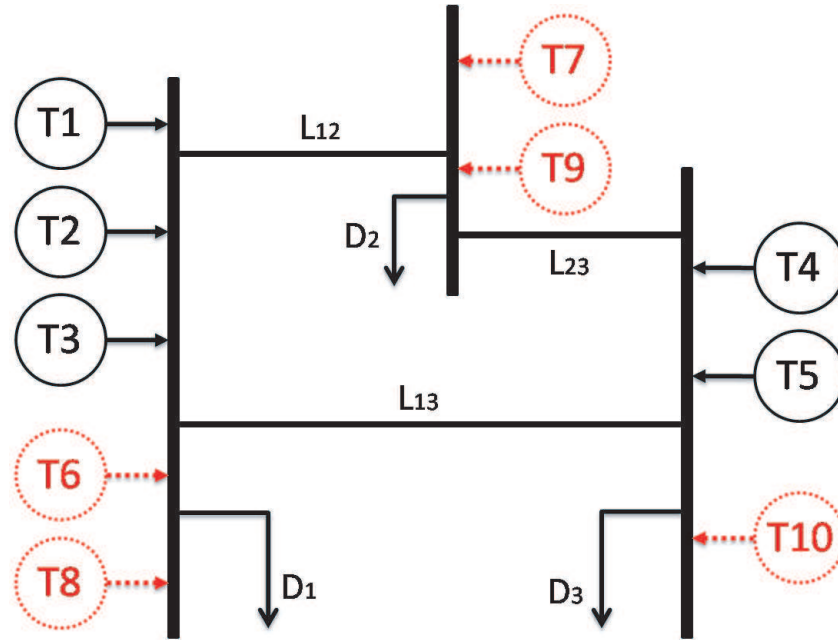


Figura 5.1: Esquema Sistema Básico Térmico.

Tabla 5.1: Demanda por Año y Escenario. Sistema Básico Térmico.

Año \ Escenario	S1	S2
Y1 [GWh]	4257.23	3818.03
Y2 [GWh]	4899.97	4724.77
Y3 [GWh]	4977.78	5240.58

perpetuidad de la solución, el último año es considerado como el “infinito”. La variable con incertidumbre será la demanda en barra del sistema, para la cual se tienen dos escenarios ($S1$ y $S2$) con pesos ponderados de 0,7 y 0,3, respectivamente. Los parámetros con los que se simula el sistema pueden ser encontrados en el Apéndice E.

Las centrales modeladas en este primer sistema de prueba poseen los parámetros presentados en la Tabla E.1. Por temas de simplicidad en este tipo de problemas ninguna central presentará valores de mínimo técnico ni perfiles de generación asociados comúnmente a mantenimientos típicos. Asimismo, el sistema sólo considerará las restricciones con las cuales se formuló el problema (3.1). Los parámetros de la red se pueden ver en la Tabla E.2. Dado que el horizonte de prueba se considerará de 3 años, a modo de resumen, se presenta la demanda anual del sistema por escenario en la Tabla 5.1. Otras consideraciones tomadas son propias del modelo implementado y no entregan información adicional para ser presentada en esta sección.

La finalidad principal de ejecutar el algoritmo en un caso de este estilo es poder verificar que efectivamente el modelo converge a una solución equivalente a la solución que puede presentar el problema al resolverse de forma completa y sin ningún tipo de descomposición. Cabe señalar que al referirse a solución óptima, lo que se busca es una similitud entre los costos de la función objetivo y los planes de expansión “óptimos” que se extraen de ambas

soluciones.

Como consideraciones propias del problema a resolver se destaca que el costo de falla a utilizar es bastante alto respecto del resto de parámetros ($3000[USD/MWh]$) con el fin de no encontrar distorsiones en la función objetivo debido a esta característica de la modelación y que la tasa de descuento utilizada es de un 10% anual. La máquina utilizada para resolver este problema es la misma mencionada en el capítulo anterior.

Dado que es el primer caso a resolver (y el más “simple”) se realizará un análisis de las diferentes modalidades en las que es posible ejecutar el algoritmo planteado. Estas modalidades fueron desarrolladas solo para visualizar el efecto computacional al programar las iteraciones del algoritmo de diferente manera, a sabiendas que la versión “final” a utilizar será la que tenga un mayor nivel de descomposición y paralelización del problema de optimización.

5.1.1. Sensibilidad parámetro λ

Ya se ha mencionado que debe seleccionarse heurísticamente el valor del parámetro λ dado no posee una regla definida para tal asignación, sin embargo estas instancias de prueba pueden utilizarse para conocer los efectos que produce la modificación de este valor en la convergencia del algoritmo. De las últimas prácticas realizadas con la metodología de Relajación Lagrangiana existe un cierto consenso que este dato debe asignarse a un único valor y mantenerse constante a lo largo de toda la ejecución del algoritmo, en contraste con las primeras investigaciones realizadas de esta metodología en donde se manifestaba que este valor debería ir reduciéndose a medida que el algoritmo va iterando (la forma de ir reduciéndolo quedaba a criterio del modelador).

Se ejecutaron 4 casos en donde se modificó este parámetro reduciendo en un orden de magnitud con cada simulación realizada. El algoritmo se ejecutó con un máximo de 100 iteraciones en cada caso y posteriormente se dejaron otras 20 iteraciones para “pulir” o afinar el σ obtenido a través de la fijación de la solución obtenida en el subproblema $P2$ para el resto de iteraciones. Adicionalmente, se fijó un σ_{aj} de 0,1% como valor para detener el programa considerando que para comparar soluciones se ejecutó el problema completo (sin descomposición) con este mismo valor como *gap* relativo de la *suite* de optimización. El resultado obtenido para la ejecución del algoritmo en modo de máxima paralelización y descomposición (ver Figura 4.3) se puede ver en la Figura 5.2. A primera vista se puede observar que el caso con el mayor parámetro (Figura 5.2a) es el que se detuvo antes debido a que llegó al σ_{aj} objetivo, los demás casos terminaron con la fase de pulido luego de 120 iteraciones.

Para analizar de mejor manera los resultados obtenidos, los valores claves obtenidos para cada caso ejecutado se pueden visualizar en la Tabla 5.2. De ella se puede extraer que todos los casos ejecutados llegaron al óptimo global, en donde el caso cuyo problema MIP no se descompuso tuvo el menor tiempo de resolución. Este resultado es importante, dado que desde un inicio se comentó que el algoritmo planteado de descomposición permite ejecutar con facilidad casos de gran envergadura, pero que resulta ser poco eficiente al resolver problemas muy pequeños dado que la descomposición tiene un costo matemático (por las iteraciones requeridas) y la paralelización un costo computacional (por tener que crear órdenes de ejecución que requieren un tiempo adicional).

De los resultados se desprende igualmente que existe una gran diferencia en la manera

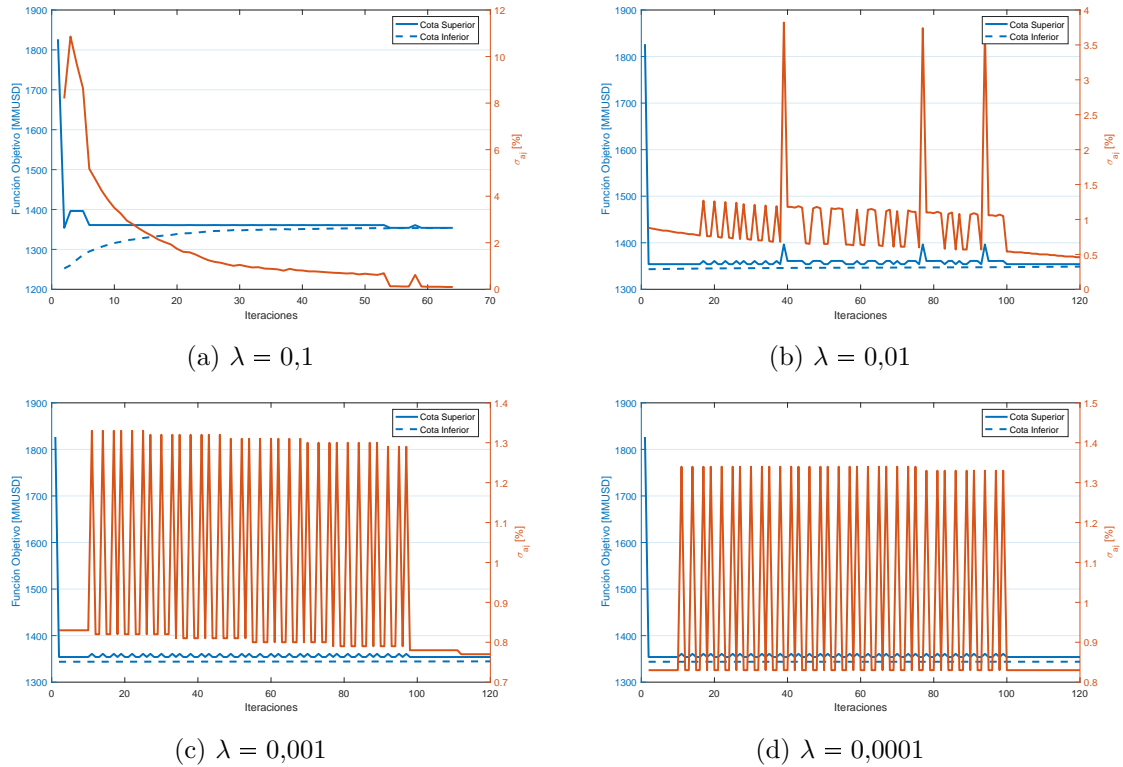


Figura 5.2: Operación del algoritmo modificando valor de λ . Caso Básico Térmico.

Tabla 5.2: Resultados sensibilidad del parámetro λ . Caso Básico Térmico.

Tipo Ejecución	λ	Tiempo Resolución [s]	Gap Final [%]	σ_{aj} [%]	Valor Función Objetivo [MMUSD]
Problema Completo	-	3	0.00	-	1354.04
Descompuesto - Paralelizado	0.1	79	-	0.10	1354.04
Descompuesto - Paralelizado	0.01	142	-	0.46	1354.04
Descompuesto - Paralelizado	0.001	141	-	0.77	1354.04
Descompuesto - Paralelizado	0.0001	141	-	0.83	1354.04

de converger que tiene el algoritmo, de hecho destacan las oscilaciones que tiene la cota superior a medida que va iterando el método, lo que se explicaría por los eventuales cambios que podrían tener las variables enteras al ir modificando y solucionando el subproblema $P2$. A grandes rasgos, se observa que con un valor de $\lambda = 0,1$ el algoritmo tiene una convergencia menor, no obstante pudo alcanzar el σ_{aj} final objetivo. En cambio, con un valor mayor de λ pareciera ser que la cota superior se "estableció" en el valor óptimo mucho antes (tercera iteración), pero el nivel de incertidumbre era mayor al no poder alcanzar a pulir el σ dentro de las iteraciones establecidas.

Se entiende que la elección del parámetro debe tomarse con un criterio adecuado, especialmente cuando el problema es muy grande y no existe una manera real de comprobar que la solución sea algo razonable para el nivel de complejidad al que se enfrenta. Obviamente a mayor número de iteraciones el problema podría entregar una mejor solución, sin embargo, en la práctica el tiempo de ejecución puede ser una limitante bastante importante al extender el número de ciclos que el programador quiera realizar.

Un punto importante y para entender bien el efecto que este parámetro causa en las

iteraciones del algoritmo es necesario comprender lo expresado en (4.14). Por inspección de la ecuación se puede ver que el parámetro λ permite escalar el σ entre la cota superior e inferior obtenidas en una iteración con el fin de determinar el factor α que se utilizará para ajustar las duales del problema, en otras palabras, este parámetro se utiliza para determinar que porción del error entre las distintas funciones objetivo ($P1 - P2$ y $P3$) se realimentarán al Lagrangiano para perturbarlo y, de esta forma, conocer el efecto que esta perturbación causa en la solución de la siguiente iteración. Teniendo lo indicado en consideración, parecería adecuado utilizar en este problema un $\lambda = 0,01$ dado que parece razonable alterar en un 1% del σ la función objetivo. Además, se aprecia que el algoritmo converge de manera visualmente estable para el límite de iteraciones y que al tomar las 120 iteraciones propuestas en detenerse permitiría evaluar de mejor manera los tiempos y métricas que toman las distintas versiones diseñadas para el algoritmo.

5.1.2. Operación del algoritmo

Habiendo fijado el parámetro con el que se simulará el resto de pruebas para el algoritmo, restaría realizar distintas simulaciones del algoritmo y analizar los efectos en tiempos de resolución que éste genera. Ya se mencionó previamente que en un problema de optimización tan pequeño como el de este caso el algoritmo de descomposición puede ser poco eficiente, pero aún así, la idea principal es poder compararlo con distintas versiones del mismo dado que este tema se hará importante en la medida que se vayan complejizando los casos a presentar.

Para el análisis de la operación del algoritmo se ejecutaron nuevamente 4 simulaciones en donde cada una es una versión que fue programada de distinta manera para el mismo algoritmo de Relajación Lagrangiana:

- Semi-descompuesto y Secuencial: Algoritmo programado según Figura 4.1.
- Descompuesto y Secuencial: Algoritmo basado en Figura 4.1, pero descomponiendo $P3$ en escenarios y resolviéndolo secuencialmente.
- Semi-descompuesto y Paralelizado: Algoritmo programado según Figura 4.2.
- Descompuesto y Paralelizado: Algoritmo programado según Figura 4.3.

Los resultados obtenidos se pueden ver en la Tabla 5.3 en conjunto con, nuevamente, los resultados para el problema sin descomposición. De los datos se puede concluir claramente que la descomposición es ineficiente en este caso, como se había predicho. También, es posible notar que la ejecución del algoritmo de modo secuencial posee un tiempo mucho mayor que el de la paralelización, es más, el poseer mayor descomposición (mayores subproblemas) es ineficiente cuando se ejecuta de manera secuencial (lo que sería lógico) y eficiente cuando se simula en modo paralelizado.

Adicionalmente, es posible determinar las métricas presentadas en la sección 3.4.5 relativas al paralelismo del algoritmo. Un resumen de los valores calculados puede verse en la Tabla 5.4. De los valores mostrados se menciona que para el cálculo de ellos se consideró que el caso semi-descompuesto se ejecutó en 3 hilos y el caso descompuesto en 4 hilos. Si bien es lógico que la paralelización siempre acelerará la ejecución de un algoritmo con tareas independientes, se destaca que el “tiempo de coordinación” es bastante alto para

Tabla 5.3: Resultados operación del algoritmo. $\lambda = 0,01$. Caso Básico Térmico.

Tipo Ejecución	Tiempo Resolución [s]	Iteraciones	Gap Final [%]	σ_{aj} [%]	Valor Función Objetivo [MMUSD]
Problema Completo	3	-	0.00	-	1354.04
SemiDescompuesto - Secuencial	449	120	-	0.46	1354.04
Descompuesto - Secuencial	463	120	-	0.46	1354.04
SemiDescompuesto - Paralelizado	198	120	-	0.46	1354.04
Descompuesto - Paralelizado	141	120	-	0.46	1354.04

Tabla 5.4: Métricas de Cuantificación del Paralelismo. Caso Básico Térmico.

Tipo Ejecución	Métricas	Valor
SemiDescompuesto	S_p	2.27
	E_p	0.76
	T_0	145
Descompuesto	S_p	3.28
	E_p	0.82
	T_0	101

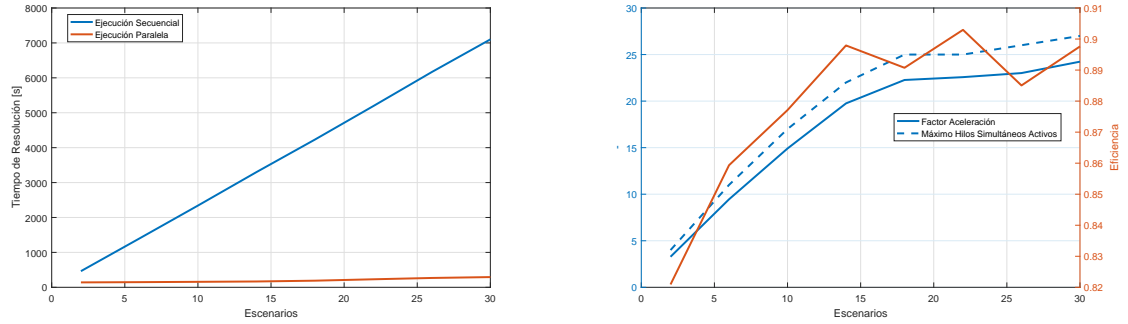
lo que es el algoritmo lo que lleva a mencionar que hay punto que no se da en la práctica con respecto a lo mencionado en la sección teórica y es que el algoritmo siempre ejecuta una tarea secuencial, que sí es “útil” y que no tiene relación con la “coordinación” propia del modelo: la resolución el subproblema $P2$ el cual siempre es secuencial a la resolución de $P3$. Es importante considerar que si bien la métrica no es errónea para este tipo de algoritmo existe un detalle propio del modelo matemático que no se puede evitar, de todas maneras el tiempo obtenido es del orden de la solución del problema secuencial, por lo que se podría considerar que el algoritmo es costo-eficiente.

5.1.3. Sensibilidad de la paralelización

Otro de los temas que resulta interesante revisar guarda relación con la cuantificación de la paralelización. Se analizó previamente el efecto que causa la ejecución del algoritmo con distintas versiones, pero la duda que cabe al respecto es si será posible que estos mismos valores encontrados para las métricas permanecen al ejecutar un problema que contenga más escenarios de incertidumbre o que requieran más núcleos para resolverse.

A modo de indagar este efecto en este caso, se propuso la idea de aumentar el número de escenarios duplicando los dos ya existentes y manteniendo los pesos de cada uno de manera que la ponderación relativa se mantenga en las mismas proporciones que el problema original de dos escenarios. Eventualmente este resultado será idéntico que el anterior, pero el algoritmo se enfrentará con un caso mucho más complicado. Se propuso partir con el caso previo de dos escenarios y extenderlo hasta los treinta escenarios avanzando de cuatro en cuatro escenarios. La versión a ejecutar será la descompuesta en su modo paralelizado y secuencial, de esa manera es posible determinar las métricas necesarias.

Uno de los aspectos más relevantes que se observa en la Figura 5.3, es que el problema se volvió mucho más complejo y el tiempo invertido en resolver el problema de manera secuencial es bastante extenso. De la Figura 5.3a es posible observar que el tiempo pareciera crecer de manera lineal con el aumento de escenarios en el problema resuelto secuencialmente. Adicionalmente, la Figura 5.3b presenta el dato de aceleración del algo-



(a) Tiempo de resolución.

(b) Cuantificación de la paralelización.

Figura 5.3: Sensibilidad paralelización. Caso Básico Térmico.

ritmo en paralelo, el cual uno esperaría que también creciera linealmente a mayor número de escenarios dado que el servidor mantiene holgura, pero al parecer no sería así. Cuando el problema crece hasta un valor cercano a los 20 escenarios, la aceleración pareciera estancarse y por consiguiente la eficiencia del proceso, esto se debería principalmente a que el aumento de escenarios requiere un aumento del tiempo de coordinación y este tiempo de coordinación llega a ser de la misma magnitud que el requerido para resolver los subproblemas $P1_s$ (que son los primeros problemas en resolverse). Como consecuencia de este fenómeno, al requerir el comienzo de los procesos que resuelven los subproblemas $P3_s$ es probable que ya hayan sido resueltos otros problemas que liberaron memoria e hilos del sistemas. Además, existe otro factor mencionado en un comienzo de este escrito el cual indica que en la práctica la paralelización nunca es perfecta, ya que siempre existirá un leve retraso en el arranque consecutivo de procesos en paralelo. Es interesante este punto porque inclusive en el caso donde se requieren 30 procesos corriendo simultáneamente, el número máximo de hilos activos fue menor a 30 como se visualiza en la Figura 5.3b. Se debe agregar que el tener un problema pequeño y fácil de resolver ayuda a liberar procesos mucho antes de iniciar otros dentro de la misma iteración.

Bajo todo lo mencionado anteriormente la eficiencia del algoritmo, en general, sería cercana a los 0.9 como lo indicaría la Figura 5.3, valor que es superior al calculado inicialmente con únicamente dos escenarios.

5.2. Pruebas de desempeño en un sistema hidrotérmico de 3 barras

Habiendo realizado las primeras pruebas y análisis al algoritmo en el Sistema Básico Térmico, el paso que sigue es poder generar un problema más complejo después el punto de vista de las restricciones y, a su vez, sacar provecho de esta instancia y cambiar la variable estocástica desde la demanda en barra a los caudales afluentes al sistema. Recordando que el fin último de este trabajo es generar una herramienta que sea efectiva y eficiente para hacer frente a un problema de expansión en el Sistema Eléctrico Nacional de Chile, se generó nuevamente un caso de estudio sencillo, pero esta vez poniendo énfasis en que el modelo diseñado represente de manera sencilla un sistema hidrotérmico en expansión.

El sistema diseñado consta de 3 centrales térmicas, 1 solar y 3 hidráulicas. Adicionalmente, se modelan como proyectos 5 centrales térmicas y 1 hidráulica, tal como se puede

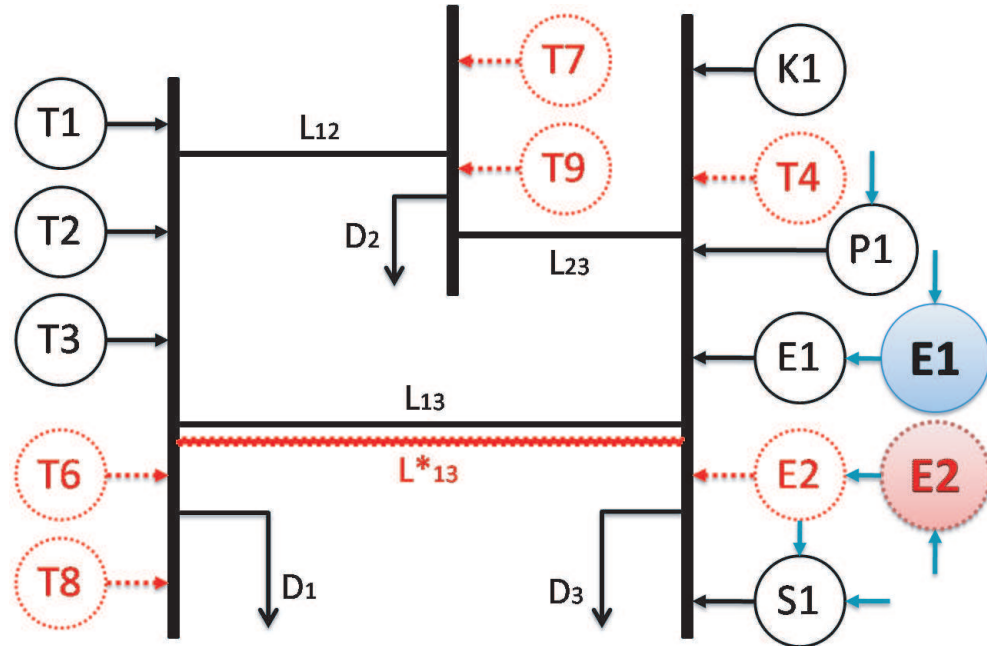


Figura 5.4: Esquema Sistema Básico Hidrotérmico.

ver en la Figura 5.4. El sistema de transmisión es similar al del caso analizado previamente (Modelo Básico Térmico), pero se considera, además, 1 proyecto de línea de transmisión. Nuevamente, el horizonte de planificación es de tres años y cada año posee 12 meses, la curva de duración es de tipo mensual y con 5 bloques. Además, para considerar efectos de perpetuidad de la solución, el último año es considerado como el “infinito”. La variable con incertidumbre serán los caudales afluentes al sistema, para lo cual se tienen hasta 55 escenarios equiprobables. Los parámetros con los que se simula este sistema y los escenarios de caudales pueden ser encontrados en el Apéndice F.

Una de las principales diferencias con respecto al modelo puramente térmico es que el modelamiento matemático de centrales hidroeléctricas complica bastante más el problema, dado que implica generar nuevos conjuntos de restricciones que anteriormente no estaban presentes y que, además, estas restricciones enlazan un período de tiempo con el siguiente. En un modelo térmico la demanda se abastece directamente con las unidades que estén disponibles en ese momento (considerando que no existen restricciones de combustible), sin embargo, en un sistema hidrotérmico con almacenamiento (e.g. embalses) se requiere adicionalmente optimizar el uso del agua para minimizar el costo de operación a lo largo de todo el horizonte. Justamente, es esta necesidad de almacenar o no agua es la que acopla períodos consecutivos de tiempo. Para tener una mejor noción de las variables y restricciones involucradas en este problema, se invita al lector a revisar el Apéndice D que complementa la descripción del problema de optimización contemplado en esta tesis, pero desde el punto de vista hidrotérmico.

Tabla 5.5: Características del problema de optimización a distintos escenarios. Caso Básico Hidrotérmico.

Escenarios	Var. Totales	Var. Binarias	Restricciones	No zeros (FO)	No zeros (LHS)	No zeros (RHS)
2	11799	57	6193	8096	29249	1531
5	29451	120	15481	20240	73121	3826
10	58871	225	30961	40480	146241	7651
15	88291	330	46441	60720	219361	11476
20	117711	435	61921	80960	292481	15301
25	147131	540	77401	101200	365601	19126
30	176551	645	92881	121440	438721	22945
35	205971	750	108361	141680	511841	26764
40	235391	855	123841	161920	584961	30589
45	264811	960	139321	182160	658081	34414
50	294231	1065	154801	202400	731201	38236
55	323651	1170	170281	222640	804321	42061

5.2.1. Operación del algoritmo y tamaño del problema

Si se considera que en la práctica el problema es más complicado, pero no tan diferente del resuelto previamente es posible decidir de antemano la utilización de un $\lambda = 0,01$. De esta manera será posible observar claramente como evoluciona el resultado al transcurrir las iteraciones, tal como ocurrió con el caso anterior.

Habiendo cambiado el problema de optimización, la duda que surge es si es posible determinar que tan complejo podrá ser resolver el problema a medida que aumenta el número de escenarios. En resultados anteriores ya se pudo concluir que la paralelización permite aumentar considerablemente el número de escenarios (mientras se tenga la posibilidad de hacerlo) sin tener que pagar un precio tan alto en tiempo de coordinación; muy por el contrario de lo que ocurre con la resolución completa del problema, en donde el aumento del número de escenarios implica duplicar el número de variables para este nuevo escenario.

Para el siguiente análisis de la operación del algoritmo se ejecutaron 12 simulaciones con diferente número de escenarios equiprobables, la hidrología de cada escenario se mantuvo por todo el horizonte, el gap relativo de cada subproblema se fijó en 0,08 %, el número máximo de iteraciones completas fue de 100 y para pulir la solución se agregaron 20 más. Las características del cada problema al resolverse de forma completa se pueden apreciar en la Tabla 5.5. Se adelanta que para toda esta sección el resultado numérico es idéntico en todos los casos, por lo que no es un tema de discusión ese tópico.

De la Tabla 5.5 se puede observar claramente que el tamaño del problema crecería de forma lineal en sus diferentes parámetros al aumentar el número de escenarios. Esto indica que el número de escenarios nunca pueden ser tantos en un problema sin descomposición ya que a fin de cuentas el *solver* podría estar muy restringido debido a las capacidades computacionales de la máquina en la que se ejecuta o el mismo problema podría caer bajo la “maldición de la dimensionalidad” o efecto Hughes [119] como es llamado. Por otra parte, resultado interesante revisar los datos bajo los cuales se simula el algoritmo de descomposición, en donde los parámetros bajo los cuales se resuelve el problema “de mayor tamaño” ($P2_s$) formulado se pueden ver en la Tabla 5.6. De la Tabla se observa que el problema siempre es del mismo tamaño sin importar el número de escenarios dado que al resolver cada escenario por separado permite que solo las variables asociadas a ese

Tabla 5.6: Características del problema de optimización descompuesto. Caso Básico Hidrotérmico.

Escenarios	Var. Totales	Var. Binarias	Restricciones	No zeros (FO)	No zeros (LHS)	No zeros (RHS)
2-55	11799	57	6193	8096	29249	1531

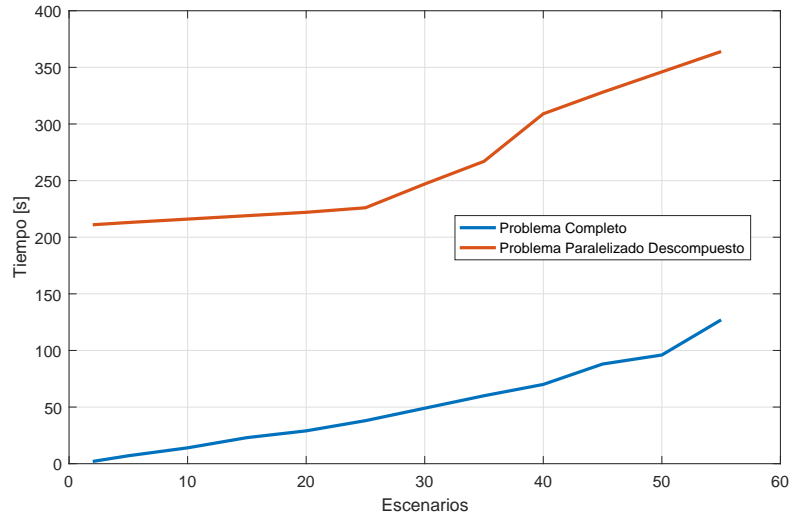


Figura 5.5: Tiempo de resolución. Caso Básico Hidrotérmico.

escenario se encuentren en el problema.

Es importante destacar el número de variables binarias que contiene el problema, ya que si se comparan las 57 de un escenario independiente con las 1170 que posee el caso con 55 escenarios puede dar que la diferencia, de más de 20 veces, complejize la resolución del problema MIP. El número de valores no zero tiene importancia para la configuración de la *suite* de optimización por el hecho de que indican que tan denso (*sparse*, en inglés) es el problema que se quiere resolver, especialmente los relativos al lado izquierdo (LHS, por sus siglas en inglés) y al lado derecho (RHS, en inglés) de las restricciones, dado que en algunos casos es posible ajustar las metodología para tratar con la matriz del problema.

El efecto que más se percibe dado el aumento en la dimensionalidad del modelo es el tiempo de ejecución que tarda el algoritmo en resolver el problema. En la Figura 5.5 se puede ver que para el problema completo el tiempo de resolución tiene una ligera tendencia a crecer exponencialmente. Es importante destacar que para el caso de dos escenarios el tiempo de resolución es de dos segundos y para el caso de 55 escenarios, el tiempo es de poco más de dos minutos. Esto indica que el tiempo de resolución aumento en casi 60 veces mientras que el problema creció en aproximadamente 729 veces (haciendo referencia a la matriz de variables y restricciones).

De la Figura 5.5 también es posible identificar que pese a que se mencionó que el problema a resolver es mucho más pequeño y siempre es el mismo en cada iteración, el tiempo de resolución va en aumento ya que se vuelve importante la coordinación de la paralelización. Se señala adicionalmente que cada simulación con el algoritmo descompuesto y paralelizado se ejecutó con 120 iteraciones.

5.2.2. Sensibilidad del *gap* en subproblemas

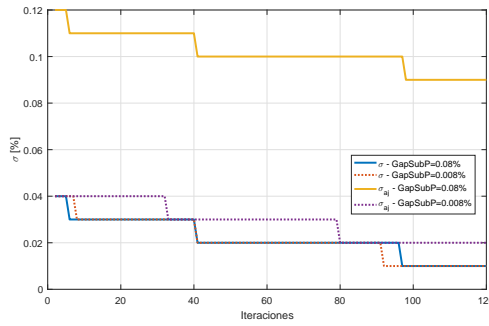
Una de las dudas que podrían surgir acerca del algoritmo al momento de ejecutar las primeras pruebas está relacionada con el σ_{aj} utilizado como método de detención. Si bien se mencionó que el σ_{aj} que se utilizará para detener el algoritmo (en caso que se requiera) es un valor ajustado del σ real entregado por el problema, se hace necesario conocer los efectos que tiene este valor al observar la solución entregada por la metodología desarrollada.

Se comentó al inicio de la prueba con el modelo hidrotérmico que el *gap* relativo que se utilizará para los subproblemas será de 0,08 %, esto indica que bajo los criterios conservadores tomados la incertidumbre de la solución será al menos de 0,08 % al ajustar el σ_{aj} en el resultado final. Se toma como excepción el caso en donde el algoritmo llega al óptimo global, dado que en la práctica solo se puede observar ese resultado en problemas de optimización muy simples. Esto deja como conclusión que el *gap* relativo es un parámetro heurístico que también debería ajustarse adecuadamente dadas las circunstancias del problema.

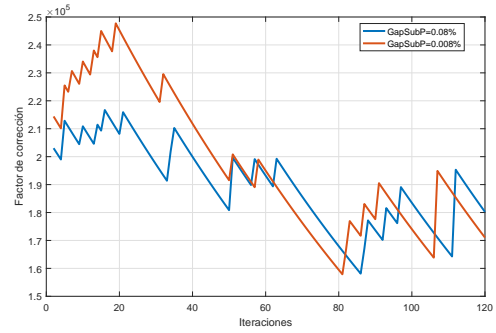
En este caso, con un problema bastante sencillo es posible asignar cualquier valor que el usuario estime conveniente (siempre y cuando sea menor que el σ_{aj} de detención), pero en un problema más complejo puede que no sea tan efectivo asignar un valor tan pequeño dado que podría generar un desequilibrio bastante notorio en la paralelización. Esto es, que pueda ser que uno de los escenarios (de un problema con varios escenarios) se tarde mucho más que el resto en resolverse solo por el hecho de no alcanzar el *gap* del subproblema, por lo que el algoritmo quedaría en espera de que ese escenario se complete. Adicionalmente, aumentar el *gap* traería como consecuencia una mayor incertidumbre en la solución y bajo ese concepto entonces sería mejor tener un número adecuado de iteraciones para detener el algoritmo.

A modo de ejemplo, se ejecutó el mismo problema para las 55 hidrologías, pero reduciendo el *gap* de los subproblemas en diez veces. Luego, se graficó tanto el σ propio como el σ_{aj} a medida que el algoritmo fue iterando, resultado que puede observarse en la Figura 5.6a. De esta gráfica es posible darse cuenta que el σ real es similar en ambos casos, por lo que reducir el *gap* de los subproblemas no mejoró la solución sino que se terminó con un resultado similar. Sin embargo, si se da énfasis en el valor del σ_{aj} que está entregando el algoritmo, claramente pesa bastante el hecho de haber dejado un *gap* tan alto en los subproblemas. Por otra parte, la Figura 5.6b que presenta el valor α para cada iteración, da a entender que la convergencia del algoritmo fue bastante similar, dado que tienen una tendencia bastante similar con el correr de las iteraciones, así que desde ese punto de vista, tampoco existe una mejora notable al reducir el *gap*.

De los resultados presentados, se destaca el hecho de que la elección del *gap* para los subproblemas debe hacerse pensando en dos cosas: las posibles demoras en la resolución que podría tener un escenario “complicado” con un *gap* tan bajo y la importancia que tiene el σ_{aj} de detención para el problema en su totalidad. Nunca debería escogerse este valor para intentar mejorar la convergencia del algoritmo, dado que para ello es mejor trabajar con el parámetro λ como se expuso anteriormente.



(a) σ real y σ_{aj} por iteración.



(b) Valor de α por iteración.

Figura 5.6: Sensibilidad del *gap* en subproblemas. Caso Básico Hidrotérmico.

Tabla 5.7: Sensibilidad de la Paralelización. Caso Básico Hidrotérmico.

Tipo Ejecución	Tiempo Resolución [s]	Iteraciones	Gap Final [%]	σ_{aj} [%]	Valor Función Objetivo [MMUSD]
Problema Completo	127	-	0.06	-	1503.58
Descompuesto - Secuencial	9890	120	-	0.09	1503.58
Descompuesto - Paralelizado	364	120	-	0.09	1503.58

5.2.3. Sensibilidad de la paralelización

Nuevamente se vuelve a este tópico dado que es importante conocer bajo distintos problemas la manera en que la paralelización transforma a este algoritmo en un método bastante eficiente para resolver un problema de programación estocástica en dos etapas. Para abordar una simulación bajo este contexto se ejecutó adicionalmente el mismo problema para 55 escenarios, pero con el algoritmo secuencial. Los resultados asociados pueden verse en la Tabla 5.7, a la que se le agregó los resultados del caso completo solo como referencia. De la Tabla se identifica que el tiempo que tardó en ejecutarse el algoritmo secuencial fue superior a las dos horas y media, lo que es por lejos muy superior a lo que tarda el algoritmo paralelizado.

Al comparar ambas ejecuciones con la Relajación Lagrangiana es posible identificar que el problema fue resuelto 27 veces más rápido, tal como lo indica la métrica de aceleración presentada en la Tabla 5.8. Además, se puede observar que la eficiencia rondó el 88% lo cual indicaría que el programa mantendría una eficiencia cercana a lo ya calculado previamente. Cabe señalar, al margen de los resultados expuestos, que en la ejecución paralela del algoritmo se observó nuevamente que los hilos de la máquina nunca fueron ocupados al mismo tiempo y que el número mayor de hilos activos fue de 31, por lo que los números expuestos fueron calculados con ese valor.

Era de esperar que con el aumento de escenarios en el problema de optimización existiera un retraso mayor relacionado a la ejecución de los problemas en paralelo. Anteriormente ya era posible adjudicar el comportamiento del algoritmo y de la máquina a este hecho, pero en este caso se vuelve mucho más notorio dada la cantidad de escenarios.

Tabla 5.8: Métricas de Cuantificación del Paralelismo. Caso Básico Hidrotérmico.

Métricas	Valor
S_p	27.17
E_p	0.88
T_0	1394

5.3. Pruebas de desempeño en un sistema térmico de 24 barras

Los dos primeros casos eran modelos de optimización creados especialmente para ajustarse a los requerimientos de modelación de un problema de planificación de la expansión de un sistema eléctrico. De esa forma, se podían someter a prueba algunas de las cualidades y parámetros que posee el algoritmo generado manteniendo siempre el mismo contexto para lo cual se está desarrollando este trabajo. Como se mencionó previamente, lo ideal es aumentar el tamaño del problema de manera controlada con tal de poder visualizar aspectos prácticos que pudieran requerir de ajustes, de esa manera, en esta sección se evaluará el algoritmo con el modelo IEEE *Reliability Test System* (RTS) de 24 barras [120].

El sistema cuenta con 24 barras, 38 líneas existentes entre las distintas barras y la posibilidad de que para cada tramo se evalúen líneas hasta un máximo de 3 (a excepción de los transformadores que no poseen evaluaciones), lo que totalizaría 54 proyectos de transmisión. Para tramos en 132 [kV] se consideró un costo de 240 [MUSD/km] y para tramos en 230 [kV], un costo de 400 [MUSD/km]. Por otro lado, el sistema de generación cuenta con 32 unidades generadoras existentes, en donde la mayor parte son unidades térmicas y el resto hidroeléctricas de pasada. Los proyectos de generación que se consideran permiten la ampliación de cada central en a lo más una unidad generadora adicional, de esa manera, la suma total de proyectos de generación es de 14 unidades. El esquema de los componentes existentes del sistema puede verse en la Figura 5.7.

Para realizar las pruebas sobre este modelo se considera un horizonte de planificación de 3 años, en donde las decisiones de inversión se pueden empezar a realizar a partir del primero. El tercer año nuevamente representa el infinito y se considera como el año de “relleno” del problema. La tasa de actualización se considera en un 10% anual. Cada año es de 12 meses y la curva de demanda es de tipo mensual. El problema considera 10 escenarios de demanda equiprobables en donde para cada escenario se representa un aumento acumulativo de un 1%, de esa manera, el primer escenario representa el crecimiento de la demanda en un 2% y el décimo escenario, un crecimiento del 20%. Mayores detalles respecto de los parámetros y la modelación del sistema pueden encontrarse en el Apéndice G.

5.3.1. Ajustes iniciales

Uno de los puntos que hay que tener en cuenta para la aplicación real del algoritmo es que siempre hay que tener noción de lo que se está simulando, en el sentido de que a través de la experiencia con el uso de la metodología es posible determinar a priori con que parámetros ejecutar un caso desconocido. En el caso de no contar con mucha información al respecto siempre es buena práctica realizar un “barrido” a través de distintos parámetros de prueba (siempre y cuando es posible realizarlo en el tiempo que uno tiene destinado

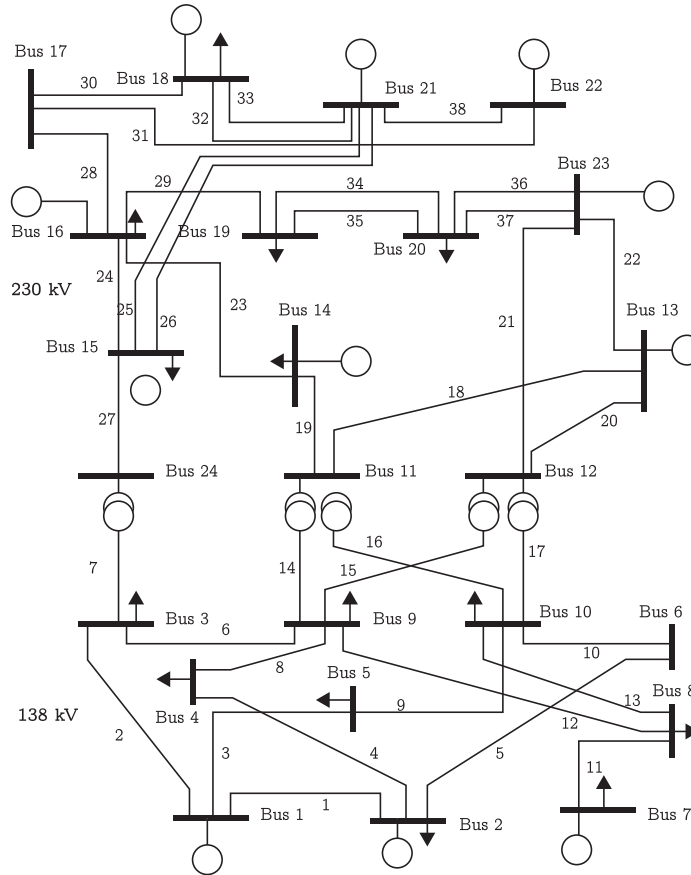


Figura 5.7: Sistema IEEE 24 barras (RTS96).

Tabla 5.9: Características del problema de optimización. Sistema IEEE 24 barras.

Escenarios	Var. Totales	Var. Binarias	Restricciones	No zeros (FO)	No zeros (LHS)	No zeros (RHS)
10	902929	2244	525221	667740	2745951	138151

para estos fines) ejecutando una única simulación.

En este caso, al parecer contar con 10 escenarios para un problema de programación estocástica podría ser bastante complicado para una resolución completa del problema. Como se puede apreciar en la Tabla 5.9, a pesar de ser un problema dentro de un sistema no tan extenso, las variables son casi un millón y las restricciones poco más de medio millón. Obviamente este caso es mucho más complejo que los vistos anteriormente, por lo que se hace necesario tener una noción preliminar de lo que en tiempo podría tardarse. De ninguna manera el intentar resolver el problema completo sería buena idea dado que podrían existir muchas horas invertidas en ese tipo de simulación y el objetivo del algoritmo es evitar utilizar la resolución estándar de este tipo de problemas.

Para conocer el comportamiento de los subproblemas se ejecutaron 5 simulaciones de una única iteración, en donde se modificó el *gap* relativo con el que se resuelven los subproblemas. Es común a las ejecuciones del algoritmo que el tiempo en el que se resuelven las iteraciones sea similar para cada una de ellas, por lo que utilizar la primera a modo de referencia es un buen criterio para elegir el *gap*. Las variaciones al *gap* se realizaron en

Tabla 5.10: Evaluación del *gap* en subproblemas. Sistema IEEE 24 barras.

Simulación	Tiempo por Iteración [s]
Gap = 2.0 %	336
Gap = 1.5 %	415
Gap = 1.0 %	511
Gap = 0.5 %	600
Gap = 0.1 %	> 1200

torno a un valor del 1 % dado que es común en los casos de expansión en sistema eléctricos que el problema de optimización sea complicado de resolver (considerando un costo total para el problema del orden de 10^9) y, a priori, elegir un 1 % no sería una mala elección.

La Tabla 5.10 presenta los 5 casos simulados con una única iteración y el tiempo de resolución resultante. Se puede apreciar que los valores entregados no son muy elevados, pero en el caso con un *gap* de 0.1 % el tiempo creció a más del doble que en el caso previo y se prefirió detener el algoritmo. Dado que se considera que 10 minutos es razonable para cada iteración, se utilizará el valor de 0.5 % como *gap* en los subproblemas para ejecutar el algoritmo. Basado en este criterio adicionalmente se establecerá que el σ_{aj} para detener el algoritmo será de 1 %, de esa forma, el σ real del algoritmo tendrá que estar bajo el 1 % según lo establecido en la relación (4.17), lo cual es considerado como un valor razonable.

No olvidando que el tiempo de simulación es importante, se fijará un máximo aproximado de 6 horas para la simulación (en caso que no se llegue al σ_{aj}), lo que implica que el algoritmo se ejecutará por 30 iteraciones. De esa manera, se correrán 25 iteraciones libres y 5 adicionales para pulir la solución.

5.3.2. Resultados obtenidos

Luego de ejecutar la resolución del problema y esperar a que finalice el algoritmo, se extraen los resultados y se grafica la evolución del proceso a través de las iteraciones realizadas, como se observa en la Figura 5.8, la cual presenta la salida del programa desde la iteración número dos (la primera iteración tiene valores extremos que distorsionan la gráfica). De ella se destaca el hecho que a pesar de haber bajado el *gap* para los subproblemas, el σ final es alto porque la diferencia entre las cotas del algoritmo eran altas. Otro de los puntos a destacar es que en la iteración 22 cambió el resultado del problema (cota superior) disminuyendo el valor de la función objetivo, siendo este resultado el que finalmente terminó saliendo como resultado final. Se debe entender que en cada iteración se actualizan las duales del problema, por lo que es posible que en alguna iteración avanzada pueda variar el resultado.

Se señala otro hecho que no se mencionó previamente, pero pasa a ser importante cuando uno quiere comparar el resultado final con lo mostrado en cada iteración del algoritmo, el cual guarda relación con que al momento de empezar la etapa de “pulido” el algoritmo escoge la mejor solución encontrada hasta el momento para realizarla. La importancia de esto radica en el hecho de que el algoritmo no siempre mejora el σ con cada iteración, lo que se puede ver claramente en la Figura 5.8, en donde en muchas ocasiones este valor aumenta del que se tenía previamente. En la etapa de pulido pasa exactamente el mismo efecto, aunque se tenga la mejor solución fija y solo se tienda a

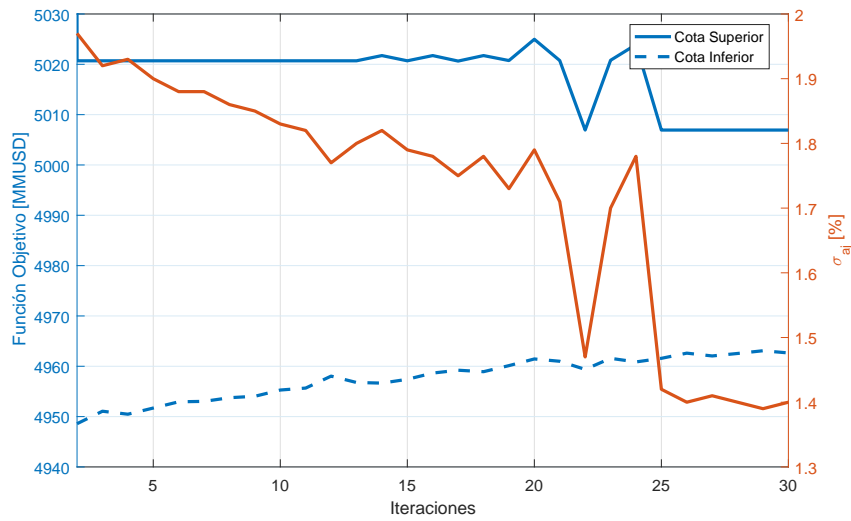


Figura 5.8: Evolución Solución Sistema IEEE 24 barras (RTS96).

actualizar duales, no siempre la iteración siguiente tendrá un mejor σ . De esa manera, es posible mencionar que por la manera en que se programó el algoritmo, el resultado final siempre se basará en el mejor resultado encontrado durante toda la ejecución y, por su parte, el σ final presentado también será el mejor encontrado.

La Tabla 5.11 presenta algunos valores de la salida del algoritmo obtenidos junto a la solución del problema. Tal como se planeó en un comienzo el algoritmo se ejecutó por 5 horas y 40 minutos. Como se pudo observar en la Figura 5.8, el σ_{aj} final de 1.39% se aleja un poco de lo que se tenía pensado para detener el algoritmo, pero aún así, el σ real está bajo el 1%, siendo este un valor aceptable para lo que se esperaba del problema.

5.3.3. Resultados comparativos

Aun cuando el caso se construyó para ejecutar el algoritmo en este sistema de prueba, se hace necesario probar la efectividad de esta metodología para resolver un problema complicado. De esta manera, para poder comparar los resultados obtenidos se realizará la resolución del mismo problema, pero a través de la ejecución directa del *solver* (problema sin descomposición).

En la misma Tabla 5.11 se presentan los valores de salida para el problema al ser resuelto sin descomposición, en donde se puede ver claramente que la resolución a través del algoritmo es mucho más eficiente y no solo por el hecho de que tomó un menor tiempo el llegar al resultado mostrado (50% menos tiempo), sino porque el resultado del problema (la minimización de la función objetivo) es mucho mejor. Resultados de este estilo permiten afirmar que el σ_{aj} bajo el cual se soluciona el problema de Relajación Lagrangiana puede ser muy conservador, dado que al compararlo con otras métricas similares (e.g. *gap* del Branch & Cut) podría indicar que se tiene una peor solución cuando no siempre es así.

Si bien los resultados de la Tabla mencionada anteriormente son muy generales para un problema tan grande como el ejecutado, también es posible verlo a través de los valores

Tabla 5.11: Valores entregados en la solución. Sistema IEEE 24 barras.

Tipo Ejecución	Valor FO (MMUSD)	Gap Final [%]	$\sigma(\sigma_{aj})$ Final [%]	Tiempo Total [s]
Problema Descompuesto	5006.94	-	0.884(1.390)	20426
Problema Completo	5038.62	0.900	-	32459

Tabla 5.12: Comparación de proyectos construidos. Sistema IEEE 24 barras.

Solución Completa	Año	Solución Descompuesta	Año
B118_U400_2	1	B118_U400_2	1
B121_U400_2	1	B121_U400_2	1
B123_U350_5	2	B123_U155_4	2
LINE1_I	2	LINE1_I	1
LINE1_II	2	LINE1_II	1
LINE2_I	2	LINE2_I	1
LINE2_II	2	LINE8_I	1
LINE10_I	1	LINE10_I	1
LINE10_II	1	LINE10_II	2
LINE11_I	1	LINE11_I	1
LINE12_I	1	LINE12_I	1
LINE12_II	1	LINE12_II	1
LINE13_I	2	LINE13_I	2
LINE19_I	1	LINE19_I	1
LINE19_II	1	LINE19_II	1
LINE21_I	1	LINE21_I	1
LINE21_II	2	LINE23_I	1
LINE23_I	1	LINE23_II	1
LINE23_II	1	LINE25_I	1
LINE25_I	3	LINE27_I	1
LINE27_I	1	LINE28_I	1
LINE28_I	1	LINE28_II	1
LINE28_II	1	LINE29_I	1
LINE30_I	1	LINE30_I	1
LINE30_II	1	LINE30_II	1

extraídos de la solución del mismo problema. En la Tabla 5.12 se rescatan los resultados del plan de expansión del problema, en donde se puede ver que en ambos resultados se construyen 3 proyectos de generación y 22 de transmisión. Dentro de los proyectos de generación se aprecia que en ambos casos se prefiere construir dos centrales nucleares el primer año y una central a carbon el segundo, eso sí, en el caso descompuesto se prefiere una unidad carbonera de menor tamaño. Por el lado de la transmisión se aprecia que existen varias diferencias en ambos resultados, destacando el hecho que para el caso sin descomposición se prefiere construir una línea el tercer año (en el infinito), lo cual es un resultado poco intuitivo, pero que de igual modo es aceptable dada la inherente incertidumbre en la solución debido al σ_{aj} escogido.

La Figura 5.9 presenta la suma de los costos anualizados de la solución del problema por cada categoría considerada dentro del modelo. Se decidió presentar los valores anuali-

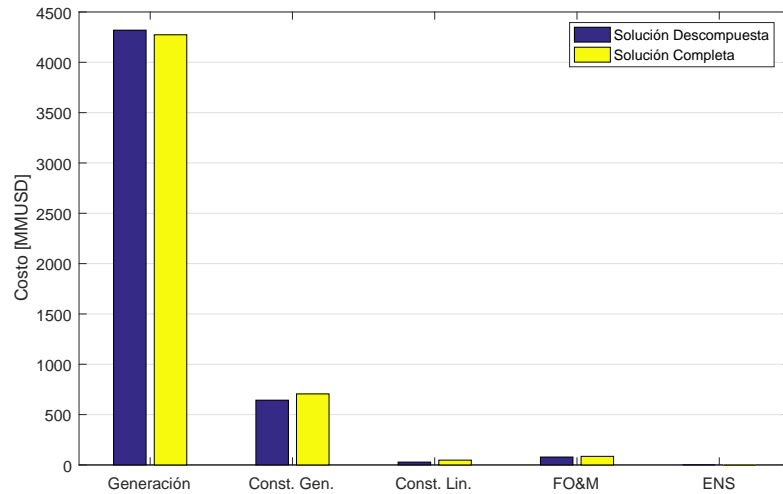


Figura 5.9: Comparativa de Costos Anualizados. Sistema IEEE 24 barras.

zados ya que éstos son los que participan en la función objetivo del problema. A grandes rasgos se puede observar que la diferencia en costos es bastante pequeña, pero suficiente para considerar que el caso descompuesto entregó una mejor solución. Del análisis de los datos, se puede extraer que el caso descompuesto es 46 [MMUSD] más caro en costos de generación que el completo, sin embargo, el caso completo es más caro en 62, 20 y 7 [MMUSD] para la construcción de centrales, líneas y costos de operación y mantenimiento, respectivamente. De estos valores se desprende con claridad el porqué de la mejor solución del caso descompuesto. Cabe señalar que los casos simulados no presentaron energía no servida (ENS), por lo que no se hizo mención de ese tópico.

5.4. Comentarios preliminares

En estos tres casos planteados y resueltos se ha podido validar la funcionalidad del algoritmo de Relajación Lagrangiana generado para resolver problemas de tipo entero-mixtos. Asimismo, se ha verificado que el comportamiento que éste tiene es ideal para casos de tamaño superior en donde la resolución estándar del problema (a través del *Branch & Cut* directo de los solvers) no entrega resultados en un tiempo razonable o definitivamente no encuentra solución. Adicionalmente, se ha visto que el ajuste de los parámetros para la ejecución del algoritmo tendrían criterios suficientemente prácticos para no hacer complejo este tipo de decisión, a pesar de que la elección se puede dar con la experiencia al momento de resolver gran cantidad de casos de optimización.

Para la computación actual resulta evidente que la paralelización siempre va a mejorar procesos secuenciales e independientes, por lo que no es una sorpresa que el algoritmo se vuelva más eficiente mientras más complejo sea el problema a resolver, especialmente si lo que aumenta es el número de escenarios más que el resto de restricciones o variables del problema.

La métrica del “ σ ajustado” (σ_{aj}) utilizada pareciera ser bastante conservadora para

este tipo de problema, pero se debe tener en cuenta que en casos de aplicación real podría ser que uno no tuviera noción del valor al cual tendería el óptimo de un problema de gran envergadura. Se recomienda precaución al querer detener el algoritmo a través del *gap* presentado por el problema, dado que dependerá mucho del *gap* que se utilice para los subproblemas. Para casos en donde puede controlarse las iteraciones (ejecución del orden de los minutos) pareciera ser más eficaz el uso de un número limitado de iteraciones para finalizar el programa.

Capítulo 6

Aplicación de la metodología implementada

Luego de haber ejecutado las pruebas necesarias para la puesta en servicio del algoritmo en donde se verificaron: la convergencia del método, la similitud de la función objetivo con respecto a un caso no descompuesto, los ajustes requeridos de los parámetros para lograr un desempeño adecuado, la eficiencia de la paralelización y el correcto funcionamiento de la metodología tanto para problemas de expansión en generación y/o transmisión en un contexto puramente térmico o hidrotérmico; resta someter a problemas más completos en los que en la práctica podría verse enfrentado el algoritmo cuando se requieren determinar inversiones en generación y/o transmisión de un sistema eléctrico.

Como se adelanto en secciones previas, el algoritmo se someterá a dos casos propios de la realidad del sistema eléctrico de Chile: en el primero se utilizará como modelo un sistema basado en el antiguo SING y en el segundo, se utilizará un modelo basado en el SEN (fusión de los antiguos SING y SIC). El primer caso estará centrado en un modelo puramente térmico y cuya variable estocástica será la demanda en barra del sistema y el segundo considera un modelo hidrotérmico con los afluentes naturales al sistema como variable con incertidumbre.

6.1. Aplicación al Sistema Interconectado del Norte Grande

El Sistema Interconectado del Norte Grande o SING es el sistema que se utilizará para la aplicación del algoritmo desarrollado, según lo expuesto en el trabajo original utilizado como referente para esta sección [116], la base de datos del modelo se obtuvo modificando una base implementada originalmente por el antiguo CDEC-SING, la cual posee información del Informe de Fijación de Precios de Nudo de Octubre del 2012 (ITD SING 2012-10 [121]) y, adicionalmente, de la Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión del SING 2012 (Rev. ETT 2012 [122]). El horizonte del modelo se definió en 14 años, considerando el inicio para el año 2013 y finalizando el año 2026.

Continuando con la descripción entregada, el sistema de generación es el especificado por [121], al igual que los precios asociados a los costos variables de las unidades. En la base original se detallan ciertas centrales que pueden ser consideradas como proyectos de generación, por lo que serán consideradas como candidatas a expansión dentro del

problema. Las fechas mínimas para una eventual construcción y puesta en servicio de las unidades fueron definidas según el tipo de tecnología y tamaño de cada proyecto.

Para mayor flexibilidad en la toma de decisiones del problema, en [116] se agregaron proyectos genéricos (de tipo térmico). Adicionalmente, se ajustaron los valores de inversión de las centrales candidatas utilizando información adicional proporcionada por las empresas relacionadas a los proyectos.

El sistema de transmisión utiliza un modelo proporcionado públicamente por el antiguo CDEC-SING y ajustado según las propuestas detalladas en [122], en el cual también se mencionan las fechas de puesta en servicio de los diferentes proyectos.

La demanda base modelada en el sistema utiliza información principalmente entregada en los modelos utilizados para [122] y los escenarios de demanda se generaron utilizando una metodología propia de [116], la cual utiliza los proyectos mineros informados en [122] como fuente principal de información.

6.1.1. Consideraciones adicionales

El modelo propuesto que está basado íntegramente en [116] solo considera proyectos para la expansión en capacidad de generación, por lo que por simplicidad se denominará como “Caso ExGx del Sistema SING”. Las expansiones de este modelo que consideran la expansión del sistema de transmisión tanto individualmente como en conjunto con la generación, se denominarán como “Caso ExTx del Sistema SING” y “Caso ExGxTx del Sistema SING”, respectivamente. Para la ejecución del modelo existen otros aspectos que son tomados en cuenta dentro de la base de datos del sistema y el algoritmo que valen la pena mencionar en este apartado. Algunos de los que señalan son:

- Todas las centrales del sistema poseen un ajuste en su potencia a generar basado en la tasa de salida forzada respectiva.
- Las centrales de pasada no poseen gran variabilidad en su operación, por lo que en la práctica son consideradas como centrales térmicas con costo nulo.
- Las centrales ERNC poseen la misma modelación que la utilizada por la CNE en [121], esto es, poseen un perfil único que depende del factor de planta de las centrales.
- Todas las unidades modeladas (incluyendo las candidatas) poseen un perfil de mantenimientos típicos.
- La tasa de actualización es de un 10 %.
- El costo de falla para el sistema es determinado según un procedimiento entregado en [116].
- El costo de operación y mantenimiento depende del costo de inversión para cada unidad generadora, según lo expuesto en [121].
- El costo de combustible se escala según los factores de modulación dados en [121] para cada categoría modelada.

Tabla 6.1: Peso ponderados de cada escenario. Sistema SING.

Escenario	Peso
1	0.096
2	0.081
3	0.089
4	0.094
5	0.091
6	0.091
7	0.079
8	0.081
9	0.080
10	0.073
11	0.081
12	0.064

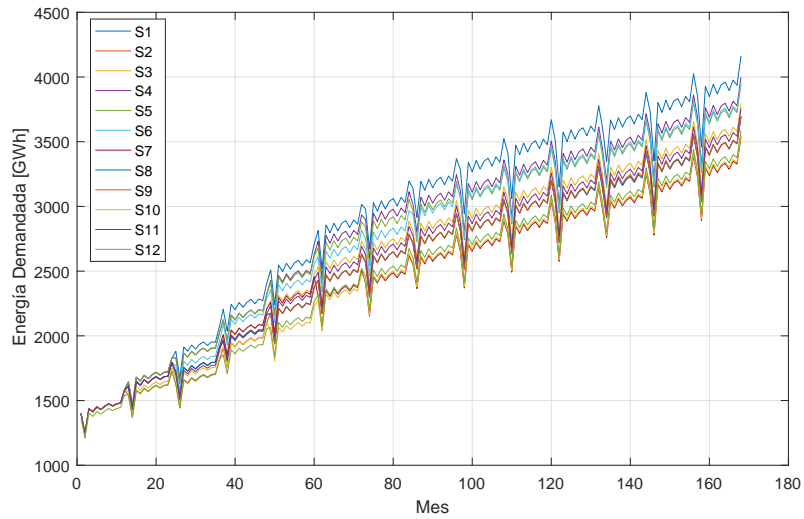


Figura 6.1: Escenarios de Demanda. Sistema SING.

- Se utiliza una curva de demanda de tipo mensual aproximada por 3 bloques. Se determinó utilizar ese número por simplicidad del problema y debido a que la demanda del sistema tiene un perfil sin mucha variabilidad dentro del mismo mes.

Adicionalmente, bajo el análisis y los criterios tomados en [116] se considera que cada escenario simulado tiene un peso ponderado diferente, los cuales pueden verse en la Tabla 6.1.

La demanda requerida en cada uno de los escenarios construidos puede apreciarse en la Figura 6.1. Se destaca que pese a que los proyectos de demanda diferencian a un escenario de otro, el requerimiento de demanda base aumenta de manera constantemente a través de todo el horizonte de planificación.

Otros parámetros de modelación del sistema pueden revisarse en el Apéndice H.

Tabla 6.2: Características del problema de optimización. Caso SING ExGx.

Escenarios	Var. Totales	Var. Binarias	Restricciones	No zeros (FO)	No zeros (LHS)	No zeros (RHS)
12	10353729	11596	3749725	7717800	17823253	392341

Tabla 6.3: Tiempos de ejecución vs *gap*. Caso SING ExGx.

Gap Subproblemas [%]	Tiempo de Ejecución [s]	
	Iteración 1	Iteración 2
1	823	919
0.8	834	1021
0.5	850	1047
0.1	1128	2587

6.1.2. Caso Expansión de Capacidad de Generación (ExGx)

A continuación se presentan los ajustes previos y los resultados obtenidos en la resolución del caso ExGx para el sistema SING. Para tener una estimación relativa de la dificultad de resolver un problema de este calibre, la Tabla 6.2 presenta los indicadores principales del problema de optimización a resolver.

Preparación del Algoritmo

Tal como se describió en secciones previas, antes de ejecutar el algoritmo en un caso no conocido es recomendable realizar algunas pruebas preliminares para determinar aproximadamente el tiempo que tarda cada iteración en realizarse. De esa manera, es posible tener el control de la simulación y del mecanismo de detención por iteraciones. Para este caso se ejecutaron cuatro simulaciones de prueba con dos iteraciones cada una. A modo práctico ejecutar dos simulaciones ayuda a definir de mejor forma el tiempo que demora en simular dado que la primera iteración normalmente se ejecuta en un tiempo menor.

La Tabla 6.3 presenta los tiempos obtenidos luego de ejecutar los cuatro casos de prueba. Se puede apreciar que al bajar a un *gap* de 0.1% el tiempo de ejecución de cada iteración aumenta bastante respecto del obtenido con un *gap* menor. Dado el resultado obtenido se decide ejecutar el modelo con un *gap* para los subproblemas de 0.5%. Adicionalmente se ejecutara el algoritmo con 35 iteraciones máximas (5 para pulir la solución) y un σ_{aj} de detención de 0.52% (para asegurar un σ_{aj} del algoritmo de 0.01% si fuera posible).

Resultados Obtenidos

Luego de ejecutar el algoritmo es posible visualizar el progreso de éste a través de la Figura 6.2, la cual presenta el valor de las cotas superiores, inferiores y el σ_{aj} a partir de la segunda iteración. Se destaca el hecho de que el σ_{aj} calculado desde el comienzo presenta un valor menor al 1%, aunque eso no signifique que la solución en ese punto sea la más recomendable para extraer como resultado final. El resultado final presentado fue encontrado en la iteración número 22, ya que fue la que mostró una menor cota superior a medida que iteraba el algoritmo.

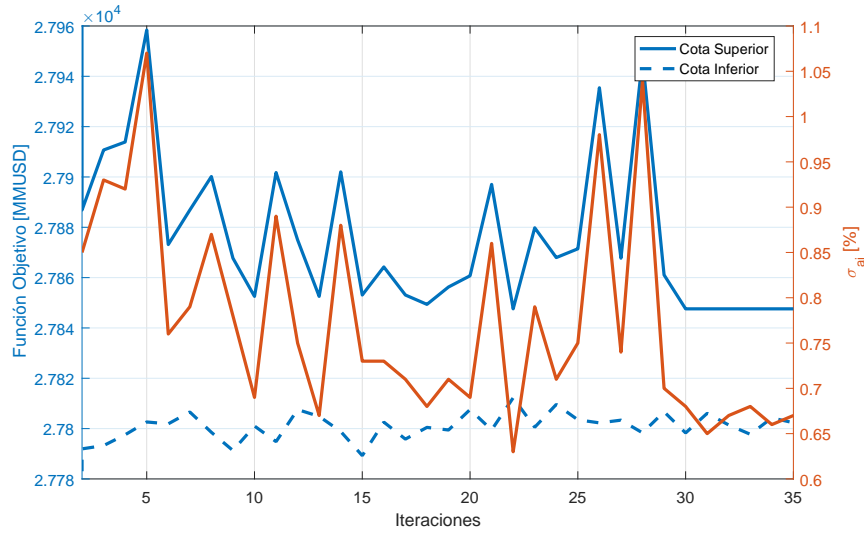


Figura 6.2: Evolución Solución Caso SING ExGx.

La Tabla 6.4 presenta los valores obtenidos al finalizar el algoritmo. De ella se obtiene que el σ_{aj} final reportado fue de 0.653%, mientras que el σ propio del algoritmo fue de 0.149% (basado en la diferencia entre ambas cotas calculadas). Cabe señalar que los otros dos valores mostrados son los más importantes en este punto, especialmente para motivos de comparación. Por un lado, el valor de la función objetivo siempre es el se intenta minimizar en estas metodologías (de ahí el nombre de “objetivo”) y por otro lado, el tiempo de simulación es un indicador a priori de la eficiencia de la metodología frente a otras, en este caso, el algoritmo estuvo simulando un tiempo cercano a las 8 horas y 40 minutos.

Resultados comparativos

En el estudio original de donde proviene este modelo del sistema SING [116], el problema de programación estocástica en dos etapas con 12 escenarios fue resuelto ejecutando directamente el algoritmo *Branch & Cut* de la *suite* de optimización, por lo que es razonable realizar esta ejecución y comparar los resultados obtenidos por el algoritmo de esta tesis y el problema sin descomposición. Al problema de optimización directo se le asignó un *gap* de detención de 1% para este estudio.

En la Tabla 6.4 se aprecian los valores arrojados por la salida de la simulación al problema, en ella se aprecia que los indicadores principales (Valor de la FO y tiempo de ejecución) son mucho más altos que los obtenidos a través del algoritmo. La diferencia en la función objetivo es cercano a los 40 [MMUSD] y la ejecución tardó un 80% más de lo que tardó el algoritmo de descomposición.

Para analizar de mejor forma el resultado de la función objetivo obtenida, se compararán los planes de expansión obtenidos en ambos casos. La Tabla 6.5 presenta los proyectos construidos y su año de entrada en operación. Las diferencias encontradas en ambas soluciones se destacan en negrita. A primera vista es interesante notar que las diferencias no son pequeñas, es posible notar que en el caso con descomposición el resultado

Tabla 6.4: Valores entregados en la solución. Caso SING ExGx.

Tipo Ejecución	Valor FO (MMUSD)	Gap Final [%]	$\sigma (\sigma_{aj})$ Final [%]	Tiempo Total [s]
Problema Descompuesto	27847.59	-	0.149(0.653)	31076
Problema Completo	27885.25	0.350	-	54981

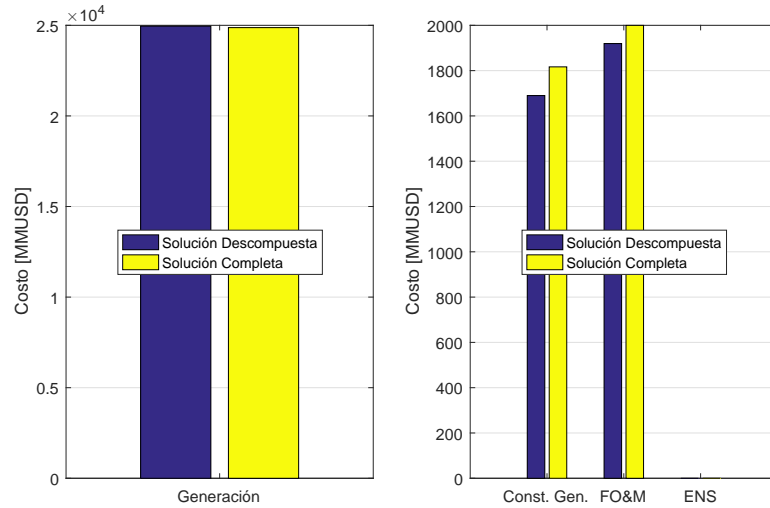


Figura 6.3: Comparativa de Costos Anualizados. Caso SING ExGx.

ejecuta dos proyectos menos y, a su vez, existe un movimiento de pocos años respecto a la fecha de entrada en servicio de los proyectos.

Un análisis de mayor rigurosidad respecto de la solución es posible darlo a través de los costos obtenidos para cada categoría dentro del resultado. La Figura 6.3 presenta la suma de los costos anualizados de la solución del problema, en donde se puede apreciar que el costo de generación es la categoría de mayor valor en la solución del problema. Del análisis de los datos, se puede extraer que el caso descompuesto es 234 [MMUSD] más caro en costo de generación que el completo, sin embargo, el caso completo es mas caro en 127 y 80 [MMUSD] para la construcción de centrales, y costos de operación y mantenimiento, respectivamente. Claramente el caso descompuesto presenta una mejor solución que el caso completo. En ambos casos no se presentó energía no servida.

6.1.3. Caso Expansión de Transmisión (ExTx)

Utilizando la misma base que en el caso de expansión de capacidad de generación, se decide preparar el modelo para considerar solo la expansión de la red de transmisión del sistema, para ello se define un plan de obras de generación base en conjunto a proyectos de transmisión extraídos de [122]. Los datos utilizados para este modificación del caso original se pueden visualizar en el Apéndice H. Dado que este caso es diferente al anterior, se denominará como “Caso ExTx del Sistema SING”.

A continuación se presentan los ajustes previos y los resultados obtenidos en la resolución del caso ExTx para el sistema SING. La Tabla 6.6 presenta las características

Tabla 6.5: Comparación de proyectos construidos. Caso SING ExGx.

Proyectos Construidos			
Solución Completa	Año	Solución Descompuesta	Año
ANGAMOS_ad1	6	ANGAMOS_ad1	6
ANGAMOS_ad2	6	ANGAMOS_ad2	6
ANGAMOS_ad3	6	ANGAMOS_ad3	6
ANGAMOS_ad4	7	ANGAMOS_ad4	7
ANGAMOS_ad5	7	ANGAMOS_ad5	7
ANGAMOS_ad6	9	ANGAMOS_ad6	7
ATACAMA_ad1	4	ATACAMA_ad1	4
ATACAMA_ad2	4	ATACAMA_ad2	4
ATACAMA_ad3	4	ATACAMA_ad3	4
ATACAMA_ad4	5	ATACAMA_ad4	5
ATACAMA_ad5	5	ATACAMA_ad5	5
ATACAMA_ad6	5	ATACAMA_ad6	5
EOLICO_SING_ad1	3	EOLICO_SING_ad1	3
EOLICO_SING_ad2	4	EOLICO_SING_ad2	4
EOLICO_SING_ad3	4	EOLICO_SING_ad3	4
EOLICO_SING_ad4	4	EOLICO_SING_ad4	4
EOLICO_SING_ad5	4	EOLICO_SING_ad5	4
EOLICO_SING_ad6	3	EOLICO_SING_ad6	3
EOLICO_SING_I	3	EOLICO_SING_I	3
EOLICO_SING_II	4	EOLICO_SING_II	4
EOLICO_SING_III	4	EOLICO_SING_III	3
EOLICO_SING_IV	3	EOLICO_SING_IV	3
Geotermica_Apacheta_01	5	Geotermica_Apacheta_01	5
Geotermica_Apacheta_02	5	Geotermica_Apacheta_02	5
Geotermica_Irruputunco	5	Geotermica_Irruputunco	5
Geotermica_Pampa_Lirima_01	5	Geotermica_Pampa_Lirima_01	5
Geotermica_Pampa_Lirima_02	5	Geotermica_Pampa_Lirima_02	5
Geotermica_Polloquere_01	5	Geotermica_Polloquere_01	5
Geotermica_Puchuldiza_01	5	Geotermica_Puchuldiza_01	5
Geotermica_Puchuldiza_02	5	Geotermica_Puchuldiza_02	5
MEJILLONES_ad1	13	MEJILLONES_I	5
MEJILLONES_I	5	MEJILLONES_II	5
MEJILLONES_II	5	MEJILLONES_III	5
MEJILLONES_III	5	MEJILLONES_IV	13
MEJILLONES_IV	11	Solar_SING_ad1	3
Solar_SING_ad1	3	Solar_SING_ad2	3
Solar_SING_ad2	3	Solar_SING_ad3	3
Solar_SING_ad3	3	Solar_SING_ad4	3
Solar_SING_ad4	3	Solar_SING_ad5	3
Solar_SING_ad5	3	Solar_SING_ad6	3
Solar_SING_ad6	3	Solar_SING_I	3
Solar_SING_I	3	Solar_SING_II	3
Solar_SING_II	3	Solar_SING_III	3
Solar_SING_III	3	TARAPACA_ad1	13
TARAPACA_ad1	12	TARAPACA_I	5
TARAPACA_ad2	13	TARAPACA_II	5
TARAPACA_I	5	TARAPACA_III	5
TARAPACA_II	5	TARAPACA_IV	5
TARAPACA_III	5	TARAPACA_V	13
TARAPACA_IV	5	-	-
TARAPACA_V	11	-	-

principales del problema de optimización a resolver. Se aprecia que el número de variables totales es similar al caso ExGx, pero no así el número de variables binarias que es mucho menor. Además, se observa que el número de restricciones y no zeros son del mismo orden que lo visto previamente.

Tabla 6.6: Características del problema de optimización. Caso SING ExTx.

Escenarios	Var. Totales	Var. Binarias	Restricciones	No zeros (FO)	No zeros (LHS)	No zeros (RHS)
12	10345537	4104	3805861	7701696	19016257	640765

Tabla 6.7: Tiempos de ejecución vs *gap*. Caso SING ExTx.

Gap Subproblemas [%]	Tiempo de Ejecución [s]	
	Iteración 1	Iteración 2
1	1006	724
0.8	1023	717
0.5	993	921
0.1	2001	3785

Preparación del Algoritmo

Nuevamente se ejecutaron cuatro simulaciones de prueba con dos iteraciones cada una para poder definir a priori la manera de simular el problema a través del algoritmo. Si bien se podrían haber utilizado los ajustes utilizados en el caso ExGx, se consideró que el problema matemático podría haber cambiado bastante.

La Tabla 6.7 presenta los tiempos obtenidos luego de ejecutar los cuatro casos de prueba. Se puede apreciar que al bajar a un *gap* de 0.1 % el tiempo de ejecución de cada iteración aumenta considerablemente respecto del obtenido con un *gap* menor. Dado el resultado obtenido se decide ejecutar el modelo con un *gap* para los subproblemas de 0.5 %. Adicionalmente, se ejecutará el algoritmo con 30 iteraciones máximas (5 para pulir la solución) y un σ_{aj} de detención de 0.52 %. Estos parámetros resultaron ser idénticos a los utilizados para el caso ExGx, aún así, es recomendable realizar estas pruebas para conocer el tiempo que tarda el algoritmo.

Resultados Obtenidos

De la misma manera que se presentó en el caso previo, se muestra el progreso en la resolución del caso a través de la Figura 6.4, la cual presenta el valor de las cotas superiores, inferiores y el σ_{aj} a partir de la segunda iteración. Nuevamente se identifica el hecho de que el σ calculado presenta valores muy cercanos al 1 % desde el comienzo. Cabe señalar que el resultado del problema no se vio modificado a partir de la segunda iteración (la cota superior no disminuyó). A primera vista se podría dudar del resultado, pero cabe la posibilidad de que ese pueda ser el mejor resultado a encontrar en el problema.

En la Tabla 6.8 se presenta parte de los valores obtenidos al finalizar el algoritmo. Se observa que el σ_{aj} final reportado fue de 0.914 %, el es un valor muy similar al presentado al inicio del algoritmo, pero que fue corregido levemente hacia el final de la ejecución. El algoritmo finalizó en un tiempo aproximado a las 7 horas. Valor que es de importancia dado que este problema también pudo ser resuelto a través de un problema completo y sin descomposición.

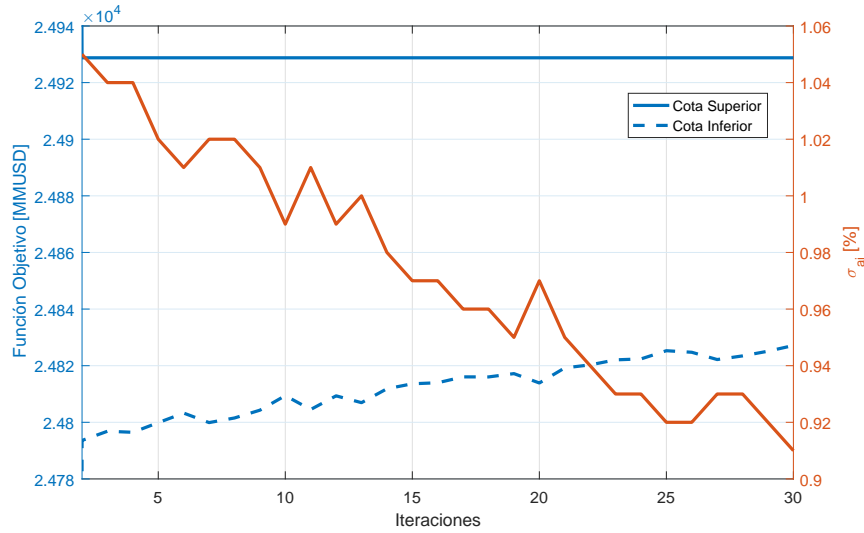


Figura 6.4: Evolución Solución Caso SING ExTx.

Tabla 6.8: Valores entregados en la solución del problema. Caso SING ExTx.

Tipo Ejecución	Valor FO (MMUSD)	Gap Final [%]	$\sigma (\sigma_{aj})$ Final [%]	Tiempo Total [s]
Problema Descompuesto	24928.76	-	0.409(0.914)	25226
Problema Completo	24936.33	0.150	-	61921

Resultados comparativos

Tal como se adelantó en párrafos previos, este problema fue ejecutado directamente sin descomposición a través del *solver*. De esa manera, se puede tener dos resultados del mismo problema para efectos de comparación. Para la detención de esta simulación se asignó un *gap* relativo de 1%.

En la Tabla 6.8 se visualizan los valores arrojados por la salida de la simulación al problema, en ella se observa que los indicadores principales (Valor de la FO y tiempo de ejecución) son más altos que los obtenidos a través del algoritmo. Es interesante el hecho de que la diferencia en la función objetivo es cercana a los 8 [MMUSD], lo que es bastante pequeña en comparación al valor total de la FO. Lo que si es importante es el tiempo de resolución obtenido, el cual es 2.5 veces superior al obtenido en el caso con descomposición.

Una visión de lo que ocurre con la solución del problema se puede ver a través de los planes de expansión ejecutados. La Tabla 6.9 presenta los proyectos construidos y su año de entrada en operación para este caso. Las diferencias encontradas en ambas soluciones se destacan en **negrita**. Nuevamente se observa que ambos planes son bastante diferentes, lo que es un resultado interesante dado que la diferencia de costos totales para ambos vasos es de solo 8 [MMUSD], en donde el costo de inversión en transmisión si está incluido.

Para conocer el efecto de los costos en mayor detalle, la Figura 6.5 presenta la suma de los costos anualizados de la solución del problema (que es lo que ve el problema de optimización en su función objetivo). Del análisis de los datos, se puede extraer que el caso sin descomposición es 9 [MMUSD] más caro en costo de generación que el descompuesto,

Tabla 6.9: Comparación de proyectos construidos. Caso SING ExTx.

Proyectos Construidos			
Solución Completa	Año	Solución Descompuesta	Año
Encuentro_220_Collahuasi_220_III	6	Encuentro_220_Collahuasi_220_III	6
Central_Atacama_220_Chacaya_220	6	Encuentro_220_Lagunas_220_2017	6
Chacaya_220_Mejillones_220_II	6	Encuentro_220_Lagunas_220_2018	6
Chacaya_220_Mejillones_220_III	6	Central_Atacama_220_Chacaya_220	6
Angamos_220_Laberinto_220_III	11	Chacaya_220_Mejillones_220_II	6
Angamos_220_PdeVald_220	5	Chacaya_220_Mejillones_220_III	6
Mejillones_220_Ohiggins_220_III	6	Angamos_220_Laberinto_220_III	7
Tarapaca_220_Lagunas_220_IIC2	6	Angamos_220_PdeVald_220	6
Central_Atacama_220_Esmeralda_220_II	7	Mejillones_220_Ohiggins_220_III	6
Arica_110_Arica_066_II	6	Tarapaca_220_Lagunas_220_IIC2	6
Capricornio_220_Capricornio_110_II	8	Central_Atacama_220_Esmeralda_220_II	6
Esmeralda_220_Esmeralda_110_II	13	Arica_110_Arica_066_II	6
Chacaya_220_PdeVald_220	5	Capricornio_220_Capricornio_110_II	7
Esmeralda_110_Centro_110_II	6	Esmeralda_220_Esmeralda_110_II	13
Laberinto_220_Nueva_Zaldivar_220_II	4	Chacaya_220_PdeVald_220	5
Oeste_110_Minsal_110_II	6	Esmeralda_110_Centro_110_II	6
Parinacota_066_Pukara_066_II	11	Laberinto_220_Nueva_Zaldivar_220_II	4
Tarapaca_220_Condores_220_II	6	Oeste_110_Minsal_110_II	6
Crucero_220_Lagunas_220_2018	12	Parinacota_066_Pukara_066_II	6
		Tarapaca_220_Condores_220_II	6

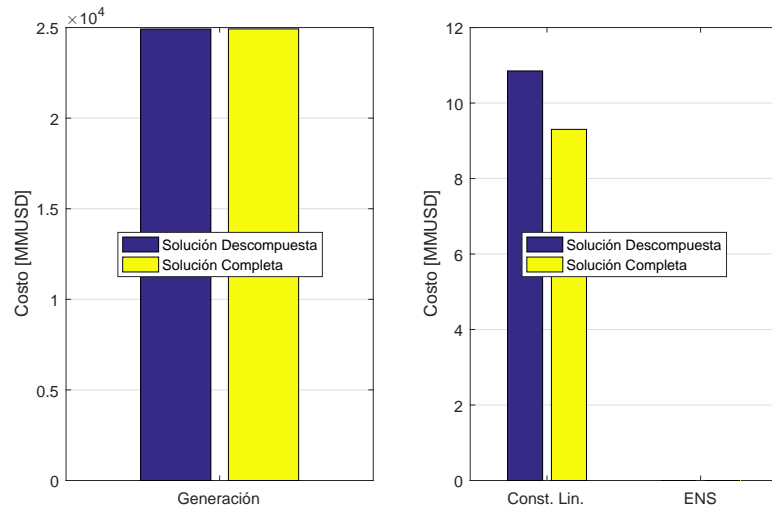


Figura 6.5: Comparativa de Costos Anualizados. Caso SING ExTx.

sin embargo, el caso con descomposición es mas caro en 1.5 [MMUSD] respecto del costo en construcción de líneas. Nuevamente el caso descompuesto presenta una solución mejor y más eficiente que el caso completo.

6.1.4. Caso Expansión de Capacidad de Generación y Transmisión (ExGxTx)

Este último caso que se denominará como “Caso ExGxTx del Sistema SING”, hace referencia a un caso en donde en el problema se modelan proyectos de expansión tanto para capacidad de generación como para transmisión. En este estudio se habilitaron como proyectos los mismos que se tomaron por separado para el caso ExGx y ExTx, es decir,

Tabla 6.10: Características del problema de optimización. Caso SING ExGxTx.

Escenarios	Var. Totales	Var. Binarias	Restricciones	No zeros (FO)	No zeros (LHS)	No zeros (RHS)
12	10372945	15312	4217341	7720224	19856917	648433

Tabla 6.11: Tiempos de ejecución vs *gap*. Caso SING ExGxTx.

Gap Subproblemas [%]	Tiempo de Ejecución [s]	
	Iteración 1	Iteración 2
1	2516	3792
0.8	3183	3789
0.5	4036	3787
0.3	4040	3792

las decisiones de inversión son las que se pueden encontrar en [116] y en [122]. Todas estas consideraciones y sus valores de inversión respectivos pueden encontrarse en el Apéndice H.

A continuación se presentan los ajustes previos y los resultados obtenidos en la resolución del caso ExGxTx para el sistema SING. La Tabla 6.10 presenta las características principales del problema de optimización a resolver. El número de variables y restricciones se mantiene similares a los dos casos anteriores, pero el número de variables binarias aumentó a la suma de ambos casos.

Preparación del Algoritmo

Para este caso se ejecutaron cuatro simulaciones de prueba nuevas con el fin de establecer los parámetros para ejecutar el modelo de optimización propuesto. La Tabla 6.11 presenta los tiempos obtenidos luego de ejecutar cada uno de los casos. Uno de los aspectos que destaca de estos resultados es el hecho de que la segunda iteración presenta siempre tiempos similares, los que son cerca a la hora. Como a priori parece ser difícil la elección dado los datos presentados se considerará que este problema es mucho más complicado que los resueltos previamente, por lo que a modo de mantener una postura conservadora (con respecto al tiempo de simulación) se decide utilizar un *gap* de 1% para los subproblemas. Con el fin de mantener la ejecución del algoritmo en un tiempo aproximado de 24 horas, se decide ejecutar el algoritmo con 25 iteraciones máximas (considerando 5 para pulir el σ) y un σ_{aj} de detención de 1.02%.

Resultados Obtenidos

La Figura 6.6 muestra el valor de las cotas superiores, inferiores y el σ_{aj} del algoritmo a medida que éste va iterando para resolver el caso ExGxTx planteado. Cabe señalar que como el *gap* de los subproblemas se fijó en un 1%, este valor nunca podrá ser alcanzado por la solución del algoritmo dado que el caso a resolver es complejo, por lo que en el transcurso del algoritmo el σ_{aj} final debiera ir acercándose a ese valor. Del resultado se aprecia que la solución final fue encontrada en la iteración número 17.

En la Tabla 6.12 se presentan algunas métricas que arroja el método al finalizar su

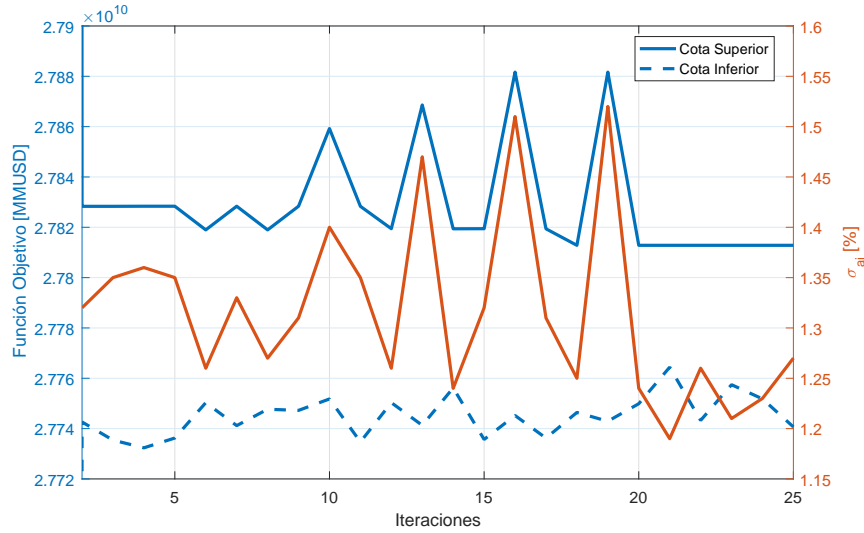


Figura 6.6: Evolución Solución Caso SING ExGxTx.

Tabla 6.12: Valores entregados en la solución. Caso SING ExGxTx.

Tipo Ejecución	Valor FO (MMUSD)	Gap Final [%]	$\sigma (\sigma_{aj})$ Final [%]	Tiempo Total [s]
Problema Descompuesto	27812.84	-	0.174(1.186)	76218
Problema Completo	27749.78	0.28	-	148623

ejecución. De ella se extrae que el σ_{aj} final reportado fue de 1.186 %, lo que se considerada como un valor razonable dado que el σ propio del algoritmo fue de 0.174 % indicando que no sería una solución tan “mala” dado los otros resultados vistos a través de este documento.

Resultados comparativos

El problema propuesto en esta sección fue ejecutado directamente sin descomposición a través del *solver* con un gap relativo objetivo de 1 %. En la Tabla 6.12 se pueden observar los valores arrojados a la salida del proceso de simulación, de ésta se observa que la función objetivo presentó un valor menor y un tiempo de resolución mayor al obtenido a través del algoritmo. Se destaca el hecho de que si bien la solución al problema presenta un resultado mejor (60 [MMUSD] mejor), el tiempo invertido para ello fue aproximadamente el doble (42 horas). No se descarta el hecho que un mayor número de iteraciones en el algoritmo podría llevar a un resultado mejor, pero eso implicaría superar las 24 horas que se fijaron previamente para ejecutar el algoritmo.

Nuevamente se realizará una comparación a través de los resultados del plan de expansión para cada ejecución. La Tabla 6.13 presenta los proyectos construidos y su año de entrada en operación para este caso. Las diferencias pueden ser observadas en negrita. Se aprecia que los planes de expansión son bastante similares respecto a lo visto en los casos anteriores, la mayoría de las obras a construir son las mismas y las fechas de puesta en servicio varían levemente entre un resultado y otro.

Tabla 6.13: Comparación de proyectos construidos. Caso SING ExGxTx.

Proyectos Construidos			
Solución Completa	Año	Solución Descompuesta	Año
ANGAMOS_ad1	6	ANGAMOS_ad1	6
ANGAMOS_ad2	6	ANGAMOS_ad2	6
ANGAMOS_ad3	6	ANGAMOS_ad3	6
ANGAMOS_ad4	7	ANGAMOS_ad4	7
ANGAMOS_ad5	9	ANGAMOS_ad5	7
ANGAMOS_ad6	10	ANGAMOS_ad6	8
ATACAMA_ad1	4	ATACAMA_ad1	4
ATACAMA_ad2	4	ATACAMA_ad2	4
ATACAMA_ad3	4	ATACAMA_ad3	4
EOLICO_SING_ad1	3	EOLICO_SING_ad1	3
EOLICO_SING_ad2	4	EOLICO_SING_ad2	4
EOLICO_SING_ad3	4	EOLICO_SING_ad3	4
EOLICO_SING_ad4	4	EOLICO_SING_ad4	4
EOLICO_SING_ad5	4	EOLICO_SING_ad5	4
EOLICO_SING_ad6	3	EOLICO_SING_ad6	3
EOLICO_SING_I	3	EOLICO_SING_I	3
EOLICO_SING_II	4	EOLICO_SING_II	4
EOLICO_SING_III	3	EOLICO_SING_III	3
EOLICO_SING_IV	3	EOLICO_SING_IV	3
Geotermica_Apacheta_01	5	Geotermica_Apacheta_01	5
Geotermica_Apacheta_02	5	Geotermica_Apacheta_02	5
Geotermica_Irruputunco	5	Geotermica_Irruputunco	5
Geotermica_Pampa_Lirima_01	5	Geotermica_Pampa_Lirima_01	5
Geotermica_Pampa_Lirima_02	5	Geotermica_Pampa_Lirima_02	5
Geotermica_Polloquere_01	6	Geotermica_Polloquere_01	5
Geotermica_Puchuldiza_01	5	Geotermica_Puchuldiza_01	5
Geotermica_Puchuldiza_02	5	Geotermica_Puchuldiza_02	5
MEJILLONES_ad1	12	MEJILLONES_ad1	10
MEJILLONES_ad2	12	MEJILLONES_ad2	13
MEJILLONES_ad3	13	MEJILLONES_I	5
MEJILLONES_I	5	MEJILLONES_II	5
MEJILLONES_II	5	MEJILLONES_III	5
MEJILLONES_III	5	MEJILLONES_IV	5
MEJILLONES_IV	5	Solar_SING_ad1	3
Solar_SING_ad1	3	Solar_SING_ad2	3
Solar_SING_ad2	3	Solar_SING_ad3	3
Solar_SING_ad3	3	Solar_SING_ad4	3
Solar_SING_ad4	3	Solar_SING_ad5	3
Solar_SING_ad5	3	Solar_SING_ad6	3
Solar_SING_ad6	3	Solar_SING_I	3
Solar_SING_I	3	Solar_SING_II	3
Solar_SING_II	3	Solar_SING_III	3
Solar_SING_III	3	TARAPACA_I	5
TARAPACA_ad1	13	TARAPACA_II	5
TARAPACA_I	5	TARAPACA_III	5
TARAPACA_II	5	TARAPACA_IV	6
TARAPACA_III	5	TARAPACA_V	6
TARAPACA_IV	6	Encuentro_220_Collahuasi_220_III	6
TARAPACA_V	8	Encuentro_220_Lagunas_220_2017	6
Encuentro_220_Collahuasi_220_III	6	Encuentro_220_Lagunas_220_2018	6
Encuentro_220_Lagunas_220_2017	6	Central_Atacama_220_Chacaya_220	6
Encuentro_220_Lagunas_220_2018	6	Chacaya_220_Mejillones_220_II	6
Central_Atacama_220_Chacaya_220	6	Chacaya_220_Mejillones_220_III	6
Chacaya_220_Mejillones_220_II	6	Angamos_220_Laberinto_220_III	8
Chacaya_220_Mejillones_220_III	6	Angamos_220_PdeVald_220	5
Angamos_220_Laberinto_220_III	12	Mejillones_220_Ohiggins_220_III	6
Angamos_220_PdeVald_220	5	Tarapaca_220_Lagunas_220_IIC2	6
Mejillones_220_Ohiggins_220_III	6	Central_Atacama_220_Esmeralda_220_II	7
Tarapaca_220_Lagunas_220_IIC2	6	Arica_110_Arica_066_II	6
Central_Atacama_220_Esmeralda_220_II	9	Capricornio_220_Capricornio_110_II	7
Arica_110_Arica_066_II	6	Esmeralda_220_Esmeralda_110_II	14
Capricornio_220_Capricornio_110_II	9	Chacaya_220_PdeVald_220	5
Esmeralda_220_Esmeralda_110_II	14	Esmeralda_110_Centro_110_II	6
Chacaya_220_PdeVald_220	5	Laberinto_220_Nueva_Zaldivar_220_II	4

Proyectos Construidos				
Solución Completa		Año	Solución Descompuesta	
Esmeralda_110_Centro_110_II	6	Oeste_110_Minsal_110_II	6	
Laberinto_220_Nueva_Zaldivar_220_II	4	Parinacota_066_Pukara_066_II	6	
Oeste_110_Minsal_110_II	6	Tarapaca_220_Condores_220_II	6	
Parinacota_066_Pukara_066_II	11			
Tarapaca_220_Condores_220_II	6			

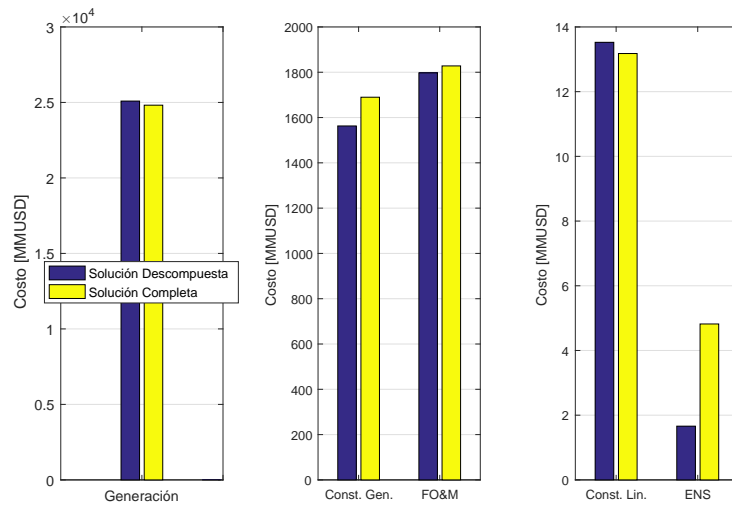


Figura 6.7: Comparativa de Costos Anualizados. Caso SING ExGxTx.

Adicionalmente, se presenta la Figura 6.7 con la suma de los costos anualizados de la solución del problema. De la observación de los valores mostrados se puede extraer que el caso completo (que resultó tener un menor costo) invierte mucho más en obras de generación y transmisión, para así lograr un menor costo total de generación. Del detalle de los valores se señala que la inversión en obras del caso completo es 127 y 0.3 [MMUSD] más cara para generación y transmisión, respectivamente. Además, el caso completo presenta mayores costos fijos de operación y mantenimiento por 31 [MMUSD] y costos por energía no servida superiores en 3 [MMUSD]. De esa manera, el resultado es costos de generación es menor en 272 [MMUSD] con respecto al caso con descomposición.

Se destaca el hecho de que en ambos resultados se prefiere fallar que construir obras que eviten la falla. Bajo este escenario no se descarta el hecho de que el σ resultante permita este tipo de situaciones, pero como se pudo notar en los valores de salida, la disminución del gap podría implicar más tiempo de resolución. Pese a todo, el resultado de un caso tan complicado como este siempre dependerá de los criterios que se fijen al inicio del estudio.

6.1.5. Comentarios preliminares

Al parecer, el comportamiento del algoritmo desarrollado en un caso de aplicación “real” funcionó satisfactoriamente. Se pudo comprobar que la metodología de Relajación Lagrangiana en conjunto con la paralelización de sus subprocesos resulta más eficiente en la resolución de un caso de gran complejidad. En todos los casos resueltos se pudo observar

que los tiempos de resolución eran bastante menores a los que resultan de la aplicación directa del *Branch & Cut* sobre un problema completo. También se pudo observar que en dos de los tres casos resueltos el resultado presentado con el algoritmo propuesto es mejor que el resultado salido del problema completo, considerando que la función objetivo tiene un menor valor. En el problema cuyo resultado fue peor que con la resolución completa, los tiempos de resolución fijados evitaron poder mejorar la solución encontrada, pero aún así, el tiempo invertido presenta una diferencia bastante notable.

Adicionalmente, se pudo comprobar que la metodología para la selección del *gap* de los subproblemas es bastante certera para definir el tiempo total en que uno desea ejecutar el algoritmo. Se debe considerar que ayuda bastante que cada iteración del algoritmo tarde tiempos similares, por lo que no es despreciable el control que se tiene sobre la ejecución del método propuesto.

6.2. Aplicación al Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional o SEN, será el último sistema eléctrico en donde se aplicará la herramienta diseñada en esta tesis. El SEN está compuesto por los antiguos Sistema interconectado Central (SIC) y Sistema Eléctrico del Norte Grande (SING), lo que implica que parte de este sistema incluye al utilizado en la sección anterior. A comienzos del 2018 el sistema contaba con 22.4 [GW] de capacidad instalada, en donde el 46 % corresponde a fuentes renovables (30 % hidráulica, 8 % solar, 6 % eólica, 2 % biomasa y 0.2 % geotérmica) y el 54 % restante a fuentes térmicas (21 % carbón, 20 % gas natural y 13 % petróleo).

Las principales fuentes de información para generar el modelo del sistema son: el Informe Precio de Nudo Primer Semestre 2017 de la CNE [117] y el estudio de Programación de 5 Años del Coordinador Eléctrico Nacional Primer Semestre 2017 [118]. Con la información recopilada es posible fijar el horizonte de planificación en 15 años, desde enero de 2017 a diciembre de 2031. Los modelos a simular serán dos: uno de solamente expansión de capacidad de generación y otro de expansión conjunta de generación y transmisión.

Respecto del sistema de generación, el sistema cuenta en su totalidad con 493 centrales de generación modeladas, de las cuales 88 son proyectos a someter a decisión de construcción. Los parámetros de cada una de las unidades fueron obtenidos de las fuentes descritas. Del mismo modo se obtuvieron los costos variables, los perfiles de mantenimiento, la puesta en servicio de centrales en construcción.

Para darle mayor flexibilidad a la toma de decisiones se agregaron todos los proyectos modelados en [117]. Las fechas mínimas para una eventual construcción y puesta en servicio de las unidades proyectadas fueron definidas según el tipo de tecnología y tamaño de cada proyecto. Asimismo, se consideraron los valores de inversión provistos en este informe.

El sistema de transmisión considera 163 barras y 266 líneas de transmisión activas. Este sistema es una versión reducida del utilizado por las referencias, en donde se eliminaron barras radiales (con una única conexión a otra barra). Dado que se apreció que la inversión en transmisión complica bastante el problema matemático, los proyectos considerados para el caso con expansión de transmisión son solamente 8.

La distribución de demanda del sistema fue obtenida directamente de las matrices de consumo utilizadas en [118]. El crecimiento de demanda utilizado se obtuvo de las bases de [117]. Los proyectos de consumo también están incluidos en la demanda final de la base de datos.

Para generar cada escenario hidrológico del modelo a simular se considera como fuente de información las matrices de caudales utilizadas por el Coordinador para el desarrollo de [118]. A la fecha en que se generó el modelo existían matrices con 55 años históricos para cada punto en donde se requería el uso de estos datos, lo que incluye tanto a afluentes a centrales simples de pasada como a puntos de balance de aguas en cuencas más complejas.

El modelo para las cuencas hidrológicas es el mismo utilizado por el Coordinador, al igual que los requerimientos de riego. Considerando la resolución temporal del modelo, se modelaron en total 9 centrales de embalse. La operación por convenios en la cuenca del Maule y el Laja son simplificadas considerando la operación real que existió en cada año hidrológico. De esa forma, se tiene un perfil de generación para cada año de la estadística. Para la correcta operación de centrales hidroeléctricas se modelaron dentro del problema eventuales vertimientos y filtraciones.

Para acoplar el fin del horizonte de planificación a un futuro existente se utilizará la función de costo futuro extraída de [117], de esa manera, los embalses con función de costo futuro tendrán libertad para acomodarse hacia el final del horizonte sin la necesidad de forzar volúmenes objetivos. Cabe señalar que esto dará como resultado que los volúmenes al final del horizonte podrían ser diferentes para cada escenario modelado.

Por último, se destaca que las centrales que son del tipo solar o eólica poseen un perfil de generación diario para cada mes. De esa manera, el modelo al construir los perfiles de generación asignará cada hora del perfil al bloque de demanda correspondiente según el índice horario salido de la construcción de los bloques de demanda.

6.2.1. Consideraciones y supuestos adicionales

Se señaló previamente que se simularán dos estudios utilizando este sistema eléctrico: un caso de expansión de capacidad de generación y otro de expansión de generación y transmisión, los cuales se denominarán como "Caso SEN ExGx" Y "Caso SEN ExGxTx", respectivamente.

Para la ejecución del modelo existen otros aspectos que son tomados en cuenta dentro de la base de datos del sistema y el algoritmo que valen la pena mencionar en este apartado. Algunos de los que señalan son:

- Todas las centrales térmicas del sistema poseen un ajuste en su potencia a generar basado en la tasa de salida forzada respectiva.
- Todas las unidades modeladas (incluyendo las candidatas) poseen un perfil de mantenimientos típicos.
- La tasa de actualización es de un 10%.
- El costo de falla para el sistema es determinado según el procedimiento utilizado en [116].
- El costo de operación y mantenimiento depende del costo de inversión para cada unidad generadora, según lo expuesto en [121].
- El costo de combustible se escala según los factores de modulación dados en [117] para cada categoría modelada.
- Se modelarán las restricción de cotas (volúmenes) de los embalses que posean este tipo de limitaciones (cotas estivales).
- Se utiliza una curva de demanda de tipo mensual aproximada por 3 bloques. Se determinó utilizar ese número por simplicidad del problema dado que el aumentar números de bloques implica un aumento considerable en el número de restricciones de transmisión y eso conlleva a un mayor consumo de RAM (la que es una limitante para ampliar el número de escenarios).
- Los escenarios hidrológicos a modelar siempre serán equiprobables.
- Se considerará un problema de optimización completo de programación estocástica de dos etapas con 55 escenarios es imposible de resolver por la *suite* de optimización.

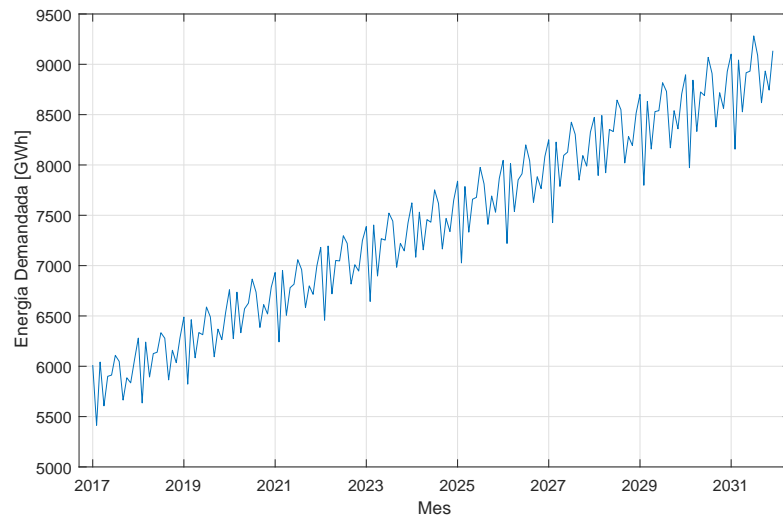


Figura 6.8: Requerimientos de Demanda. Sistema SEN.

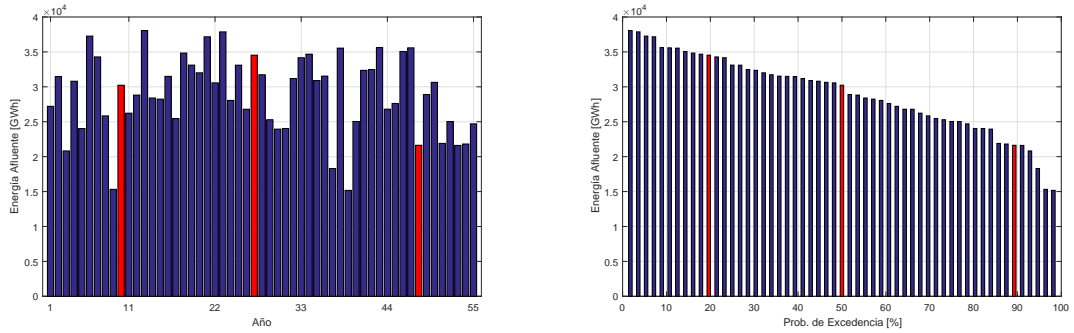
La demanda requerida por el sistema para cada mes del horizonte puede apreciarse en la Figura 6.8.

Otros parámetros con los cuales se modeló el sistema pueden revisarse en el Apéndice I.

6.2.2. Variabilidad del recurso hídrico

Uno de los puntos que se debe tener en cuenta y que es de utilidad para las ejecuciones a realizar tiene relación con la manera en que la variabilidad de los afluentes a las diferentes cuencas afectan la operación del SEN. Para visualizar a grueso modo lo que significa el uso del agua dentro del sistema se presenta la Figura 6.9a con el aporte energético de las 55 hidrologías que se modelarán dentro del problema de optimización. Por un lado, se puede notar que no existe una correlación inter-anual entre todas ellas, y por otro lado, destaca el hecho de que las últimas hidrologías presentan un patrón de poco aporte en energía afluente. Si bien no son los años hidrológicos de menor energía de la estadística son varios con esa tendencia.

Al realizar un reordenamiento de los datos de mayor a menor, como se puede observar en la Figura 6.9b, es posible notar otras características que destacan de esta estadística. Los años con menor aporte energético poseen valores que son menos de la mitad de la energía afluente que tienen los años más húmedos. Inclusive, se puede decir que los años más secos tienen aproximadamente la mitad de la energía que el año mediano de la estadística. Esta gráfica se presenta de esta manera para introducir el hecho de que los años hidrológicos se suelen identificar según su probabilidad de excedencia, esto quiere decir que, si un año presenta una probabilidad de excedencia del 70 %, entonces el 70 % de los años existentes (dentro de la estadística) son más húmedos que el que se indica.



(a) Cronológicamente.

(b) De mayor a menor.

Figura 6.9: Energía Afuente al Sistema Eléctrico Nacional.

Tabla 6.14: Características del problema de optimización. Caso SEN ExGx 3 Escenarios.

Escenarios	Var. Totales	Var. Binarias	Restricciones	No zeros (FO)	No zeros (LHS)	No zeros (RHS)
3	5403542	6920	1993768	3634488	9580582	217126

6.2.3. Caso Expansión de Capacidad de Generación (ExGx) 3 escenarios

Antes de iniciar la ejecución del problema de 55 escenarios que se quiere resolver, se requiere tener un punto de comparación para poder validar que el resultado que entregue el algoritmo esté dentro de valores esperables. Una de las opciones que se usan como punto de referencia en la práctica es el uso de 3 años hidrológicos característicos del sistema. Estos se denominan como hidrología húmeda, hidrología media e hidrología seca, las que corresponden a los años con 20 %, 50 % y 90 % de probabilidad de excedencia dentro de la estadística (los que se marcan en color rojo en la Figura 6.9a y Figura 6.9b). De esa forma, los años a utilizar serán:

- Hidrología Seca: Año hidrológico abr2007-mar2008 (Dato 48)
- Hidrología Media: Año hidrológico abr1969-mar1970 (Dato 10)
- Hidrología Húmeda: Año hidrológico abr1986-mar1987 (Dato 27)

En este apartado se hará uso de esas tres hidrologías para resolver el problema de programación estocástica en dos etapas. Cada escenario se formará únicamente con solo una de esas hidrologías, o dicho de otra manera, todos los años serán iguales dentro del mismo escenario. Tal como se ya se había mencionado, los escenarios serán equiprobables.

La Tabla 6.14 presenta los datos más relevantes respecto del tamaño del problema a resolver. Si bien el sistema es mucho más complejo que los vistos anteriormente, el número de escenarios disminuye el tamaño del problema respecto, por ejemplo, al último caso ejecutado la sección anterior.

Dado que la idea principal de esta sección de resultados es presentar los salidas obtenidas con la metodología desarrollada, estos casos solo se ejecutarán con el problema descompuesto. A continuación, se presentarán los preparativos para la ejecución del algoritmo y luego, los resultados generales obtenidos como solución.

Tabla 6.15: Tiempos de ejecución vs *gap*. Caso SEN ExGx 3 Escenarios.

Gap Subproblemas [%]	Tiempo de Ejecución [s]	
	Iteración 1	Iteración 2
1	2138	3026
0.8	2184	3043
0.5	2123	3033
0.1	2177	3023

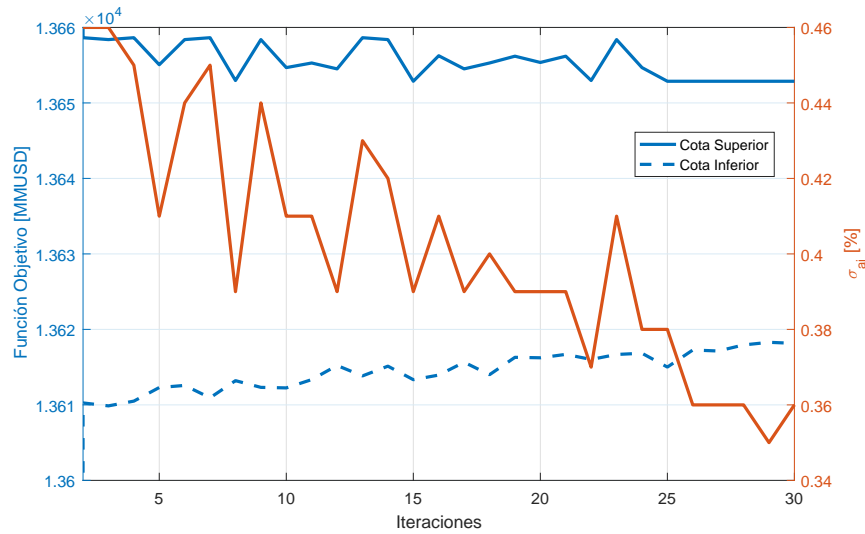


Figura 6.10: Evolución Solución Caso SEN ExGx 3 Escenarios.

Preparación del Algoritmo

Repitiendo el mismo procedimiento que el realizado a lo largo de este trabajo, se ejecutaron cuatro casos de prueba cuyos tiempos de iteración se presentan en la Tabla 6.15. Se destaca que todas las salidas tienen tiempos similares para las iteraciones, por lo que el algoritmo se ejecutará con un *gap* de 0.1 % para los subproblemas. Adicionalmente el algoritmo se ejecutará con 30 iteraciones máximas, en donde las últimas 5 serán para pulir la solución. En caso de que mejore rápidamente la solución, se establecerá un σ_{aj} de detención de 0.12 %.

Resultados Obtenidos

La Figura 6.10 presenta la evolución del algoritmo a través de las iteraciones de éste. Se destaca que el σ_{aj} se encuentra bajo el 1 % desde el comienzo de la ejecución. Si bien la evolución de la brecha es bastante lenta, el resultado final presenta un σ_{aj} cercano al 0.35 %.

Como se puede apreciar en la Tabla 6.16, el algoritmo se ejecutó por caso 28 horas para realizar las 30 iteraciones. Puede parecer que el tiempo fue extenso para el tamaño del problema, pero dado que los escenarios presentan grandes diferencias en el recurso

Tabla 6.16: Valores dados por la solución del algoritmo. Caso SEN ExGx 3 Escenarios.

Valor FO (MMUSD)	σ [%]	σ_{aj} [%]	Tiempo Total [s]
13652.87	0.254	0.354	99612

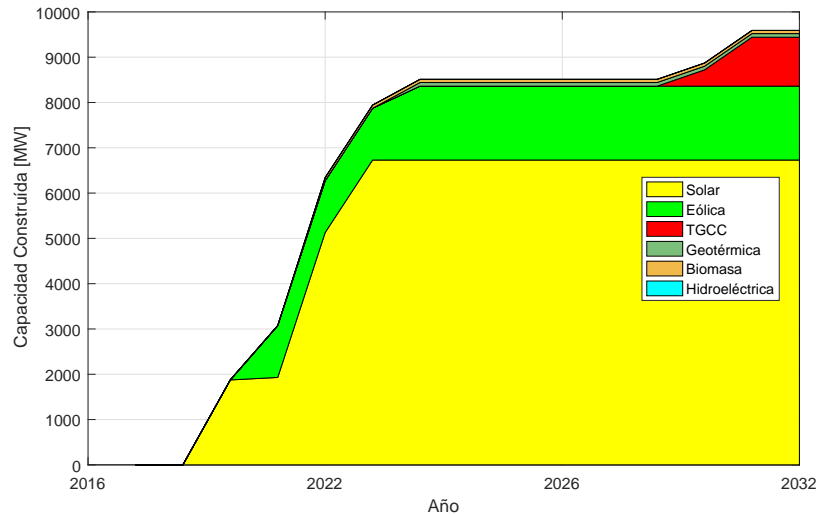


Figura 6.11: Capacidad Construida en Generación. Caso SEN ExGx 3 Escenarios.

hídrico, se decidió ejecutarlo con ese número de iteraciones para dar mayor robustez a la búsqueda por la mejor solución.

Sobre el plan de obras dado por la solución del problema se señala que se construyen 64 de los 88 proyectos considerados como candidatos. A modo general, la capacidad de generación construida a lo largo del horizonte se puede ver en la Figura 6.2.4, en donde se destaca el hecho de que se consideran cerca de 6.7 [GW] en tecnología solar hacia el final del periodo de planificación.

6.2.4. Caso Expansión de Capacidad de Generación (ExGx) 55 escenarios

Luego de tener un resultado aproximado al correr el modelo solo con 3 años hidrológicos característicos, la siguiente etapa es poner a prueba la verdadera capacidad del algoritmo al ejecutar éste con los 55 escenarios hidrológicos previstos al inicio de este capítulo.

Al igual como se generaron los escenarios previos, estos 55 escenarios se generarán con los datos históricos de los 55 años hidrológicos presentados en las matrices de caudales de [118]. Se señala nuevamente que estos escenarios son todos equiprobables para el problema. Los demás datos y parámetros del problema son idénticos al del problema de 3 escenarios.

Como se pudo observar anteriormente, la mayoría de las características del problema crecen aproximadamente de manera lineal con el número de escenarios, debido a esto es posible tener un estimado de los datos que componen el problema a resolver. La Tabla 6.17 presenta las características de este complejo problema. Se aprecia que el número de variables totales es bastante alto, cercano a los 100 millones y que al unirlos al hecho que

Tabla 6.17: Características del problema de optimización. Caso SEN ExGx 55 Escenarios.

Escenarios	Var. Totales	Var. Binarias	Restricciones	No zeros (FO)	No zeros (LHS)	No zeros (RHS)
55	+99MM	+126M	+36MM	+66M	+175MM	~4MM

Tabla 6.18: Tiempos de ejecución vs *gap*. Caso SEN ExGx 55 Escenarios.

Gap Subproblemas [%]	Tiempo de Ejecución [s]	
	Iteración 1	Iteración 2
1	6964	13782
0.5	6957	13365

las restricciones son 36 millones, indicaría que la matriz del problema tendría del orden de 10^{15} elementos, valor que es extremadamente alto para un problema de optimización.

Preparación del Algoritmo

Dado los valores presentados, es posible suponer que este problema es más complicado que cualquiera visto previamente y requeriría un mayor tiempo para iterar, por lo que solo se realizaran dos casos de prueba para definir el *gap* para la resolución de los subproblemas. Adicionalmente, se señala un aspecto importante de estas simulaciones el cual guarda relación con el consumo de memoria RAM al resolver problemas complicados. Ya se mencionó previamente que al ejecutar este tipo de problemas en una única máquina la RAM es una limitante para la ejecución del algoritmo dado que un alto consumo puede llevar a detener el proceso de cálculo del *solver*. Uno de los métodos para evitar ese posible inconveniente es dividir cada fase de paralelización con tal de ejecutar un grupo de problemas en paralelo. De esa manera, se decide no ejecutar los 55 problemas a la vez, sino ejecutar primero 20, luego 20 y al final 15.

Los resultados de los casos de prueba se pueden visualizar en la Tabla 6.18. De ella se desprende que para las dos pruebas ejecutadas los tiempos de resolución son bastante similares, por lo que no habría problema de elegir uno u otro *gap* para la ejecución. Sin embargo, para ser conservador en el sentido de asegurar la correcta operación del algoritmo se elegirá el *gap* más alto de los probados (0.01%). La idea tras esto es evitar que unos pocos problemas sobrecarguen la máquina o retrasen excesivamente la ejecución del problema.

Considerando los tiempos involucrados en la simulación y sabiendo que cualquier resultado puede ser razonable dado que por el tamaño del problema sería casi imposible conocer con certeza el óptimo global, el problema será ejecutado con 15 iteraciones dejando 3 para pulir la solución. Además dado que el *gap* de los subproblemas se fijó en 0.01%, se considerará de ser necesario un σ_{aj} de detención de 0.0102%.

Resultados Obtenidos

En la Figura 6.12 se observa la evolución del algoritmo a partir de la iteración número dos. Al igual como ocurrió con el caso de 3 escenarios, la evolución de la cota mínima es lenta y es por eso que el σ es relativamente estable a lo largo de la ejecución.

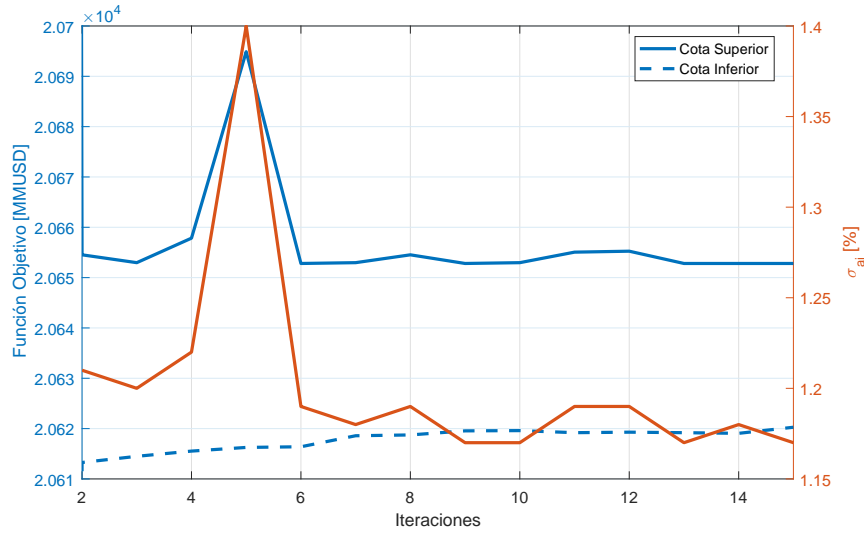


Figura 6.12: Evolución Solución Caso SEN ExGx 55 Escenarios.

Tabla 6.19: Valores dados por la solución del algoritmo. Caso SEN ExGx 55 Escenarios.

Valor FO (MMUSD)	σ [%]	σ_{aj} [%]	Tiempo Total [s]
20652.81	0.158	1.170	173438

El algoritmo se ejecutó por 48 horas, como se puede ver en la Tabla 6.19. Obviamente, la complejidad propia del problema y el criterio para evitar detenciones forzosas por consumo de RAM son los principales factores que afectaron en el tiempo global de resolución, pero aún así, se considera que el resultado presenta valores razonables para lo que se esperaba de este caso.

A modo referencial, se presenta el plan de obras categorizado por tecnología en la Figura 6.13. A simple vista se aprecia que este plan generado es muy similar al anterior, sin embargo destaca el hecho de que no hay tanta inversión en tecnología de centrales a ciclo combinado como en el caso de 3 escenarios.

Comparación preliminar

Técnicamente, la comparación entre el caso 3 escenarios diseñado y el que considera 55 escenarios debería ser en un nivel más cualitativo, dado que fue hecha con el sentido de encontrar tendencias similares en los resultados. De esa manera, el encontrar resultados diametralmente distintos podrían indicar un error en la metodología implicando descartar el caso simulado.

Como se puede ver en la Figura 6.14 los costos para cada caso son relativamente similares, algo que era esperable dado que los planes de expansión también son similares como se vieron en la Figura y Figura . Para un tema de comparación los costos de generación y de energía no servida presentados son los costos esperados. También se observa que los costos de falla son similares, lo que podría indicar que se presenta energía no servida en

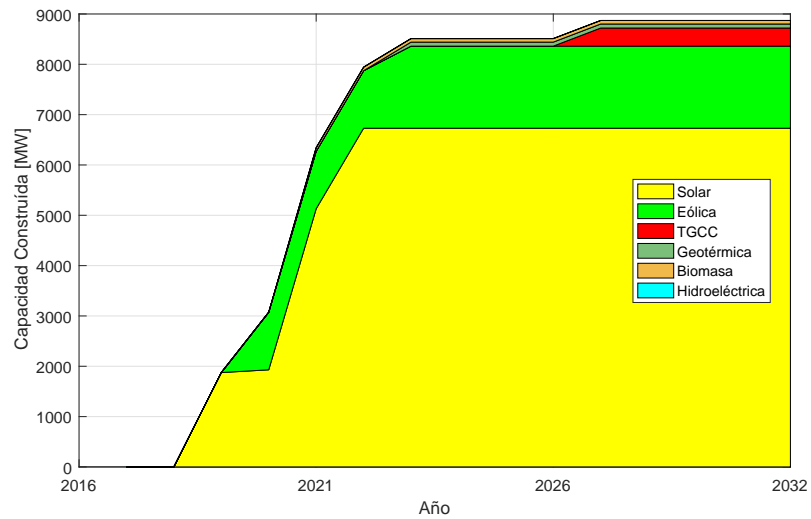


Figura 6.13: Capacidad Construida en Generación. Caso SEN ExGx 55 Escenarios.

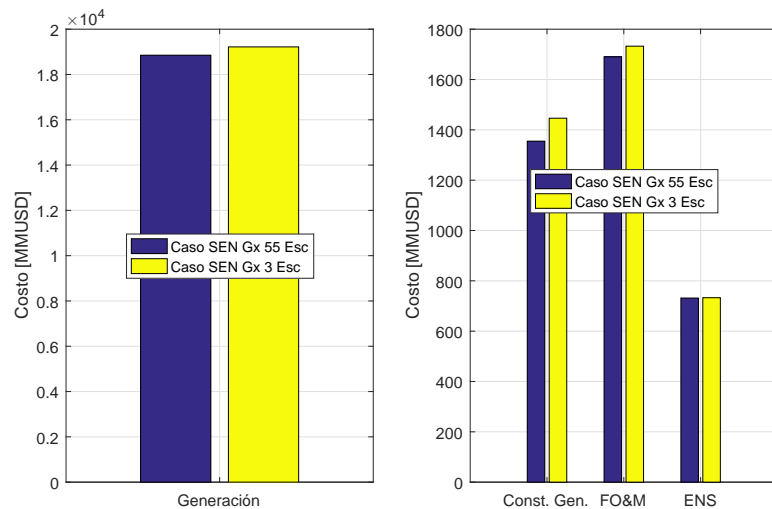


Figura 6.14: Comparativa de Costos Anualizados. Caso SEN ExGx.

un sector localizado del sistema dado el crecimiento de la demanda.

Para complementar los resultados obtenidos en ambos casos utilizados, la Figura 6.15 presenta los costos marginales esperados en las barras Quillota 220kV y Crucero 220kV, respectivamente. Mientras que la primera gráfica representa una referencia para los costos marginales de la zona centro-sur del SEN, la segunda es un indicativo para la zona norte. Se destaca el hecho de que la tendencia es siempre alza (considerando el crecimiento de demanda proyectado), pero también se asoma el hecho de que los valores indicarían que el sistema tendría un desacople de precios de manera permanente durante ciertas horas en todos los bloques, por lo que existirían congestiones entre ambas zonas. Adicionalmente, en ambas figuras las curvas señalarían de que la ejecución del problema se realizó de

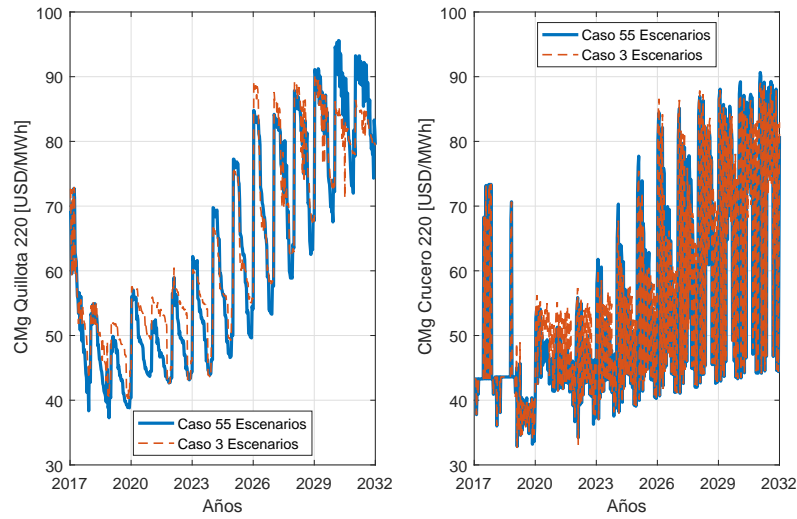


Figura 6.15: Costos Marginales en Barras Relevantes. Caso SEN ExGx.

Tabla 6.20: Características del problema de optimización. Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.

Escenarios	Var. Totales	Var. Binarias	Restricciones	No zeros (FO)	No zeros (LHS)	No zeros (RHS)
3	5422288	7299	2043247	3644400	9850372	239998

manera correcta, lo que se toma como señal de que el algoritmo resolvió adecuadamente el problema de optimización con 55 escenarios.

6.2.5. Caso Expansión de Capacidad de Generación y Transmisión (ExGxTx) 3 escenarios

A modo de extender los casos presentados en las secciones anterior se evaluará el algoritmo nuevamente contra el sistema SEN, pero añadiendo proyectos de transmisión al ya visto conjunto de proyectos de generación. En ese sentido el primer caso a evaluar será con tres escenarios generados a partir de las 3 hidrologías típicas ya presentadas (seca, media y húmeda) y luego se contrastará con el caso con escenarios.

El sistema es exactamente el mismo que el utilizado para los casos de expansión de generación y los proyectos de transmisión agregados pueden verse en el Apéndice I. Dicho esto, las características del problema a resolver pueden verse en la Tabla 6.20. Dado que el caso presenta pocos proyectos de transmisión adicionales, los datos presentados no son tan diferentes de lo visto en la Tabla 6.14.

A continuación se presentarán la preparación y los resultados obtenidos con la metodología desarrollada en esta tesis.

Preparación del Algoritmo

Ya se ha podido observar en casos previos que el tener proyectos de transmisión dentro de un problema de optimización vuelve muy complicado el problema. Es normal que los

Tabla 6.21: Tiempos de ejecución vs *gap*. Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.

Gap Subproblemas [%]	Tiempo de Ejecución [s]	
	Iteración 1	Iteración 2
1	11203	17194
0.8	11270	17033

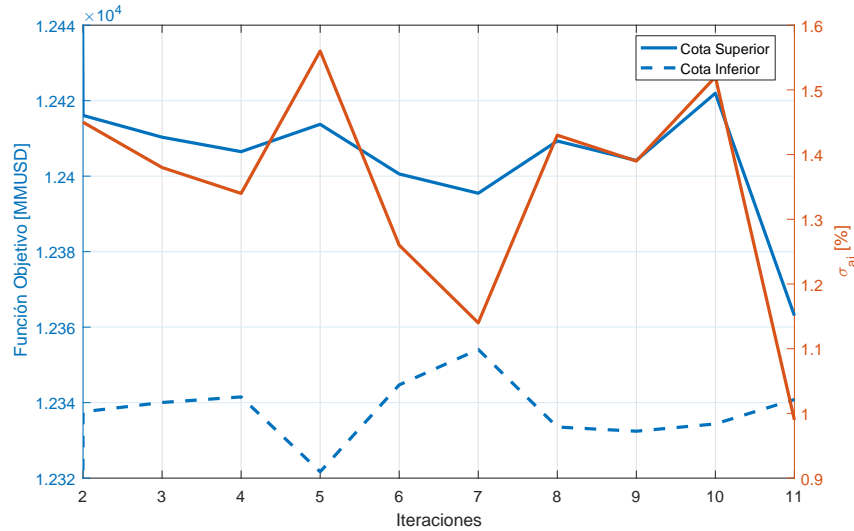


Figura 6.16: Evolución Solución Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.

tiempos en que el *solver* resuelve el problema sean altos o, en caso contrario, es posible dejar tiempos razonables pero a costa de un *gap* mucho mayor. Dado que en un sistema tan complejo como el planteado los tiempos pueden elevarse bastante, las pruebas a realizar serán acotadas.

La Tabla 6.25 presenta los tiempos de resolución para las dos simulaciones realizadas con dos iteraciones cada una. Se señala que al reducir el *gap* a 0.5% el tiempo de la primera iteración superaba las 5 horas, por lo que se decidió detener las pruebas y mantener los dos resultados mostradas. Se aprecia que los tiempos de resolución para cada son altos, por lo que un aumento en el *gap* podría ayudar si fuese necesario. Sin embargo, dado que los tiempos aún son manejables dado las estimaciones que se tienen al respecto, se decide ejecutar el algoritmo con un *gap* para los subproblemas de 0.8%. Considerando lo tiempos involucrados, se limitará el problema a 15 iteraciones (3 para pulir la solución) y a un σ_{aj} de detención de 1% (se considera suficiente para un caso de este estilo).

Resultados Obtenidos

La Figura 6.16 presenta la evolución del algoritmo a medida que se ejecutaba el programa. Se destaca que el algoritmo se detuvo en la iteración número 11 dado que alcanzó el σ_{aj} objetivo de 1%. Mayor detalle de la detención se observa en la Tabla 6.22, en la cual se ve que el σ_{aj} alcanzado quedó en 0.988% y la ejecución total fue de aproximadamente 60 horas.

Tabla 6.22: Valores dados por la solución del algoritmo. Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.

Valor FO (MMUSD)	σ [%]	σ_{aj} [%]	Tiempo Total [s]
12363.06	0.180	0.988	216174

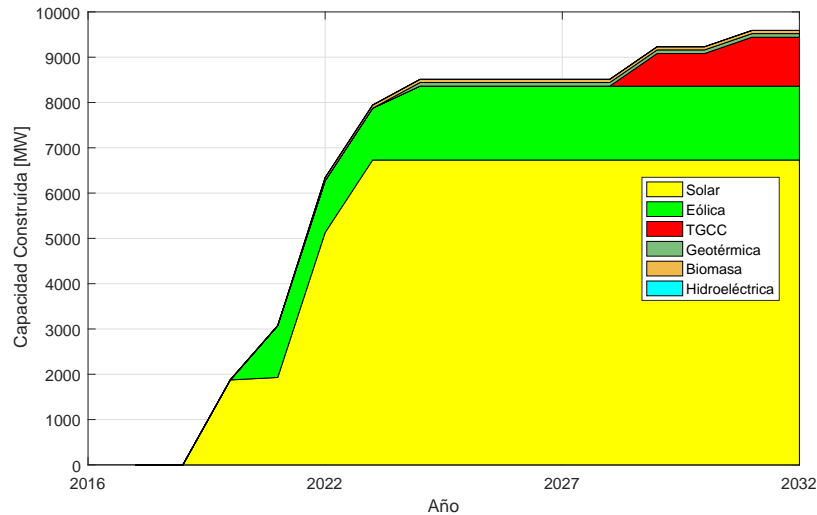


Figura 6.17: Capacidad Construida en Generación. Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.

Tabla 6.23: Proyectos de Transmisión Construidos. Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.

Proyecto	Año
PMontt500__NvaPMontt220	9
PMontt500__Cautin500	9
Almendros500__Almendros220	7
Almendros500__Polpaico500	10
AJahuel500__Almendros500	8
Cautin500__Charrua500	7
Cautin500__Cautin220A	7

La Figura 6.17 presenta gráficamente la instalación de capacidad de generación a lo largo del período de planificación. Se aprecia que el resultado es muy similar al presentado en la Figura 6.2.4, dado que las obras de generación sometidas a construcción serían las mismas. Como una forma de visualizar las obras de transmisión que se construyen, se presenta la Tabla en donde están identificados los proyectos y el año en que éstos se llevan a cabo.

6.2.6. Caso Expansión de Capacidad de Generación y Transmisión (ExGxTx) 55 escenarios

Ya obtenida la referencia en un caso con 3 años hidrológicos característicos, a continuación se someterá el algoritmo al problema más complejo que abarca este trabajo: la

Tabla 6.24: Características del problema de optimización. Caso SEN ExGxTx 55 Escenarios.

Escenarios	Var. Totales	Var. Binarias	Restricciones	No zeros (FO)	No zeros (LHS)	No zeros (RHS)
55	+99MM	~134M	+37MM	+66M	+180MM	+4MM

resolución de un problema de expansión de capacidad de generación y transmisión con 55 escenarios hidrológicos en el SEN.

Se menciona nuevamente que estos 55 escenarios provienen directamente de las matrices de caudales utilizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, por lo que estos escenarios son idénticos a los utilizados en el caso ExGx de 55 escenarios.

Volviendo a realizar una estimación de los datos, tomando como referencia la Tabla 6.20, los parámetros relativos al tamaño del problema serían aproximadamente los presentados en la Tabla 6.24. Con respecto al caso en donde únicamente se resolvía un problema de expansión de generación, este caso que agrega proyectos de transmisión posee levemente un mayor número de variables y restricciones, pero al ser tan pequeño el aumento no se apreciaría gran diferencia.

Preparación del Algoritmo

En este punto es bueno detenerse por un momento para especificar algunas características especiales de este problema. Tal como se mencionó en el caso de 3 escenarios, el modelamiento disyuntivo de las restricciones asociadas a proyectos de transmisión vuelven muy compleja la resolución del problema, por lo que ese sería un punto importante a tener en cuenta dado que debe existir un control del tiempo de resolución. Además, se debe considerar que para este problema debe existir igualmente un control sobre el consumo de memoria del problema, ya que en caso contrario el solver podría detenerse dada sus especificaciones técnicas.

En resumen, existen dos temas que deben abordarse para resolver efectivamente el problema. Una de las maneras de abordar el problema consiste en aumentar el *gap* de los subproblemas, de esa forma la solución a cada uno de ellos se encontraría “más rápido” y así se evitaría sobrecargar innecesariamente la RAM de la máquina, pero esto implica aumentar la incertidumbre en la solución del problema. Otras de las soluciones es aplicar limitaciones en el número de problemas a correr simultáneamente (como ya se ha hecho), pero implicando un aumento en los tiempos de resolución.

Como una medida para abordar ambas situaciones se considerarán ambas soluciones entregadas, entonces se plantea el hecho de utilizar un *gap* de 3% para ejecutar los subproblemas y, a su vez, limitar a un máximo de 7 problemas en paralelo implicando que el algoritmo debe correr 8 ciclos secuenciales de subproblemas para completar la totalidad de los escenarios en cada iteración. La Tabla 6.25 presenta los tiempos de resolución obtenidos al considerar estos ajustes en los parámetros de ejecución del algoritmo.

Los valores presentados indicarían que el algoritmo podría tardar aproximadamente 20 horas en cada iteración, lo cual es un tiempo bastante elevado, pero es el mejor ajuste que se pudo lograr para este caso. Para que la ejecución entregue un resultado robusto se ejecutará con 6 iteraciones, dejando sólo una para pulir el σ al final de la simulación. Los otros parámetros serán los mismos con los cuales se ejecutó la prueba.

Tabla 6.25: Tiempos de ejecución vs *gap*. Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.

Gap Subproblemas [%]	Tiempo de Ejecución [s]	
	Iteración 1	Iteración 2
3	53242	68559

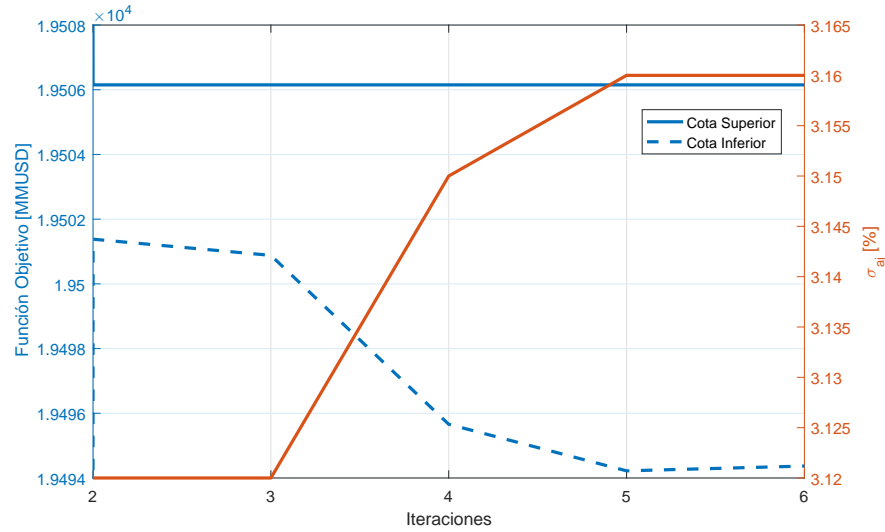


Figura 6.18: Evolución Solución Caso SEN ExGxTx 55 Escenarios.

Tabla 6.26: Valores dados por la solución del algoritmo. Caso SEN ExGxTx 55 Escenarios.

Valor FO (MMUSD)	σ [%]	σ_{aj} [%]	Tiempo Total [s]
19506.15	0.060	3.155	408152

Resultados Obtenidos

Pese a las pocas iteraciones que se utilizaron para ejecutar la simulación aún es posible observar el comportamiento del algoritmo. La Figura 6.18 presenta los valores transitorios del algoritmo a partir de la iteración dos. De ella se observa que el mejor resultado encontrado ocurrió a la segunda iteración, las otras cuatro siguientes no pudieron mejorar el σ obtenido ya que la cota inferior baja mientras que la superior se mantiene constante.

En la Tabla 6.26 se aprecia que el algoritmo se ejecutó por 113 horas, casi 5 días completos, lo que claramente indicaría que este es el caso más complicado de resolver de los que se ejecutaron en esta tesis. La complejidad del problema no solo implicó un mayor tiempo de resolución, sino que también, un mayor σ en la solución final. La diferencia principal en la dificultad del problema con respecto al caso ExGx radica en las restricciones agregadas que utilizan el parámetro “Big M” para modelar las relaciones de flujo en líneas de transmisión candidatas.

Dado el σ_{aj} de 3% presentado, se requiere determinar si el problema resuelto entregó resultados de acuerdo al sistema modelado. A modo de comparar cualitativamente el resultado con el entregado por el caso con 3 escenarios, se presenta el plan de expansión

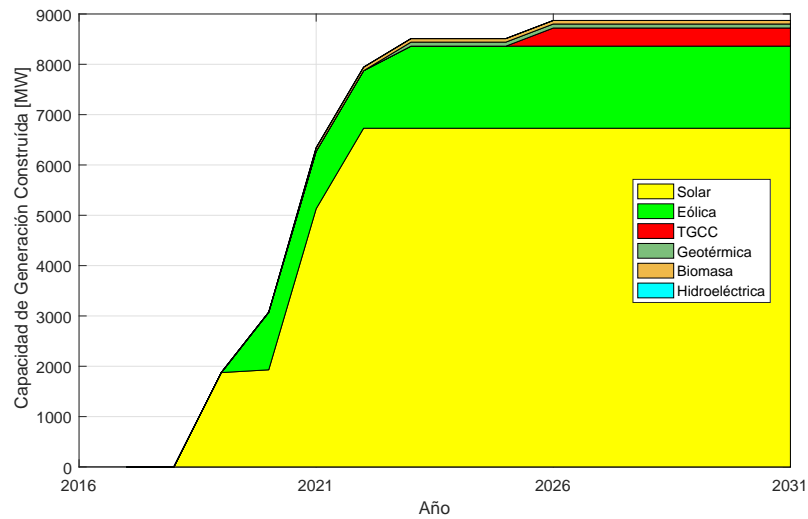


Figura 6.19: Capacidad Construida en Generación. Caso SEN ExGxTx 55 Escenarios.

Tabla 6.27: Proyectos de Transmisión Construidos. Caso SEN ExGxTx 55 Escenarios.

Proyecto	Año
PMontt500__NvaPMontt220	14
PMontt500__Cautin500	14
Almendros500__Almendros220	7
Almendros500__Polpaico500	7
AJahuel500__Almendros500	7
Cautin500__Charrua500	14
Cautin500__Cautin220A	14

de generación en la Figura 6.19. A simple vista se aprecia que este plan generado es muy similar al anterior, exceptuando el hecho de que existe una menor inversión en centrales de ciclo combinado con respecto a lo visto en la Figura 6.13.

Del mismo modo, se presenta la Tabla 6.27 que incluye las obras de transmisión construidas dentro del periodo de estudio. En ella se aprecia que el plan contiene las mismas obras que la Tabla 6.2.5, pero con la diferencia de que las líneas asociadas a la parte sur del SEN se deciden construir el penúltimo año del horizonte y las líneas asociadas a la zona centro se construyen inmediatamente cuando es posible hacerlo.

Comparación preliminar

Luego de obtener los resultados para el caso con 55 escenarios y con el fin de poder validar de que la salida obtenida sea correcta para el problema planteado, se realizará una comparación de algunos resultados con los obtenidos para el caso de referencia con 3 escenarios.

Como se puede ver en la Figura 6.20 los costos para cada caso son similares, sin embargo

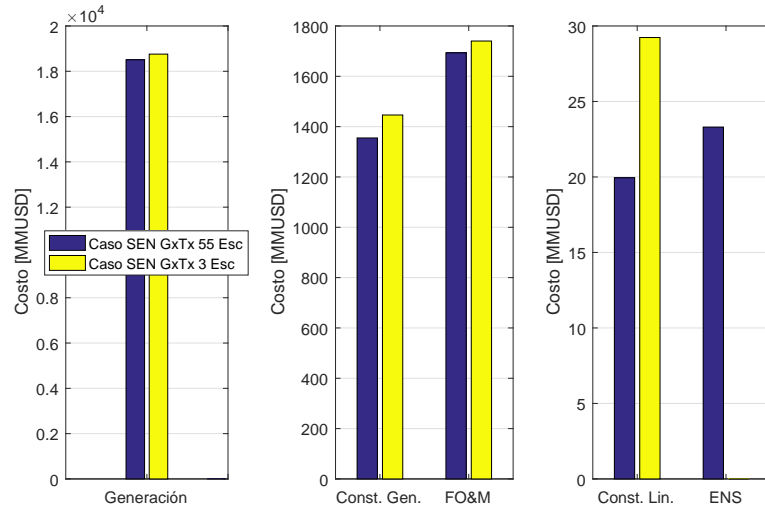


Figura 6.20: Comparativa de Costos Anualizados. Caso SEN ExGxTx.

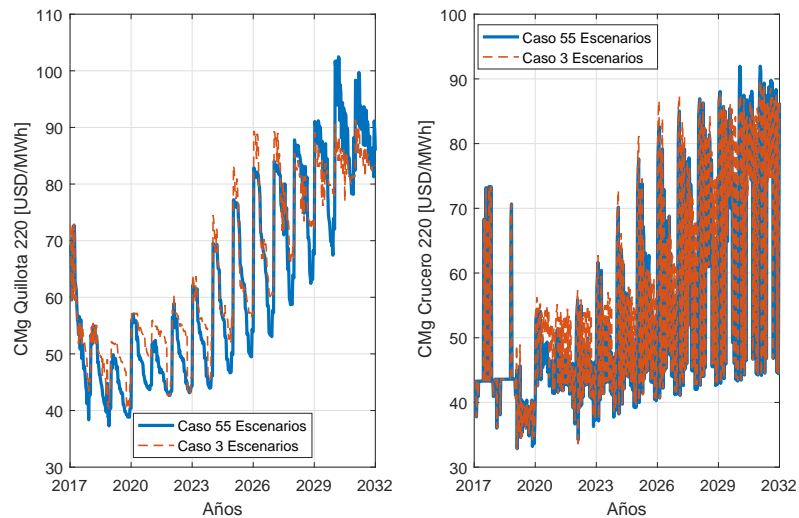


Figura 6.21: Costos Marginales en Barras Relevantes. Caso SEN ExGxTx.

algunas diferencias pueden verse relativamente más grandes dado el orden de magnitud de las gráficas. Se destaca el hecho de que para el caso con 55 escenarios se presenta un costo de falla esperado, algo que no se ve en el caso de 3 escenarios, pero que podría darse dada la menor capacidad de generación construida.

La Figura 6.21 presenta una comparación de los costos marginales obtenidos en dos barras importantes dentro del SEN. A grandes rasgos se observa un patrón similar al visto en la Figura 6.15 dado que el crecimiento del costo marginales es constante a lo largo de los años, pero la construcción de algunas líneas adicionales al parecer evitaría ciertos *peaks* que se presentan en los últimos años del período de planificación. En barra Crucero se siguen presentando valores bajos de marginales en ciertos periodos de tiempo a lo largo

del todo el horizonte, principalmente por desacoples dada la alta generación solar.

Los resultados presentados indicarían que la resolución del caso con 55 escenarios fue ejecutado correctamente puesto que los datos presentados poseen características similares al caso usado como referencia.

6.2.7. Comentarios preliminares

Nuevamente, se pudo probar la efectividad del algoritmo para resolver casos muy complicados y en tiempos razonables para la complejidad de éstos. Adicionalmente, se pudo apreciar que las soluciones entregadas se mantuvieron dentro de márgenes razonables al compararlas con casos de menor número de escenarios.

Se observó también que paralelizar problemas de tipo MILP en una sola máquina podría llegar a limitar fuertemente el rendimiento del algoritmo dado el alto consumo de RAM en la resolución a través del método *Branch & Cut* del *solver*, especialmente con problemas que impliquen modelamientos con parámetros *Big M*. Este efecto ya se pudo visualizar en la sección 5.3, pero no implicó modificar parámetros de ejecución dado que el sistema en sí era de menor tamaño y con muchas menos restricciones asociadas.

Capítulo 7

Resumen final y conclusiones

El algoritmo desarrollado para resolver problemas de programación estocástica en dos etapas entrega resultados satisfactorios, especialmente cuando el tamaño del problema es tan grande que los *solvers* comerciales tardarían mucho en resolverlo de manera directa. La metodología sobre la que se basa el programa permite que ésta sea aplicable a una gran diversidad de problemas de programación estocástica con distintos tipos de incertidumbre, tal como se realizó en esta tesis al abordar dos tipos de variables distintas con incertidumbre.

Metodológicamente, la aplicación de la Relajación Lagrangiana para generar subproblemas de tipo MILP resultó ser una medida bastante atractiva y eficiente. El aplicar esta metodología de optimización en un modelo cuya estructura matemática permite descomponer el problema y resolverlo en partes independientes la una de la otra, resultó ser bastante efectiva para abordar el aumento de tamaño de los problemas matemáticos al querer aproximar la incertidumbre de una variable a través de múltiples escenarios.

El utilizar el mismo problema original, pero descompuesto para probar factibilidad y obtener una cota superior de la función objetivo en cada iteración, resultó ser una excelente aproximación para lograr la convergencia del algoritmo. Dado que los problemas a resolver eran esencialmente lineales (las variables enteras se fijan), el tiempo que tardaban en resolverse era bastante menor al que podrían demorarse los subproblemas MILP, por lo que su efecto en tiempo era casi imperceptible.

Siguiendo con lo destacado en el párrafo previo, es posible señalar como efectivo el uso de la paralelización del problema. Si bien resulta lógico que ejecutar en paralelo varios procesos aumenta en general la velocidad de resolución del algoritmo, acá se debe destacar el uso de la paralelización para obtener la cota superior de la función objetivo. Resulta una verdadera ventaja el poder comprobar la factibilidad del resultado sobre el mismo problema original de manera rápida, evitando así el uso de heurísticas (como se suele plantear para este tipo de metodologías) que podrían distorsionar la convergencia del método.

El uso del módulo de optimización Pyomo para Python es una de las principales ventajas entregadas por este trabajo. La facilidad para incorporar todo tipo de restricciones y funciones a un modelo matemático dado por el hecho de utilizar un lenguaje matemático algebraico es un gran beneficio para cualquier tipo de trabajo que implique la construcción de modelos de optimización. Además, el poder utilizar como lenguaje de programación

Python presenta una ventaja aún mayor considerando la gran gama de módulos y paquetes matemáticos que uno puede incluir al desarrollar un programa de especificaciones similares a las presentadas en este trabajo, tal como se hizo con el multiprocesamiento utilizado.

Al parecer el criterio utilizado para poder asignar los parámetros con los cuales ejecutar el algoritmo fue una decisión bastante aceptable luego de ver los resultados obtenidos. Un buen hábito al enfrentar un problema desconocido es tratar de estimar lo mejor posible los resultados en la resolución de un problema de optimización, no solo en el aspecto relacionado a los valores de las variables, sino también en lo referente a los tiempos de solución, *gaps* esperados y valores de la función objetivo, entre otros. Tener control de como debería operar el algoritmo podría ayudar a corregir eventuales fallas en él. En este caso resultó efectivo conocer los tiempos de iteración de antemano y resultados de referencia como precaución para los casos complejos del SEN.

Pareciera ser que el cálculo del *gap* ajustado es posible interpretarlo correctamente de los resultados obtenidos. No siempre se puede confiar en el *gap* entregado como resultado por la Relajación Lagrangiana dado que los resultados del subproblema también tienen una incertidumbre asociada. Esto se pudo ver con claridad en el caso ExGxTx de 55 escenarios dado que el *gap* final de la metodología es muy bajo, sin embargo, cada subproblema tenía un *gap* de término mucho más alto. Bajo los casos presentados sería correcto presentar como *gap* final el *gap* ajustado.

Utilizar iteraciones para “pulir” la solución final no mejora el resultado, pero podría ayudar a disminuir la incertidumbre con la que se determina la solución. Tal como se observó a lo largo de esta tesis, el fijar la mejor solución encontrada en las últimas iteraciones podría verse como un sobreproceso en algunos casos, pero en la práctica resulta de gran utilidad cuando se requiere obtener el mejor *gap* de salida posible para compararlo con otro resultado de la misma índole.

Al volver complejos los casos a resolver, se vislumbró que utilizar una sola máquina para resolver los problemas de optimización podría no ser eficiente dado que el consumo de RAM por parte del solver podría causar la detención de éste al llegar a la capacidad máxima del *hardware*. Es recomendable a la hora de querer resolver casos reales siempre tener en cuenta las limitaciones del o los equipos a utilizar para las simulaciones. No siempre estas limitaciones podrían presentarse en las primeras iteraciones del algoritmo, especialmente al tratar con algoritmo paralelizados.

La manera de ajustar el algoritmo para encontrar una buena solución dependerá de la experiencia del usuario con este tipo de métodos. Si bien se levantaron criterios para poder definir a priori la manera de ejecutar el algoritmo, siempre se deberá definir una lista con las prioridades más importantes para resolver un caso y en esta tesis es posible sacar a la luz ventajas y desventajas al respecto. Un mayor número de iteraciones podría llevar a un mejor resultado, pero con un tiempo de resolución más elevado. Un menor *gap* de los subproblemas daría un resultado más preciso, pero el tiempo vuelve a jugar en contra. Un menor λ generaría perturbaciones más pequeñas y, por ende, una convergencia más robusta, sin embargo, se podría requerir un mayor número de iteraciones para ver su efecto. En lo posible es una buena práctica tener estos aspectos en consideración.

En definitiva, la herramienta desarrollada es un aporte bastante útil para su aplicación en la toma de decisiones respecto del crecimiento futuro de un sistema eléctrico. Como se ejemplificó en este documento, es posible modelar sistemas de manera muy compleja tal como se hizo con la modelación hidráulica del SEN y, a su vez, es capaz de incorporar

muchas de las restricciones que se utilizan en otros modelos matemáticos para estos fines, sin que esto afecte la metodología base de relajación y descomposición utilizada.

7.1. Trabajos Futuros

- El programa utilizado fue desarrollado a través de un lenguaje de programación Python. Si se piensa en mejorar el rendimiento del algoritmo, una de las maneras de hacerlo podría ser cambiándolo a otro lenguaje, especialmente a uno más eficiente en lo que a computación paralela se refiere, dado que la paralelización es el punto más importante del algoritmo.
- Sobre el mismo punto anterior, sería interesante probar el rendimiento del algoritmo en una red grande de computadores. Una de las limitantes detectadas fue la RAM consumida en cada escenario que se resuelve, si fuera posible utilizar varias máquinas para resolver el problema en paralelo puede que no exista tal restricción y, de esa manera, se eliminaría la secuencialidad forzosa que tuvo que hacerse para evitar el colapso del *solver*.
- Adicionalmente, en los últimos años Gurobi ha mejorado bastante la forma de resolver problemas y ha aumentado la velocidad para entregar resultados, por lo que sería bastante interesante realizar un *benchmarking* entre CPLEX y Gurobi (u otra *suite* comercial) para tener una medida de cual podría ser el mejor *solver* para resolver este tipo de problemas.
- Sobre el algoritmo en sí, se mencionó que el subproblema P3 tiene como fin obtener una cota superior a la función objetivo y probar la factibilidad de la solución encontrada, con esto en consideración sería interesante cambiar el subproblema P3 a un problema más relacionado a lo que se simula. Por ejemplo, en el caso de los problemas del SEN podría ejecutarse un algoritmo SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica), el cual también es paralelizable y es el que se utiliza para estudios de planificación a largo plazo.
- Con el algoritmo ya funcionando es posible realizar investigación entorno a aspectos relativos los datos de entrada usados, por ejemplo es posible enfocarse en el número de escenarios utilizados, en la generación de escenarios sintéticos si fuese necesario, en métodos de reducción de escenarios, al uso de escenarios combinados de varias variables con incertidumbre, etc.
- También es posible abordar temas respecto del problema matemático como el uso de restricciones disyuntivas para abordar problemas de expansión en transmisión, el cual se observó que complica la resolución del modelo empeorando el gap final de la solución.
- En este trabajo el enfoque de la incertidumbre fue sobre variables que son constantes dentro del problema, por lo que el cambio de datos se realiza sobre el lado derecho de las restricciones. Una idea interesante es utilizar la metodología presentada para probar el algoritmo bajo incertidumbre que afecten otra parte del problema como los costos de combustible que afectarían los coeficientes en la función de costo futuro, los parámetros del sistema que afectarían el lado izquierdo de las restricciones o el

retraso en obras de generación o transmisión ya definidas que afectarían el número de restricciones del problema.

Apéndice A

Resumen Ejecutivo

En esta tesis se presenta un modelo de programación estocástica en dos etapas para resolver problemas de planificación de expansión en capacidad de generación y/o transmisión que poseen multiplicidad de escenarios para la representación de variables estocásticas. Para abordar el problema estocástico se desarrolló un algoritmo de descomposición basado en el método de Relajación Lagrangiana, el cual fue utilizado en un modelo detallado del SEN que considera 55 escenarios hidrológicos. Con la resolución del problema se pudo demostrar que el algoritmo de descomposición puede abordar correctamente problemas de gran tamaño y múltiples escenarios, lo que sería imposible de realizar directamente en algunos casos a través de un único problema de tipo MILP.

A.1. Introducción

Día a día, se genera una mayor conciencia en la importancia que tiene la realización de planes de expansión en los sistemas eléctricos, sean éstos centralizados o descentralizados. Como una forma de anteponerse a cambios en el abastecimiento de la demanda a futuro, distintos operadores y grupos de especialistas alrededor del mundo generan estrategias para preparar los sistemas eléctricos con el fin de suplir el consumo energético previsto a futuro al mínimo costo posible preservando, obviamente, la seguridad en la entrega de esta energía.

Dentro de las estrategias consideradas, los modelos matemáticos siempre han acompañado al sector energético, siendo las técnicas de optimización muy importantes en el desarrollo y crecimiento de los sistemas eléctricos. En un inicio siempre estuvieron fuertemente ligados a un planificador central de los sistemas, debido a que se debían realizar planes para establecer una operación económica y eficiente en el largo plazo desarrollando proyectos de generación y líneas de transmisión que sean capaces de energizar zonas aisladas de alguna región. Los modelos computacionales que se requieren para analizar el futuro de un sistema eléctrico suelen ser, de por sí, de gran magnitud. La complejidad de las leyes físicas que gobiernan un sistema eléctrico se suman al análisis económico que debe realizarse para determinar un plan de obras óptimo, por lo que las variables con las que opera un sistema día a día deben extenderse varios años en el futuro y, además, incluir los posibles cambios en el parque generador y en transmisión que podrían ocurrir en el horizonte que se desea evaluar.

A fin de explorar una forma eficiente de solucionar los problemas de toma de decisiones en un sistema eléctrico de gran magnitud que considera incertidumbre, el trabajo en esta tesis se centrará en el desarrollo de una herramienta computacional novedosa para estos fines y su aplicación a la planificación de largo plazo en sistemas eléctricos de potencia bajo incertidumbre.

A.1.1. Objetivos

Objetivo principal

El objetivo principal de esta tesis es proponer y aplicar una metodología que facilite la resolución, desde un punto de vista numérico y computacional, de un modelo de programación entera-mixta aplicado a problemas de determinación de inversiones en sistemas eléctricos de potencia. Sin perder el enfoque principal, el trabajo aborda el concepto de planificación de largo plazo considerando la optimización de planes de expansión de generación y transmisión, por separado y en conjunto, desde el punto de vista de un planificador central.

Objetivos específicos

- Investigar las metodologías actuales para la resolución de problemas de optimización complejos, especialmente los utilizados en la expansión de capacidad de generación y transmisión de sistemas eléctricos de potencia.
- Estudiar el uso de métodos de descomposición, así como también el efecto de la separabilidad de un problema de optimización en subproblemas. Se detallan: realizar revisión de los lenguajes de programación existentes y analizar la factibilidad de implementar metodologías de descomposición, considerando la necesaria flexibilidad de un modelo de optimización; determinar la implementación de un problema de descomposición haciendo hincapié en la manera de abordar conceptos como el multihilamiento, el multiprocesamiento y/o el paralelismo para desarrollos futuros.
- Implementar la planificación de la expansión de generación y/o transmisión en un sistema de gran tamaño. Considerar un detalle adecuado con tal de simular un modelo de programación estocástica de dos etapas. Se detallan: construir un modelo del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) considerando proyectos de consumo como variable aleatoria para realizar la descomposición del problema; construir un modelo del Sistema Interconectado Nacional que considere los caudales afluentes al sistema como variable estocástica para ser descompuesta en escenarios que correspondan a un conjunto de hidrologías anuales; contrastar la aplicación de la técnica de descomposición frente a casos en donde no se utiliza. Evaluar la calidad del resultado del modelo implementado frente a casos en donde se tenga un control adecuado del tiempo de resolución versus número de escenarios.

A.2. Estado del arte

Uno de las motivaciones principales de este trabajo radica en el hecho de que la creciente capacidad computacional permite resolver problemas de optimización cada vez más

complejos, sin embargo, el excesivo detalle de los modelos es un factor que juega en contra por más poderosa que sea la máquina utilizada. Para abordar este tipo de problemas de manera eficiente existen aproximaciones muy interesantes cuyo concepto consiste en dividir el problema en otros subproblemas de menor tamaño y ajustar la solución óptima de los subproblemas con el fin de producir una solución óptima del problema mayor. Como se mencionó previamente, los métodos de descomposición tienen dos exponentes muy populares en el área de la planificación eléctrica: la descomposición de Dantzig-Wolfe [61] y la descomposición de Benders [62].

Dantzig y Wolfe desarrollaron un principio en el que se le agregaban restricciones adicionales a cada uno de los subproblemas, de esa forma, cada solución óptima de un subproblema es independiente de la solución de los otros subproblemas. Por su parte, la Descomposición de Benders asume que el resultado del problema maestro es conocido, entonces la parte que queda sin conocerse puede ser resuelta fácilmente a través de un subproblema. De esa forma, la función objetivo original del problema mayor es traspasada al problema maestro exceptuando los términos que se considerarán como parte de un subproblema. Este método es ampliamente aplicado y se ha demostrado que bajo ese concepto esta metodología es convergente [63].

En la actualidad existen desarrollos como en [64] en donde el problema maestro representa la parte determinística del problema de expansión y los subproblemas representan los escenarios asociados a su respectiva probabilidad de ocurrencia. De ahí, se destaca el hecho de que los escenarios deben ser muestreados y filtrados para lograr mejoras en la eficiencia, tal como se presenta en [53]. Otra metodología válida para este tipo de problema es la de elegir un problema maestro que se encargue de la confiabilidad del sistema y los subproblemas del abastecimiento de la demanda como en [65]. También es posible armar, a través de descomposición, un problema entero-mixto como maestro que considere todas las variables involucradas en las inversiones del sistema y luego, subproblemas que sean basados en programación no lineal, el cual contenga restricciones operativas para el sistema como las pérdidas en líneas y las curvas de generación, como se realizó en [66].

Respecto de la aplicación de la programación estocástica a través de dos etapas [67]: una de decisión de inversión y otra de operación, han existido varias metodologías de descomposición aplicadas a sistemas eléctricos. Se han resuelto problemas de expansión de generación [68], planificación de corto plazo [69], de finanzas [70] y de planificación conjunta de generación y transmisión [71]. Todos estos problemas tienen en común separar en subproblemas la decisión de inversión y las decisiones de operación.

Dada la naturaleza como variable entera que poseen las decisiones de este problema muchos autores han preferido utilizar técnicas clásicas para abordarlas, tal como la Relajación Lagrangiana. Si bien esta metodología se ha ocupado ampliamente para problemas determinísticos [72, 73], hoy en día, su uso es bastante útil en lo que respecta a programación estocástica [74, 75]. Desde el punto de vista de la descomposición, esta tesis aborda la resolución de problemas de programación estocástica con una modelación MILP a través de la utilización de la Relajación Lagrangiana como medio para lograr la descomposición de escenarios. La estructura matemática del problema de expansión permite en gran medida que el problema pueda ser visto de esa forma y que cada escenario de operación pueda ser resuelto de manera independiente de los demás escenarios.

A.3. Metodología

A.3.1. Descomposición por escenarios de un problema de programación estocástica en dos etapas

La implementación principal a realizarse en esta tesis consiste en dividir el lagrangiano del problema principal, presentado en A.1, en dos subproblemas.

$$\begin{aligned}
 \mathcal{L} = & \pi_s \cdot \left(\sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} BCost_{c,y}^{CEN} \cdot x_{c,y,s}^{CEN} + \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} BCost_{l,y}^{LIN} \cdot x_{c,y,s}^{LIN} \right. \\
 & + \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} Voll_t \cdot u_{b,t,s} + \sum_{t \in T} \sum_{c \in \Omega} h_t \cdot VCost_{c,t} \cdot g_{c,t,s} \\
 & \left. + \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} CO\&M_{c,t} \cdot w_{c,y,s}^{CEN} \right) \\
 & + \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{c,y,s}^{CEN} \cdot (w_{c,y,s}^{CEN} - w_{c,y}^{CEN}) + \nu_{c,y,s}^{CEN} \cdot (x_{c,y,s}^{CEN} - x_{c,y}^{CEN}) \right) \\
 & + \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{l,y,s}^{LIN} \cdot (w_{l,y,s}^{LIN} - w_{l,y}^{LIN}) + \nu_{l,y,s}^{LIN} \cdot (x_{l,y,s}^{LIN} - x_{l,y}^{LIN}) \right) \quad (A.1)
 \end{aligned}$$

La clave para descomponer los escenarios en un problema de este tipo es atacar el único punto que los mantiene acoplados: las restricciones de no anticipatividad. De esa forma, el primer subproblema ($P1$) correspondería a aquel que asocia las variables de segunda etapa y el segundo subproblema ($P2$) asociaría las variables de primera etapa. De esa manera, la función objetivo de $P1$ tomaría la forma que se ve en A.2.

$$\begin{aligned}
 P1 : \min \quad & \pi_s \cdot \left(\sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} BCost_{c,y}^{CEN} \cdot x_{c,y,s}^{CEN} + \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} BCost_{l,y}^{LIN} \cdot x_{c,y,s}^{LIN} \right. \\
 & + \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} Voll_t \cdot u_{b,t,s} + \sum_{t \in T} \sum_{c \in \Omega} h_t \cdot VCost_{c,t} \cdot g_{c,t,s} \\
 & \left. + \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} CO\&M_{c,t} \cdot w_{c,y,s}^{CEN} \right) \\
 & + \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{c,y,s}^{CEN} \cdot w_{c,y,s}^{CEN} + \nu_{c,y,s}^{CEN} \cdot x_{c,y,s}^{CEN} \right) \\
 & + \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{l,y,s}^{LIN} \cdot w_{l,y,s}^{LIN} + \nu_{l,y,s}^{LIN} \cdot x_{l,y,s}^{LIN} \right) \quad (A.2)
 \end{aligned}$$

Por otro lado, $P2$ tomaría una forma mucho más sencilla dada por A.3. Se destaca que gran parte de las restricciones quedan en el problema $P1$ dado que el subproblema $P2$ agrupa solo relaciones que consideran variables de primera etapa del problema de programación estocástica.

$$\begin{aligned}
 P2 : \min \quad & - \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{c,y,s}^{CEN} \cdot w_{c,y}^{CEN} + \nu_{c,y,s}^{CEN} \cdot x_{c,y}^{CEN} \right) \\
 & + \sum_{s \in \Pi} \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} \pi_s \cdot \left(\mu_{l,y,s}^{LIN} \cdot w_{l,y}^{LIN} + \nu_{l,y,s}^{LIN} \cdot x_{l,y}^{LIN} \right)
 \end{aligned} \tag{A.3}$$

A.3.2. Algoritmo de resolución planteado

Habiendo obtenido las relaciones que determinan los subproblemas de optimización $P1$ y $P2$, el siguiente paso consiste en aplicar el método del subgradiente para resolver iterativamente el problema planteado. De esa manera, la regla de actualización para el problema planteado estaría dada por las relaciones A.4, A.4, A.4 y A.4.

$$(\mu_{c,y,s}^{CEN})^{k+1} = (\mu_{c,y,s}^{CEN})^k + \alpha^k \pi_s \cdot (w_{c,y}^{CEN} - w_{c,y,s}^{CEN}) \tag{A.4}$$

$$(\mu_{l,y,s}^{LIN})^{k+1} = (\mu_{l,y,s}^{LIN})^k + \alpha^k \pi_s \cdot (w_{l,y}^{LIN} - w_{l,y,s}^{LIN}) \tag{A.5}$$

$$(\nu_{l,y,s}^{CEN})^{k+1} = (\nu_{l,y,s}^{CEN})^k + \alpha^k \pi_s \cdot (x_{l,y}^{CEN} - x_{l,y,s}^{CEN}) \tag{A.6}$$

$$(\nu_{l,y,s}^{LIN})^{k+1} = (\nu_{l,y,s}^{LIN})^k + \alpha^k \pi_s \cdot (x_{l,y}^{LIN} - x_{l,y,s}^{LIN}) \tag{A.7}$$

Adicionalmente, se considera que el escalar α^k puede obtenerse de las relaciones A.8 y A.9.

$$\alpha^k = \frac{\lambda \left(\widehat{\mathcal{L}}^k - \mathcal{L}^{k*} \right)}{B} \tag{A.8}$$

$$\begin{aligned}
 B = \sum_{s \in \Pi} \pi_s^2 \sum_{y \in Y} \left\{ \sum_{c \in \Omega^{CC}} \left[(w_{c,y}^{CEN} - w_{c,y,s}^{CEN})^2 + (x_{c,y}^{CEN} - x_{c,y,s}^{CEN})^2 \right] \right. \\
 \left. + \sum_{l \in \Omega^{LC}} \left[(w_{l,y}^{LIN} - w_{l,y,s}^{LIN})^2 + (x_{l,y}^{LIN} - x_{l,y,s}^{LIN})^2 \right] \right\}
 \end{aligned} \tag{A.9}$$

La regla A.8 debe aplicarse en cada iteración k del algoritmo presentado luego de haber obtenido los resultados de $P1$ y $P2$. El valor indicado por \mathcal{L}^{k*} es el resultado del lagrangiano ($P1+P2$) en el punto óptimo obtenido en la iteración k . El valor del parámetro λ es completamente heurístico y dependerá del usuario asignarlo. El valor que representa $\widehat{\mathcal{L}}^k$ es una cota superior del problema y para obtenerla se recogerán las soluciones de $P2$, luego se fijarán en el problema original entregando un nuevo problema de tipo lineal, cuya solución es factible y que puede descomponerse por escenarios dado que ya no se requerirían las restricciones de no anticipatividad. Entonces, dado que se encontró una cota superior al problema a través de un subproblema, que se denominará como $P3$, es posible cerrar el ciclo iterativo. El diagrama de flujo del algoritmo puede verse la Figura A.1.

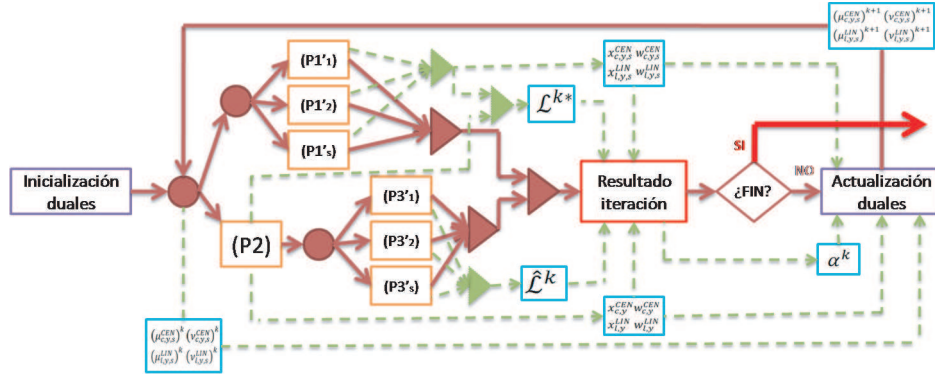


Figura A.1: Algoritmo de resolución.

Tabla A.1: Valores dados por la solución. Sistema IEEE 24 barras.

Tipo Ejecución	Valor FO (MMUSD)	Gap Final [%]	$\sigma(\sigma_{aj})$ Final [%]	Tiempo Total [s]
Problema Descompuesto	5006.94	-	0.884(1.390)	20426
Problema Completo	5038.62	0.900	-	32459

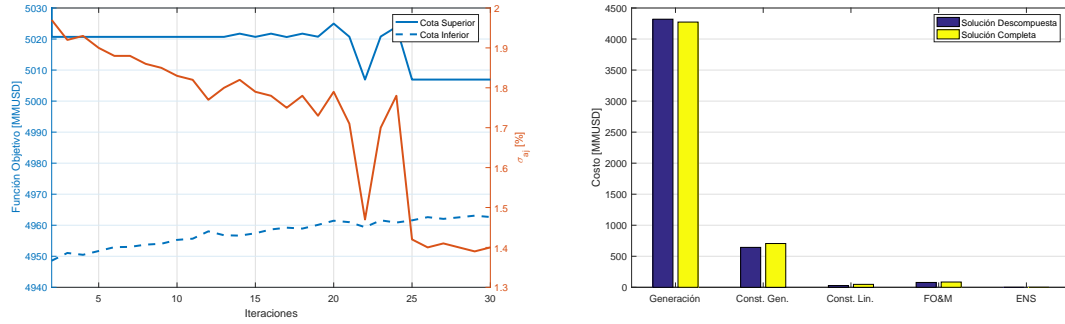
A.4. Resultados

A.4.1. Sistema IEEE 24 barras - 10 Escenarios

Con el fin de conocer y analizar el efecto que se produce en la obtención de planes de expansión sistémicos al utilizar la metodología expuesta en esta tesis se evaluará un caso de prueba. El modelo a utilizar serán el IEEE *Reliability Test System* (RTS) de 24 barras [120]. El sistema cuenta con 24 barras, 38 líneas existentes y la posibilidad de que para cada tramo se evalúen líneas hasta un máximo de 3 (a excepción de los transformadores que no poseen evaluaciones), lo que totalizaría 54 proyectos de transmisión. Por otro lado, el sistema de generación cuenta con 32 unidades generadoras existentes y los proyectos de generación considerados serían 14 unidades.

El problema fue resuelto tanto con el algoritmo desarrollado como directamente como un solo problema MILP. Las métricas de salida pueden verse en la Tabla A.1, en donde se observa claramente que la resolución a través del algoritmo es mucho más eficiente que en el caso completo y no solo por el hecho de que tomó un menor tiempo el llegar al resultado mostrado (50% menos tiempo), sino porque el resultado del problema (la minimización de la función objetivo) es mucho mejor.

Uno de los resultado respecto de la evolución del proceso a través de las iteraciones realizadas por el algoritmo se puede ver en la Figura A.2a. De ella se destaca el hecho que a pesar de haber bajado el *gap* para los subproblemas, el σ_{aj} (*gap* final del algoritmo) es alto porque la diferencia entre las cotas del algoritmo eran altas. Adicionalmente, la Figura A.2b presenta la suma de los costos anualizados de la solución del problema por cada categoría considerada dentro del modelo. A grandes rasgos se puede observar que la diferencia en costos es bastante pequeña, pero suficiente para considerar que el caso descompuesto entregó una mejor solución. Del análisis de los datos, se puede extraer que el caso descompuesto es 46 [MMUSD] más caro en costos de generación que el completo, sin embargo, el caso completo es mas caro en 62, 20 y 7 [MMUSD] para la construcción



(a) Evolución Algoritmo.

(b) Comparativa de Costos Anualizados.

Figura A.2: Resultados Sistema IEEE 24 barras.

de centrales, líneas y costos de operación y mantenimiento, respectivamente.

A.4.2. Sistema SEN - 55 Escenarios

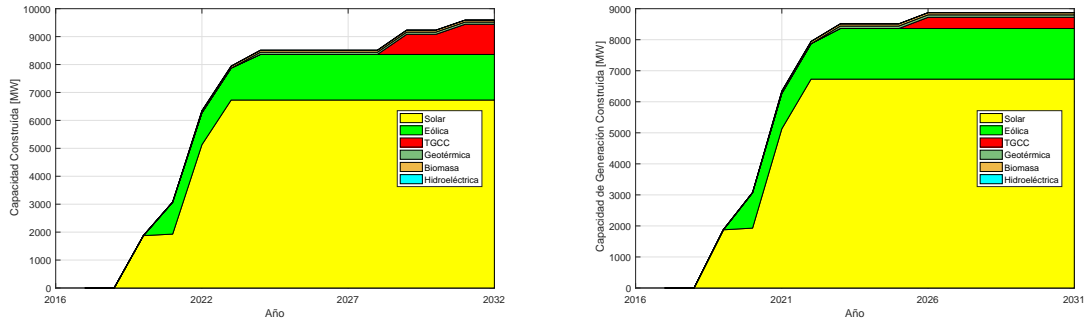
El Sistema Eléctrico Nacional cuenta en su totalidad con 493 centrales de generación modeladas, de las cuales 88 son proyectos a someter a decisión de construcción. Por su parte, la transmisión considera 163 barras y 266 líneas de transmisión activas. Dado que se estimó que la inversión en transmisión complicaría bastante el problema matemático, los proyectos considerados para el caso con expansión de transmisión son solamente 8. La distribución de demanda del sistema fue obtenida directamente de las matrices de consumo utilizadas en [118] y el crecimiento de demanda utilizado se obtuvo de las bases de [117]. Para generar cada escenario hidrológico del modelo a simular se considera como fuente de información las matrices de caudales utilizadas para el desarrollo de [118]. Para acoplar la operación de los embalses con el fin del periodo de planificación se utilizará la función de costo futuro extraída de [117], de esa manera, los embalses tendrán libertad para acomodarse según su precio hacia el final del horizonte sin la necesidad de forzar niveles objetivos (los volúmenes al final del horizonte podrían ser diferentes para cada escenario modelado).

Como una manera de saber si el resultado es correcto, a modo de comparación cualitativa el problema fue resuelto tanto para 3 como para 55 escenarios, ya que se considera que el problema completo para 55 escenarios es imposible de resolver. Los 3 escenarios fueron generados a partir de los escenarios hidrológicos seco, medio y húmedo considerados por el Coordinador. La Tabla A.2 presenta los valores de término del algoritmo para cada caso ejecutado. Se puede observar que los tiempos de resolución son bastante elevados siendo el tiempo utilizado en la ejecución del caso de 55 escenarios cercano a las 60 horas. Con respecto al σ_{aj} debe señalarse que la complejidad del problema dado los *Big M* modelados no permite que el gap de los subproblemas pueda ser disminuido (debido al tiempo que tardaría en resolverse).

Adicionalmente, la Figura A.3a y la Figura A.3b presentan gráficamente la construcción de capacidad de generación a lo largo del período de planificación. Se aprecia que el resultado es muy similar en ambas figuras. La única diferencia se puede observar en el caso con 55 escenarios dado que es menor la construcción en tecnología de ciclos combinados. Era esperable ver diferencias dado que mientras más escenarios existe una mayor

Tabla A.2: Valores dados por la solución del algoritmo. Caso SEN ExGxTx.

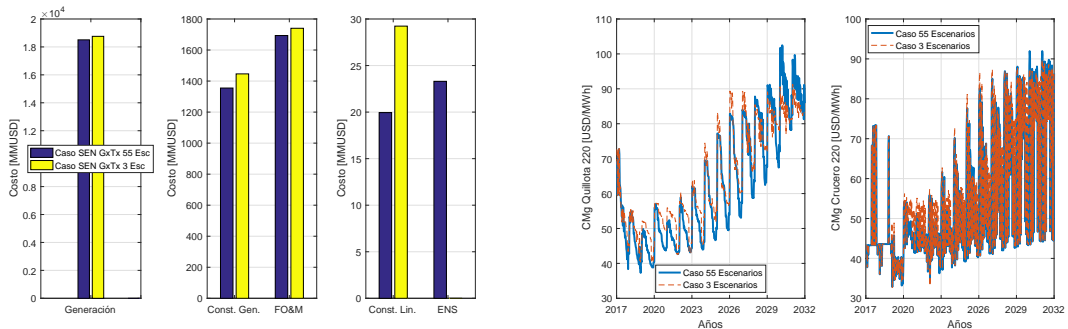
Escenarios	Valor FO (MMUSD)	Gap Final [%]	Gap Final Ajustado [%]	Tiempo Total [s]
3	12363.06	0.180	0.988	216174
55	19506.15	0.060	3.155	408152



(a) Caso SEN ExGxTx 3 Escenarios.

(b) Caso SEN ExGxTx 55 Escenarios

Figura A.3: Capacidad Construida en Generación.



(a) Costos Anualizados.

(b) Costos Marginales en Barras Relevantes

Figura A.4: Resultados Comparativos Caso SEN ExGxTx.

información.

Del análisis de los costos en la Figura A.4a pueden verse diferencias relativamente grandes dado el orden de magnitud de las gráficas. Se destaca el hecho de que para el caso con 55 escenarios se presenta un costo de falla esperado, algo que no se ve en el caso de 3 escenarios, pero que podría darse dada la menor capacidad de generación construida. La Figura A.4b presenta una comparación de los costos marginales obtenidos en dos barras importantes dentro del SEN. A grandes rasgos se observa un patrón de crecimiento del costo marginal constante a lo largo de los años. En barra Crucero se presentan valores bajos de marginales en ciertos periodos de tiempo a lo largo del todo el horizonte, principalmente por desacoples dada la alta generación solar.

Los resultados presentados indicarían que la resolución del caso con 55 escenarios se realizó correctamente puesto que los datos presentados poseen características parecidas.

A.5. Conclusiones

El algoritmo desarrollado para resolver problemas de programación estocástica en dos etapas entrega resultados satisfactorios, especialmente cuando el tamaño del problema es tan grande que los *solvers* comerciales tardarían mucho en resolverlo de manera directa. La metodología sobre la que se basa el programa permite que ésta sea aplicable a una gran diversidad de problemas de programación estocástica con distintos tipos de incertidumbre. Metodológicamente, la aplicación de la Relajación Lagrangiana para generar subproblemas de tipo MILP resultó ser una medida bastante atractiva y eficiente. El aplicar esta metodología de optimización en un modelo cuya estructura matemática permite descomponer el problema y resolverlo en partes independientes la una de la otra, resultó ser bastante efectiva para abordar el aumento desmedido en el tamaño de los problemas matemáticos al querer aproximar la incertidumbre de una variable a través de múltiples escenarios.

En definitiva, la herramienta desarrollada es un aporte bastante útil para su aplicación en la toma de decisiones respecto del crecimiento futuro de un sistema eléctrico. Fue posible modelar esquemas hidráulicos del SEN y, a su vez, capaz de incorporar muchas restricciones que se utilizan en otros modelos matemáticos. Todo esto sin afectar la metodología base de relajación y descomposición utilizada.

Apéndice B

Simplificación de restricciones bilineales

A Novel Approach for Disjunctive Parameters Determination in a Mixed Integer Model of a Transmission Capacity Expansion Planning Problem

Raúl Cárdenas, *Student, IEEE*, and Esteban Gil, *Member, IEEE*

Abstract—Mixed Integer Programming (MIP) is the most common way for modeling Transmission Capacity Expansion Planning (TCEP) problems in electric power systems. TCEP aims to choose a set of optimal transmission line investment decisions to better serve growing electric energy demand while minimizing investment plus operational costs and satisfying economic and technical constraints. In this paper we present a new methodology for obtaining the big M parameter used in disjunctive formulations of power flows in TCEP problems, avoiding having to solve NP-hard problems as in other methods while choosing a suitable value that prevents ill-conditioning in the model.

Index Terms—TCEP, Big M, Disjunctive Formulation, Mixed Integer Programming.

I. INTRODUCTION

Usually a long term planning problem of a Electric Power System (EPS) is solved using multiple linear constraints inside a model of Generation and Transmission Capacity Expansion Planning (GaTCEP), but characteristics of linearized power flow equations and investments decision variables that are linked to it creates a set of non-linear constraints that unnecessarily complicate the problem. This non linearity appears due to bar voltage phase angles variables are multiplied by binary variables that represents transmission investment decisions. Nowadays, big system models contains many transmission details which forces to add more network constraints to the model. While it has more line constraints, the combinatorial problem that need to be solved take more time to solve.

Due to the hardness of this MIP problem to solve, many simplify techniques and approaching methods for EPS model solution has been proposed [1]. A classic vision solves this problem using Linear Programming (LP) [2], [3], [4] or Dynamic Programming [5] but the use of these methods does not mention anything about bilinear constraints in the formulation. Others approaches utilize directly Non-Linear Programming [6], MIP [7], [8], [9] and methods derived from Branch and Bound techniques [10]. Efficient approximations are found through decomposition algorithms like Benders [11], [12], [13], [14] and hierarchical approaches [15], but non convexity of the problem is a heavy issue for these methods.

Another way to solve this problem is using methodologies based on heuristics models developed from Fischl work [16], lately some authors prefers mix some algorithms making hybrid methods to solve TCEP problem [17].

Something gets here?

In this work we focus the classic form of MIP problem to solve the problem, which the main issue is the way to linearize the bilinear constraints of power flow. This classic linearization changes implicative constraints, from transmission expansion decision variables, into disjunctive expressions. This way of modelling has been used in many problems as transmission switching [19], network expansion redesign [20] and relaxation of constraints to avoid ill-conditioning [21], [22]. Ill-conditioning is a problem for all kind of optimization algorithms that can be avoid using an optimized big M parameter which is the smallest value that can be obtained for a specific problem. [18] presents a modified form of disjunctive model for constraints in order to obtain a robust representation, but still does not escape to have an ill-conditioning of the problem. Using as basis the classical formulation we present a new way to find the appropriate parameter, *Big M*, which avoids resolution of NP-hard problems like the ones showed by [23].

For the rest of the paper the following notation is used.

n	number of nodes
m	number of candidate circuits
u	number of injection nodes in the system
Ω_i^0	set of existing circuits connected in bar i
Ω_i^+	set of candidate circuits connected in bar i
Ω_i	total set of circuits (candidates and existing)
f	vector of power flow
f^{max}	vector of maximum capacity of lines
g	vector of generation
g^{max}	vector of maximum generation
d	vector of bar load
θ	vector of voltage angle
x	vector of investment decisions
c	vector of investment cost of transmission lines
γ	vector of line susceptance
X_{ij}	element (i,j) of reactance matrix of the system
$A_{k,i}$	factor A (GSDF) of line k in relation to an injection i
$D_{k,i}$	factor D (GGDF) of line k in relation to an injection i
M	disjunctive parameter
SP_{i-j}	shortest path between nodes i and j
LP_{i-j}	longest path between nodes i and j

This article is organized as follows. in Section II classical formulation for TCEP is described . Section III presents the commonly used method to obtain the *Big M* parameter and the new proposed approximation using power factors. Section V shows the results of computational simulations and partial

comments. Finally, Section VI presents the final conclusions for this work.

II. MATHEMATIC FORMULATION OF A DISJUNCTIVE MIXED-INTEGER PROBLEM

The classical formulation of power flow used for TCEP was born from the result of decoupling Newton-Rhapson algorithm equations. Due to line build decision this equation can be written as in (1). To avoid the non-linearity of (1), it can be transform into disjunctive form of two constrains as showed in (2), which has the Big M parameter in it. That is, if the candidate line is built ($x_k = 1$), both bounds are zero and the resulting equation is just (1). Otherwise, when the line is not built ($x_k = 0$), M_k must be large enough to do not impose any limit over the constraints because small values may cause distorting results in bar voltage angles.

$$f_k - x_k \gamma_k (\theta_i - \theta_j) = 0, \quad k = (i, j), k \in \Omega_i^+, i = 1..n \quad (1)$$

$$-M_k(1 - x_k) \leq f_k - \gamma_k (\theta_i - \theta_j) \leq M_k(1 - x_k), \quad k = (i, j), k \in \Omega_i^+, i = 1..n \quad (2)$$

In this way, the rest of the classic model can be expressed as:

$$\begin{aligned} & \text{Min}\{x, f, g, \theta\}cx \\ & \text{s.t.} \end{aligned} \quad (3)$$

$$\sum_{k=(i,j)k \in \Omega_i} f_k + g_i = d_i, \quad i = 1..n \quad (3)$$

$$f_k - \gamma_k (\theta_i - \theta_j) = 0, \quad k = (i, j), k \in \Omega_i^0, i = 1..n \quad (4)$$

$$-f_k^{max} \leq f_k \leq f_k^{max}, \quad k = (i, j), k \in \Omega_i^0, i = 1..n \quad (5)$$

$$-f_k^{max} x_k \leq f_k \leq f_k^{max} x_k, \quad k = (i, j), k \in \Omega_i^+, i = 1..n \quad (6)$$

$$0 \leq g_i \leq g_i^{max}, \quad i = 1..n \quad (7)$$

$$x \in \{0, 1\}^m \quad (8)$$

$$\theta_{ref} = 0. \quad (9)$$

(3), (4), (5), (6), (7), (8), (9) plus (2) formulate the whole problem to solve. As it was mention before, (2) is composed by two constraints, which depends on a certain line existence. When it exists, model must meet the power flow equation; otherwise, by definition the bounds should never be reached. Equation (3) shows power balance equation, generation always serves electric energy demand (and losses). (4) is the power flow equation for existing line in the system, (5) and (7) keeps the flows results inside the real line limits, for existing and candidates right-of-ways, respectively. Constraints (8) shows the set of investment decision variables and (9) is the angle reference point of the system.

III. DISJUNCTIVE PARAMETER CALCULATION OF THE MODEL

The disjunctive parameter M from (2) may affect the performance of the MIP optimizer algorithm. Great value leads to an ill-conditioning of the problem and that causes problems in the convergence of the solution. As mention in [23], this parameter can be optimized in a way that the model uses the minimum possible value for prevent problems for the solver, e.g. slow convergence of the algorithm due to sharp corners of the polyhedron, numerical instability that may cause local convergence instead of global convergence.

A. Classical Value of M Parameter

The default value of M, mentioned in [23], which minimize this parameter is obtained analyzing (2): when exists $x_k = 1$, implies that $f_k = \gamma_k (\theta_i - \theta_j)$, regardless the value of M_k . In this way, when $x_k = 0$, it forces that $f_k = 0$ resulting in a constraint like (10).

$$\begin{aligned} M_k & \geq \gamma_k (\theta_i - \theta_j), \theta_i > \theta_j \\ -M_k & \leq \gamma_k (\theta_i - \theta_j), \theta_j > \theta_i. \end{aligned} \quad (10)$$

The main issue is to find the biggest value of $|\theta_i - \theta_j|$ in all possible combinations of the network topologies considering $x_k = 0$. If the flow in line $k \in \Omega^+$ is at most f_k^{max} and $x_k = 1$, then from (2) implies that $\gamma_k (\theta_i - \theta_j) \leq f_k^{max}$. The value of M_k must be at least f_k^{max} .

Now, making $x_k = 0$ for any $k \in \Omega^+$ such that some right-of-way p between i and j, and any line $(b_1 b_2)$ that is in this section of the network fulfills (11).

$$\sum_{(b_1 b_2) \in p} |\theta_{b_1} - \theta_{b_2}| \leq \sum_{(b_1 b_2) \in p} \frac{f_{b_1 b_2}^{max}}{\gamma_{b_1 b_2}}. \quad (11)$$

Since trajectory which satisfies the relation $\sum_n x_{b_1 b_2}^n \geq 1$ is unknown, we should take the maximum of all paths between i and j. That is, $|\theta_i - \theta_j| \leq LP_{i-j}$, with costs given by (12).

$$\tilde{c}_k = \frac{f_k^{max}}{\gamma_k}. \quad (12)$$

If we now consider a section p $\in \Omega^0$ between nodes i and j. Both nodes exist in the current network with a circuit between them, so the way forward is the same as explained above, but this time the inequality (11) indicates that $|\theta_i - \theta_j| \leq SP_{i-j}$, since the phase angle θ must be such that flows through the right-of-way never exceed the maximum capacity of an existing line.

In case that the portion have to be built between an existing node and a non-existent, it has a path p between i and j which ever enters to Ω^0 . It has a subsection p_1 between nodes i and l, where l is a entry node to Ω^0 . If $\sum_1^m x_{(b_1 b_2)} \geq 1$ for each edges $(b_1 b_2) \in p_1$, then it holds (13).

$$\begin{aligned} |\theta_i - \theta_j| & \leq \sum_{(b_1 b_2) \in p_1} \left(\frac{f_{b_1 b_2}^{max}}{\gamma_{b_1 b_2}} \right) + |\theta_l - \theta_j| \\ & \leq \sum_{(b_1 b_2) \in p_1} \tilde{c}_{b_1 b_2} + SP_{l-j}. \end{aligned} \quad (13)$$

XXXX, YYY, ZZZ, AUGUST 2015

3

It must be satisfied for any right-of-way p between i and j and for p_1 between l and j . Thus, it is $|\theta_i - \theta_j| \leq \max_{p_1 \in \Omega^0} \{LP_{i-l} + SP_{l-j}\}$.

In short, the way to determine the “*Big M*” [20] is:

$$M_k = \begin{cases} \gamma_k SP_k & k \in \Omega^0 \\ \gamma_k \max(LP_{k1} + SP_{k2}) & k \in \Omega, k_1 \in \Omega^+, k_2 \in \Omega^0 \\ \gamma_k LP_k & k \in \Omega^+ \end{cases}$$

B. Proposed Calculation of “*Big M*”

Calculating the value of M through classic method, for many cases, requires LP between one node and each other. For such networks the problem is *NP-hard* [24], since it works on a weighted undirected graph. For very large power systems computation time required by algorithms that solve this problem can be very long.

To resolve this problem more simply is proposed a methodology that work directly on a directed graph and thus, apply basic algorithms on a linear topology that allow to find the LP for each right-of-way in a better way. A measure of the direction and magnitude of flows is given by distribution factors that can be determine on a network [25]. While these factors are determined after power flow calculation, a property that allows them to find an approximation of flows through the system shall be apply.

Generalized Generation Distribution Factors (GGDF) or D factors exhibit a linear relationship between the total variations of the power injection in a node with respect to the variation of the flow in any given segment. One feature of the GGDF is that are invariant against load scaling (while the overall system load increases in the same proportion). This relation is defined by (14) and can be obtained easily for each line.

$$D_{k,i} = \gamma_k \frac{\sum_i (X_{ji} - X_{li}) g_i}{\sum_q g_q} \quad (14)$$

After obtaining the GGDF for each section from different nodes of the system must find the worst system condition that causes the greatest angular deviation by any right-of-way of the system. That is, the value of the parameter M is given by 15, that shows that the longest path must be determined based on the costs given in relation 16, which is the expression that want to avoid in this proposal.

$$M_k^* = \gamma_k LP_k, k \in \Omega \quad (15)$$

$$c_k^* = \frac{f_k}{\gamma_k} = \frac{\sum_i D_{k,i} g_i}{\gamma_k} \quad (16)$$

The objective function of the longest path problem is 17 and replacing with 16 obtained 18, where it is seen that problem has two variables: the decision to build the line and generation in each bar. The investment decision can be 0 or 1 and the power injected into each bar i vary between $[0, \sum_j g_{j,i}^{max}]$, but the solution to the optimization problem will always be in any of the variable bounds and in this case, the largest angular deviation always occurs when generators are injecting, so only the variable g_i as g_i^{max} will be considered. Rewriting the last

TABLE I
LOAD VALUES IN SECOND PERIOD OF GARVER MODEL

Bus	1	2	3	4	5
Load (MW)	80	240	40	160	240

expression in 19 it can be seen that it is possible to decompose a subproblems LP for each bar with injection in the system. Since GGDF can be positive or negative, the maximum flow can be in either direction then it should be considered. Thus, must be resolved u subproblems 20 and u subproblems 21 which are much smaller than the LP shown in 17, constraints and bounds of the problem are expressed according to [26] and thus obtain the desired disjunctive parameter using 15.

$$LP_k = \text{Maximize} \sum_k c_k^* x_k \quad (17)$$

$$LP_k = \text{Maximize} \sum_k \frac{\sum_i D_{k,i} g_i}{\gamma_k} x_k \quad (18)$$

$$LP_k = \text{Max} \left\{ \sum_i \frac{LP'_{1k}}{\gamma_k} g_i^{max}, \sum_i \frac{LP'_{2k}}{\gamma_k} g_i^{max} \right\} \quad (19)$$

$$LP'_{1k} = \text{Maximize} \sum_k D_{k,i} x_k \quad (20)$$

$$LP'_{2k} = \text{Minimize} \sum_k D_{k,i} x_k \quad (21)$$

As the author of [27] exposed, these distribution factors are insensitive to the operating point for fixed topology, but this methodology is proposed to find an optimal “*Big M*” for all periods over the TCEP horizon; as the system network may be changing over time the algorithm must be execute for each period and for each line right-of-way candidate. When the problem has an increasing generation pool over the planning horizon, the best set of “*Big M*”, for any right-of-way, will be when the generation expansion is considered period to period. A summary of the methodology used can be seen in the flowchart of Fig. 1.

IV. CALCULATING BIG M VALUES

As a way to see numerical differences between both methods presented above, an example of “*Big M*” values are presented herein based on Garver 6-bus system [3]. The TCEP problem to solve is presented in a two year planning horizon, first year is considered as initial period and its topology is shown in Fig. 2. In the model the lines parameters are same that Garver’s one, for system expansion purpose the problem allows a maximum of three lines for each right-of-way and load considered in the second period is shown in Table I.

Note that in both methods all “*Big M*” values are the same for each parallel line candidate. Because we have only one period of expansion, the results are unique for each right-of-way. Table II contrasts the values obtained for both algorithms presented above considering only right-of-ways between Bus 6 and the rest of systems buses. The proposed method shows a slight numerical improvement versus classical method because GGDF calculations bounds future flows and angles in a

XXXX, YYY, ZZZ, AUGUST 2015

4

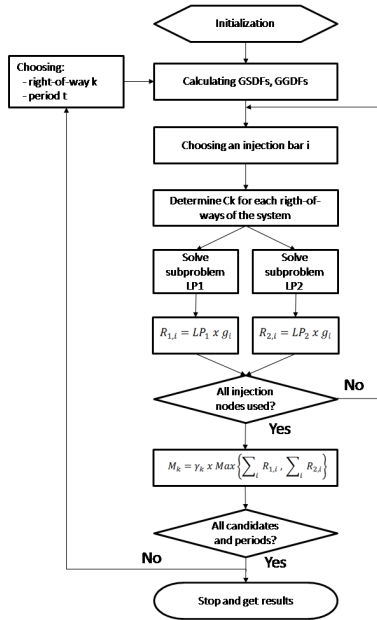


Fig. 1. Flowchart of M parameter calculation using proposed method.

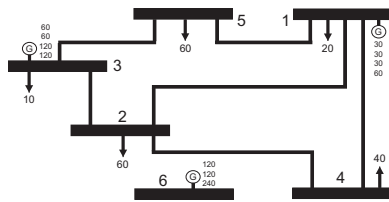


Fig. 2. Initial configuration of Garver's 6-bus network.

TABLE II
M VALUES ASSOCIATED TO BUS 6 IN GARVER 6-BUS TEST SYSTEM

Right-of-way	1-6	2-6	3-6	4-6	5-6
Classical Method	315	737	447	683	353
Proposed Method	138	281	185	210	164

“realistic” way than the classic methodology of longest paths, it is not expected to appreciate a significant outcome in solver performance when solving this small problem. It seems that a big problem is required to notice major changes in results, next section test the proposed method in a reduced large scale system.

V. COMPUTATIONAL SIMULATION AND RESULTS

The proposed algorithm and the classical methods are tested on a reduced system of Central Interconnected System (SIC) of Chile. SIC is a hydrothermal system with an approximate installed capacity of 13.5 MW in 2013, of which 47% is

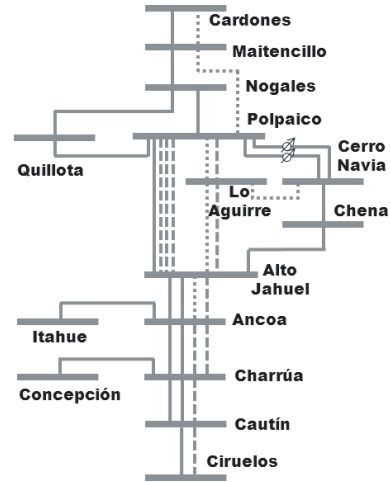


Fig. 3. Single-line diagram of SIC, 15 bars.

hydrogeneration. The system has 15 bars plus 8 auxiliary to meet service constraints in an 220kV equivalent network. There are 177 generators in the model. Since it is a model of Generation and Transmission Capacity Expansion Planning (GaTCEP), the number of generator candidates is 78, while line candidates are 13.

SIC implemented model is based primarily on the information in the *Informe de Fijación de Precios de Nudo de Abril de 2012* (ITD-Abr2012) [28] and *Revisión del Estudio de Transmisión Troncal 2012* (Rev. ETT 2012) [29]. The single-line diagram of the model is presented in Fig. 3, the dotted lines will be built in the future due to these are currently approved projects and dashed lines represent candidates lines that can be or can not be built in the future. The horizon of the model was set at 14 years, i.e. covering 2013-2026 period. The system demand was generated from typical load profiles of 2009 (redistributed to adjust it to model bars), which reported growth rates from [29] were applied.

In the first part the results of disjunctive parameter for each candidate line for expansion/retirement is shown and then, we display the results obtained solving this MIP problem. This issue will be resolved through a conventional optimization suite (in this case XPress [30]). The computing power and advances in MIP enable the implementation of complex problems such as this. This problem consists of 924 integers, 550,000 variables and 750,000 constraints.

A. Big M Calculation

To test the new method of calculation, its effect on the solution of the expansion problem and the simulation time required for finding the solution we propose to study 4 cases. Case 1 is a GaTCEP problem with no flow constraints on the candidate lines, that is, these lines are modeled in the DC form (they are only restricted by the maximum and minimum allowable flow). Case 2 uses the disjunctive constraints but

TABLE III
VALUES OF M IN DIFFERENT STUDY CASES

Line	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
Alto_Jahuel_500_Lo_Aguirre_500_II		2111	899	
Alto_Jahuel_500_Polpaico_500_III		20040	11379	
Alto_Jahuel_500_Polpaico_500_IV		20040	11379	
Ancoa_500_Alto_Jahuel_500_IV		3834	4581	
Charrua_500_Ancoa_500_III		3999	6902	
Charrua_500_Ancoa_500_IV		9715	6902	
Ciruelos_220_Cautin_220_(500kV)	-	2537	2471	10 ⁵
Ciruelos_500_Cautin_500		1675	2471	
Lo_Aguirre_500_Polpaico_500_II		1800	1810	
Charrua_220_Cautin_220_(500kV)		1100	3313	
Charrua_500_Cautin_500		4802	3313	
Alto_Jahuel_500_Polpaico_500_II (R)		20040	11379	
Nogales_220_Quillota_220 (R)		2975	4471	

using the method presented in [23]. Case 3, as in Case 2, uses the disjunctive form of restrictions but the M is calculated with the proposed methodology. Finally, Case 4 sets the disjunctive parameter value at 10⁵ for all candidates lines. The parameters used for each candidate line for expansion can be seen in Table III. The value of M shown for Case 3 considers the maximum angular deviation found along the entire study horizon. The lines marked with (R) are candidates for retirement.

It can be seen that the values calculated by the classical method are far from those obtained by the new methodology. In Case 2 the values of M are based on the maximum flow through the lines because there are no new nodes in the system, then, they were calculated through a SP problem. For this case, the operation is greatly facilitated because the topology of the SIC is mainly radial. On the other hand, Case 3 shows lower values especially in sections where the system is better meshing. All other values has a magnitude similar to Case 2. The values of Case 3 use the information of injections and network expansions that taking place over all the planning horizon.

B. Solution to GaTCEP problem

The problem of transmission and generation capacity expansion in the SIC was solved using the four cases shown above. The results of total costs are shown in Table IV. From Table IV is seen that the result is much more economical when is constrained because the problem is modeled in a better way, it is for this reason that Case 1 does not vary with respect to Case 2 and 3 in transmission investment, but in generation and operation. Case 4 presented a numerical stability problem so the solver reported infeasibilities that were impossible to solve and the execution was terminated past 48 hours. We could reduce solver tolerances to avoid low values in the coefficients of the constraints, before scaling the problem, but that would cause a significant increase in solution times so definitely is not a good choice. These M values were 10⁵, this number is only 10 times greater than the M values obtained by the methods presented in this article, failing the solver with a number like this shows that the problem is very sensitive to this parameter. Ultimately, Case 2 and Case 3 had the same solution to the

TABLE IV
BREAKDOWN OF COSTS IN THE SOLUTION TO EXPANSION CASES.

Costs (MM USD)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Generation Inv.	11537,65	11694,29	11694,29	-
Transmission Inv.	469,61	453,64	453,64	-
Operation	11074,42	10914,95	10914,95	-
Unserved Energy	0,65	0,69	0,69	-
TOTAL	23082,33	23063,57	23063,57	-

TABLE V
EXECUTION TIMES OF EXPANSION PROBLEM BY CASES.

Case	Simulation Time (hr)
1	7
2	12.6
3	7.3
4	48+

problem because the problem was modeled in the same way and was expected same response from both of them.

The execution times are presented in Table V. This shows that the time for Case 2 are much higher than Case 1 which was expected since the number of constraints is much greater than the other cases. Also time is much greater than Case 3 because there are much larger values of M which affected the conditioning of the problem matrix. Comparison of Case 2 and 3 clearly shows that the choice of Big M through the proposed algorithm enabled a faster convergence of the algorithm that solved the MIP. Apparently, it is seen that a reduced value of M in areas with high network entanglement allows better speed of the resolution algorithm because the limits on disjunctive constraints are much more severe.

While the overall response of Case 2 and 3 is much better from an economic point of view it still presents major changes in the dates of commissioning of some lines, as can be seen in Table VI. This is very important because the mere fact of moving one or two years a transmission project may impact heavily on the operating costs of the system, as observed in this case. This effect will be much less noticeable in radial power systems like the one presented in this article. The radial nature of the system does not generate large changes in the flow through the lines because they have only one way to go and that is why the representation of projects as DC lines are not affect greatly transmission expansion results.

VI. CONCLUSION

This work presented a new approach to the calculation of the disjunctive parameter M for transmission expansion problems. The main feature of the method is the use of linear approximation to the power flow by generation distribution factors (GGDF) and, using these properties allows its use without the need to execute a previous power flow. This method avoids the use of algorithms that solve problems in undirected graphs so, a suitable value of M is quickly found in very large networks.

XXXX, YYY, ZZZ, AUGUST 2015

6

TABLE VI
YEAR OF COMMISSIONING FOR TRANSMISSION WORKS.

Line	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
Alto_Jahuel_500_Lo_Aguirre_500_II	2020	2020	2020	-
Alto_Jahuel_500_Polpaico_500_II (R)	2020	2020	2020	-
Alto_Jahuel_500_Polpaico_500_III	2021	2017	2017	-
Alto_Jahuel_500_Polpaico_500_IV	2024	2026	2026	-
Ancoa_500_Alto_Jahuel_500_IV	2016	2026	2026	-
Charrua_500_Ancoa_500_III	2017	2017	2017	-
Charrua_500_Ancoa_500_IV	2017	2020	2020	-
Ciruelos_220_Cautin_220_(500kV)	2017	2017	2017	-
Ciruelos_500_Cautin_500	2020	2019	2019	-
Lo_Aguirre_500_Polpaico_500_II	2020	2020	2020	-
Nogales_220_Quillota_220 (R)	-	-	-	-
Charrua_220_Cautin_220_(500kV)	2017	2017	2017	-
Charrua_500_Cautin_500	2020	2019	2019	-

From the results obtained it seems that radial grids which not use AC flow constraints in candidate lines will give results quite close to a good modeling problem. Likewise, the use of a much smaller M in sections with high entanglement allows greater fluidity in the convergence to the global solution. This leads to mention that the value of the parameter is critical for disjunctive optimization solvers, which requires an additional check on the results after application of this kind of constraints in a MIP problem. Finally, the value of Big M must not be so great in large size problems as authors mention, although there is no real certainty of what is a good conditioning for a problem [31]. Commercial solvers show infacilities after a presolve scaling that attempts to reduce large values due to the rest of constraint coefficients have very small values. This issue leads to a conflict with the tolerances used in the resolution that clearly should be avoided and this new methodology help in that.

REFERENCES

- [1] G. Latorre, R.D. Cruz, J.M. Areiza, and A. Villegas, "Classification of publications and models on transmission expansion planning", Power Systems, IEEE Transactions on 18 (2003), no.2, 938-946.
- [2] R. Villasana, L. L. Garver, and S. L. Salon, "Transmission network planning using linear programming", IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-104, pp. 349-356, Feb. 1985.
- [3] L. L. Garver, "Transmission network estimation using linear programming", IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-89, pp. 1688-1697, Sept./Oct. 1970.
- [4] J. C. Kaltenbatch, J. Peshon, and E. H. Gehrig, "A mathematical optimization technique for the expansion of electrical power transmission systems", IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-89, pp. 113-119, Feb. 1970.
- [5] Y. P. Dusonchet and A. H. El-Abiad, "Transmission planning using discrete dynamic optimization", IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-92, pp. 1358-1371, July 1973.
- [6] H. K. Youssef and R. Hackam, "New transmission planning model", IEEE Trans. Power Syst., vol. 4, pp. 9-18, Feb. 1989.
- [7] S. Haffner, A. Monticelli, A. Garcia, J. Mantovani, and R. Romero, "Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model", Proc. Inst. Elect. Eng-Gen Transm. Dist., vol. 147, pp. 149-156, May 2000.
- [8] A. Seifu, S. Salon, and G. List, "Optimization of transmission line planning including security constraints", IEEE Trans. Power Syst., vol. 4, pp. 1507-1513, Oct. 1989.
- [9] A. Santos, P. M. França, and A. Said, "An optimization model for longrange transmission expansion planning", IEEE Trans. Power Syst., vol. 4, pp. 94-101, Feb. 1989.
- [10] L. M. V. G. Pinto and A. Nunes, "A model for the optimal transmission expansion planning", in Proc. 10th Power Syst. Comput. Conf., 1990, pp. 16-23.
- [11] S. Binato, M. V. F. Pereira, and S. Granville, "A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems", IEEE Trans. Power Syst., vol. 16, pp. 235-240, May 2001.
- [12] P. Tsamasphyru, A. Renaud, and P. Carpentier, "Transmission network planning: An efficient Benders decomposition scheme", in Proc. 13th PSCC in Trondheim, 1999, pp. 487-494.
- [13] S. N. Siddiqi and M. L. Baughman, "Valued-based transmission planning and the effects of networks models", IEEE Trans. Power Syst., vol. 10, pp. 1835-1842, Nov. 1995.
- [14] M. V. F. Pereira, L. M. V. G. Pinto, S. H. F. Cunha, and G. C. Oliveira, "A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning", IEEE Trans. Power Syst., vol. PAS-104, pp. 3074-3083, Nov. 1985.
- [15] R. Romero and A. Monticelli, "A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning", IEEE Trans. Power Syst., vol. 9, pp. 373-380, Feb. 1994.
- [16] R. Fischl and W. R. Puntel, "Computer aided design of electric power transmission network", in Proc. IEEE Winter Power Meeting, 1972.
- [17] A. Escobar, "Planeamiento Dinámico de la Expansión de Sistemas de Transmisión usando Algoritmos Combinatoriales", Tesis M. Cs., Universidad Tecnológica de Pereira, 2002.
- [18] L. Bahiense, G. C. Oliveira, M. Pereira, and S. Granville, "A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion", IEEE Trans. Power Syst., vol. 16, pp. 560-565, Aug. 2001.
- [19] E. B. Fisher, R. P. O'Neill and M. C. Ferris, "Optimal transmission switching", IEEE Trans Power Syst., vol. 23, no. 3, pp. 1346-1355, 2008.
- [20] L. S. Moulin, M. Poss and C. Sagastizabal, "Transmission expansion planning with re-design", Energy Syst., vol. 1, no. 2, pp. 113-139 2010.
- [21] J. A. Taylor and F. S. Hover, "Linear relaxations for transmission system planning", IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 4, pp. 2533-2538, 2011.
- [22] R. A. Jabr, "Optimization of AC transmission system planning", IEEE Trans. Power Syst., vol. PP, no. 99, 2012.
- [23] S. Binato, "Optimal expansion of transmission networks by Benders decomposition and cutting planes", Ph.D. dissertation (in Portuguese), Federal University of Rio de Janeiro, 2000.
- [24] R. M. Karp, "Reducibility among combinatorial problems, Complexity of Computer Computations", R. E. Miller and J. W. Thatcher eds., Plenum Press, 1972, pp. 85-103.
- [25] W. Y. Ng, "Generalized generation distribution factors for power system security evaluation", IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-100, pp. 1001-1005, 1981.
- [26] I. L. Tseng, H. W. Chen, C.I Lee, "Obstacle-aware longest-path routing with parallel milp solvers", Proceedings of WCECS-ICCS, vol. 2, pp. 827-831, 2010.
- [27] R. Baldick, "Variation of Distribution Factors with Loading", IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, No. 4, November 2003.
- [28] "Informe Fijación de Precio de Nudo SIC. Abril", Comisión Nacional de Energía, 2012.
- [29] Informe Preliminar. "Revisión 2012 Estudio de Transmisión Troncal Cuatrienio 2011-2014", Centro de Despacho Económico de Carga SIC, 2012.
- [30] B. Daniel, "Xpress-Optimizer Reference Manual", Fair Isaac Corporation, Leamington Spa, Warwickshire, UK, jun 2009.
- [31] J. M. Elble and N. V. Sahinidis, "Scaling linear optimization problems prior to application of the simplex method", Computational Optimization and Applications, vol. 52, pp. 345, 2012.

Apéndice C

Herramientas computacionales

A continuación se presenta una descripción de los elementos computacionales utilizados en el desarrollo de esta tesis destacando los puntos fuertes que poseen y que son de utilidad para abordar la programación del modelo computacional propuesto.

C.1. Python

Debido a la estructura presente en los modelos de CHT de corto plazo, Python entrega una solución muy ventajosa, frente a otros lenguajes de programación, al hacer uso del paradigma de Programación Orientada a Objetos. Además, este lenguaje resulta muy fácil de aprender frente a otras herramientas computacionales, lo que le otorga una ventaja a la hora de tener que presentar la herramienta a programar al resto del equipo del DPO. Cabe destacar que el algoritmo que se presentará será útil y cumplirá con la finalidad de esta memoria, pero éste debe seguir siendo desarrollado para abarcar otro rango de problemas y ser de base para un posible cambio de procedimientos DO en un par de años más.

Python es un lenguaje interpretado, lo que quiere decir que desarrollar o probar programas a través de este lenguaje no requiere de compilación o enlaces a librerías externas como ocurre con los lenguajes tradicionales como FORTRAN o C. Además, Python incluye una ventana de comandos propia lo que permite trabajar directamente en Python a través de ella, sin la necesidad de requerir un editor o un intérprete de línea de comandos externo.

Una de los aspectos más destacables de este lenguaje es que los programas son muy compactos, dado que Python permite el uso de tipos de datos de alto nivel¹. El código obligadamente debe estar indentado, lo que fuerza el manejo de un estilo limpio de escritura y Python usa datos dinámicos por lo que no es necesario declarar variables ni argumentos al inicio del código.

A grandes rasgos, la estructura de datos que entrega el lenguaje permite crear grandes programas de forma muy ordenada y el conjunto de librerías y módulos internos que posee pueden ser usados fácilmente en cualquier aplicación. Para cumplir con el objetivo de este trabajo el módulo interno más importante a ocupar es el de “math”, que pro-

¹Datos de alto nivel hace referencia a datos del “mundo real” (e.g. tiempo, fechas, unidades monetarias) que, de todas maneras, se pueden construir a través de tipos primitivos de datos (e.g. *integer*, *string*)

vee de funciones matemáticas definidas inicialmente para C y el módulo externo, como pilar fundamental para el desarrollo del modelo de CHT, es el paquete para modelación matemática **Pyomo** (*Python Optimization Modeling Objects* [123]).

C.2. Pyomo

Pyomo es una herramienta para generar problemas de optimización en el lenguaje de Python. Originalmente nació como un módulo más del proyecto Coopr (paquete destinado a proveer funciones para problemas de optimización [124]), pero hoy en día, debido a la popularidad que obtuvo dentro de los pocos años que lleva de desarrollo, el proyecto pasó a llamarse definitivamente Pyomo a comienzos del 2015. Para efectos de este trabajo, se utilizará el nombre Pyomo solo para referirse a la herramienta que formula problemas matemáticos.

Pyomo permite la generación y el análisis de modelos matemáticos en problemas de optimización complejos, como el problema de Predespacho. Las capacidades de modelación que permite esta herramienta son muy similares a la de programas AML, descritas en la sección 2.6, pero Pyomo al estar integrado en Python permite el uso de gran variedad de librerías. Pyomo es preferido frente a otros AML debido al alto grado de flexibilidad que tiene, lo que permite un mejor control del proceso de resolución.

Los modelos de optimización son modelos matemáticos que incluyen funciones que representan objetivos o metas a cumplir en el sistema que se está modelando, en este caso, se persigue la minimización de costos de operación. Una de las características que tienen los modelos matemáticos es que no necesitan ser definidos usando datos reales. Por ejemplo, se puede representar un problema de programación lineal como se presenta en (C.1), en donde x es variable y a, b, c, n son parámetros.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \sum_{i=1}^n c_i x_i \\
 & \text{s.a.} \sum_{i=1}^n a_i x_i \geq b \\
 & x_i \geq 0, \quad \forall i = 1 \dots n
 \end{aligned} \tag{C.1}$$

El modelo anterior es llamado modelo simbólico o abstracto porque no necesita mostrarse a través de valores en sus parámetros y es la forma más común de presentar ecuaciones o funciones que son generalizables en un problema, tal como se presentarán en la sección 3. Dentro de las ventajas que posee Pyomo es que da facilidades para que el problema pueda ser representado a través de un modelo abstracto, lo que es cómodo a la hora de generar restricciones recursivas bajo ciertas condiciones dentro un problema. Luego, el problema puede ser asociado a datos entregados externamente para ser resuelto. Como desventaja asociada a esta característica, existe pérdida de rendimiento computacional al momento de construir el problema, lo que incrementa el tiempo completo de procesamiento y resolución del problema, especialmente cuando el problema aumenta en dimensiones. Pero aún así, al tener una forma muy clara y limpia de modelar el problema, éste puede ser entendido fácilmente por alguna persona externa al desarrollo del algoritmo, lo que

simplificarla el tiempo de aprendizaje en caso de que el desarrollo deban tomarlo más personas.

Tal como se presenta en [125], Pyomo es un AML que extiende Python para incluir objetos propios de un modelamiento matemático. Estos objetos pueden ser usados para formular problemas que son resueltos a través de *solvers* externos. Aunque también está permitido “abusar” del ambiente de programación de Pyomo para crear modelos complejos e inclusive desarrollar *solvers* propios de alto nivel que pueden utilizar toda la gama de librerías y funciones integradas de Python. Tal como se mencionó previamente, Python posee una ventana de comandos interactiva que de igual forma puede ser utilizada para interrogar Pyomo sin necesidad de *scripts* intermediarios.

Dentro de las características que han hecho de Pyomo una herramienta muy transparente y confiable está su desarrollo como proyecto de código abierto. Operar bajo esta metodología tiende a desarrollar un producto más flexible, de mejor calidad y a un menor costo de licencias, pero con la desventaja de que se necesita gestionar cuidadosamente el progreso a través de una comunidad de desarrolladores precisos. Este paquete de optimización se gestiona a través de Sandia National Laboratories [124]. Gracias al desarrollo que ha tenido debido a la gran comunidad que tiene actualmente, Pyomo es capaz de interactuar de muchas maneras con las interfaces de los *solvers*. Por un lado, es posible acceder directamente a las librerías de cada *solver* y por el otro, se pueden aplicar *solvers* externos a través de ejecutables. Para el desarrollo de este trabajo, se optará por la primera opción y dadas las licencias adquiridas por el CDEC SIC, se utilizará como *solver* principal CPLEX. Si bien el CDEC SIC también cuenta con licencias de Gurobi, se decidió desarrollar el modelo en torno a CPLEX dado que es el más utilizado por los programas ejecutados en la actualidad por el DPO. Se destaca que es posible utilizar todas las funcionalidades de Pyomo con ambos *solvers* y el cambio entre uno u otro no afecta de ninguna manera la ejecución del algoritmo ni la forma en que éste está programado.

C.3. CPLEX

Previamente se mencionó que el motor de optimización a utilizar será CPLEX. Este software, propiedad de IBM hoy en día, ha tenido avances significativos en términos de desempeño respecto a resolución de modelos MILP, especialmente gracias a la implementación del algoritmo *Branch and Cut* (BC, ver Apéndice C.4) . En el año 2003, la versión de CPLEX era la 9.0 y hoy la versión más reciente corresponde a la versión 12.6.2, lanzada en Junio de 2015. A modo de ilustrar las mejoras en el desempeño del software se pueden citar algunos experimentos. Por ejemplo, en [126], se presentan los resultados de un ejercicio de *benchmark* entre las versiones de CPLEX comprendidas entre la 1.2 de 1991 y la 11.0 del 2007. En dicho estudio se consideraron un conjunto de 1852 instancias de modelos MILP. De los resultados destaca que la versión 11.0 mostró una mejora de un 11.2% respecto de la 9.0, en términos de la cantidad de modelos que alcanzaron la optimalidad, Asimismo, en el estudio se determinó, a través de un conjunto de 1792 instancias, que la versión 9.0 entrega tiempos 2.7 veces más lentos que la versión 11.0, utilizando medias geométricas.

Respecto a lo mismo, IBM declara [127] que las versiones de CPLEX han mostrado una mejora en tiempos de cómputo y cantidad de instancias resueltas (en optimalidad) en experimentos controlados. Entre las versiones 11.0 (2007) y 12.6.1 (2014), las mejoras en tiempos declaradas por IBM son:

- ILOG CPLEX 12.6.1: 5 % en general, 15 % para casos que demoran 100 segundos o más.
- ILOG CPLEX 12.6.0: 5 % en general, 15 % para casos que demoran 100 segundos o más.
- ILOG CPLEX 12.5.1: 15 % en general, 1.4X en modelos que demoran 100 segundos o más.
- ILOG CPLEX 12.5: 25 % en general, 1.4X en modelos que demoran 100 segundos o más.
- ILOG CPLEX 12.4: 15 % en general, 1.4X en modelos que demoran 100 segundos o más.
- ILOG CPLEX 12.3: 20 % en general, 2X en modelos que demoran 100 segundos o más.
- ILOG CPLEX 12.2: 50 % en general, 2.7X en modelos que demoran 1000 segundos o más.
- ILOG CPLEX 12.1: 30 % en general, 2X en modelos que demoran 1000 segundos o más.

Por otro lado, los algoritmos derivados del método *Branch and Bound* (BB) pueden requerir de grandes recursos en memoria [127], sin embargo, desde comienzos de siglo la capacidad en memoria instalada por computadora a crecido sosteniblemente, teniendo en la actualidad servidores con capacidades que rondan los 256 GB de RAM, como los que posee el DPO del CDEC SIC. Todo lo anterior permite que cualquier *solver*, cuyo enfoque sea MILP-BC, pueda resolver, sin ningún problema, modelos de tipo Preespacho.

C.4. Branch and Cut

El estado del arte en los motores de optimización es utilizar variaciones del algoritmo Branch and Cut (BC) para la resolución de problemas MILP. Este algoritmo está basado en el algoritmo BB. Ambos pertenecen a la familia de algoritmos de optimización globales para problemas convexos. En este anexo se entrega una descripción del funcionamiento de ambos algoritmos. Si se considera que el problema de optimización entero-mixto a resolver es el presentado en (C.2) con $x, c \in \mathbb{R}^n$, $b \in \mathbb{R}^m$, $A \in M^{m \times n}$ y $p \leq n$. Asimismo, el problema “relajado” asociado se considera como en (C.3).

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & c^T \cdot x \\
 \text{s.a.} \quad & A \cdot x \leq b \\
 & x \geq 0, \quad x_i \in \mathbb{Z}^+, \forall i = 1 \dots n
 \end{aligned} \tag{C.2}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & c^T \cdot x \\
 \text{s.a.} \quad & A \cdot x \leq b \\
 & x \geq 0
 \end{aligned} \tag{C.3}$$

C.4.1. El algoritmo Branch and Bound

El algoritmo BB fue presentado por Land and Doig en 1960 [128]. La idea detrás del algoritmo, en su versión más básica, es particionar iterativamente el problema en subproblemas (llamados nodos) que, teóricamente, tienen la misma complejidad que el problema original (nodo raíz). El procedimiento para llevar a cabo el proceso de ramificación (*branching*, de ahí el nombre) involucra la obtención de la solución del problema relajado en el nodo actual x^* y la selección de una de las variables enteras x_k . Así, la idea es generar dos (o más) subproblemas que añaden las restricciones disyuntivas, mostradas en (C.4), por separado al problema actual. En donde $\lfloor x_k^* \rfloor$ denota la función llamada *floor*, la cual simplemente redondea al entero inferior.

$$\begin{aligned} x_k &\leq \lfloor x_k^* \rfloor \\ x_k &\geq \lfloor x_k^* \rfloor + 1 \end{aligned} \tag{C.4}$$

Para cada restricción anterior se genera un nuevo problema (subproblema o nodo) y para cada nuevo problema, se resuelve su relajación y así sucesivamente. Cuando en un determinado nodo, mediante la resolución del problema relajado, se obtiene una solución factible para el problema original, se evalúa el valor de la función objetivo asociada a ésta y recibe el nombre de “acotamiento” (*bounding*). Si la cota obtenida es mejor que el valor guardado, entonces se reemplaza dicho valor y la solución encontrada pasa a ser “incumbente”. Si por el contrario, en un determinado nodo el problema en cuestión resulta infactible o con un valor objetivo peor, entonces dicho nodo (y sus posibles ramificaciones) son desechados (podados) porque se sabe que a partir de ese punto no es posible obtener mejores soluciones que la “incumbente”.

La subdivisión de un subproblema dado en dos o más subproblemas se denomina “ramificación”. Durante la ejecución del algoritmo, un árbol de ramificación es creado y cada nodo representa uno de los subproblemas generados, la raíz del árbol corresponde al problema inicial y las hojas corresponden a los subproblemas ya resueltos o en espera de ser procesados.

Dos de los puntos fundamentales del algoritmo son: el acotamiento, ya que evita la enumeración total de las posibilidades de valores que pueden tomar las variables de decisión enteras para el problema original y la selección, debido a que elegir el subproblema a procesar afecta drásticamente en el desempeño general del algoritmo.

Si bien muchos autores difieren en el orden en que se pueden posicionar ciertos procesos del BB, a modo general se presentará una descripción simple del algoritmo, en donde : x^i es la solución incumbente actual y z^i el valor de la función objetivo asociada a x^i , L es el conjunto de nodos activos en el árbol del BB y $MILP^0$ es el nodo raíz (problema relajado).

1. (Inicio) Inicializar $L = \{MILP^0\}$, $z^i = \infty$
2. (Salida) Si $L = \{\emptyset\}$, detener y devolver $x^* = x^i$, $z^* = z^i$
3. (Selección) Escoja $P \in L$ y deje $L := L \setminus P$
4. (Resolución) Resolver la relajación de P , P^r . Si P^r es infactible entonces $z^r := \infty$. En caso contrario, x^r es solución óptima y z^r su valor óptimo asociado.

5. (Acotar) Si $z^r \geq z^i$, ir a 2.
6. (Evaluación) Si $z^r < z^i$ es factible para $MILP^0$, dejar $z^i = z^r$, $x^i = x^r$, eliminar de L todos los problemas que $z^r \geq z^i$ e ir al paso 2.
7. (Ramificado) Particionar P en subproblemas P_1, P_2, \dots, P_k y dejar $L := L \cup \{P_1, P_2, \dots, P_k\}$.

En el peor de los casos el desempeño del algoritmo es de tipo exponencial. Sin embargo, a partir de la década del 80' tomó fuerza la idea de complementar el BB usando una técnica disponible desde los años 60', diseñada por Gomory [129], y que da origen a una versión modificada del BB: el algoritmo *Branch and Cut*.

C.4.2. El algoritmo Branch and Cut

El algoritmo BC es el algoritmo más usado hoy en día para resolver problemas MILP. El concepto básico con el cual opera es la integración de dos algoritmos: el BB y el algoritmo de planos cortantes de Gomory [129].

El algoritmo de Gomory se propuso en primera instancia para problemas solamente de enteros, en el que entregaba un procedimiento convergente en un número finito de pasos. Dicho algoritmo se basa en el uso de cortes. Dada una solución x^* de un problema relajado ligado a un problema entero, un “corte” se define como una restricción similar a la presentada en (C.5), la que es satisfecha por todas las soluciones enteras factibles, pero no por x^* . Luego de determinar estas restricciones, se añaden al problema original y se vuelve a resolver el problema relajado. El objetivo de la generación de estos cortes es obtener una mejor aproximación de la envoltura convexa del problema MILP mediante la resolución sucesiva de problemas relajados.

$$\sum a_i \cdot x_i \geq b_j \quad (\text{C.5})$$

En 1987 por primera vez se presenta una versión del algoritmo BC [130], el cual, combina el BB con la generación de planos cortantes para resolución de los sucesivos problemas relajados. Desde ese entonces, el algoritmo ha sido sucesivamente mejorado mediante la incorporación de una serie de técnicas que, en conjunto a los avances en hardware, han conseguido mejoras en los *solvers* como lo presentado en la sección C.3. Dentro de estas técnicas se destacan: el preprocesado, en donde se intenta mejorar la formulación del problema (e.g. eliminando redundancias); la propagación de dominio, en donde se busca un mejor ajuste a las cotas de las variables de decisión del problema; heurísticas primales, que buscan encontrar soluciones antes de resolver los problemas formalmente, generación de cortes, que utiliza soluciones relajadas para ajustar el espacio solución factible a través de restricciones.

La versión más simple del BC se puede enumerar como:

1. (Inicio) Inicializar $L = \{MILP^0\}$, $z^i = \infty$
2. (Salida) Si $L = \{\emptyset\}$, detener y devolver $x^* = x^i$, $z^* = z^i$
3. (Selección) Escoja $P \in L$ y deje $L := L \setminus P$

4. (Resolución) Resolver la relajación de P , P^r . Si P^r es infactible entonces $z^r := \infty$. En caso contrario, x^r es solución óptima y z^r su valor óptimo asociado.
5. (Corte) Dependiendo del criterio del usuario, usar x^r para determinar cortes para el problema P , agregarlos y volver al punto 4.
6. (Acotar) Si $z^r \geq z^i$, ir a 2.
7. (Evaluación) Si $z^r < z^i$ es factible para $MILP^0$, dejar $z^i = z^r$, $x^i = x^r$, eliminar de L todos los problemas que $z^r \geq z^i$ e ir al paso 2.
8. (Ramificado) Particionar P en subproblemas P_1, P_2, \dots, P_k y dejar $L := L \cup \{P_1, P_2, \dots, P_k\}$.

Como se puede observar, en el algoritmo anterior sólo se agrega un paso de generación de cortes al BC. Sin embargo, como se mencionó en el párrafo anterior, las implementaciones actuales se han mejorado con la aplicación de varias técnicas en los puntos 3, 4, 5 y 8. Algunas de estas técnicas se describen detalladamente en [83] y [131].

Apéndice D

Programación estocástica en dos etapas con incertidumbre en los caudales afluentes

En la Sección 3.2.1 se realizó la descripción del problema de programación estocástica en dos etapas utilizando como ejemplo un problema cuya variable con incertidumbre es la demanda en barra del sistema. Si bien esta representación es, a grandes rasgos, una estructura base bien sencilla para entender el problema matemático que está detrás del problema objetivo que se quiere solucionar, se requiere agregar un conjunto de restricciones adicionales que representen la operación de las unidades hidroeléctricas del sistema. Cabe señalar que dentro de estas restricciones nuevas es en donde está considerada la variable estocástica que representa a los afluentes.

Sin más preámbulo, a continuación se formulará explícitamente el problema GCaTEP considerando incertidumbre en los afluentes al sistema describiendo las restricciones que lo componen.

D.1. Formulación Matemática

En esta ocasión se considerará los afluentes al sistema como variable aleatoria dentro del modelo, es decir, en cada escenario se supone que los afluentes naturales a los distintos puntos dentro de una cuenca podrían ser distintos.

$$\begin{aligned} \min \quad & \pi_s \cdot \sum_{s \in Pi} \left(\sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} BCost_{c,y}^{CEN} \cdot x_{c,y,s}^{CEN} + \sum_{y \in Y} \sum_{l \in \Omega^{LC}} BCost_{l,y}^{LIN} \cdot x_{l,y,s}^{LIN} \right. \\ & + \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} Voll_t \cdot u_{b,t,s} + \sum_{t \in T} \sum_{c \in \Omega} h_t \cdot VCost_{c,t} \cdot g_{c,t,s} \\ & + \sum_{y \in Y} \sum_{c \in \Omega^{CC}} CO\&M_{c,t} \cdot w_{c,y,s}^{CEN} + \sum_{n \in N} \sum_{c \in \Omega^{CHE}} AFictPen \cdot a_{ce,n,s} \\ & \left. + \sum_{n \in N} \sum_{c \in \Omega^{CHE}} AFictPen \cdot a_{ce,n,s} + \varphi \right) \end{aligned} \quad (D.1)$$

Sujeto a

$$\sum_{cin\Omega_b^C} h_t \cdot g_{c,t,s} + u_{b,t} + \sum h_t \cdot f_{l,t,s} = LOAD_{b,t,s}, \quad \forall b \in B, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (D.2)$$

$$f_{l,t,s} = \gamma_l \cdot (\theta_{j \in B_l^R,t,s} - \theta_{i \in B_l^S,t,s}), \quad \forall l \in \Omega^{LE}, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (D.3)$$

$$w_{c,y,s}^{CEN} - w_{c,y-1,s}^{CEN} = x_{c,y,s}^{CEN}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.4)$$

$$f_{l,t,s} \geq \gamma_l \cdot (\theta_{j \in B_l^R,t,s} - \theta_{i \in B_l^S,t,s}) + M \cdot (w_{l,y,s}^{LIN} - 1), \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (D.5)$$

$$f_{l,t,s} \leq \gamma_l \cdot (\theta_{j \in B_l^R,t,s} - \theta_{i \in B_l^S,t,s}) + M \cdot (1 - w_{l,y,s}^{LIN}), \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (D.6)$$

$$\left(\sum_{cin\Omega_{ce}^D} h_n \cdot q_{c,n,s} - \sum_{cin\Omega_{ce}^U} h_n \cdot q_{c,n,s} + \sum_{vinV_{ce}^D} q_{v,n,s} - \sum_{vinV_{ce}^U} q_{v,n,s} - a_{ce,n,s} \right) \cdot FT + k_{ce,n,s} - k_{ce,n-1,s} = h_n \cdot AFL_{ce,n,s} \cdot FT, \quad \forall ce \in \Omega^{CHE}, \forall n \in N, \forall s \in \Pi \quad (D.7)$$

$$\sum_{cin\Omega_{cs}^D} h_n \cdot q_{c,n,s} - \sum_{cin\Omega_{cs}^U} h_n \cdot q_{c,n,s} + \sum_{vinV_{cs}^D} q_{v,n,s} - \sum_{vinV_{cs}^U} q_{v,n,s} = h_n \cdot AFL_{cs,n,s}, \quad \forall cs \in \Omega^{CHS}, \forall n \in N, \forall s \in \Pi \quad (D.8)$$

$$\sum_{cin\Omega_k^C} \chi_{p,c} \cdot k_{c,n,s} + \varphi_s \geq \phi_p, \quad \forall p \in \Theta, n = \text{Max}\{N\}, \forall s \in \Pi \quad (D.9)$$

$$w_{l,y,s}^{LIN} - w_{l,y-1,s}^{LIN} = x_{c,y,s}^{LIN}, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.10)$$

$$w_{c,y}^{CEN} = w_{c,y,s}^{CEN}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.11)$$

$$w_{l,y}^{LIN} = w_{l,y,s}^{LIN}, \quad \forall c \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.12)$$

$$x_{c,y}^{CEN} = x_{c,y,s}^{CEN}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.13)$$

$$x_{l,y}^{LIN} = x_{l,y,s}^{LIN}, \quad \forall c \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.14)$$

$$\check{f}_{l,t} \leq f_{l,t,s} \leq \hat{f}_{l,t}, \quad \forall l \in \Omega^L, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (D.15)$$

$$\check{\theta}_{b,t} \leq \theta_{b,t,s} \leq \hat{\theta}_{b,t}, \quad \forall b \in B, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (D.16)$$

$$0 \leq g_{c,t,s} \leq \hat{g}_{c,t}, \quad \forall c \in \Omega^{CE}, \forall t \in T, \forall s \in \Pi \quad (D.17)$$

$$\check{k}_{ce,n,s} \leq k_{ce,n,s} \leq \hat{k}_{ce,n,s}, \quad \forall ce \in \Omega^{CHE}, \forall n \in N, \forall s \in \Pi \quad (D.18)$$

$$0 \leq x_{c,y,s}^{CEN} \leq 1, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.19)$$

$$0 \leq g_{c,t,s} \leq w_{c,y,s}^{CEN} \hat{g}_{c,t}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall t \in y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.20)$$

$$w_{c,y,s}^{CEN} \in \{0, 1\}, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.21)$$

$$x_{c,y}^{CEN} \geq 0, \quad \forall c \in \Omega^{CC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.22)$$

$$0 \leq x_{c,y,s}^{LIN} \leq 1, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.23)$$

$$0 \leq f_{l,t,s} \leq w_{c,y,s}^{LIN} \hat{f}_{l,t}, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall t \in y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.24)$$

$$w_{l,y,s}^{LIN} \in \{0, 1\}, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.25)$$

$$x_{l,y,s}^{LIN} \geq 0, \quad \forall l \in \Omega^{LC}, \forall y \in Y, \forall s \in \Pi \quad (D.26)$$

Como se puede apreciar en la función objetivo D.1, la única diferencia con respecto al modelo térmico radica en que se agregaron dos términos adicionales: la penalización de los afluentes ficticios (para relajar la restricción de balance en embalses) y el costo futuro asociado a la función de costo futuro del problema. El problema en sí no sufre modificaciones en lo relativo a la modelación de las centrales térmicas. La restricción D.2 señala el balance de demanda que debe hacerse en cada barra y escenario del sistema. Las restricciones D.3, D.5 y D.6 representan la definición de flujo de potencia para cada línea candidata y existente en el sistema. Las restricciones D.4 y D.10 son restricciones lógicas que acoplan las variables de decisión de inversión para generación y transmisión respectivamente. Las restricciones de no anticipatividad vienen dadas por las relaciones D.11, D.12, D.13 y D.14. Cabe señalar que estas dos últimas mencionadas parecieran ser redundantes, pero intencionalmente se expresaron de esa forma para abordar de mejor manera la metodología de descomposición. Para finalizar, las relaciones D.15, D.16, D.17, D.19, D.20, D.21, D.22, D.23, D.24, D.25 y D.26 son las cotas de cada variable presentada en este problema de optimización. Para la parte hidroeléctrica se tiene que las restricciones D.7 y D.8 representan el balance de agua en un embalse y en una central en serie, respectivamente. Además, la relación D.9 es la que genera los hiperplanos que aproximan la función de costo futuro. La cota importante en esta modelación es la relacionada al volumen mínimo y máximo que debe respetarse en los embalses y está dada por D.18.

Si bien esta es la presentación del problema de optimización completo para un modelo hidrotérmico, se agrega que la descomposición de este problema sigue los mismos lineamientos teóricos que como fue expresado en la Sección 3.3, por lo que llevar este problema de optimización a su versión en Relajación Lagrangiana no dista mucho de lo ya visto para un modelo netamente térmico.

Apéndice E

Modelo del Sistema Básico Térmico

A continuación se detallan todos los elementos utilizados para representar el modelo de prueba térmico en el algoritmo de optimización desarrollado, así como también, los datos utilizados en cada uno de los casos evaluados reales.

E.1. Diagrama unilineal

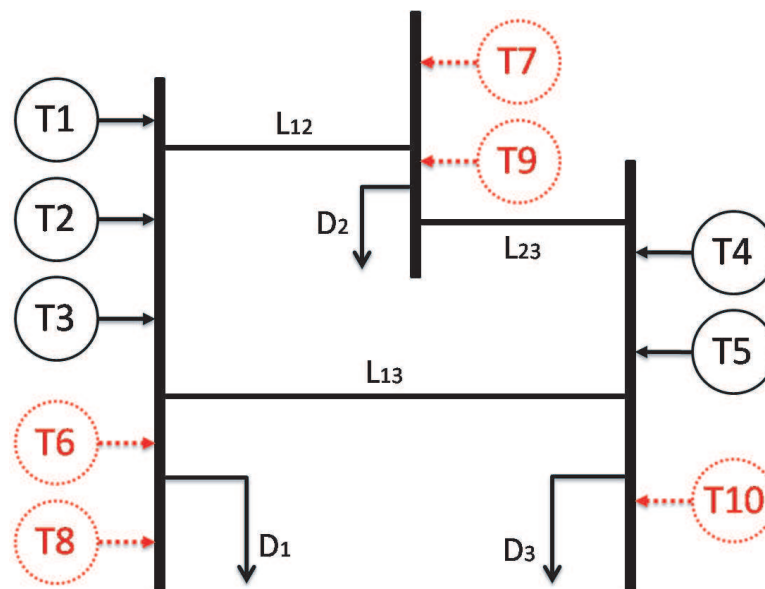


Figura E.1: Unilineal Sistema Básico Térmico.

E.2. Base de datos utilizada

Una base de datos se puede describir según los elementos principales que la compongan. En la presente sección se muestran en detalle la generación, la transmisión y los datos de consumo.

E.2.1. Centrales

Tabla E.1: Parámetros de Centrales. Sistema Básico Térmico.

Central	Tipo	Barra	Pmáx [MW]	CV [USD/MWh]	CVNC [USD/MWh]	COyM [USD/kW/año]	C. Inv [USD/kW]	Vida Eco. [año]
T1	T	B1	300	40	0	0	-	-
T2	T	B1	200	50	0	0	-	-
T3	T	B1	100	10	0	0	-	-
T4	T	B3	50	20	0	0	-	-
T5	T	B3	20	50	0	0	-	-
T6	T	B1	100	35	0	0	1500	20
T7	T	B2	150	48	0	0	2000	20
T8	T	B1	50	10	0	0	4000	20
T9	T	B2	150	20	0	0	2000	30
T10	T	B3	200	42	0	0	2000	30

E.2.2. Transmisión

Tabla E.2: Parámetros de Transmisión. Sistema Básico Térmico.

Línea	R (p.u.)	X (p.u.)	Max A→B [MW]	Max B→A [MW]	Tramos Pérdidas
L_{12}	0.019	0.145	500	500	3
L_{23}	0.002	0.016	300	300	3
L_{31}	0.017	0.129	300	300	3

3) Crecimiento de consumo

Los factores de crecimiento no son acumulables. Éstos únicamente escalan la demanda base presentada para el sistema.

Tabla E.3: Factor Escalador de Consumos. Sistema Básico Térmico.

Año	Residencial	Industrial
Y1	1.00	1.00
Y2	1.01	1.01
Y3	1.02	1.03

4) Proyectos de consumo

Los proyectos de consumo representan una demanda fija que debe ser abastecida en el período y escenario que indiquen.

Tabla E.4: Proyectos de Consumos. Sistema Básico Térmico.

Proyecto	Barra	Año Inicial	Año Final	Escenario	Consumo [MW]
P1	B1	Y1	Y3	1	50
P2	B2	Y2	Y3	1	70
P3	B3	Y2	Y2	2	100
P3	B3	Y3	Y3	2	50

Apéndice F

Modelo del Sistema Básico Hidrotérmico

A continuación se detallan todos los elementos utilizados para representar el modelo de prueba hidrotérmico en el algoritmo de optimización desarrollado, así como también, los datos utilizados en cada uno de los casos evaluados reales.

F.1. Diagrama unilineal

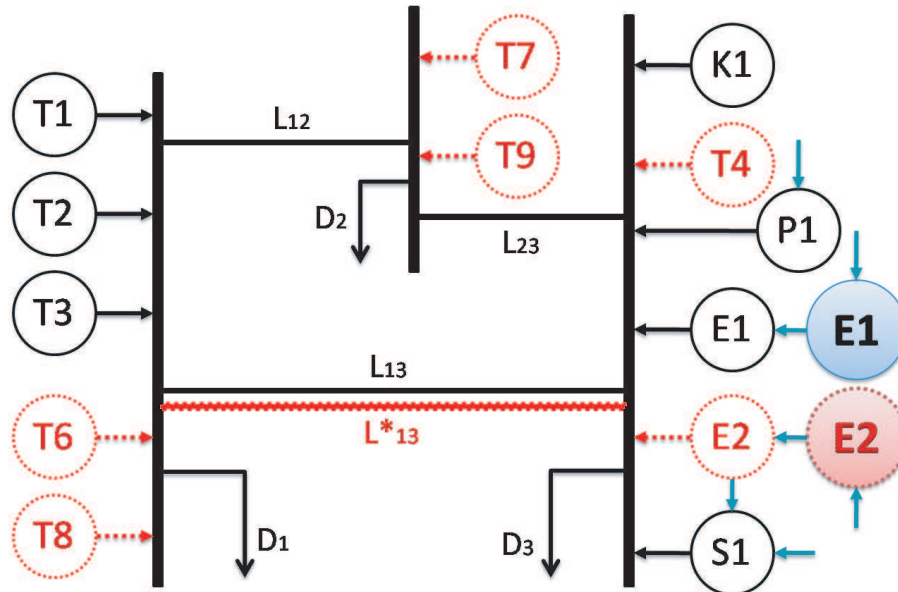


Figura F.1: Unilineal Sistema Básico Hidrotérmico.

F.2. Base de datos utilizada

Una base de datos se puede describir según los elementos principales que la compongan. En la presente sección se muestran en detalle la generación, la transmisión, los datos de consumo y afluentes.

F.2.1. Centrales

Tabla F.1: Parámetros de Centrales. Sistema Básico Hidrotérmico.

Central	Tipo	Barra	Pmáx [MW]	CV [USD/MWh]	CVNC [USD/MWh]	COyM [USD/kW/año]	C. Inv [USD/kW]	Vida Eco. [año]	Rend [MW/m3/s]	Aguas Abajo	Vol. Ini. [dam3]	Vol. Min. [dam3]	Vol. Máx. [dam3]
T1	TER	B1	300	40	0	0	-	-	-	-	-	-	-
T2	TER	B1	200	50	0	0	-	-	-	-	-	-	-
T3	TER	B1	100	10	0	0	-	-	-	-	-	-	-
K1	ERNC	B3	50	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
P1	PAS	B3	20	0	0	0	-	-	1	-	-	-	-
T4	TER	B3	100	35	0	0	1500	20	-	-	-	-	-
T5	TER	B2	150	48	0	0	2000	20	-	-	-	-	-
T6	TER	B1	50	10	0	0	4000	20	-	-	-	-	-
T7	TER	B2	150	20	0	0	2000	30	-	-	-	-	-
T8	TER	B1	200	42	0	0	2000	30	-	-	-	-	-
E1	EMB	B3	50	0	0	0	-	-	0.6	-	500	280	560
E2	EMB	B3	120	0	0	0	3500	50	1.2	S1	150	90	1065
S1	SER	B3	50	0	0	0	-	-	0.5	-	-	-	-

F.2.2. Transmisión

Tabla F.2: Parámetros de Transmisión. Sistema Básico Hidrotérmico.

Línea	R (p.u.)	X (p.u.)	Max A→B [MW]	Max B←A [MW]	Tramos Pérdidas	C. Inv [MMUSD]	Vida Eco. [año]
L_{12}	0.019	0.145	500	500	3	-	-
L_{23}	0.002	0.016	300	300	3	-	-
L_{31}	0.017	0.129	300	300	3	-	-
L_{12}^*	0.017	0.129	300	300	3	10	30

F.2.3. Consumo

1) Consumo residencial por barra

Se utiliza la misma matriz de datos que la expuesta en E.2.3.

2) Consumo industrial por barra

Barra	1			2			3			4			5			6			7			8			9			10			11			12		
	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR				
1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2				
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
6	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
7	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
8	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
10	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
11	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
12	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
13	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
14	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
15	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
16	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
17	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
18	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
19	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
20	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
21	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
22	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
23	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
24	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		

3) Consumo de grandes clientes por barra

Se utiliza la misma matriz de datos que la expuesta en E.2.2.

4) Crecimiento de consumo

Los factores de crecimiento no son acumulables. Éstos únicamente escalan la demanda base presentada para el sistema.

Tabla F.3: Factor Escalador de Consumos. Sistema Básico Hidrotérmico.

Año	Residencial	Industrial	Grandes Clientes
Y1	1.00	1.00	1.00
Y2	1.01	1.01	1.01
Y3	1.02	1.01	1.03

4) Proyectos de consumo

Los proyectos de consumo representan una demanda fija que debe ser abastecida en el período y escenario que indiquen.

Tabla F.4: Proyectos de Consumos. Sistema Básico Hidrotérmico.

Proyecto	Barra	Año Inicial	Año Final	Consumo [MW]
P1	B1	Y1	Y3	50
P2	B2	Y2	Y3	70

F.2.4. Afluentes

CENTRAL	MES						
	1	2	3	4	5	6	7
1	66	62	61	50	56	58	84
2	44	44	43	43	43	284	360
3	57	53	58	72	68	57	109
4	68	66	67	70	83	77	74
5	71	309	137	137	124	103	158
6	84	87	86	87	89	94	115
7	101	106	163	258	146	131	115
8	12	16	17	19	19	79	92
9	11	11	11	11	11	11	11
10	29	27	23	29	46	68	102
11	22	29	30	39	37	38	56
12	15	15	15	15	15	15	15
13	15	15	15	15	15	15	15
14	15	15	15	15	15	15	15
15	46	51	45	43	71	91	652
16	56	90	106	104	107	131	101
17	46	41	47	43	46	40	47
18	40	33	22	29	29	29	29
19	65	70	72	62	60	57	69
20	75	71	74	87	47	214	83
21	95	387	267	551	278	1272	484
22	72	64	75	106	322	490	286
23	1	1	1	1	1	1	1
24	12	10	8	107	100	94	127
25	51	47	69	44	64	62	179
26	141	109	85	62	64	69	108
27	38	55	111	109	104	106	106
28	75	85	82	97	47	63	73
29	34	38	38	44	59	79	93
30	31	68	75	75	87	49	66
31	51	118	89	73	63	102	101
32	60	81	248	155	335	348	232
33	68	60	54	132	126	97	159
34	50	67	61	105	185	104	80
35	37	36	39	123	91	57	103
36	88	174	129	117	93	104	86
37	36	15	22	28	46	40	45
38	20	78	58	38	39	43	43
39	41	4	2	2	2	2	2
40	41	56	85	47	55	137	294
41	81	73	88	62	87	102	139
42	90	232	249	93	114	72	96
43	32	30	35	46	85	130	269
44	64	52	33	34	83	50	54
45	49	32	45	44	67	26	575
46	35	61	37	48	78	161	99
47	105	54	74	55	81	118	95
48	33	37	47	47	47	47	47
49	53	35	34	25	70	69	73
50	39	39	39	61	61	61	61
51	39	61	78	79	109	109	109
52	10	10	10	10	10	10	10
53	10	10	10	10	10	10	10
54	10	10	10	10	10	10	10
55	10	10	10	10	10	10	10

E1

Apéndice G

Modelo IEEE Reliability Test System 24-bus

A continuación se detallan todos los elementos utilizados para representar el modelo de prueba IEEE en el algoritmo de optimización desarrollado, así como también, los datos utilizados para las simulaciones realizadas.

G.1. Diagrama unilineal

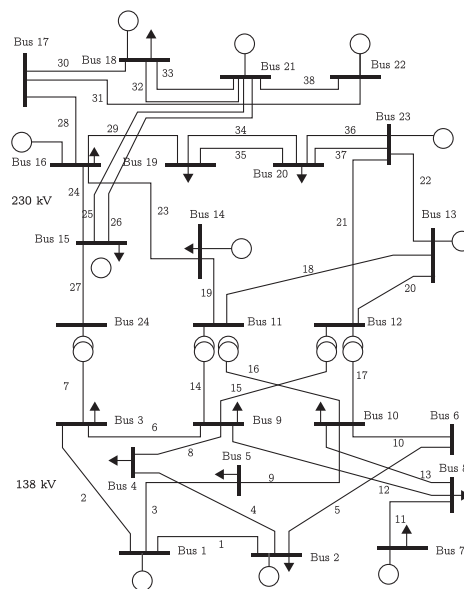


Figura G.1: Sistema IEEE 24 barras (RTS96).

G.2. Base de datos utilizada

Una base de datos se puede describir según los elementos principales que la compongan. En la presente sección se muestran en detalle la generación, la transmisión y los datos de consumo.

G.2.1. Centrales

1) Parámetros Técnicos

Tabla G.1: Parámetros de Centrales. Sistema IEEE 24 barras.

Central	Tipo	Comb	Barra	Pmáx [MW]	FOR [%]	CV [USD/MWh]	CVNC [USD/MWh]	COyM [USD/kW/año]	C. Inv [USD/kW]
B101_U20.1	TER	DIESEL_2	B1	20	10	68.30	7.85	0	-
B101_U20.2	TER	DIESEL_2	B1	20	10	68.30	7.85	0	-
B101_U76.3	TER	CARBON	B1	76	2	22.84	1.41	0	-
B101_U76.4	TER	CARBON	B1	76	2	22.84	1.41	0	-
B102_U20.1	TER	DIESEL_2	B2	20	10	68.30	7.85	0	-
B102_U20.2	TER	DIESEL_2	B2	20	10	68.30	7.85	0	-
B102_U76.3	TER	CARBON	B2	76	2	22.84	1.41	0	-
B102_U76.4	TER	CARBON	B2	76	2	22.84	1.41	0	-
B107_U100.1	TER	DIESEL_6	B7	100	4	36.11	1.26	0	-
B107_U100.2	TER	DIESEL_6	B7	100	4	36.11	1.26	0	-
B107_U100.3	TER	DIESEL_6	B7	100	4	36.11	1.26	0	-
B113_U197.1	TER	DIESEL_6	B13	197	5	34.67	1.10	0	-
B113_U197.2	TER	DIESEL_6	B13	197	5	34.67	1.10	0	-
B113_U197.3	TER	DIESEL_6	B13	197	5	34.67	1.10	0	-
B115_U12.1	PAS	DIESEL_6	B15	12	2	43.33	1.41	0	-
B115_U12.2	PAS	DIESEL_6	B15	12	2	43.33	1.41	0	-
B115_U12.3	PAS	DIESEL_6	B15	12	2	43.33	1.41	0	-
B115_U12.4	PAS	DIESEL_6	B15	12	2	43.33	1.41	0	-
B115_U12.5	PAS	DIESEL_6	B15	12	2	43.33	1.41	0	-
B115_U155.6	TER	CARBON	B15	155	4	18.27	1.26	0	-
B116_U155.1	TER	CARBON	B16	155	4	18.27	1.26	0	-
B118_U400.1	TER	NUCLEAR	B18	400	12	9.42	0.47	0	-
B121_U400.1	TER	NUCLEAR	B21	400	12	9.42	0.47	0	-
B122_U50.1	PAS	-	B22	50	1	0.00	0.00	0	-
B122_U50.2	PAS	-	B22	50	1	0.00	0.00	0	-
B122_U50.3	PAS	-	B22	50	1	0.00	0.00	0	-
B122_U50.4	PAS	-	B22	50	1	0.00	0.00	0	-
B122_U50.5	PAS	-	B22	50	1	0.00	0.00	0	-
B122_U50.6	PAS	-	B22	50	1	0.00	0.00	0	-
B123_U155.1	TER	CARBON	B23	155	4	18.27	1.26	0	-
B123_U155.2	TER	CARBON	B23	155	4	18.27	1.26	0	-
B123_U350.3	TER	CARBON	B23	350	8	18.08	1.10	0	-
B101_U20.5	TER	DIESEL_2	B1	20	10	68.30	7.85	0.47	800
B101_U76.6	TER	CARBON	B1	76	2	22.84	1.41	15.70	3500
B102_U20.5	TER	DIESEL_2	B2	20	10	68.30	7.85	0.47	800
B102_U76.6	TER	CARBON	B2	76	2	22.84	1.41	15.70	3500
B107_U100.4	TER	DIESEL_6	B7	100	4	36.11	1.26	13.35	1100
B113_U197.4	TER	DIESEL_6	B13	197	5	34.67	1.10	7.85	1100
B115_U12.7	TER	DIESEL_6	B15	12	2	43.33	1.41	15.70	800
B115_U12.8	TER	DIESEL_6	B15	12	2	43.33	1.41	15.70	800
B115_U155.9	TER	CARBON	B15	155	4	18.27	1.26	10.99	3000
B116_U155.2	TER	CARBON	B16	155	4	18.27	1.26	10.99	3000
B118_U400.2	TER	NUCLEAR	B18	400	12	9.42	0.47	7.85	7000
B121_U400.2	TER	NUCLEAR	B21	400	12	9.42	0.47	7.85	7000
B123_U155.4	TER	CARBON	B23	155	4	18.27	1.26	10.99	3000
B123_U350.5	TER	CARBON	B23	350	8	18.08	1.10	7.07	3000

2) Combustibles

Tabla G.2: Costos de Combustibles. Sistema IEEE 24 barras.

Combustible	Costo Y1
DIESEL_2	131.08
CARBON	33.68
DIESEL_6	100.49
NUCLEAR	284.35

Tabla G.3: Factores de Modulación de Combustibles. Sistema IEEE 24 barras.

AÑO	DIESEL_2	DIESEL_6	CARBON	NUCLEAR
Y1	1.000	1.000	1.000	1.000
Y2	1.186	1.186	0.997	1.090
Y3	1.458	1.458	1.002	1.120

G.2.2. Transmisión

Tabla G.4: Parámetros de Transmisión. Sistema IEEE 24 barras.

Línea	Desde	Hasta	R (p.u.)	X (p.u.)	Max Flujo [MW]	Largo [km]	C. Inv [MMUSD]
LINE1	B101	B102	0.003	0.014	175	4.83	-
LINE2	B101	B103	0.055	0.211	175	88.51	-
LINE3	B101	B105	0.022	0.085	175	35.41	-
LINE4	B102	B104	0.033	0.127	175	53.11	-
LINE5	B102	B106	0.050	0.192	175	80.47	-
LINE6	B103	B109	0.031	0.119	175	49.89	-
LINE7	B103	B124	0.002	0.084	400	0.00	-
LINE8	B104	B109	0.027	0.104	175	43.45	-
LINE9	B105	B110	0.023	0.088	175	37.01	-
LINE10	B106	B110	0.014	0.061	175	25.75	-
LINE11	B107	B108	0.016	0.061	175	25.75	-
LINE12	B108	B109	0.043	0.165	175	69.20	-
LINE13	B108	B110	0.043	0.165	175	69.20	-
LINE14	B109	B111	0.002	0.084	400	0.00	-
LINE15	B109	B112	0.002	0.084	400	0.00	-
LINE16	B110	B111	0.002	0.084	400	0.00	-
LINE17	B110	B112	0.002	0.084	400	0.00	-
LINE18	B111	B113	0.006	0.048	500	53.11	-
LINE19	B111	B114	0.005	0.042	500	46.67	-
LINE20	B112	B113	0.006	0.048	500	53.11	-
LINE21	B112	B123	0.012	0.097	500	107.83	-
LINE22	B113	B123	0.011	0.087	500	96.56	-
LINE23	B114	B116	0.005	0.039	500	43.45	-
LINE24	B115	B116	0.002	0.017	500	19.31	-
LINE25	B115	B121	0.006	0.049	500	54.72	-
LINE26	B115	B121	0.006	0.049	500	54.72	-
LINE27	B115	B124	0.007	0.052	500	57.94	-
LINE28	B116	B117	0.003	0.026	500	28.97	-
LINE29	B116	B119	0.003	0.023	500	25.75	-
LINE30	B117	B118	0.002	0.014	500	16.09	-
LINE31	B117	B122	0.014	0.105	500	117.48	-
LINE32	B118	B121	0.003	0.026	500	28.97	-
LINE33	B118	B121	0.003	0.026	500	28.97	-
LINE34	B119	B120	0.005	0.040	500	44.26	-
LINE35	B119	B120	0.005	0.040	500	44.26	-
LINE36	B120	B123	0.003	0.022	500	24.14	-
LINE37	B120	B123	0.003	0.022	500	24.14	-
LINE38	B121	B122	0.009	0.068	500	75.64	-
LINE1_I	B101	B102	0.003	0.014	175	4.83	1.16
LINE1_II	B101	B102	0.003	0.014	175	4.83	1.16
LINE2_I	B101	B103	0.055	0.211	175	88.51	21.24
LINE2_II	B101	B103	0.055	0.211	175	88.51	21.24
LINE3_I	B101	B105	0.022	0.085	175	35.41	8.50
LINE3_II	B101	B105	0.022	0.085	175	35.41	8.50

Línea	Desde	Hasta	R (p.u.)	X (p.u.)	Max Flujo [MW]	Largo [km]	C. Inv [MMUSD]
LINE4_I	B102	B104	0.033	0.127	175	53.11	12.75
LINE4_II	B102	B104	0.033	0.127	175	53.11	12.75
LINE5_I	B102	B106	0.050	0.192	175	80.47	19.31
LINE5_II	B102	B106	0.050	0.192	175	80.47	19.31
LINE6_I	B103	B109	0.031	0.119	175	49.89	11.97
LINE6_II	B103	B109	0.031	0.119	175	49.89	11.97
LINE8_I	B104	B109	0.027	0.104	175	43.45	10.43
LINE8_II	B104	B109	0.027	0.104	175	43.45	10.43
LINE9_I	B105	B110	0.023	0.088	175	37.01	8.88
LINE9_II	B105	B110	0.023	0.088	175	37.01	8.88
LINE10_I	B106	B110	0.014	0.061	175	25.75	6.18
LINE10_II	B106	B110	0.014	0.061	175	25.75	6.18
LINE11_I	B107	B108	0.016	0.061	175	25.75	6.18
LINE11_II	B107	B108	0.016	0.061	175	25.75	6.18
LINE12_I	B108	B109	0.043	0.165	175	69.20	16.61
LINE12_II	B108	B109	0.043	0.165	175	69.20	16.61
LINE13_I	B108	B110	0.043	0.165	175	69.20	16.61
LINE13_II	B108	B110	0.043	0.165	175	69.20	16.61
LINE18_I	B111	B113	0.006	0.048	500	53.11	21.24
LINE18_II	B111	B113	0.006	0.048	500	53.11	21.24
LINE19_I	B111	B114	0.005	0.042	500	46.67	18.67
LINE19_II	B111	B114	0.005	0.042	500	46.67	18.67
LINE20_I	B112	B113	0.006	0.048	500	53.11	21.24
LINE20_II	B112	B113	0.006	0.048	500	53.11	21.24
LINE21_I	B112	B123	0.012	0.097	500	107.83	43.13
LINE21_II	B112	B123	0.012	0.097	500	107.83	43.13
LINE22_I	B113	B123	0.011	0.087	500	96.56	38.62
LINE22_II	B113	B123	0.011	0.087	500	96.56	38.62
LINE23_I	B114	B116	0.005	0.039	500	43.45	17.38
LINE23_II	B114	B116	0.005	0.039	500	43.45	17.38
LINE24_I	B115	B116	0.002	0.017	500	19.31	7.72
LINE24_II	B115	B116	0.002	0.017	500	19.31	7.72
LINE25_I	B115	B121	0.006	0.049	500	54.72	21.89
LINE27_I	B115	B124	0.007	0.052	500	57.94	23.17
LINE27_II	B115	B124	0.007	0.052	500	57.94	23.17
LINE28_I	B116	B117	0.003	0.026	500	28.97	11.59
LINE28_II	B116	B117	0.003	0.026	500	28.97	11.59
LINE29_I	B116	B119	0.003	0.023	500	25.75	10.30
LINE29_II	B116	B119	0.003	0.023	500	25.75	10.30
LINE30_I	B117	B118	0.002	0.014	500	16.09	6.44
LINE30_II	B117	B118	0.002	0.014	500	16.09	6.44
LINE31_I	B117	B122	0.014	0.105	500	117.48	46.99
LINE31_II	B117	B122	0.014	0.105	500	117.48	46.99
LINE32_I	B118	B121	0.003	0.026	500	28.97	11.59
LINE34_I	B119	B120	0.005	0.040	500	44.26	17.70
LINE36_I	B120	B123	0.003	0.022	500	24.14	9.66
LINE38_I	B121	B122	0.009	0.068	500	75.64	30.26
LINE38_II	B121	B122	0.009	0.068	500	75.64	30.26

G.2.3. Consumo

Tabla G.5: Demanda Máxima por barra. Sistema IEEE 24 barras.

Barra	Demanda Máxima [MW]
BUS101	108
BUS102	97
BUS103	180
BUS104	74
BUS105	71
BUS106	136
BUS107	125
BUS108	171
BUS109	175
BUS110	195
BUS111	0
BUS112	0
BUS113	265
BUS114	194
BUS115	317
BUS116	100
BUS117	0
BUS118	333
BUS119	181
BUS120	128
BUS121	0
BUS122	0
BUS123	0
BUS124	0

Tabla G.6: Demanda Máxima Semanal respecto a Demanda Máxima. Sistema IEEE 24 barras.

Semana	Demanda Máx. Semanal [%]
1	86.20
2	90.00
3	87.80
4	83.40
5	88.00
6	84.10
7	83.20
8	80.60
9	74.00
10	73.70
11	71.50
12	72.70
13	70.40
14	75.00
15	72.10
16	80.00
17	75.40
18	83.70
19	87.00
20	88.00
21	85.60
22	81.10
23	90.00
24	88.70
25	89.60
26	86.10
27	75.50
28	81.60
29	80.10
30	88.00
31	72.20
32	77.60
33	80.00
34	72.90
35	72.60
36	70.50
37	78.00
38	69.50
39	72.40
40	72.40
41	74.30
42	74.40
43	80.00
44	88.10
45	88.50
46	90.90
47	94.00
48	89.00
49	94.20
50	97.00
51	100.00
52	95.20

Tabla G.7: Demanda Horaria por semana del año. Sistema IEEE 24 barras.

Semana	Demanda Máxima [%]					
	1-8 y 44-52		18-30		31-43	
	Trabajo	Fin de Semana	Trabajo	Fin de Semana	Trabajo	Fin de Semana
1	67	78	64	74	63	75
2	63	72	60	70	62	73
3	60	68	58	66	60	69
4	59	66	56	65	58	66
5	59	64	56	64	59	65
6	60	65	58	62	65	65
7	74	66	64	62	72	68
8	86	70	76	66	85	74
9	95	80	87	81	95	83
10	96	88	95	86	99	89
11	96	90	99	91	100	92
12	95	91	100	93	99	94
13	95	90	99	93	93	91
14	95	88	100	92	92	90
15	93	87	100	91	90	90
16	94	87	97	91	88	86
17	99	91	96	92	90	85
18	100	100	96	94	92	88
19	100	99	93	95	96	92
20	96	97	92	95	98	100
21	91	94	92	100	96	97
22	83	92	93	93	90	95
23	73	87	87	88	80	90
24	63	81	72	80	70	85

Apéndice H

Modelo del Sistema Interconectado de Norte Grande

A continuación se detallan los elementos utilizados para representar el SING, el cual está basado en el sistema utilizado por [116] para el desarrollo de ese trabajo.

H.1. Base de datos utilizada

La base de datos contiene los principales elementos que describen el modelo del sistema eléctrico. En la presente sección se muestran en detalle la generación y la transmisión.

H.1.1. Centrales

1) Datos Básicos

Tabla H.1: Parámetros Generación. Sistema SING.

Central	Tipo	Barra	Pmáx	FOR	CV	CVNC	COyM	CInv.	Inicio
		Ind	[MW]	[%]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/kW/año]	[\$/kW]	[Año]
ANGAMOS_ad1	TER	6	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	6
ANGAMOS_ad2	TER	6	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	6
ANGAMOS_ad3	TER	6	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	6
ANGAMOS_ad4	TER	6	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	7
ANGAMOS_ad5	TER	6	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	7
ANGAMOS_ad6	TER	6	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	7
ATACAMA_ad1	TER	19	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	4
ATACAMA_ad2	TER	19	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	4
ATACAMA_ad3	TER	19	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	4
ATACAMA_ad4	TER	19	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
ATACAMA_ad5	TER	19	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
ATACAMA_ad6	TER	19	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
EOLICO_SING_ad1	ERNC	58	31.0	70.0	0.0	7.7	35	1750	3
EOLICO_SING_ad2	ERNC	79	31.0	70.0	0.0	7.7	35	1750	4
EOLICO_SING_ad3	ERNC	55	31.0	70.0	0.0	7.7	35	1750	3
EOLICO_SING_ad4	ERNC	36	31.0	70.0	0.0	7.7	35	1750	3
EOLICO_SING_ad5	ERNC	36	31.0	70.0	0.0	7.7	35	1750	3
EOLICO_SING_ad6	ERNC	36	31.0	70.0	0.0	7.7	35	1750	3
EOLICO_SING_I	ERNC	13	100.0	70.0	0.0	7.7	35	1750	3
EOLICO_SING_II	ERNC	79	40.0	70.0	0.0	7.7	35	1750	4
EOLICO_SING_III	ERNC	55	40.0	70.0	0.0	7.7	35	1750	3
EOLICO_SING_IV	ERNC	55	40.0	70.0	0.0	7.7	35	1750	3
Geo_Apacheta_01	TER	13	40.0	4.3	0.0	2.0	150	7500	5
Geo_Apacheta_02	TER	13	40.0	4.3	0.0	2.0	150	7500	5
Geo_Irruputunco	TER	29	40.0	4.3	0.0	2.0	150	7500	5
Geo_Pampa_Lirima_01	TER	22	40.0	4.3	0.0	2.0	150	7500	5
Geo_Pampa_Lirima_02	TER	22	40.0	4.3	0.0	2.0	150	7500	5
Geo_Polloquere_01	TER	25	40.0	4.3	0.0	2.0	150	7500	5
Geo_Polloquere_02	TER	25	40.0	4.3	0.0	2.0	150	7500	5
Geo_Puchuldiza_01	TER	22	40.0	4.3	0.0	2.0	150	7500	5

Central	Tipo	Barra	Pmáx	FOR	CV	CVNC	COyM	Clmv.	Inicio
Geo_Puchuldiza_02	TER	22	40.0	4.3	0.0	2.0	150	7500	5
Geo_Puchuldiza_03	TER	22	40.0	4.3	0.0	2.0	150	7500	5
Inyeccion_SIC	TER	43	1500.0	0.0	0.0	0.0	0	-	-
MEJILLONES_ad1	TER	24	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	6
MEJILLONES_ad2	TER	24	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	6
MEJILLONES_ad3	TER	24	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	6
MEJILLONES_ad4	TER	24	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	6
MEJILLONES_ad5	TER	24	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	6
MEJILLONES_ad6	TER	24	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	6
MEJILLONES_I	TER	24	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
MEJILLONES_II	TER	24	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
MEJILLONES_III	TER	24	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
MEJILLONES_IV	TER	24	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
COLLAHUASLI	TER	29	26.8	2.5	186.7	5.0	18	900	6
COLLAHUASLI_II	TER	29	17.8	2.5	186.7	6.0	18	900	6
MHAH	PAS	2	1.1	0.0	0.0	0.0	0	-	-
MHT2	PAS	2	1.1	0.0	0.0	0.0	0	-	-
NORACID	TER	24	17.0	5.0	0.0	0.0	0	-	-
PORTADA	TER	54	3.0	5.0	208.0	2.1	0	-	-
Solar_SING_ad1	ERNC	58	31.0	75.0	0.0	6.0	24	1200	3
Solar_SING_ad2	ERNC	83	31.0	75.0	0.0	6.0	24	1200	3
Solar_SING_ad3	ERNC	4	31.0	75.0	0.0	6.0	24	1200	3
Solar_SING_ad4	ERNC	4	31.0	75.0	0.0	6.0	24	1200	3
Solar_SING_ad5	ERNC	4	31.0	75.0	0.0	6.0	24	1200	3
Solar_SING_ad6	ERNC	4	31.0	75.0	0.0	6.0	24	1200	3
Solar_SING_I	ERNC	58	50.0	75.0	0.0	6.0	24	1200	3
Solar_SING_II	ERNC	83	100.0	75.0	0.0	6.0	24	1200	3
Solar_SING_III	ERNC	83	100.0	75.0	0.0	6.0	24	1200	3
TARAPACA_ad1	TER	98	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
TARAPACA_ad2	TER	98	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
TARAPACA_ad3	TER	98	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
TARAPACA_ad4	TER	98	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
TARAPACA_ad5	TER	98	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
TARAPACA_ad6	TER	98	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
TARAPACA_I	TER	98	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
TARAPACA_II	TER	98	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
TARAPACA_III	TER	98	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
TARAPACA_IV	TER	98	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
TARAPACA_V	TER	98	200.0	5.0	35.7	6.0	60	3000	5
TG1A_0.5_TV1C	TER	19	166.0	2.3	29.1	4.4	0	-	-
TG1A_0.5_TV1C_Die	TER	19	166.0	2.3	202.0	8.9	0	-	-
TG1A_TG1B_TV1C	TER	19	332.0	2.3	28.5	4.4	0	-	-
TG1A_TG1B_TV1C_Die	TER	19	332.0	2.3	195.0	7.8	0	-	-
TG2A_0.5_TV2C	TER	19	166.0	0.5	29.1	4.4	0	-	-
TG2A_0.5_TV2C_Die	TER	19	166.0	0.5	202.0	8.9	0	-	-
TG2A_TG2B_TV2C	TER	19	332.0	0.5	28.5	4.4	0	-	-
TG2A_TG2B_TV2C_Die	TER	19	332.0	0.5	195.0	7.8	0	-	-
CHAP	PAS	25	10.0	2.5	0.0	0.0	0	-	-
CTM1	TER	24	149.0	4.1	43.3	2.1	0	-	-
CTM2	TER	24	154.0	4.1	41.4	2.6	0	-	-
CTM3-TG_CTM3-TV	TER	24	226.0	4.0	32.6	4.7	0	-	-
CTM3-TG_CTM3-TV_Die	TER	24	226.0	0.0	223.3	7.2	0	-	-
CUMMINS	TER	42	1.0	0.0	317.6	14.0	0	-	-
DEUTZ	TER	42	2.0	0.0	349.4	15.0	0	-	-
GMAR	TER	17	8.0	26.9	267.3	9.2	0	-	-
M1AR	TER	17	3.0	26.9	273.5	9.2	0	-	-
M2AR	TER	17	3.0	26.9	272.7	9.2	0	-	-
MAIQ	TER	18	6.0	5.5	214.3	7.9	0	-	-
MIIQ	TER	18	3.0	26.9	267.8	9.9	0	-	-
MIMB	TER	61	28.6	5.5	186.7	9.0	0	-	-
MSIQ	TER	18	6.0	5.5	189.1	4.7	0	-	-
SUIQ	TER	18	4.0	26.9	289.5	9.9	0	-	-
SUTA	TER	97	103.7	1.0	175.8	12.7	0	-	-
TG1	TER	100	17.0	34.6	358.2	1.0	0	-	-
TG2	TER	100	17.0	34.6	358.2	1.0	0	-	-
TG3_Die	TER	101	28.0	34.6	282.6	1.0	0	-	-
TG3_Gas_Natural	TER	101	28.0	34.6	56.8	1.0	0	-	-
TGIQ	TER	18	19.0	34.6	338.1	1.7	0	-	-
U10	TER	100	33.0	5.5	229.9	1.2	0	-	-
U11	TER	100	33.0	5.5	229.9	1.2	0	-	-
U12	TER	100	77.0	4.5	59.6	3.0	0	-	-
U13	TER	100	80.0	4.5	57.0	3.0	0	-	-
U14	TER	101	122.0	4.1	52.6	2.0	0	-	-
U15	TER	101	116.0	4.1	50.6	2.0	0	-	-
U16-TG_U16-TV	TER	101	350.0	4.0	30.8	6.4	0	-	-
U16-TG_U16-TV_Die	TER	101	350.0	5.2	175.5	85.4	0	-	-
ANG1	TER	6	263.0	4.5	54.3	5.6	0	-	-
ANG2	TER	6	263.0	4.5	54.3	4.2	0	-	-
CTH	TER	24	158.0	2.0	42.4	5.7	0	-	-
TV10_2CC	TER	91	91.5	3.8	0.0	0.4	0	-	-
TV10_CC	TER	91	91.5	3.8	0.0	0.5	0	-	-
INACAL	TER	53	6.8	2.5	181.6	2.1	0	-	-
ESTANDARTES	TER	50	1.6	5.0	307.1	2.0	0	-	-
ZOFRL1-6	TER	50	1.0	0.0	307.1	5.0	0	-	-
ZOFRL2-5	TER	50	5.0	0.0	307.1	2.0	0	-	-
ZOFRL7-12	TER	50	4.8	0.0	241.0	23.0	0	-	-
CTTAR	TER	98	140.0	2.5	53.4	1.4	0	-	-
TGTAR	TER	98	19.0	1.5	361.7	0.4	0	-	-
CTA	TER	24	157.0	2.0	39.7	5.9	0	-	-
CAVA	PAS	23	2.6	2.5	0.0	0.0	0	-	-

Central	Tipo	Barra	Pmáx	FOR	CV	CVNC	COyM	CInv.	Inicio
NTO1	TER	67	134.5	4.5	36.7	1.7	0	-	-
NTO2	TER	67	134.5	4.5	36.4	1.6	0	-	-

2) Combustibles

Tabla H.2: Combustibles Asociados. Sistema SING.

Central	Consumo Específico	Combustible
ANGAMOS_ad1	0.397	CARBON_CNE
ANGAMOS_ad2	0.397	CARBON_CNE
ANGAMOS_ad3	0.397	CARBON_CNE
ANGAMOS_ad4	0.397	CARBON_CNE
ANGAMOS_ad5	0.397	CARBON_CNE
ANGAMOS_ad6	0.397	CARBON_CNE
ATACAMA_ad1	0.397	CARBON_CNE
ATACAMA_ad2	0.397	CARBON_CNE
ATACAMA_ad3	0.397	CARBON_CNE
ATACAMA_ad4	0.397	CARBON_CNE
ATACAMA_ad5	0.397	CARBON_CNE
ATACAMA_ad6	0.397	CARBON_CNE
MEJILLONES_ad1	0.397	CARBON_CNE
MEJILLONES_ad2	0.397	CARBON_CNE
MEJILLONES_ad3	0.397	CARBON_CNE
MEJILLONES_ad4	0.397	CARBON_CNE
MEJILLONES_ad5	0.397	CARBON_CNE
MEJILLONES_ad6	0.397	CARBON_CNE
MEJILLONES_I	0.397	CARBON_CNE
MEJILLONES_II	0.397	CARBON_CNE
MEJILLONES_III	0.397	CARBON_CNE
MEJILLONES_IV	0.397	CARBON_CNE
COLLAHUASI_I	0.237	DIESEL-FUEL.MANTOS BLANCOS
COLLAHUASI_II	0.237	DIESEL-FUEL.MANTOS BLANCOS
PORTADA	0.231	DIESEL_MEJILLONES
TARAPACA_ad1	0.397	CARBON_CNE
TARAPACA_ad2	0.397	CARBON_CNE
TARAPACA_ad3	0.397	CARBON_CNE
TARAPACA_ad4	0.397	CARBON_CNE
TARAPACA_ad5	0.397	CARBON_CNE
TARAPACA_ad6	0.397	CARBON_CNE
TARAPACA_I	0.397	CARBON_CNE
TARAPACA_II	0.397	CARBON_CNE
TARAPACA_III	0.397	CARBON_CNE
TARAPACA_IV	0.397	CARBON_CNE
TARAPACA_V	0.397	CARBON_CNE
TG1A_0.5_TV1C	7.658	GNL GAG
TG1A_0.5_TV1C_Die	0.223	DIESEL.ATACAMA
TG1A_TG1B_TV1C	7.503	GNL GAG
TG1A_TG1B_TV1C_Die	0.215	DIESEL.ATACAMA
TG2A_0.5_TV2C	7.658	GNL GAG
TG2A_0.5_TV2C_Die	0.223	DIESEL.ATACAMA
TG2A_TG2B_TV2C	7.503	GNL GAG
TG2A_TG2B_TV2C_Die	0.215	DIESEL.ATACAMA
CTM1	0.435	CARBON_MEJILLONES
CTM2	0.415	CARBON_MEJILLONES
CTM3-TG_CTM3-TV	7.108	GNL EDELNOR
CTM3-TG_CTM3-TV_Die	0.248	DIESEL_MEJILLONES
CUMMINS	0.353	DIESEL_ENAEX
DEUTZ	0.388	DIESEL_ENAEX
GMAR	0.295	DIESEL_ARICA
M1AR	0.302	DIESEL_ARICA
M2AR	0.301	DIESEL_ARICA
MAIQ	0.257	DIESEL-FUEL_MAIQ_IQUIQUE
MIQ	0.302	DIESEL_IQUIQUE
MIMB	0.237	DIESEL-FUEL.MANTOS BLANCOS

Central	Consumo Especifico	Combustible
MSIQ	0.228	DIESEL-FUEL_MSIQ_IQUIQUE
SUIQ	0.326	DIESEL_IQUIQUE
SUTA	0.225	FUEL_TAMAYA
TG1	0.398	DIESEL_TOCOPILLA
TG2	0.398	DIESEL_TOCOPILLA
TG3_Die	0.314	DIESEL_TOCOPILLA
TG3_Gas_Natural	12.378	GNL ELECTROANDINA
TGIQ	0.381	DIESEL_IQUIQUE
U10	0.297	FUEL_TOCOPILLA
U11	0.297	FUEL_TOCOPILLA
U12	0.511	CARBON_TOCOPILLA
U13	0.489	CARBON_TOCOPILLA
U14	0.451	CARBON_TOCOPILLA
U15	0.434	CARBON_TOCOPILLA
U16-TG_U16-TV	6.702	GNL ELECTROANDINA
U16-TG_U16-TV_Die	0.195	DIESEL_TOCOPILLA
ANG1	0.419	CARBON_ANGAMOS
ANG2	0.419	CARBON_ANGAMOS
CTH	0.386	CARBON_CTH
TV10_2CC	0.000	GAS_SALTA
TV10_CC	0.000	GAS_SALTA
INACAL	0.231	FUEL_INACAL
ESTANDARTES	0.338	DIESEL_ENOR
ZOFRI.1-6	0.338	DIESEL_ENOR
ZOFRI.2-5	0.338	DIESEL_ENOR
ZOFRI.7-12	0.265	DIESEL_ENOR
CTTAR	0.446	CARBON_TARAPACA
TGTAR	0.393	DIESEL_TARAPACA
CTA	0.397	CARBON_CTA
NTO1	0.401	CARBON_NORGENER
NTO2	0.397	CARBON_NORGENER

3) Costos de Largo Plazo

Tabla H.3: Costos de Combustibles por Año. Sistema SING.

Combustible	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CARBON_CNE	99.3	105.2	100.5	97.8	99.6	102.0	104.1	104.6	106.4	108.1	109.9	111.7	113.6	115.4
DIESEL_MEJILLONES	884.2	874.8	898.5	926.8	957.6	988.1	1014.1	1041.3	1069.0	1097.0	1127.3	1158.4	1190.3	1223.1
GNL_GAG	9.2	9.6	9.9	10.2	10.6	10.9	11.3	11.7	12.0	12.4	12.8	13.2	13.6	14.0
DIESEL_ATACAMA	890.6	881.2	905.1	933.6	964.6	995.4	1021.6	1049.0	1076.8	1105.1	1135.5	1166.9	1199.0	1232.1
CARBON_MEJILLONES	109.7	116.3	111.1	108.1	110.1	112.7	115.1	115.6	117.6	119.5	121.4	123.5	125.5	127.6
GNL_EDELNOR	7.5	8.0	8.3	8.6	8.9	9.3	9.6	10.0	10.3	10.7	11.1	11.5	11.9	12.4
DIESEL_ENAEX	884.5	875.1	898.8	927.1	957.9	988.5	1014.5	1041.7	1069.3	1097.4	1127.7	1158.7	1190.7	1223.5
DIESEL_ARICA	891.2	881.8	905.7	934.2	965.2	996.0	1022.2	1049.6	1077.5	1105.8	1136.3	1167.6	1199.8	1232.9
DIESEL_FUELMAIQ_IQUIQUE	819.6	810.9	832.8	859.1	887.6	915.9	940.0	965.2	990.9	1016.9	1044.9	1073.7	1103.3	1133.7
DIESEL_IQUIQUE	872.9	863.6	887.0	914.9	945.3	975.5	1001.2	1028.0	1055.3	1083.0	1112.9	1143.6	1175.1	1207.5
DIESEL_FUELMANTOS BLANCOS	774.8	766.6	787.4	812.2	839.2	865.9	888.7	912.6	936.8	961.4	987.9	1015.1	1043.1	1071.9
DIESEL_FUELMSTQ_IQUIQUE	816.8	808.1	830.0	856.1	884.6	912.8	936.8	961.9	987.5	1013.4	1041.3	1070.0	1099.6	1129.9
FUEL_TAMAYA	768.1	760.0	780.6	805.1	831.9	858.4	881.0	904.7	928.7	953.1	979.3	1006.3	1034.1	1062.6
DIESEL_TOCOPILLA	884.6	875.3	899.0	927.3	958.1	988.6	1014.7	1041.9	1069.5	1097.6	1127.9	1159.0	1190.9	1223.8
GNL ELECTROANDINA	7.5	8.0	8.3	8.6	8.9	9.3	9.6	10.0	10.3	10.7	11.1	11.5	11.9	12.4
FUEL_TOCOPILLA	760.2	752.2	772.5	796.9	823.3	849.6	872.0	895.3	919.1	943.3	969.3	996.0	1023.4	1051.7
CARBON_TOCOPILLA	128.5	136.1	130.0	126.5	128.8	132.0	134.7	135.3	137.6	139.8	142.2	144.5	146.9	149.3
CARBON_ANGAMOS	142.8	151.2	144.5	140.6	143.2	146.6	149.7	150.4	153.0	155.4	158.0	160.6	163.3	166.0
CARBON_CTH	121.0	128.2	122.5	119.2	121.4	124.3	126.8	127.5	129.7	131.7	133.9	136.1	138.4	140.7
GAS_SALTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FUEL_INACAL	771.9	763.7	784.4	809.1	835.9	862.6	885.3	909.0	933.2	957.7	984.1	1011.2	1039.1	1067.8
DIESEL_ENOR	893.9	884.4	908.4	937.0	968.1	999.0	1025.3	1052.8	1080.8	1109.2	1139.7	1171.2	1203.4	1236.6
CARBON_TARAPACA	132.0	139.8	133.6	130.0	132.4	135.6	138.4	139.0	141.4	143.7	146.1	148.5	150.9	153.4
DIESEL_TARAPACA	904.7	895.1	919.3	948.3	979.8	1011.1	1037.7	1065.5	1093.8	1122.5	1153.4	1185.2	1217.9	1251.5
CARBON_CTA	110.2	116.7	111.5	108.5	110.5	113.2	115.5	116.1	118.1	120.0	121.9	124.0	126.0	128.1
CARBON_NORGENER	100.9	106.9	102.2	99.4	101.2	103.7	105.8	106.3	108.2	109.9	111.7	113.6	115.4	117.3

H.1.2. Barras

1) Datos Básicos

Tabla H.4: Barras del Sistema. Sistema SING.

Índice Barra	Nombre	Índice Zona	Índice Barra	Nombre	Índice Zona
1	A_110	2	53	La_Negra_110	25
2	Alto_Hospicio_110	1	54	La_Portada_110	1
3	Alto_Norte_110	4	55	Laberinto_220	44
4	Andes_220	44	56	Laguna_Seca_220	26
5	Andes_345	44	57	Lagunas_023	3
6	Angamos_220	44	58	Lagunas_220	3
7	Antofagasta_013	5	59	Lince_110	1
8	Antofagasta_110	44	60	Lomas_Bayas_220	27
9	Arica_066	44	61	Mantos_Blanco_220	28
10	Arica_110	44	62	Mantos_de_la_Luna_110	44
11	Barril_110	44	63	Mejillones_110	29
12	Barril_220	6	64	Mejillones_220	30
13	Calama_110	7	65	Minsal_023	44
14	Capricornio_110	8	66	Minsal_110	31
15	Capricornio_220	44	67	Norgener_220	44
16	CD_Antofagasta_013	44	68	Nueva_Victoria_220	44
17	CD_Arica_066	44	69	Nueva_Zaldivar_220	44
18	CD_Iquique_066	44	70	Oeste_110	44
19	Central_Atacama_220	9	71	Oeste_220	44
20	Centro_110	1	72	Ohiggins_220	32
21	Cerro_Balcon_110	44	73	Pacifico_110	1
22	Cerro_Colorado_110	10	74	Palafitos_110	1
23	Cerro_Dragon_110	1	75	Palestina_220	33
24	Chacaya_220	11	76	Pampa_110	34
25	Chapiquina_066	44	77	Parinacota_066	44
26	Chinchorro_066	1	78	Parinacota_220	44
27	Chuquicamata_110	44	79	PdeVald_220	35
28	Chuquicamata_220	2	80	Pozo_Almonte_066	37
29	Collahuasi_220	12	81	Pozo_Almonte_110	44
30	Condores_110	44	82	Pozo_Almonte_13.8	36
31	Condores_220	44	83	Pozo_Almonte_220	44
32	Crucero_220	44	84	Pukara_066	1
33	Desalant_110	13	85	Quebrada_Blanca_220	1
34	Dolores_110	14	86	Quiani_066	1
35	Domeyko_220	15	87	Radomiro_Tomic_220	38
36	El_Abra_220	16	88	RikVentura_220	44
37	El_Aguila_066	17	89	Salar_110	39
38	El_Cobre_220	44	90	Salar_220	2
39	El_Loa_220	18	91	Salta_345	44
40	El_Negro_110	19	92	Spence_220	40
41	El_Tesoro_220	20	93	Spence2_220	44
42	Enaex_110	44	94	Sulfuros_220	41
43	Encuentro_220	21	95	Sur_110	1
44	Encuentro2_220	44	96	Tamarugal_066	42
45	Escondida_220	22	97	Tamaya_110	44
46	Esmeralda_110	44	98	Tarapaca_220	3
47	Esmeralda_220	44	99	Tocopilla_005	1
48	Esperanza_220	23	100	Tocopilla_110	44
49	Gaby_220	24	101	Tocopilla_220	44
50	Iquique_066	44	102	Uribe_110	1
51	KM6_110	44	103	Zaldivar_220	43

2) Crecimiento Zonas

Tabla H.5: Factores de Crecimiento de Demanda. Sistema SING.

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Año	R	I	R	I	R	I	R	I	R	I	R	I
2013	1.00	1.06	1.00	1.00	1.00	1.04	1.00	1.06	1.00	1.00	1.02	1.00
2014	1.00	1.12	1.00	1.00	1.05	1.08	1.00	1.17	1.00	1.00	1.09	1.00
2015	1.00	1.19	1.00	1.00	1.01	1.12	1.00	1.25	1.00	1.00	1.06	1.00
2016	1.00	1.27	1.00	1.00	1.05	1.17	1.00	1.33	1.00	2.89	1.00	1.40
2017	1.00	1.35	1.00	1.00	1.00	1.22	1.00	1.41	1.00	1.00	1.00	1.50
2018	1.00	1.42	1.00	1.00	1.01	1.27	1.00	1.49	1.00	2.06	1.00	1.60
2019	1.00	1.55	1.00	1.00	1.08	1.36	1.00	1.62	1.00	2.06	1.00	1.72
2020	1.00	1.69	1.00	1.00	1.11	1.46	1.00	1.77	1.00	3.56	1.00	1.83
2021	1.00	1.87	1.00	1.00	1.14	1.60	1.00	1.96	1.00	2.39	1.00	1.96
2022	1.00	2.06	1.00	1.00	1.25	1.74	1.00	2.16	1.00	3.15	1.00	2.09
2023	1.00	2.25	1.00	1.00	1.26	1.88	1.00	2.36	1.00	3.15	1.00	2.22
2024	1.00	2.47	1.00	1.00	1.33	2.05	1.00	2.60	1.00	3.15	1.00	2.37
2025	1.00	2.75	1.00	1.00	1.49	2.26	1.00	2.89	1.00	3.36	1.00	2.52
2026	1.00	3.00	1.00	1.00	1.58	2.45	1.00	3.16	1.00	2.06	1.00	2.67
Zona	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Año	R	I	R	I	R	I	R	I	R	I	R	I
2013	1.00	1.06	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2014	1.00	1.06	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2015	1.00	1.06	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2016	1.00	1.06	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2017	1.00	1.06	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2018	1.00	1.06	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2019	1.00	1.09	1.00	1.00	1.00	1.03	1.00	1.43	1.00	1.37	1.00	1.00
2020	1.00	1.13	1.00	1.00	1.04	1.06	1.00	1.62	1.00	1.44	1.00	1.00
2021	1.00	1.20	1.00	1.00	1.10	1.13	1.00	1.70	1.00	1.51	1.00	1.00
2022	1.00	1.26	1.00	1.00	1.16	1.19	1.00	1.79	1.00	1.57	1.00	1.00
2023	1.00	1.33	1.00	1.00	1.22	1.25	1.00	1.87	1.00	1.64	1.00	1.00
2024	1.00	1.41	1.00	1.00	1.29	1.32	1.00	1.98	1.00	1.71	1.00	1.00
2025	1.00	1.53	1.00	1.00	1.44	1.44	1.00	2.13	1.00	1.78	1.00	1.00
2026	1.00	1.62	1.00	1.00	1.52	1.52	1.00	2.25	1.00	1.86	1.00	1.00
Zona	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Año	R	I	R	I	R	I	R	I	R	I	R	I
2013	1.00	1.03	1.00	1.12	1.00	1.00	1.00	1.32	1.00	1.08	1.00	1.00
2014	1.00	1.23	1.00	1.13	1.00	1.01	1.00	1.59	1.00	1.24	1.00	1.00
2015	1.00	1.26	1.00	1.13	1.00	1.01	1.00	1.64	1.00	1.05	1.00	1.00
2016	1.00	1.29	1.00	1.14	1.00	1.01	1.00	1.68	1.00	1.15	1.00	1.00
2017	1.00	1.33	1.00	1.13	1.00	1.00	1.00	1.64	1.00	1.00	1.00	1.00
2018	1.00	1.36	1.00	1.13	1.00	1.00	1.00	1.64	1.00	1.15	1.00	1.00
2019	1.00	1.44	1.00	1.17	1.00	1.05	1.00	1.69	1.00	1.26	1.00	1.00
2020	1.00	1.52	1.00	1.20	1.00	1.09	1.00	1.75	1.00	1.30	1.00	1.00
2021	1.00	1.64	1.00	1.28	1.00	1.15	1.00	1.85	1.00	1.37	1.00	1.00
2022	1.00	1.77	1.00	1.35	1.00	1.22	1.00	1.95	1.00	1.45	1.00	1.00
2023	1.00	2.00	1.00	1.42	1.00	1.28	1.00	2.05	1.00	1.51	1.00	1.00
2024	1.00	2.05	1.00	1.50	1.00	1.39	1.00	2.18	1.00	1.60	1.00	1.00
2025	1.00	2.25	1.00	1.63	1.00	1.47	1.00	2.36	1.00	1.73	1.00	1.00
2026	1.00	2.42	1.00	1.73	1.00	1.56	1.00	2.50	1.00	1.83	1.00	1.00

Zona Año	37		38		39		40		41		42		43		44	
	R	I	R	I	R	I	R	I	R	I	R	I	R	I	R	I
2013	1.00	1.08	1.00	1.00	1.00	1.06	1.00	1.06	1.00	1.15	1.00	1.05	1.00	0.99	1.00	1.00
2014	1.00	1.08	1.00	1.00	1.00	1.15	1.00	1.15	1.00	1.21	1.00	1.10	1.00	1.01	1.00	1.00
2015	1.00	1.08	1.00	1.00	1.00	1.24	1.00	1.24	1.00	1.22	1.00	1.15	1.00	1.04	1.00	1.00
2016	1.00	0.99	1.00	1.00	1.00	1.24	1.00	1.24	1.00	1.18	1.00	1.21	1.00	1.09	1.00	1.00
2017	1.00	0.99	1.00	0.98	1.00	1.24	1.00	1.24	1.00	1.19	1.00	1.27	1.00	1.13	1.00	1.00
2018	1.00	0.99	1.00	0.98	1.00	1.26	1.00	1.26	1.00	1.15	1.00	1.32	1.00	1.18	1.00	1.00
2019	1.00	1.02	1.00	1.01	1.00	1.29	1.00	1.29	1.00	1.11	1.00	1.43	1.00	1.23	1.00	1.00
2020	1.00	1.06	1.00	1.05	1.00	1.31	1.00	1.31	1.00	1.11	1.00	1.54	1.00	1.27	1.00	1.00
2021	1.00	1.12	1.00	1.11	1.00	1.34	1.00	1.34	1.00	1.18	1.00	1.69	1.00	1.32	1.00	1.00
2022	1.00	1.18	1.00	1.17	1.00	1.37	1.00	1.37	1.00	1.26	1.00	1.85	1.00	1.37	1.00	1.00
2023	1.00	1.24	1.00	1.23	1.00	1.39	1.00	1.39	1.00	1.29	1.00	2.01	1.00	1.42	1.00	1.00
2024	1.00	1.31	1.00	1.30	1.00	1.42	1.00	1.42	1.00	1.31	1.00	2.19	1.00	1.47	1.00	1.00
2025	1.00	1.43	1.00	1.41	1.00	1.45	1.00	1.45	1.00	1.43	1.00	2.43	1.00	1.53	1.00	1.00
2026	1.00	1.51	1.00	1.50	1.00	1.48	1.00	1.48	1.00	1.45	1.00	2.63	1.00	1.58	1.00	1.00

H.1.3. Transmisión

Tabla H.7: Parámetros de líneas de transmisión. Sistema SING.

Nombre	Desde	Hasta	R (p.u.)	X (p.u.)	Max Flujo [MW]	¿E/S?
Alto_Hospicio_110_Cerro_Dragon_110	2	23	0.0029	0.0073	98	SI
Andes_220_Nueva_Zaldivar_220	4	69	0.0036	0.0258	370	SI
Andes_220_Oeste_220	4	71	0.0071	0.0327	290	SI
Angamos_220_Capricornio_220	6	15	0.0013	0.0148	540	NO
Angamos_220_Laberinto_220_I	6	55	0.0074	0.0842	540	SI
Angamos_220_Laberinto_220_II	6	55	0.0074	0.0842	540	SI
Angamos_220_Laberinto_220_III	6	55	0.0074	0.0842	540	NO
Angamos_220_PdeVald_220	6	79	0.0029	0.0332	1080	NO
Antofagasta_110_Capricornio_110	8	14	0.0303	0.0986	137	SI
Antofagasta_110_Desalant_110	8	33	0.0150	0.0374	122	NO
Antofagasta_110_La_Negra_110	8	53	0.0251	0.0622	122	SI
Arica_110_Dolores_110	10	34	0.3366	0.4718	69	SI
Barril_110_Mantos_de_la_Luna_110	11	62	0.0603	0.0879	71	SI
Barril_220_La_Cruz_220	12	52	0.0021	0.0170	474	SI
Capricornio_110_El_Negro_110	14	40	0.0401	0.1259	137	SI
Capricornio_220_El_Cobre_220	15	38	0.0041	0.0369	351	NO
Capricornio_220_Laberinto_220	15	55	0.0024	0.0273	540	NO
Capricornio_220_Mantos_Blancos_220	15	61	0.0027	0.0136	377	SI
CD_Antofagasta_013_Antofagasta_013	16	7	0.1057	0.1828	28	SI
CD_Arica_066_Arica_066	17	9	0.0467	0.0662	41	SI
CD_Iquique_066_Iquique_066	18	50	0.0087	0.0150	48	SI
Central_Atacama_220_Domeyko_220	19	35	0.0210	0.0870	512	SI
Central_Atacama_220_Encuentro_220	19	43	0.0076	0.0477	386	SI
Central_Atacama_220_Esmeralda_220	19	47	0.0128	0.0588	197	SI
Central_Atacama_220_Esmeralda_220_II	19	47	0.0128	0.0588	197	SI
Central_Atacama_220_Ohiggins_220	19	72	0.0077	0.0318	246	NO
Central_Atacama_220_PdeVald_220	19	79	0.0055	0.0349	772	NO
Cerro_Balcon_110_Pozo_Almonte_110	21	81	0.1474	0.2066	80	NO
Chacaya_220_Capricornio_220	24	15	0.0083	0.0424	377	SI
Chacaya_220_Capricornio_220_II	24	15	0.0022	0.0196	351	NO
Chacaya_220_Crucero_220	24	32	0.0315	0.1317	328	SI
Chacaya_220_El_Cobre_220_I	24	38	0.0126	0.1130	351	SI
Chacaya_220_El_Cobre_220_II	24	38	0.0126	0.1130	351	SI
Chacaya_220_Mejillones_220	24	64	0.0002	0.0011	377	SI
Chacaya_220_Ohiggins_220	24	72	0.0130	0.0475	535	NO
Chacaya_220_PdeVald_220	24	79	0.0115	0.0482	328	NO
Chacaya_220_RikVentura_220	24	88	0.0076	0.0477	350	NO
Chapiquina_066_EL_Aguila_066	25	37	0.2017	0.3538	48	SI
Chuquicamata_110_A_110	27	1	0.0000	0.0000	100	SI
Chuquicamata_110_KM6_110	27	51	0.0057	0.0239	100	SI
Collahuasi_220_Quebrada_Blanca_220	29	85	0.0031	0.0201	197	SI
Condores_110_Alto_Hospicio_110	30	2	0.0034	0.0084	98	SI
Condores_110_Pacifico_110	30	73	0.0145	0.0355	98	SI
Condores_110_Palafitos_110	30	74	0.0111	0.0274	98	SI
Condores_220_Condores_110	31	30	0.0000	0.0710	195	SI
Condores_220_Parinacota_220	31	78	0.0411	0.1882	197	SI
Crucero_220_Chuquicamata_220	32	28	0.0074	0.0595	442	SI
Crucero_220_El_Abra_220	32	36	0.0124	0.0845	457	SI
Crucero_220_Encuentro_220	32	43	0.0000	0.0004	690	SI
Crucero_220_Laberinto_220_I	32	55	0.0220	0.1127	293	SI
Crucero_220_Laberinto_220_II	32	55	0.0199	0.1100	377	SI
Crucero_220_Radomiro_Tomic_220	32	87	0.0101	0.0688	457	SI
Crucero_220_RikVentura_220	32	88	0.0007	0.0047	350	NO
Crucero_220_Salar_220	32	90	0.0079	0.0636	442	SI
Desalant_110_Pampa_110	33	76	0.0267	0.0666	122	SI
Dolores_110_Cerro_Balcon_110	34	21	0.0467	0.0654	80	NO
Dolores_110_Pozo_Almonte_110	34	81	0.1941	0.2721	80	SI
Domeyko_220_Escondida_220	35	45	0.0015	0.0060	246	SI
Domeyko_220_Laguna_Seca_220	35	56	0.0029	0.0112	293	SI
Domeyko_220_Sulfuros_220	35	94	0.0002	0.0009	293	SI
El_Aguila_066_Arica_066	37	9	0.2562	0.4494	48	SI
El_Cobre_220_Gaby_220	38	49	0.0102	0.0465	328	SI
El_Loa_220_Crucero_220	39	32	0.0006	0.0042	419	SI
El_Negro_110_Alto_Norte_110	40	3	0.0077	0.0242	137	SI
Encuentro_220_El_Tesoro_220	43	41	0.0197	0.0774	125	SI
Encuentro_220_Spence_220	43	92	0.0101	0.0562	318	SI
Esmeralda_110_Centro_110	46	20	0.0007	0.0018	90	SI
Esmeralda_110_Centro_110_II	46	20	0.0007	0.0018	90	NO
Esmeralda_110_La_Portada_110	46	54	0.0296	0.0854	90	SI
Esmeralda_110_Sur_110	46	95	0.0077	0.0229	90	SI
Esmeralda_110_Urbe_110	46	102	0.0287	0.0835	90	SI
Esperanza_220_El_Cobre_220_I	48	38	0.0150	0.0707	179	SI
Esperanza_220_El_Cobre_220_II	48	38	0.0150	0.0707	179	SI
Esperanza_220_El_Tesoro_220	48	41	0.0026	0.0107	293	NO
Iquique_066_Pozo_Almonte_066	50	80	0.1051	0.1825	41	SI
La_Cruz_220_Crucero_220	52	32	0.0006	0.0048	474	SI
La_Negra_110_Alto_Norte_110	53	3	0.0063	0.0156	122	SI
Laberinto_220_El_Cobre_220	55	38	0.0004	0.0021	361	SI
Laberinto_220_El_Cobre_220_II	55	38	0.0004	0.0021	361	NO
Laberinto_220_Lomas_Bayas_220	55	60	0.0019	0.0086	290	SI
Laberinto_220_Mantos_Blancos_220	55	61	0.0131	0.0602	290	SI
Laberinto_220_Nueva_Zaldivar_220_I	55	69	0.0157	0.0803	293	SI
Laberinto_220_Nueva_Zaldivar_220_II	55	69	0.0157	0.0803	293	NO
Lagunas_220_Pozo_Almonte_220	58	83	0.0145	0.0604	328	SI
Mejillones_110_Enaex_110	63	42	0.0026	0.0040	183	SI

Nombre	Desde	Hasta	R (p.u.)	X (p.u.)	Max Flujo [MW]	¿E/S?
Mejillones_110_Lince_110	63	59	0.0963	0.2400	48	SI
Mejillones_220_Ohiggins_220	64	72	0.0130	0.0475	261	SI
Norgener_220_Barril_220	67	12	0.0009	0.0070	474	SI
Nueva_Victoria_220_Lagunas_220	68	58	0.0034	0.0139	293	SI
Nueva_Zaldivar_220_Escondida_220	69	45	0.0023	0.0119	293	SI
Nueva_Zaldivar_220_Sulfuros_220	69	94	0.0027	0.0110	293	SI
Nueva_Zaldivar_220_Zaldivar_220	69	103	0.0000	0.0002	330	SI
Nueva_Zaldivar_220_Zaldivar_220_II	69	103	0.0000	0.0002	330	SI
Oeste_110_Minsal_110	70	66	0.0578	0.1154	50	SI
Oeste_110_Minsal_110_II	70	66	0.0578	0.1154	50	NO
Oeste_220_Laberinto_220	71	55	0.0159	0.0731	290	SI
Ohiggins_220_Domeyko_220	72	35	0.0133	0.0552	246	NO
Ohiggins_220_Palestina_220	72	75	0.0082	0.0328	246	SI
Palestina_220_Domeyko_220	75	35	0.0107	0.0429	246	SI
Pampa_110_Mejillones_110	76	63	0.0407	0.1017	122	SI
Parinacota_066_Chinchorro_066	77	26	0.0104	0.0289	59	SI
Parinacota_066_Pukara_066	77	84	0.0200	0.0371	46	SI
Parinacota_066_Pukara_066_II	77	84	0.0200	0.0371	46	NO
Parinacota_066_Quiani_066	77	86	0.0490	0.0740	59	SI
PdeVald_220_Crucero_220	79	32	0.0042	0.0177	800	NO
PdeVald_220_Encuentro_220	79	43	0.0020	0.0128	800	NO
Pozo_Almonite_066_Tamarugal_066	80	96	0.1440	0.2146	41	SI
Pozo_Almonite_110_Cerro_Colorado_110	81	22	0.0503	0.2012	164	SI
Salar_110_Calama_110	89	13	0.0097	0.0563	175	SI
Salar_110_KM6_110	89	51	0.0013	0.0033	62	SI
Salar_220_Chuciquamata_220	90	28	0.0013	0.0108	442	SI
Salta_345_Andes_345	91	5	0.0096	0.1203	777	SI
Tamaya_110_A_110	97	1	0.1247	0.4235	145	SI
Tamaya_110_Salar_110	97	89	0.1310	0.4066	145	SI
Tarapaca_220_Condores_220	98	31	0.0129	0.0591	197	SI
Tarapaca_220_Condores_220_II	98	31	0.0129	0.0591	197	NO
Tarapaca_220_Lagunas_220	98	58	0.0028	0.0226	254	SI
Tocopilla_110_A_110	100	1	0.0703	0.2355	80	SI
Tocopilla_110_Tamaya_110	100	97	0.0069	0.0229	93	SI
Tocopilla_220_El_Loa_220	101	39	0.0037	0.0267	419	SI
Tocopilla_220_Lagunas_220	101	58	0.0076	0.0477	386	NO
Zaldivar_220_Escondida_220	103	45	0.0021	0.0114	293	SI
Crucero_220_Lagunas_220	32	58	0.0320	0.1482	183	SI
Crucero_220_Lagunas_220_2017	32	58	0.0320	0.1418	290	NO
Crucero_220_Lagunas_220_2018	32	58	0.0320	0.1418	290	NO
Crucero_220_Nueva_Victoria_220	32	68	0.0326	0.1361	183	SI
Encuentro_220_Collahuasi_220	43	29	0.0372	0.1697	171	SI
Encuentro_220_Collahuasi_220_II	43	29	0.0372	0.1697	171	NO
Encuentro_220_Collahuasi_220_III	43	29	0.0372	0.1697	171	NO
Encuentro_220_Lagunas_220_2017	43	58	0.0320	0.1418	290	NO
Encuentro_220_Lagunas_220_2018	43	58	0.0320	0.1418	290	NO
Central_Atacama_220_Chacaya_220	19	24	0.0000	0.0003	1000	NO
Chacaya_220_Mejillones_220_II	24	64	0.0002	0.0011	377	NO
Chacaya_220_Mejillones_220_III	24	64	0.0002	0.0011	377	NO
Crucero_220_Chuciquamata_220_II	32	28	0.0080	0.0580	330	NO
Crucero_220_Encuentro_220_II	32	43	0.0001	0.0006	1000	NO
Crucero_220_Encuentro2_220	32	44	0.0002	0.0020	1000	NO
El_Loa_220_Crucero_220_II	39	32	0.0006	0.0042	419	NO
Encuentro2_220_Encuentro_220	44	43	0.0002	0.0020	1000	NO
Encuentro2_220_Spence2_220	44	93	0.0009	0.0080	200	NO
Lagunas_220_Collahuasi_220	58	29	0.0098	0.0491	1000	SI
Lagunas_220_Collahuasi_220_1	58	29	0.0194	0.0972	171	NO
Lagunas_220_Collahuasi_220_2	58	29	0.0194	0.0972	171	NO
Lagunas_220_Collahuasi_220_3	58	29	0.0194	0.0972	171	NO
Mejillones_220_Ohiggins_220_II	64	72	0.0130	0.0475	261	NO
Mejillones_220_Ohiggins_220_III	64	72	0.0130	0.0475	261	NO
Ohiggins_220_Palestina_220_II	72	75	0.0082	0.0328	246	NO
Palestina_220_Domeyko_220_II	75	35	0.0107	0.0429	246	NO
Salar_110_Calama_110_II	89	13	0.0227	0.0376	62	NO
Salar_110_Calama_110_III	89	13	0.0227	0.0376	330	NO
Tarapaca_220_Lagunas_220_IIC1	98	58	0.0028	0.0226	254	NO
Tarapaca_220_Lagunas_220_IIC2	98	58	0.0028	0.0226	254	NO
Tocopilla_220_El_Loa_220_II	101	39	0.0037	0.0267	419	NO
Andes_345_Andes_220	5	4	0.0000	0.0152	750	SI
Antofagasta_013_Antofagasta_110	7	8	0.0000	0.3855	30	SI
Arica_110_Arica_066	10	9	0.0000	0.1970	30	SI
Arica_110_Arica_066_II	10	9	0.0000	0.1970	50	NO
Barril_220_Barril_110	12	11	0.0000	0.4000	30	SI
Capricornio_220_Capricornio_110	15	14	0.0000	0.1613	80	SI
Capricornio_220_Capricornio_110_II	15	14	0.0000	0.1613	80	NO
Chuquicamata_220_Chuciquamata_110	28	27	0.0000	0.0583	240	SI
Esmeralda_220_Esmeralda_110	47	46	0.0000	0.0710	179	SI
Esmeralda_220_Esmeralda_110_II	47	46	0.0000	0.0710	179	NO
Lagunas_220_Lagunas_023	58	57	0.0000	0.7956	93	SI
Mejillones_220_Mejillones_110	64	63	0.0000	0.1324	1000	SI
Minsal_110_Minsal_023	66	65	0.0000	0.3365	122	SI
Oeste_220_Oeste_110	71	70	0.0000	0.2709	1000	SI
Parinacota_220_Parinacota_066	78	77	0.0000	0.1099	1000	SI
Pozo_Almonite_110_Pozo_Almonite_066	81	80	0.0000	0.1975	100	SI
Pozo_Almonite_220_Pozo_Almonite_110	83	81	0.0000	0.1328	1000	SI
Pozo_Almonite_220_Pozo_Almonite_13.8	83	82	0.0000	0.3688	1000	SI
Salar_220_Salar_110	90	89	0.0000	0.0708	120	SI
Salar_220_Salar_110_II	90	89	0.0000	0.0708	777	SI
Salar_220_Salar_110_III	90	89	0.0000	0.0708	145	SI
Tocopilla_110_Tocopilla_005	100	99	0.0000	0.0217	1000	SI
Tocopilla_220_Tocopilla_110	101	100	0.0000	0.0716	246	SI

Nombre	Desde	Hasta	R (p.u.)	X (p.u.)	Max Flujo [MW]	¿E/S?
--------	-------	-------	----------	----------	----------------	-------

H.2. Información especial utilizada en casos

H.2.1. Transmisión

1) PES de proyectos (Caso ExGx)

Tabla H.8: Estado de Proyectos de Transmisión. Caso ExGx Sistema SING.

Nombre	Estado	Año
Angamos_220_PdeVald_220	E/S	2023
Central_Atacama_220_Encuentro_220	F/S	2016
Central_Atacama_220_PdeVald_220	E/S	2016
Chacaya_220_PdeVald_220	E/S	2016
PdeVald_220_Crucero_220	E/S	2016
PdeVald_220_Encuentro_220	E/S	2016
Crucero_220_Lagunas_220_2017	E/S	2017
Crucero_220_Lagunas_220_2018	E/S	2018
Encuentro_220_Collahuasi_220_II	E/S	2012
Tarapaca_220_Lagunas_220_IIc1	E/S	2016
Tarapaca_220_Lagunas_220_IIc2	E/S	2022
Esperanza_220_El_Tesoro_220	E/S	2014
Crucero_220_Encuentro_220	E/S	2012
Laberinto_220_Nueva_Zaldivar_220_II	E/S	2020
Mejillones_220_Ohiggins_220_II	E/S	2014
Ohiggins_220_Palestina_220_II	E/S	2014
Palestina_220_Domeyko_220_II	E/S	2014
Capricornio_220_Capricornio_110_II	E/S	2019
Esmeralda_110_Centro_110_II	E/S	2024
Tarapaca_220_Condores_220_II	E/S	2022
Chacaya_220_Mejillones_220_II	E/S	2023
Esmeralda_220_Esmeralda_110_II	E/S	2025
Oeste_110_Minsal_110_II	E/S	2023
Parinacota_066_Pukara_066_II	E/S	2025
Mejillones_220_Ohiggins_220_III	E/S	2023
Chacaya_220_Mejillones_220_III	E/S	2025
Angamos_220_Laberinto_220_III	E/S	2017
Laberinto_220_El_Cobre_220_II	E/S	2019
Arica_110_Arica_066_II	E/S	2017
Central_Atacama_220_Esmeralda_220_II	E/S	2026

2) Proyectos de Transmisión (Caso ExTx y Caso ExGxTx)

Tabla H.9: Proyectos de Inversión en Transmisión. Caso ExGx y ExGxTx Sistema SING.

Nombre	C. Inv. [MMUSD]	Vida Eco. [Año]	Inversión
Angamos_220_Laberinto_220_III	5.00	20	2018
Angamos_220_PdeVald_220	0.90	20	2017
Central_Atacama_220_Esmeralda_220_II	10.00	20	2018
Chacaya_220_PdeVald_220	17.00	20	2017
Esmeralda_110_Centro_110_II	0.18	20	2018
Laberinto_220_El_Cobre_220_II	7.00	20	2018
Laberinto_220_Nueva_Zaldivar_220_II	12.00	20	2016
Oeste_110_Minsal_110_II	4.00	20	2018
Parinacota_066_Pukara_066_II	2.00	20	2018
Tarapaca_220_Condores_220_II	20.00	20	2018
Crucero_220_Lagunas_220_2018	10.44	20	2018
Encuentro_220_Collahuasi_220_III	25.00	20	2018
Encuentro_220_Lagunas_220_2017	18.00	20	2018
Encuentro_220_Lagunas_220_2018	7.40	20	2018
Central_Atacama_220_Chacaya_220	1.10	20	2018
Chacaya_220_Mejillones_220_II	1.00	20	2018
Chacaya_220_Mejillones_220_III	1.00	20	2018
Mejillones_220_Ohiggins_220_III	15.00	20	2018
Tarapaca_220_Lagunas_220_IIc2	5.10	20	2018
Arica_110_Arica_066_II	1.50	20	2018
Capricornio_220_Capricornio_110_II	10.00	20	2018
Esmeralda_220_Esmeralda_110_II	9.00	20	2018

3) PES de proyectos (Caso ExTx y ExGxTx)

Tabla H.10: Estado de Proyectos de Transmisión. Caso ExGx y ExGxTx Sistema SING.

Nombre	Estado	Año
Crucero_220__Lagunas_220_2017	SI	2017
Encuentro_220__Collahuasi_220_II	SI	2012
Tarapaca_220__Lagunas_220_IIc1	SI	2016
Esperanza_220__El_Tesoro_220	SI	2014
PdeVald_220__Crucero_220	SI	2016
PdeVald_220__Encuentro_220	SI	2016
Crucero_220__Encuentro_220	NO	2016
Mejillones_220__Ohiggins_220_II	SI	2014
Ohiggins_220__Palestina_220_II	SI	2014
Palestina_220__Domeyko_220_II	SI	2014
Central_Atacama_220__Encuentro_220	NO	2017
Central_Atacama_220__PdeVald_220	SI	2013

H.2.2. Generación

PES de proyectos (Caso ExTx)

Tabla H.11: Puesta en Servicio de Centrales. Caso ExTx Sistema SING.

NOMBRE	AÑO PES
ANGAMOS_ad1	2018
ANGAMOS_ad2	2018
ANGAMOS_ad3	2018
ANGAMOS_ad4	2019
ANGAMOS_ad5	2019
ANGAMOS_ad6	2019
ATACAMA_ad1	2016
ATACAMA_ad2	2016
ATACAMA_ad3	2016
ATACAMA_ad4	2017
ATACAMA_ad5	2017
ATACAMA_ad6	2017
EOLICO_SING_ad1	2015
EOLICO_SING_ad2	2016
EOLICO_SING_ad3	2016
EOLICO_SING_ad4	2016
EOLICO_SING_ad5	2016
EOLICO_SING_ad6	2015
EOLICO_SING_I	2015
EOLICO_SING_II	2016
EOLICO_SING_III	2015
EOLICO_SING_IV	2015
Geotermica_Apacheta_01	2017
Geotermica_Apacheta_02	2017
Geotermica_Irruputunco	2017
Geotermica_Pampa_Lirima_01	2017
Geotermica_Pampa_Lirima_02	2017
Geotermica_Polloquere_01	2017
Geotermica_Polloquere_02	2027
Geotermica_Puchuldiza_01	2017
Geotermica_Puchuldiza_02	2017
Geotermica_Puchuldiza_03	2027
MEJILLONES_ad1	2027
MEJILLONES_ad2	2027
MEJILLONES_ad3	2027
MEJILLONES_ad4	2027
MEJILLONES_ad5	2027
MEJILLONES_ad6	2027
MEJILLONES_I	2017
MEJILLONES_II	2017
MEJILLONES_III	2017
MEJILLONES_IV	2025
COLLAHUASI_I	2027
COLLAHUASI_II	2027
Solar_SING_ad1	2015
Solar_SING_ad2	2015
Solar_SING_ad3	2015
Solar_SING_ad4	2015
Solar_SING_ad5	2015
Solar_SING_ad6	2015
Solar_SING_I	2015
Solar_SING_II	2015
Solar_SING_III	2015
TARAPACA_ad1	2025
TARAPACA_ad2	2027
TARAPACA_ad3	2027
TARAPACA_ad4	2027
TARAPACA_ad5	2027
TARAPACA_ad6	2027
TARAPACA_I	2017
TARAPACA_II	2017

NOMBRE	AÑO PES
TARAPACA_III	2017
TARAPACA_IV	2017
TARAPACA_V	2025

Apéndice I

Modelo del Sistema Eléctrico Nacional

A continuación se detallan los elementos utilizados para representar el SEN en el modelo de optimización desarrollado, así como también, los datos utilizados en cada uno de los casos evaluados. Estos datos recogen la información disponible en [117] y en [118].

I.1. Base de datos utilizada

Una base de datos se puede describir según los elementos principales que la compongan. En la presente sección se muestran en detalle la generación, la transmisión y las conexiones hidráulicas modeladas en el sistema.

I.1.1. Centrales

1) Datos Básicos

Tabla I.1: Parámetros Generación. Sistema SEN.

Central	Tipo	Barra	Pmáx	CV	COyM	CInv.	Inicio	VEco.
		Ind	[MW]	[USD/MWh]	[USD/kW/año]	[USD/kW]	-	[Año]
LMAULE	EMB	-	200	-	0	-	-	-
LOS.CONDORES	SER	34	150	-	0	-	-	-
B_M_Isla	SER	-	48	-	0	-	-	-
CIPRESES	EMB	32	105	-	0	-	-	-
OJOSDEAGUA	SER	32	9	-	0	-	-	-
B_C_Isla	SER	-	50	-	0	-	-	-
ISLA	SER	32	69	-	0	-	-	-
CURILLINQUE	SER	32	87	-	0	-	-	-
LOMAALTA	SER	34	39	-	0	-	-	-
B_Maule	SER	-	140	-	0	-	-	-
Rio_Melado	SER	-	25	-	0	-	-	-
C_Melado	SER	-	27	-	0	-	-	-
LOS.HIERROS	SER	34	20	-	0	-	-	-
LOS.HIERROS_2	SER	34	6	-	0	-	-	-
ROBLERIA	SER	33	4	-	0	-	-	-
PEHUENCHE	EMB	34	560	-	0	-	-	-
CMNTronco_1	SER	-	9999	-	0	-	-	-
COLBUN	EMB	26	457	-	0	-	-	-
CMNTronco_2	SER	-	9999	-	0	-	-	-
CHIBURGO	SER	26	19	-	0	-	-	-
SAN_CLEMENTE	SER	26	5	-	0	-	-	-
MACHICURA	SER	26	94	-	0	-	-	-
Sur123_SCDZ	SER	-	9999	-	0	-	-	-
SANIGNACIO	SER	32	37	-	0	-	-	-
Ribera_Sur	SER	-	9999	-	0	-	-	-
ALTOPOLC	SER	-	9999	-	0	-	-	-

Central	Tipo	Barra	Pmáx	CV	COyM	CInv.	Inicio	V. Eco.
ELTORO	EMB	35	450	-	0	-	-	-
ABANICO	SER	38	136	-	0	-	-	-
ANTUCO	SER	35	320	-	0	-	-	-
RIEGZACO	SER	-	35	-	0	-	-	-
CANECOL	SER	-	9999	-	0	-	-	-
CANRUCUE	SER	-	10	-	0	-	-	-
CLAJRUCUE	SER	-	120	-	0	-	-	-
RUCUE	SER	35	178	-	0	-	-	-
QUILLECO	SER	35	70	-	0	-	-	-
TUCAPEL	SER	-	9999	-	0	-	-	-
CANAL.LAJA	SER	-	20	-	0	-	-	-
EL.DIUTO	SER	38	3	-	0	-	-	-
CANHORN	SER	-	12	-	0	-	-	-
HORNITOS	SER	2-	55	-	0	-	-	-
JUNCAL	SER	2-	29	-	0	-	-	-
CANBLANCO	SER	-	9	-	0	-	-	-
BLANCO	SER	2-	53	-	0	-	-	-
CANACO	SER	-	15	-	0	-	-	-
CANCOLOR	SER	-	7	-	0	-	-	-
LOSQUILOS	SER	2-	40	-	0	-	-	-
CANCHAC	SER	-	3	-	0	-	-	-
CHACABUQUITO	SER	2-	26	-	0	-	-	-
RIO.TENO	SER	-	9999	-	0	-	-	-
RAPEL	EMB	75	375	-	0	-	-	-
CANUTILLAR	EMB	91	160	-	0	-	-	-
RALCO	EMB	35	690	-	0	-	-	-
PALMUCHO	SER	35	32	-	0	-	-	-
PANGUE	EMB	35	450	-	0	-	-	-
ANGOSTURA	SER	35	324	-	0	-	-	-
HLH.TINGUIRIRICA	SER	-	23	-	0	-	-	-
HLH.AZUFRE	SER	-	32	-	0	-	-	-
LAHIGUERA	SER	155	155	-	0	-	-	-
HLC.TINGUIRIRICA	SER	-	21	-	0	-	-	-
HLC.PORTILLO	SER	-	30	-	0	-	-	-
CONFLUENCIA	SER	155	163	-	0	-	-	-
CIPRESES.CHAC	SER	-	20	-	0	-	-	-
A.CHACAYES	SER	-	154	-	0	-	-	-
CHACAYES	SER	3-	112	-	0	-	-	-
LOSMOLLES	PAS	1-	19	-	0	-	-	-
VOLC.QUEL	PAS	73	62	-	0	-	-	50
FLORIDA	PAS	73	28	-	0	-	-	-
SAUCEANDES	PAS	19	1	-	0	-	-	-
PEHUI	PAS	33	1	-	0	-	-	-
LOSMORROS	PAS	28	3	-	0	-	-	-
MAITENES	PAS	73	31	-	0	-	-	-
PUNTILLA	PAS	73	23	-	0	-	-	-
LAS.VERTIENTES	PAS	73	2	-	0	-	-	-
EL.LLANO	PAS	73	2	-	0	-	-	-
ALFALFAL	PAS	156	178	-	0	-	-	-
SAUZAL.1	PAS	3-	38	-	0	-	-	-
SAUZAL.2	PAS	29	51	-	0	-	-	-
PEUCHEN	PAS	35	86	-	0	-	-	-
MAMPIL	PAS	35	49	-	0	-	-	-
PULLINQUE	PAS	42	51	-	0	-	-	-
CAPULLO	PAS	43	12	-	0	-	-	-
PILMAIQUEN	PAS	43	39	-	0	-	-	-
EYZAGUIRRE	PAS	73	2	-	0	-	-	-
COYA	PAS	3-	12	-	0	-	-	-
LA.PALOMA	PAS	1-	5	-	0	-	-	-
PUCLARO	PAS	1-	6	-	0	-	-	-
LICAN	PAS	43	17	-	0	-	-	-
EL.PASO	PAS	155	60	-	0	-	-	-
RIO.TRUENO	PAS	41	6	-	0	-	-	-
GUAYACAN	PAS	73	12	-	0	-	-	-
LAJALI	SER	35	37	-	0	-	-	-
PULELFU	PAS	43	9	-	0	-	-	-
MARIPOSAS	PAS	33	6	-	0	-	-	-
EL.MANZANO	PAS	41	5	-	0	-	-	-
RUCATAYO	PAS	96	55	-	0	-	-	-
HIDRO.BONITO_MC1	PAS	96	9	-	0	-	-	-
HIDRO.BONITO_MC2	PAS	96	3	-	0	-	-	-
LIRCAY	PAS	33	19	-	0	-	-	-
SAN_ANDRES	PAS	155	40	-	0	-	-	-
LA.ARENA	PAS	91	3	-	0	-	-	-
MUCHI	PAS	96	1	-	0	-	-	-
MALLARAUCO	PAS	75	3	-	0	-	-	-
PROVIDENCIA	PAS	33	14	-	0	-	-	-
ALLIPEN	PAS	41	3	-	0	-	-	-
EL.CANELO	PAS	41	6	-	0	-	-	-
CARBOMET	PAS	78	9	-	0	-	-	-
DONGO	PAS	159	6	-	0	-	-	-
PURISIMA	PAS	32	0	-	0	-	-	-
CARENA	PAS	25	10	-	0	-	-	-
RECA	PAS	42	2	-	0	-	-	-
DON.WALTERIO	PAS	96	3	-	0	-	-	-
NALCAS	PAS	96	7	-	0	-	-	-
CALLAO	PAS	96	3	-	0	-	-	-
ENSENADA	PAS	91	7	-	0	-	-	-
RIO.HUASCO	PAS	8	5	-	0	-	-	-
HLH.TINGUIRIRICA_RN	SER	-	9999	-	0	-	-	-
HLH.AZUFRE_RN	SER	-	9999	-	0	-	-	-

Central	Tipo	Barra	Pmáx	CV	COyM	CInv.	Inicio	V. Eco.
HLC.TINGUIRIRICA_RN	SER	-	9999	-	0	-	-	-
HLC.PORTILLO_RN	SER	-	9999	-	0	-	-	-
AFL.CACH	SER	-	9999	-	0	-	-	-
TALTAL.1.DIE	TER	1	105	154.9	0	-	-	-
TALTAL.2.DIE	TER	1	105	154.9	0	-	-	-
TALTAL.1.GNL	TER	1	115	126.5	0	-	-	-
TALTAL.2.GNL	TER	1	117	126.5	0	-	-	-
DALMAGRO	TER	1	22	200.6	0	-	-	-
ELSALVADOR.TG	TER	1	22	229.3	0	-	-	-
EMELDA.1	TER	1	32	312.5	0	-	-	-
EMELDA.2	TER	1	34	334.9	0	-	-	-
SANLORENZO.1	TER	1	27	278.8	0	-	-	-
SANLORENZO.2	TER	1	25	307.4	0	-	-	-
TERMOPACIFICO	TER	4	86	228.4	0	-	-	-
CARDONES	TER	4	145	165.9	0	-	-	-
CENIZAS	TER	5	13	189.7	0	-	-	-
GUACOLDA.1	TER	6	140	32.7	0	-	-	-
GUACOLDA.2	TER	6	140	32.9	0	-	-	-
GUACOLDA.3	TER	6	136	29.1	0	-	-	-
GUACOLDA.4	TER	6	138	32.0	0	-	-	-
GUACOLDA.5	TER	6	132	40.5	0	-	-	-
HUASCO.TG	TER	-	57	205.2	0	-	-	-
P.COLORADA.F.OIL	TER	76	15	117.1	0	-	-	-
EL.PENON	TER	1-	79	161.6	0	-	-	-
ESPINOS.2	TER	11	23	179.9	0	-	-	-
ESPINOS.1	TER	11	95	155.1	0	-	-	-
OLIVOS.2	TER	11	21	164.5	0	-	-	-
OLIVOS.1	TER	11	88	183.1	0	-	-	-
CAMPICHE	TER	17	244	37.9	0	-	-	-
NUEVA.VENTANAS	TER	17	244	37.6	0	-	-	-
LOSVIENTOS.TG	TER	19	129	157.8	0	-	-	-
LAS.VEGAS	TER	19	2	164.1	0	-	-	-
LOSCOLORADOS.1	TER	23	2	22.7	0	-	-	-
LOSCOLORADOS.2	TER	23	9	17.0	0	-	-	-
VENTANAS.1	TER	16	105	42.4	0	-	-	-
VENTANAS.2	TER	16	204	39.9	0	-	-	-
CON.CON	TER	14	2	165.5	0	-	-	-
COLMITO	TER	14	55	162.7	0	-	-	-
LAGVERDE.TV	TER	13	26	245.8	0	-	-	-
LAGVERDE.TG	TER	13	17	163.9	0	-	-	-
PLACILLA	TER	13	3	157.9	0	-	-	-
QUINTAY	TER	13	3	158.7	0	-	-	-
EL.TOTORAL	TER	13	3	164.6	0	-	-	-
NEHUENCO.1.GNL	TER	157	326	66.9	0	-	-	-
NEHUENCO.1.GNL.FA	TER	157	21	80.4	0	-	-	-
NEHUENCO.1.DIE	TER	157	295	111.9	0	-	-	-
NEHUENCO.2.DIE	TER	157	383	111.8	0	-	-	-
NEHUENCO.2.GNL	TER	157	376	61.2	0	-	-	-
NEHUENCO.9B.B	TER	157	82	188.5	0	-	-	-
NEHUENCO.9B.P	TER	157	14	212.4	0	-	-	-
SANISIDRO.DIE	TER	12	286	124.5	0	-	-	-
SANISIDRO.GNL	TER	12	343	79.9	0	-	-	-
SANISIDRO.GNL.FA	TER	12	20	107.8	0	-	-	-
QUINTERO.CA1.GNL	TER	157	125	102.8	0	-	-	-
QUINTERO.CA2.GNL	TER	157	126	102.8	0	-	-	-
QUINTERO.CA1.DIE	TER	157	125	141.1	0	-	-	-
QUINTERO.CA2.DIE	TER	157	126	141.1	0	-	-	-
QUINTERO.CC.FA.GNL	TER	157	35	131.6	0	-	-	-
QUINTERO.CC.GNL	TER	157	350	98.3	0	-	-	-
SANISIDRO.2.DIE	TER	12	343	109.3	0	-	-	-
SANISIDRO.2.GNL	TER	12	384	64.7	0	-	-	-
NRENCA.DIE	TER	23	305	106.6	0	-	-	-
NRENCA.FA.GLP	TER	23	13	135.1	0	-	-	-
NRENCA.GNL	TER	23	305	69.5	0	-	-	-
NRENCA.GNL.FA	TER	23	13	82.0	0	-	-	-
RENCA	TER	23	82	215.3	0	-	-	-
CANDELARIA.B1.DIE	TER	45	122	190.6	0	-	-	-
CANDELARIA.B2.DIE	TER	45	125	190.6	0	-	-	-
COLIHUES	TER	29	19	113.4	0	-	-	-
ESPERANZA.TG1	TER	29	18	396.5	0	-	-	-
ESPERANZA.DS1	TER	29	2	296.1	0	-	-	-
ESPERANZA.DS2	TER	29	2	282.7	0	-	-	-
SAN.FRANCISCO.TG	TER	29	24	186.1	0	-	-	-
TENO	TER	31	58	166.0	0	-	-	-
CEMENTOSBIOBIO	TER	31	13	98.6	0	-	-	-
LICANTEN.1	TER	32	5	0.0	0	-	-	-
LICANTEN.2	TER	32	1	63.0	0	-	-	-
VINALES.1	TER	33	6	16.0	0	-	-	-
VINALES.2	TER	33	10	38.0	0	-	-	-
VINALES.3	TER	33	6	45.0	0	-	-	-
CELCO.1	TER	33	3	10.0	0	-	-	-
CELCO.2	TER	33	2	62.9	0	-	-	-
CELCO.3	TER	33	3	153.6	0	-	-	-
CONST1.EGEN	TER	33	9	217.8	0	-	-	-
MAULE	TER	33	6	217.8	0	-	-	-
ARAUCO.1	TER	98	10	40.0	0	-	-	-
ARAUCO.2	TER	98	10	70.0	0	-	-	-
ARAUCO.3	TER	98	4	100.0	0	-	-	-
HORCONES.TG.DIE	TER	98	23	207.3	0	-	-	-
LINARES	TER	32	0	160.7	0	-	-	-
SANGREGORIO	TER	32	0	160.7	0	-	-	-

Central	Tipo	Barra	Pmáx	CV	COyM	CInv.	Inicio	V. Eco.
SANTA_MARIA	TER	35	335	33.9	0	-	-	-
LOSPINOS	TER	35	85	137.4	0	-	-	-
SANTA.LIDIA.TG	TER	35	135	159.9	0	-	-	-
MASISA	TER	38	11	41.1	0	-	-	-
LAJA-EVE.1	TER	38	8	55.7	0	-	-	-
LAJA-EVE.2	TER	38	4	0.0	0	-	-	-
CHOLGUAN.1	TER	38	9	27.2	0	-	-	-
CHOLGUAN.2	TER	38	4	162.9	0	-	-	-
NUEVA_ALDEA.1	TER	38	18	25.0	0	-	-	-
NUEVA_ALDEA.3	TER	38	1	0.0	0	-	-	-
BOCAMINA.2	TER	58	316	44.8	0	-	-	-
PETROPOW.1	TER	4-	61	3.9	0	-	-	-
ESCUADRON	TER	98	12	51.6	0	-	-	-
BOCAMINA	TER	98	107	48.1	0	-	-	-
TG.CORONEL.DIE	TER	98	44	147.0	0	-	-	-
NEWEN	TER	4-	14	307.4	0	-	-	-
LAUTARO.1	TER	41	12	50.8	0	-	-	-
LAUTARO.2	TER	41	8	62.5	0	-	-	-
LAUTARO.3	TER	41	4	15.8	0	-	-	-
LAUTARO.II	TER	41	21	60.0	0	-	-	-
ANTILHUE.TG.1	TER	42	48	188.0	0	-	-	-
ANTILHUE.TG.2	TER	42	48	188.0	0	-	-	-
CALLECALLE	TER	42	19	157.9	0	-	-	-
VALDIVIA.1	TER	46	11	0.0	0	-	-	-
VALDIVIA.2	TER	46	25	18.0	0	-	-	-
VALDIVIA.3	TER	46	23	52.5	0	-	-	-
VALDIVIA.4	TER	46	23	111.4	0	-	-	-
CHUYACA	TER	96	10	170.7	0	-	-	-
TRAPEN	TER	91	77	163.8	0	-	-	-
QUELLON2	TER	159	10	178.9	0	-	-	-
CHILOE	TER	159	9	211.7	0	-	-	-
DEGAN	TER	159	33	203.5	0	-	-	-
YUNGAY.1.DIE	TER	35	52	304.8	0	-	-	-
YUNGAY.2.DIE	TER	35	52	276.6	0	-	-	-
YUNGAY.3.DIE	TER	35	53	298.8	0	-	-	-
YUNGAY.4.DIE	TER	35	41	357.0	0	-	-	-
E.PACIFICO	TER	29	14	53.4	0	-	-	-
SANTA_FE.1	TER	35	16	14.8	0	-	-	-
SANTA_FE.2	TER	35	16	37.0	0	-	-	-
SANTA_FE.3	TER	35	16	50.6	0	-	-	-
CMPC_LAJA.1	TER	35	5	0.0	0	-	-	-
CMPC_LAJA.2	TER	35	10	36.9	0	-	-	-
CMPC_LAJA.3	TER	35	10	131.9	0	-	-	-
CMPC_PACIFICO.1	TER	35	11	0.0	0	-	-	-
CMPC_PACIFICO.2	TER	35	9	59.8	0	-	-	-
LLANO.LLAMPOS	ERNC	4	94	-	0	-	-	-
DALMAGRO_PS	ERNC	1	36	-	0	-	-	-
MALGARIDA	ERNC	2	28	-	0	-	-	-
DIVISADERO	ERNC	8	65	-	0	-	-	-
LOS.LOROS	ERNC	5	50	-	0	-	-	-
VALLE.SOLAR.1	ERNC	6	74	-	24	1200	2021	25
Carrera.Pinto.II	ERNC	3	77	-	0	-	-	-
SOLAR.LAS.TERRAZAS	ERNC	2-	3	-	0	-	-	-
San.Lorenzo.3	TER	1	8	220.0	0	-	-	-
Santa.Fe.4	TER	35	11	152.2	0	-	-	-
CMPC_PACIFICO.3	TER	35	11	130.2	0	-	-	-
SANTA_MARTA	TER	25	16	15.0	0	-	-	-
EOLICA_LEBU	ERNC	98	7	-	0	-	-	-
MONTEREDONDO	ERNC	81	48	-	0	-	-	-
CANELA	ERNC	77	18	-	0	-	-	-
CANELA2	ERNC	77	60	-	0	-	-	-
EOLICA_UCUQUER	ERNC	75	7	-	0	-	-	-
EOLICA_UCUQUER.II	ERNC	75	11	-	0	-	-	-
EOL_P.COLORADA	ERNC	76	20	-	0	-	-	-
TALINAY_ORIENTE	ERNC	81	99	-	0	-	-	-
EL.ARRAYAN	ERNC	83	115	-	0	-	-	-
NEGRETE_CUEL	ERNC	38	33	-	0	-	-	-
PTA.PALMERA	ERNC	77	45	-	0	-	-	-
EOL_SAN_PEDRO	ERNC	159	36	-	0	-	-	-
LOS_CURUROS	ERNC	81	110	-	0	-	-	-
PS_SAN_ANDRES	ERNC	84	47	-	0	-	-	-
SOLAR_ESPERANZA	ERNC	1	3	-	0	-	-	-
SOLAR_AVENIR.1	ERNC	8	3	-	0	-	-	-
TAMBO_REAL	ERNC	1-	3	-	0	-	-	-
EOL_TOTORAL	ERNC	77	46	-	0	-	-	-
TIL-TIL.1	ERNC	19	2	-	0	-	-	-
SOLARLLOSCOLORADOS	ERNC	19	1	-	0	-	-	-
EOLICA_TALTAL	ERNC	1	99	-	0	-	-	-
PV_SALVADOR	ERNC	1	68	-	0	-	-	-
LALACKAMA	ERNC	1	56	-	0	-	-	-
LOS_GUINDOS	TER	35	132	274.3	0	-	-	-
CORDILLERA	TER	45	50	130.4	0	-	-	-
FV_CHANARES	ERNC	1	35	-	0	-	-	-
EOL_TALINAY_PONIENTE	ERNC	81	61	-	0	-	-	-
JAVIERA	ERNC	1	69	-	0	-	-	-
PAMPA_SOLAR_NORTE	ERNC	1	91	-	0	-	-	-
Lalackama.2	ERNC	1	16	-	0	-	-	-
Carrera.Pinto	ERNC	3	97	-	0	-	-	-
EOL_RENAICO	ERNC	35	88	-	0	-	-	-
ITATA	PAS	38	20	-	0	-	-	-
MALALCAHUELLO	PAS	41	9	-	0	-	-	-

Central	Tipo	Barra	Pmáx	CV	COyM	CInv.	Inicio	V. Eco.
CARILAFQUEN	PAS	41	20	-	0	-	-	-
PICOIQUEN	PAS	38	19	-	0	-	-	-
FV.LUZ.DEL.NORTE.1	ERNC	3	162	-	0	-	-	-
L.BUENOS.AIRES	ERNC	38	24	-	0	-	-	-
LASLAJAS	PAS	73	267	-	0	-	-	-
ALFALFAL.2	PAS	156	264	-	0	-	-	-
NUBLE	PAS	34	136	-	0	-	-	-
RIO.COLORADO	PAS	34	15	-	0	-	-	-
DONA.CARMEN	TER	59	70	168.5	0	-	-	-
OLMUE	ERNC	12	126	-	24	1200	2019	25
CAMPESINO	TER	55	600	70.3	23	1150	2020	25
EOLICA.CABO.LEONES.I	ERNC	6	116	-	0	-	-	-
EOL.SAN.JUAN	ERNC	76	184	-	0	-	-	-
FV.CONEJO	ERNC	1	108	-	0	-	-	-
QUILAPILUN	ERNC	2-	110	-	0	-	-	-
BIOMASA.ITAHUE.1	TER	32	10	2.0	62	3100	2021	25
BIOMASA.ITAHUE.2	TER	32	20	2.0	62	3100	2021	25
BIOMASA.CHARRUA	TER	36	40	2.0	62	3100	2021	25
CICLO.COMB.VR.1	TER	12	360	70.3	23	1150	2023	25
CICLO.COMB.VR.2	TER	12	360	70.3	23	1150	2023	25
CICLO.COMB.IHIR	TER	6	360	70.3	23	1150	2023	25
GEO.ANCOA	TER	34	40	2.0	156	7800	2023	25
GEO.CAUTIN	TER	48	40	2.0	156	7800	2023	25
SOLAR.DALMAGRO.1	ERNC	2	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.DALMAGRO.2	ERNC	2	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.DALMAGRO.3	ERNC	2	100	-	24	1200	2021	25
SOLAR.DALMAGRO.4	ERNC	149	100	-	24	1200	2021	25
SOLAR.DALMAGRO.5	ERNC	149	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CPINTO.1	ERNC	3	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CPINTO.2	ERNC	3	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CPINTO.3	ERNC	3	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CPINTO.4	ERNC	3	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CPINTO.5	ERNC	3	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CARDONES.1	ERNC	4	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CARDONES.2	ERNC	86	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CARDONES.3	ERNC	6	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CARDONES.4	ERNC	86	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CARDONES.5	ERNC	4	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CARDONES.6	ERNC	86	200	-	24	1200	2021	25
SOLAR.CARDONES.7	ERNC	86	200	-	24	1200	2021	25
SARCO	ERNC	6	168	-	36	1800	2020	25
SPV.P4	ERNC	2-	10	-	24	1200	2019	25
FV.DONA.CARMEN	ERNC	6-	40	-	0	-	-	-
RIO.CLARO	PAS	25	24	-	65	3250	2019	25
SANTIAGO.SOLAR	ERNC	2-	94	-	0	-	-	-
SANTA.SOFIA	ERNC	2-	70	-	24	1200	2019	25
CONSTITUCION	ERNC	2-	55	-	36	1800	2020	25
PUNILLA.ANCOA	PAS	34	94	-	81	4050	2023	40
MINI.HIDRO.ANCOA.1	PAS	34	30	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.ANCOA.2	PAS	34	20	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.ANCOA.3	PAS	34	20	-	65	3250	2023	40
ANCOA	PAS	32	27	-	81	4050	2023	40
HIDRO.ANCOA	PAS	32	105	-	81	4050	2023	40
MINI.HIDRO.LA.MINA	SER	34	34	-	0	-	-	-
MINI.HIDRO.CHARRUA.1	PAS	36	20	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.CHARRUA.2	PAS	36	20	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.CHARRUA.3	PAS	36	20	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.CHARRUA.4	PAS	36	20	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.CAUTIN.3	PAS	48	20	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.CAUTIN.2	PAS	48	20	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.CAUTIN.1	PAS	48	20	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.VALD.1	PAS	42	20	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.VALD.2	PAS	42	20	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.VALD.3	PAS	42	20	-	65	3250	2023	40
MINI.HIDRO.VALD.4	PAS	42	20	-	65	3250	2023	40
HIDRO.RAHUE.1	PAS	43	52	-	81	4050	2023	40
HIDRO.RAHUE.2	PAS	43	47	-	81	4050	2023	40
MINI.HIDRO.RAHUE	PAS	43	20	-	65	3250	2023	40
HIDRO.PTO.MONTT	PAS	44	204	-	81	4050	2023	40
AURORA	ERNC	44	130	-	36	1800	2020	25
EOL.PTA.SIERRA	ERNC	82	77	-	36	1800	2020	25
EOL.CONCEPCION	ERNC	39	100	-	36	1800	2020	25
EOL.CHARRUA.1	ERNC	38	100	-	36	1800	2020	25
EOL.CHARRUA.2	ERNC	36	92	-	36	1800	2020	25
EOL.CHARRUA.3	ERNC	36	58	-	36	1800	2020	25
EOL.CHARRUA.4	ERNC	36	99	-	36	1800	2020	25
EOL.CHARRUA.5	ERNC	36	56	-	36	1800	2020	25
EOL.CHARRUA.6	ERNC	36	157	-	36	1800	2020	25
EOL.CHILOE	ERNC	159	100	-	36	1800	2020	25
EOL.SAN.PEDRO.II	ERNC	159	65	-	0	-	-	-
SAN.PEDRO	PAS	46	170	-	0	-	-	-
PELICANO	ERNC	7	99	-	0	-	-	-
CHAKA	ERNC	1	27	-	24	1200	2019	25
Chaka.2	ERNC	1	23	-	24	1200	2019	25
SOLAR.ROMERO	ERNC	7	196	-	0	-	-	-
EOL.TRIGALES	ERNC	48	155	-	36	1800	2023	25
EOL.ALENA	ERNC	38	46	-	36	1800	2023	25
EOL.ANCUD	ERNC	159	120	-	36	1800	2023	25
EOL.PINON.BLANCO	ERNC	35	168	-	36	1800	2023	25
EOL.SAN.GABRIEL	ERNC	35	183	-	36	1800	2023	25
EOL.MULCHEN	ERNC	35	57	-	36	1800	2023	25

Central	Tipo	Barra	Pmáx	CV	COyM	CInv.	Inicio	V. Eco.
EOL.LOS_OLMOS	ERNC	35	125	-	36	1800	2023	25
EOL_COLLIPULLI	ERNC	35	44	-	36	1800	2023	25
EOL_CAMPO_LINDO	ERNC	35	145	-	36	1800	2023	25
EOL_ESPERANZA	ERNC	44	202	-	36	1800	2023	25
CAMAN	ERNC	46	150	-	36	1800	2023	25
MALLECO	ERNC	48	270	-	36	1800	2023	25
CABO_LEONES_II	ERNC	6	204	-	36	1800	2023	25
CABO_LEONES_III	ERNC	6	124	-	36	1800	2023	25
EOL_DUQUECO	ERNC	35	50	-	36	1800	2023	25
EOL_SANTA_FE	ERNC	35	204	-	36	1800	2023	25
EOL_PUELCHESUR	ERNC	43	132	-	36	1800	2023	25
MALGARIDA_II	ERNC	2	168	-	24	1200	2022	25
EOL_COIHUE	ERNC	35	216	-	36	1800	2023	25
INCA_DE_VARAS	ERNC	3	120	-	24	1200	2022	25
VALLELAND_SOLAR	ERNC	4	67	-	24	1200	2022	25
SOL_DE_VALENAR	ERNC	4	250	-	24	1200	2022	25
EOL_LOS_GUINDOS	ERNC	35	376	-	36	1800	2023	25
EOL_NEGRETE	ERNC	38	40	-	36	1800	2023	25
EOL_SAN_MANUEL	ERNC	38	27	-	36	1800	2023	25
SOLAR_ALMEYDA	ERNC	149	47	-	24	1200	2022	25
EOL_TOLPAN	ERNC	35	117	-	36	1800	2023	25
EOL_PICHILINGUE	ERNC	46	111	-	36	1800	2023	25
SOLAR_DALMAGRO_6	ERNC	149	200	-	24	1200	2022	25
SOLAR_DALMAGRO_7	ERNC	149	200	-	24	1200	2022	25
SOLAR_CARDONES_8	ERNC	4	200	-	24	1200	2022	25
SOLAR_CARDONES_9	ERNC	4	200	-	24	1200	2022	25
SOLAR_CARDONES_10	ERNC	4	200	-	24	1200	2022	25
SOLAR_CRUCERO_5_SING	ERNC	113	200	-	24	1200	2022	25
SOLAR_CRUCERO_6_SING	ERNC	113	200	-	24	1200	2022	25
SOLAR_LAGUNAS_4_SING	ERNC	125	200	-	24	1200	2022	25
TIERRA_NOBLE	TER	55	570	98.3	23	1150	2024	25
LOS_RULOS	TER	161	618	98.3	23	1150	2024	25
ESTANCIA	ERNC	76	88	-	36	1800	2023	25
LA_GORGONIA	ERNC	81	40	-	36	1800	2023	25
CAMARICO	ERNC	43101	39	-	36	1800	2023	25
CHAP_SING	TER	135	10	0.0	0	-	-	-
GMAR_SING	TER	135	8	259.0	0	-	-	-
TGIQ_SING	TER	135	23	320.7	0	-	-	-
CTM1_SING	TER	43313	135	41.1	0	-	-	-
CTM2_SING	TER	43313	143	39.8	0	-	-	-
MIMB_SING	TER	43252	26	243.9	0	-	-	-
U10_SING	TER	14-	34	197.9	0	-	-	-
U11_SING	TER	14-	34	197.9	0	-	-	-
U12_SING	TER	14-	68	46.8	0	-	-	-
U13_SING	TER	14-	69	44.9	0	-	-	-
U14_SING	TER	141	110	40.7	0	-	-	-
U15_SING	TER	141	107	39.3	0	-	-	-
TG1_SING	TER	14-	24	337.0	0	-	-	-
TG2_SING	TER	14-	24	337.0	0	-	-	-
TG3d_SING	TER	141	36	266.1	0	-	-	-
NT01_SING	TER	113	111	34.5	0	-	-	-
NT02_SING	TER	113	115	34.2	0	-	-	-
CTTAR_SING	TER	139	142	43.5	0	-	-	-
TGTAR_SING	TER	139	23	327.6	0	-	-	-
U16_GNL_SING	TER	141	333	68.0	0	-	-	-
CC2_GNL_SING	TER	43282	318	100.6	0	-	-	-
CTM3_GNL_SIC	TER	146	217	70.0	0	-	-	-
TG3_GNL_SING	TER	141	36	114.9	0	-	-	-
TAMAYA_SING	TER	141	95	163.0	0	-	-	-
CTA_SING	TER	43313	133	46.0	0	-	-	-
CTH_SING	TER	43313	134	48.0	0	-	-	-
ANG_I_SING	TER	147	212	43.1	0	-	-	-
ANG_II_SING	TER	147	212	41.7	0	-	-	-
NORACID_SING	TER	43313	16	0.0	0	-	-	-
VALLE_VIENTOS_SING	ERNC	43221	90	0.0	0	-	-	-
JAMA_SING	ERNC	43344	30	-	0	-	-	-
ANDES_SOLAR_SING	ERNC	43160	21	-	0	-	-	-
FINIS_TERRAE_SING	ERNC	119	69	-	0	-	-	-
FINIS_TERRAE_II_SING	ERNC	4	138	-	24	1200	2019	25
POZO_ALMONTE_3_SING	ERNC	135	16	0.0	0	-	-	-
MARIA_ELENA_SING	ERNC	113	71	0.0	0	-	-	-
CTM3_GNL_SING	TER	43313	217	70.0	0	-	-	-
COCHRANE_1_SING	TER	119	224	46.0	0	-	-	-
COCHRANE_2_SING	TER	119	236	46.0	0	-	-	-
KELAR_SING	TER	147	501	94.8	0	-	-	-
CERRO_PABELLON_SING	TER	43221	50	2.0	0	-	-	-
INFRA_ENERGETICA_1_SING	TER	146	340	43.3	0	-	-	-
PAMPA_CAMARONES_SING	ERNC	135	6	-	0	-	-	-
JAMA_2_SING	ERNC	43221	24	-	0	-	-	-
BOLERO_SING	ERNC	124	146	-	0	-	-	-
SIERRA_GORDA_SING	ERNC	119	112	-	0	-	-	-
ATACAMA_CSP_1_SING	ERNC	119	110	-	0	-	-	-
SOLAR_ENCUESTRO_SING	ERNC	119	100	-	24	1200	2019	25
EOLICA_CRUCERO_SING	ERNC	113	106	-	36	1800	2020	25
SOLAR_LAGUNAS_1_SING	ERNC	125	200	-	24	1200	2019	25
SOLAR_LAGUNAS_2_SING	ERNC	125	200	-	24	1200	2019	25
SOLAR_PALMONTE_1_SING	ERNC	135	200	-	24	1200	2019	25
SOLAR_CRUCERO_1_SING	ERNC	113	200	-	24	1200	2019	25
SOLAR_CRUCERO_2_SING	ERNC	113	120	-	24	1200	2019	25
SOLAR_CRUCERO_3_SING	ERNC	113	200	-	24	1200	2019	25
SOLAR_CRUCERO_4_SING	ERNC	113	200	-	24	1200	2019	25

Central	Tipo	Barra	Pmáx	CV	COyM	CInv.	Inicio	V. Eco.
SOLAR.LABERINTO_1.SING	ERNC	124	200	-	24	1200	2019	25
ATACAMA_I	ERNC	119	100	-	24	1200	2019	25
URIBE.SOLAR_SING	ERNC	43282	69	-	0	-	-	-
USYA_SING	ERNC	43221	25	-	24	1200	2019	25
GRANJA_SOLAR_SING	ERNC	125	100	-	24	1200	2022	25
CERRO_TIGRE_SING	ERNC	131	142	-	24	1200	2022	25
TCHAMMA_SING	ERNC	119	195	-	24	1200	2022	25
CKANL_SING	ERNC	113	108	-	24	1200	2022	25
BALANCE.TUCAPEL	SER	-	9999	-	0	-	-	-
BALANCE.ARMERILLO	SER	-	9999	-	0	-	-	-
REQ_TUCAPEL	SER	-	90	-	0	-	-	-
REQ_ARMERILLO	SER	-	200	-	0	-	-	-

2) Costos Combustibles

Tabla I.2: índice Centrales con CVC. Sistema SEN.

Indice	Nombre	Indice	Nombre	Indice	Nombre
1	DALMAGRO	63	ESPERANZA_DS2	125	ANTILHUE.TG_2
2	SANLORENZO_1	64	COLIHUES	126	CALLECALLE
3	SANLORENZO_2	65	SAN_FRANCISCO.TG	127	DONA_CARMEN
4	San.Lorenzo_3	66	E.PACIFICO	128	TALTAL_1.DIE
5	EMELDA_1	67	CANDELARIA_B1.DIE	129	TALTAL_2.DIE
6	EMELDA_2	68	CANDELARIA_B2.DIE	130	COLMITO
7	ELSALVADOR.TG	69	NEWEN	131	LICANTEN_1
8	CARDONES	70	TENO	132	LAJA-EVE_2
9	CENIZAS	71	CEMENTOSBIOBIO	133	NUEVA_ALDEA_3
10	TERMOPACIFICO	72	MAULE	134	LAUTARO_3
11	GUACOLDA_1	73	CELCO_1	135	VALDIVIA_1
12	GUACOLDA_2	74	CELCO_2	136	CMPC.LAJA_1
13	GUACOLDA_3	75	CELCO_3	137	CMPC.PACIFICO_1
14	GUACOLDA_4	76	CONST1-EGEN	138	CORDILLERA
15	HUASCO.TG	77	LICANTEN_2	139	MALALCAHUELLO
16	GUACOLDA_5	78	LINARES	140	CARILAFQUEN
17	EL_PENON	79	SANGREGORIO	141	CAMPESINO
18	P.COLORADA.F.OIL	80	VINALES_1	142	BIOMASA_ITAHUE_1
19	ESPINOS_1	81	VINALES_2	143	BIOMASA_CHARRUA
20	ESPINOS_2	82	VINALES_3	144	CICLO_COMB.VR_1
21	OLIVOS_1	83	NUEVA_ALDEA_1	145	CICLO_COMB.VR_2
22	OLIVOS_2	84	YUNGAY_1.DIE	146	BIOMASA_ITAHUE_2
23	LOSVENTOS.TG	85	YUNGAY_2.DIE	147	GEO_ANCOA
24	LAS.VEGAS	86	YUNGAY_3.DIE	148	CTM3_GNL_SIC
25	NEHUENCO_1.DIE	87	YUNGAY_4.DIE	149	GMAR_SING
26	NEHUENCO_1.GNL	88	CHOLGUAN_1	150	TGIQ_SING
27	NEHUENCO_1.GNL_FA	89	CHOLGUAN_2	151	CTM1_SING
28	NEHUENCO_2.DIE	90	LOSPINOS	152	CTM2_SING
29	NEHUENCO_2.GNL	91	SANTA_LIDIA.TG	153	MIMB_SING
30	NEHUENCO_9B.B	92	SANTA_FE_1	154	U10_SING
31	NEHUENCO_9B.P	93	SANTA_FE_2	155	U11_SING
32	SANISIDRO.DIE	94	SANTA_FE_3	156	U12_SING
33	SANISIDRO.GNL	95	Santa_Fe_4	157	U13_SING
34	SANISIDRO.GNL_FA	96	CMPC.LAJA_2	158	U14_SING
35	SANISIDRO_2.DIE	97	CMPC.LAJA_3	159	U15_SING
36	SANISIDRO_2.GNL	98	SANTA_MARIA	160	TG1_SING
37	QUINTERO_CA1.DIE	99	CMPC_PACIFICO_2	161	TG2_SING
38	QUINTERO_CA1.GNL	100	CMPC_PACIFICO_3	162	TG3d_SING
39	QUINTERO_CA2.DIE	101	BOCAMINA_2	163	NT01_SING
40	QUINTERO_CA2.GNL	102	LAJA-EVE_1	164	NT02_SING
41	QUINTERO_CC_FA_GNL	103	MASISA	165	CTTAR_SING
42	QUINTERO_CC_GNL	104	ESCUADRON	166	TGTAR_SING
43	VENTANAS_1	105	PETROPOW_1	167	U16_GNL_SING
44	VENTANAS_2	106	BOCAMINA	168	CC2_GNL_SING
45	CAMPICHE	107	TG_CORONEL_DIE	169	CTM3_GNL_SING
46	LOSCOLORADOS_1	108	ARAUCO_1	170	TAMAYA_SING
47	LOSCOLORADOS_2	109	ARAUCO_2	171	CTA_SING
48	CON.CON	110	ARAUCO_3	172	CTH_SING
49	NUEVA_VENTANAS	111	HORCONES.TG.DIE	173	ANG_I_SING
50	LAGVERDE.TV	112	LOS_GUINDOS	174	ANG_II_SING
51	LAGVERDE.TG	113	LAUTARO_1	175	COCHRANE_1_SING
52	PLACILLA	114	LAUTARO_2	176	COCHRANE_2_SING
53	QUINTAY	115	LAUTARO_II	177	KELAR_SING
54	EL_TOTORAL	116	CHUYACA	178	CHAP_SING
55	NRENCA_FA_GLP	117	DEGAN	179	TG3_GNL_SING
56	NRENCA_DIE	118	QUELLON2	180	NORACID_SING
57	NRENCA_GNL	119	TRAPEN	181	C_PABELLON_SING
58	NRENCA_GNL_FA	120	CHILOE	182	IEM_1_SING
59	RENCA	121	VALDIVIA_2	183	LOS_RULOS
60	SANTA_MARTA	122	VALDIVIA_3	184	TIERRA_NOBLE
61	ESPERANZA_TG1	123	VALDIVIA_4	-	-
62	ESPERANZA_DS1	124	ANTILHUE.TG_1	-	-

Ind	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
181	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
182	0	0	30	42	42	42	42	43	43	43	43	43	44	44	44
183	75	71	72	75	76	76	78	78	79	81	81	81	81	81	83
184	75	71	72	75	76	76	78	78	79	81	81	81	81	81	83

3) Centrales de embalse y en serie hidráulica

Tabla I.4: Datos centrales hidráulicas. Sistema SEN.

Central	Tipo	Rend	Aguas Abajo	Cota Min	Cota Max	Vol Min	Vol Max
Nombre	-	[MW/m3/s]	Central	[m.s.n.m.]	[m.s.n.m.]	[Hm3]	[Hm3]
LMAULE	EMB	1.00	LOS.CONDORES	2152.10	2180.85	0.00	1453.41
CIPRESES	EMB	2.77	B.C.Isla	1282.80	1318.26	4.72	174.66
PEHUENCHE	EMB	1.78	CMNTronco.1	641.00	648.00	106.58	133.64
COLBUN	EMB	1.53	MACHICURA	397.00	437.00	381.62	1553.25
ELTORO	EMB	4.80	ANTUCO	1305.27	1368.00	261.92	5585.89
RAPEL	EMB	0.64	-	100.50	105.00	272.30	563.21
CANUTILLAR	EMB	2.00	-	222.00	243.00	89.95	1065.38
RALCO	EMB	1.58	PANGUE	692.00	725.00	409.41	1173.29
PANGUE	EMB	0.90	ANGOSTURA	501.00	510.00	30.81	71.96
LOS.CONDORES	SER	6.30	MINI.HIDRO.LA.MINA	-	-	-	-
B.M.Isla	SER	1.00	ISLA	-	-	-	-
OJOSDEAGUA	SER	0.58	B.C.Isla	-	-	-	-
B.C.Isla	SER	1.00	LOMAALTA	-	-	-	-
ISLA	SER	0.81	CURILLINQUE	-	-	-	-
CURILLINQUE	SER	1.01	LOMAALTA	-	-	-	-
LOMAALTA	SER	0.45	B.Maule	-	-	-	-
B.Maule	SER	1.00	PEHUENCHE	-	-	-	-
Rio.Melado	SER	1.00	C.Melado	-	-	-	-
C.Melado	SER	1.00	ROBLERIA	-	-	-	-
LOS.HIERROS	SER	0.80	LOS.HIERROS.2	-	-	-	-
LOS.HIERROS.2	SER	0.24	PEHUENCHE	-	-	-	-
ROBLERIA	SER	1.11	-	-	-	-	-
CMNTronco.1	SER	1.00	-	-	-	-	-
CMNTronco.2	SER	1.00	CHIBURGO	-	-	-	-
CHIBURGO	SER	0.97	-	-	-	-	-
SAN.CLEMENTE	SER	0.32	-	-	-	-	-
MACHICURA	SER	0.31	Sur123.SCDZ	-	-	-	-
Sur123.SCDZ	SER	1.00	-	-	-	-	-
SANIGNACIO	SER	0.19	Ribera.Sur	-	-	-	-
Ribera.Sur	SER	1.00	-	-	-	-	-
ALTOPOLC	SER	1.00	ELTORO	-	-	-	-
ABANICO	SER	1.20	ANTUCO	-	-	-	-
ANTUCO	SER	1.60	RIEGZACO	-	-	-	-
RIEGZACO	SER	1.00	-	-	-	-	-
CANECOL	SER	1.00	TUCAPEL	-	-	-	-
CANRUCUE	SER	1.00	RUCUE	-	-	-	-
CLAJRUCUE	SER	1.00	RUCUE	-	-	-	-
RUCUE	SER	1.28	QUILLECO	-	-	-	-
QUILLECO	SER	0.55	TUCAPEL	-	-	-	-
TUCAPEL	SER	1.00	CANALLAJA	-	-	-	-
CANALLAJA	SER	1.00	EL.DIUTO	-	-	-	-
EL.DIUTO	SER	0.16	-	-	-	-	-
CANHORN	SER	1.00	HORNITOS	-	-	-	-
HORNITOS	SER	5.00	JUNCAL	-	-	-	-
JUNCAL	SER	2.20	BLANCO	-	-	-	-
CANBLANCO	SER	1.00	BLANCO	-	-	-	-
BLANCO	SER	5.76	CANACO	-	-	-	-
CANACO	SER	1.00	LOSQUILOS	-	-	-	-
CANCOLOR	SER	1.00	LOSQUILOS	-	-	-	-
LOSQUILOS	SER	1.90	CHACABUQUITO	-	-	-	-
CANCHAC	SER	1.00	CHACABUQUITO	-	-	-	-
CHACABUQUITO	SER	1.22	-	-	-	-	-
RIO.TENO	SER	1.00	RAPEL	-	-	-	-
PALMUCHO	SER	1.14	PANGUE	-	-	-	-
ANGOSTURA	SER	0.45	-	-	-	-	-
HLH.TINGUIRIRICA	SER	1.00	LAHIGUERA	-	-	-	-
HLH.AZUFRE	SER	1.00	LAHIGUERA	-	-	-	-
LAHIGUERA	SER	3.12	-	-	-	-	-
HLC.TINGUIRIRICA	SER	1.00	CONFLUENCIA	-	-	-	-
HLC.PORTILLO	SER	1.00	CONFLUENCIA	-	-	-	-
CONFLUENCIA	SER	3.11	-	-	-	-	-
CIPRESES.CHAC	SER	1.00	CHACAYES	-	-	-	-
A.CHACAYES	SER	1.00	CHACAYES	-	-	-	-
CHACAYES	SER	1.54	-	-	-	-	-
LAJAJI	SER	1.00	-	-	-	-	-
HLH.TINGUIRIRICA.RN	SER	1.00	-	-	-	-	-
HLH.AZUFRE.RN	SER	1.00	-	-	-	-	-
HLC.TINGUIRIRICA.RN	SER	1.00	-	-	-	-	-
HLC.PORTILLO.RN	SER	1.00	-	-	-	-	-
AFL.CACH	SER	1.00	-	-	-	-	-
MINI.HIDRO.LA.MINA	SER	0.57	B.M.Isla	-	-	-	-
BALANCE.TUCAPEL	SER	1.00	-	-	-	-	-
BALANCE.ARMERILLO	SER	1.00	-	-	-	-	-
REQ.TUCAPEL	SER	1.00	-	-	-	-	-

Central	Tipo	Rend	Aguas Abajo	Cota Min	Cota Max	Vol Min	Vol Max
REQ_ARMERILLO	SER	1.00	-	-	-	-	-
LOSMOLLES	PAS	1.00	-	-	-	-	-
VOLC.QUEL	PAS	1.00	-	-	-	-	-
FLORIDA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
SAUCEANDES	PAS	1.00	-	-	-	-	-
PEHUI	PAS	1.00	-	-	-	-	-
LOSMORROS	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MAITENES	PAS	1.00	-	-	-	-	-
PUNTILLA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
LAS.VERTIENTES	PAS	1.00	-	-	-	-	-
EL.LLANO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
ALFALFAL	PAS	5.94	-	-	-	-	-
SAUZAL.1	PAS	1.00	-	-	-	-	-
SAUZAL.2	PAS	1.00	-	-	-	-	-
PEUCHEN	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MAMPIL	PAS	1.00	-	-	-	-	-
PULLINQUE	PAS	1.00	-	-	-	-	-
CAPULLO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
PILMAIQUEN	PAS	1.00	-	-	-	-	-
EYZAGUIRRE	PAS	1.00	-	-	-	-	-
COYA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
LA.PALOMA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
PUCLARO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
LICAN	PAS	1.00	-	-	-	-	-
EL.PASO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
RIO.TRUENO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
GUAYACAN	PAS	1.00	-	-	-	-	-
PULELFU	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MARIPOSAS	PAS	1.00	-	-	-	-	-
EL.MANZANO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
RUCATAYO	PAS	0.32	-	-	-	-	-
HIDRO.BONITO_MC1	PAS	1.00	-	-	-	-	-
HIDRO.BONITO_MC2	PAS	1.00	-	-	-	-	-
LIRCAY	PAS	1.00	-	-	-	-	-
SAN_ANDRES	PAS	1.00	-	-	-	-	-
LA.ARENA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MUCHI	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MALLARAUCO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
PROVIDENCIA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
ALLIPEN	PAS	1.00	-	-	-	-	-
EL.CANELO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
CARBOMET	PAS	1.00	-	-	-	-	-
DONGO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
PURISIMA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
CARENA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
RECA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
DON.WALTERIO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
NALCAS	PAS	1.00	-	-	-	-	-
CALLAO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
ENSENADA	PAS	1.66	-	-	-	-	-
RIO.HUASCO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
ITATA	PAS	0.44	-	-	-	-	-
MALALCAHUELLO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
CARILAFQUEN	PAS	1.00	-	-	-	-	-
PICOIQUEN	PAS	1.00	-	-	-	-	-
LASLAJAS	PAS	4.20	-	-	-	-	-
ALFALFAL.2	PAS	9.80	-	-	-	-	-
NUBLE	PAS	1.00	-	-	-	-	-
RIO.COLORADO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
RIO.CLARO	PAS	1.00	-	-	-	-	-
PUNILLA_ANCOA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_ANCOA.1	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_ANCOA.2	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_ANCOA.3	PAS	1.00	-	-	-	-	-
ANCOA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
HIDRO_ANCOA	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_CHARRUA.1	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_CHARRUA.2	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_CHARRUA.3	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_CHARRUA.4	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_CAUTIN.3	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_CAUTIN.2	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_CAUTIN.1	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_VALD.1	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_VALD.2	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_VALD.3	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_VALD.4	PAS	1.00	-	-	-	-	-
HIDRO_RAHUE.1	PAS	1.00	-	-	-	-	-
HIDRO_RAHUE.2	PAS	1.00	-	-	-	-	-
MINI_HIDRO_RAHUE	PAS	1.00	-	-	-	-	-
HIDRO_PTO.MONTT	PAS	1.00	-	-	-	-	-
SAN_PEDRO	PAS	1.00	-	-	-	-	-

I.1.2. Barras

1) Datos Básicos

Tabla I.5: Barras modeladas. Sistema SEN.

índice	Nombre	Zona	índice	Nombre	Zona	índice	Nombre	Zona
1	DAlmagro220	44	56	Concepcio220	6	111	Collahuasi220	18
2	NvaDAlmagro220	1	57	Hualpen220	6	112	Condores220	19
3	CPinto220	1	58	Lagunilla220	6	113	Crucero220	51
4	Cardones220	45	59	DCarmen	2	114	Desalant110	10
5	Cardones110	1	60	Nogales220	3	115	Domeyko220	20
6	Maitencil220	46	61	Tinguirí154	4	116	ElCobre220	10
7	Pelicano220	2	62	Tinguirí220	4	117	ElNegro110	22
8	Maitencil110	1	63	CNaviaDesf220	9	118	ElTesoro220	23
9	PAzucar220	47	64	ElSalto110	9	119	Encuentro220	24
10	PAzucar110	2	65	SCristobal110	9	120	Escondida220	25
11	LVilos220	2	66	Apoquindo110	9	121	EsperanzaSING220	26
12	Quillota220	3	67	Almendros220	9	122	Gaby220	27
13	ASanta220	3	68	Almendros110	9	123	LaNegra110	30
14	Miraflore110	3	69	Ochagavia110	9	124	Laberinto220	28
15	Quillota110	3	70	Chena110	9	125	Lagunas220	29
16	Ventanas110	3	71	Espejo110	9	126	Mejillones110	33
17	Ventanas220	3	72	StaRosa110	9	127	Mejillones220	10
18	Pachacama110	3	73	Florida110	9	128	NuevaVictoria220	10
19	LVegas110	3	74	Aguirre500	9	129	NuevaZaldivar220	10
20	Polpaico220	9	75	Aguirre220	9	130	Oeste220	34
21	Lampa220	9	76	PColorada220	1	131	Ohiggins220	35
22	CNavia220	9	77	LasPalmas220	2	132	Palestina220	36
23	CNavia110	9	78	Buin110	9	133	Pampal10	10
24	Chena220	9	79	MRredondo220	2	134	Parinacota220	37
25	AJahuel220	9	80	Talinay220	2	135	PozoAlmonte220	38
26	Colbun220	5	81	LCebada220	2	136	Salar110	10
27	AJahuel154	9	82	PtaSierra220	2	137	Salar220	39
28	AJahuel110	9	83	DGoyo220	2	138	Sulfuros220	41
29	Rancagua154	4	84	SAndres220	1	139	Tarapaca220	42
30	Sauzal110.1	4	85	PAzucar500	2	140	Tocopilla110	52
31	Teno154	4	86	Cardones500	1	141	Tocopilla220	10
32	Itahue154	5	87	Maitencil500	1	142	Zaldivar220	43
33	Maule154	5	88	Pichirro220	8	143	LagunasAUX220	10
34	Ancoa220	5	89	Ciruelos220A	8	144	Capricornio110	10
35	Charrua220	6	90	Pichirro220A	8	145	LChangos500	10
36	Charrua220A	6	91	PMontt220A	8	146	LChangos220	10
37	Nva_Charrua220	6	92	PMontt500	8	147	Kapatur220	10
38	Charrua154	6	93	AJahuel500A	9	148	Cumbre500	10
39	Concepcio154	6	94	Cautin220A	7	149	Cumbre220	10
40	Hualpen154	6	95	Cautin500	7	150	NvaCruEnc500	10
41	Temuco220	7	96	Rahue220A	8	151	NvaCruEnc220	10
42	Valdivia220	8	97	DAlmagro220A	1	152	EnlaceCE220	10
43	Rahue220	8	98	Lagunilla154	6	153	LasPalmas500	2
44	NvaPMontt220	8	99	Cardones220Aux	1	154	Almendros500	9
45	Candela220	49	100	PAzucar220AuxS	2	155	PteNegro220	4
46	Ciruelos220	8	101	LPalmas220Aux	2	156	Alfalfa220	9
47	Ancoa500	5	102	AltoNorte110	12	157	SanLuis220	3
48	Cautin220	7	103	Andes220	10	158	Melipulli220	8
49	Polpaico500	9	104	Antofagasta110	13	159	Chiloe220	8
50	AJahuel500	9	105	Calama110	15	160	PAzucar220AuxN	2
51	Ancoa500Aux	5	106	Capricornio220	32	161	SeccPolpPazuc500	2
52	Itahue220	5	107	Atacama220	14	162	SantaIsabel220	5
53	Charrua500	6	108	Chacaya220	16	163	Maule220	5
54	Charrua500A	6	109	Chuquicamata110	11	-	-	-
55	Nva_Charrua500	6	110	Chuquicamata220	17	-	-	-

1.1.3. Transmisión

Tabla I.9: Parámetros de líneas de transmisión. Sistema SEN.

Nombre	Desde	Hasta	R (p.u.)	X (p.u.)	Max Flujo [MW]	¿E/S?
DAlmagro220A...DAlmagro220	97	1	0.0000	0.0002	537	SI
DAlmagro220A...DAlmagro220_2	97	1	0.0000	0.0002	680	SI
DAlmagro220A...DAlmagro220_3	97	1	0.0000	0.0002	740	SI
NvaDAlmagro220...DAlmagro220A	2	97	0.0021	0.0081	537	SI
NvaDAlmagro220...DAlmagro220A_2	2	97	0.0021	0.0081	680	SI
NvaDAlmagro220...DAlmagro220A_3	2	97	0.0021	0.0081	740	SI
CPinto220...NvaDAlmagro220	3	2	0.0067	0.0312	537	SI
CPinto220...NvaDAlmagro220_2	3	2	0.0043	0.0213	537	SI
CPinto220...NvaDAlmagro220_3	3	2	0.0043	0.0213	680	SI
SAndres220...CPinto220	84	3	0.0093	0.0372	197	SI
SAndres220...CPinto220_2	84	3	0.0093	0.0368	400	SI
SAndres220...CPinto220_3	84	3	0.0025	0.0123	680	SI
Cardones220Aux...SAndres220	99	84	0.0062	0.0247	197	SI
Cardones220Aux...SAndres220_2	99	84	0.0062	0.0244	400	SI
Cardones220Aux...SAndres220_3	99	84	0.0017	0.0082	680	SI
Cardones220Aux...CPinto220	99	3	0.0113	0.0617	537	SI
Cardones220Aux...CPinto220_2	99	3	0.0057	0.0309	680	SI
Cardones220Aux...DAlmagro220A	99	97	0.0236	0.1286	340	SI
Cardones220...Cardones220Aux	4	99	0.0000	0.0002	537	SI
Cardones220...Cardones220Aux_2	4	99	0.0000	0.0002	680	SI
Cardones220...Cardones220Aux_3	4	99	0.0000	0.0002	714	SI
Cardones220...Cardones110	4	5	0.0023	0.0287	225	SI
Maiten500...Cardones500	87	86	0.0006	0.0072	1700	SI
Cardon500...Cardon220	86	4	0.0002	0.0195	430	SI
Cardon500...Cardon220_2	86	4	0.0001	0.0098	900	SI
Maiten220...Cardones220	6	4	0.0091	0.0363	600	SI
Maitenc110...Cardones110	8	5	0.3762	0.5230	51	SI
Maitenc220...Maitenc110	6	8	0.0006	0.0902	180	SI
Maitenc220...Maitenc110_2	6	8	0.0026	0.0872	207	SI
PAzucar500...Maiten500	85	87	0.0009	0.0051	1760	SI
Maiten500...Maiten220	87	6	0.0002	0.0195	430	SI
Maiten500...Maiten220_2	87	6	0.0001	0.0098	900	SI
Pelicano220...Maitenc220	7	6	0.0082	0.0326	394	SI
PColorada220...Pelicano220	76	7	0.0032	0.0129	394	SI
PAzucar220AuxN...PColorada220	160	76	0.0085	0.0339	394	SI
PAzucar220AuxN...PColorada220_I	160	76	0.0041	0.0264	500	NO
Pelicano220...Maiten220_I	7	6	0.0034	0.0219	500	NO
PColorada220...Pelicano220_I	76	7	0.0017	0.0108	500	NO
PColorada220...Maiten220_I	76	6	0.0051	0.0327	500	NO
PAzucar110...Maitenc110	10	8	0.4739	0.6493	78	SI
PAzucar220...PAzucar110	9	10	0.0011	0.0417	400	SI
LPalmas500...PAzucar500	153	85	0.0007	0.0042	1800	SI
SeccPolpPazuc500...LPalmas500	161	153	0.0008	0.0043	1800	SI
Polpaico500...SeccPolpPazuc500	49	161	0.0003	0.0016	1800	SI
LasPalmas500...LasPalmas220	153	77	0.0002	0.0195	750	NO
PAzucar500...PAzucar220	85	9	0.0001	0.0218	430	SI
PAzucar500...PAzucar220_2	85	9	0.0000	0.0109	900	SI
PAzucar220AuxS...PAzucar220	100	9	0.0002	0.0002	760	SI
PAzucar220...PAzucar220AuxN	9	160	0.0002	0.0002	775	SI
DGoyo220...PAzucar220AuxS	83	100	0.0068	0.0306	350	SI
LCebada220...DGoyo220	81	83	0.0050	0.0221	350	SI
LCebada220...Talinay220	81	80	0.0018	0.0080	224	NO
PtaSierra220...LCebada220	82	81	0.0018	0.0079	350	SI
LPalmas220...PtaSierra220	77	82	0.0009	0.0040	350	SI
LPalmas220...PAzucar220AuxS	77	100	0.0074	0.0479	500	SI
LCebada220...PAzucar220AuxS_I	81	100	0.0056	0.0360	500	NO
Nogales220...LCebada220_I	60	81	0.0098	0.0629	500	NO
SanLuis220...LCebada220_I	157	81	0.0109	0.0704	500	NO
Talinay220...DGoyo220	80	83	0.0064	0.0287	224	NO
LasPalmas220...Talinay220	77	80	0.0089	0.0398	224	NO
LCebada220...PAzucar220Aux	81	100	0.0236	0.1054	224	NO
MRedondo220...LCebada220	79	81	0.0006	0.0025	224	NO
LPalmas220...MRedondo220	77	79	0.0048	0.0213	224	NO
LPalmas220...MRedondo220	77	79	0.0048	0.0213	224	NO
LPalmas220...LPalmas220Aux	77	101	0.0002	0.0002	350	SI
LVilos220...LasPalmas220Aux	11	101	0.0070	0.0312	350	SI
Mauro220...LasPalmas220Aux	12	101	0.0041	0.0310	500	NO
DCarmen220...LVilos220	59	11	0.0075	0.0298	350	SI
Nogales220...DCarmen220	60	59	0.0024	0.0097	350	SI
LPalmas220Aux...Nogales220	101	60	0.0084	0.0539	500	NO
Quillota220...Nogales220	12	60	0.0028	0.0110	448	SI
Polpaico220...Nogales220	20	60	0.0010	0.0146	1500	SI
Polpaico220...Roble220	20	12	0.0010	0.0103	1500	NO
Roble220...Nogales220	12	60	0.0006	0.0058	1500	NO
Ventanas220...Nogales220	17	60	0.0011	0.0094	680	SI
Ventanas220...Ventanas110	17	16	0.0134	0.0501	300	SI
Quillota220...SanLuis220	12	157	0.0002	0.0023	1974	SI
SanLuis220...ASanta220	157	13	0.0017	0.0097	400	SI
ASanta220...Miraf110	13	14	0.0066	0.0513	520	SI
Quillota110...Miraf110	15	14	0.0270	0.0455	430	SI
Ventanas110...Miraf110	16	14	0.0124	0.0558	300	SI
Quillota220...Quillota110	12	15	0.0028	0.0622	312	SI
Ventanas110...Quillota110	16	15	0.0071	0.0547	280	SI
Quillota110...Pachacam110	15	18	0.0044	0.0245	380	SI
Pachacam110...LVegas110	18	19	0.0036	0.0202	380	SI

CNavia110...LVegas110	23	19	0.0316	0.1162	300	SI
Polpaico220...Quillota220	20	12	0.0010	0.0121	1421	SI
CNavia220...CNaviaDesf220	22	63	0.0000	0.0116	700	SI
CNaviaDesf220...Lampa220	63	21	0.0014	0.0053	620	SI
Lampa220...Polpaico220	21	20	0.0018	0.0070	620	SI
Aguirre220...CNavia220	75	22	0.0017	0.0068	580	SI
Aguirre220...CNavia220.I	75	22	0.0002	0.0028	1500	SI
Polpaico500...Polpaico220	49	20	0.0001	0.0098	1200	SI
AJahuel500...Aguirre500	50	74	0.0005	0.0053	1800	SI
AJahuel500...Aguirre500.2	50	74	0.0002	0.0026	3600	SI
Aguirre500...Polpaico500	74	49	0.0003	0.0035	1800	SI
Aguirre500...Polpaico500.2	74	49	0.0002	0.0017	3600	SI
Aguirre500...Aguirre220	74	75	0.0001	0.0192	750	SI
AJahuel220...Chena220	25	24	0.0013	0.0064	1010	SI
Chena220...CNavia220	24	22	0.0012	0.0049	600	SI
Candela220...AJahuel220	45	25	0.0018	0.0153	900	SI
Colbun220...PteNegro220	26	155	0.0049	0.0167	900	SI
PteNegro220...Candela220	155	45	0.0032	0.0110	900	SI
PteNegro220...Tinguiric220	155	62	0.0009	0.0053	567	SI
Tinguiric220...Tinguiric154	62	61	0.0002	0.0322	300	SI
Tinguiric220...Tinguiric154.2	62	61	0.0001	0.0160	600	SI
AJahuel500A...AJahuel500	93	50	0.0000	0.0000	1920	SI
Ancoa500...AJahuel500A	47	93	0.0006	0.0035	3220	SI
AJahuel500A...AJahuel220	93	25	0.0001	0.0098	1500	SI
AJahuel500A...AJahuel220.2	93	25	0.0001	0.0065	2180	SI
AJahuel500...Polpaico500	50	49	0.0004	0.0042	1801	SI
Almendros500...Almendros220	154	67	0.0002	0.0195	750	NO
Almendros500...Polpaico500	154	49	0.0005	0.0064	1800	NO
AJahuel500...Almendros500	50	154	0.0009	0.0103	1800	NO
Ancoa500Aux...Ancoa500	51	47	0.0000	0.0000	3529	SI
Ancoa500...Ancoa220	47	34	0.0002	0.0195	1100	SI
Ancoa220...Colbun220	34	26	0.0000	0.0001	600	SI
Charrua500...Ancoa500Aux	53	51	0.0009	0.0062	1600	SI
Charrua500...Ancoa500Aux.2	53	51	0.0017	0.0123	1700	SI
Charrua500...Nva_Charrua500	53	55	0.0001	0.0010	3500	SI
Nva_Charrua500...Ancoa500Aux	55	51	0.0009	0.0052	3500	SI
Nva_Charrua500...Nva_Charrua220	55	37	0.0002	0.0195	750	SI
Nva_Charrua500...Nva_Charrua220.2	55	37	0.0001	0.0098	1158	SI
Charrua500A...Charrua500	54	53	0.0000	0.0000	4000	SI
Nva_Charrua220...Charrua220A	37	36	0.0002	0.0030	1100	SI
Charrua500A...Charrua220A	54	36	0.0001	0.0063	2910	SI
Charrua220...Charrua220A	35	36	0.0000	0.0002	3200	SI
AJahuel220...AJahuel154	25	27	0.0002	0.0322	360	SI
AJahuel110...Sausal110.1	28	30	0.0364	0.1062	153	SI
Tinguiric154...AJahuel154	61	27	0.0077	0.0408	448	SI
Teno154...Tinguiririca154	31	61	0.0056	0.0295	430	SI
Itahue154...Teno154	32	31	0.0057	0.0299	430	SI
Tinguiric154...Rancagua154	61	29	0.0041	0.0163	396	SI
Ancoa220...Itahue220	34	52	0.0029	0.0278	400	NO
Ancoa220...SantaIsabel220	34	162	0.0011	0.0107	400	SI
SantaIsabel220...Itahue220	162	52	0.0018	0.0018	400	SI
SantaIsabel220...Maule220	162	163	0.0040	0.0176	290	SI
Maule220...Maule154	163	33	0.0002	0.0322	300	SI
Ancoa220...Itahue220.N	34	52	0.0019	0.0185	800	NO
Itahue220...Itahue154	52	32	0.0002	0.0320	300	SI
Itahue154...Maule154	32	33	0.0239	0.0747	160	SI
Charrua220...Charrua154	35	38	0.0003	0.0187	585	SI
Charrua220...Conce220	35	56	0.0003	0.0200	450	SI
Charrua154...Conce154	38	39	0.0399	0.1249	168	SI
Conce154...Hualpen154	39	40	0.0048	0.0142	316	SI
Charrua220...Hualpen220	35	57	0.0134	0.0682	145	SI
Hualpen154...Lagunilla154	40	98	0.0119	0.0451	188	SI
Cautin220...Nva_Charrua220	48	37	0.0049	0.0586	748	NO
Cautin500...Charrua500	95	53	0.0014	0.0164	1500	NO
Cautin500...Cautin220A	95	94	0.0002	0.0195	750	NO
Temuco220...Nva_Charrua220.I	41	37	0.0018	0.0223	750	NO
Cautin220...Nva_Charrua220.I	48	37	0.0028	0.0346	750	SI
Cautin220...Temuco220.I	48	41	0.0033	0.0390	750	NO
Cautin220...Temuco220.I.II	48	41	0.0063	0.0407	650	SI
Temuco220...Charrua220.i.ii	41	35	0.0032	0.0204	595	SI
Temuco220...Charrua220	41	35	0.0326	0.1676	264	SI
Cautin220...Temuco220	48	41	0.0003	0.0011	350	SI
Ciruelos220...Cautin220A	46	94	0.0129	0.0474	290	SI
Ciruelos220...Cautin220A.I	46	94	0.0029	0.0326	660	NO
Ciruelos220...Temuco220.I	46	41	0.0060	0.0750	750	NO
Ciruelos220...Cautin220A.I	46	94	0.0050	0.0628	750	SI
Ciruelo220A...Ciruelo220	89	46	0.0000	0.0002	393	SI
Valdivia220...Cautin220A	42	94	0.0413	0.1321	145	SI
Cautin220A...Cautin220	94	48	0.0000	0.0002	145	SI
Valdivia220...Ciruelo220A	42	89	0.0050	0.0164	290	SI
Pichirri220...Valdivia220	88	42	0.0063	0.0252	290	SI
Pichirri220...Ciruelo220A	88	89	0.0086	0.0341	580	SI
Pichirri220...Ciruelo220A.I	88	89	0.0016	0.0201	750	NO
Pichirri220A...Pichirri220	90	88	0.0000	0.0002	1000	SI
Rahue220A...Pichirri220A	96	90	0.0048	0.0192	290	SI
Rahue220...Rahue220A	43	96	0.0000	0.0002	290	SI
NvaPMontt220...Rahue220	44	43	0.0139	0.0454	291	SI
NvaPMontt220...Pichirri220A	44	90	0.0036	0.0199	660	SI
PMontt220A...NvaPMontt220	91	44	0.0001	0.0006	435	SI
PMontt500...Cautin500	92	95	0.0014	0.0164	1500	NO
PMontt500...NvaPMontt220	92	44	0.0002	0.0195	750	NO
NvaPMontt220...Chiloe220	44	159	0.0014	0.008	700	SI

Melipulli220...Chiloe220	158	159	0.0216	0.09	102	SI
PMonttA220...Melipulli220	91	158	2E-05	1E-05	700	SI
Colbun220...Candela220	26	45	0.008	0.028	900	SI
Alfalfal220...Florida110	156	73	0.0079	0.076	200	SI
Alfalfal220...Almendros220	156	67	0.0033	0.018	339	SI
Polpaico220...ElSalto110	20	64	0.003	0.029	900	SI
Almendros220...AJahuel220	67	25	0.0025	0.017	846.12	SI
Almendro220...Almendro110	67	68	0.0013	0.013	856	SI
CNavia220...CNavia110	22	23	0.0002	0.016	800	SI
CNavia220...CNavia110.2	22	23	0.0002	0.011	1200	SI
Chena220...Chena110	24	70	0.0013	0.013	784	SI
Almendros110...Apoquindo110	68	66	0.0009	0.013	474	SI
Apoquindo110...ElSalto110	66	64	0.0074	0.021	474	SI
ElSalto110...SCristobal110	64	65	0.0025	0.01	425.25	SI
SCristobal110...CNavia110	65	23	0.0061	0.025	425.25	SI
Florida110...Almendros110	73	68	0.0101	0.032	243	SI
Ochagavia110...Florida110	69	73	0.0043	0.013	396	SI
Ochagavia110...Florida110.2	69	73	0.0043	0.013	600	SI
Chena110...CNavia110	70	23	0.0053	0.019	414	SI
Chena110...Espejo110	70	71	0.0002	1E-03	900	SI
AJahuel220...AJahuel110	25	28	0.0003	0.015	858	SI
Espejo110...Ochagavia110	71	69	0.0021	0.009	700	SI
Buin110...Espejo110	78	71	0.008	0.029	474	SI
Florida110...StaRosa110	73	72	0.0032	0.01	355	SI
StaRosa110...AJahuel110	72	28	0.0079	0.025	355	SI
AJahuel220...Buin110	25	78	0.0005	0.029	400	SI
AJahuel220...Buin110.2	25	78	0.0003	0.015	800	SI
Conce220...Conce154	56	39	0.0005	0.03	300	SI
Conce220...Conce154.2	56	39	0.0003	0.015	600	SI
Hualpen220...Hualpen154	57	40	0.0006	0.032	300	SI
Charrua220...Conce220_N	35	56	0.0066	0.029	450	NO
Charrua220...Lagunilla220	35	58	0.0118	0.068	145	SI
Lagunilla220...Hualpen220	58	57	0.0037	0.02	276	SI
Lagunilla220...Lagunilla154	58	98	2E-05	0.032	390	SI
Lagunas220...PozoAlmonte220	125	135	0.0145	0.06	328	SI
Tarapaca220...Lagunas220	139	125	0.0014	0.011	366	SI
Tarapaca220...Condores220	139	112	0.0065	0.029	366	SI
Condores220...Parinacota220	112	134	0.0416	0.187	91	SI
Condores220...Parinacota220.2	112	134	0.0208	0.094	182	SI
Lagunas220...Collahuasi220	125	111	0.0049	0.025	436	SI
Encuentro220...Collahuasi220	119	111	0.0186	0.085	340	SI
Crucero220...Lagunas220AUX	113	143	0.0322	0.149	183	SI
Crucero220...NuevaVictoria220	113	128	0.0326	0.136	183	SI
NuevaVictoria220...Lagunas220AUX	128	143	0.0033	0.014	183	SI
Tocopilla220...Crucero220	141	113	0.0047	0.03	660	SI
Tocopilla220...Tocopilla110	141	140	2E-06	0.072	200	SI
Crucero220...Chuquicamata220	113	110	0.004	0.029	660	SI
Chuquicamata220...Chuquicamata110	110	109	2E-06	0.058	240	SI
Chuquicamata220...Chuquicamata110.2	110	109	1E-05	0.029	480	SI
Chuquicamata220...Chuquicamata110.3	110	109	7E-06	0.019	720	SI
Salar220...Chuquicamata220	137	110	0.0023	0.016	330	SI
Crucero220...Salar220	113	137	0.0089	0.061	330	SI
Crucero220...Salar220.2	113	137	0.0045	0.03	660	SI
Salar220...Salar110	137	136	2E-06	0.071	120	SI
Salar220...Salar110.2	137	136	2E-05	0.035	240	SI
Salar220...Calama110	137	105	0.0297	0.238	307.24	SI
Calama110...Salar110	105	136	0.0118	0.068	95.26	SI
Crucero220...Encuentro220	113	119	2E-05	2E-04	1000	SI
Crucero220...Laberinto220	113	124	0.0199	0.11	330	SI
Crucero220...Escondida220	113	120	0.0391	0.2	180	SI
Laberinto220...NuevaZaldivar220II	124	129	0.0067	0.037	366	SI
NuevaZaldivar220...Escondida220	129	120	0.0021	0.011	183	SI
NuevaZaldivar220...Escondida220.2	129	120	0.001	0.006	366	SI
Chacaya220...Crucero220	108	113	0.0315	0.131	291	SI
Chacaya220...ElCobre220	108	116	0.0069	0.058	914	SI
Encuentro220...ElTesoro220	119	118	0.0197	0.077	125	SI
Encuentro220...ElTesoro220.2	119	118	0.0098	0.039	250	SI
ElTesoro220...EsperanzaSING220	118	121	0.0026	0.011	183	SI
ElTesoro220...EsperanzaSING220.2	118	121	0.0013	0.005	366	SI
ElCobre220...EsperanzaSING220	116	121	0.0086	0.034	548	SI
CentralAtacama220...Encuentro220	107	119	0.0076	0.048	386	SI
Chacaya220...Capricornio220	108	106	0.0083	0.042	332	SI
Chacaya220...Mejillones220	108	127	0.0001	6E-04	664	SI
Laberinto220...Gaby220	124	122	0.0128	0.053	274	SI
Laberinto220...ElCobre220	124	116	0.0006	0.003	274	SI
ElCobre220...Gaby220	116	122	0.0122	0.051	274	SI
Laberinto220...Capricornio220	124	106	0.0157	0.074	332	SI
Laberinto220...NuevaZaldivar220	124	129	0.0112	0.062	330	NO
Oeste220...Laberinto220	130	124	0.0159	0.073	290	SI
Andes220...Oeste220	103	130	0.0071	0.033	290	SI
Andes220...NuevaZaldivar220	103	129	0.0036	0.026	740	SI
NuevaZaldivar220...Zaldivar220	129	142	4E-05	2E-04	330	SI
NuevaZaldivar220...Zaldivar220.2	129	142	2E-05	8E-05	660	SI
Zaldivar220...Escondida220	142	120	0.0021	0.011	293	SI
NuevaZaldivar220...Sulfuros220	129	138	0.0027	0.011	293	SI
Domeyko220...Sulfuros220	115	138	0.0002	8E-04	293	SI
Domeyko220...Escondida220	115	120	0.0015	0.006	246	SI
CentralAtacama220...Ohiggins220	107	115	0.0079	0.033	512	SI
Ohiggins220...Domeyko220	107	115	0.0131	0.054	512	SI
Ohiggins220...Palestina220	131	132	0.0041	0.016	366	SI
Palestina220...Domeyko220	132	115	0.0054	0.022	366	SI
Mejillones220...Ohiggins220	127	131	0.0054	0.022	366	SI

Mejillones220...Ohiggins220.2	127	131	0.0036	0.014	549	SI
Mejillones220...Mejillones110	127	126	2E-06	0.132	100	SI
Chacaya220...Andes220I	108	103	0.0116	0.084	740	SI
Chacaya220...Andes220I.2	108	103	0.0039	0.028	2220	SI
NuevaVictoria220...Lagunas220	128	143	0.032	0.142	183	NO
Mejillones220...Mejillones110I	127	126	2E-06	0.132	100	NO
Mejillones220...Mejillones110II	127	126	2E-06	0.132	100	NO
Chacaya220...Mejillones220I	108	127	0.0002	0.001	332	NO
Chuquicamata220...Chuquicamata110I	110	109	2E-06	0.058	240	NO
Lagunas220...Lagunas220AUX	125	143	2E-05	2E-04	408	SI
Tocopilla110...Salar110	140	136	0.1467	0.441	90	SI
Tocopilla110...Chuquicamata110	140	109	0.0505	0.143	270	SI
Pampa110...Mejillones110	133	126	0.0403	0.096	65	SI
Pampa110...Mejillones110.2	133	126	0.0202	0.048	130	SI
Desalant110...Pampa110	114	133	0.0264	0.063	65	SI
Desalant110...Pampa110.2	114	133	0.0132	0.032	114	SI
Antofagasta110...Desalant110	104	114	0.0074	0.018	114	NO
Antofagasta110...LaNegra110	104	123	0.0125	0.031	244	SI
LaNegra110...AltoNorte110	123	102	0.0063	0.016	122	SI
LaNegra110...AltoNorte110.2	123	102	0.0031	0.008	244	SI
ElNegro110...AltoNorte110	117	102	0.0027	0.008	274	SI
Capricornio220...Capricornio110	106	144	7E-06	0.054	240	SI
Capricornio110...ElNegro110	144	117	0.0142	0.044	274	SI
Antofagasta110...Capricornio110	104	144	0.0083	0.042	448	SI
Cardones500...Cumbre500	86	148	0.0011	0.005	1500	SI
Cumbre500...LChangos500	148	145	0.0022	0.008	1500	SI
LChangos500...LChangos220	145	146	0.0001	0.01	900	SI
LChangos500...LChangos220.2	145	146	7E-05	0.007	1800	SI
LChangos220...Kapatur220	146	147	0.0003	1E-03	1500	SI
Kapatur220...Laberinto220	147	124	0.0034	0.024	700	SI
Kapatur220...Ohiggins220	147	131	0.0037	0.026	700	SI
LChangos500...NvaCruEnc500	145	150	0.0006	0.008	1500	SI
NvaCruEnc500...NvaCruEnc220	150	151	0.0001	0.01	1500	SI
Encuentro220...EnlaceCE220	119	152	1E-05	1E-04	1000	SI
Crucero220...EnlaceCE220	113	152	1E-05	1E-04	1000	SI
NvaCruEnc220...EnlaceCE220	151	152	0.0003	0.025	1000	SI
NvaDalmagro220...Cumbre220	2	149	0.0011	0.01	840	SI
Cumbre500...Cumbre220	148	149	0.0002	0.02	840	SI
Lagunas220AUX...Encuentro220	143	119	0.0125	0.074	340	SI

I.1.4. Modelamiento Hidroeléctrico

Caudales

Tabla I.10: Parámetros del sistema hidráulico. Sistema SEN.

Caudales	Agua Arriba	Agua Abajo	Caudal Min	Caudal Max
Nombre	Central	Central	[m3/s]	[m3/s]
vert.LOS.CONDORES	LMAULE	LOS.CONDORES	0.0	9999.0
vert.LAMINA	LOS.CONDORES	MINI.HIDRO.LA.MINA	0.0	9999.0
vert.B.M.Isla	B.M.Isla	B.M.Isla	0.0	9999.0
vert.CIPRESES	CIPRESES	CIPRESES	0.0	9999.0
Filt.Inv	OJOSDEAGUA	CIPRESES	10.5	20.0
vert.OJOSDEAGUA	B.C.Isla	OJOSDEAGUA	0.0	9999.0
vert.B.C.Isla	ISLA	B.C.Isla	0.0	9999.0
vert.ISLA	CURILLINQUE	ISLA	0.0	9999.0
vert.CURILLINQUE	LOMAALTA	CURILLINQUE	0.0	9999.0
vert.LOMAALTA	B.Maule	LOMAALTA	0.0	9999.0
vert.B.Maule	Rio.Melado	B.Maule	0.0	9999.0
riego.GyS	C.Melado	B.Maule	0.0	3.4
vert.Rio.Melado	LOS.HIERROS	Rio.Melado	0.0	9999.0
def.C.Melado	LOS.HIERROS.2	-	0.0	9999.0
vert.C.Melado	ROBLERIA	C.Melado	0.0	9999.0
vert.LOS.HIERROS	PEHUENCHE	LOS.HIERROS	0.0	9999.0
vert.LOS.HIERROS.2	CMNTronco.1	LOS.HIERROS.2	0.0	9999.0
vert.ROBLERIA	COLBUN	ROBLERIA	0.0	9999.0
vert.PEHUENCHE	CMNTronco.2	PEHUENCHE	0.0	9999.0
vert.CMNTronco.1	CHIBURGO	CMNTronco.1	0.0	9999.0
vert.COLBUN	SAN.CLEMENTE	COLBUN	0.0	9999.0
Filt.Colb	MACHICURA	COLBUN	0.0	10.6
vert.CMNTronco.2	Sur123.SCDZ	CMNTronco.2	0.0	9999.0
vert.CHIBURGO	SANIGNACIO	CHIBURGO	0.0	9999.0
vert.SAN.CLEMENTE	Ribera.Sur	SAN.CLEMENTE	0.0	9999.0
vert.MACHICURA	ALTOPOLC	MACHICURA	0.0	9999.0
vert.Sur123.SCDZ	ELTORO	Sur123.SCDZ	0.0	9999.0
vert.SANIGNACIO	ABANICO	SANIGNACIO	0.0	9999.0
vert.Ribera.Sur	ANTUCO	Ribera.Sur	0.0	9999.0
def.ARMERILLO	RIEGZACO	-	0.0	9999.0
vert.ELTORO	CANECOL	ELTORO	0.0	9999.0
Filt.Laja	CANRUCUE	ELTORO	16.2	50.4
vert.ABANICO	CLAJRUCUE	ABANICO	0.0	9999.0
vert.ANTUCO	RUCUE	ANTUCO	0.0	9999.0
vert.RIEGZACO	QUILLECO	RIEGZACO	0.0	9999.0
vert.CANECOL	TUCAPEL	CANECOL	0.0	9999.0
vert.CANRUCUE	CANALLAJA	CANRUCUE	0.0	9999.0

Caudales	Aguas Arriba	Aguas Abajo	Caudal Min	Caudal Max
vert.CLAJRUCUE	EL.DIUTO	CLAJRUCUE	0.0	9999.0
vert.RUCUE	CANHORN	RUCUE	0.0	9999.0
vert.QUILLECO	HORNITOS	QUILLECO	0.0	9999.0
def.TUCAPEL	JUNCAL	-	0.0	9999.0
vert.TUCAPEL	CANBLANCO	TUCAPEL	0.0	9999.0
vert.CANAL.LAJA	BLANCO	CANALLAJA	0.0	9999.0
vert.EL.DIUTO	CANACO	EL.DIUTO	0.0	9999.0
vert.LAJA.I	CANCOLOR	LAJA.I	0.0	9999.0
vert.CANHORN	LOSQUILOS	CANHORN	0.0	9999.0
vert.HORNITOS	CANCHAC	HORNITOS	0.0	9999.0
vert.JUNCAL	CHACABUQUITO	JUNCAL	0.0	9999.0
vert.CANBLANCO	RIO.TENO	CANBLANCO	0.0	9999.0
vert.BLANCO	RAPEL	BLANCO	0.0	9999.0
vert.CANACO	CANUTILLAR	CANACO	0.0	9999.0
vert.CANCOLOR	RALCO	CANCOLOR	0.0	9999.0
vert.LOSQUILOS	PALMUCHO	LOSQUILOS	0.0	9999.0
vert.CANCHAC	PANGUE	CANCHAC	0.0	9999.0
vert.CHACABUQUITO	ANGOSTURA	CHACABUQUITO	0.0	9999.0
vert.RIO.TENO	HLH.TINGUIRIRICA	RIO.TENO	0.0	9999.0
vert.RAPEL	HLH.AZUFRE	RAPEL	0.0	9999.0
vert.CANUTILLAR	LAHIGUERA	CANUTILLAR	0.0	9999.0
vert.RALCO	HLC.TINGUIRIRICA	RALCO	0.0	9999.0
cauco.RALCO	HLC.PORTILLO	RALCO	27.1	27.1
vert.PALMUCHO	CONFLUENCIA	PALMUCHO	0.0	9999.0
vert.PANGUE	CIPRESES.CHAC	PANGUE	0.0	9999.0
vert.ANGOSTURA	A.CHACAYES	ANGOSTURA	0.0	9999.0
vert.HLH.TINGUIRIRICA	CHACAYES	HLH.TINGUIRIRICA	0.0	9999.0
vert.HLH.AZUFRE	LOSMOLLES	HLH.AZUFRE	0.0	9999.0
vert.LAHIGUERA	VOLC.QUEL	LAHIGUERA	0.0	9999.0
vert.HLC.TINGUIRIRICA	FLORIDA	HLC.TINGUIRIRICA	0.0	9999.0
vert.HLC.PORTILLO	SAUCEANDES	HLC.PORTILLO	0.0	9999.0
vert.CONFLUENCIA	PEHUI	CONFLUENCIA	0.0	9999.0
vert.CIPRESES.CHAC	LOSMORROS	CIPRESES.CHAC	0.0	9999.0
vert.A.CHACAYES	MAITENES	A.CHACAYES	0.0	9999.0
vert.CHACAYES	PUNTILLA	CHACAYES	0.0	9999.0

Hiperplanos

Tabla I.11: Hiperplanos de soporte. Sistema SEN.

Nº	Const.	Maule	Invernada	Melado	Colbun	Laja	Rapel	Chapo	Ralco	Pangue
	[USD]									
1	1.98E+09	455.60	307.35	313.60	295.26	309.41	8.13	1345.03	1051.22	13.62
2	1.81E+09	584.00	324.55	308.57	295.98	374.85	5.73	430.51	19.82	6.14
3	1.46E+09	533.82	174.04	81.86	70.02	234.26	5.42	1531.32	15.53	4.56
4	1.30E+09	510.04	243.87	194.12	181.74	164.36	5.67	427.61	232.99	7.53
5	1.14E+09	613.09	252.59	168.18	157.16	51.60	5.08	483.84	107.58	5.54
6	9.72E+08	505.01	208.88	124.06	111.64	63.97	5.66	457.59	53.49	7.10
7	1.11E+09	472.50	240.44	181.95	169.96	71.79	5.51	487.67	54.04	7.23
8	9.68E+08	385.19	172.70	110.90	98.76	120.12	5.54	477.18	32.64	8.53
9	9.03E+08	295.55	185.72	116.53	104.47	101.49	5.53	465.77	92.04	6.79
10	8.37E+08	255.95	169.03	110.73	99.16	155.10	5.32	142.20	29.30	6.21
11	8.70E+08	355.83	196.92	119.06	106.61	88.58	5.68	261.84	28.68	7.38
12	8.40E+08	320.21	173.54	96.61	84.26	116.25	5.65	220.15	23.53	6.60
13	9.21E+08	342.90	142.31	114.19	102.20	112.68	5.50	241.45	21.46	5.82
14	8.17E+08	331.79	156.18	108.46	96.55	78.01	5.46	108.34	24.55	6.47
15	7.79E+08	315.37	156.95	110.89	99.51	45.67	5.24	162.08	21.43	5.19
16	7.85E+08	271.72	155.24	112.24	101.33	81.25	5.05	111.65	16.47	4.62
17	8.22E+08	377.15	182.59	122.85	111.17	48.25	5.36	71.23	22.35	5.76
18	7.77E+08	360.95	138.71	82.46	71.01	66.86	5.27	81.64	17.12	5.14
19	7.81E+08	361.93	133.68	103.94	92.19	41.49	5.40	83.73	44.91	5.19
20	8.93E+08	373.15	168.32	128.54	116.78	77.64	5.40	113.84	19.02	5.59
21	8.04E+08	398.95	136.81	82.06	69.85	63.16	5.59	75.74	19.97	6.18
22	8.52E+08	337.23	153.00	107.12	95.26	77.09	5.44	143.19	20.32	6.61
23	8.64E+08	384.05	147.66	112.84	101.12	66.86	5.38	110.20	20.30	6.40
24	7.25E+08	312.77	137.41	95.25	84.08	37.33	5.15	70.21	16.77	5.16
25	7.65E+08	314.18	158.28	100.75	89.12	53.32	5.34	77.90	17.23	5.65
26	7.06E+08	276.52	144.60	90.00	78.33	44.70	5.36	72.23	19.18	5.89
27	7.74E+08	316.80	152.32	98.24	86.06	52.96	5.57	113.44	21.34	6.84
28	7.54E+08	312.15	133.06	85.74	73.55	58.93	5.58	86.11	21.47	7.21
29	7.65E+08	317.99	122.34	101.19	89.44	39.04	5.39	118.71	20.67	6.75
30	7.18E+08	286.65	136.62	99.76	88.31	38.41	5.26	70.79	18.41	6.11
31	7.58E+08	304.30	135.49	76.70	64.16	78.65	5.74	67.08	23.28	7.24
32	7.24E+08	270.55	123.94	83.53	72.07	67.67	5.27	77.42	20.52	6.47
33	6.80E+08	286.78	104.02	71.67	60.20	47.38	5.29	63.84	19.95	6.71
34	7.27E+08	315.84	125.92	86.80	75.27	47.53	5.31	61.67	16.63	5.57
35	7.34E+08	320.94	102.93	73.65	62.04	56.86	5.34	71.15	17.92	6.40
36	7.50E+08	329.80	118.44	82.45	70.32	49.99	5.55	69.06	19.59	6.79

Filtraciones

Para modelar las filtraciones se consideran las siguientes reglas:

- La variable $q_{filtEMB}$ se expresa en m^3/s .
- La variable c_{EMB} está expresada en dam^3 .
- El objetivo es minimizar las filtraciones por lo que la función objetivo tendrá un coeficiente mayor que cero (penalizador) asociado a la variable de las filtraciones

Restricciones Cipreses:

$$100000 \cdot q_{filtCIPRESES} - 4,15 \cdot c_{CIPRESES} \geq 1027470 \tag{I.1}$$

$$100000 \cdot q_{filtCIPRESES} - 7,33 \cdot c_{CIPRESES} \geq 721780 \tag{I.2}$$

$$100000 \cdot q_{filtCIPRESES} - 5,61 \cdot c_{CIPRESES} \leq 1020562 \tag{I.3}$$

Restricciones Colbún:

$$100000 \cdot q_{filtCOLBUN} - 1,18 \cdot c_{COLBUN} \geq -769949 \tag{I.4}$$

$$100000 \cdot q_{filtCOLBUN} - 9,01 \cdot c_{COLBUN} \leq -3436882 \tag{I.5}$$

Restricciones El Toro:

$$1000000 \cdot q_{filtELTORO} - 6,17 \cdot c_{ELTORO} \geq 14116172 \tag{I.6}$$

$$1000000 \cdot q_{filtELTORO} - 6,41 \cdot c_{ELTORO} \leq 14573038 \tag{I.7}$$

I.2. Información especial utilizada en casos

I.2.1. Proyectos de Generación (Caso ExGx y ExGxTx)

Del total de proyectos con valores de inversión presentados, solo los siguientes serán considerados candidatos.

Tabla I.12: Proyectos de Generación. Sistema SEN Caso ExGx y ExGxTx.

Proyecto			
CAMPESINO	SOLAR_CARDONES.4	MINI.HIDRO.VALD.1	EOL.NEGRETE
BIOMASA_ITAHUE.1	SOLAR_CARDONES.5	MINI.HIDRO.VALD.2	SOLAR_DALMAGRO.6
BIOMASA_ITAHUE.2	SOLAR_CARDONES.6	MINI.HIDRO.VALD.3	SOLAR_DALMAGRO.7
BIOMASA_CHARRUA	SOLAR_CARDONES.7	MINI.HIDRO.VALD.4	SOLAR_CARDONES.8
CICLO_COMB_VR.1	SARCO	HIDRO_RAHUE.1	SOLAR_CARDONES.9
CICLO_COMB_VR.2	SPV.P4	HIDRO_RAHUE.2	SOLAR_CARDONES.10
CICLO_COMB_IHIR	RIO.CLARO	MINI.HIDRO_RAHUE	SOLAR_CRUCERO.5.SING
GEO_ANCOA	SANTA.SOFIA	HIDRO_PTO_MONTT	SOLAR_CRUCERO.6.SING
GEO_CAUTIN	CONSTITUCION	AURORA	SOLAR_LAGUNAS.4.SING
SOLAR_DALMAGRO.1	PUNILLA_ANCOA	EOL_PTA_SIERRA	LOS_RULOS
SOLAR_DALMAGRO.2	MINI.HIDRO_ANCOA.1	EOL_CONCEPCION	SOLAR_ENCUENTRO.SING
SOLAR_DALMAGRO.3	MINI.HIDRO_ANCOA.2	EOL_CHARRUA.1	EOLICA_CRUCERO.SING
SOLAR_DALMAGRO.4	MINI.HIDRO_ANCOA.3	EOL_CHARRUA.2	SOLAR_LAGUNAS.1.SING
SOLAR_DALMAGRO.5	ANCOA	EOL_CHARRUA.3	SOLAR_LAGUNAS.2.SING
SOLAR_CPINTO.1	HIDRO_ANCOA	EOL_CHARRUA.4	SOLAR_PALMONTE.1.SING

Proyecto			
SOLAR_CPINTO_2	MINI_HIDRO_CHARRUA_1	EOL_CHARRUA_5	SOLAR_CRUCERO_1_SING
SOLAR_CPINTO_3	MINI_HIDRO_CHARRUA_2	EOL_CHARRUA_6	SOLAR_CRUCERO_2_SING
SOLAR_CPINTO_4	MINI_HIDRO_CHARRUA_3	CHAKA	SOLAR_CRUCERO_3_SING
SOLAR_CPINTO_5	MINI_HIDRO_CHARRUA_4	Chaka_2	SOLAR_CRUCERO_4_SING
SOLAR_CARDONES_1	MINI_HIDRO_CAUTIN_3	EOL_ANCUD	SOLAR_LABERINTO_1_SING
SOLAR_CARDONES_2	MINI_HIDRO_CAUTIN_2	CABO_LEONES_II	ATACAMA_I
SOLAR_CARDONES_3	MINI_HIDRO_CAUTIN_1	CABO_LEONES_III	USYA_SING

I.2.2. Proyectos de Transmisión (Caso ExGxTx)

Tabla I.13: Proyectos de Transmisión. Sistema SEN Caso ExGxTx.

Proyecto	CInv. [MMUSD]	Vida Eco. [Año]	Inicio
Almendros500__Almendros220	23.00	30	2023
Almendros500__Polpaico500	59.77	30	2023
AJahuel500__Almendros500	28.90	30	2023
Cautin220__Nva_Charrua220	12.96	30	2023
Cautin500__Charrua500	20.00	30	2023
Cautin500__Cautin220A	23.00	30	2023
PMontt500__Cautin500	20.00	30	2023
PMontt500__NvaPMontt220	23.00	30	2023

Bibliografía

- [1] P. Massé and R. Gibrat. Application of linear programming to investment in the electric power industry. *Management Science*, 1:149–166, 1957.
- [2] D. Anderson. Models for determining least-cost investment in electricity supply. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 1:267–299, 1972.
- [3] S. Kannan, S. M. R. Slochanal, and N. P. Padhy. Application of evolutionary computation techniques for generation expansion planning. *Proc. IEEE Conf. and Exposition, Transmission and Distribution*, pages 120–125, 2003.
- [4] A. G. Kagiannas, D. T. Askounis, and J. Psarras. Power generation planning: a survey from monopoly to competition. *Electrical Power and Energy Systems*, 26:413–421, Jul. 2004.
- [5] F. Delgado, A. Ortiz, C. J. Renedo, S. Pérez, M. Mañana, and A. F. Zobaa. The influence of nuclear generation on CO_2 emissions and on the cost of the spanish system in long-term generation planning. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 3:673–683, 2011.
- [6] G. A. Bakirtzis, P. N. Biskas, and V. Chatziathanasiou. Generation expansion planning by milp considering mid-term scheduling decisions. *Electt. Power Syst. Res.*, 1:98–112, 2012.
- [7] C. H. Antunes, A. G. Martins, and I. S. Brito. A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning. *Energy*, 4:613–627, 2004.
- [8] G. Bastidas. Diseño de un modelo para definir planes de obras óptimos de generación que involucren ernc y el sistema de transmisión. Master’s thesis, Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Valparaíso, Chile, Mar. 2011.
- [9] T. S. M. Moghaddas, A. Saliminia Lahiji, J. Aghaei, and A. Rabiee. Reliable generation expansion planning in pool market considering power system security. *Energy Convers. Manage*, 1:162–168, 2012.
- [10] S. Kannan, S. M. R. Slochanal, and N. P. Padhy. Application and comparison of metaheuristic techniques to generation expansion planning problem. *IEEE Trans. Power Syst.*, 1:466–475, 2005.

-
- [11] E. Gil. Programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos usando algoritmos genéticos. Master's thesis, Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Valparaíso, Chile, Dic. 2001.
- [12] A.K. David and W. Fushuan. Strategic bidding in competitive electricity markets: a literature survey. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 4:2168–2173, 2000.
- [13] A. J. C. Pereira and J. T. Saraiva. A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets. *Electr. Power Syst. Res.*, 7:778–787, 2010.
- [14] S. L. Chen, T. S. Zhan, and M. T. Tsay. Generation expansion planning of the utility with refined immune algorithm. *Electr. Power Syst. Res.*, 4:251–258, 2006.
- [15] M. Jadidoleslam, E. Bijami, N. Amiri, A. Ebrahimi, and J. Askari. Application of shuffled frog leaping algorithm to long term generation expansion planning. *Proc. Int. Conf. Electrical Energy and Networks (ICEEN)*, pages 1–6, 2011.
- [16] S. Farghal, R. M. El-Dewieny, and M. Roshdy. Generation expansion planning using the decision tree technique. *Electr. Power Syst. Res.*, 1:59–70, 1987.
- [17] E. Gil, I. Aravena, and R. Cardenas. Generation capacity expansion planning under hydro uncertainty using stochastic mixed integer programming and scenario reduction. *IEEE Trans. Power Syst.*, 30:1838–1847, 2014.
- [18] A. J. C. Pereira and J. T. Saraiva. Generation expansion planning (gep) - a long-term approach using system dynamics and genetic algorithms (ga's). *Energy*, 8:5180–5199, 2011.
- [19] Q. Hu, G. Huang, Y. Cai, and Y. Huang. Feasibility-based inexact fuzzy programming for electric power generations systems planning under dual uncertainties. *Appl. Energy*, 12:4642–4654, 2011.
- [20] J. Gondzio, R. Sarkissian, and J. Ph. Vial. Parallel implementation of a central decomposition method for solving large-scale planning problems. *Computational Optimization and Applications*, 1:5–29, 2001.
- [21] C. Sagastizábal. Divide to conquer: decomposition methods for energy optimization. *Mathematical Programming*, 134:167–222, 2012.
- [22] Fiona Woolf. *Global Transmission Expansion: Recipes for Success*. PennWell Books, USA, 2003.
- [23] L. L. Garver. Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-89:1688–1697, 1970.
- [24] R. Villasana, L.L. Garver, and S.J. Salon. Transmission network planning using linear programming. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-104:349–356, Feb.
- [25] P. E. Berry and R. M. Dunnnett. Contingency constrained economic dispatch algorithm for transmission planning. *IEE Proc.*, 136-C:238–244, Jul. 1989.

- [26] N. Alguacil, A. L. Motto, and A. J. Conejo. Transmission expansion planning: A mixed-integer lp approach. *IEEE Trans. on Power Systems*, 18:1070–1077, 2003.
- [27] S. H. M. Hashimoto, R. Romero, and J. R. S. Mantovani. Efficient linear programming algorithm for the transmission network expansion planning problem. *Proc. IEE-Gen. Transm. Dist.*, 150:536–542, Sept. 2003.
- [28] Z. M. Al-Hamouz and A. S. Al-Faraj. Transmission expansion planning using nonlinear programming. in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transmission and Distribution Conf.*, 1:50–55, 2002.
- [29] H. Youssef and R. Hackam. New transmission planning model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4:9–18, 1989.
- [30] M. A. Farrag and M. M. El-Metwally. New method for transmission planning using mixed-integer programming. *IEE Proc.*, 135-C:319–323, Jul. 1988.
- [31] L. Bahiense, G. C. Oliveira, M. Pereira, and S. Granville. A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion. *IEEE Trans. Power Syst.*, 16:560–565, Aug. 2001.
- [32] S. Binato, M. V. F. Pereira, and S. Granville. A new benders decomposition approach to solve power transmission network design problems. *IEEE Trans. Power Syst.*, 16:235–240, May. 2001.
- [33] S. N. Siddiqi and M. L. Baughman. Value-based transmission planning and the effect of network models. *IEEE Trans. Power Syst.*, 10:1835–1842, Nov. 1995.
- [34] G. C. Oliveira, A. P. C. Costa, and S. Binato. Large scale transmission network planning using optimization and heuristic techniques. *IEEE Trans. Power Syst.*, 10:1828–1833, Nov. 1995.
- [35] R. Romero and A. Monticelli. A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning. *IEEE Trans. Power Syst.*, 9:373–380, Feb. 1994.
- [36] I. G. Sanchez, R. Romero, J. R. S. Mantovani, and A. Garcia. Interior point algorithm for linear programming used in transmission network synthesis. *Electric Power Systems Research*, 76:9–16, Sep. 2005.
- [37] J. Choi, T. D. Mount, and R. J. Thomas. Transmission expansion planning using contingency criteria. *IEEE Trans. Power Syst.*, 22:2249–2261, 2007.
- [38] L. P. Garcés, A. J. Conejo, R. García-Bertrand, and R. Romero. A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment. *IEEE Trans. Power Syst.*, 24:1513–1522, 2009.
- [39] IBM ILOG. *CPLEX High-Performance Mathematical Programming Engine*. <http://www.ibm.com/software/integration/optimization/cplex/>.
- [40] GUROBI OPTIMIZATION. *The Gurobi Optimizer*. <http://www.gurobi.com>.
- [41] FAIR ISAAC CORPORATION. *FICO Xpress Optimization Suite*. <http://www.fico.com/en/Products/DMTools/Pages/FICO-Xpress-Optimization-Suite.aspx>.

- [42] Y. H. Song and M. R. Irving. Optimization techniques for electrical power systems. part 2: Heuristic optimization methods. *Power Engineering Journal*, 15:151–160, Jun. 2001.
- [43] F. Cadini, E. Zio, and C. Petrescu. Optimal expansion of an existing electrical power transmission network by multi-objective genetic algorithms. *Reliability Engineering and System Safety*, 95:173–181, 2010.
- [44] H. Gil and E. Da Silva. A reliable approach for solving the transmission network expansion planning problem using genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, 58:45–51, 2001.
- [45] T. Al-Saba and I. El-Amin. The application of artificial intelligent tools to the transmission expansion problem. *Electric Power Systems Research*, 62:117–126, 2002.
- [46] F. Wen and C. S. Chang. Transmission network optimal planning using the tabu search method. *Electric Power Systems Research*, 49:1557–1566, 2008.
- [47] V. Hinojosa and O. Herrera. Transmission expansion planning using a simulated rebounding algorithm applied to large northern interconnected system (sing) from chile. *Proceedings of the X Latin-American Congress on Electric Power Generation, Transmission and Distribution (CLAGTEE 2013)*, 2013.
- [48] G. Latorre, R. D. Cruz, J. M. Areiza, and A. Villegas. Classification of publications and models on transmission expansion planning. *IEEE Trans. Power Syst.*, 18:938–946, May. 2003.
- [49] E. B. Cedeño and S. Arora. Performance comparison of transmission network expansion planning under deterministic and uncertain conditions. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 33:1288–1295, 2011.
- [50] T. Akbari, M. Heidarizadeh, M. A. Siab, and M. Abroshan. Towards integrated planning: simultaneous transmission and substation expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 86:131–139, 2012.
- [51] J. H. Roh, M. Shahidehpour, and L. Wu. Market-based generation and transmission planning with uncertainties. *IEEE Trans. Power Syst.*, 24:1587–1598, 2009.
- [52] P. Linares. Multiple criteria decision making and risk analysis as risk management tools for power systems planning. *IEEE Trans. Power Syst.*, 17:895–900, 2002.
- [53] I. Aravena. Representación discreta de variables independientes multi-dimensionales en la operación de sistemas eléctricos de potencia para estudios de mediano y largo plazo. Master's thesis, Universidad Técnica Federico Santa María, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Valparaíso, Chile, Aug. 2013.
- [54] H. Yu, C. Chuung, K. Wong, and J. Zhang. A chance constrained transmission network expansion planning method with consideration of load and wind farm uncertainties. *IEEE Trans. Power Syst.*, 24:1568–1576, 2008.
- [55] M. O. Buygi, H. M. Shanechi, G. Balzer, M. Shadhidehpour, and N. Pariz. Network planning in unbundled power systems. *IEEE Trans. Power Syst.*, 21:1379–1387, 2006.

- [56] B. Alizadeh and S. Jadih. Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 5:948–960, 2011.
- [57] J. H. Roh, M. Shahidehpour, and Y. Fu. Market-based coordination of transmission and generation capacity planning. *IEEE Trans. Power Syst.*, 22:1406–1419, 2007.
- [58] A. Motamedi, H. Zareipour, M. O. Buygi, and W. D. Rosehart. A transmission planning framework considering future generation expansions in electricity markets. *IEEE Trans. Power Syst.*, 4:1987–1995, 2010.
- [59] I. Aravena, R. Cardenas, E. Gil, V. Hinojosa, P. Reyes, and J. C. Araneda. Co-optimization of generation and transmission investment decisions under hydro uncertainty using stochastic mixed-integer programming. *Proceedings of the X Latin-American Congress on Electric Power Generation, Transmission and Distribution (CLAGTEE 2013)*, 2013.
- [60] H. Saboori, M. Mohammadi, and R. Taghe. Composite generation and transmission expansion planning considering the impact of wind power penetration. *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 1:1–6, 2011.
- [61] G. B. Dantzig and P. Wolfe. Decomposition principle for linear programs. *Operations Research*, pages 101–111, 1960.
- [62] J. F. Benders. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische Mathematik*, 4:238–252, September 1962.
- [63] M. L. Baughman, S. N. Siddiqi, and J. W. Zarnikau. Integrating transmission into irp, part i: Analytical approach; part ii: Case study results. *IEEE Trans Power Syst.*, Aug. 1995.
- [64] M. Avriel, G. B. Dantzig, and P. W. Glynn. Decomposition and parallel processing for large-scale electric power system planning under uncertainty. *Proc. Workshop on Resource Planning under Uncertainty for Electric Power Systems*, pages 9–34, Jan. 1989.
- [65] R. Entriken. Parallel decomposition of two-stage stochastic linear programs. *Proc. Workshop on Resource Planning under Uncertainty for Electric Power Systems*, Jan. 1989.
- [66] F. Noonan and R. J. Giglio. Planning electric power generation: a non-linear mixed integer model employing benders decomposition. *Management Science*, 9:946–956, May. 1977.
- [67] John R. Birge and François Louveaux. *Introduction to Stochastic Programming*. Springer Series in Operations Research and Financial Engineering. Springer-Verlag, New York, 2nd edition, 2011. ISBN 0-387-98217-5.
- [68] D. Bienstock and J. Shapiro. Optimizing resource acquisition decisions by stochastic programming. *Management Science*, 7:215–229, 1988.
- [69] R. Nurnberg and W. Römisch. A two-stage planning model for power scheduling in a hydro-thermal system under uncertainty. *Optim. Eng.*, pages 355–378, 2002.

- [70] C. I. Fábíán and Z. Szöke. Solving two-stage stochastic programming problems with level decomposition. *Comput. Manag. Sci.*, 4:159–164, 2007.
- [71] F. S. Thomé, S. Binato, M. V. F. Pereira, N. Campodónico, M. H. C. Fampa, and L. C. da Costa Jr. Decomposition approach for generation and transmission expansion planning with implicit multipliers evaluation. *Pesqui. Oper.*, 33, 2013.
- [72] A. J. Conejo and N. J. Redondo. Short-term hydro-thermal coordination by lagrangian relaxation: solution of the dual problem. *IEEE Trans. Power Syst.*, 6:1372–1403, 1990.
- [73] A. Belloni, A. Diniz, M. Maceira, and C. Sagastizábal. Bundel relaxation and primal recovery in unit commitment problems. the brazilian case. *Ann. Oper. Res.*, pages 21–44, 2003.
- [74] S. Takriti, J. Birge, and E. Long. A stochastic model for the unit commitment problem. *IEEE Trans. Power Syst.*, pages 1497–1508, 1996.
- [75] M. P. Nowak, R. Schultz, and M. Westphalen. A stochastic integer programming model for incorporating day-ahead trading of electricity into hydro-thermal unit commitment. *Optim. Eng.*, pages 163–176, 2005.
- [76] T. S. Dillon, K. W. Edwin, H. D. Kochs, and R. J. Tand. Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination. *IEEE Trans. Power App. Syst.*, PAS-97(6):2154–2166, 1978.
- [77] J. M. Arroyo and A. J. Conejo. Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market. *IEEE Trans. Power Syst.*, 15(3):1098–1104, Aug. 2000.
- [78] D. Rajan and S. Takriti. Minimum up/down polytopes of the unit commitment problem with start-up costs. *IBM Research Report*, Jun. 2005.
- [79] C. K. Simoglou, P. N. Biskas, and A. G. Bakirtzis. Optimal self-scheduling of a thermal producer in short-term electricity markets by milp. *IEEE Trans. Power Syst.*, 25(4):1965–1977, Nov. 2010.
- [80] M. Carrion and J. M. Arroyo. A computationally efficient mixedinteger linear formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Trans. Power Syst.*, 21(3):1371–1378, Aug. 2006.
- [81] J. Ostrowski, M. F. Anjos, and A. Vannelli. Tight mixed integer linear programming formulations for the unit commitment problem. *IEEE Trans. Power Syst.*, 27(1):39–46, Feb. 2012.
- [82] ZUSE INSTITUTE BERLIN. *SCIP: Solving Constraint Integer Programs*. <http://scip.zib.de/>.
- [83] T. Achterberg. *Constraint Integer Programming*. PhD thesis, TU Berlin, 2007.
- [84] A. Lodi. Mixed integer programming computation. *50 Years of Integer Programming 1958-2008: From the Early Years to the State-of-the-Art*, Springer-Verlag, pages 619–645, 2010.

- [85] R. Bixby, M. Fenelon, Z. Gu, E. Rothberg, and R. Wunderling. Mip: Theory and practice-closing the gap. *System Modelling and Optimization*, pages 19–50, 1999.
- [86] R.G Jeroslow and J. K. Lowe. Experimental results on the new techniques for integer programming formulations. *J. Oper. Res. Soc.*, (36):393–403, 1985.
- [87] H. P. Williams. Experiments in the formulation of integer programming problems. *Math. Programming Stud.*, 2:180–197, 1974.
- [88] G. B. Dantzig. Maximization of a linear function of variables subject to linear inequalities. *Activity Analysis of Production and Allocation*, pages 339–347, 1951.
- [89] New robot “brain” cuts war figuring. *New York Times*, August 1950.
- [90] International Business Machines Corporation. Card-programmed electronic calculator. principles of operation. Technical Report Form 22-8654-0, New York, 1951.
- [91] M. L. Balinski and R.E. Quandt. On an integer program for a delivery problem. *Operations Research*, 12:300–304, 1964.
- [92] E. M. L. Beale and R. E. Small. Mixed integer programming by a branch-and-bound technique. *Proc. IFIP Congr.*, pages 450–451, 1965.
- [93] W. Orchard-Hays. *Advanced Linear Programming Computing Techniques*. McGraw-Hill, New York, 1968.
- [94] M. Kupferschmid. *Classical Fortran*. ORC Press, New York, 2 edition, January 2009.
- [95] LINDO SYSTEMS INC. *LINDO Systems Software*. <http://www.lindo.com/>.
- [96] J. Martin. *Application Development Without Programmers*. Prentice-Hall, New York, 1981.
- [97] J. Kallrath. *Modeling Languages in Mathematical Optimization*. Kluwer Academic Publishing, 2004.
- [98] D. G. Wilson and B. D. Rudin. Introduction to the ibm optimization subroutine library. *IBM Systems Journal*, 31:4–10, 1992.
- [99] Frontline Systems Inc. *Frontline Solvers*. <http://www.solver.com/>.
- [100] R. Cezzar. *A Guide to Programming Languages: Overview and Comparison*. Artech House Publishers, 1995.
- [101] Energy Exemplar Pty Ltd. *PLEXOS Integrated Energy Model*. <http://energyexemplar.com/>.
- [102] IBM Institute for Business Value. *Descriptive, Predictive, Prescriptive: Transforming Asset and Facilities Management with Analytics*. IBM Corporation, 2013.
- [103] John R. Birge and François Louveaux. *Introduction to Stochastic Programming*. Springer Series in Operations Research and Financial Engineering. Springer-Verlag, New York, 2nd edition, 2011. ISBN 0-387-98217-5.

-
- [104] Suvrajjet Sen and Julia L. Higle. An introductory tutorial on stochastic linear programming models. *Interfaces*, 29(2):33–61, 1999.
- [105] G. B. Dantzig and P. Wolfe. Decomposition principle for linear programs. *Operations Research*, 8(1), 1960.
- [106] M. Held, P. Wolfe, and H.P. Crowder. Validation of subgradient optimization. *Mathematical Programming*, 6:62–88, 1974.
- [107] Barbara Chapman, Gabriele Jost, and Ruud van der Pas. *Using OpenMP: Portable Shared Memory Parallel Programming*. MIT Press, 2008.
- [108] Tim Stitt. *An Introduction to the Partitioned Global Address Space (PGAS) Programming Model*. OpenStax-CNX, 2010.
- [109] Marc Snir, Steve Otto, Steven Huss-Lederman, David Walker, and Jack Dongarra. *MPI: The Complete Reference, Volume I, The MPI-1 Core*. MIT Press, 1998.
- [110] Python Software Foundation. Multiprocessing. process-based parallelism. URL <https://docs.python.org/dev/library/multiprocessing.html>.
- [111] Python Software Foundation. Threading. thread-based parallelism. URL <https://docs.python.org/dev/library/threading.html>.
- [112] Python Software Foundation. Os. miscellaneous operating system interfaces. URL <https://docs.python.org/dev/library/os.html>.
- [113] Python Software Foundation. Subprocess. subprocess management. URL <https://docs.python.org/dev/library/subprocess.html>.
- [114] G. Amdahl. The validity of the single processor approach to achieving large scale computing capabilities. In *Proceedings of the AFIPS Computing Conference*, 30:483–485, 1967.
- [115] Kenneth Moreland and Ron Oldfield. *Formal metrics for large-scale parallel performance. High Performance Computing*. Springer International Publishing, 2015.
- [116] W. A. Gandulfo. *Planificación de la expansión de generación del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) considerando incertidumbre en la demanda*. Memoria de Titulación, UTFSM, Valparaíso, 2013.
- [117] Comisión Nacional de Energía. *Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo*. <http://www.cne.cl/tarifacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>.
- [118] Coordinador Eléctrico Nacional. *Programación de 5 Años*. <https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/programacion-5-anos-2/>.
- [119] G. Hughes. On the mean accuracy of statistical pattern recognizers. *IEEE Transactions on Information Theory*, 14:55–63, 1968.
- [120] Reliability Test System Task Force. The iee reliability test system–1996. *IEEE Trans. Power Syst.*, 14:1010–1020, 1999.

- [121] Comisión Nacional de Energía. Fijación de precios de nudo octubre 2012, sistema interconectado norte grande (sing): Informe técnico definitivo. Santiago, Chile, octubre 2012.
- [122] Dirección de Peajes CDEC-SING. Propuesta de expansión del sistema de transmisión del sing. Santiago, Chile, octubre 2012.
- [123] J.P. Watson, B. Hart, and J. Siirola. *Python Optimization Modeling Objects*. <http://www.pyomo.org/>, 2011.
- [124] COOPR. *Coopr: A common optimization python repository*. <http://www.software.sandia.gov/coopr/>, 2009.
- [125] W.E. Hart, C. Laird, J.P. Watson, and D.L. Woodruff. *Pyomo: Optimization Modeling in Python*. Springer, 2012.
- [126] M. Junger, Th. M. Liebling, D. Naddef, G. L. Nemhauser, W. R. Pulleyblank, G. Reinelt, G. Rinaldi, and L.A. Wolsey. *50 Years of Integer Programming 1958-2008: From the Early Years to the State-of-the-Art*. Springer, 2010.
- [127] IBM. *CPLEX Optimizer performance*. <https://www-01.ibm.com/software/commerce/optimization/cplex-performance/>, 2014.
- [128] B. H. Land and A. G. Doig. An automatic method for solving discrete programming problems. *Econometrica*, pages 497–520, 1960.
- [129] R.E. Gomory and P.C. Gilmore. A linear programming approach to the cutting stock problem: Part ii. *Operations Research*, 11:863–888, 1963.
- [130] M. Padberg and G. Rinaldi. Optimization of a 532-city symmetric traveling salesman problem by branch and cut. *Oper. Res. Lett.*, 6(1):1–7, March 1987.
- [131] G. L. Nemhauser and L. A. Wolsey. *Integer and Combinatorial Programming*. Wiley & Sons, 1988.