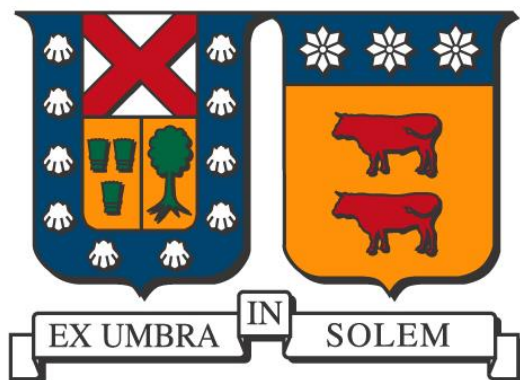


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAÍSO-CHILE



**“PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN BAJO
INCERTIDUMBRE UTILIZANDO TÉCNICAS DE
DESCOMPOSICIÓN”**

JUAN FRANCISCO ARRIAZA MUÑOZ

2018

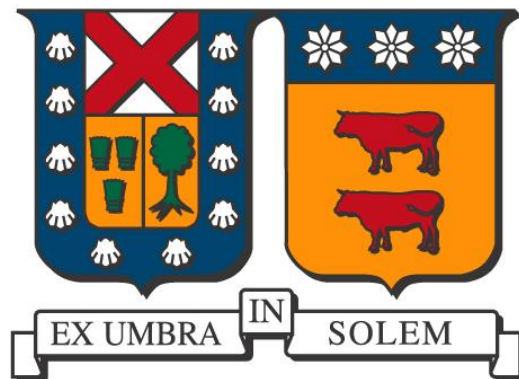
MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

PROFESOR(ES) GUÍA(S):

VÍCTOR HINOJOSA MATEUS (UTFSM)
ALEJANDRO ANGULO (UTFSM)

VALPARAÍSO, NOVIEMBRE 2018

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAÍSO-CHILE



**“PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN BAJO
INCERTIDUMBRE UTILIZANDO TÉCNICAS DE
DESCOMPOSICIÓN”**

JUAN FRANCISCO ARRIAZA MUÑOZ

2018

Agradecimientos

Agradezco a mi familia, en especial a mis padres que me acompañaron en todo mi camino universitario, brindándome apoyo y animo en los buenos y malos momentos a lo largo de la carrera.

Agradezco a mi novia Pamela por su apoyo y comprensión, para culminar mi formación profesional.

Agradezco a mi profesor guía Víctor Hinojosa, por su paciencia y motivación en cada duda o consejo que necesitaba a lo largo de la realización de la memoria de titulación.

Agradezco a todo el Departamento de Ingeniería Eléctrica, en especial a los profesores, utileros, pañol y secretaria, por siempre ofrecer la máxima de las disposiciones en lo que uno necesitaba a lo largo de la carrera.

Infinitamente gracias...

Índice de contenidos

Índice de figuras.....	7
Índice de tablas	9
Nomenclatura	11
Resumen	14
Abstract.....	15
1. Introducción.....	16
1.1. Antecedentes y motivación	16
1.2. Objetivos	17
1.3. Alcance	17
1.4. Introducción al sistema eléctrico chileno	18
1.4.1. Contexto del sistema de generación eléctrico chileno	18
1.4.2. Contexto del sistema de transmisión eléctrico chileno.	19
1.5. Planificación energética	19
1.6. Planificación de transmisión	20
2. Formulación del problema de planificación de expansión de generación y transmisión bajo incertidumbre	21
2.1. Consideraciones.....	21
2.1.1. Modelación de la demanda	22
2.1.2. Modelación de la generación.....	22
2.1.3. Modelación de los costos de inversión de unidades generadoras y líneas de transmisión y tasa de actualización	23
2.2. Formulación matemática, función objetivo y restricciones.....	24
3. Métodos de descomposición	30
3.1. Descomposición de Benders.....	30
3.1.1 Problema maestro (PM).....	31
3.1.2 Subproblema (SP).....	32
3.1.3 Limites superior e inferior.....	33
3.1.4 Criterio de convergencia	34
3.1.5 Algoritmo de la descomposición de Benders.....	34
3.2. Representación dual del problema disyuntivo	36
3.2.1 Obtención de los precios nodales mediante modelación del sistema de transmisión con PTDF	39
4. Planificación de generación y transmisión empleando restricciones de predespacho	43
4.1. Función objetivo del predespacho.....	43
4.1.1 Costo de arranque.....	44
4.1.2 Costo de parada	45

4.2.	Restricciones del predespacho	46
4.2.1	Balance uninodal.....	46
4.2.2	Reserva en giro.....	46
4.2.3	Potencia máxima despachada	46
4.2.4	Potencia mínima despachada	47
4.2.5	Tiempo mínimo fuera de servicio	47
4.2.6	Tiempo mínimo en servicio.....	48
4.2.7	Restricciones del sistema de transmisión	48
4.2.8	Secuencia lógica de encendido de las unidades	48
4.3.	Algoritmo propuesto.....	49
4.3.1	Problema completo de planificación conjunta de generación y transmisión con restricciones de predespacho	50
4.3.2	Linealización restricciones de predespacho para unidades candidatas	51
4.3.3	Formulación problema maestro y subproblema de operación con restricciones de predespacho	52
5.	Resultados.....	58
5.1.	Herramienta de programación	59
5.2.	Planificación estática sistema Garver	60
5.2.1	Caso determinista	60
5.2.2	Caso estocástico.....	63
5.3.	Planificación dinámica o multiperiodo del sistema Garver modificado	66
5.3.1	Caso determinista 5 bloques horarios	67
5.3.2	Caso determinista 168 bloques horarios	69
5.3.3	Caso estocástico 5 bloques horarios.....	71
5.3.4	Caso estocástico 168 bloques horarios.....	75
5.4.	Planificación de expansión del SEN 2017.....	77
5.4.1	Alternativas de expansión de transmisión SEN 2017.....	79
5.4.2	Alternativas de expansión de generación SEN 2017.....	85
5.4.3	Resultado determinista expansión SEN 2017 con modelación horaria de 24 bloques	91
6.	Planificación multiperiodo utilizando restricciones de predespacho	94
6.1.	Resultado determinista Garver sin penetración ERNC	95
6.2.	Resultado determinista para Garver con penetración de ERNC.....	98
6.3.	Resultado determinista para sistema IEEE 118 sin penetración ERNC.....	102
6.4.	Resultado determinista para sistema IEEE 118 con penetración ERNC	103
7.	Conclusiones y trabajos futuros.....	105
	Referencias.....	107
	Anexos.....	108
A.	Obtención de la matriz PTDF mediante la Z barra	108

B.	Datos del sistema Garver 6 barras.....	110
i.	Garver estático.....	110
ii.	Garver modificado multiperiodo	111
C.	Datos de las barras y demanda SEN 2017.....	112
D.	Datos de líneas de transmisión SEN 2017.....	116
E.	Datos técnicos proyectos de eólicos para expansión SEN 2017	124
F.	Resultados planificación conjunta transmisión y generación SEN 2017 utilizando formulación 1 y 3	125
G.	Datos del sistema de 5 barras, caso predespacho.....	129
H.	Esquema IEEE 118	131
I.	Datos sistema IEEE 118, caso predespacho	132

Índice de figuras

Figura 1.1, Sistema de generación chileno. Fuente: Reporte mensual de enero de 2018 CNE.	18
Figura 1.2, Líneas de transmisión del sistema eléctrico chileno.....	19
Figura 2.1, Curva de carga semanal.	22
Figura 2.2, Costo variable de unidades convencionales.	23
Figura 3.1, Algoritmo descomposición de Benders.	35
Figura 4.1, Algoritmo propuesto para la inclusión del predespacho en problemas de planificación.	55
Figura 5.1, Esquema del interfaz Matlab-Gurobi.....	59
Figura 5.2, Sistema Garver actual y futuro respectivamente.	60
Figura 5.3, Solución Garver estático.	61
Figura 5.4, Límites superior e inferior del algoritmo de la descomposición de Benders para el caso de la formulación 3.	63
Figura 5.5, Resultados estocásticos Garver estático demanda baja.....	64
Figura 5.6, Resultados estocásticos Garver estático demanda media.	64
Figura 5.7, Resultados estocásticos Garver estático demanda alta.	65
Figura 5.8, Factores de demanda y duración para 5 bloques horarios, planificación multiperiodo.	66
Figura 5.9, Factores de demanda para 168 bloques horarios, planificación multiperiodo.	66
Figura 5.10, ENS para cada generador virtual a lo largo del periodo de planificación, sin inversión alguna en generación y transmisión.	68
Figura 5.11, Ahorros en el año 8 línea candidata 3-5, para los diferentes modelos horarios.....	70
Figura 5.12, Ahorros año 2 en la línea candidata 4-6, para diferentes modelos horarios.	71
Figura 5.13, Flujos de potencia activa líneas invertidas, escenario de incertidumbre bajo.	72
Figura 5.14, Flujos de potencia activa líneas invertidas, escenario de incertidumbre medio.....	72
Figura 5.15, Flujos de potencia activa líneas invertidas, escenario de incertidumbre alto.....	72
Figura 5.16, Ahorros asociados a líneas candidatas que unen la barra 6 con el sistema, en el año 2 versus iteraciones del algoritmo de Benders.	73
Figura 5.17, Ahorros asociados a líneas candidatas que involucran a la barra 3 en el año 6 versus iteraciones del algoritmo de Benders.	74
Figura 5.18, Ahorros asociados a líneas candidatas que involucran a la barra 3 en el año 8 versus iteraciones del algoritmo de Benders.	74
Figura 5.19, Proyección de demanda total y crecimiento anual para el SEN a 20 años de planificación. .	77
Figura 5.20, Modelación horaria barra residencial 24 bloques.	78
Figura 5.21, Modelación horaria barra industrial o minera 24 bloques.	78
Figura 5.22, Alternativa 1: Paposo-Nueva Taltal 2x220 [kV].	79
Figura 5.23, Alternativa 2: Polpaico-Nueva Cardones 2x500 [kV].	80
Figura 5.24, Alternativa 3: Nueva Cardones-Nueva Maitencillo 2x500 [kV].	80
Figura 5.25, Alternativa 4: Nueva Cardones-Nueva Maitencillo 2x500 [kV].	81
Figura 5.26, Alternativa 4: Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 2x500 [kV].	82
Figura 5.27, Alternativa 6: Polpaico-Alto Jahuel 2x500 [kV].	82
Figura 5.28, Alternativa 7: Polpaico-Los Almendros 2x500 [kV].	83
Figura 5.29, Alternativa 8: Nueva Charrúa-Nueva Cautín 2x220 [kV].	84
Figura 5.30, Curva diaria de potencia promedio proyecto San Juan, Freirina.....	87
Figura 5.31, Curva diaria de potencia promedio proyecto Sierra Gorda, Sierra Gorda.	87
Figura 5.32, Curva diaria de potencia promedio para proyectos San Gabriel y La Flor, Araucanía y Biobío.	88
Figura 5.33, Curva diaria de potencia promedio para proyecto Sarco, Coquimbo Sur, ...	88
Figura 5.34, Curva diaria de potencia promedio para proyecto Punta Sierra, Coquimbo Norte.	88
Figura 5.35, Curva diaria de potencia promedio para proyecto Aurora, Puerto Montt.....	88
Figura 5.36, Perfil de radiación solar promedio Norte Grande y Chico.	89

Figura 5.37, Expansión en generación zona norte grande y norte chico SEN.	89
Figura 5.38, Expansión en generación zona centro y sur SEN.	90
Figura 5.39, Capacidad total por tecnología en MW de las unidades candidatas.	90
Figura 5.40, Generación Convencional v/s ERNC año 2017.	92
Figura 5.41, Generación Convencional v/s ERNC año 2026.	92
Figura 5.42, Generación Convencional v/s ERNC año 2036.	92
Figura 5.43, Comportamiento de los límites superior e inferior del algoritmo de Benders para la resolución del SEN.	93
Figura 6.1, Modelación horaria de 24 bloques para una demanda típica diaria.	94
Figura 6.2, Programación despacho año5.	96
Figura 6.3, Programación despacho año7.	96
Figura 6.4, Programación despacho año9.	97
Figura 6.5, Sistema Garver con inversión en ERNC.	98
Figura 6.6, Programación despacho año5 con penetración ERNC.	99
Figura 6.7, Programación despacho año8 con penetración ERNC.	99
Figura 6.8, Programación despacho año9 con penetración ERNC.	100

Índice de tablas

Tabla 3.1, Corte de optimalidad original de problema maestro de Benders.	38
Tabla 3.2, Variaciones del corte de Benders según el caso de inversión.	39
Tabla 5.1, Resultados determinísticos para la planificación estática de transmisión en el sistema Garver.	61
Tabla 5.2, Resultados determinísticos para la planificación estática de generación en el sistema Garver.	61
Tabla 5.3, Comparación tiempos de formulación y resolución caso determinista.....	61
Tabla 5.4, Cortes de Benders e inversión para cada iteración de la formulación 3.	62
Tabla 5.5, Factor de demanda y probabilidades de ocurrencia.....	63
Tabla 5.6, Comparación tiempos de formulación y resolución caso estocástico.	65
Tabla 5.7, Caso determinista multiperiodo Garver, inversión en transmisión para la formulación 1 (F1) y 3 (F3).	67
Tabla 5.8, Caso determinista multiperiodo Garver, inversión en generación para la formulación 1 (F1) y 3 (F3).	67
Tabla 5.9, Costos totales de inversión y operación.	68
Tabla 5.10, Tiempos de cálculo planificación determinista con 5 bloques horarios.	68
Tabla 5.11, Comparación número de variables y restricciones para las distintas formulaciones.....	69
Tabla 5.12, Solución determinista de transmisión para el Garver multiperiodo con 168 bloques horarios para las formulaciones 1 (F1) y 3 (F3).	69
Tabla 5.13, Solución determinista de generación para el Garver multiperiodo con 168 bloques horarios para las formulaciones 1 (F1) y 3 (F3).	69
Tabla 5.14, Costos de inversión y operación Garver dinámico.....	70
Tabla 5.15, Tiempos de cálculo planificación deterministas con 168 bloques horarios.	71
Tabla 5.16, Solución estocástica de transmisión para el Garver multiperiodo para formulación 1 (F1) y 3 (F3).	71
Tabla 5.17, Solución estocástica de la generación para el Garver multiperiodo.....	72
Tabla 5.18, Costos de inversión y operación Garver dinámico caso estocástico.	73
Tabla 5.19, Tiempos de cálculo caso estocástico 5 bloques horarios.....	75
Tabla 5.20, Estadísticas de simulación caso estocástico y determinista 168 bloques horarios.	75
Tabla 5.21, Solución estocástica de transmisión para el Garver multiperiodo con 168 bloques horarios para formulación 1 (F1) y 3 (F3).....	76
Tabla 5.22, Solución estocástica de la generación para el Garver multiperiodo con 168 bloques horarios para formulación 1 (F1) y 3 (F3).....	76
Tabla 5.23, Costos de inversión y operación Garver dinámico y estático.	76
Tabla 5.24, Datos de modelación de barras del SEN reducido.	77
Tabla 5.25, Datos de modelación de generación del SEN reducido.	77
Tabla 5.26, Datos de modelación de transmisión del SEN reducido.	77
Tabla 5.27, Datos refuerzos líneas de transmisión existentes.....	84
Tabla 5.28, Unidades de generación fotovoltaica candidatas a inversión año 2017 SEN.	85
Tabla 5.29, Unidades de generación eólicas candidatas a inversión año 2017 SEN.....	86
Tabla 5.30, Unidades de generación hidroeléctricas candidatas a inversión año 2017 SEN.....	86
Tabla 5.31, Unidades de generación térmicas candidatas a inversión año 2017 SEN.....	87
Tabla 5.32, Estadísticas simulación expansión SEN 2017 con modelación horaria de 24 bloques horarios.	91
Tabla 5.33, Costos totales de inversión y generación SEN 2017 por formulación.	91
Tabla 6.1, Solución determinista de transmisión sistema de 5 barras.	95
Tabla 6.2, Solución determinista de la generación sistema de 5 barras.	95

Tabla 6.3, Costos inversión y operación algoritmo propuesto.	97
Tabla 6.4, Estadísticas algoritmo propuesto.....	97
Tabla 6.5, Solución determinista de transmisión.....	98
Tabla 6.6, Solución determinista de la generación.....	98
Tabla 6.7, Costos de inversión y operación, caso con ERNC.....	100
Tabla 6.8, Estadísticas algoritmo propuesto, caso con ERNC.	101
Tabla 6.9, Resultados en inversión de transmisión, sistema IEEE 118 sin ERNC.	102
Tabla 6.10, Resultados inversión de generación, sistema IEEE 118 sin ERNC..	102
Tabla 6.11, Costos en inversión y operación, sistema IEEE 118 sin ERNC.	102
Tabla 6.12, Estadísticas algoritmo propuesto para el sistema IEEE 118 sin ERNC.....	102
Tabla 6.13, Resultados en inversión de transmisión, sistema IEEE 118 con ERNC.....	103
Tabla 6.14, Resultados inversión de generación, sistema IEEE 118 con ERNC.....	103
Tabla 6.15, Costos en inversión y operación, sistema IEEE 118 sin ERNC.	103
Tabla 6.16, Estadísticas algoritmo propuesto para el sistema IEEE 118 sin ERNC.....	103

Nomenclatura

Siglas:

- SEN: Sistema Eléctrico Nacional.
- SING: Sistema Interconectado Norte Grande.
- SIC: Sistema Interconectado Central.
- SEA: Sistema Eléctrico de Aysén.
- SEM: Sistema Eléctrico de Magallanes.
- CNE: Comisión Nacional de Energía.
- CEN: Coordinador Eléctrico Nacional.
- ERNC: Energía Renovable No Convencional.
- PTDF: Power Transfers Distribution Factors
- PM: Problema Maestro de Benders.
- SP: Subproblema de Benders.
- VoLL: Value of Lost Load.
- LP: Linear Programming.
- MIP: Mixed Integer Problem.
- OPF: Optimal Power Flow.

Variables:

- $P_{g,s,t,e}$: Variable real que representa la potencia despachada por la central g en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $r_{g,s,t,e}$: Variable real que representa la potencia despachada por la central virtual g , en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $\bar{P}_{g,s,e}$: Variable real que representa a la potencia máxima de la unidad g en el bloque horario s y escenario de incertidumbre e .
- $E_{g,s}$: Variable binaria que representa el estado de la unidad g en el bloque horario s .
- $Y_{g,s}$: Variable binaria que representa el encendido de la unidad g en el bloque horario s .
- $Z_{g,s}$: Variable binaria que representa el apagado de la unidad g en el bloque horario s .
- $T_{FS,g}^s$: Variable entera para el contador del tiempo fuera de servicio de la unidad g en el bloque horario s .
- $W_{g,TFS,g}^s$: Variable binaria auxiliar para la formulación del contador de tiempo fuera de servicio de la unidad g .
- $m_{g,s}$: Variable entera de holgura de la unidad g que se activa cuando ha estado fuera de servicio $N DT_g$ o más bloques horarios.
- LI^l : Límite inferior del algoritmo de la descomposición de Benders en la iteración l .
- LS^l : Límite superior del algoritmo de la descomposición de Benders en la iteración l .
- θ^l : Función recurso del problema maestro de la descomposición de Benders en la iteración l .
- $C_{ON,g}^s$: Costo de encendido de la unidad g en el bloque horario s .
- $C_{OFF,g}^s$: Costo de apagado de la unidad g en el bloque horario s .
- $f_{km,s,t,e}$: Variable real que representa el flujo de potencia activa por el corredor $k-m$, en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $\hat{f}_{km,s,t,e}$: Variable real que representa el flujo de potencia activa por el corredor $k-m$ candidato a inversión, en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .

- $\delta_{k,s,t,e}$: Variable real que representa el ángulo de tensión de la barra k , en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $X_{km,y,t}$: Variable binaria que representa la decisión de invertir en un nuevo circuito y en el corredor $k-m$, en el periodo t .
- $n_{g,t}$: Variable entera que representa la decisión de invertir en un nuevo generador g en el periodo t .
- $\bar{\alpha}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva del máximo flujo de potencia positivo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\underline{\alpha}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva del máximo flujo de potencia negativo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\bar{\beta}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva de la definición de flujo de potencia positivo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\underline{\beta}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva de la definición de flujo de potencia negativo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\bar{\pi}_{g,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva de potencia máxima de la unidad generadora g candidata a inversión en el periodo t .
- $\underline{\pi}_{g,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva de potencia mínima de la unidad generadora g candidata a inversión en el periodo t .
- λ_k : Variable dual que representa el precio nodal de la barra k .
- λ_{SL} : Variable dual que representa el precio nodal de la barra slack o de referencia.
- $\bar{\mu}_{km}$: Variable dual de la restricción de flujo de potencia positivo por el corredor $k-m$ de la formulación con PTDF.
- $\underline{\mu}_{km}$: Variable dual de la restricción de flujo de potencia negativo por el corredor $k-m$ de la formulación con PTDF.
- LI^l : Límite inferior del algoritmo de la descomposición de Benders.
- LS^l : Límite superior del algoritmo de la descomposición de Benders.
- θ^l : Función de recurso del problema maestro de la descomposición de Benders.
- $\bar{\pi}_g^{ex}$: Variable dual de la restricción de potencia máxima para los generadores existentes.
- $\underline{\pi}_g^{ex}$: Variable dual de la restricción de potencia mínima para los generadores existentes.
- $\tau_{g,s,e}^l$: Variable dual de la restricción asociada a potencia mínima del generador g , en el bloque horario s , escenario de incertidumbre e para la iteración l .
- $\bar{\tau}_{g,s,e}^l$: Variable dual de la restricción asociada a potencia máxima del generador g , en el bloque horario s , escenario de incertidumbre e para la iteración l .
- FO_{PMUC}^l : Función objetivo del problema maestro con variables de predespacho incluidas para la iteración l .

Parámetros:

- C_{km} : Costo de inversión del corredor $k-m$ [USD\$]
- CI_g : Costo de inversión del generador g [USD\$/MW]
- $O\&MA_g$: Costo de operación y mantenimiento del generador g [USD\$/MW]
- FC_g : Componente lineal de la función de costo del generador g [USD\$/MWh]
- h_s : Horas de duración del bloque horarios s [h]
- $VoLL$: Valor de pérdida de carga [USD\$/MWh]
- P_g^M : Potencia máxima del generador g [MW]
- $d_{k,s,t,e}$: Demanda en la barra k , bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e [MW]
- A^T : Matriz de incidencia del sistema eléctrico transpuesta
- $\hat{A}^T$: Matriz de incidencia del sistema eléctrico con las líneas candidatas a inversión transpuesta

- b_{km} : Susceptancia del corredor $k-m$
- M : Big M
- R : Porcentaje de reserva del sistema
- $n_{g,t}^M$: Cantidad máxima de inversión para el generador g en el periodo t
- f_{km}^M : Flujo máximo para el corredor $k-m$ [MW]
- $X_{km,y,t}^M$: Cantidad máxima de inversión de circuitos para el corredor $k-m$ en el periodo t
- $d_{t,e}^{MAX}$: Demanda máxima en el periodo t y escenario de incertidumbre e
- α_t : Factor de actualización monetario en el periodo t
- P_e : probabilidad de ocurrencia del escenario de incertidumbre e
- $PTDF_{km,k}$: Factor lineal de distribución de transferencia de potencia del corredor $k-m$, barra k
- y_b : Matriz diagonal de las admitancias primitivas del sistema eléctrico
- A_r : Matriz de incidencia del sistema eléctrico
- B_r^{-1} : inversa de la matriz de admitancia de barra reducida
- $FC_{ON,g}$: Costo de arranque en frio de la unidad g [\$/MWh]
- $C_{OFF,g}$: Costo fijo de parada de la unidad g [\$/MWh]
- τ_g : constante térmica del costo de la unidad g [1/s]
- NDT_g : Tiempo mínimo fuera de servicio para considerar arranque en frio de la unidad g [h]
- SD_g : Limite de la rampa de apagado de la unidad g [MW/h]
- SU_g : Limite de la rampa de encendido de la unidad g [MW/h]
- RD_g : Rampa de apagado de la unidad g [MW/h]
- RU_g : Rampa de encendido de la unidad g [MW/h]
- DT_g : Tiempo mínimo fuera de servicio de la unidad g [h]
- UT_g : Tiempo mínimo en servicio de la unidad g [h]
- h_s : Horas de duración del bloque horarios s [h]
- $VoLL$: Valor de pérdida de carga [USD\$/MWh]
- P_g^M : Potencia máxima del generador g [MW]
- P_g^m : Potencia mínima del generador g [MW]
- $d_{k,s,e}$: Demanda en la barra k , en el bloque horario s y escenario de incertidumbre e [MW]
- M_{aux} : Constante lo suficientemente grande para satisfacer las restricciones del predespacho.
- SR_s : Porcentaje de reserva en giro del sistema en el bloque horario s .

Sets

- Y : Circuitos disponibles a construir
- Ω_l : Corredores del sistema
- Ω_b : Barras del sistema
- S : Cantidad de bloques para la modelación de la demanda
- T : Cantidad de periodos en el horizonte de planificación
- E : Cantidad de escenarios de incertidumbre de la demanda
- G^B : Generadores posibles a invertir
- G^E : Generadores existentes
- G^r : Generadores virtuales

Resumen

El siguiente trabajo de Memoria, detalla la formulación del problema de la expansión de los sistemas de generación y transmisión eléctricos de manera conjunta considerando incertidumbre en demanda utilizando como métodos de resolución al algoritmo de descomposición de Benders. Básicamente se tiene como antecedente un problema completo, el cual tiene naturaleza lineal entera-mixta con característica estocástica debido a la incertidumbre de la demanda, conllevando un gran número de variables y restricciones. Debido al gran tamaño de este problema, es que se aplica al algoritmo iterativo de descomposición de Benders, fraccionando a la formulación completa en un problema maestro de inversión y un problema esclavo o subproblema de operación. El primero solo se encarga de las variables enteras o binarias, es decir en cada iteración entrega un plan de inversión, el cual se envía y se evalúa en el problema de optimización lineal. A partir de esta operación se obtienen las variables duales, que se utilizan como indicadores económicos para los cortes de Benders.

En cuanto a la validación del algoritmo, este se aplica en dos sistemas de prueba, Garver y el sistema eléctrico nacional (SEN).

Además, extendiendo los objetivos preliminares presentados en esta Memoria, se propone añadir restricciones de predespacho en el problema de planificación. Con tal de comparar los resultados obtenidos desde el caso con despacho económico, teniendo en cuenta que el predespacho es mucho mejor representación del problema de operación. Este se prueba tres sistemas, uno de 5 barras, el IEEE 118 y el SEN.

Abstract

The following study copes with the co-optimization of the generation and transmission capacity considering the load uncertainty using a Benders decomposition method. Basically, we have as a background a complete problem, which has the linear-mixed nature with stochastic characteristic due to the load uncertainty, which involves many variables and restraints. Due to the large size of this problem, it is applied to the iterative algorithm of Benders decomposition, fractionating the complete formulation into a master investment problem and an operation subproblem. The first one only takes care of the integer or binary variables, that is, in each iteration it delivers an investment plan, which is sent and evaluated in the linear optimization problem. From this operation, the dual variables are obtained, which are used as economic indicators for the Benders cuts.

About validation of the algorithm, this applies two test systems, Garver and the National Electrical System (SEN).

In addition, the preliminary objectives are expanded in this report, pre-dispatch restrictions are proposed in the planning problem. In order to compare the results from case with economic dispatch, bearing in mind that pre-dispatch or unit commitment is much better representation of the operation problem. This is tested on three systems, one of 5 buses, the IEEE 118 and the SEN.

1. Introducción

1.1. Antecedentes y motivación

Los sistemas eléctricos de potencia en los tiempos en que vivimos están pasando por constantes pruebas y desafíos en su operación, control y planificación, debido a muchos nuevos factores, tales como la alta penetración de energías renovables no convencionales (ERNC), generación de nuevos polos de desarrollo y un constante progreso en la innovación tecnológica de las redes.

Para el caso particular del sistema chileno, en alguna medida previniendo lo que depara todos estos cambios tecnológicos, la legislación chilena promulgo el año 2016 la nueva ley de transmisión eléctrica, que en una de sus tantas medidas viene a perfeccionar la planificación de la expansión del sistema eléctrico chileno, tanto en transmisión como en generación. Algunos de los puntos importantes que esta ley trata se detalla a continuación: La planificación energética se hará de forma quinquenal a cargo del Ministerio de Energía, esto tiene que ver con definir nuevos polos de desarrollo a lo largo del país encargados de suministrar la energía necesaria para abastecer crecimientos futuros en la demanda. Por otra parte, se destaca la designación de la planificación de la expansión de la transmisión a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) tomando en cuenta la planificación energética antes mencionada desarrollada por el Ministerio de Energía.

Por otro lado, la planificación de generación y transmisión depende en gran medida de las variaciones de la demanda (D_x) a lo largo del periodo de planificación. Se sabe que esta tiene un comportamiento en directa proporción con el crecimiento del producto interno bruto (PIB) del país, sin embargo, hay casos en los que las políticas de eficiencias energéticas que se están implementado hoy en día pueden desagregar la relación directa entre D_x y PIB. Estos factores son los que agregan ciertos niveles de incertidumbre al problema de planificación.

Basándonos en todo lo anterior, es suficiente la motivación de poder realizar el trabajo de memoria de titulación enfocada al problema de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión y generación en conjunto, bajo incertidumbre en la demanda.

Básicamente la planificación se formula como un problema de optimización matemático con una función objetivo que relaciona operación e inversión del sistema eléctrico en cuestión, con restricciones asociadas a las limitaciones de generación y transmisión de energía. Esto recae en un problema de programación lineal entero mixto, debido a las variables enteras de la decisión de inversión.

Por otra parte, la inclusión de variables enteras y datos de entrada con incertidumbre al problema de la planificación provoca que se agreguen variables y restricciones complicantes en la formulación matemática. Sin embargo, se proponen formulaciones de variable tipo nodo que ahorran la inserción de restricciones de no anticipatividad o restricciones complicantes. Entonces se presenta un problema que en su conformación presenta característica de separabilidad, por lo que se hace necesario estudiar la aplicabilidad de algoritmos matemáticos de descomposición y evaluar sus ventajas en la resolución del problema ya sea en ahorro en el número de variables y tiempo de cálculo.

Otro punto importante que se propone en este trabajo tiene que ver con la añadidura de restricciones de predespacho en el problema de operación. Se pretende que esto ayude a lograr una operación más real del sistema, agregando costos de encendido y apagado, rampas de toma de carga y reserva en giro. Esto puede llegar a ser buen punto de comparación con el problema de planificación solo con despacho económico, en cuanto a lo que se refiere a costos de inversión y operación. Además, que con el escenario actual de la alta penetración de ERNC en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), estas restricciones ayudan a determinar si las unidades térmicas son lo suficientemente rápidas para sobrellevar las rampas de toma y liberación de carga en las horas del día cuando la ERNC es muy variable.

1.2. Objetivos

General:

- Formular matemáticamente el problema de expansión bajo incertidumbre aplicando algoritmos de descomposición.

Específicos:

- Modelar el problema de optimización para resolver la planificación de la capacidad de generación y transmisión utilizando programación lineal, considerando incertidumbre en las variables de entrada.
- Descomponer el problema de planificación mediante algoritmos que consideren variables y restricciones complicantes.
- Simplificar el problema de optimización utilizando factores lineales de distribución para modelar el sistema de transmisión.
- Analizar la aplicabilidad al sistema eléctrico chileno.
- Analizar la inclusión de restricciones de predespacho en el problema de operación.

1.3. Alcance

Este trabajo de memoria tiene por alcance, desarrollar la formulación del problema de planificación de generación y transmisión en conjunto con demanda bajo incertidumbre y aplicando métodos de descomposición. También se pretende estudiar el impacto de agregar restricciones de predespacho a la planificación, comparado con el caso de solo ocupar un despacho económico en el problema de operación.

1.4. Introducción al sistema eléctrico chileno

1.4.1. Contexto del sistema de generación eléctrico chileno

El sistema chileno a principios del año 2018 consta de 3 subsistemas, el SEN, Aysén (SEA) y Magallanes (SEM). El primero resultante luego de la interconexión Sistema Interconectado Central (SIC) y del Norte Grande (SING), mientras que los últimos dos son subsistemas de menor tamaño que no están interconectados al SEN.

Desde el punto de vista de generación el sistema chileno tiene una capacidad instalada de alrededor 23.000 [MW] repartida entre distintos tipos de tecnologías. La Figura 1.1 especifica cada una de estas:

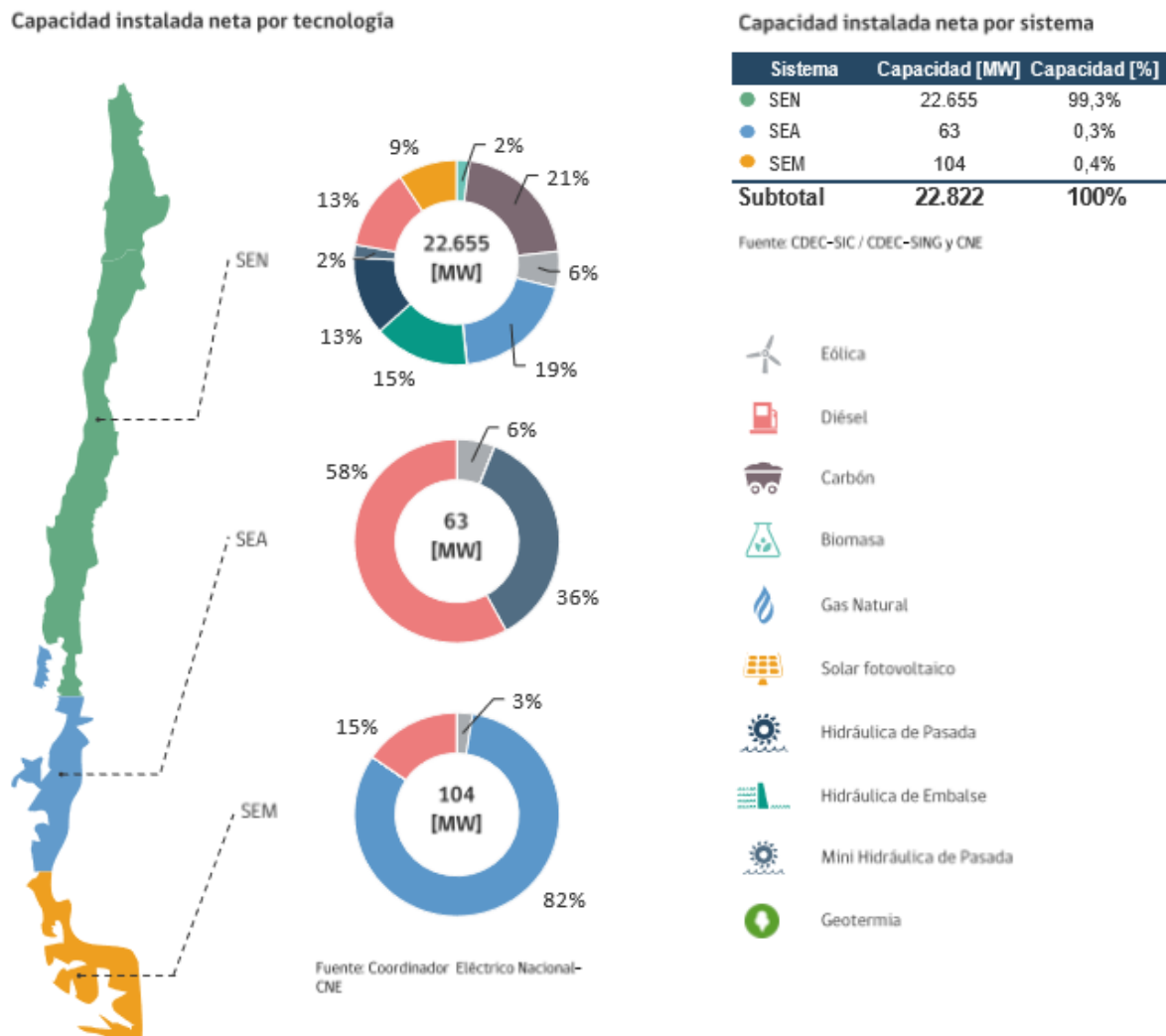


Figura 1.1, Sistema de generación chileno. Fuente: Reporte mensual de enero de 2018 CNE.

De la Figura 1.1 se puede concluir que los aspectos más relevantes del sistema de generación chileno son los siguientes, tomando en consideración solo el SEN:

- Capacidad de unidades térmicas de 12.007,15 [MW].
- Capacidad de unidades eólicas de 1.359,3 [MW].
- Capacidad de unidades solares de 2.038,95 [MW].
- Capacidad de unidades hidráulicas de 6.795,5 [MW].

1.4.2. Contexto del sistema de transmisión eléctrico chileno.

El sistema de transmisión es la red encargada de transportar la energía eléctrica desde los puntos de generación centralizados a los centros de consumo a lo largo de todo el país. La longitud total de líneas de transmisión es alrededor de 32.000 [km], donde se pueden distinguir principalmente 3 subsistemas, el nacional que permite la conformación de un mercado eléctrico común, el zonal que se encarga de los usuarios sometido a regulación de precios y el dedicado que tiene que ver con los usuarios no sometidos a regulación de precios y además de las líneas propias de unidades generadoras y de grandes clientes (mineras). En la Figura 1.2 se puede observar los distintos niveles de tensión nominal del sistema y cada una de sus longitudes.

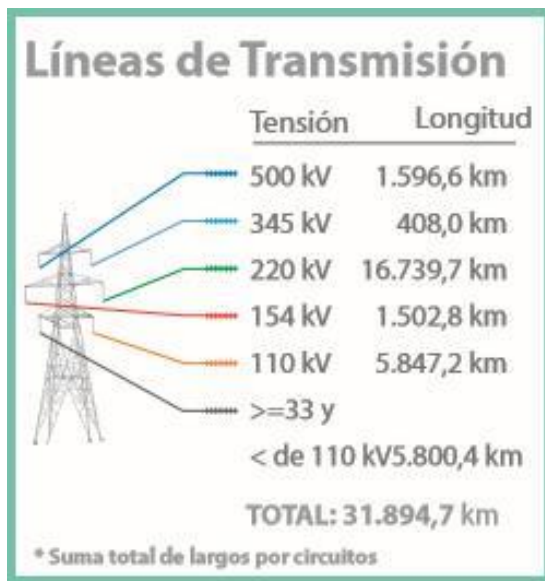


Figura 1.2, Líneas de transmisión del sistema eléctrico chileno.

1.5. Planificación energética

La planificación de la expansión de los sistemas eléctricos es el proceso que traza objetivos relacionados con la instalación de nuevas unidades de generación, los cuales deben ser llevados a cabo a futuro tomando consideraciones tales como, aumento de demanda, variabilidad de costos de combustible, costos de inversión, incertidumbre en la generación de ERNC, operabilidad segura y confiable del sistema y la entrega de un servicio al consumidor final lo más económicamente posible, ya sea cliente libre, regulado o dedicado.

En el marco del sistema chileno como ya se mencionó anteriormente, la nueva ley de transmisión (ley 20.936) plantea nuevas responsabilidades a los distintos entes del sistema chileno en relación con la planificación del sistema eléctrico chileno.

La confección de los objetivos de la planificación energética a largo plazo está a cargo del Ministerio de Energía en un proceso quinquenal para un horizonte de 30 años, considerando distintos escenarios energéticos de expansión de generación y consumo (demanda). Esto considera los siguientes aspectos:

- Identificación de polos de desarrollo de generación.
- Generación distribuida.

- Intercambios internacionales de energía.
- Políticas medioambientales.
- Objetivos de eficiencia energética.
- Proyección de demanda

Cabe mencionar que la planificación energética tiene un carácter indicativo, según las políticas energéticas del gobierno de turno sobre la matriz energética.

Por otro lado, la expansión energética no puede estar aislada de la expansión de la transmisión, sino que van de la mano, ya que toda la expansión energética necesita de un sistema de evacuación para llegar a los grandes centros de consumo, por lo tanto, a continuación, se define la planificación de la transmisión.

1.6. Planificación de transmisión

La tarea de llevar adelante la planificación de la transmisión queda en manos de dos entes gubernamentales, la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). El primero anualmente debe trazar nuevos horizontes de transmisión tomando en cuenta los objetivos trazados por la planificación energética realizada por el Ministerio de Energía y teniendo en consideración lo siguiente, según el artículo 87° de la ley 20936 [1]:

- Minimización de riesgos en abastecimiento considerando eventualidades.
- Creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia con el fin de abastecer la demanda al mínimo costo.
- Instalaciones económicamente eficientes y que estén en coherencia con los escenarios energéticos que defina el ministerio de energía en su planificación quinquenal.
- Posibles modificaciones de instalaciones existentes.

Por otra parte, el CEN es el encargado anualmente de certificar económica y técnicamente las opciones de transmisión, velando por los siguientes requisitos según el artículo 88° de la ley 20936 [1]:

- Que la capacidad máxima de generación esperada que hará uso de dichas instalaciones justifique técnica y económicamente su construcción.
- Que la capacidad máxima de generación esperada que hará uso de dichas instalaciones, para el primer año de operación, sea mayor o igual al veinticinco por ciento de su capacidad, caucionando su materialización futura según lo establezca el reglamento.
- Que la solución de transmisión sea económicamente eficiente para el sistema eléctrico.
- Que la solución de transmisión sea coherente con los instrumentos de ordenamiento territorial vigentes.

Una vez realizado y aprobado el informe técnico de expansión de transmisión, la CNE cumple con publicarlo y realizar una convocatoria a una etapa de presentación a posibles promotores de los proyectos, para que posibles interesados presenten observaciones a la Comisión.

2. Formulación del problema de planificación de expansión de generación y transmisión bajo incertidumbre

La planificación energética, en particular la de electricidad, como ya sabemos se basa en la expansión de los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica. Ambos generalmente se realizan por separado a través de entidades que cumplen con los estándares requeridos para la planificación, aunque teniendo en cuenta los antecedentes de los estudios de cada uno para la toma de decisiones. Sin embargo, urge la necesidad de optimizar este proceso uniendo ambas planificaciones, esto debido a que una no puede ser posible sin la otra por cuestiones obvias, por ejemplo, la expansión de generación no es posible sin una red de transmisión que permita evacuar toda la energía generada y viceversa. Por eso la motivación de esta memoria de unir ambas planificaciones en un solo algoritmo.

En este capítulo se presenta la formulación del problema de planificación dinámica de la generación y transmisión en conjunto. Ambas tienen como objetivo minimizar los costos de inversión y operación en un cierto periodo de planificación, logrando como resultados la ubicación, cantidad y periodo en que se realizará la inversión en líneas o unidades generadoras según lo soliciten las restricciones del problema. Hay que considerar que la etapa de operación se basará en flujo óptimo de potencia (OPF, del inglés optimal power Flow).

Para este caso, los únicos datos de entrada que producen la incertidumbre en el problema de planificación conciernen a la demanda, tomando distintos factores de crecimiento o decrecimiento con sus respectivos porcentajes de probabilidad de ocurrencia. La estocasticidad o incertidumbre de la demanda, provoca que se formulen tantas matrices de coeficientes como número de escenarios de incertidumbre existen. Hay que recalcar que cada una de estas matrices son idénticas entre ellas, solo se modifica el lado derecho de las restricciones según los valores de incertidumbre. En base a lo anterior, se justifica utilizar una optimización estocástica, la cual entregue una única solución para todo el abanico de escenarios de incertidumbre posibles.

Básicamente se formulará un problema de optimización estocástico de naturaleza entero-mixto. En lo que se relaciona con el método de solución, este se puede resolver de manera directa, como lo es a través del método Branch and Bound. Sin embargo, en esta memoria se propone resolverlo por el método de descomposición Benders, lo cual supone una mejora en los tiempos de cálculo. Esto se tratará en los siguientes capítulos.

2.1. Consideraciones

Para el problema de la expansión de la generación y transmisión se tendrán en consideración los siguientes puntos:

- Centrales convencionales térmicas, fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas que cumplan con una cierta proyección de demanda según la planificación energética del caso de estudio, además sólo se modelará la componente lineal de la función de costos de las unidades para el caso de las centrales térmicas.
- Modelo DC de la formulación del problema, es decir sólo se considera potencia activa del flujo de potencia, considerando sólo la reactancia de las líneas de transmisión y la diferencia angular entre barras.
- En las barras donde la demanda supere a la generación se modelarán generadores virtuales. Estos ayudan a que el problema de optimización sea siempre factible, además son una buena señal de

cuando el sistema de transmisión no da abasto con la cantidad de potencia que fluye hacia las cargas. En ese caso se dice que hay un corte de carga, lo cual se ve penalizado con un alto valor de costo variable que tienen estas unidades, el cual se denomina Voll por sus siglas en inglés (Value of lost load).

- La tasa de descuento para los factores de actualización de la planificación dinámica será de un 10%.

También es imprescindible agregar el costo de inversión de cada una de estas centrales, generalmente se tienen un valor en unidades monetarias por MW de capacidad instalada, para asociar la dimensión de la planta de generación con su costo total.

2.1.1. Modelación de la demanda

La demanda se modela en base a bloques horarios, cada uno con su respectivo crecimiento de demanda y duración. Esta demanda se distribuye en todas las barras del sistema, cada una con sus respectivos factores de demanda.

Las modelaciones de demanda pueden tener distintos números de bloques horarios, en casos más simplificados se pueden presentar 5 bloques, entre los cuales destaca punta1, punta2, media, resto y valle. Esta representación se denomina la curva de duración de carga, la cual extrapola los datos de energía real, reordenándolos según sea la magnitud del factor de demanda y la frecuencia con que ocurre durante el periodo de estudio. Sin embargo, este tipo de modelación no se condice cuando se quiere aplicar perfiles de generación ERNC, los cuales se modelan de mejor manera en curvas de demanda diarias o semanales. Entonces también se propone modelar una distribución semanal con 168 bloques de una hora cada uno, representando así una semana modelo del año. Por ejemplo, en la Figura 2.1 se observa la distribución de demanda semanal con 168 bloques horarios, de los cuales cada uno representa una hora de una semana tipo de un año.

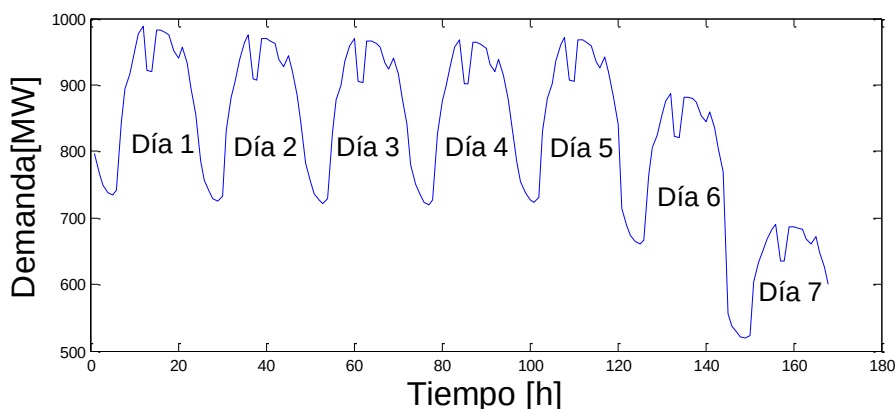


Figura 2.1, Curva de carga semanal.

2.1.2. Modelación de la generación

La generación se basa en centrales convencionales térmicas, fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas como se mencionó anteriormente, entre existentes y futuras. En el caso de las térmicas existentes y futuras los costos se modelan como costos variables lineales sin considerar la parte cuadrática de la función de costos como se puede observar en la Figura 2.2.

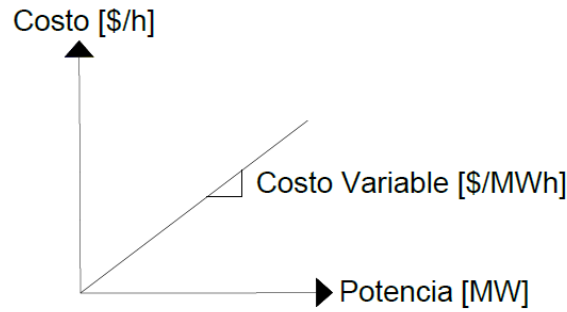


Figura 2.2, Costo variable de unidades convencionales.

Por otro lado, la representación de los costos variables de unidades fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas tienen valor de cero por ser del tipo generación renovable.

2.1.3. Modelación de los costos de inversión de unidades generadoras y líneas de transmisión y tasa de actualización

Unidades generadoras:

Con respecto a los costos de inversión estos se componen de dos factores, el primero es el costo fijo de la unidad generadora, dado en [\$/USD/MW]. Este representa el costo de construcción e instalación de la unidad y se dan una sola vez en horizonte de planificación. El segundo factor son los costos de operación y mantención de la unidad, también se entregan en [\$/USD/MW], pero al contrario del costo de inversión estos implican un gasto anual, es decir en cada periodo o año del horizonte de planificación se deben considerar.

Líneas de transmisión:

Para las líneas de transmisión, los costos de inversión se entregan en [\$/USD] y se consideran anuales. Estos consideran la instalación de torres, tendido eléctrico y todo lo que conlleva la instalación de las líneas de transmisión.

El costo de inversión es proporcional a la longitud y número de circuitos de la línea de transmisión.

Tasa de actualización (i)

La tasa de actualización (i) es necesaria para llevar a valor presente los costos de operación e inversión futuros en los cuales se incurran en el periodo de planificación, solo en el caso en que se considera una planificación multiperiodo o dinámica. Este factor se calcula de la siguiente forma:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+i)^t} \quad \forall t \in T \quad (2.1)$$

Donde i es la tasa de descuento en porcentaje y t es el periodo de planificación.

2.2. Formulación matemática, función objetivo y restricciones

A continuación, se presenta la formulación matemática del problema de optimización para la planificación dinámica de expansión de generación y transmisión bajo incertidumbre, la cual se basa en la formulación disyuntiva. Hay que recalcar que la formulación de planificación dinámica tiene por objetivo minimizar los costos de operación e inversión dentro de un periodo de planificación. Los resultados que nos entregaran se atañen a la inversión que se necesitara en cada periodo para cumplir con las restricciones técnicas de la operación técnica y económica del sistema eléctrico de potencia.

Por otro lado, la construcción de este problema estocástico tiene dos posibles formulaciones, usando la formulación variable-nodo y la formulación variable-escenario [2]. Se propone utilizar la primera formulación ya que es más compacta, no requiere de restricciones de no anticipatividad (las cuales son necesarias para igualar la solución de planificación de todo el abanico de escenarios). Para esta formulación las variables de inversión en generación y transmisión son comunes para todos los escenarios, es decir para cada escenario se utiliza la misma variable de inversión, en todas las restricciones.

a) Función objetivo

$$\begin{aligned} & \alpha_t \sum_{t \in T} \sum_{km \in \Omega} C_{km} \cdot \sum_{y \in Y} (X_{km,y,t} - X_{km,y,t-1}) + \\ & \alpha_t \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^B} (CI_g \cdot (n_{g,t} - n_{g,t-1}) + O\&MA_g \cdot n_{g,t}) \cdot P_g^M + \\ & \alpha_t \sum_{e \in E} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} P_e \cdot h_s \left(\sum_{g \in G^E} FC_g \cdot P_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^B} FC_g \cdot P_{g,s,t,e} + VoLL \sum_{g \in G^T} r_{g,s,t,e} \right) \end{aligned} \quad (2.2)$$

Donde se aprecia que la primera parte de la función objetivo pertenece a el problema de inversión de generación y transmisión mientras que la segunda se enfoca en la operación del sistema.

Las características de la ecuación 3.2 en la parte de inversión nos presenta una formulación del tipo acumulada para la inversión de generación y transmisión, es decir las variables enteras $n_{g,t}$ y binarias $X_{km,y,t}$ se acumulan año a año, y los costos de inversión del año t corresponden a la resta entre las inversiones del año t y $t - 1$. También se nota que para las variables de inversión, tanto en generación como en transmisión, estas son comunes para todos los escenarios, esto gracias a la formulación del tipo variable-nodo.

Otro punto importante que destacar es la probabilidad de ocurrencia de cada escenario de incertidumbre, representada por el parámetro P_e . Esto simboliza la esperanza de la operación económica del problema de planificación considerando todos los escenarios de incertidumbre.

b) Restricciones

Se debe considerar un set de limitaciones que señalan los factores técnicos del problema asociados al despacho de generación eléctrica. Esto define la posible región factible de solución para el problema de optimización.

i) Barra de referencia o slack:

$$\delta_{k,s,e} = 0; k \rightarrow barra\ slack, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (2.3)$$

La barra de referencia o slack es aquella donde el generador acoplado a ella aporta con la potencia necesaria para que el balance entre generación y demanda se cumpla incluyendo la potencia de pérdida.

Módulo y ángulo de la tensión de barra son arbitrarios, como en el modelo DC la tensión de todas las barras están en 1 [pu] solo se considerará el ángulo.

ii) Balance de demanda:

$$\sum_{g \in G^B} P_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^E} P_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^r} r_{g,s,t,e} + A^T f_{km,s,t,e} + \hat{A}^T \hat{f}_{km,s,t,e} = d_{k,s,t,e}; \quad (2.4)$$

$$\forall k, m \in \Omega_b, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E$$

La formulación de esta restricción nos indica que la sumatoria de las potencias despachadas de cada generador ya sea futuro, existente o virtual debe cumplir con la demanda estimada para todos los bloques horarios en el periodo de planificación.

iii) Flujos de potencia por los circuitos:

$$f_{km,s,t,e} = b_{km} \cdot (\delta_{k,s,t,e} - \delta_{m,s,t,e}); \quad \forall k, m \in \Omega_b, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (2.5)$$

$$|\hat{f}_{km,s,t,e} - b_{km} \cdot (\delta_{k,s,t,e} - \delta_{m,s,t,e})| \leq M(1 - X_{km,y,t}); \quad \forall y \in Y, \forall km \in \Omega_l, \forall k \in \Omega_b, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (2.6)$$

Esta restricción representa la definición de los flujos por los circuitos, el cual viene dado por la diferencia angular entre las barras que conecta a la línea de transmisión, tanto para los circuitos existentes y futuros.

iv) Restricción de reserva:

Esta restricción se asocia a obtener un nivel de capacidad instalada existente y futura que pueda sostener aumentos de la demanda asociado a un factor de seguridad (SR).

$$\sum_{g \in G^B} P_g^M \cdot n_{g,t} \geq d_{t,e}^{MAX} \cdot SR - \sum_{g \in G^E} P_g^M; \quad \forall t \in T, \forall e \in E \quad (2.7)$$

La ecuación (2.7) señala que, al ser conocida la potencia instalada de las unidades ya existentes, este sumando debe pasar al lado derecho de la restricción debido a que pasa a ser un dato. Por otro lado, solo se debe considerar el mayor valor de demanda de cada periodo y del escenario de mayor demanda, ya que con esta es suficiente para cumplir la restricción de reserva de los demás valores de demanda del periodo y así también de los demás escenarios de incertidumbre.

Las unidades que se consideran para la reserva deben ser las que aportan con potencia firme a la operación del sistema, es por lo que solo se consideran las unidades térmicas convencionales y centrales hidroeléctricas de embalse para la restricción de reserva.

v) Limites técnicos de las unidades generadoras:

$$0 \leq P_{g,s,t,e} \leq P_g^M \cdot n_{g,t}^M \cdot t; \quad \forall g \in G^B, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (2.8)$$

$$0 \leq P_{g,s,t,e} \leq P_g^M; \quad \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (2.9)$$

Como bien se sabe cada unidad generadora tiene un mínimo y un máximo técnico de potencia de salida. Estos datos generalmente están asociados a limitaciones mecánicas y térmicas de los generadores en el caso de las unidades térmicas.

En el caso de las centrales de generación renovable no convencional como lo son las unidades fotovoltaicas y eólicas se considera lo siguiente. Para las centrales fotovoltaicas y eólicas se considera una potencia horaria del perfil de generación anual de una central real, la cual se escoge a partir de ubicación geográfica según sus datos de radiación y ventosidad. Este perfil se debe relacionar con cada bloque horario de demanda según la formulación que posea, ya sea en 24 o 168 bloques horarios. Adicionalmente para los casos estocásticos en la generación eólica se pueden definir escenarios de ventosidad tales como ventoso, medio y calmo.

Para el cálculo de la potencia disponible de las plantas fotovoltaicas por cada unidad se utiliza un factor de espacio físico o terreno ocupado por unidad de potencia (MW), según condiciones estándares de paneles fotovoltaicos. La ecuación (2.10) detalla lo anterior.

$$P_{fotovoltaica} = 7318 \left[\frac{m^2}{MW} \right] \cdot P_{Max \text{ Parque Fotovoltaico}} \cdot Radiación \left[\frac{W}{m^2} \right] \cdot eficiencia \quad (2.10)$$

El factor de $7318 \left[\frac{m^2}{MW} \right]$ se obtiene de una instalación solar tipo, con $50 [MW]$ de potencia instalada y una superficie de $365.920 [m^2]$. Por otra parte, la eficiencia de un parque fotovoltaico ronda en torno al 15-20%, dependiendo de la naturaleza de las celdas fotovoltaicas, ya sean monocristalina o policristalina.

Para el cálculo de la potencia máxima de las centrales eólicas, se tiene que, a partir del perfil horario de viento, se calcula la potencia disponible para una ubicación geográfica determinada según la ecuación (2.11).

$$P_{eólica}^{disponible} = \beta \cdot \rho_{aire} \cdot v^3 \cdot A [W] \quad (2.11)$$

Donde β es el coeficiente de Betz (aproximadamente un 40% para aerogeneradores actuales), ρ_{aire} es la densidad del aire en $\left(\frac{kg}{m^3} \right)$, v es la velocidad del viento en $\left(\frac{m}{s} \right)$ y A es el área que utiliza el aerogenerador según el diámetro de las aspas. Luego de obtener la potencia disponible esta se debe discriminar por las velocidades mínimas y máximas a las cuales puede funcionar el aerogenerador, además de limitar la potencia máxima a la nominal del aerogenerador cuando la potencia disponible supere a la nominal.

Por otro lado, para las plantas hidroeléctricas se utiliza el factor de planta correspondiente para modelar la potencia real que pueden alcanzar en su operación durante un periodo de planificación. Según [3] se considera un factor de planta de 60% para hidroeléctricas de embalse y un 50% para hidroeléctricas de pasada.

Para el problema de planificación de expansión de generación y transmisión, los límites mínimos son 0 [MW] para unidades futuras y existentes, esto debido a que no se agrega variable para el estado de apagado de las unidades. Por otro lado, los máximos para existentes y futuras son los técnicos reales.

Hay que recalcar que la ecuación (2.8) es la restricción disyuntiva del problema de planificación de generación. Esta permite representar el estado de inversión de la unidad generadora, cuando se decide invertir, la variable de potencia generada se acota por el máximo técnico de la unidad, mientras que, si la decisión es no invertir, la restricción acota por cero a la variable de potencia generada, logrando la coherencia con la no inversión.

vi) Flujo máximo por cada circuito existente:

$$|f_{km,s,t,e}| \leq f_{km}^M; \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (2.12)$$

$$|\hat{f}_{km,y,t,e}| \leq X_{km,y,t} \cdot f_{y,km}^M; \forall y \in Y, \forall km \in \Omega_l, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (2.13)$$

La ecuación (2.12) se relaciona con las líneas existentes, mientras que la ecuación (2.13) corresponde para las líneas futuras candidatas a inversión.

vii) Límite de estabilidad para ángulo de barra:

$$|\delta_{m,s,t,e}| \leq \frac{\pi}{2}; \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (2.14)$$

Como es bien sabido los ángulos de la tensión de barra permiten conocer ciertos estándares de estabilidad del sistema, uno de estos estándares es el límite de estabilidad de estado estable, el que señala que el ángulo de la tensión debe ser menor a 90°, según [4]. Esto último será nuestro parámetro para la restricción de ángulo en cada barra.

viii) Número máximo de líneas a invertir por periodo:

$$0 \leq \sum_{km \in \Omega_l} X_{km,y,t} \leq t \cdot X_{km,y,t}^M; \forall y \in Y, \forall t \in T \quad (2.15)$$

ix) Número máximo de generadores a invertir por periodo:

$$0 \leq n_{g,t} \leq t \cdot n_g^M; \forall g \in G^B, \forall t \in T \quad (2.16)$$

Como la formulación del problema es acumulada la ecuación (2.16) restringe por cada periodo la acumulación de generadores máximos que se puede invertir.

x) Coherencia de la inversión:

$$X_{km,y,t} \geq X_{km,y,t-1}; \forall y \in Y, \forall km \in \Omega_l, \forall t \in T/t > 1 \quad (2.17)$$

$$n_{g,t} \geq n_{g,t-1}; \forall t \in T/t > 1 \quad (2.18)$$

Las ecuaciones (2.17) y (2.18) permiten obtener una inversión de transmisión y generación en secuencia a lo largo de los periodos de planificación.

Las ecuaciones (2.6) y (2.13) son las llamadas restricciones disyuntivas de la transmisión, estas permiten representar el estado de inversión de las líneas futuras. Para el caso en que no se decida invertir, la primera ecuación señala que el flujo por la línea toma un valor dado por la restricción M, llamada comúnmente big M, la cual debe tener un valor considerablemente alto para que la restricción no se active en el caso de no inversión. Por otro lado, la segunda ecuación se convierte en una igualdad que limita a cero el flujo por la línea, para ser también coherente con la elección de no inversión.

Por otro lado, para el caso de inversión la primera ecuación se transforma en una igualdad que modela el flujo de potencia por la línea, mientras que la segunda ecuación limita el nuevo flujo a sus valores máximos para cualquier sentido que este tome.

De esta manera se tiene una opción para poder linealizar el problema, aunque con la desventaja que se aumenta en el número de restricciones. En los capítulos posteriores se demostrará la concreta posibilidad de deshacernos de estas restricciones disyuntivas mediante la inclusión de factores lineales de distribución, comúnmente conocidos por PDTF por sus siglas en inglés (power distribution transmission factors) [5].

La conformación de este problema acoplado nos entrega una vigorosa herramienta para la planificación de la expansión de generación y transmisión de los sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, es importante tomar las siguientes consideraciones:

- Las inclusiones de las restricciones disyuntivas agregan variables complicantes que permiten la descomposición del problema para su posterior resolución.
- Si se le otorga un comportamiento estocástico a la demanda, se tendrán varios escenarios cada uno con distintas soluciones, por lo que se agregan restricciones complicantes que relacionan las variables enteras de inversión de cada escenario de demanda y que al igual que el caso de las variables complicantes no permiten descomponer el problema.
- Un gran número de variables y restricciones para grandes sistemas.

Todas estas consideraciones toman peso a la hora de proponer la resolución del problema de planificación de la expansión, en cuanto a número de variables y restricciones como también el tiempo de resolución del solver. Para esto se proponen dos soluciones:

La primera tiene que ver reducir el número de variables y restricciones relacionadas con la formulación del sistema de transmisión, esto gracias a la inclusión de los PTDF.

Por otro lado, otra buena medida es aplicar algoritmos matemáticos de descomposición que traten los problemas de las variables y restricciones complicantes, con esto se espera obtener respuestas de manera mucho más rápida y óptima.

Nomenclatura

Variables:

- $P_{g,s,t,e}$: Variable real que representa la potencia despachada por la central g en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $r_{g,s,t,e}$: Variable real que representa la potencia despachada por la central virtual g , en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $f_{km,s,t,e}$: Variable real que representa el flujo de potencia activa por el corredor $k-m$, en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $\hat{f}_{km,s,t,e}$: Variable real que representa el flujo de potencia activa por el corredor $k-m$ candidato a inversión, en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $\delta_{k,s,t,e}$: Variable real que representa el ángulo de tensión de la barra k , en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $X_{km,y,t}$: Variable binaria que representa la decisión de invertir en un nuevo circuito y en el corredor $k-m$, en el periodo t .
- $n_{g,t}$: Variable entera que representa la decisión de invertir en un nuevo generador g en el periodo t .

Parámetros

- C_{km} : Costo de inversión del corredor $k-m$ [USD\$]
- CI_g : Costo de inversión del generador g [USD\$/MW]
- $O\&MA_g$: Costo de operación y mantenimiento del generador g [USD\$/MW]
- FC_g : Componente lineal de la función de costo del generador g [USD\$/MWh]
- h_s : Horas de duración del bloque horarios s [h]
- $VoLL$: Valor de pérdida de carga [USD\$/MWh]
- P_g^M : Potencia máxima del generador g [MW]

- $d_{k,s,t,e}$: Demanda en la barra k , bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e [MW]
- A^T : Matriz de incidencia del sistema eléctrico
- $\hat{A}^T$: Matriz de incidencia del sistema eléctrico con las líneas candidatas a inversión transpuesta
- b_{km} : Susceptancia del corredor $k-m$
- M : Big M
- SR : Porcentaje de reserva del sistema
- $n_{g,t}^M$: Cantidad máxima de inversión para el generador g en el periodo t
- f_{km}^M : Flujo máximo para el corredor $k-m$ [MW]
- $X_{km,y,t}^M$: Cantidad máxima de inversión de circuitos para el corredor $k-m$ en el periodo t
- $d_{t,e}^{MAX}$: Demanda máxima en el periodo t y escenario de incertidumbre e
- α_t : Factor de actualización monetario en el periodo t
- P_e : probabilidad de ocurrencia del escenario de incertidumbre e

Sets

- Y : Circuitos disponibles a construir
- Ω_l : Corredores del sistema
- Ω_b : Barras del sistema
- S : Cantidad de bloques para la modelación de la demanda
- T : Cantidad de periodos en el horizonte de planificación
- E : Cantidad de escenarios de incertidumbre de la demanda
- G^B : Generadores posibles a invertir
- G^E : Generadores existentes
- G^r : Generadores virtuales

3. Métodos de descomposición

La necesidad de utilizar algoritmos de descomposición en planificación de expansión es útil en la medida que el tamaño de los problemas de optimización sea considerablemente grande. Como se mencionó anteriormente la incertidumbre de las variables de entrada, en este caso la demanda, permiten problemas de optimización estocásticos de grandes extensiones. Lo último, sumado a la estructura de estos problemas, los cuales tiene arreglos específicos, que permitan separar el problema en subproblemas que sean de fácil resolución por si solos. Por lo tanto, se presentan características para las cuales es posible aplicar técnicas de descomposición.

El problema presentado en el capítulo 2, es de naturaleza entero-mixta. Este se puede resolver de forma directa mediante el método del Branch and Bound, relajando las variables enteras y formando un ramal de posibles soluciones, entre los cuales el problema iterativo se mueve hasta encontrar la solución óptima. Sin embargo, para problemas de planificación se recomienda [6] utilizar las técnicas de descomposición, ya que reduce su dificultad, el tiempo de procesamiento y permite también, realizar la resolución paralela del problema entregándole cada estructura descomponible del problema a diferentes procesadores, logrando una reducción en los tiempos de cálculo.

Específicamente, la inclusión de la incertidumbre a la demanda hace tender al problema de optimización entero-mixto a un comportamiento de optimización estocástico bietapa [2] con una determinada cantidad de escenarios de incertidumbre. Donde la primera etapa interviene en las decisiones de inversión mientras que la segunda etapa se preocupa de la operación del sistema (despacho económico o predespacho). En este contexto se deben tomar decisiones de inversión iguales para todos los escenarios, lo que se denomina propiedad de no anticipatividad. Como se discutió en el capítulo anterior la inclusión de las restricciones de no anticipatividad no es necesaria cuando se formula el problema vía variable-nodo, utilizando variables de inversión comunes para todos los escenarios de incertidumbre.

Por consecuencia, en este capítulo se propone mostrar la aplicación de la resolución del problema de planificación de expansión de generación y transmisión mediante la técnica de descomposición de Benders. Primero se aplicará a la formulación disyuntiva, vista en la sección 2, para luego proponer la representación del sistema de transmisión mediante los PTDF, logrando así reducir la cantidad de variables y restricciones del problema propuesto.

3.1. Descomposición de Benders

La descomposición de Benders trata el problema de variables que complican en la resolución del problema. Para nuestro caso se descompone el problema de optimización lineal entero-mixta (MILP) bietapa en un problema maestro y en un subproblema, donde, el maestro trata solo con las variables de decisión enteras (binarias o enteras), las cuales son las variables complicantes del MILP, mientras que el subproblema toma desde el maestro la solución de las variables enteras y ejecuta el despacho económico, para obtener las variables duales asociadas a las restricciones disyuntivas de inversión de generación y transmisión. Estas variables son indicadores económicos o también llamados precios sombra, es decir representan el costo de oportunidad de abaratar la operación económica del sistema si es que se invierte en el generador o línea de transmisión. La forma en que se pasa esta información al problema maestro son los llamados cortes de Benders.

Por otro lado, el problema maestro es de naturaleza MIP, mientras que el subproblema es un LP con variables reales.

A continuación, se presenta la formulación de la técnica de descomposición de Benders, aplicado al problema de planificación de generación y transmisión bajo incertidumbre.

3.1.1 Problema maestro (PM)

Como se mencionó anteriormente, este problema solo contiene las variables enteras del MILP, por lo tanto, este tiene la siguiente formulación:

Función objetivo:

$$\begin{aligned} \text{Min } \alpha_t \left[\sum_{t \in T} \sum_{km \in \Omega_l} c_{km} \cdot \sum_{y \in Y} (X_{km,y,t} - X_{km,y,t-1}) \right. \\ \left. + \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^B} (CI_g \cdot (n_{g,t} - n_{g,t-1}) + O\&MA_g \cdot n_{g,t}) \cdot P_g^M \right] + \theta \end{aligned} \quad (3.1)$$

Donde θ es llamada función de recurso y es una variable libre ($\in R$). Esta representa la función objetivo de la segunda etapa (operación) como función de las decisiones de la primera etapa (inversión).

Restricciones:

$$\sum_{g \in G^B} P_g^M \cdot n_{g,t} \geq d_t^{MAX} \cdot R - \sum_{g \in G^E} P_g^M; \forall t \in T \quad (3.2)$$

$$0 \leq \sum_{km \in \Omega_l} X_{km,y,t} \leq t \cdot X_{km,y,t}^M; \forall y \in Y, \forall t \in T \quad (3.3)$$

$$0 \leq n_{g,t} \leq t \cdot n_g^M; \forall g \in G^B, \forall t \in T \quad (3.4)$$

$$X_{km,y,t} \geq X_{km,y,t-1}; \forall y \in Y, \forall km \in \Omega_l, \forall t \in T/t > 1 \quad (3.5)$$

$$n_{g,t} \geq n_{g,t-1}; \forall t \in T/t > 1 \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} \theta + \left[\left(\bar{\alpha}_{km,y,t}^l + \underline{\alpha}_{km,y,t}^l \right) f_{km,y}^M - \left(\bar{\beta}_{km,y,t}^l + \underline{\beta}_{km,y,t}^l \right) M \right]^T X_{km,y,t} \\ + \left(\bar{\pi}_{g,t}^l + \underline{\pi}_{g,t}^l \right)^T P_g^M n_{g,t} \\ \geq FO_{OPF}^l \\ + \left[\left(\bar{\alpha}_{km,y,t}^l + \underline{\alpha}_{km,y,t}^l \right) f_{km,y}^M - \left(\bar{\beta}_{km,y,t}^l + \underline{\beta}_{km,y,t}^l \right) M \right]^T X_{km,y,t}^l \\ + \left(\bar{\pi}_{g,t}^l + \underline{\pi}_{g,t}^l \right)^T P_g^M n_{g,t}^l; l = 1, \dots, v; \forall g \in G^B, \forall y \in Y, \forall t \in T \end{aligned} \quad (3.7)$$

La ecuación (3.2) es la ecuación de reserva, la ecuación (3.3) y (3.4) restringen la inversión a sus cantidades máxima, en generación y transmisión, la ecuación (3.5) y (3.6) permiten la inversión de unidades generadores y líneas de transmisión en secuencia a lo largo del periodo de planificación.

Por último, la ecuación (3.7) son los llamados cortes de Benders. Como se mencionó en la sección anterior, estos son los encargados de entregar los ahorros económicos que tiene cada uno de los candidatos a inversión, tanto en generación como en transmisión.

Por otro lado, $\bar{\alpha}_{km,y,t}$, $\underline{\alpha}_{km,y,t}$, $\bar{\beta}_{km,y,t}$, $\underline{\beta}_{km,y,t}$, $\bar{\pi}_{g,t}$, $\underline{\pi}_{g,t}$ son las variables duales proveniente de las restricciones disyuntivas del subproblema de operación, la formulación de este se presenta en la siguiente sección.

En cada iteración l del algoritmo de Benders se va agregando un nuevo corte, en el cual se van actualizando los ahorros y las decisiones de inversión, dependiendo de los resultados obtenidos desde el subproblema de operación.

3.1.2 Subproblema (SP)

El subproblema de la descomposición de Benders es aquel que toma las variables de decisión de la primera etapa (problema maestro) y las evalúa en un problema de optimización lineal, se supone que este es factible para cualquier valor de las variables de decisión, lo que quiere decir que es de recurso completo. Este se formula de la siguiente manera:

Función objetivo:

$$\min \alpha_t \sum_{e \in E} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} P_e \cdot h_s \left(\sum_{g \in G^E} FC_g \cdot P_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^B} FC_g \cdot P_{g,s,t,e} + VoLL \sum_{g \in G^r} r_{g,s,t,e} \right) \quad (3.8)$$

Restricciones:

$$\delta_{k,e} = 0; k \rightarrow barra\ slack, \forall e \in E \quad (3.9)$$

$$\sum_{g \in G^B} P_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^E} P_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^r} r_{g,s,t,e} + A^T f_{km,s,t,e} + A^T f_{km,s,t,e}^0 = d_{k,s,t,e}; \quad (3.10)$$

$$\forall k, m \in \Omega_b, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E$$

$$f_{km,s,t,e} = b_{km} \cdot (\delta_{k,s,t,e} - \delta_{m,s,t,e}); \forall k, m \in \Omega_b, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (3.11)$$

$$|\hat{f}_{km,s,y,t,e} - b_{km} \cdot (\delta_{k,s,t,e} - \delta_{m,s,t,e})| \leq M(1 - X_{km,y,t}); \forall y \in Y, \forall km \in \Omega_l, \forall k \in \Omega_b, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (3.12)$$

$$0 \leq P_{g,s,t,e} \leq P_g^M \cdot n_{g,t}^M; \forall g \in G^B, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (3.13)$$

$$0 \leq P_{g,s,t,e} \leq P_g^M; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (3.14)$$

$$|f_{km,s,y,t,e}| \leq f_{km}^M; \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (3.15)$$

$$|\hat{f}_{km,s,y,t,e}| \leq X_{km,y,t} \cdot f_{y,km}^M; \forall y \in Y, \forall km \in \Omega_l, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (3.16)$$

$$|\delta_{m,s,t,e}| \leq \frac{\pi}{2}; \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (3.17)$$

Como se observa, solo el lado derecho de las restricciones que tienen que ver con la decisión de inversión (ecuaciones (3.12), (3.13) y (3.16)) se ven afectadas, es decir la estructura del problema nunca se ve modificada, solamente las cotas de estas restricciones son las que sufren variaciones. Según la literatura [7] este tipo de problemas es preferible resolverlo mediante el método del simplex dual.

De acuerdo con [8], las variables duales que son necesarias del problema de operación para formar los cortes mencionados en la sección 4 son las que están asociadas a la toma de decisión o inversión en nuestro caso. Estas se detallan a continuación:

- Variables duales asociadas a la restricción disyuntiva de generación, para el límite de generación máximo y mínimo, proveniente de la ecuación (3.13).

$$-P_{g,s,t,e} \geq -P_g^M \cdot n_{g,t}^M; \quad \bar{\pi}_{g,t} \quad (3.18)$$

$$P_{g,s,t,e} \geq 0; \quad \underline{\pi}_{g,t} \quad (3.19)$$

- Variables duales asociadas a las restricciones disyuntivas de transmisión, para el límite máximo y mínimo de flujo de potencia activa por la línea (ecuación (3.16)) y la definición de flujo de potencia activa (ecuación (3.12)).

$$-\hat{f}_{km,s,y,t,e} \geq -X_{km,y,t} \cdot f_{y,km}^M; \quad \bar{\alpha}_{km,y,t} \quad (3.20)$$

$$\hat{f}_{km,s,y,t,e} \geq -X_{km,y,t} \cdot f_{y,km}^M; \quad \underline{\alpha}_{km,y,t} \quad (3.21)$$

$$-\hat{f}_{km,s,y,t,e} + b_{km} \cdot (\delta_{k,s,t,e} - \delta_{m,s,t,e}) \geq -M(1 - X_{km,y,t}); \quad \bar{\beta}_{km,y,t} \quad (3.22)$$

$$\hat{f}_{km,s,y,t,e} - b_{km} \cdot (\delta_{k,s,t,e} - \delta_{m,s,t,e}) \geq -M(1 - X_{km,y,t}); \quad \underline{\beta}_{km,y,t} \quad (3.23)$$

3.1.3 Límites superior e inferior

El problema (3.1)-(3.7), según [9] es una versión relajada del problema original del maestro de Benders. La función objetivo (3.1) es una función que se aproxima por abajo a la función objetivo del problema original, a partir de esto se depende el límite inferior (LI), que se define de la siguiente manera:

$$LI^l = \alpha_t \left[\sum_{t \in T} \sum_{km \in \Omega_l} C_{km} \cdot \sum_{y \in Y} (X_{km,y,t}^l - X_{km,y,t-1}^l) \right. \\ \left. + \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^B} (CI_g \cdot (n_{g,t}^l - n_{g,t-1}^l) + O\&MA_g \cdot n_{g,t}^l) \cdot P_g^M \right] + \theta^l \quad (3.24)$$

La ecuación (3.24) es la solución del problema relajado, esta tiene un comportamiento monótono creciente dado que en cada iteración el problema maestro, este va aumentando en su número de restricciones.

Por otro lado, el problema (3.8)-(3.17) es un fiel reflejo del subproblema de operación del problema original, por lo tanto, su función objetivo optima es un límite superior del problema original. El límite superior se presenta en la ecuación (3.25).

$$\begin{aligned}
 LS^l = & \alpha_t \sum_{t \in T} \sum_{km \in \Omega} C_{km} \cdot \sum_{y \in Y} (X_{km,y,t}^l - X_{km,y,t-1}^l) + \\
 & \alpha_t \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^B} (CI_g \cdot (n_{g,t}^l - n_{g,t-1}^l) + O\&MA_g \cdot n_{g,t}^l) \cdot P_g^M + \\
 & \alpha_t \sum_{e \in E} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} P_e \cdot h_s \left(\sum_{g \in G^E} FC_g \cdot P_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^B} FC_g \cdot P_{g,s,t,e} + VoLL \sum_{g \in G^r} r_{g,s,t,e} \right)
 \end{aligned} \tag{3.25}$$

No necesariamente la ecuación (3.25) tienen un comportamiento estrictamente creciente o decreciente, esta depende de los planes de inversión y en qué medida son lo suficientemente beneficiosos para reducir los costos de inversión y operación.

Una vez ya conocidos los límites, se puede dar a conocer el criterio de convergencia para la descomposición de Benders.

3.1.4 Criterio de convergencia

El criterio de convergencia es aquel que nos permite detener el algoritmo de la descomposición de Benders cuando los límites, presentados en la sección 3.1.3, se encuentran muy cercanos el uno con el otro. El criterio se presenta a continuación:

$$2 \cdot \frac{|\min\{LS^l\} - LI^l|}{\min\{LS^l\} + LI^l} < \varepsilon \tag{3.26}$$

Como se mencionó en la sección 3.1.3, el límite superior no es necesariamente creciente ni decreciente, por lo que, para formar el criterio de convergencia, se toma el mínimo valor del conjunto de límites superiores previos a la iteración l .

Cuando el criterio de convergencia sea menor a la cota de error ε , el problema debe arrojar el plan de inversión correspondiente como solución óptima a la iteración donde se obtuvo el menor valor de las cotas superiores.

3.1.5 Algoritmo de la descomposición de Benders

El algoritmo del método de descomposición de Benders consiste en el traspaso de información de forma iterativa entre el problema maestro de inversión y el subproblema de operación hasta alcanzar una cota de error mínimo entre los ya definidos anteriormente límites superior e inferior. Los pasos que conforman el algoritmo se presentan a continuación.

Paso 1:

Resolución del problema maestro inicial, de donde se obtienen la solución trivial para el caso de transmisión, mientras que para generación se obtienen las unidades necesarias para cumplir con la restricción de reserva para todos los periodos de planificación.

Paso 2:

Traspaso de la información del plan de inversión desde el problema maestro al subproblema de operación. Básicamente se actualiza el lado derecho de las restricciones disyuntivas de generación y transmisión.

Paso 3:

Resolución del subproblema, obteniendo el costo del despacho económico para el plan de inversión propuesto por el problema maestro.

Para cada restricción disyuntiva se obtiene una variable dual, ya mencionadas en la sección 3.1.2. Estas variables permiten formular un nuevo corte de Benders, el cual se agrega como una nueva restricción al problema maestro. Así se va acotando la región factible del problema de optimización iteración a iteración.

Paso 4:

Determinación del criterio de convergencia, si este es menor a la cota de error ε , el algoritmo se detiene y se obtiene la solución del plan de inversión desde el menor valor del conjunto de cotas superiores. Si el criterio de convergencia aun no es menor a la cota de error ε , se traspasan los cortes de Benders al problema maestro y se vuelve al paso 1, para repetir iterativamente el algoritmo hasta llegar a un criterio de convergencia mínimo.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama de flujo que representa el algoritmo de la descomposición de Benders.

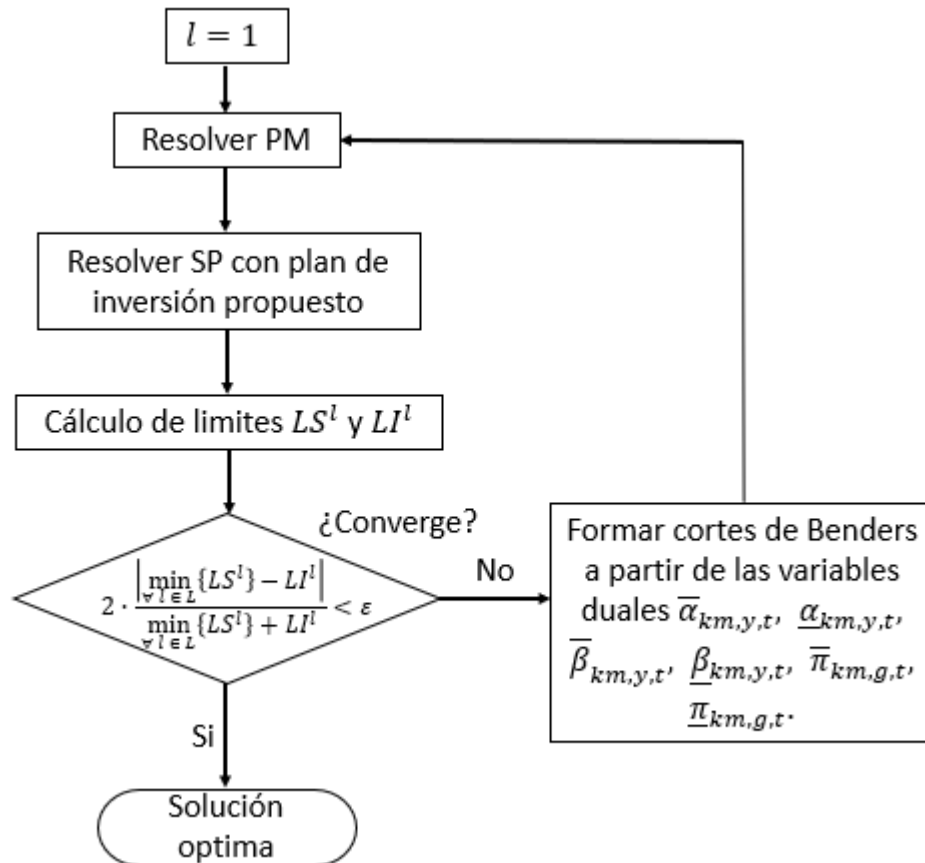


Figura 3.1, Algoritmo descomposición de Benders.

Hasta ahora se ha presentado la formulación clásica de la descomposición de Benders para el problema de planificación de generación y transmisión disyuntiva. Como se mencionó en el capítulo 3 y se demostró en el presente capítulo, esta formulación conlleva un número considerable de restricciones y variables, en especial en lo que es la formulación del subproblema de operación. Debido a eso surge la motivación de reducir el tamaño de este subproblema ingresando los factores lineales de distribución de potencia (PTDF), para poder así representar el sistema de transmisión con menos variables y menos restricciones. En la siguiente sección se trata este problema.

3.2. Representación dual del problema disyuntivo

Del problema (3.8)-(3.17), llamado subproblema de operación se tiene que la función lagrangiana o la representación dual de este problema de forma general es el siguiente:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \left(\sum_{g \in G^E; g \in G^B} FC_g \cdot P_g + VoLL \sum_{g \in G^r} r_{g,s,t,e} \right) + \sum_{k \in \Omega_b} \lambda_k \left(d_k - \sum_{m \in \Omega_b} f_{km} - P_g \right) \\ & + \sum_{k, m \in \Omega_b; y \in Y} \bar{\alpha}_{km,y} (f_{km,y} - X_{km,y} f_{km,y}^M) \\ & + \sum_{k, m \in \Omega_b; y \in Y} \underline{\alpha}_{km,y} (-f_{km,y} - X_{km,y} f_{km,y}^M) \\ & + \sum_{k, m \in \Omega_b; y \in Y} \bar{\beta}_{km,y} (f_{km,y} - b_{km} \cdot (\delta_k - \delta_m) - M(1 - X_{km,y})) \\ & + \sum_{k, m \in \Omega_b; y \in Y} \underline{\beta}_{km,y} (-f_{km,y} - b_{km} \cdot (\delta_k - \delta_m) \\ & - M(1 - X_{km,y})) + \sum_{g \in G^B} \bar{\pi}_g (P_g - n_g P_g^M) + \sum_{g \in G^B} \underline{\pi}_g (-P_g - 0) \\ & + \sum_{g \in G^E} \bar{\pi}_g^{ex} (P_g - P_g^M) + \sum_{g \in G^E} \underline{\pi}_g^{ex} (-P_g - 0) \end{aligned} \quad (3.27)$$

A continuación, se demuestra que es posible obtener las variables duales de generación y transmisión sin la necesidad de formular las restricciones disyuntivas utilizando los precios nodales.

Si se realiza la derivada parcial del lagrangiano con respecto a la variable de flujo de potencia activa de alguna línea candidata a inversión e igualamos a cero se obtiene lo siguiente:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial f_{km,y}} = \lambda_k - \lambda_m + \bar{\alpha}_{km,y} - \underline{\alpha}_{km,y} + \bar{\beta}_{km,y} - \underline{\beta}_{km,y} = 0 \quad (3.28)$$

Donde λ_k y λ_m son los precios nodales o LMP (del inglés local marginal prices) de las barras k y m . Por otro lado, las variables duales de la ecuación (3.28) toman diferentes valores para 3 casos distintos de inversión, estos son explicados a continuación:

1er Caso: Sin inversión

En este caso $X_{km,y} = 0$. Por lo tanto $\bar{\beta}_{km,y}$ y $\underline{\beta}_{km,y}$ son variables duales que no están activas y son iguales a cero ambas. Por otro lado $\bar{\alpha}_{km,y}$ o $\underline{\alpha}_{km,y}$, alguna de las dos puede ser distinta de cero, ya que la restricción asociada a flujo máximo en alguno de los dos sentidos se puede activar. Eso si se activa uno solo a la vez, ya que no es posible que el flujo sea positivo y negativo al mismo tiempo. Entonces se cumple lo siguiente:

$$\lambda_k - \lambda_m = \underline{\alpha}_{km,y} - \bar{\alpha}_{km,y} \quad (3.29)$$

2do Caso: Inversión y sin saturación de la línea

De acuerdo con este caso $X_{km,y} = 1$. Entonces $\bar{\beta}_{km,y}$ o $\underline{\beta}_{km,y}$, uno de los dos es distinto de cero, dependiendo del sentido del flujo del corredor km . Mientras que para $\bar{\alpha}_{km,y}$ y $\underline{\alpha}_{km,y}$, en este caso al no haber saturación del mismo corredor futuro km , ambas restricciones de flujo máximo no se activan, con lo cual $\bar{\alpha}_{km,y}$ y $\underline{\alpha}_{km,y}$ son iguales a cero. Por lo tanto, se cumple lo siguiente:

$$\lambda_k - \lambda_m = \underline{\beta}_{km,y} - \bar{\beta}_{km,y} \quad (3.30)$$

3er Caso: Inversión con saturación de la línea

Para este último caso se cumple la primera parte descrita en el caso 2, por lo tanto $\bar{\beta}_{km,y}$ o $\underline{\beta}_{km,y}$, es distinto de cero. Por otro lado, para el caso de las restricciones de flujo máximo, las variables duales $\bar{\alpha}_{km,y}$ o $\underline{\alpha}_{km,y}$, una de las dos puede ser distinta de cero ya que su restricción se activa, debido a la saturación de potencia activa de la línea futura.

Por lo tanto, si el flujo es saturado en sentido positivo:

$$\lambda_k - \lambda_m + \bar{\alpha}_{km,y} = \underline{\beta}_{km,y} - \bar{\beta}_{km,y} \quad (3.31)$$

Mientras que para el caso contrario:

$$\lambda_k - \lambda_m - \underline{\alpha}_{km,y} = \underline{\beta}_{km,y} - \bar{\beta}_{km,y} \quad (3.32)$$

Según los casos analizados anteriormente, el corte de Benders de la ecuación (3.7) del problema maestro se puede reescribir de varias maneras, por lo que se propone utilizar los precios nodales de cada barra y la variable dual correspondiente al flujo máximo en sentido positivo o negativo de algún corredor para conformar los cortes de Benders.

De esta manera, es posible obtener las variables duales para transmisión, sin necesidad de agregar las restricciones disyuntivas al subproblema de operación.

Ahora siguiendo con la demostración para las variables duales de generación. La derivada parcial del Lagrangiano presentado en (3.27), con respecto a la potencia despachada de un generador futuro e igualando a cero se puede obtener lo siguiente:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{g \in G^B}} = FC_g - \lambda_k + \bar{\pi}_g - \underline{\pi}_g = 0 \quad (3.33)$$

Donde, FC_g es el costo variable de la unidad candidata g y λ_k es el precio nodal de la barra k donde se encuentra la unidad generadora g .

A partir de la ecuación (3.33) se desprende de que es posible encontrar las variables duales de la restricción disyuntiva de generación a partir de la diferencia entre el costo variable de la unidad candidata y el precio nodal de la barra donde este generador se encuentre, como se demuestra a continuación:

$$\bar{\pi}_g - \underline{\pi}_g = \lambda_k - FC_g \quad (3.34)$$

Se sabe que las variables duales $\bar{\pi}_g$ y $\underline{\pi}_g$ solo se activan una a la vez, ambas no pueden tomar un valor distinto de cero al mismo tiempo. Por lo tanto, se designa una sola variable dual π_g que representa a ambas, entonces la ecuación (3.34) queda de la siguiente forma:

$$\pi_g = \lambda_k - FC_g \quad (3.35)$$

En el caso que la diferencia de precio nodal y el costo variable sea negativa, se concluye que la unidad no genera un ahorro posible para la planificación de inversión por lo que se lleva a cero la variable dual. Por lo tanto, solo se agrega el ahorro cuando el precio nodal es mayor al costo variable de la unidad.

En la Tabla 3.2 se presenta un resumen con las nuevas conformaciones de los cortes de Benders utilizando solo los precios nodales y variables duales de flujo máximo, según lo descrito en los párrafos anteriores. Todo esto relacionándolo con el corte del problema original presentando en la ecuación (3.7) del problema maestro de Benders, el cual se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1, Corte de optimalidad original de problema maestro de Benders.

$$\begin{aligned} \theta + \left[\left(\bar{\alpha}_{km,y,t}^l + \underline{\alpha}_{km,y,t}^l \right) f_{km,y}^M - \left(\bar{\beta}_{km,y,t}^l + \underline{\beta}_{km,y,t}^l \right) M \right]^T X_{km,y,t} + \left(\bar{\pi}_{g,t}^l + \underline{\pi}_{g,t}^l \right)^T P_g^M n_{g,t} \\ \geq FO_{OPF}^l + \left[\left(\bar{\alpha}_{km,y,t}^l + \underline{\alpha}_{km,y,t}^l \right) f_{km,y}^M - \left(\bar{\beta}_{km,y,t}^l + \underline{\beta}_{km,y,t}^l \right) M \right]^T X_{km,y,t}^l \\ + \left(\bar{\pi}_{g,t}^l + \underline{\pi}_{g,t}^l \right)^T P_g^M n_{g,t}^l \end{aligned}$$

Tabla 3.2, Variaciones del corte de Benders según el caso de inversión.

$X_{km,y,t}^{l-1} = 0$ $f_{km,y}^{l-1} < f_{km,y}^M$	$\theta + [\lambda_k^l - \lambda_m^l f_{km,y}^M]^T X_{km,y,t} + (\lambda_k^l - FC_g)^T P_g^M n_{g,t}$ $\geq FO_{OPF}^l + [\lambda_k^l - \lambda_m^l f_{km,y}^M]^T X_{km,y,t}^l + (\lambda_k^l - FC_g)^T P_g^M n_{g,t}^l$
$X_{km,y,t}^{l-1} = 1$ $f_{km,y}^{l-1} < f_{km,y}^M$	$\theta + [\lambda_k^l - \lambda_m^l M]^T X_{km,y,t} + (\lambda_k^l - FC_g)^T P_g^M n_{g,t}$ $\geq FO_{OPF}^l + [\lambda_k^l - \lambda_m^l M]^T X_{km,y,t}^l + (\lambda_k^l - FC_g)^T P_g^M n_{g,t}^l$
$X_{km,y,t}^{l-1} = 1$ $ f_{km,y}^{l-1} = f_{km,y}^M$	$\theta + \left[(\bar{\alpha}_{km,y,t}^l + \underline{\alpha}_{km,y,t}^l) f_{km,y}^M - (\lambda_k^l - \lambda_m^l + \bar{\alpha}_{km,y}^l - \underline{\alpha}_{km,y}^l) M \right]^T X_{km,y,t}$ $+ (\lambda_k^l - FC_g)^T P_g^M n_{g,t}$ $\geq FO_{OPF}^l$ $+ \left[(\bar{\alpha}_{km,y,t}^l + \underline{\alpha}_{km,y,t}^l) f_{km,y}^M \right.$ $\left. - (- \lambda_k^l - \lambda_m^l + \bar{\alpha}_{km,y}^l - \underline{\alpha}_{km,y}^l) M \right]^T X_{km,y,t}^l$ $+ (\lambda_k^l - FC_g)^T P_g^M n_{g,t}^l$

3.2.1 Obtención de los precios nodales mediante modelación del sistema de transmisión con PTDF

Como se vio en la sección anterior, toman vital importancia los precios nodales a la hora de calcular las variables duales de generación y transmisión. Es por lo que en esta sección se abordara la manera de calcular estos precios nodales mediante la utilización de la formulación mediante PTDF.

Cabe recalcar que los precios nodales también se pueden obtener desde los balances multinodales presentados en la ecuación (2.4) para la formulación disyuntiva, aunque de esta manera se deben ocupar un gran número de variables y restricciones, es por aquello que se propone utilizar la modelación del sistema de transmisión mediante los factores PTDF, con los cuales se reduce de gran manera restricciones y variables.

Entonces antes de presentar la obtención de los precios nodales, se debe da a conocer cómo se modela el sistema de transmisión con los factores PTDF.

La representación de los flujos de potencia según [10] se realiza mediante la implementación de los PTDF, estos permiten reducir de manera considerable el número de variables y restricciones del problema de planificación de generación y transmisión disyuntiva.

La eventual desventaja que se trata en [10], sobre la obtención de la matriz PTDF con respecto a la inversión de la matriz de admitancia de barra y como esto podría generar un gran impacto en la utilización de los recursos computacionales, aumentando los tiempos de resolución se ve refutado, ya que por ejemplo para problemas de operación sin planificación la obtención de esta matriz se realiza una sola vez ya que no hay modificaciones al sistema de transmisión. En cambio, la dificultad surge para problemas de planificación y sobre todo en problemas de descomposición, los cuales son iterativos, la obtención de esta matriz puede traer consigo mucha demanda de tiempo y recurso computacional, debido a que en cada iteración la red de transmisión puede ir variando. Es por lo que se propone obtener la matriz PTDF desde la construcción de la matriz de impedancia de barra sin necesidad de invertir la matriz de admitancia, para más información ir a anexos A donde se demuestra cómo se puede construir o modificar la matriz Zbarra.

La formulación de este nuevo problema de optimización según [11] se presenta a continuación:

Función objetivo:

$$\min \alpha_t \sum_{e \in E} \sum_{s \in S} P_e \cdot \left(\sum_{g \in G^E} FC_g \cdot h_s \cdot P_{g,s,e} + VoLL \cdot h_s \sum_{g \in G^r} r_{g,s,e} \right) \quad (3.36)$$

Restricciones:

$$\sum_{g \in G^E} P_{g,s,e} + \sum_{g \in G^r} r_{g,s,e} = \sum_{k \in \Omega_b} d_{k,s,t,e}; \forall s \in S, \forall e \in E \quad (3.37)$$

$$\sum_{k \in \Omega_b} PTDF_{km,k} (P_{g,s,e} - d_{k,s,e}) \geq -f_{km}^M; \forall km \in \Omega_l, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (3.38)$$

$$- \sum_{k \in \Omega_b} PTDF_{km,k} (P_{g,s,e} - d_{k,s,e}) \geq -f_{km}^M; \forall km \in \Omega_l, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (3.39)$$

$$0 \leq P_{g,s,e} \leq P_g^M; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (3.40)$$

El Lagrangiano asociado al problema (3.36)-(3.40) es el siguiente:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \left(\sum_{g \in G^E} FC_g \cdot P_g + VoLL \sum_{g \in G^r} r_g \right) + \lambda_{SL} \left(\sum_{k \in \Omega_b} d_k - \sum_{g \in G^E} P_g - \sum_{g \in G^r} r_g \right) \\ & + \bar{\mu}_{km} \left(\sum_{k \in \Omega_b} \sum_{km \in \Omega_l} PTDF_{km,k} (P_g - d_k) - f_{km}^M \right) \\ & + \underline{\mu}_{km} \left(- \sum_{k \in \Omega_b} \sum_{km \in \Omega_l} PTDF_{km,k} (P_g - d_k) - f_{km}^M \right) \\ & + \sum_{g \in G^E} \bar{\pi}_g^{ex} (P_g - n_g P_g^M) + \sum_{g \in G^E} \underline{\pi}_g^{ex} (-P_g - 0) \end{aligned} \quad (3.41)$$

Si derivamos la ecuación (3.41) por la potencia generada g de una unidad existente e igualamos a cero se obtiene lo siguiente:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_g} = FC_g - \lambda_{SL} + \bar{\mu}_{km} \sum_{k \in \Omega_b} \sum_{km \in \Omega_l} PTDF_{km,k} - \underline{\mu}_{km} \sum_{k \in \Omega_b} \sum_{km \in \Omega_l} PTDF_{km,k} + \bar{\pi}_g^{ex} - \underline{\pi}_g^{ex} = 0 \quad (3.42)$$

Por otro lado, con la derivada del Lagrangiano con respecto a la potencia g de un generador existente del problema (3.8)-(3.17) (formulación disyuntiva) se tiene que:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_g} = FC_g - \lambda_k + \bar{\pi}_g^{ex} - \underline{\pi}_g^{ex} = 0 \quad (3.43)$$

Con lo cual se demuestra que el precio nodal de una barra k es igual al costo variable de las unidades que se encuentran en esa barra más las variables duales de los límites de potencia generada, como se puede observar en la ecuación (3.44).

$$\lambda_k = FC_g + \overline{\pi}_g^{ex} - \underline{\pi}_g^{ex} \quad (3.44)$$

Si reemplazamos la ecuación (3.44) en (3.42) y reordenamos llegamos a la siguiente relación:

$$\lambda_k = \lambda_{SL} - \bar{\mu}_{km} \sum_{k \in \Omega_b} \sum_{km \in \Omega_l} PTDF_{km,k} + \underline{\mu}_{km} \sum_{k \in \Omega_b} \sum_{km \in \Omega_l} PTDF_{km,k} \quad (3.45)$$

Donde λ_{SL} es el precio nodal de la barra de referencia o barra slack, esta variable dual proviene de la restricción del balance uninodal.

Con la ecuación (3.45) se demuestra que a partir de la matriz PTDF es posible obtener los precios nodales de cada barra del sistema, sin la necesidad de formular un balance multimodal.

Nomenclatura

Variables:

- $P_{g,s,t,e}$: Variable real que representa la potencia despachada por la central g en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $r_{g,s,t,e}$: Variable real que representa la potencia despachada por la central virtual g , en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $f_{km,s,t,e}$: Variable real que representa el flujo de potencia activa por el corredor $k-m$, en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $\delta_{k,s,t,e}$: Variable real que representa el ángulo de tensión de la barra k , en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e .
- $X_{km,y,t}$: Variable binaria que representa la decisión de invertir en un nuevo circuito y en el corredor $k-m$, en el periodo t .
- $n_{g,t}$: Variable entera que representa la decisión de invertir en un nuevo generador g en el periodo t .
- $\bar{\alpha}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva del máximo flujo de potencia positivo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\underline{\alpha}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva del máximo flujo de potencia negativo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\bar{\beta}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva de la definición de flujo de potencia positivo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\underline{\beta}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva de la definición de flujo de potencia negativo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\bar{\pi}_{g,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva de potencia máxima de la unidad generadora g candidata a inversión en el periodo t .
- $\underline{\pi}_{g,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva de potencia mínima de la unidad generadora g candidata a inversión en el periodo t .
- λ_k : Variable dual que representa el precio nodal de la barra k .
- λ_{SL} : Variable dual que representa el precio nodal de la barra slack o de referencia.

- $\bar{\mu}_{km}$: Variable dual de la restricción de flujo de potencia positivo por el corredor $k-m$ de la formulación con PTDF.
- $\underline{\mu}_{km}$: Variable dual de la restricción de flujo de potencia negativo por el corredor $k-m$ de la formulación con PTDF.
- LI^l : Límite inferior del algoritmo de la descomposición de Benders.
- LS^l : Límite superior del algoritmo de la descomposición de Benders.
- θ^l : Función de recurso del problema maestro de la descomposición de Benders.
- $\bar{\pi}_g^{ex}$: Variable dual de la restricción de potencia máxima para los generadores existentes.
- $\underline{\pi}_g^{ex}$: Variable dual de la restricción de potencia mínima para los generadores existentes.

Parámetros:

- C_{km} : Costo de inversión del corredor $k-m$ [USD\$]
- CI_g : Costo de inversión del generador g [USD\$/MW]
- $O\&MA_g$: Costo de operación y mantenimiento del generador g [USD\$/MW]
- FC_g : Componente lineal de la función de costo del generador g [USD\$/MWh]
- h_s : Horas de duración del bloque horarios s [h]
- $VoLL$: Valor de pérdida de carga [USD\$/MWh]
- P_g^M : Potencia máxima del generador g [MW]
- $d_{k,s,t,e}$: Demanda en la barra k , en el bloque horario s , periodo t y escenario de incertidumbre e [MW]
- A^T : Matriz de incidencia del sistema eléctrico
- b_{km} : Susceptancia del corredor $k-m$
- M : Big M
- R : Porcentaje de reserva del sistema
- $n_{g,t}^M$: Cantidad máxima de inversión para el generador g en el periodo t
- f_{km}^M : Flujo máximo para el corredor $k-m$ [MW]
- $X_{km,y,t}^M$: Cantidad máxima de inversión de circuitos para el corredor $k-m$ en el periodo t
- $d_{t,e}^{MAX}$: Demanda máxima en el periodo t y escenario de incertidumbre e
- α_t : Factor de actualización monetario en el periodo t
- P_e : probabilidad de ocurrencia del escenario de incertidumbre e
- $PTDF_{km,k}$: Factor lineal de distribución de transferencia de potencia del corredor $k-m$, barra k
- y_b : Matriz diagonal de las admitancias primitivas del sistema eléctrico
- A_r : Matriz de incidencia del sistema eléctrico
- B_r^{-1} : inversa de la matriz de admitancia de barra reducida

Sets

- Y : Circuitos disponibles a construir
- Ω_l : Corredores del sistema
- Ω_b : Barras del sistema
- S : Cantidad de bloques para la modelación de la demanda
- T : Cantidad de periodos en el horizonte de planificación
- E : Cantidad de escenarios de incertidumbre de la demanda
- G^B : Generadores posibles a invertir
- G^E : Generadores existentes
- G^r : Generadores virtuales

4. Planificación de generación y transmisión empleando restricciones de predespacho

Hasta aquí, la etapa de operación del problema de planificación se formula como un flujo de potencia óptima (OPF), con restricciones que solo consideran los flujos máximos por cada línea y la potencia máxima despachada por cada generador. Incluso no se modela la potencia mínima de cada unidad generadora, esto para no incluir nuevas variables binarias que determinen el estado de las unidades. En resumen, se tiene un problema bastante básico y simple, en comparación a lo que sucede en la realidad, donde influyen muchas restricciones, tales como, tiempos de arranque y parada con sus respectivos costos, rampas de toma de carga, reserva en giro y operación, tiempos mínimos de operación y fuera de servicio de las centrales, además de las restricciones ya conocidas desde el OPF. Hay que recalcar que el predespacho tiene por objetivo determinar que unidades estarán activas en cada uno de los bloques horarios, como así también la consigna de potencia despachada de cada una de las unidades, en un periodo de tiempo determinado. Por lo tanto, se tiene un problema de operación bastante robusto con un gran número de variables y restricciones, el cual tiene naturaleza no lineal mixto, es decir tiene variables enteras y binarias.

La idea de agregar el predespacho es para obtener soluciones que sean el fiel reflejo de lo que es la operación en la realidad. Aunque como contraparte se asume que el algoritmo puede tornarse un poco más complejo en su solución, conllevando mayores tiempos de cálculo.

Por otro lado, llevando al contexto nacional la alta penetración de energía renovable no convencional trae consigo mucha variabilidad en el despacho de la generación, sobre todo en las primeras horas de la mañana y en las últimas horas del día, cuando las energías renovables aparecen y desaparecen respectivamente. Esto trae consigo rampas con altas pendientes en la mañana y tarde, de las cuales se deben encargar las unidades térmicas. Para ello se incluyen las restricciones de predespacho, con el fin de comprobar si las unidades térmicas son capaces de entregar la potencia correspondiente en las horas de mañana y tarde, ingresando una gran cantidad de ERNC al parque generador.

En las secciones posteriores se detalla la formulación de la función objetivo y de cada una de las restricciones asociadas al predespacho de generación.

4.1. Función objetivo del predespacho

La función objetivo del predespacho contempla los costos variables de generación, arranque y parada de las unidades generadoras.

$$\min \sum_{e \in E} \sum_{s \in S} P_e \left(\sum_{g \in G^E} FC_g \cdot h_s \cdot P_{g,s,e} + VoLL \cdot h_s \sum_{g \in G^r} r_{g,s,e} + \sum_{g \in G^E} C_{ON,g}^s \cdot Y_{g,s} + C_{OFF,g}^s \cdot Z_{g,s} \right) \quad (4.1)$$

Donde $Y_{g,s}$ y $Z_{g,s}$ son las variables binarias que representan los estados de encendido y apagado respectivamente. Mientras que $C_{ON,g}^s$ y $C_{OFF,g}^s$ son los costos de arranque y apagado de la unidad g en el bloque horario s .

Cabe mencionar que para este trabajo solo el costo de arranque se toma como una función discreta del tiempo. Mientras que el costo de parada se define solo como un costo fijo, independiente del tiempo

en o fuera de funcionamiento, debido a que se considera enfriamientos de forma natural y no con ventilaciones forzadas, en las cuales se podría incurrir en costos extras. A continuación, se presentan la formulación de ambos costos.

4.1.1 Costo de arranque

Los costos de poner en marcha una unidad térmica dependen del tiempo que ha llevado la unidad fuera de servicio. Es decir, unidades que estén en caliente tienen distintos costos comparado con una unidad que este en frio. Por lo tanto, para determinar la formulación del costo de arranque primero se debe dar a conocer cómo se expresa y formula el contador de tiempo fuera de servicio.

La condición que debe cumplir este contador tiene relación con lo siguiente:

$$Si E_{g,s} = 1 \rightarrow T_{FS,g}^s = T_{FS,g}^{s-1} + 1, en otro caso T_{FS,g}^s = 0; \forall g \in G^E, \forall s \in S \quad (4.2)$$

Donde $E_{g,s}$ es el estado de la unidad g en el bloque horario s , $T_{FS,g}^s$ es el contador de tiempo fuera de servicio de la unidad g en el bloque horario s .

La formulación de este contador bajo distintas restricciones lineales se presenta a continuación:

$$T_{FS,g}^s \leq T_{FS,g}^{s-1} + 1; \forall g \in G^E, \forall s \in S \quad (4.3)$$

$$T_{FS,g}^s + E_{g,s} \cdot (M_{aux} + 1) \geq T_{FS,g}^{s-1} + 1; \forall g \in G^E, \forall s \in S \quad (4.4)$$

$$T_{FS,g}^s - M_{aux} \cdot (1 - E_{g,s}) \leq 0; \forall g \in G^E, \forall s \in S \quad (4.5)$$

$$T_{FS,g}^s \geq 0; \forall g \in G^E, \forall s \in S \quad (4.6)$$

Donde M_{aux} es un parámetro que se define por la siguiente relación según [12]:

$$M_{aux} = S + \max\{T_{FS,g}^0\}; \forall g \in G^E \quad (4.7)$$

Donde $T_{FS,g}^0$ es el contador inicial de tiempo fuera de servicio para la unidad g y S es la cantidad total de bloques horarios.

La ecuación (4.3) permite que el contador sea formulado de forma secuencial, mientras que la ecuación (4.4) fuerza a que el contador sea mayor o igual al contador del bloque horario anterior más uno. Las restricciones (4.5) y (4.6) llevan a cero el contador si es que la unidad está activa, mientras que en caso contrario permiten que el contador tome siempre valores positivos.

Por lo tanto, con el conjunto de restricciones (4.3)-(4.6) ya se tiene la forma de expresar el contador de tiempo fuera de servicio, el cual es necesario para detallar la formulación del costo de arranque como tal.

De forma general la función de costo para el arranque en cada bloque horario se puede representar como una función exponencial [12]:

$$C_{ON,g}^s = FC_{ON,g} \left(1 - e^{-\frac{T_{FS,g}^{s-1}}{\tau_g}} \right); \forall g \in G^E, \forall s \in S \quad (4.8)$$

Donde $FC_{ON,g}$ es el costo de arranque en frio de la unidad g , τ_g es la constante térmica del costo de arranque de la unidad g .

Si bien la ecuación (4.8) presenta un comportamiento continuo a lo largo de los bloques horarios s , la idea es discretizar esta función para ajustarla a la modelación de la demanda, la cual es discreta. Para eso se sigue la formulación presentada en [13], agregando una variable adicional binaria.

Esta formulación se puede representar a través de un conjunto de restricciones lineales, como se muestra a continuación:

$$C_{ON,g}^S = \sum_{T_{FS}=1}^{N DT_g} K_g^{T_{FS},g} \cdot W_{g,T_{FS},g}^S; \forall g \in G^E, \forall s \in S \quad (4.9)$$

$$\sum_{T_{FS}=1}^{N DT_g} W_{g,T_{FS},g}^S = Y_{g,s}; \forall g \in G^E, \forall s \in S \quad (4.10)$$

$$\sum_{T_{FS}=1}^{N DT_g-1} T_{FS,g} \cdot W_{g,T_{FS},g}^S + m_{g,s} = T_{FS,g}^{s-1}; \forall g \in G^E, \forall s \in S \quad (4.11)$$

$$N DT_g \cdot W_{g,N DT_g}^S \leq m_{g,s} \leq M_{aux} \cdot (W_{g,N DT_g}^S - Y_{g,s} + 1); \forall g \in G^E, \forall s \in S \quad (4.12)$$

Donde $K_g^{T_{FS},g}$ es una constante que representa el valor discreto del costo de arranque de la unidad g con $T_{FS,g}$ bloques horarios fuera de servicio, $N DT_g$ es el tiempo mínimo fuera de servicio para considerar arranque en frio, este parámetro define el número de intervalos en los que se discretiza el costo de arranque, $W_{g,T_{FS},g}^S$ es la variable binaria auxiliar que es igual a 1 cuando la unidad g entra en servicio en el bloque horario s y ha estado $T_{FS,g}$ bloques horarios fuera de servicio.

Por otro lado, la ecuación (4.9) representa la sumatoria de los costos discretos de la unidad g para la cantidad total $N DT_g$ de bloques horarios. La restricción (4.10) permite igualar la variable de encendido del bloque horario s a la sumatoria de las variables auxiliares $W_{g,T_{FS},g}^S$, según la cantidad de intervalos en los que se discretizo el costo de arranque. La restricción (4.11) relaciona las variables auxiliares $W_{g,T_{FS},g}^S$ con el contador de tiempo fuera de servicio. Por último, la restricción (4.12) restringe a la variable extra $m_{g,s}$. Para esta última restricción se elige el mismo valor de M_{aux} , determinado en la formulación del contador de tiempo fuera de servicio.

Hay que mencionar que la variable extra $m_{g,t}$ solo se activa en el momento en el cual la unidad g ha estado fuera de servicio $N DT_g$ o más bloques horarios.

4.1.2 Costo de parada

En cuanto al costo de parada, este se formulará básicamente como un costo fijo, independiente del tiempo de servicio o fuera de servicio. Por lo tanto:

$$C_{OFF,g}^S = C_{OFF,g} \quad (4.13)$$

Donde $C_{OFF,g}$ es el costo de parada de la unidad g .

4.2. Restricciones del predespacho

Además de las restricciones (4.3)-(4.6) y (4.9)-(4.12) que se necesitan para el contador de tiempo fuera de servicio y costo de arranque respectivamente, se tiene el siguiente pack de restricciones que tienen que ver con balance de demanda uninodal, reserva en giro, límites máximos y mínimos de potencia activa despachada junto con las rampas de subida y bajada de potencia y mínimos tiempos de servicio y fuera de servicio. Además de las restricciones de transmisión utilizando la formulación vía PTDF. Por último, se agregan las restricciones pertinentes para preservar la secuencia lógica del encendido de las unidades.

4.2.1 Balance uninodal

$$\sum_{g \in G^E} P_{g,s,e} + \sum_{g \in G^r} r_{g,s,e} = \sum_{k \in \Omega_b} d_{k,s,e}; \forall s \in S, \forall e \in E \quad (4.14)$$

4.2.2 Reserva en giro

$$\sum_{g \in G^E} \bar{P}_{g,s,e} \geq \sum_{k \in \Omega_b} d_{k,s,e} + SR_s \cdot \sum_{k \in \Omega_b} d_{k,s,e}; \forall s \in S, \forall e \in E \quad (4.15)$$

Donde SR_s es el factor de reserva en giro del sistema en el bloque horario s . Cabe mencionar que la ecuación (4.15) se diferencia de la restricción presentada en la sección 3.1.1 debido a que esta considera las unidades activas.

4.2.3 Potencia máxima despachada

$$\bar{P}_{g,s,e} \leq P_g^M \cdot [E_{g,s,e} - Z_{g,(s+1),e}] + Z_{g,(s+1),e} \cdot SD_g; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (4.16)$$

$$\bar{P}_{g,s,e} \leq P_{g,(s-1),e} + RU_g \cdot E_{g,(s-1),e} + SU_g \cdot Y_{g,s,e}; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (4.17)$$

$$P_{g,s,e} \leq \bar{P}_{g,s,e}; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (4.18)$$

Donde $SD_{g,e}$, $RU_{g,e}$ y $SU_{g,e}$ son el límite de la rampa de apagado, rampa de encendido y el límite de la rampa de encendido respectivamente para la unidad g .

Para poder formular la restricción de potencia máxima se agrega la variable $\bar{P}_{g,s,e}$ para cada unidad generadora g en cada bloque horario s y escenario de incertidumbre e .

La ecuación (4.16) relaciona $\bar{P}_{g,s,e}$ con la variable de apagado y su estado, restringiendo a su potencia máxima si es que la unidad se encuentra activa y no se programa su apagado en el bloque horario $s+1$, en caso contrario, $\bar{P}_{g,s,e}$ se restringe por el límite de la rampa de apagado de la unidad.

La ecuación (4.17) a su vez relaciona $\bar{P}_{g,s,e}$ con la variable de encendido $Y_{g,s,e}$ y la potencia despachada $P_{g,(s-1),e}$ en el bloque horario $s-1$. Si la unidad se encontraba activa la potencia máxima se ve restringida por la suma de potencia despachada más la rampa de encendido de la unidad, mientras

que si la unidad estaba desactivada en $s-1$ y luego se activa en el bloque horario s , la potencia máxima se restringe por la suma de la potencia despachada más el límite de la rampa de encendido.

4.2.4 Potencia mínima despachada

$$P_g^m \cdot E_{g,s,e} \leq P_{g,s,e}; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (4.19)$$

$$P_{g,(s-1),e} - P_{g,s,e} \leq RD_g \cdot E_{g,s,e} + SD_g \cdot Z_{g,s,e}; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (4.20)$$

Donde RD_g y SD_g son la rampa de apagado y el límite de la rampa de apagado respectivamente para la unidad g .

Para este caso no se agrega una variable extra, solo se necesita de la variable de potencia despachada $P_{g,s,e}$ por la unidad g , en el bloque horarios s y escenario de incertidumbre e .

La ecuación (4.19) relaciona el estado de la unidad con la potencia despachada, restringiendo al mínimo técnico de potencia en el caso que la unidad este activa, en caso contrario la potencia despachada se restringe a cero.

La ecuación (4.20) restringe el cambio de potencia despachada entre dos bloques horarios seguidos por la rampa de apagado en el caso en que la unidad se encuentre activa. Mientras que, si se decide programar la desactivación de la unidad, la diferencia de potencia despachada entre bloques consecutivos se restringe por el límite de la rampa de apagado.

4.2.5 Tiempo mínimo fuera de servicio

$$\sum_{s=1}^{F_g} E_{g,s,e} = 0; \forall g \in G^E, \forall e \in E \quad (4.21)$$

$$\sum_{k=s}^{s+DT_g-1} (1 - E_{g,k,e}) \geq DT_g \cdot Z_{g,s}; \forall g \in G^E, \forall s = F_g + 1, \dots, S - DT_g + 1 \quad (4.22)$$

$$\sum_{k=s}^S (1 - E_{g,k,e} - Z_{g,s}) \geq 0; \forall g \in G^E, \forall s = S - DT_g + 2, \dots, S \quad (4.23)$$

Donde $F_g = \min\{S, [DT_g - T_{FS,g}^0] \cdot [1 - E_g^0]\}$, DT_g es el tiempo fuera de servicio mínimo de la unidad g , $T_{FS,g}^0$ es el parámetro que señala cual es la cantidad de bloques horarios fuera de servicio en el inicio del periodo de programación del despacho.

La ecuación (4.21) se encarga que la unidad g no se active en los primeros bloques horarios hasta lograr cumplir con el requerimiento de F_g , que señala los restantes bloques horarios que debe permanecer inactiva la unidad para poder cumplir con DT_g .

Una vez ya cumplida la restricción de la ecuación (4.21), para el resto de los bloques horarios se consideran las ecuaciones (4.22) y (4.23). La primera se activa cuando la unidad pasa del estado de encendido a apagado, mientras que la segunda ecuación se activa cuando el número de horas restantes del horizonte de programación de despacho es menor a tiempo mínimo fuera de servicio (DT_g).

Por lo tanto, se concluye que el set de ecuaciones (4.21)-(4.23) permite asegurar que se cumpla el mínimo tiempo fuera de servicio de la unidad g , durante todo el horizonte S de programación del despacho.

4.2.6 Tiempo mínimo en servicio

$$\sum_{s=1}^{L_g} (1 - E_{g,s,e}) = 0; \forall g \in G^E, \forall e \in E \quad (4.24)$$

$$\sum_{k=s}^{s+UT_g-1} E_{g,k,e} \geq UT_g \cdot Y_{g,s}; \forall g \in G^E, \forall s = L_g + 1, \dots, S - UT_g + 1 \quad (4.25)$$

$$\sum_{k=s}^S (E_{g,k,e} - Y_{g,s}) \geq 0; \forall g \in G^E, \forall s = S - UT_g + 2, \dots, S \quad (4.26)$$

Donde $L_g = \min\{S, [UT_g - T_{ES,g}^0] \cdot E_g^0\}$, UT_g es el tiempo mínimo en servicio de la unidad g , $T_{ES,g}^0$ es el parámetro que señala cual es la cantidad de bloques horarios en servicio en el inicio del periodo de programación del despacho.

La explicación del conjunto de restricciones (4.24)-(4.26), es similar al presentado en la sección 4.2.5.

4.2.7 Restricciones del sistema de transmisión

$$\sum_{k \in \Omega_b} PTDF_{km,k} (P_{g,s,e} \cdot E_{g,s,e} - d_{k,s,e}) \geq -f_{km}^M; \forall km \in \Omega_l, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (4.27)$$

$$- \sum_{k \in \Omega_b} PTDF_{km,k} (P_{g,s,e} \cdot E_{g,s,e} - d_{k,s,e}) \geq -f_{km}^M; \forall km \in \Omega_l, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (4.28)$$

Las ecuaciones (4.27) y (4.28) permiten restringir el flujo de potencia activa máxima en el sentido positivo o negativo respectivamente. Hay que recordar que el sistema de transmisión se representa mediante la matriz PTDF, según lo descrito en la sección 3.2.1.

4.2.8 Secuencia lógica de encendido de las unidades

$$Y_{g,s,e} - Z_{g,s,e} = E_{g,s,e} - E_{g,(s-1),e}; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (4.29)$$

$$Y_{g,s,e} + Z_{g,s,e} \leq 1; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E \quad (4.30)$$

La restricción (4.29) permite que la variable de encendido $Y_{g,s,e}$ tome el valor de 1 cuando la unidad g se activad en el bloque horario s , mientras que la variable de apagado $Z_{g,s,e}$ toma el valor de 1 cuando la unidad g se desactiva. La restricción (4.30) permite que las variables de encendido y apagado no se activen al mismo tiempo, sino que una a la vez.

Una vez formulado el problema de predespacho, se tiene un problema de optimización lineal entero mixto, el cual se resuelve por métodos de solución tal como el Branch and Bound, del cual no se pueden obtener variables duales o los también llamados multiplicadores de Lagrange. Esto trae complicaciones al intentar aplicar este problema en el algoritmo de descomposición presentado en la sección 3.1.5, ya que las variables duales son indispensables en la ejecución de este algoritmo.

La solución propuesta para la obtención de las variables duales es utilizar un problema de programación lineal, como lo es el despacho económico, luego ya de conocidas las variables de estado desde la solución del predespacho. En la siguiente sección se presenta el nuevo algoritmo propuesto con la inclusión del predespacho y despacho de la programación de generación.

4.3. Algoritmo propuesto

El algoritmo propuesto tiene por objetivo solucionar el problema de la obtención de las variables duales desde un predespacho. Como se comentó anteriormente, el predespacho es un problema de optimización lineal entero-mixta. Este tipo de problemas no tienen una formulación dual, por lo tanto, la obtención de las variables duales simplemente no tiene sentido. Entonces, como solución se propone seguir las bases del problema de descomposición de Benders, traspasando todas las restricciones que solo contengan variables enteras o binarias (estado, encendido y apagado) del problema de predespacho al problema maestro, sumándose a las ya presentes de inversión. Además de agregar una restricción de reserva en giro, que permite relacionar el problema de operación con el de inversión.

Como consecuencia se tiene un nuevo problema maestro, el cual contienen las restricciones de tiempo mínimo en servicio y fuera de servicio, secuencia de encendido y apagado de las unidades y la de reserva en giro. Con esto se tiene un problema maestro que entrega como resultados las inversiones en generación y transmisión y además entrega los valores de las variables de estado, encendido y apagado de las unidades existentes y candidatas a inversión. Luego se transfiere esta información al subproblema de operación que ahora en este caso se trata de un problema con variables continuas, el cual define la optimización de las potencias despachadas, con restricciones de potencia mínima, máxima y rampas de subida y bajada de carga.

Así se pueden obtener los multiplicadores de Lagrange o las variables duales que forman los cortes de Benders del problema maestro.

Antes de presentar el algoritmo de Benders aplicado al problema de predespacho, se hace necesario formular el problema completo de planificación conjunta de generación y transmisión con las restricciones de predespacho. Este se presenta a continuación.

4.3.1 Problema completo de planificación conjunta de generación y transmisión con restricciones de predespacho

1) Función objetivo:

$$\begin{aligned}
 & \alpha_t \sum_{t \in T} \sum_{km \in \Omega} C_{km} \cdot \sum_{y \in Y} (X_{km,y,t} - X_{km,y,t-1}) + \\
 & \alpha_t \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^B} (CI_g \cdot (n_{g,t} - n_{g,t-1}) + O\&MA_g \cdot n_{g,t}) \cdot P_g^M + \\
 & \alpha_t \sum_{e \in E} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} P_e \cdot \left(\sum_{g \in G^E} FC_g \cdot h_s \cdot P_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^B} n_{g,t} \cdot FC_g \cdot h_s \cdot P_{g,s,t,e} + VoLL \right. \\
 & \quad \left. \cdot h_s \sum_{g \in G^r} r_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^E} C_{ON,g}^S \cdot Y_{g,s,t,e} + C_{OFF,g}^S \cdot Z_{g,s,t,e} \right)
 \end{aligned} \tag{4.31}$$

2) Restricciones

$$\sum_{g \in G^E} P_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^B} n_{g,t} \cdot P_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^r} r_{g,s,t,e} + A^T f_{km,s,t,e} + A^T f_{km,s,t,e}^0 = d_{k,s,e}; \tag{4.32}$$

$$\forall s \in S, \forall e \in E, \forall t \in T$$

$$\sum_{g \in G^E} \bar{P}_{g,s,t,e} + \sum_{g \in G^B} n_{g,t} \cdot \bar{P}_{g,s,e} \geq \sum_{k \in \Omega_b} d_{k,s,t,e} + SR_s \sum_{k \in \Omega_b} d_{k,s,t,e}; \tag{4.33}$$

$$\forall s \in S, \forall e \in E, \forall t \in T$$

$$\bar{P}_{g,s,t,e} \leq P_g^M \cdot [E_{g,s,t,e} - Z_{g,(s+1),t,e}] + Z_{g,(s+1),t,e} \cdot SD_g; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E \tag{4.34}$$

$$n_{g,t} \cdot \bar{P}_{g,s,t,e} \leq n_{g,t} \cdot P_g^M \cdot [E_{g,s,t,e} - Z_{g,(s+1),t,e}] + n_{g,t} \cdot Z_{g,(s+1),t,e} \cdot SD_g; \forall g \in G^B, \forall s \in S, \forall e \in E \tag{4.35}$$

$$\bar{P}_{g,s,t,e} \leq P_{g,(s-1),t,e} + RU_g \cdot E_{g,(s-1),t,e} + SU_g \cdot Y_{g,s,t,e}; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E, \forall t \in T \tag{4.36}$$

$$n_{g,t} \cdot \bar{P}_{g,s,t,e} \leq n_{g,t} \cdot P_{g,(s-1),t,e} + n_{g,t} \cdot RU_g \cdot E_{g,(s-1),t,e} + n_{g,t} \cdot SU_g \cdot Y_{g,s,t,e}; \forall g \in G^B, \forall s \in S, \forall e \in E, \forall t \in T \tag{4.37}$$

$$P_{g,s,t,e} \leq \bar{P}_{g,s,t,e}; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E, \forall t \in T \tag{4.38}$$

$$n_{g,t} \cdot P_{g,s,t,e} \leq n_{g,t} \cdot \bar{P}_{g,s,t,e}; \forall g \in G^B, \forall s \in S, \forall e \in E, \forall t \in T \tag{4.39}$$

$$P_g^m \cdot E_{g,s,t,e} \leq P_{g,s,t,e}; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E, \forall t \in T \tag{4.40}$$

$$n_{g,t} \cdot P_g^m \cdot E_{g,s,t,e} \leq n_{g,t} \cdot P_{g,s,t,e}; \forall g \in G^B, \forall s \in S, \forall e \in E, \forall t \in T \tag{4.41}$$

$$P_{g,(s-1),t,e} - P_{g,s,t,e} \leq RD_g \cdot E_{g,s,t,e} + SD_g \cdot Z_{g,s,t,e}; \forall g \in G^E, \forall s \in S, \forall e \in E, \forall t \in T \tag{4.42}$$

$$n_{g,t} \cdot P_{g,(s-1),t,e} - n_{g,t} \cdot P_{g,s,t,e} \leq n_{g,t} \cdot RD_g \cdot E_{g,s,t,e} + n_{g,e} \cdot SD_g \cdot Z_{g,s,t,e}; \forall g \in G^B, \forall s \in S, \forall e \in E, \forall t \in T \quad (4.43)$$

$$f_{km,s,t,e} = b_{km} \cdot (\delta_{k,s,t,e} - \delta_{m,s,t,e}); \forall k, m \in \Omega_b, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (4.44)$$

$$|\hat{f}_{km,s,y,t,e} - b_{km} \cdot (\delta_{k,s,t,e} - \delta_{m,s,t,e})| \leq M(1 - X_{km,y,t}); \forall y \in Y, \forall km \in \Omega_l, \forall k \in \Omega_b, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (4.45)$$

$$|f_{km,s,y,t,e}| \leq f_{km}^M; \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (4.46)$$

$$|\hat{f}_{km,s,y,t,e}| \leq X_{km,y,t} \cdot f_{y,km}^M; \forall y \in Y, \forall km \in \Omega_l, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (4.47)$$

$$|\delta_{m,s,t,e}| \leq \frac{\pi}{2}; \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \quad (4.48)$$

$$X_{km,y,t} \geq X_{km,y,t-1}; \forall y \in Y, \forall km \in \Omega_l, \forall t \in T/t > 1 \quad (4.49)$$

$$n_{g,t} \geq n_{g,t-1}; \forall t \in T/t > 1 \quad (4.50)$$

Además, se agregan restricciones de tiempos mínimos en servicio y fuera de servicio, ecuaciones de coherencia en variables de estado, encendido y apagado para unidades existentes y candidatas. en las ecuaciones Además de coherencia en inversiones de generación y transmisión para unidades candidatas.

Como se puede observar en la formulación del problema completo con restricciones de predespacho, se presentan no linealidades, específicamente en restricciones de potencia máxima y mínima para unidades candidatas. Para esto se debe realizar una linealización, utilizando variables auxiliares y nuevas restricciones, estas se presentan a continuación.

4.3.2 Linealización restricciones de predespacho para unidades candidatas

En las ecuaciones (4.32),(4.33),(4.35),(4.37),(4.39),(4.41) y (4.43) se evidencian las siguientes no linealidades:

$$n_{g,t} \cdot \bar{P}_{g,s,t,e} \quad (4.51)$$

$$n_{g,t} \cdot P_{g,s,t,e} \quad (4.52)$$

$$n_{g,t} \cdot E_{g,s,t,e} \quad (4.53)$$

$$n_{g,t} \cdot Y_{g,s,t,e} \quad (4.54)$$

$$n_{g,t} \cdot Z_{g,s,t,e} \quad (4.55)$$

En base a lo anterior, las ecuaciones (4.71) y (4.72) se tiene una multiplicación entre una variable entera y real, lo que se pueden linealizar de la siguiente forma:

$$n_{g,t} \cdot \bar{P}_{g,s,t,e} = \bar{P}n_{g,s,t,e} \quad (4.56)$$

$$n_{g,t} \cdot P_{g,s,t,e} = Pn_{g,s,t,e} \quad (4.57)$$

$$0 < n_{g,t} \cdot P_{g,s,t,e} < n_{g,t} \cdot P_g^M \quad (4.58)$$

Por otro lado, para el resto de las ecuaciones no lineales se tiene una multiplicación entre variables binarias y enteras. Primero se reemplaza la no linealidad por variables auxiliares, esto se presenta en la ecuaciones (4.59)-(4.61), además de agregar los sets de restricciones necesarios para cumplir con la coherencia entre variables de inversión y de estado, encendido y apagado, lo que se evidencia en las ecuaciones (4.62)-(4.70).

$$n_{g,t} \cdot E_{g,s,t,e} = NE_{g,s,t,e} \quad (4.59)$$

$$n_{g,t} \cdot Z_{g,s,t,e} = NZ_{g,s,t,e} \quad (4.60)$$

$$n_{g,t} \cdot Y_{g,s,t,e} = NY_{g,s,t,e} \quad (4.61)$$

$$n_{g,t}^{MIN} \cdot E_{g,s,t,e} < NE_{g,s,t,e} < n_{g,t}^{MAX} \cdot E_{g,s,t,e} \quad (4.62)$$

$$n_{g,t}^{MIN}(1 - E_{g,s,t,e}) < NE_{g,s,t,e} - E_{g,s,t,e} < n_{g,t}^{MAX}(1 - E_{g,s,t,e}) \quad (4.63)$$

$$n_{g,t} - E_{g,s,t,e} \geq 0 \quad (4.64)$$

$$n_{g,t}^{MIN} \cdot Z_{g,s,t,e} < NZ_{g,s,t,e} < n_{g,t}^{MAX} \cdot Z_{g,s,t,e} \quad (4.65)$$

$$n_{g,t}^{MIN}(1 - Z_{g,s,t,e}) < NZ_{g,s,t,e} - Z_{g,s,t,e} < n_{g,t}^{MAX}(1 - Z_{g,s,t,e}) \quad (4.66)$$

$$n_{g,t} - Z_{g,s,t,e} \geq 0 \quad (4.67)$$

$$n_{g,t}^{MIN} \cdot Y_{g,s,t,e} < NY_{g,s,t,e} < n_{g,t}^{MAX} \cdot Y_{g,s,t,e} \quad (4.68)$$

$$n_{g,t}^{MIN}(1 - Y_{g,s,t,e}) < NY_{g,s,t,e} - Y_{g,s,t,e} < n_{g,t}^{MAX}(1 - Y_{g,s,t,e}) \quad (4.69)$$

$$n_{g,t} - Y_{g,s,t,e} \geq 0 \quad (4.70)$$

Con el fin de reducir el número de restricciones, se cambia la naturaleza de la variable de inversión $n_{g,t}$ de entera a binaria. Con esto se ahorra en formular todas las restricciones que tienen que ver con el número máximo y mínimo de posibles unidades candidatas a invertir. En consecuencia solo se necesita de las restricciones (4.64), (4.67) y (4.70) para agregar al problema de optimización.

A continuación, se presenta entonces la nueva formulación del algoritmo de Benders incluyendo restricciones de predespacho.

4.3.3 Formulación problema maestro y subproblema de operación con restricciones de predespacho

Haciendo la analogía con la sección 3.1, se descompone el problema completo presentado en la sección anterior, en un problema maestro y en un subproblema. El primero de ellos interviene en la inversión de generación y transmisión, además de la decisión de las variables de estado, encendido y apagado de las unidades existentes y candidatas. Mientras que el subproblema recibe la inversión y estados del maestro para ejecutar un despacho con restricciones de potencia mínima y máxima con rampas de subida y bajada de carga.

El nuevo problema maestro tiene la siguiente formulación.

$$\begin{aligned}
 \text{Min } \alpha_t \left[\sum_{t \in T} \sum_{km \in \Omega_1} C_{km} \cdot \sum_{y \in Y} (X_{km,y,t} - X_{km,y,t-1}) \right. \\
 \left. + \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^B} (CI_g \cdot (n_{g,t} - n_{g,t-1}) + O\&MA_g \cdot n_{g,t}) \cdot P_g^M \right] \\
 + \sum_{s \in S} \left(\sum_{g \in G^{E \cup B}} C_{ON,g}^S \cdot Y_{g,s} + C_{OFF,g}^S \cdot Z_{g,s} \right) + \theta
 \end{aligned} \tag{4.71}$$

Sujeto a:

Set de ecuaciones (4.21)-(4.23), (4.24)-(4.26) y (4.29)-(4.30).

Además, se agrega la restricción (4.72) que tienen relación con la reserva en giro, según el estado de las unidades y, por otro lado, la restricción (4.73) que relaciona la inversión de unidades candidatas con su estado.

$$\sum_{g \in G^E} P_g^{MAX} \cdot E_{g,s,e} \geq \sum_{k \in \Omega_b} d_{k,s,e} + SR \cdot \sum_{k \in \Omega_b} d_{k,s,e}; \forall k \in \Omega_b, \forall s \in S, \forall e \in E \tag{4.72}$$

$$n_{g,t,e} - E_{g,s,t,e} \geq 0; \forall g \in G^B, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{4.73}$$

$$n_{g,t} - Z_{g,s,t,e} \geq 0; \forall g \in G^B, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{4.74}$$

$$n_{g,t} - Y_{g,s,t,e} \geq 0; \forall g \in G^B, \forall s \in S, \forall t \in T, \forall e \in E \tag{4.75}$$

Por otro lado, la formulación del subproblema las restricciones (4.14),(4.15), (4.16)- (4.20), (4.27)-(4.28), que tienen que ver con las potencias mínimas y máximas considerando rampas y las restricciones del sistema de transmisión. Sin embargo, a continuación, se pretende demostrar que no es necesaria la inclusión de todas ellas.

Según [13] la modelación del predespacho para las restricciones de potencia máxima y mínima, sin la inclusión de la variable auxiliar $\bar{P}_{g,s,e}$ vienen dada como se sigue a continuación.

La restricción conjunta de potencia máxima y mínima posible a despachar por la unidad g en el bloque horario s viene dada por la ecuación (4.76).

$$\underline{p}_{g,s,e} < P_{g,s,e} \leq \bar{p}_{g,s,e} \tag{4.76}$$

Donde,

$$\begin{aligned}
 \bar{p}_{g,s,e} = \text{Min} \left[P_g^M [E_{g,s,e} - Z_{g,(s+1),e}] + Z_{g,(s+1),e} \cdot SD_g; P_{g,(s-1),e} + RU_g E_{g,(s-1),e} \right. \\
 \left. + SU_g Y_{g,s,e} \right]
 \end{aligned} \tag{4.77}$$

$$\underline{p}_{g,s,e} = \text{Max}[P_g^m \cdot E_{g,s,e}; P_{g,(s-1),e} - RD_g \cdot E_{g,s,e} - SD_g \cdot Z_{g,s,e}] \quad (4.78)$$

La ecuación (4.77) representa al set de restricciones (4.16)-(4.18) Mientras que la ecuación (4.78) representa a las restricciones (4.19)-(4.20).

Para el caso del algoritmo de Benders propuesto, luego de ejecutar el maestro, se obtienen los valores de las variables de estado ($E_{g,s,e}$), encendido ($Y_{g,s,e}$) y apagado ($Z_{g,s,e}$). Por lo que las restricciones (4.77) y (4.78) toman valores constantes en su lado derecho, permitiéndonos así, discriminar entre las cotas para la potencia máxima y mínima. Esto finalmente nos permite aplicar la ecuación (4.76) para el subproblema, la cual se puede separar en dos restricciones, una para potencia máxima y otra para la potencia mínima.

Por lo tanto, la nueva formulación del subproblema está conformada por las restricciones (4.14) y (4.15) relativas a balance de demanda y reserva en giro, también la restricción (4.76) para potencia mínima y máxima, finalizando con las restricciones de flujos máximos por las líneas de transmisión que son relativas a la ecuaciones (4.27) y (4.28).

A partir de esta nueva formulación propuesta, el corte de Benders que se agrega al problema maestro en cada iteración este compuesto por 2 partes, la primera que entrega los posibles ahorros económicos relacionados con la inversión en transmisión y generación, mientras que la segunda parte propone ahorros para optimizar la programación del predespacho en cada iteración.

Para la parte del corte que tiene que ver con las variables de inversión en generación y transmisión, se utilizara el mismo procedimiento visto en la sección 3.2. Mientras que para la parte que se relaciona con las variables de estado de las unidades, ya sean existentes o candidatas, tienen relación con las restricciones de potencia mínima y máxima posible a despachar, según el estado de la unidad.

En las ecuaciones (4.79) y (4.80) se presentan las variables duales que se relacionan con el posible ahorro para la variable de estado de las unidades candidatas o existentes.

$$P_{g,s,e} > \underline{p}_{g,s,e} ; \quad \underline{\tau}_{g,s,e} \quad (4.79)$$

$$P_{g,s,e} \leq \bar{p}_{g,s,e} ; \quad \bar{\tau}_{g,s,e} \quad (4.80)$$

Donde $\underline{\tau}_g$ y $\bar{\tau}_g$ son las variables duales que se relacionan con la potencia máxima y mínima despachada. Estas según [8], permiten formar el corte de Benders, que simula el posible ahorro en la programación del despacho para la siguiente iteración del algoritmo de Benders. Este corte se presenta en la ecuación (4.81).

$$\theta^l + (\underline{\tau}_{g,s,e}^l P_g^m - \bar{\tau}_{g,s,e}^l P_g^M) E_{g,s,e} \geq FO_{PMUC}^l + FO_{OPF}^l + (\underline{\tau}_{g,s,e}^l P_g^m - \bar{\tau}_{g,s,e}^l P_g^M) E_{g,s,e}^l \quad (4.81)$$

Donde FO_{PMUC}^l es la función objetivo del problema maestro, el cual se compone por lo costos de arranque y apagado de las unidades. FO_{OPF}^l es la función objetivo del subproblema de operación. Hay que recalcar que este corte solo influye en la variable de estado de las unidades, siendo solo una parte del corte completo que se propone para inversión y decisión de programación de despacho.

De esta manera, en la ecuación (4.82) se presenta el nuevo corte de Benders, que contiene los ahorros en inversión de generación y transmisión, además de los ahorros para las variables de estado de las unidades candidatas y existentes para la programación de despacho.

$$\begin{aligned}
& \theta + \left[\left(\bar{\alpha}_{km,y,t}^l + \underline{\alpha}_{km,y,t}^l \right) f_{km,y}^M - \left(\bar{\beta}_{km,y,t}^l + \underline{\beta}_{km,y,t}^l \right) M \right]^T X_{km,y,t} \\
& + \left(\bar{\pi}_{g,t}^l + \underline{\pi}_{g,t}^l \right)^T P_g^M n_{g,t} + \left(\underline{\tau}_{g,s,e}^l \cdot P_g^m - \bar{\tau}_{g,s,e}^l \cdot P_g^M \right) E_{g,s,e} \\
& \geq FO_{OPF}^l + FO_{PMUC}^l \\
& + \left[\left(\bar{\alpha}_{km,y,t}^l + \underline{\alpha}_{km,y,t}^l \right) f_{km,y}^M - \left(\bar{\beta}_{km,y,t}^l + \underline{\beta}_{km,y,t}^l \right) M \right]^T X_{km,y,t}^l \\
& + \left(\bar{\pi}_{g,t}^l + \underline{\pi}_{g,t}^l \right)^T P_g^M n_{g,t}^l + \left(\underline{\tau}_{g,s,e}^l \cdot P_g^m - \bar{\tau}_{g,s,e}^l \cdot P_g^M \right) E_{g,s,e}^l
\end{aligned} \tag{4.82}$$

En la Figura 4.1 se puede visualizar los distintos pasos del algoritmo propuesto.

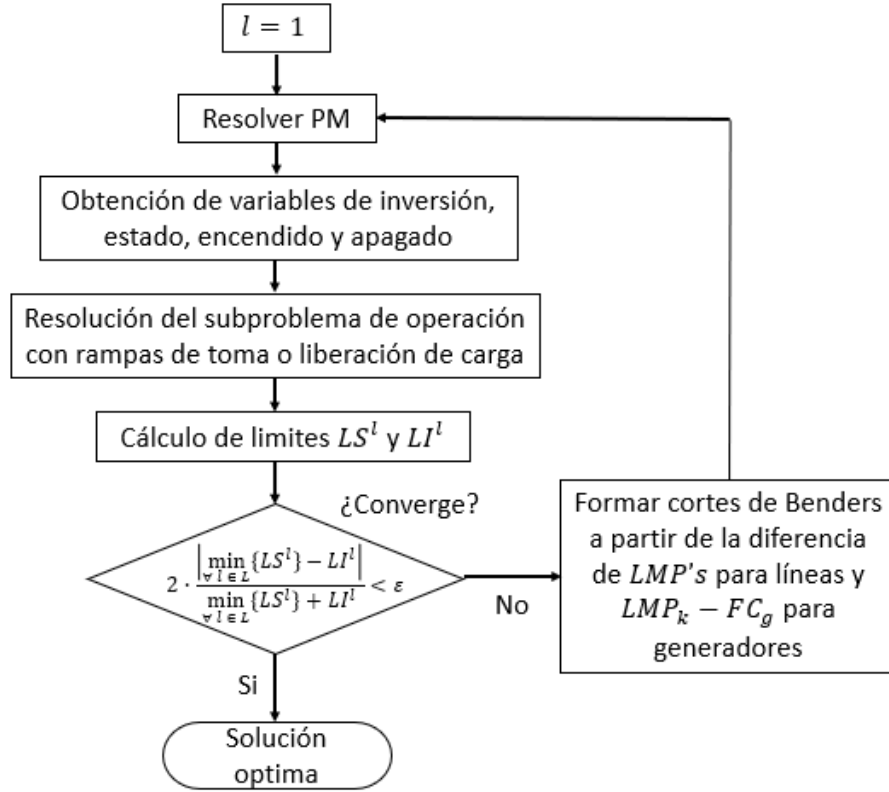


Figura 4.1, Algoritmo propuesto para la inclusión del predespacho en problemas de planificación.

Nomenclatura

Variables:

- $P_{g,s,e}$: Variable real que representa la potencia despachada por la central g en el bloque horario s y escenario de incertidumbre e.
- $r_{g,s,e}$: Variable real que representa la potencia despachada por la central virtual g, en el bloque horario s y escenario de incertidumbre e.
- $\bar{P}_{g,s,e}$: Variable real que representa a la potencia máxima de la unidad g en el bloque horario s y escenario de incertidumbre e.
- $E_{g,s}$: Variable binaria que representa el estado de la unidad g en el bloque horario s.
- $Y_{g,s}$: Variable binaria que representa el encendido de la unidad g en el bloque horario s.
- $Z_{g,s}$: Variable binaria que representa el apagado de la unidad g en el bloque horario s.

- $T_{FS,g}^s$: Variable entera para el contador del tiempo fuera de servicio de la unidad g en el bloque horario s .
- $W_{g,T_{FS,g}}^s$: Variable binaria auxiliar para la formulación del contador de tiempo fuera de servicio de la unidad g .
- $m_{g,s}$: Variable entera de holgura de la unidad g que se activa cuando ha estado fuera de servicio NDT_g o más bloques horarios.
- LI^l : Límite inferior del algoritmo de la descomposición de Benders en la iteración l .
- LS^l : Límite superior del algoritmo de la descomposición de Benders en la iteración l .
- θ^l : Función recurso del problema maestro de la descomposición de Benders en la iteración l .
- $C_{ON,g}^s$: Costo de encendido de la unidad g en el bloque horario s .
- $C_{OFF,g}^s$: Costo de apagado de la unidad g en el bloque horario s .
- $\bar{\alpha}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva del máximo flujo de potencia positivo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\underline{\alpha}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva del máximo flujo de potencia negativo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\bar{\beta}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva de la definición de flujo de potencia positivo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\underline{\beta}_{km,y,t}$: Variable dual de la restricción disyuntiva de la definición de flujo de potencia negativo del corredor $k-m$, circuito y , en el periodo t .
- $\underline{\tau}_{g,s,e}^l$: Variable dual de la restricción asociada a potencia mínima del generador g , en el bloque horario s , escenario de incertidumbre e para la iteración l .
- $\bar{\tau}_{g,s,e}^l$: Variable dual de la restricción asociada a potencia mínima del generador g , en el bloque horario s , escenario de incertidumbre e para la iteración l .
- FO_{PMUC}^l : Función objetivo del problema maestro con variables de predespacho incluidas para la iteración l .

Parámetros:

- $\bar{p}_{g,s,e}$: Parámetro de potencia máxima para la unidad g en el bloque horario s en el escenario de incertidumbre e [MW]
- $\underline{p}_{g,s,e}$: Parámetro de potencia mínima para la unidad g en el bloque horario s en el escenario de incertidumbre e [MW]
- $FC_{ON,g}$: Costo de arranque en frío de la unidad g [\$/MWh]
- $C_{OFF,g}$: Costo fijo de parada de la unidad g [\$/MWh]
- τ_g : constante térmica del costo de la unidad g [1/s]
- NDT_g : Tiempo mínimo fuera de servicio para considerar arranque en frío de la unidad g [h]
- SD_g : Límite de la rampa de apagado de la unidad g [MW]
- SU_g : Límite de la rampa de encendido de la unidad g [MW]
- RD_g : Rampa de apagado de la unidad g [MW]
- RU_g : Rampa de apagado de la unidad g [MW]
- DT_g : Tiempo mínimo fuera de servicio de la unidad g [h]
- UT_g : Tiempo mínimo en servicio de la unidad g [h]
- FC_g : Componente lineal de la función de costo variable del generador g [USD\$/MWh]
- h_s : Horas de duración del bloque horarios s [h]
- $VoLL$: Valor de pérdida de carga [USD\$/MWh]

- P_g^M : Potencia máxima del generador g [MW]
- P_g^m : Potencia mínima del generador g [MW]
- $d_{k,s,e}$: Demanda en la barra k , en el bloque horario s y escenario de incertidumbre e [MW]
- M_{aux} : Constante lo suficientemente grande para satisfacer las restricciones del predespacho.
- SR_s : Porcentaje de reserva en giro del sistema en el bloque horario s .
- P_e : probabilidad de ocurrencia del escenario de incertidumbre e
- $PTDF_{km,k}$: Factor lineal de distribución de transferencia de potencia del corredor $k-m$, barra k
- f_{km}^M : Flujo máximo de potencia activa por el corredor $k-m$.

Sets:

- Ω_l : Corredores del sistema
- Ω_b : Barras del sistema
- S : Cantidad de bloques para la modelación de la demanda
- T : Cantidad de periodos en el horizonte de planificación
- E : Cantidad de escenarios de incertidumbre de la demanda
- G^E : Generadores existentes
- G^r : Generadores virtuales

5. Resultados

Las formulaciones de los problemas de planificación de generación y transmisión presentados en los capítulos 2,3 y 4 tienen la siguiente denominación para lo que prosigue en el capítulo:

Formulación 1: Formulación disyuntiva (problema completo).

Formulación 2: Formulación disyuntiva con descomposición de Benders y despacho.

Formulación 3: Formulación PTDF con descomposición de Benders y despacho.

La formulación encargada de comprobar los resultados obtenidos en inversión y operación es la formulación 1, la cual se resuelve por el método de Branch and Bound.

En este capítulo se presentan distintos casos de estudio con diversos sistemas eléctricos, para diferentes periodos de planificación. La idea es comparar tiempos de cálculo y número de iteraciones entre las distintas formulaciones. Otro punto importante que trata son los resultados que se obtienen a partir de la formulación 4, y exponer las diferencias entre inversión y operación para los distintos casos de estudio.

Por otro lado, también hay que destacar la relación al agregar la incertidumbre de la demanda en la obtención de los resultados. Básicamente se analizan casos con y sin incertidumbre, para verificar los distintos planes de inversión que hay para cada caso.

Además, con el objetivo de comprobar el desempeño del algoritmo de Benders aplicado a la planificación de expansión en sistemas eléctricos reales, se plantea poner a prueba las propuestas de expansión transmisión de la Comisión Nacional de Energía (CNE) del año 2017 junto con los objetivos de planificación energética del Ministerio de Energía. Estas propuestas tienen un horizonte de 20 años, con una proyección de demanda basada en actualización de tasas, de acuerdo con ubicación geográfica por posibles nuevos consumos para clientes regulados, mientras que para clientes libres o industriales se basa en encuestas acerca de sus proyecciones a futuro de la demanda.

A continuación, se presenta la herramienta de programación que se utiliza para la construcción y resolución de las formulaciones. Para luego presentar los distintos casos de estudio.

5.1. Herramienta de programación

Todos los problemas mencionados anteriormente son construidos en el entorno de programación de Matlab, el cual es exclusivo de MathWorks y es muy utilizado en universidades y centros de investigación.

Algunas de las características de Matlab, son su funcionamiento en base a matrices, además de la especificación y asignación de variables, la cual se realiza de manera automática por lo que no es necesario declarar variables, como si es el caso de otros lenguajes de programación. Otro importante punto que destacar es la interacción con otros entornos, es nuestro caso de estudio se utiliza el solver de optimización Gurobi Optimization, el cual puede resolver problemas del tipo optimización lineal (LP), no lineal (NLP), cuadrática (QP), lineal entera mixta (MIP), etc.

Tener en cuenta a la hora de resolver los problemas de optimización en Gurobi, se da la opción de elegir el tipo de solver, según sea la naturaleza del problema en cuestión. Según [14], se pueden encontrar los siguientes métodos de resolución.

- Simplex primal
- Simplex dual
- Barrier
- Concurrent (ejecuta los tres solvers anteriores, hasta en uno de ellos encuentre solución óptima).

La Figura 5.1 muestra el esquema del método de resolución a utilizar.



Figura 5.1, Esquema del interfaz Matlab-Gurobi.

Por otro lado, para las simulaciones se utilizó una computadora del Laboratorio de Investigación de Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Federico Santa María, el cual tiene las siguientes características.

- Procesador: Intel Core i5-3470 CPU @ 3.20 GHz
- RAM de 8.00 GB
- Sistema operativo de 64-bit

5.2. Planificación estática sistema Garver

La planificación estática es aquella en la cual se estudia sólo un periodo de planificación, es decir el dato de la demanda es fijo y no presenta variación.

Para esta sección el sistema de estudio a utilizar es el sistema Garver, el cual es muy conocido en la planificación de los sistemas eléctricos. Básicamente presenta un sistema de 6 barras con un crecimiento de demanda lineal a lo largo de los años, pero para este caso solo se utiliza el dato de demanda del último año, es decir el dato de mayor demanda. La totalidad de los datos del sistema Garver para el caso estático se presentan en la sección de anexos B.

En la Figura 5.2 se presentan el sistema de Garver actual sin modificaciones y al sistema incluidas las candidatas a inversión en generación a futuro, en el cual se pretende agregar 2 unidades de 120 [MW] en la barra 3, 1 unidad de 120 [MW] y dos de 240 [MW] en la barra 6, la que podemos llamar un posible polo de desarrollo por ser una barra aislada sin conexión al sistema. En cuanto a la demanda, se aumenta el valor de ella en 4 veces en cada barra del sistema.

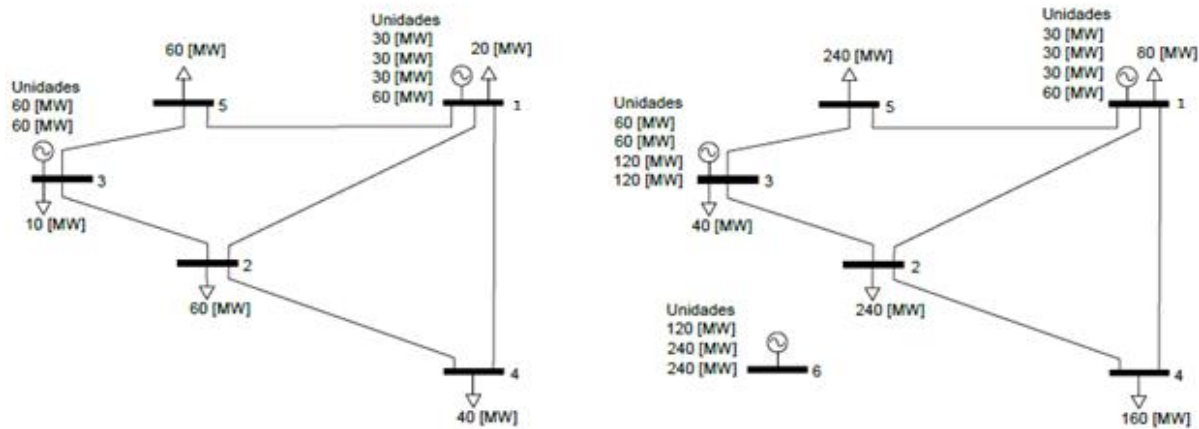


Figura 5.2, Sistema Garver actual y futuro respectivamente.

A continuación, se presentan los resultados para el caso determinista, es decir sin aplicar diversos escenarios de incertidumbre para la demanda.

Como parámetros de medición se tienen los costos de inversión y operación y los tiempos totales de resolución.

5.2.1 Caso determinista

En la Tabla 5.1 y Tabla 5.2 se muestran los resultados para la inversión simultánea de la transmisión y generación respectivamente. Se destaca que para las 3 formulaciones se obtienen el mismo plan y costos de inversión, por lo tanto, se comprueba la correcta aplicación de cada una de las formulaciones propuestas. Por otro lado, en la Tabla 5.3 se comparan los tiempos de formulación y resolución de las distintas formulaciones. Hay que recalcar que los tiempos de solución de las formulaciones, se obtuvieron de un promedio de un total de 10 simulaciones. Por otro lado, la restricción de reserva se fija a un valor de 20%.

Tabla 5.1, Resultados determinísticos para la planificación estática de transmisión en el sistema Garver.

	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3
Líneas invertidas	1x3-5; 3x4-6	1x3-5; 3x4-6	1x3-5; 3x4-6
Costos inversión [\$USD]	110.000.000	110.000.000	110.000.000

Tabla 5.2, Resultados determinísticos para la planificación estática de generación en el sistema Garver.

	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3
Generadores invertidos	2xG3 de 120[MW]; 2xG6 de 240 [MW];	2xG3 de 120[MW]; 2xG6 de 240 [MW];	2xG3 de 120[MW]; 2xG6 de 240 [MW];
Costos inversión + OyMA [\$USD]	247.200.000	247.200.000	247.200.000

Tabla 5.3, Comparación tiempos de formulación y resolución caso determinista.

	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3
Tiempo total de resolución [s] (formulación + solver)	0.166483	0.457366	0.430192
N° de iteraciones	-	5	5

En la Figura 5.3 se presenta el esquema de la inversión de líneas y generadores, junto con el flujo de potencia activa por cada una de las líneas existentes y propuestas, también agregando las potencias despachadas de los generadores.

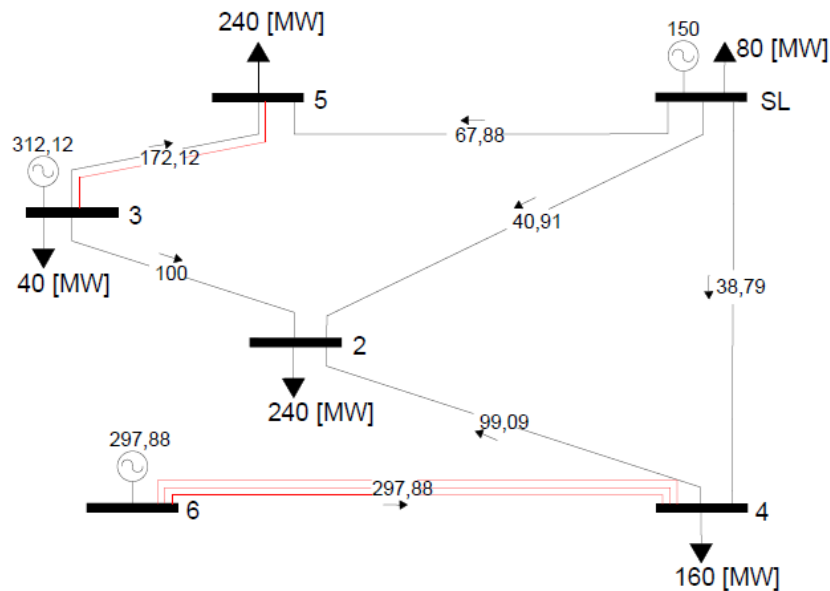


Figura 5.3, Solución Garver estático.

Para entender de mejor manera la aplicación de la descomposición de Benders, a continuación, en la Tabla 5.4, se detallan los cortes del problema maestro en cada una de las 8 iteraciones de la formulación 3. En cada uno de ellos se observa los posibles ahorros que pueden llegar a entregar cada línea y generador al subproblema.

Se comienza por la iteración 2, debido a que en la primera se obtiene la solución trivial, sin inversión en líneas, pero si en generadores para poder cumplir con la restricción de reserva.

Tabla 5.4, Cortes de Benders e inversión para cada iteración de la formulación 3.

Iter.	Corte problema maestro	Inversión
1	Sin corte maestro, solo se agrega la restricción de reserva para unidades generadoras	Líneas: - Generadores: 1xG3 de 120[MW]; 1xG6 de 120[MW]; 2xG6 de 240 [MW];
2	$\theta + 6.1233e+09 \text{ nL16} + 8.7476e+09 \text{ nL26} + 8.7476e+09 \text{ nL36} + 8.7476e+09 \text{ nL46} + 6.8231e+09 \text{ nL56} + 1.0490e+10 \text{ nG3u2} \geq 4.2976e+10$	Líneas: 3x2-6; Generadores: 2xG3 de 120[MW]; 2xG6 de 240 [MW];
3	$\theta + 4.9954e+09 \text{ nL12} + 1.4986e+09 \text{ nL14} + 1.87335e+09 \text{ nL15} + 1.8733e+09 \text{ nL23} + 6.8688e+09 \text{ nL24} + 8.7421e+09 \text{ nL35} + 6.8688e+09 \text{ nL13} + 4.8120e+09 \text{ nL16} + 6.8688e+09 \text{ nL25} + 1.8788e+09 \text{ nL26} + 7.1685e+09 \text{ nL34} + 5.5450e+06 \text{ nL36} + 8.7476e+09 \text{ nL46} + 6.8231e+09 \text{ nL56} \geq 1.6411e+10$	Líneas: 3x4-6; Generadores: 2xG3 de 120[MW]; 2xG6 de 240 [MW];
4	$\theta + 8.7421e+09 \text{ nL23} + 8.7421e+09 \text{ nL35} + 8.7421e+09 \text{ nL13} + 6.1233e+09 \text{ nL16} + 8.7476e+09 \text{ nL26} + 7.1685e+09 \text{ nL34} + 5.5450e+06 \text{ nL36} + 8.7476e+09 \text{ nL46} + 6.8231e+09 \text{ nL56} \geq 3.4128e+10$	Líneas: 1x3-5; 3x4-6; Generadores: 2xG3 de 120[MW]; 2xG6 de 240 [MW];
5	$\theta + 3.1509e+06 \text{ nL12} + 6.8060e+06 \text{ nL14} + 1.2603e+06 \text{ nL15} + 1.2603e+06 \text{ nL23} + 1.1658e+07 \text{ nL24} + 19797.9741 \text{ nL35} + 1.8905e+06 \text{ nL13} + 5.9552e+06 \text{ nL16} + 1.8905e+06 \text{ nL25} + 1.1658e+07 \text{ nL26} + 8.5264e+06 \text{ nL34} + 1.0398e+07 \text{ nL36} + 7.3259e+06 \text{ nL45} + 7.6189e+06 \text{ nL56} + 5.8236e+06 \text{ nG3u2} \geq 1.3238e+08$	Líneas: 1x3-5; 2x2-6; 1x4-6; Generadores: 2xG3 de 120[MW]; 2xG6 de 240 [MW];

Los ahorros que contienen cada uno de los cortes en la Tabla 5.4 dependen de los precios nodales que resulten del subproblema de operación, los que a su vez son determinados por el nivel de saturación de las líneas en la operación del sistema. Si las líneas están saturadas, se activan los multiplicadores de Lagrange o variables duales, los cuales desacoplan los precios marginales de cada barra, dando paso a la diferencia de precios entre barras y el posible ahorro que puede darse en la función objetivo de la operación de la iteración posterior. Estas señales económicas son las que entrega cada uno de los cortes, a través de esto se va encontrando la solución más económica, en cuanto a inversión y operación. Agregar que los cortes de la Tabla 5.4 son los mismos que se obtienen desde la formulación 2.

Tal y como se mencionó en la sección 3.1.4, la solución óptima no se obtiene necesariamente en la última iteración del algoritmo de Benders. En este caso esta se logra en la iteración número 4.

El comportamiento de los límites superior e inferior de la descomposición de Benders se presentan en la Figura 5.4.

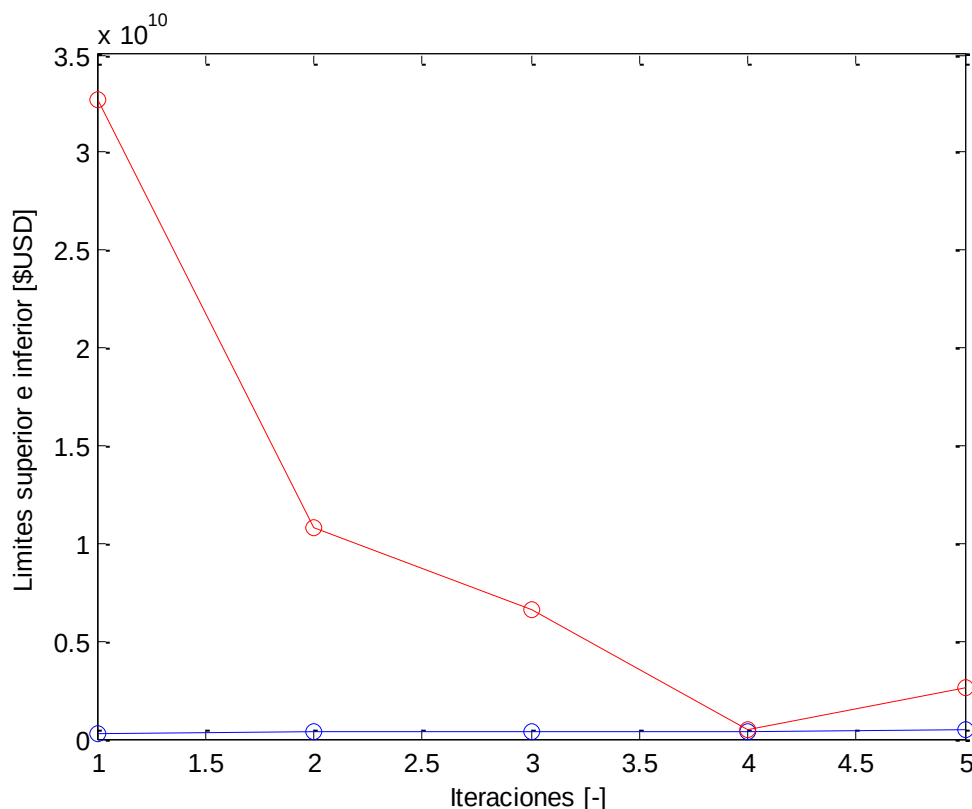


Figura 5.4, Limites superior e inferior del algoritmo de la descomposición de Benders para el caso de la formulación 3.

Para este primer caso de estudio, la característica de estático y determinístico (1 solo escenario de incertidumbre de la demanda) no permite observar grandes variaciones en los tiempos de cálculo de la formulación y de la resolución del problema.

5.2.2 Caso estocástico

Los factores de demanda que se aplican para la formulación estocástica junto con cada una de sus probabilidades de ocurrencia se detallan en la Tabla 5.5:

Tabla 5.5, Factor de demanda y probabilidades de ocurrencia.

	Baja	Media	Alta
Factor demanda [-]	0.9	1	1.1
Probabilidad de ocurrencia [%]	30	60	10

Los resultados obtenidos para los 3 escenarios de incertidumbre se presentan en las Figura 5.5, Figura 5.6 y Figura 5.7 respectivamente. Como se puede apreciar, existe una mayor inversión de líneas y generadores con respecto al caso determinista. En este caso las inversiones en líneas corresponden a 2 circuitos 4-6, 2 circuitos 2-6, 1 circuito 1-5 y 1 circuito 3-5 ascendiendo a un total de \$ 160.000.000 [USD]. Mientras que por el lado de generación se agregan 2 unidades de 120 [MW] en la barra 3 y en la barra 6 se invierte en 1 unidad de 120 [MW] y 2 unidades de 240 [MW] cada una, ascendiendo a un total de inversión en generación de \$ 278.100.000 [USD], este monto considera la mantención y operación de las unidades.

Esta solución óptima recae en el hecho de que el problema estocástico tiene por objetivo, cumplir con las restricciones del subproblema de inversión tomando como requisitos la demanda de todos los escenarios posibles de incertidumbre. Esto junto al hecho de que el problema maestro reúne y congrega las variables duales de todos los escenarios en una sola variable entera común para todos los escenarios. Logrando que se obtengan la misma solución de inversión para todo el espectro de posibles escenarios de incertidumbre. Así se cumple con los requisitos de demanda de todos los escenarios.

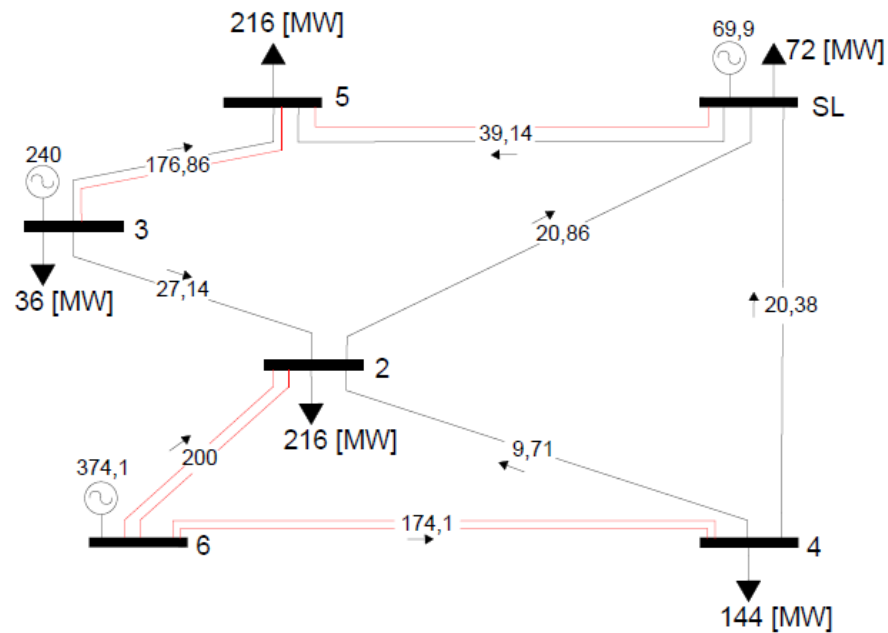


Figura 5.5, Resultados estocásticos Garver estático demanda baja.

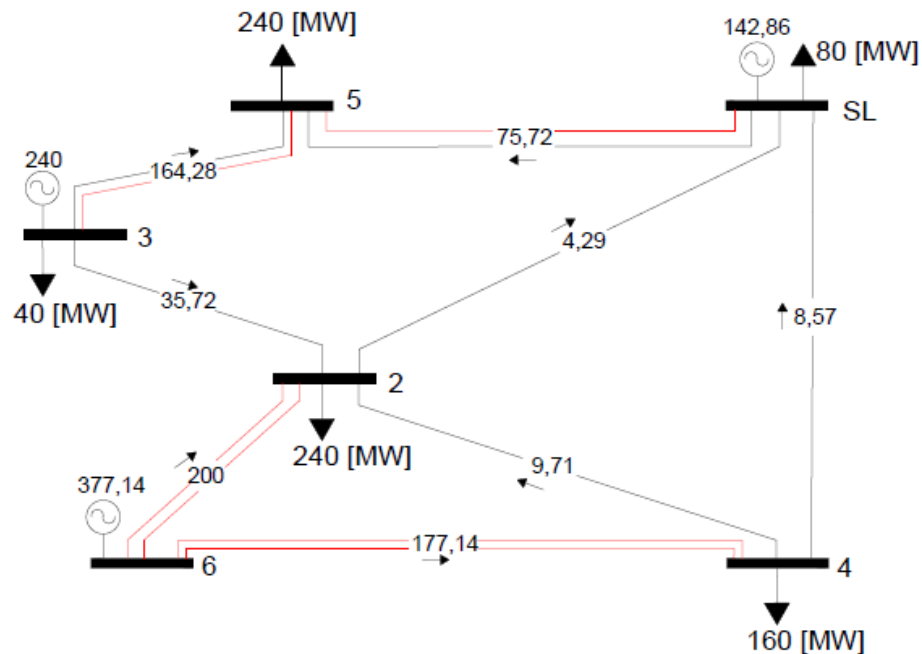


Figura 5.6, Resultados estocásticos Garver estático demanda media.



Tabla 5.6, Comparación tiempos de formulación y resolución caso estocástico.

Hay que recordar que la formulación 2 presenta variables binarias para la decisión de inversión de transmisión, mientras que utiliza variables enteras para la decisión de unidades generadoras. Contrariamente al caso de la formulación 3, la cual utiliza variables enteras tanto en decisión de transmisión como en generación. Lo que trae como consecuencia que haya un número menor de variables, reduciendo tiempos totales de resolución, como se puede observar en la Tabla 5.6.

65

5.3. Planificación dinámica o multiperiodo del sistema Garver modificado

En esta sección se plantea realizar la planificación de generación y transmisión del sistema Garver para un cierto periodo, con un determinado crecimiento de la demanda. Para esto se tienen las siguientes consideraciones:

- Tasa anual de actualización del capital de 10%.
- Crecimiento lineal de la demanda. (Para más información ver anexos B)
- Periodo de planificación de 10 años.
- 5 y 168 bloques horarios para la formulación de la demanda, como se detalla en la Figura 5.8 y Figura 5.9 respectivamente. Recalcando que estos factores se aplican de manera parcial para todas las barras de carga del sistema.
- Aplicabilidad de la incertidumbre a la demanda.
- Sistema Garver modificado en lo que tiene relación con la correcta coherencia entre longitud y costos de cada línea de transmisión. (Para más información ver anexos B)

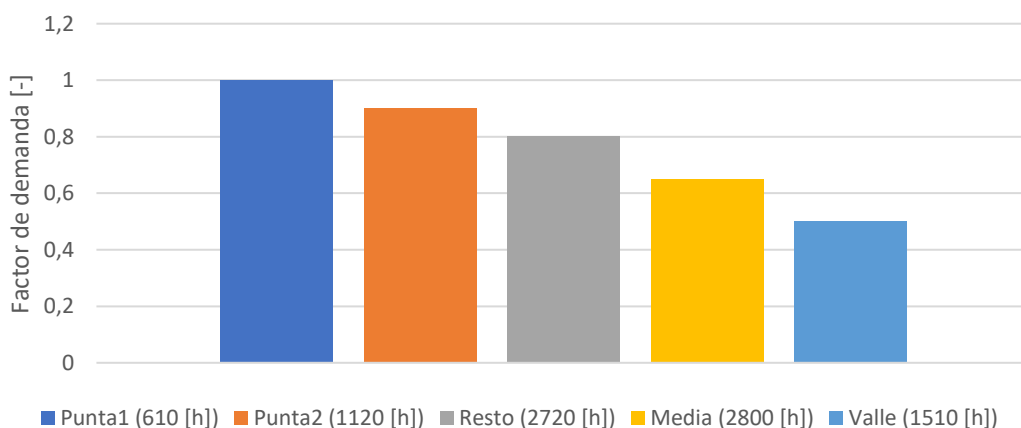


Figura 5.8, Factores de demanda y duración para 5 bloques horarios, planificación multiperiodo.

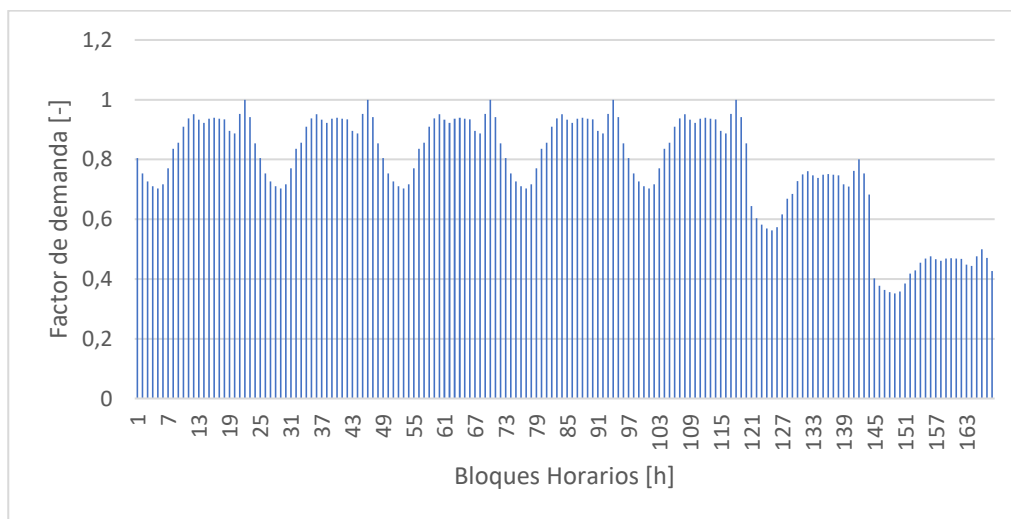


Figura 5.9, Factores de demanda para 168 bloques horarios, planificación multiperiodo.

En la Figura 5.8 se muestra la modelación de la demanda para 5 bloques horarios, cada uno con su cantidad de horas al año, esta es la modelación llamada curva de duración de carga ya explicada en la sección 2.1.1.

Por otro lado, en la Figura 5.9 se presenta la modelación de la demanda con 168 bloques horarios. Como se puede observar esta modelación simula una semana tipo de un año normal, con 5 días laborales (lunes-viernes), 1 día semilaboral (sábado) y un día festivo (domingo). Cabe mencionar que cada bloque presenta una duración de 52 semanas. Una de las razones por las que se agrega esta modelación tiene que ver con los perfiles horarios de ERNC, debido a que estos no son posibles de acoplar con la curva de duración de carga, contrariamente a lo que sucede con la modelación de 24 o 168 bloques.

5.3.1 Caso determinista 5 bloques horarios

Los resultados del caso determinista de la planificación de generación y transmisión se presentan en la Tabla 5.7 y Tabla 5.8 respectivamente.

Tabla 5.7, Caso determinista multiperiodo Garver, inversión en transmisión para la formulación 1 (F1) y 3 (F3).

	Circuito\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año	Año9	Año10	Total
F1	3-5	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	4-6	0	0	0	2	0	0	1	0	0	0	3
F3	3-5	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	4-6	0	0	0	2	0	0	1	0	0	0	3

Tabla 5.8, Caso determinista multiperiodo Garver, inversión en generación para la formulación 1 (F1) y 3 (F3).

	Unidades\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año	Año9	Año10	Total
F1	G3 120 MW	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	2
	G6 120 MW	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	2
	G6 240 MW	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
F3	G3 120 MW	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	2
	G6 120 MW	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	2
	G6 240 MW	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1

Al igual que en el caso estático, el mayor ahorro se presenta en los circuitos 3-5 y 4-6 para el caso de transmisión. Mientras que en el caso de la generación se instalan las unidades dependiendo del aumento de demanda y la restricción de reserva del sistema, resultando una inversión de 2 unidades de 120 MW para la barra 3, 2 unidades de 120 MW y 1 de 240 MW para la barra 6.

Uno de los indicadores que toma mayor relevancia en la planificación de generación y transmisión tiene que ver con la energía no suministrada (ENS). Esta nos ayuda a visualizar cuando el sistema de transmisión se satura y ya no es capaz de transportar toda la energía necesaria para cumplir con los requisitos de demanda a lo largo del periodo de planificación. En la Figura 5.10 se muestra el incremento de la ENS para cada barra donde se modelo un generador virtual, con la premisa que no haya ninguna inversión en generación y transmisión, estos resultados se obtienen aplicando OPF's en cada año de planificación. Para este caso se observa un incremento de la ENS debido al comportamiento de la demanda. Por otro lado, cabe señalar que la ENS es distinta de cero a partir del año 3 en la barra 5, sin embargo, la planificación resultante decide invertir en un generador en la barra 3 en el año anterior. Esto se puede deber a que la formulación del problema se encarga de los ahorros totales, es decir toma todos los años del análisis y el problema maestro decide un plan de inversión para todos esos años,

logrando que la operación total del sistema sea más barata si se invierte un año antes de que aparezca la ENS.

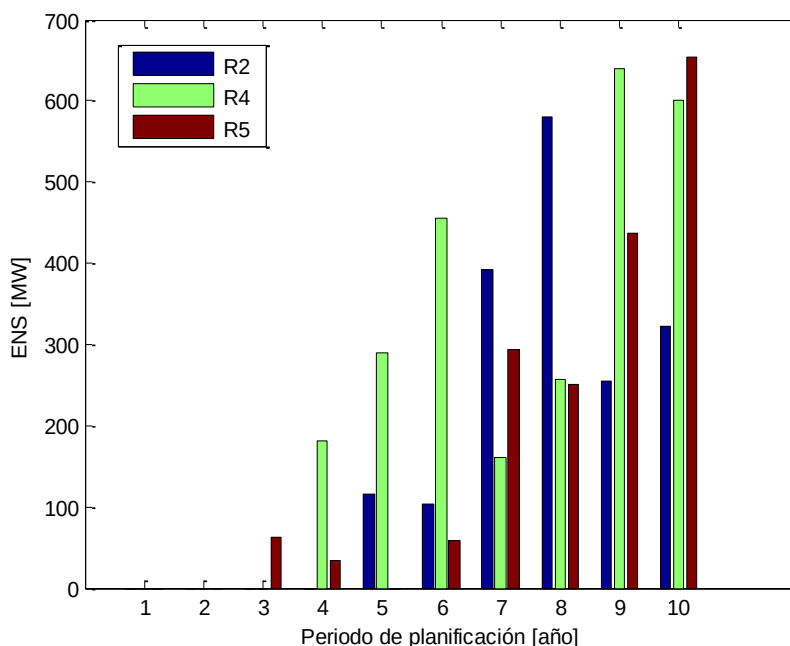


Figura 5.10, ENS para cada generador virtual a lo largo del periodo de planificación, sin inversión alguna en generación y transmisión.

En la Tabla 5.9 se tienen los costos en que se incurre para la inversión total de generación y transmisión más la operación de los 10 años de planificación, según los resultados obtenidos para la formulación 1, 2 y 3.

Tabla 5.9, Costos totales de inversión y operación.

	Costos [USD]
Inversión Tx + Gx	206.563.907
Operación	280.643.494
Total	487.207.402

Por otro lado, la comparación de tiempos de cálculo de cada una de las formulaciones se presenta en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10, Tiempos de cálculo planificación determinista con 5 bloques horarios.

	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3
Tiempo total de resolución [s]	6,318644	75,314509	15,31890
N° de iteraciones	-	69	60

Hay que recalcar que en la formulación 2, su problema maestro se construye en base a variables binarias para la decisión de inversión de transmisión, esto hace que en cada iteración al agregar un nuevo corte de Benders, la solución de este problema maestro tome cada vez más tiempo a medida que avanzan las iteraciones. Resultando un tiempo de resolución bastante alto, como se evidencia en la Tabla 5.10.

En las siguientes secciones se hace innecesario la utilización de la formulación 2 por lo detallado en el párrafo anterior y además la formulación 3 realiza la misma función, por lo que se prescinde de ella para las secciones posteriores.

5.3.2 Caso determinista 168 bloques horarios

Al aumentar el número de bloques horarios en la formulación de la demanda, se acrecienta en gran medida el número de variables del problema de optimización para el caso de la formulación completa. La misma consecuencia ocurre con la formulación con PTDF, pero en menor medida gracias al ahorro en variables de ángulo y flujo, con respecto a la formulación completa.

Como primera comparación, en la Tabla 5.11 se presentan estadísticas con respecto al número de variables y restricciones para las distintas formulaciones para el caso de demanda con 168 bloques horarios.

Tabla 5.11, Comparación número de variables y restricciones para las distintas formulaciones.

Formulación	N° Variables	N° Restricciones
Formulación 1	126.570	452.433
Formulación 2 Subproblema	126.000	450.240
Formulación 2 Maestro	571	914
Formulación 3 Subproblema	10.080	21.840
Formulación 3 Maestro	181	173

Respondiendo al gran ahorro de variables y restricciones gracias a la inclusión de la formulación con PTDF, se tiene un 92% menos de variables con respecto a la formulación completa.

En la Tabla 5.12 y Tabla 5.13 se presentan los resultados en transmisión y generación respectivamente para el caso determinista.

Tabla 5.12, Solución determinista de transmisión para el Garver multiperiodo con 168 bloques horarios para las formulaciones 1 (F1) y 3 (F3).

	Circuito\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Total
F1	3-5	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	4-6	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	3
F3	3-5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
	4-6	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	3

Tabla 5.13, Solución determinista de generación para el Garver multiperiodo con 168 bloques horarios para las formulaciones 1 (F1) y 3 (F3).

	Unidades\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Total
F1	G3 120 MW	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	2
	G6 120 MW	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	2
	G6 240 MW	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
F3	G3 120 MW	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2
	G6 120 MW	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	2
	G6 240 MW	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Con respecto al caso de 5 bloques horarios, en este caso hay una distribución de la demanda mucho más detallada, que inevitablemente entregara un resultado en operación más elevado, lo cual se puede

observar en la Tabla 5.14. Esto resulta en un costo de alrededor 4% mayor respecto a los costos presentados en la Tabla 5.9 considerando 5 bloques horarios.

Por otro lado, en inversión no se tiene certeza si la optimización entregará un costo mayor o menor con respecto al caso anterior para la formulación completa. Sin embargo, lo que sí se puede afirmar es que en el caso del algoritmo con Benders, este va a obtener mucha mayor información acerca de la operación, debido a la conformación de la demanda. Esto trae consigo que los cortes de Benders en cada iteración tengan mayor precisión de los ahorros que puede presentar cada línea o unidad generadora candidata a inversión.

A modo de ejemplo en las Figura 5.11 y Figura 5.12, se observan los ahorros para las primeras 20 iteraciones para las líneas candidatas 3-5 en el año 8 de planificación y 4-6 en el año 2 de planificación. Como se mencionó en el párrafo anterior, la mayor distribución de la demanda ayuda a obtener cortes de Benders con mayor peso para el problema de optimización. Para el caso de la línea 3-5 esto es muy notorio mientras que para el caso de la línea 4-6 las diferencias son leves.

Tabla 5.14, Costos de inversión y operación Garver dinámico.

	Costos [USD]
Inversión Tx + Gx	220.291.601
Operación	292.478.026
Total	512.769.627

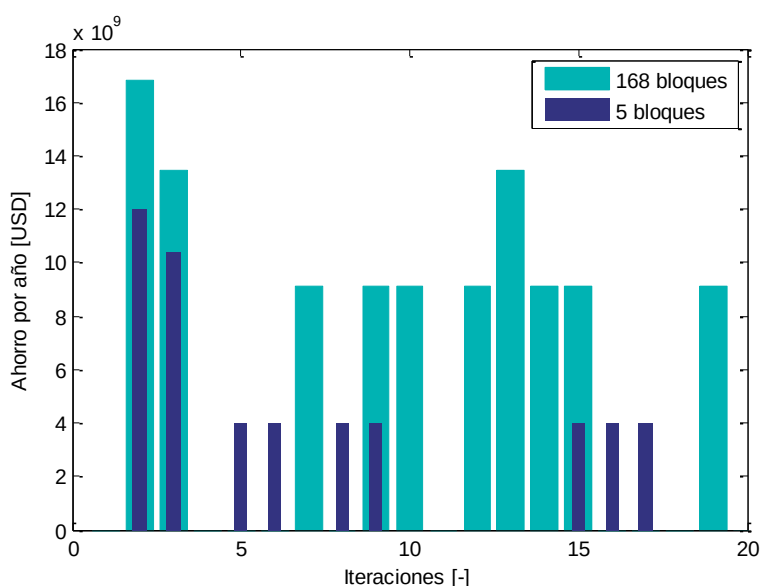


Figura 5.11, Ahorros en el año 8 línea candidata 3-5, para los diferentes modelos horarios.

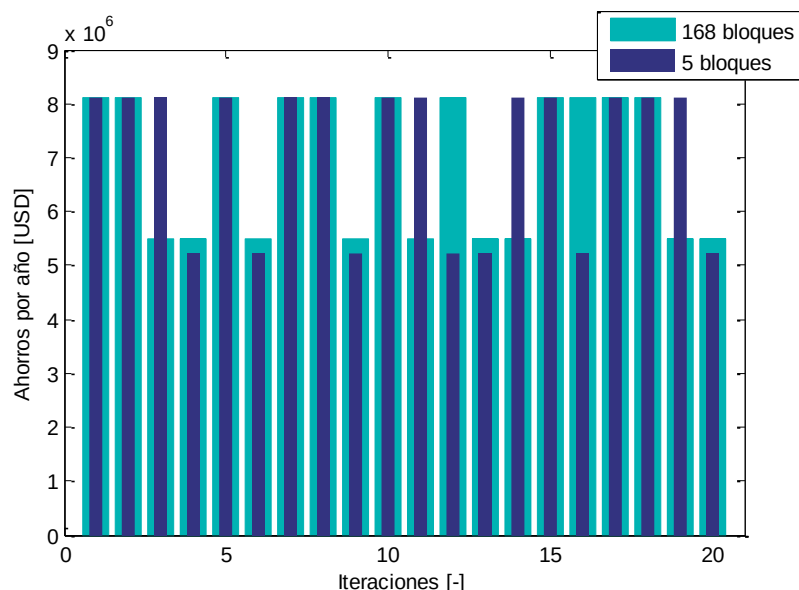


Figura 5.12, Ahorros año 2 en la línea candidata 4-6, para diferentes modelos horarios.

Por otro lado, en cuanto a los tiempos de cálculo, en la resolución del solver se evidencian reducciones considerables de la formulación Benders con PTDF con respecto al problema completo. Contrariamente a lo que sucede en el caso en que se utiliza la modelación de la demanda con 5 bloques horarios. Se puede concluir que para problemas con menor número de variables la formulación completa sigue siendo más eficiente en los tiempos de cálculo, pero no así en los problemas de mayor envergadura como lo es el caso de aplicar la demanda de 168 bloques con reducciones en tiempo de alrededor de un 51%.

Tabla 5.15, Tiempos de cálculo planificación deterministas con 168 bloques horarios.

	Formulación 1	Formulación 3
Tiempo total de resolución [s]	409,49	196,98
Nº de iteraciones	-	164

5.3.3 Caso estocástico 5 bloques horarios

Con el fin de comparar los resultados obtenidos en la sección 5.2.2 , se utilizan los mismos factores de demanda, ya presentados en la Tabla 5.5.

La solución estocástica que cumple con todos los factores de incertidumbre de la demanda para el caso multiperiodo se muestran en la Tabla 5.16 y Tabla 5.17 para transmisión y generación respectivamente.

Tabla 5.16, Solución estocástica de transmisión para el Garver multiperiodo para formulación 1 (F1) y 3 (F3).

	Circuito\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Total
F1	2-3	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	3-5	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	2
	4-6	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2
F3	2-3	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	3-5	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	2
	4-6	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2

Tabla 5.17, Solución estocástica de la generación para el Garver multiperiodo.

	Unidades\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Total
F1	G3 120 MW	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	4
	G6 120 MW	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	2
	G6 240 MW	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
F3	G3 120 MW	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	4
	G6 120 MW	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	2
	G6 240 MW	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1

En el caso de la transmisión se agrega un nuevo circuito 2-3, reemplazando uno de los circuitos 4-6 invertidos en la solución de la sección 5.2.2.

Por otro lado, para la inversión de generación, el mayor de los factores de incertidumbre de la demanda hace requerir de dos unidades extras en la barra 3, con respecto al caso determinista.

Para graficar esta situación en la Figura 5.13, Figura 5.14 y Figura 5.15 se detallan los flujos de potencia activa por cada línea invertida del bloque horario de mayor demanda y para cada escenario de incertidumbre de la demanda.

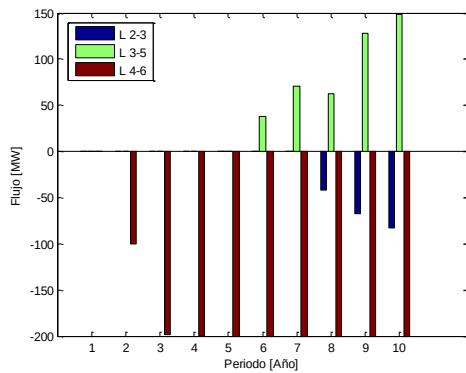


Figura 5.13, Flujos de potencia activa líneas invertidas, escenario de incertidumbre bajo.

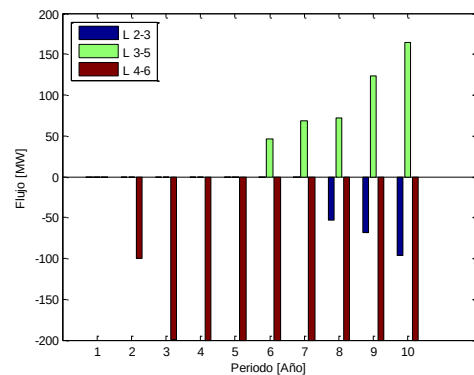


Figura 5.14, Flujos de potencia activa líneas invertidas, escenario de incertidumbre medio.

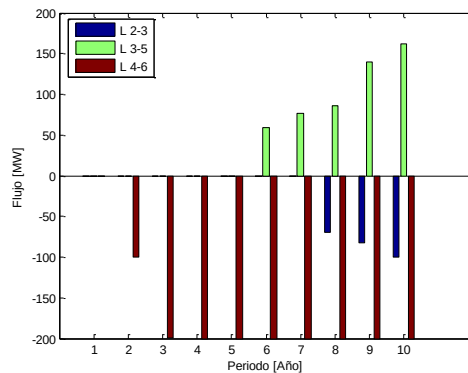


Figura 5.15, Flujos de potencia activa líneas invertidas, escenario de incertidumbre alto.

Estas graficas nos indican la tendencia de la nueva línea 4-6, la cual se encuentra saturada desde el año dos en adelante permitiendo así el despacho de los generadores invertidos en la barra 6. Mientras

que las líneas 3-5 y 2-3, son las que admiten despachar potencia desde la nueva unidad instalada en la barra 3.

Los costos asociados a este plan de inversión se presentan en la Tabla 5.18. El total de los costos incrementa en un 5.55% con respecto al caso determinista, aumentando en inversión y disminuyendo el costo total de operación. Aun así, la solución del caso estocástico es un plan de inversión robusto que es óptimo para 3 posibles escenarios de incertidumbre.

Tabla 5.18, Costos de inversión y operación Garver dinámico caso estocástico.

	Costos [USD]
Inversión Tx + Gx	250.843.805
Operación	265.184.371
Total	516.028.176

Por otro lado, las variables duales que forman parte del problema maestro de la formulación 2, nos permiten demostrar económicamente el por qué de la inversión. En la Figura 5.16, se presentan los ahorros marginales de cada línea posibles a invertir para la barra 6 correspondientes al año 2 del periodo de planificación, en el cual resulta la inversión de la línea 4-6. Hay que mencionar que esta barra está aislada del sistema al principio del periodo de planificación, por lo que su precio nodal marginal esta desacoplado de las otras barras. Esto permite grandes ahorros a través de la conexión de alguna de estas líneas con el sistema. Se evidencia que la línea 4-6 es la que entrega los mayores posibles ahorros a lo largo de todas las iteraciones, en lo que respecta el conjunto de posibles circuitos que pueden unir la barra 6 con el sistema ya existente.

Mientras que para el caso de las líneas que se conectan a la barra 3, en las Figura 5.17 y Figura 5.18 se exponen los ahorros totales para los años 6 y 8 (cuando se invierte) para cada una de las líneas asociadas a esa barra. Como se observa los mayores ahorros se dan para las líneas 3-5 y 2-3, esto debido a la diferencia de precios nodales entre las barras que las conectan en cada bloque horario.

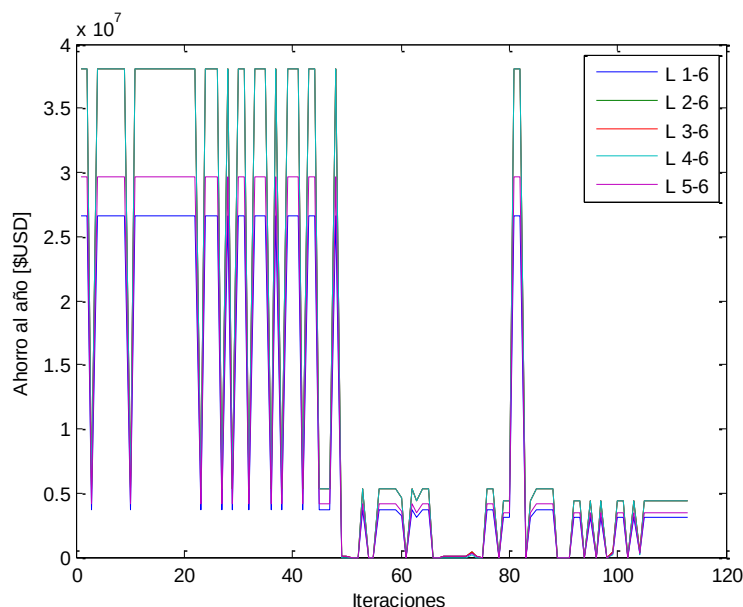


Figura 5.16, Ahorros asociados a líneas candidatas que unen la barra 6 con el sistema, en el año 2 versus iteraciones del algoritmo de Benders.

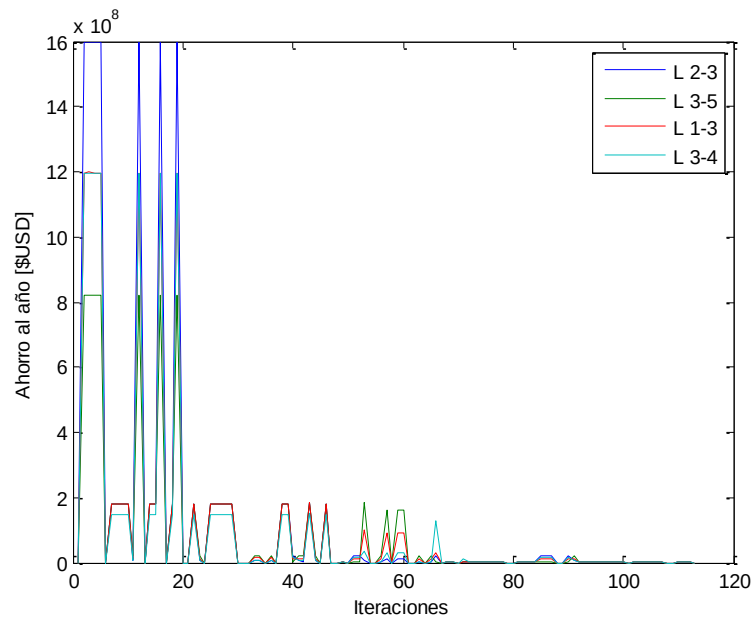


Figura 5.17, Ahorros asociados a líneas candidatas que involucran a la barra 3 en el año 6 versus iteraciones del algoritmo de Benders.

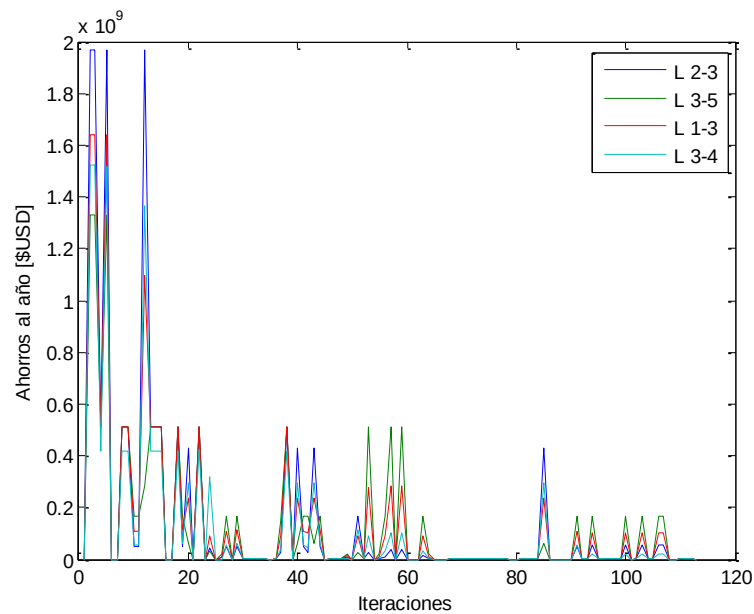


Figura 5.18, Ahorros asociados a líneas candidatas que involucran a la barra 3 en el año 8 versus iteraciones del algoritmo de Benders.

Tener en cuenta que los ahorros, tal y como se presentaron en la sección 3.1, son indicadores económicos marginales, es decir, el costo de oportunidad de invertir en la generación o transmisión y disminuir esa cantidad marginal por cada MW que fluya por la línea o que sea despachado desde un generador. Sin embargo, el problema de optimización del maestro no solo toma en cuenta los ahorros

de cada año, sino que también se encarga de minimizar los costos de inversión de transmisión y generación, eligiendo las líneas y unidades que tengan un menor valor de adquisición y a su vez un buen ahorro en la operación por año.

Con lo que respecta a los tiempos de formulación y cálculo del solver, continua la tendencia presentada en el caso determinista con 168 bloques horarios, donde se ven reducciones de alrededor del 29% con respecto a la formulación completa, como se puede observar en la Tabla 5.19.

Tabla 5.19, Tiempos de cálculo caso estocástico 5 bloques horarios.

	Formulación 1	Formulación 3
Tiempo total de resolución [s]	49,29	34,71
N° de iteraciones	-	111

5.3.4 Caso estocástico 168 bloques horarios

Se utilizan los mismos factores de incertidumbre para la demanda, vistos en la sección anterior. Para este caso, se evidencia un aumento considerable en el número de variables y restricciones del problema para el caso de la formulación completa y la de Benders con PTDF. En la Tabla 5.20 se muestran las estadísticas de la simulación junto con los tiempos de cálculo, comparados con el caso determinista.

Tabla 5.20, Estadísticas de simulación caso estocástico y determinista 168 bloques horarios.

Formulación	N° Variables	N° Restricciones	Tiempo de cálculo (s)
Formulación 1 determinista 168 bloques	126.570	452.433	384,19
Formulación 1 estocástica 168 bloques	378.570	1.351.243	8093,95
Formulación 3 Subproblema determinista 168 bloques	10.080	21.840	196,67 en 164 iteraciones
Formulación 3 Maestro determinista 168 bloques	181	173	
Formulación 3 Subproblema estocástica 168 bloques	45.360	95.760	755 en 360 iteraciones
Formulación 3 Maestro estocástica 168 bloques	181	532	

Como se puede observar, la cantidad de variables y restricciones aumenta considerablemente con el número de escenarios de incertidumbre de la planificación, las cuales en este caso corresponden a 3. Además, los tiempos bajan de forma importante para la formulación Benders con PTDF, para los casos de 5 y 168 bloques horarios. Específicamente, si observamos la Tabla 5.20, en la optimización estocástica para 168 bloques se presenta un 90% de reducción en el tiempo de cálculo con respecto a la formulación completa (o formulación 1), lo que demuestra un gran ahorro en tiempos gracias al algoritmo de Benders con PTDF.

Por otro lado, las soluciones tienen distintas decisiones en inversión de generación y transmisión, entre la formulación 1 y 3 como se observa en la Tabla 5.21 y Tabla 5.22. Esto tiene relación con la sensibilidad del algoritmo de Benders, ante la variación de la obtención de las variables duales desde el

subproblema. Para problemas con un número de variables pequeño, estas variaciones no presentan mayor problema para la optimización, como se vio en los resultados presentados en las secciones 5.2.1 y 5.2.2. Mientras que para problemas de gran extensión como el estocástico con 168 bloques, las variables duales o multiplicadores de Lagrange, presentan grandes ahorros en un gran número de variables de inversión, para cada año de planificación, lo que complica la entrega de una solución más barata iteración a iteración. Ya que los ahorros que se presentan no siempre tienen relación con la disminución del costo de operación en la magnitud que se pretende por el maestro.

Tabla 5.21, Solución estocástica de transmisión para el Garver multiperiodo con 168 bloques horarios para formulación 1 (F1) y 3 (F3).

	Circuito\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Total
F1	2-3	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	3-5	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	2
	4-6	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	2
F3	2-3	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	2
	3-5	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
	4-6	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2

Tabla 5.22, Solución estocástica de la generación para el Garver multiperiodo con 168 bloques horarios para formulación 1 (F1) y 3 (F3).

	Unidades\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Total
F1	G3 120 MW	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	3
	G6 120 MW	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	2
	G6 240 MW	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
F3	G3 120 MW	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	3
	G6 120 MW	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	2
	G6 240 MW	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1

En la Tabla 5.23, se evidencia la diferencia en los costos de inversión y operación para ambas formulaciones. Para el ítem de inversión, la formulación completa entrega un costo de un 13,6% mayor con respecto al algoritmo de Benders. Por otro lado, en el ítem de operación la formulación completa es mucho más optima en cuanto a su solución, siendo un 18% más barata con respecto al algoritmo de Benders.

Tabla 5.23, Costos de inversión y operación Garver dinámico y estático.

Formulación	Costos inversión [USD]	Costo operación [USD]	Costos Totales [USD]
Formulación 1	252.722.092	287.582.670	540.304.762
Formulación 3	222.408.403	340.359.674	562.768.077

5.4. Planificación de expansión del SEN 2017

Según [15], la información que se diagnosticó para la expansión del sistema de transmisión y generación considera un levantamiento de infraestructura de transmisión y generación existente, además de proyectos en construcción. En la Tabla 5.24 se detalla la información relacionada con las barras del sistema junto con la demanda máxima total del año 2017, mientras que en la Tabla 5.25 y Tabla 5.26 se exhiben los datos de la modelación del SEN reducido para el ítem de generación y transmisión respectivamente, mencionar que los niveles de tensión que se modelan corresponden a 110, 220 y 500 [kV]. Para conocer el detalle con la información de cada barra con su consumo y líneas de transmisión ir a los anexos C y D.

Tabla 5.24, Datos de modelación de barras del SEN reducido.

N° de barras	159
Demanda máxima total año 2017	9.175,7 [MW]

Tabla 5.25, Datos de modelación de generación del SEN reducido.

N° de generadores existentes	276
Generación máxima total	21.840 [MW]

Tabla 5.26, Datos de modelación de transmisión del SEN reducido.

N° de líneas	327
---------------------	-----

Por otro lado, en la Figura 5.19 se presenta la proyección de demanda según [15], para el horizonte de planificación de 20 años. Según los métodos de determinación de la proyección, la tasa porcentual de crecimiento no tiene un comportamiento creciente definido, sino que hay casos en los que el crecimiento anual puede llegar a ser cero, mientras que para el año siguiente estas tasas toman fuertes pendientes de subida, por nuevos consumos que se agregan. Esta proyección de demanda se aplica de forma homogénea a todas las barras del sistema.

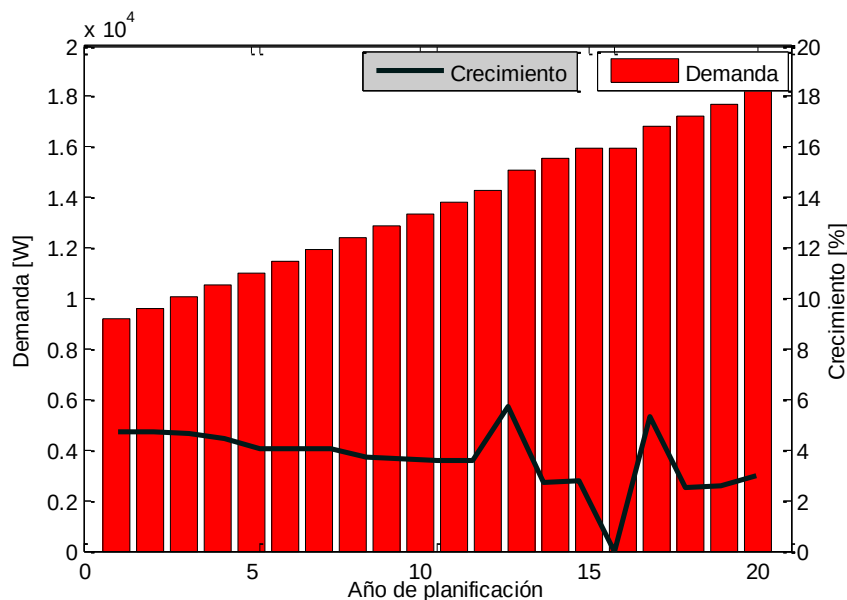


Figura 5.19, Proyección de demanda total y crecimiento anual para el SEN a 20 años de planificación.

La modelación de la demanda se realiza con 24 bloques horarios, con distinción en el tipo de consumo que tiene cada barra, ya sea residencial o industrial/minera. En la Figura 5.20, Figura 5.21 se presentan las distintas modelaciones horarias.

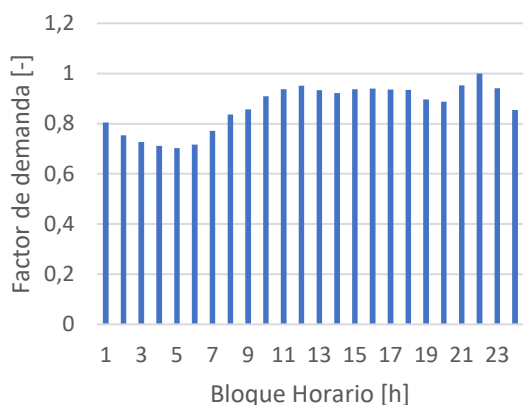


Figura 5.20, Modelación horaria barra residencial 24 bloques.

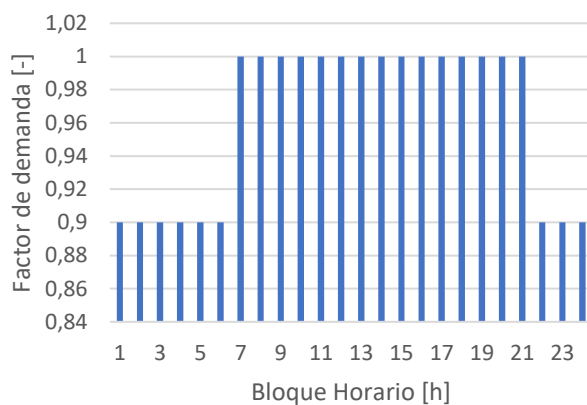


Figura 5.21, Modelación horaria barra industrial o minera 24 bloques.

Hay que recalcar que, para nuestro caso, estas modelaciones de demanda se aplican de manera parcial a cada una de las barras del SEN, ya sean residenciales o mineras/industriales. Sin embargo, esto no se acopla a la realidad del país, aunque si es una buena aproximación para estudios de planificación.

A continuación, se detallan cada una de las propuestas del año 2017 para transmisión según la CNE en su informe de expansión de la transmisión [15]. Cabe destacar que, para efectos de probar el algoritmo, solo se considera la línea de transmisión sin agregar barras seccionadoras o transformadores que puedan cambiar la topología del sistema eléctrico. Sin embargo, estos ítems si se consideran en lo que es el costo total de inversión de las propuestas.

5.4.1 Alternativas de expansión de transmisión SEN 2017

Alternativa 1: Nueva línea Paposo-Nueva Taltal 2x220 [kV]

Esta línea considera lo siguiente:

- 2 conductores por fase
- 500 MVA a 25°C
- Puesta en servicio para enero de 2023
- Costo total de inversión 85.678.000 [USD]
- Longitud de 64 [km]

En la Figura 5.22 se presenta el diagrama simplificado con la alternativa de expansión. Cabe mencionar que esta alternativa considera la construcción de una nueva subestación seccionadora Nueva Taltal 500/220 [kV], la cual como excepción si se incluirá en la modelación del sistema reducido del SEN.

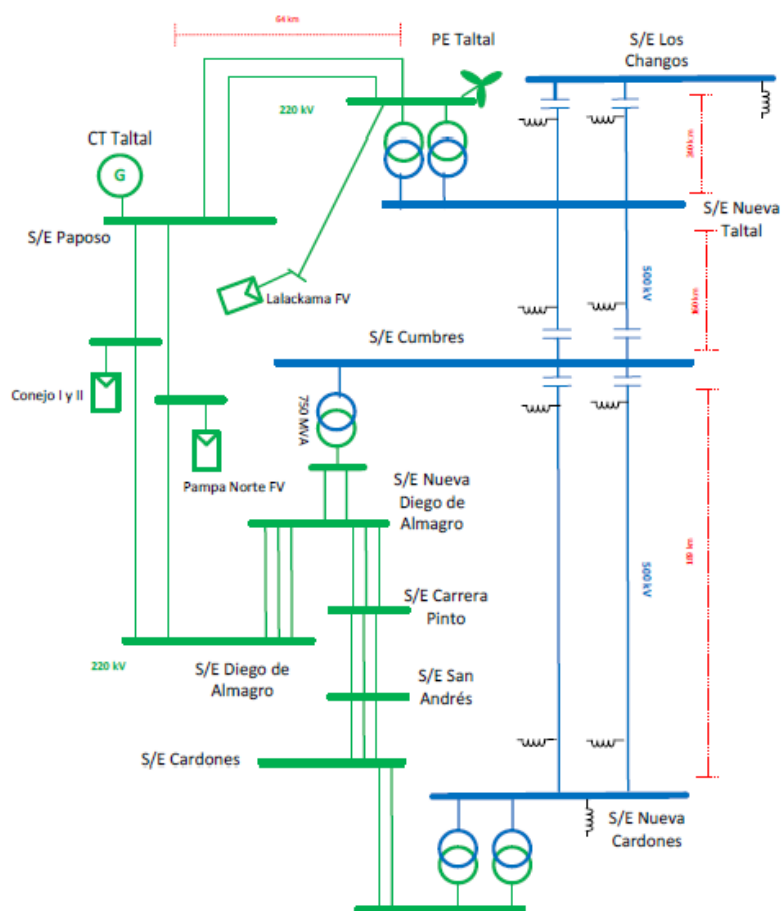


Figura 5.22, Alternativa 1: Paposo-Nueva Taltal 2x220 [kV].

Alternativa 2: Nueva línea Nueva Cardones- Polpaico 2x500 [kV]

Esta línea considera lo siguiente:

- 2 conductores por fase
- 1700 MVA a 25°C
- Costo total de inversión 823.900.000 [USD]
- Longitud de 749 [km]

En la Figura 5.23 se presenta el diagrama simplificado con la alternativa de expansión.

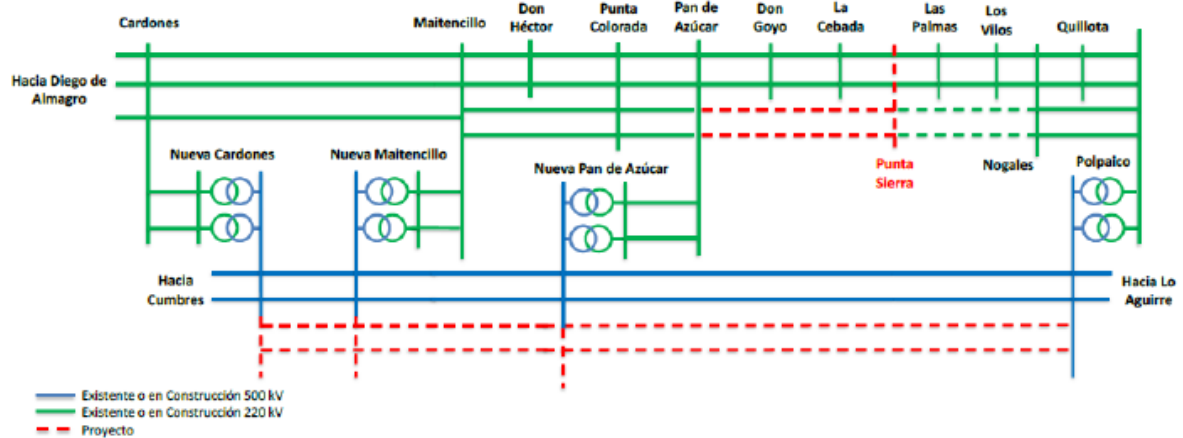


Figura 5.23, Alternativa 2: Polpaico-Nueva Cardones 2x500 [kV].

Alternativa 3: Nueva línea Nueva Cardones-Nueva Maitencillo 2x500 [kV]

Esta línea considera lo siguiente:

- 2 conductores por fase
- 1700 MVA a 25°C
- Costo total de inversión 145.200.000 [USD]
- Longitud de 132 [km]

En la Figura 5.24 se presenta el diagrama simplificado con la alternativa de expansión. Esta alternativa corresponde a una parte de la línea propuesta en la alternativa 2.

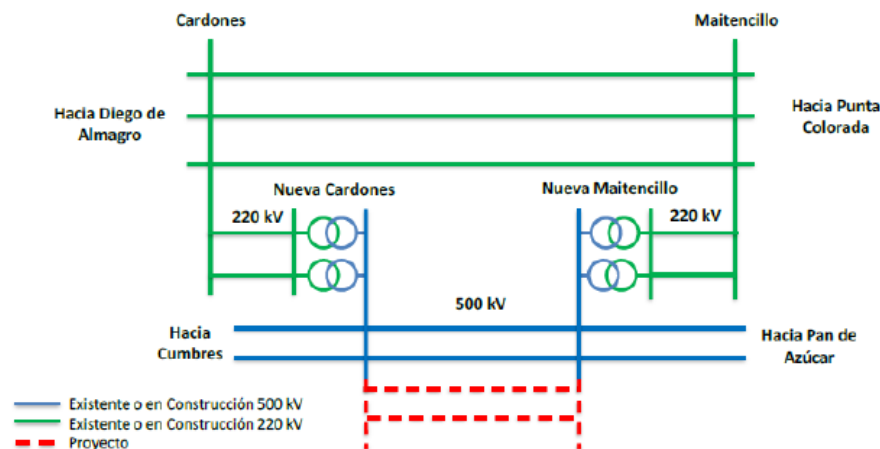


Figura 5.24, Alternativa 3: Nueva Cardones-Nueva Maitencillo 2x500 [kV].

Alternativa 4: Nueva línea Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar 2x500 [kV]

Esta línea considera lo siguiente:

- 2 conductores por fase
- 1700 MVA a 25°C
- Costo total de inversión 229.900.000 [USD]
- Longitud de 209 [km]

En la Figura 5.25 se presenta el diagrama simplificado con la alternativa de expansión. Esta alternativa corresponde a una parte de la línea propuesta en la alternativa 2.

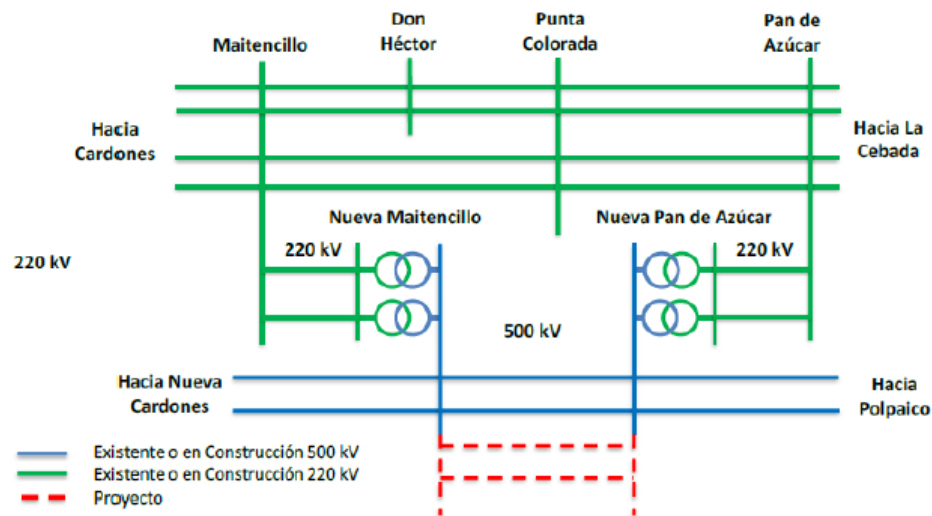


Figura 5.25, Alternativa 4: Nueva Cardones-Nueva Maitencillo 2x500 [kV].

Alternativa 5: Nueva línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 2x500 [kV]

Esta línea considera lo siguiente:

- 2 conductores por fase
- 1700 MVA a 25°C
- Costo total de inversión 448.800.000 [USD]
- Longitud de 408 [km]

En la Figura 5.26 se presenta el diagrama simplificado con la alternativa de expansión. Esta alternativa corresponde a una parte de la línea propuesta en la alternativa 2.

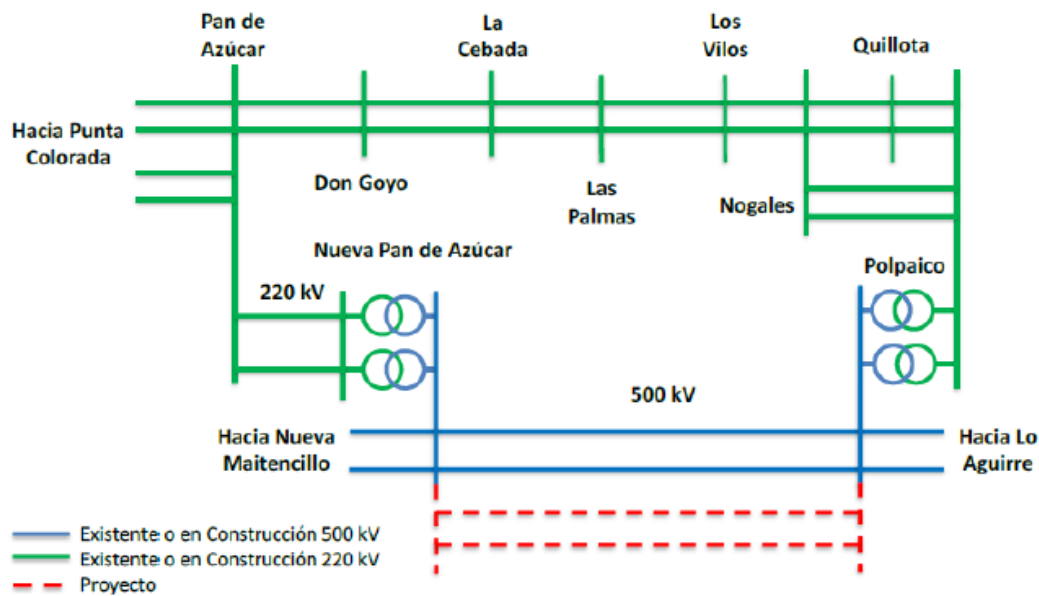


Figura 5.26, Alternativa 4: Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 2x500 [kV].

Alternativa 6: Nueva línea Polpaico-Alto Jahuel 2x500 [kV]

Esta línea considera lo siguiente:

- 2 conductores por fase
- 1700 MVA a 25°C
- Costo total de inversión 206.520.000 [USD]

En la Figura 5.27 se presenta el diagrama simplificado con la alternativa de expansión. Es un tramo completo entre las subestaciones de Polpaico y Alto Jahuel.

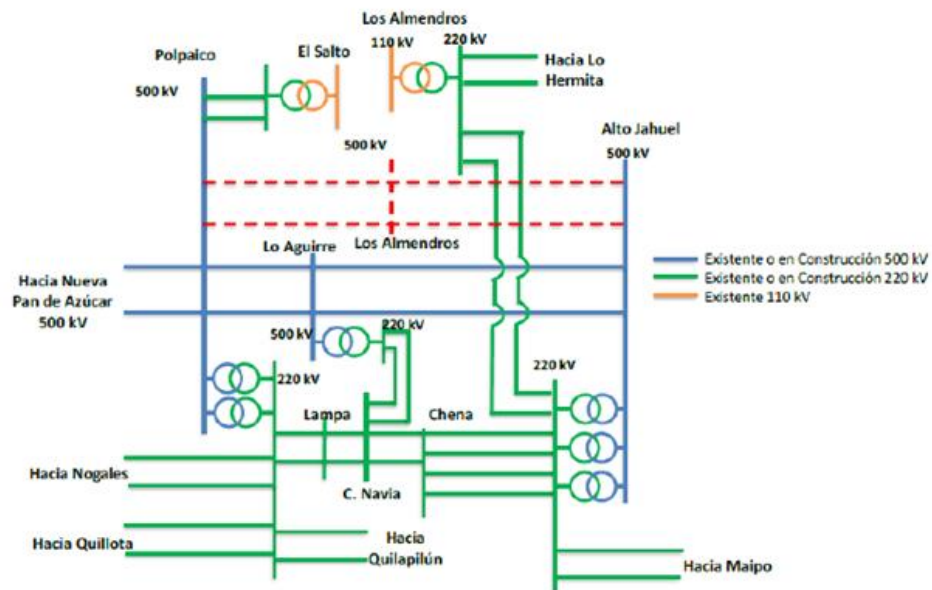


Figura 5.27, Alternativa 6: Polpaico-Alto Jahuel 2x500 [kV].

Alternativa 7: Nueva línea Polpaico-Los Almendros 2x500 [kV]

Esta línea considera lo siguiente:

- 2 conductores por fase
- 1700 MVA a 25°C
- Costo total de inversión 123.912.000 [USD]

En la Figura 5.28 se presenta el diagrama simplificado con la alternativa de expansión. Se considera la expansión de la subestación Los Almendros con un paño y transformador en 500/220 [kV]. Esta alternativa es una variación con respecto a la alternativa 6.

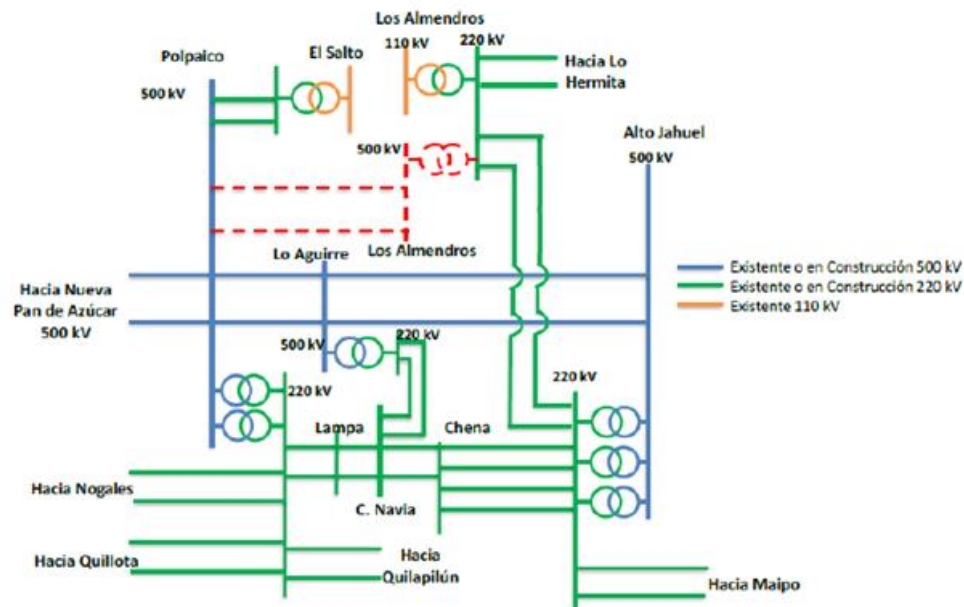


Figura 5.28, Alternativa 7: Polpaico-Los Almendros 2x500 [kV].

Alternativa 8: Nueva línea Nueva Charrúa-Nueva Cautín 2x220 [kV]

Esta línea considera lo siguiente:

- 2 conductores por fase
- 580 MVA a 25°C
- Costo total de inversión 93.712.000 [USD]

En la Figura 5.29 se presenta el diagrama simplificado con la alternativa de expansión. Esta alternativa contempla la construcción de la barra seccionadora Nueva Mulchén 500/220.

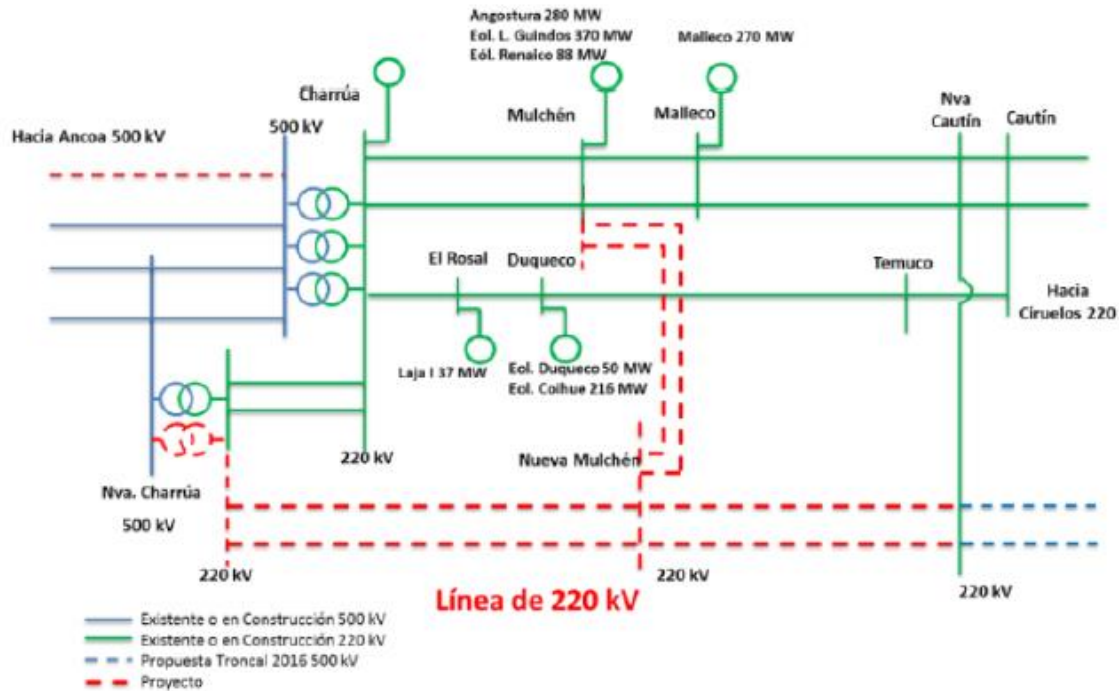


Figura 5.29, Alternativa 8: Nueva Charrúa-Nueva Cautín 2x220 [kV].

Además de las propuestas del SEN se agregan refuerzos de líneas ya existentes como candidatas a inversión. Esto de acuerdo con análisis de sensibilidad de energía no suministrada (ENS), el cual indica las barras donde se presenta esta situación, como sabemos esto significa que el sistema de transmisión no es suficiente para evacuar la energía a los centros de consumo. Por lo tanto, la ENS es un indicador de la presencia de nuevos circuitos para permitir un despacho sin corte de carga. Entonces en base a lo anterior, en la Tabla 5.27 se presentan los refuerzos como candidatos a inversión. Cabe mencionar que los costos de inversión son designados en base a distancia geográfica entre líneas.

Tabla 5.27, Datos refuerzos líneas de transmisión existentes.

Desde	Hacia	X[pu]	Costo de inversión [MUSD]
Atacama 220	Esmeralda 220	0.058	100
Atacama 220	Nueva Mejillones 220	0.0004	100
Atacama 220	O'Higgins 220	0.042	100
Charrua 220	Mulchén 220	0.02	300
Charrua 500	Ancoa 500	0.0064	300
Crucero 220	Chuquicamata 220	0.05953	100
Crucero 220	Encuentro 220	0.0003	200
Domeyko 220	Sulfuros 220	0.00085	150
Nueva Zaldívar 220	Sulfuros 220	0.01099	200
O'Higgins 220	Domeyko 220	0.057	150
Quillota 220	Polpaico 220	0.0121	100
Salar 220	Calama 220	0.0132	100
Salar 220	Chuquicamata 220	0.01075	100
San Luis 220	Quillota 220	0.0022	100

5.4.2 Alternativas de expansión de generación SEN 2017

Para las unidades candidatas a inversión se considerarán las centrales en construcción y en proceso de decreto, es decir en tramitación para su posterior construcción y puesta en marcha.

Según la resolución exenta N°914 de la CNE con fecha 26 de diciembre del 2016 [16], que declara y actualiza las instalaciones de generación y transmisión en construcción, en la Tabla 5.28, Tabla 5.29, Tabla 5.30 y Tabla 5.31 se presentan las unidades candidatas a inversión para las tecnologías de generación fotovoltaica, eólica, hidro y térmica respectivamente.

Por otro lado, se deben tener las siguientes consideraciones:

- Se excluyen a las unidades que posean una potencia neta menor a 10 [MW], según la resolución exenta mencionada anteriormente.
- Las unidades fotovoltaicas se podrán expandir cada año en 1 nuevo módulo con potencia igual a su potencia neta.
- Las unidades hidroeléctricas y térmicas se podrán invertir una sola vez en todo el periodo de planificación, esto por su elevado costo y altos tiempos de tramitación para su evaluación y posterior aprobación de construcción.

Tabla 5.28, Unidades de generación fotovoltaica candidatas a inversión año 2017 SEN.

Proyecto	Propietario	Potencia [MW]	Barra de conexión	Costo Inversión [MUSD]
Uribe Solar	Fotovoltaica Norte Grande 5 SPA	50	Uribe 110	115
Bolero 1	Helio Atacama	146	Laberinto 220	140
PV Cerro Dominador	Abengoa	100	Encuentro- Sierra Gorda	230
Huatacondo	Austrian Solar	98	Línea Cruceiros-Lagunas	152
Valleland	Valleland SpA	67,4	Cardones-Maitencillo	151
Doña Carmen	Energía Cerro El Morado	40	Nogales-Los Vilos	67
Malgarida	Acciona	28	Diego de Almagro-Franke	78
El Pelicano	Sunpower	100	Maitencillo-Punta Colorada	250
Divisadero	Avenir Solar Chile	114	Maitencillo 110	216
Santiago solar	Santiago Solar	115	Las Vegas-Cerro Navia	164
Valle Solar	Alpin Sun	74	Cardones-Maitencillo	119

Tabla 5.29, Unidades de generación eólicas candidatas a inversión año 2017 SEN.

Proyecto	Propietario	Potencia [MW]	Barra de conexión	Costo Inversión [MUSD]
Sierra Gorda	Enel Green Power	112	El Tesoro 220	215
San Juan IV	Latin American Power	92,4	Punta Colorada 220	41
Cabo Leones 1	Ibereolica	115,5	Maitencillo 220	120
Aurora	Aela Energía	126,4	Rahue 220	250
Punta Sierra	Pacific Hydro	80,0	Las Palmas 220	140
La Flor	Vientos de Renaico	32,4	Mulchén 220	54
Sarco	Aela Energía	168,8	Maitencillo 220	237
San Gabriel	Parque Eólico San Gabriel	183,0	Mulchén 220	360

Tabla 5.30, Unidades de generación hidroeléctricas candidatas a inversión año 2017 SEN.

Proyecto	Propietario	Tipo de central	Potencia[MW]	Barra de conexión	Costo Inversión [MUSD]
La Mina	Colbún	Pasada	34	Loma Alta	130
Rio Colorado	GPE-Rio Colorado	Pasada	15	Rio Colorado 220	60
Ancoa	GPE	Pasada	27	Linares-Ancoa	50
Convento Viejo	Convento Viejo	Embalse	16	Itahue-Tinguiririca	28
Cumbres	Cumbres	Pasada	14,9	El Mocho	50
Los Cóndores	Enel	Pasada	150	Ancoa 220	792
Las Lajas	AES Gener	Pasada	267	Florida 110	1000
Ñuble	Eléctrica Puntilla	Pasada	136	Ancoa 220	420
Alfalfal 2	AES Gener	Pasada	264	Los Almendros 220	988
San Pedro	Colbún	Pasada	170	Los Ciruelos 220	180
El Pinar	El Pinar	Pasada	11,4	Charrua 220	14

Tabla 5.31, Unidades de generación térmicas candidatas a inversión año 2017 SEN.

Proyecto	Propietario	Tipo de central	Potencia [MW]	Barra de conexión	Costo Inversión (MUSD)
IEM	Engie	Carbón	375	Changos 220	900
Doña Carmen	IMELSA	Diesel	48	Los Vilos-Nogales	41
Cogeneradora Aconcagua	ENAP Refinería SA	GNL	77	Torquemada 110	200
Combarbalá	Prime Energía	Diésel	75,0	Las Palmas 220	38
Prime Los Cóndores	Prime Energía	Diésel	100,0	Los Vilos 220	50
Ampliación Central Los Guindos	Los Guindos Generación	Diésel/GNL	132,0	Charrua 220	180
Pajonales	Prime Energía SpA	Diésel	100,0	Cardones 220	50
San Javier etapa I	Prime Energía	Diésel	25,0	Ancoa 220	15
Cerro Dominador CSP	Abengoa	Termosolar	110,0	Encuentro 220	500
San Javier etapa II	Prime Energía	Diésel	25,0	Ancoa 220	15

Para los perfiles de ventosidad de las centrales eólicas candidatas a inversión de la Tabla 5.29, se utilizó la herramienta del Ministerio de Energía, el explorador eólico [17]. Este entrega datos de velocidad, dirección y densidad del viento para todo el territorio chileno según mediciones realizadas el año 2010. De acuerdo con esta herramienta se tienen los siguientes perfiles de curvas diarias de potencia media presentados en la Figura 5.30, Figura 5.31, Figura 5.32, Figura 5.33, Figura 5.34 y Figura 5.35 para los distintos proyectos eólicos, de acuerdo a los aerogeneradores que se emplean en cada uno de ellos.

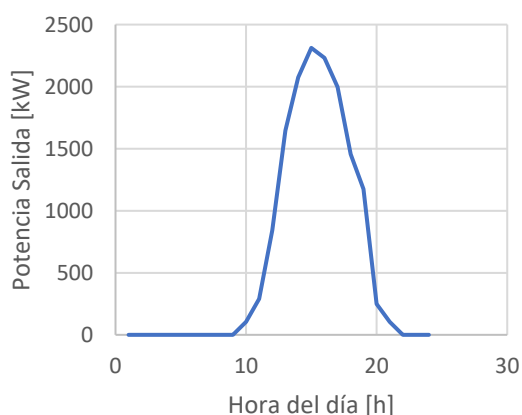


Figura 5.30, Curva diaria de potencia promedio proyecto San Juan, Freirina.

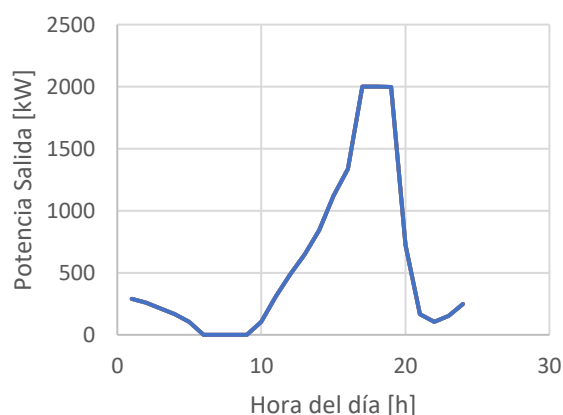


Figura 5.31, Curva diaria de potencia promedio proyecto Sierra Gorda, Sierra Gorda.

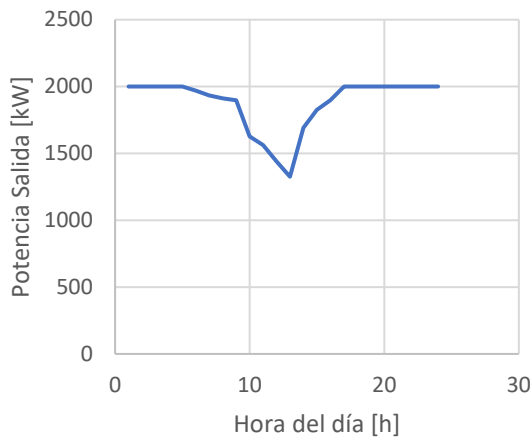


Figura 5.32, Curva diaria de potencia promedio para proyectos San Gabriel y La Flor, Araucanía y Biobío.

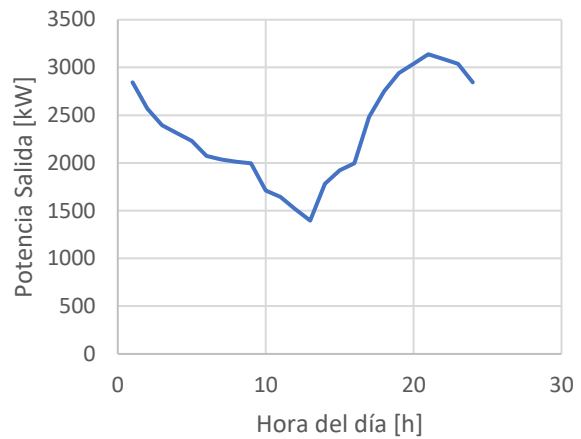


Figura 5.33 Curva diaria de potencia promedio para proyecto Sarco, Coquimbo Sur,

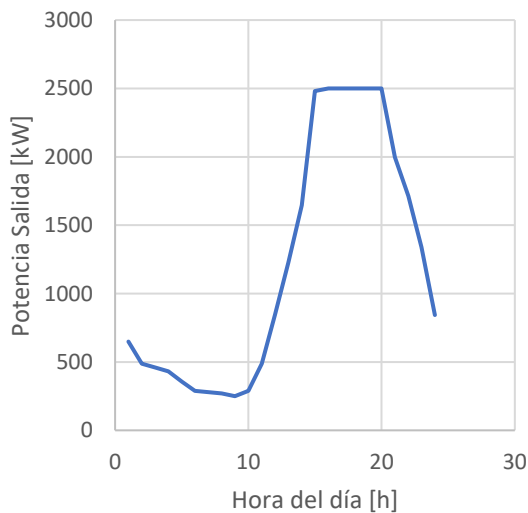


Figura 5.34, Curva diaria de potencia promedio para proyecto Punta Sierra, Coquimbo Norte.

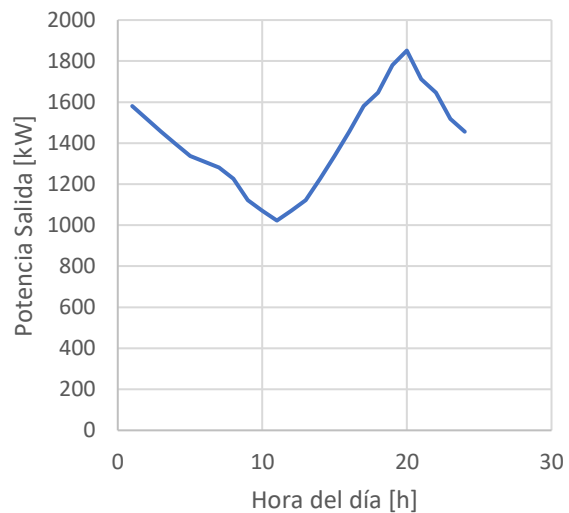


Figura 5.35, Curva diaria de potencia promedio para proyecto Aurora, Puerto Montt.

Estos perfiles son de acuerdo con 24 bloques horarios, sin embargo, es posible escalarlo a 168 bloques horarios para tener una mayor diversidad de la modelación de generación de los parques eólicos. También, estos perfiles consideran las velocidades mínimas y máximas a las cuales pueden funcionar los aerogeneradores. En el anexo E se ahonda en las especificaciones de cada aerogenerador según su respectivo proyecto.

Análogamente, para el caso de las unidades fotovoltaicas candidatas a inversión, también se utiliza una herramienta desarrollada por el Ministerio de Energía, el explorador solar [18]. Este permite obtener datos de irradiación de todo el país y entregar distintas estadísticas del recurso solar, como lo son curvas de radiación diarias y anuales promedio para todo el territorio nacional.

En la Figura 5.36 se define el perfil de radiación solar diaria promedio para el sector geográfico correspondiente al sector norte del país. Este perfil se aplicará a las centrales Uribe Solar, Bolero, Cerro

Dominador PV, Huatacondo, Valle Solar, Valleland, Doña Carmen, Malgarida, El Pelicano, Divisadero y Santiago Solar.

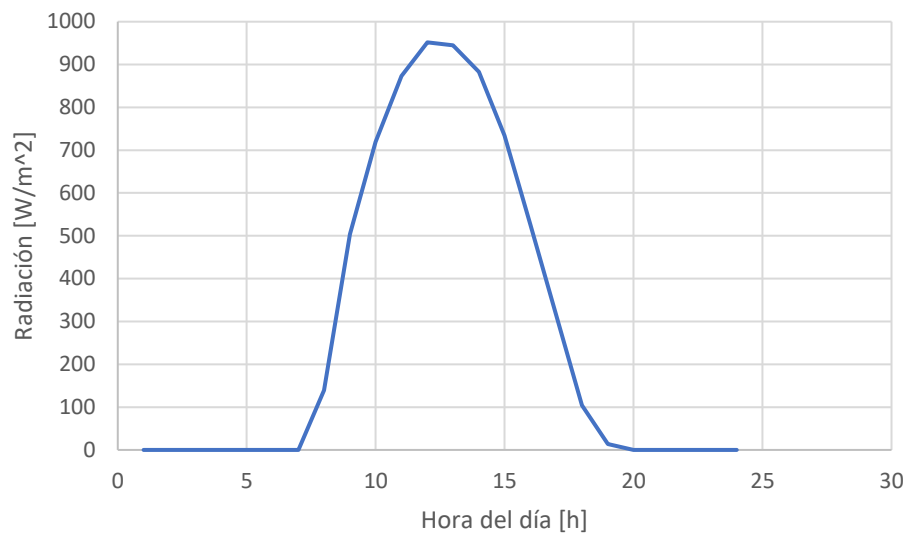


Figura 5.36, Perfil de radiación solar promedio Norte Grande y Chico.

Por otro lado, en la Figura 5.37 y Figura 5.38 se presenta esquemáticamente las propuestas de generación a lo largo del territorio chileno.

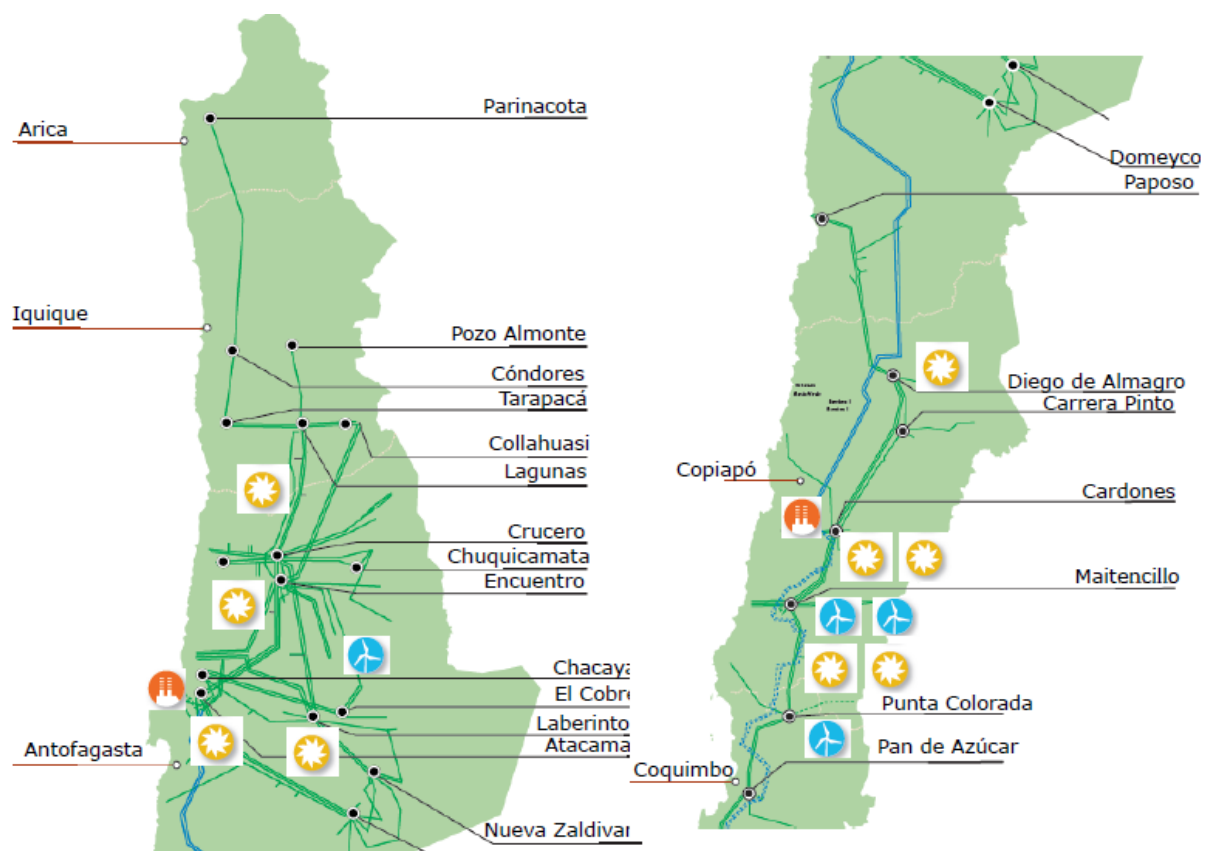


Figura 5.37, Expansión en generación zona norte grande y norte chico SEN.

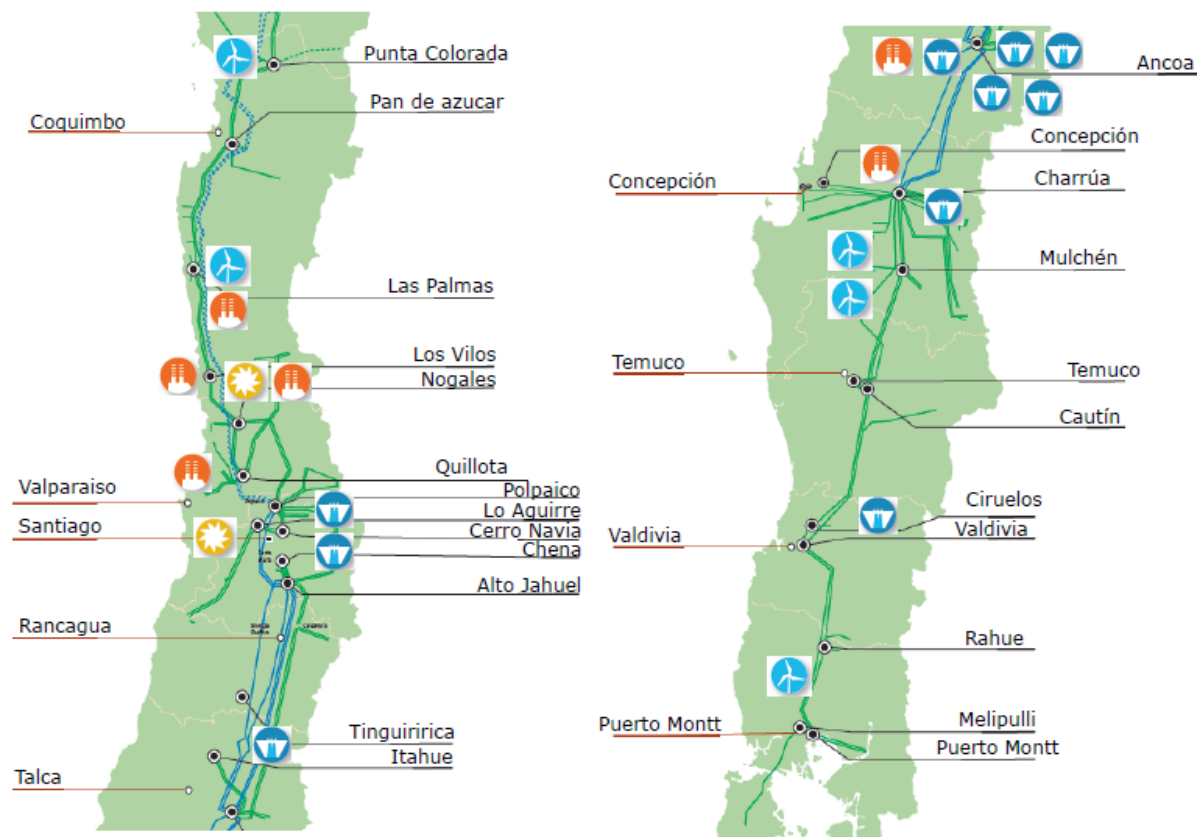


Figura 5.38, Expansión en generación zona centro y sur SEN.

En resumen, en la Figura 5.39 se presentan las capacidades totales en MW por tecnología para las unidades candidatas.

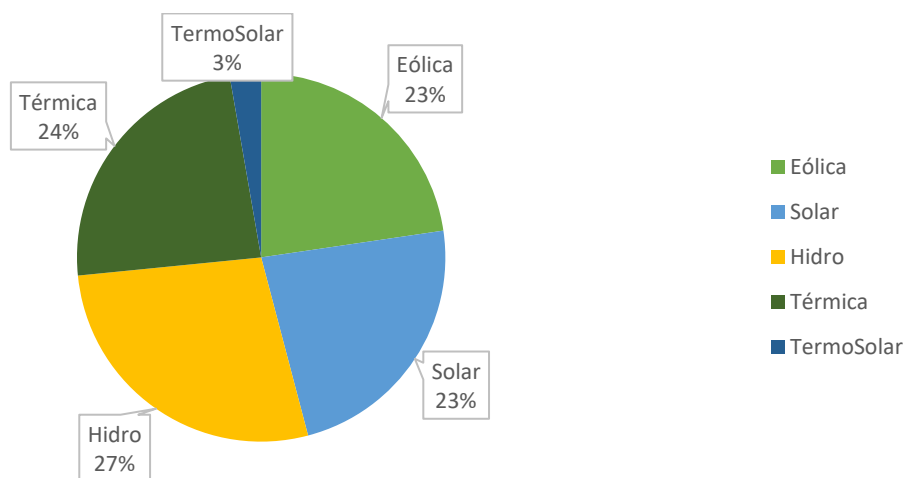


Figura 5.39, Capacidad total por tecnología en MW de las unidades candidatas.

Se evidencia un alto porcentaje de ERNC en la cartera de inversión de proyectos, en base a tecnología fotovoltaica, eólica e hidro.

5.4.3 Resultado determinista expansión SEN 2017 con modelación horaria de 24 bloques

Para la modelación horaria de la demanda con 24 bloques se busca representar el comportamiento de la demanda para un día promedio del año. Sin embargo, se debe diferenciar entre barras de consumo residenciales e industriales/mineras. Por lo tanto, se utiliza la modelación horaria presentada en la Figura 5.20 y Figura 5.21.

Por otro lado, las estadísticas de la simulación se exhiben en la Tabla 5.32. Donde se puede observar que la formulación 1 tiene un tamaño mucho mayor en el número de variables y restricciones. Por otro lado, en los tiempos de formulación se presentan ahorros importantes con la formulación 3, del orden de un 7% del tiempo total de cálculo de la formulación 1.

Tabla 5.32, Estadísticas simulación expansión SEN 2017 con modelación horaria de 24 bloques horarios.

Formulación	N° Variables	N° Restricciones	Tiempo de cálculo (s)
Formulación 1	425.140	1.084.615	120.568
Formulación 3 Subproblema	177.120	322.080	8.825 en 125 iteraciones
Formulación 3 Maestro	1.281	1.361	

Los costos totales se presentan en la Tabla 5.33. Estos difieren entre la formulación completa y la del algoritmo con Benders. Como se mencionó en párrafos anteriores al aumentar el tamaño del problema, el algoritmo pierde sensibilidad de las variables duales que recibe iteración a iteración desde el subproblema.

Tabla 5.33, Costos totales de inversión y generación SEN 2017 por formulación.

Formulación	Costos inversión (USD)	Costos operación (USD)	Total (USD)
Formulación 1	12.189.098.265	1.271.502.267.925	1.283.691.366.190
Formulación 3	21.518.450.426	1.394.214.619.201	1.415.733.069.627

Los resultados de inversión en transmisión y generación se presentan en el anexo F.

Nuevamente se presentan diferencias en los planes de inversión entregados por ambas formulaciones, existe un 10% de mayor costo total para la solución del algoritmo de Benders. Las razones ya mencionadas anteriormente, tiene que ver con la pérdida de precisión del algoritmo de Benders cuando los problemas de optimización crecen en número de variables y restricciones.

En relación con los resultados obtenidos, se tiene tendencias claras para ambas formulaciones, ya sea en expansión de transmisión y generación.

Para las propuestas de transmisión realizadas por la CNE, en ambas formulaciones coinciden en la construcción de las siguientes alternativas: Polpaico-Alto Jahuel, Polpaico-Los Almendros y Cardones-Maitencillo. Las dos primeras nuevas líneas de transmisión permiten abastecer el gran centro de consumo que se presenta en la zona centro del SEN, aportando 3400 [MW] de capacidad. Mientras que la última opción descongestiona la zona norte del país, logrando la evacuación de grandes bloques energéticos provenientes de fuentes de ERNC, con 1700 [MW] de capacidad nominal. Lo que tiene que ver con refuerzos de sistema zonal ya existente, se destaca la ampliación de los tramos Cruceros-Chuquicamata, Crucero-Encuentro y Domeyko-Sulfuro, debido a la alta demanda energética proveniente de las mineras, las cuales presentan perfiles de demanda planos. También se enfatiza la expansión del sistema zonal centro norte del país con el refuerzo de los tramos San Luis-Quillota y Polpaico-Quillota.

Por otra parte, la expansión de generación, en la práctica los proyectos energéticos siguen un patrón de mercado con aspectos económicos, en el lugar de indicadores técnicos o de optimización. Otro

importante factor son las resoluciones de calificación ambiental que se necesitan para la aprobación de estos proyectos. Sin embargo, los resultados obtenidos en este trabajo de memoria no contemplan estos factores, de todos modos, presentan buenos indicadores de los beneficios económicos y técnicos que conllevan a la decisión de inversión en cada uno de ellos. Con relación a los resultados para el horizonte de planificación la gran mayoría de los proyectos en los que se decide invertir tienen relación con la tecnología ERNC. Desde los primeros años se construyen la totalidad de las opciones fotovoltaicas, eólicas e hidráulicas, ya que conllevan un costo variable de producción energética igual a cero, aunque tienen costos de inversión similares a las unidades térmicas. Estas últimas en la optimización matemática no son muy atractivas para su inversión, debido a sus altos costos variables, sin embargo, debido a las restricciones de reserva, las unidades térmicas son las que presentan el mayor aporte a la potencia firme del parque generador, ayudando a los controles de frecuencia primarios y secundarios cuando el CEN lo estime conveniente. En esta línea se decide invertir en la expansión de infraestructura energética de Mejillones, IEM, el cual tiene una capacidad de 375 [MW] nominales.

De acuerdo con los resultados en la expansión de generación se prevé una alta penetración de ERNC para los años futuros. Para analizar las consecuencias en la operación del SEN en el futuro, en la Figura 5.40, Figura 5.41 y Figura 5.42 se presentan la sumatoria de los despachos de unidades convencionales y ERNC para los 24 bloques horarios modelados.

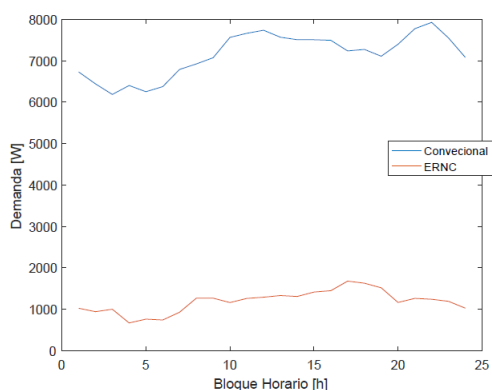


Figura 5.40, Generación Convencional v/s ERNC año 2017.

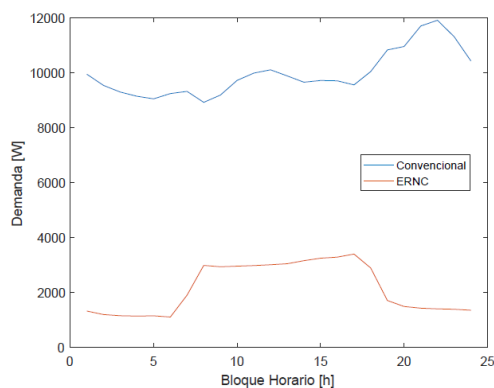


Figura 5.41, Generación Convencional v/s ERNC año 2026.

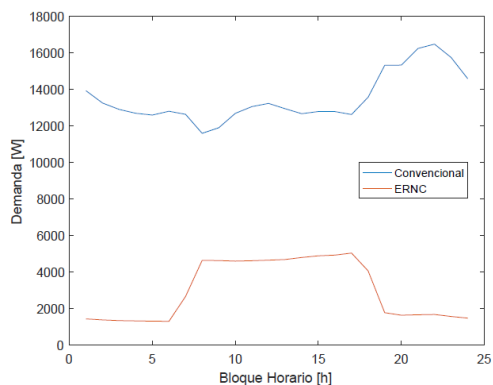


Figura 5.42, Generación Convencional v/s ERNC año 2036.

Se observa que en el año actual (2017) se obtiene una curva de despacho con una participación relativamente pequeña para la generación ERNC en los 24 bloques horarios, lo que resulta como consecuencia para el despacho de unidades convencionales, no tener grandes variaciones en su

generación por la salida o entrada de ERNC. Sin embargo, para los años posteriores la entrada de ERNC aumenta considerablemente, obteniéndose un perfil de generación constante entre las 7 y 19 horas provocando pendientes de subida y bajada para unidades convencionales. Específicamente liberación de carga entre las 7 y 9 horas con un pendiente en torno a los 1000 [MW/h], mientras que toman carga en las horas del atardecer, entre las 18 y 19 horas con una pendiente de 900 [MW/h. Esto es perjudicial para la operación del sistema, debido a las grandes rampas que deben sobrellevar en un lapso corto. Esto permite justificar la modelación de las restricciones de rampas de toma y liberación de carga, lo que se detallara en el siguiente capítulo.

Con lo que respecta al comportamiento de los limites superior e inferior del algoritmo de Benders, en la Figura 5.43 se presenta el desempeño de los límites del algoritmo iteración a iteración. Se observa el comportamiento creciente del límite inferior y la conducta aleatoria del límite superior. Cabe mencionar que la solución óptima se encontró en la iteración 121 de un total de 125 iteraciones.

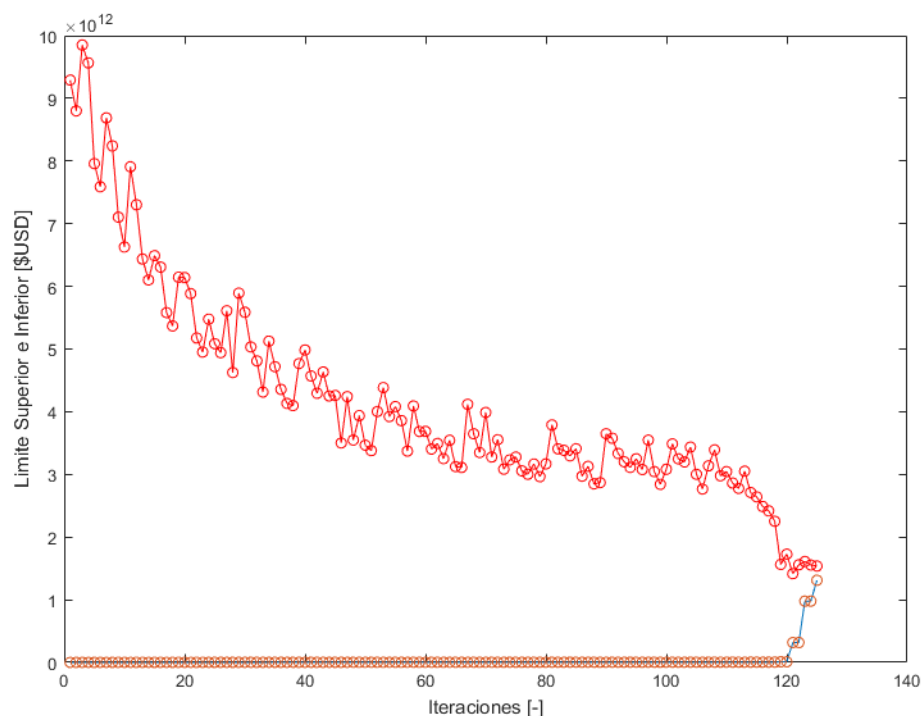


Figura 5.43, Comportamiento de los limites superior e inferior del algoritmo de Benders para la resolución del SEN.

6. Planificación multiperiodo utilizando restricciones de predespacho

El siguiente capítulo se incluye para demostrar los beneficios de aplicar las restricciones de predespacho en la planificación de generación y transmisión. Estos tienen relación con el objetivo de conseguir resultados más reales y cercanos a la operación del sistema eléctrico, los que simulan las características propias de las unidades generadoras, sobre todo de las térmicas, ante la penetración o no de generación ERNC.

Como se mencionó en el capítulo 4, en este problema de optimización se desea obtener los estados de las unidades (ON/OFF) y su potencia despachada hora a hora, agregándole en este caso las decisiones de inversión en generación y transmisión.

En la Figura 6.1 se presenta la modelación horaria diaria de la demanda dispersa en 24 bloques. Esta exhibe grandes pendientes, en subidas y bajadas de potencia por parte de la demanda. Esto nos permite poner a prueba las características de rampas de las unidades, a la hora de tomar o liberar carga.

Viendo los resultados de las secciones anteriores, en específico lo que tiene que ver con la formulación completa, los tiempos de solución son considerablemente grandes, específicamente mayor a los 120.000 segundos para el caso del SEN. Entonces si se toma en cuenta que los problemas con predespacho aumentan ostensiblemente el número de variables y restricciones con respecto a un simple despacho, también los tiempos de resolución serán mucho más grandes que en el caso de la formulación completa. Debido a esto se propone utilizar el algoritmo propuesto para la inclusión de las restricciones de predespacho, es decir la formulación 4, sin considerar la formulación completa de planificación conjunta de generación y transmisión utilizando restricciones de predespacho.

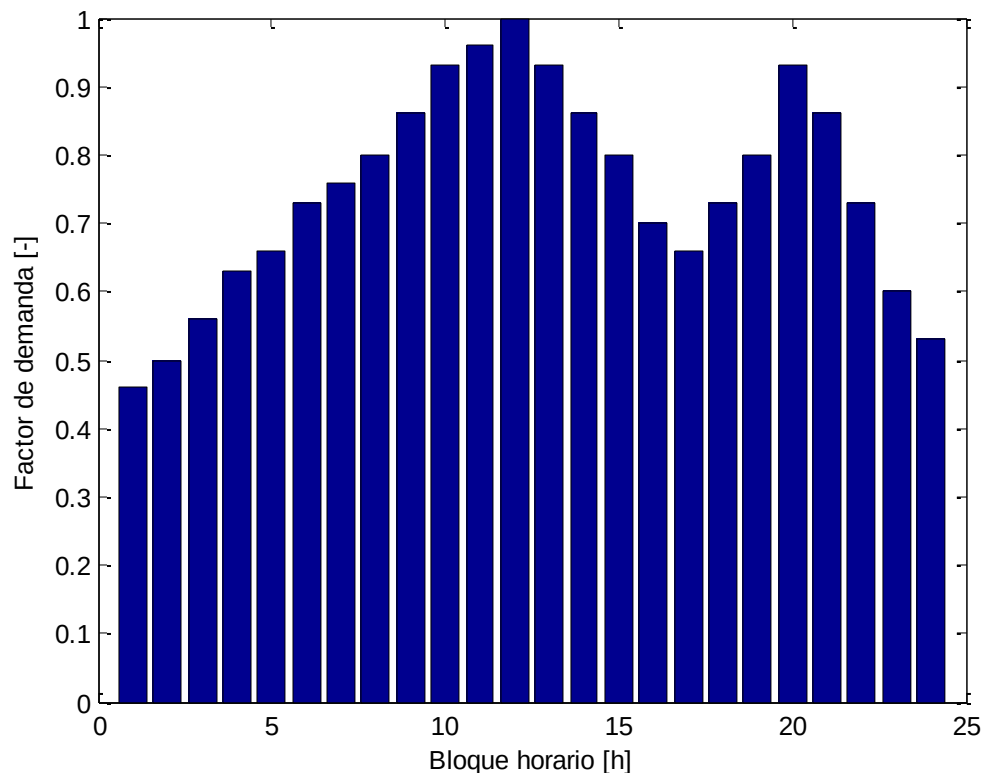


Figura 6.1, Modelación horaria de 24 bloques para una demanda típica diaria.

Se aplica la metodología a dos sistemas, el Garver de 6 barras, con 6 unidades existentes y 5 candidatas a inversión en generación. En el segundo, se presenta el sistema IEEE 118, el cual consta de 118 barras con 54 unidades térmicas existentes y 10 unidades candidatas a inversión. Hay que mencionar que, en primera instancia, la tecnología de las unidades candidatas a inversión en generación para ambos sistemas son únicamente térmicas. Sin embargo, en secciones posteriores se pretende integrar también unidades candidatas ERNC en conjunto con unidades térmicas, con el fin de comprobar los niveles de penetración ERNC en la programación de despachos.

6.1. Resultado determinista Garver sin penetración ERNC

La información detallada del sistema se presenta en el anexo G. Las unidades existentes y candidatas a inversión tienen las mismas características de las que se usaron en la sección 5.2. Sin embargo, se debe agregar los costos de arranque en caliente y frío, los cuales se detallan en el anexo G.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos utilizando el algoritmo presentado en la sección 4.3, para un periodo de planificación de 10 años con un crecimiento lineal de la demanda.

En las Tabla 6.1 y Tabla 6.2 se muestran los resultados para la inversión en transmisión y generación respectivamente, para un horizonte de planificación de 10 años y con una reserva del 20% por sobre la demanda máxima.

Tabla 6.1, Solución determinista de transmisión sistema de 5 barras.

Circuitos\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Total
2-6	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1

Tabla 6.2, Solución determinista de la generación sistema de 5 barras.

Unidades\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Total
Unidad1 120MW Barra3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
Unidad2 120MW Barra3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Unidad1 240MW Barra3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1

Por otro lado, interesa cómo se comportan los despachos de las unidades existentes y candidatas a inversión a lo largo del periodo de planificación. En la Figura 6.2, Figura 6.3 y Figura 6.4 se detallan los despachos para los 24 bloques horarios en los años que hay inversión en generación, en este caso año 5, 7 y 9.

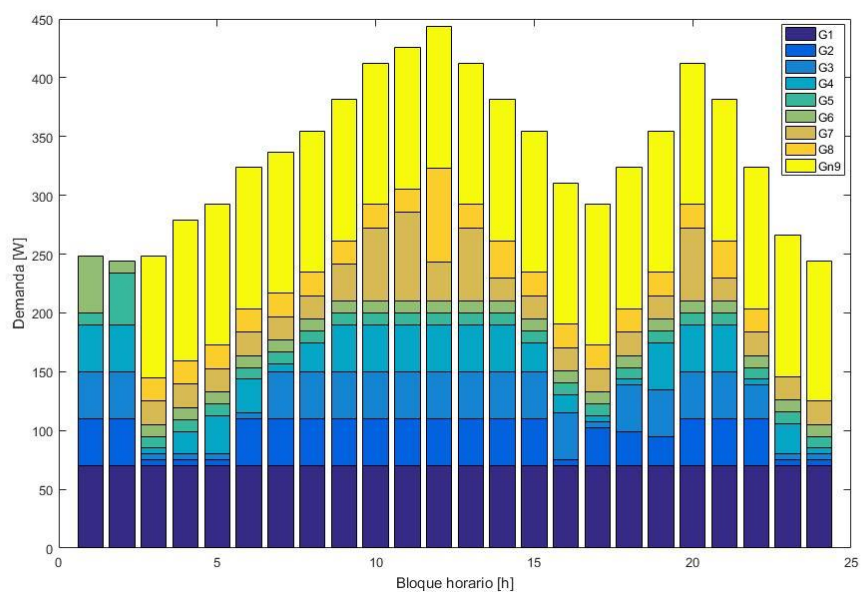


Figura 6.2, Programación despacho año5.

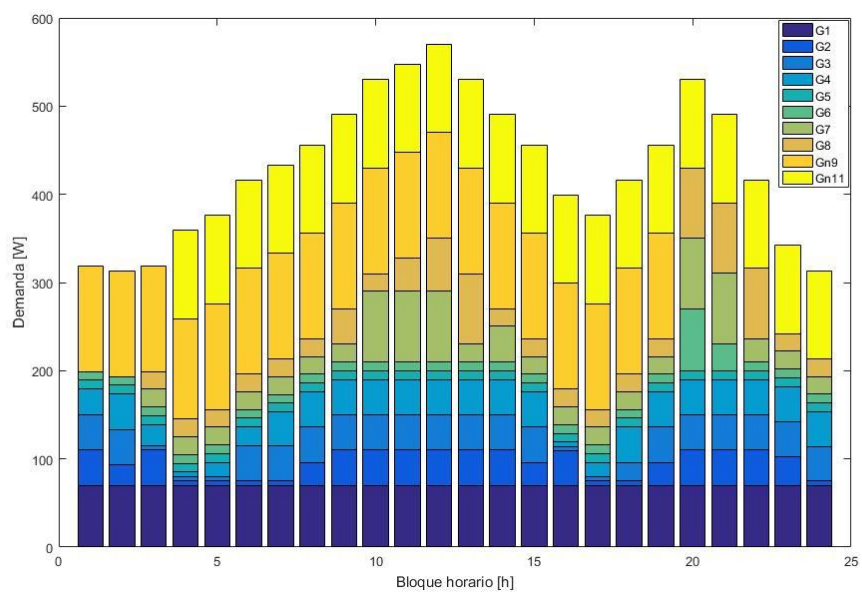


Figura 6.3, Programación despacho año7.

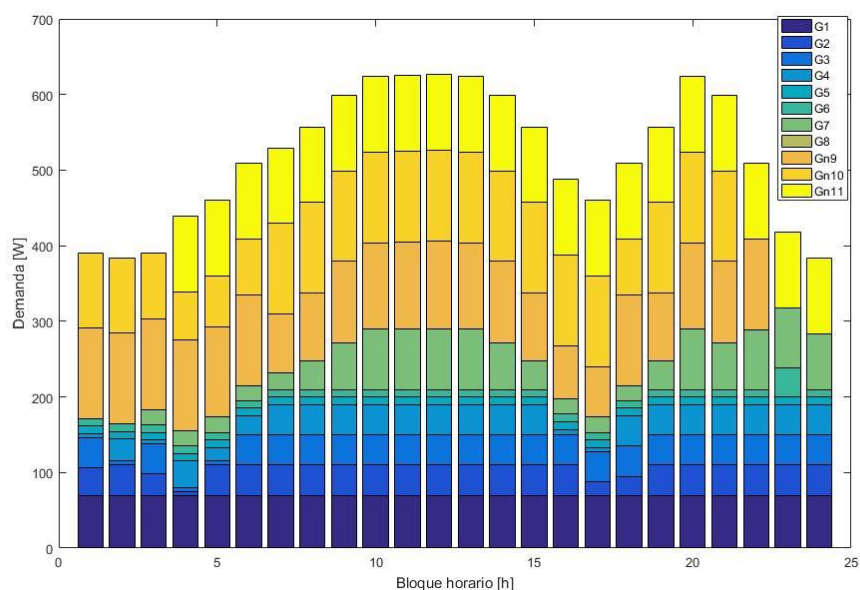


Figura 6.4, Programación despacho año9.

Se observa que a medida que aumenta la demanda año a año, las unidades candidatas en las cuales se invierte, tomas más peso en el despacho de generación.

Por otro lado, las dos unidades existentes de mayor capacidad son las llamadas unidades de generación base, estas aportan con la mayor cantidad de potencia en el despacho, debido a su alta capacidad instalada y su bajo costo variable de producción.

Los costos asociados a inversión y operación se presentan en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3, Costos inversión y operación algoritmo propuesto.

	Costos [USD]
Inversión Tx + Gx	109.913.975
Operación	414.351.243
Total	524.265.218

En relación con el desempeño del algoritmo propuesto, agregando las restricciones de predespacho a la planificación de generación y transmisión, en la Tabla 6.4 se evidencia las estadísticas relacionadas con el algoritmo. Se destaca el gran número de variables en el problema maestro con respecto al subproblema de operación, esto debido a la gran cantidad de variables que se agregan con el predespacho.

Tabla 6.4, Estadísticas algoritmo propuesto.

	N° Variables	N° Restricciones	Tiempo cálculo (s)	Iteraciones
Problema Maestro	27.561	35.849	783	59
Subproblema	7.680	23.040		

6.2. Resultado determinista para Garver con penetración de ERNC

En esta sección se propone utilizar el sistema Garver, aunque cambiando las 3 unidades candidatas por generación ERNC, ya sea eólica o solar. Se pretende evidenciar los cambios en cuanto a inversión y operación con los resultados presentados en la sección anterior.

Para los perfiles ERNC de 24 bloques horarios se utilizan los ya presentados en la sección de la expansión del SEN 2017, específicamente los presentados en la Figura 5.34 y Figura 5.36 para el perfil eólico y solar respectivamente.

En la Figura 6.5 se presenta el sistema de prueba, el cual posee 6 unidades térmicas existentes y 5 unidades ERNC, entre ellas, 3 solares con una capacidad total de 360 [MW] y 2 eólicas con una capacidad de 480 [MW] nominales, repartidas entre las distintas barras del sistema.

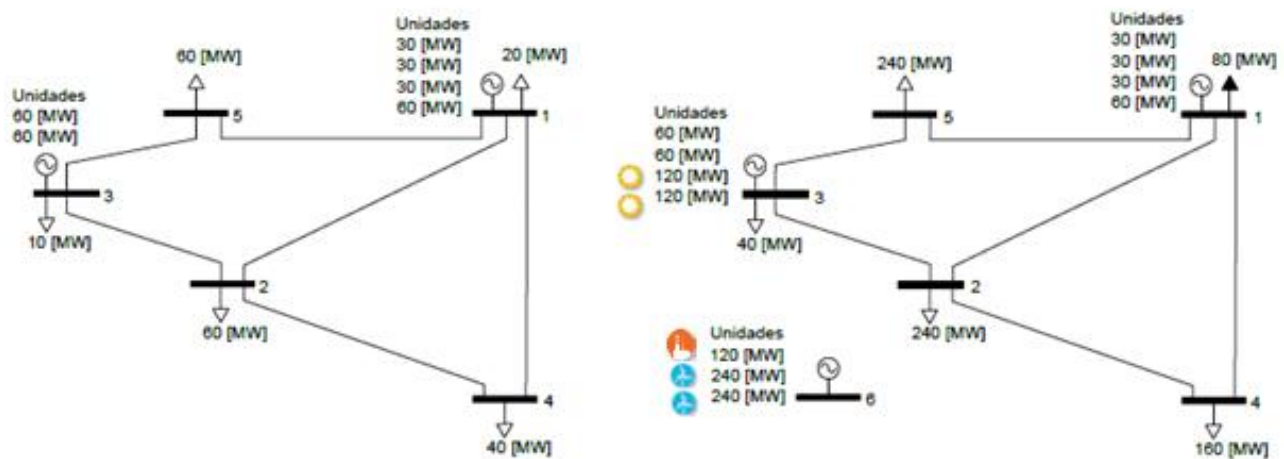


Figura 6.5, Sistema Garver con inversión en ERNC.

En la Tabla 6.5 y Tabla 6.6, se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación respectivamente.

Tabla 6.5, Solución determinista de transmisión.

Circuitos\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Total
2-6	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1

Tabla 6.6, Solución determinista de la generación.

Unidades\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Total
G_solar9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
G_termico11	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
G_eólico12	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1

Hay que recalcar que los precios asociados a costos variables, costos de arranque y parada son nulos para las unidades candidatas ERNC. Como consecuencia, el algoritmo obtiene grandes réditos económicos con las inversiones de unidades ERNC eólicas y solares.

En las Figura 6.6, Figura 6.7 y Figura 6.8 se presentan los despachos de cada unidad generadora existente y candidatas a inversión.

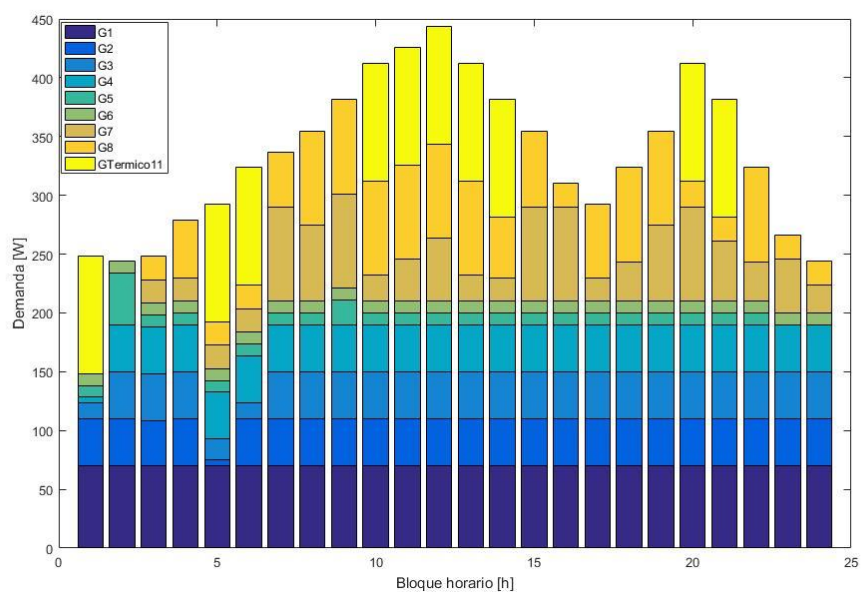


Figura 6.6, Programación despacho año5 con penetración ERNC.

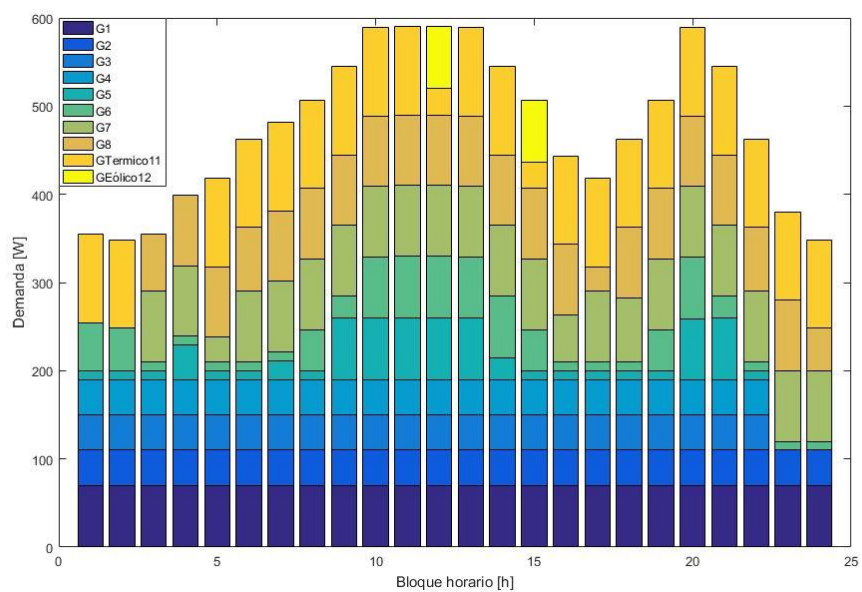


Figura 6.7, Programación despacho año8 con penetración ERNC.

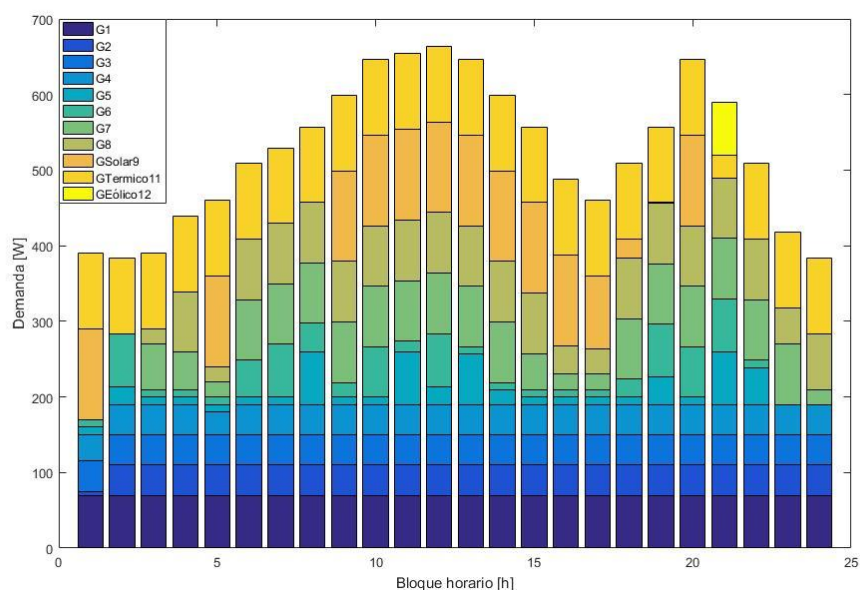


Figura 6.8, Programación despacho año9 con penetración ERNC.

A medida que las inversiones en unidades ERNC aumentan, las unidades térmicas de menor capacidad instalada y con mayor costo variable como lo son las unidades 5, 7 y 8, presentan muchas variaciones en sus despachos a lo largo del periodo de programación, aunque con pendientes de toma y liberación de carga de baja magnitud.

Por ejemplo, en el año 9 las unidades solares que ingresan al despacho desplazan potencia térmica, generándose una rampa de bajada de la unidad térmica número 5, de aproximadamente 66 [MW/h] entre las 7 y 9 horas. Contrariamente cuando, se acercan las horas del atardecer se producen una rampa de subida para la unidad térmica número 5 de 45 [MW/h] y de 80 [MW/h] para la unidad térmica número 4 entre las 17 y 20 horas.

Por otro lado, en el año 9 la participación ERNC es de aproximadamente un 15% del despacho total. Para este caso, a partir del bloque horario 16, las unidades solares desaparecen del despacho, por lo que las unidades térmicas son las encargadas de abastecer la demanda entre los bloques 16 y 19, con pendientes de toma de carga de 55 [MW/h]. Sin embargo, de acuerdo con los perfiles eólicos, el despacho de estos se presenta luego de las horas de atardecer, entre las 19 y 24 horas, generando rampas de liberación de carga de 82 [MW/h] para las unidades térmicas número 3 y 4.

Cabe mencionar que, para este caso, las restricciones del predespacho permiten rampas de toma y liberación de carga de hasta la mitad de la potencia máxima de cada unidad térmica, en consecuencia, la rampa mencionada anteriormente no es problema para la generación convencional.

Los costos en inversión y operación se presentan en la Tabla 6.7. Cabe mencionar que los costos de arranque y apagado se incluyen en la operación del despacho de carga o subproblema de operación.

Tabla 6.7, Costos de inversión y operación, caso con ERNC.

	Costos [USD]
Inversión Tx + Gx	120.785.160
Operación	392.956.217
Total	513.741.377

Si hacemos una comparación con el caso con unidades candidatas únicamente térmicas, los costos de operación para el caso con penetración ERNC disminuyen en cierta medida, aproximadamente un 5%. Sin embargo, en el ítem de costos de inversión se exhibe un alza de un 9%, relacionado principalmente con la envergadura económica de los proyectos eólico y solares, mucho mayor a los térmicos presentados en la sección 6.1. En relación con los costos totales, el caso con penetración ERNC evidencia un 2% de menor costo en relación con el caso térmico.

De acuerdo con las estadísticas del algoritmo propuesto, en la Tabla 6.8 se exhiben el número de variables y restricciones, tiempo de cálculo total e iteraciones en las cuales se logró llegar a convergencia.

Tabla 6.8, Estadísticas algoritmo propuesto, caso con ERNC.

	N° Variables	N° Restricciones	Tiempo cálculo (s)	Iteraciones
Problema Maestro	23.961	28.654	24	4
Subproblema	7.680	23.040		

6.3. Resultado determinista para sistema IEEE 118 sin penetración ERNC

Para el sistema IEEE 118, se analizará un periodo de planificación de 9 años, con una tasa de crecimiento lineal en todas sus barras. Además, se implementa una reserva del 15% por sobre la demanda máxima en cada año de planificación. El esquema y datos de demanda, generación y transmisión se detalla en el anexo I.

En la Tabla 6.9 y Tabla 6.10 se presentan los resultados para inversión de transmisión y generación respectivamente, para el periodo de planificación de 9 años.

Tabla 6.9, Resultados en inversión de transmisión, sistema IEEE 118 sin ERNC.

Circuitos\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Total
63-59	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
68-81	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2

Tabla 6.10, Resultados inversión de generación, sistema IEEE 118 sin ERNC..

Unidades\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Total
G_barra 3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
G_barra 47	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
G_barra 55	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
G_barra 80	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
G_barra 98	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1

Los costos en inversión y operación se presentan en la Tabla 6.11.

Tabla 6.11, Costos en inversión y operación, sistema IEEE 118 sin ERNC.

	Costos [USD]
Inversión Tx + Gx	1.853.350.477
Operación	45.804.935.833
Total	47.658.286.310

A continuación, en la Tabla 6.12 se presentan algunas de las estadísticas del problema de optimización, recordando que para este caso se utiliza la formulación propuesta de Benders con predespacho.

Tabla 6.12, Estadísticas algoritmo propuesto para el sistema IEEE 118 sin ERNC.

	N° Variables	N° Restricciones	Tiempo cálculo (s)	Iteraciones
Problema Maestro	138.709	150.179	12.096	64
Subproblema	68.256	252.288		

6.4. Resultado determinista para sistema IEEE 118 con penetración ERNC

En esta sección, se propone establecer una mezcla de tecnologías para las unidades candidatas, ingresando unidades ERNC (eólicas y fotovoltaicas) y unidades convencionales (térmicas). Se pretende demostrar, que las decisiones de inversión en unidades generadoras, no solo se deben basar en unidades ERNC, sino que, debido a la variabilidad de estas, es necesaria también la inversión en unidades térmicas. Sobre todo, en las horas en las que las ERNC no son capaces de generar (tomando como premisa que estas no presentan almacenamiento) se presentan grandes pendientes de toma de carga, por parte de las unidades térmicas, sometiéndolas a grandes esfuerzos térmicos y mecánicos en su normal funcionamiento.

Los perfiles horarios de generación para las unidades eólicos y solares a utilizar son idénticos a los que se emplearon en la sección 6.2.

En la Tabla 6.13 y Tabla 6.14 se presentan los resultados de la inversión en transmisión y generación para el periodo de planificación de 9 años, con los mismos factores de crecimiento de demanda en todas las barras.

Tabla 6.13, Resultados en inversión de transmisión, sistema IEEE 118 con ERNC.

Circuitos\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Total
63-59	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1
63-64	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
64-65	0	0	0	0	5	0	0	0	0	5

Tabla 6.14, Resultados inversión de generación, sistema IEEE 118 con ERNC..

Unidades\Año	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Total
G_eólico 3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
G_solar 32	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
G_solar 47	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
G_eólico 55	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
G_Térmico 80	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
G_Térmico 98	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1

Tabla 6.15, Costos en inversión y operación, sistema IEEE 118 sin ERNC.

	Costos [USD]
Inversión Tx + Gx	596.128.577
Operación	45.445.437.813
Total	46.041.566.390

Tabla 6.16, Estadísticas algoritmo propuesto para el sistema IEEE 118 sin ERNC.

	N° Variables	N° Restricciones	Tiempo cálculo (s)	Iteraciones
Problema Maestro	138.709	150.136	7.098	28
Subproblema	77.320	280.200		

Haciendo una comparación entre las secciones 6.3 y 6.4, la inclusión de unidades ERNC al problema de expansión de generación y transmisión abarata los costos de operación en torno a un 0.7%. Por otro lado, para el caso con penetración ERNC la inversión en generación se adelanta algunos años, aprovechando tempranamente los beneficios de operar con energías con costo variable igual a cero. En esa misma línea, la inclusión de estas unidades le entrega una cierta variabilidad al despacho de generación, en horas en las que están o dejan de estar presente las ERNC. Es por aquello que también se hace necesaria la inversión en unidades térmicas, las que permiten abastecer las grandes pendientes de potencia por hora que se producen en los bloques horarios con más variabilidad ERNC, durante el despacho.

7. Conclusiones y trabajos futuros

La modelación del problema de planificación de la expansión de generación y transmisión de manera conjunta entrega una poderosa herramienta, que permite tener una visión general y a la vez detallada de las distintas inversiones que se pueden tomar a futuro para cumplir con requerimientos económicos y de proyección de la demanda.

La inclusión de la incertidumbre al problema hace extender la formulación de este, tanto en número de variables y restricciones, requiriendo así estudiar distintas formas de optimizar los procesos de resoluciones de los problemas. Por ejemplo, la aplicación de algoritmos de descomposición matemáticos en los problemas de optimización estocástica, que permiten descomponerlo y buscar la solución entre dos subproblemas, lo cual para un sistema pequeño puede ser desventajoso, aunque para problemas de gran extensión tiene el efecto contrario en lo que se refiere a tiempos de cálculo.

La optimización estocástica nos permite obtener resultados que de alguna manera sobredimensionan la expansión del sistema eléctrico, tanto en generación como en transmisión, pero a la vez permite cubrir un rango amplio de escenarios para poder abastecer la demanda a su menor costo. Esto asegura una operación segura y confiable del sistema, entregando soluciones robustas para la planificación.

El método de descomposición de Benders es muy sensible en sus decisiones, en relación con las variables duales que le entrega el subproblema. Es por aquello que para planificaciones de muchos años y de grandes sistemas, la precisión del método de descomposición se ve deteriorada, obteniéndose soluciones factibles locales, pero no óptimas en cuanto a la minimización de costos de operación e inversión. De acuerdo con lo anterior, los factores que entran en consideración a la hora de aplicar el algoritmo tienen que ver con lo siguiente:

- Método de resolución del subproblema ya sea por simplex primal o dual
- Formulación del subproblema, si es mediante su representación dual o primal. Esto es de vital importancia a la hora de obtener soluciones más cercanas al óptimo o en su defecto que sean las óptimas.
- Otro factor determinante es el precio de la energía no suministrada (VoLL), ya que cuando hay corte de carga, los precios nodales quedan determinados por este precio, e influye en demasía en la decisión de inversión del problema maestro. Por lo tanto, siempre se debe elegir un valor lo suficientemente alto para que provoque una diferencia con respecto a los costos marginales de las barras donde no hay corte de carga.

En cuanto a la operación de los sistemas, el algoritmo de descomposición de Benders iteración a iteración permite visualizar información económica, la cual por método de resolución por Branch and Bound no permite, como lo son, energía no abastecida, flujos por las líneas, despacho de cada unidad, entre otras. Además de los precios nodales, los cuales son fundamentales, ya que entregan los indicadores económicos en los cuales se basa el algoritmo para entregar los planes de inversión en cada iteración.

No obstante, se debe tener en cuenta que el lenguaje de programación que se utilizó para formular el problema de Benders, en este caso MatLab, es ineficiente a la hora de compararlo con el lenguaje que utiliza el método de Branch and Bound. Debido a que MatLab ocupa un lenguaje de 3ra generación,

mientras que Branch and Bound utiliza C, el cual es de 4ta generación mucho más eficiente en la utilización de memoria y rapidez de ejecución de solvers.

En lo que respecta a la inclusión de restricciones de predespacho, es cierto que la operación del sistema se vuelve más costosa. Sin embargo, esta operación es mucho mejor que utilizar el despacho, ya que representa de mejor manera la operación, agregando rampas de subida y bajada de carga, tiempos mínimos de funcionamiento y fuera de servicio, entre otros. Otro motivo interesante por el cual se justifica la inclusión de estas restricciones tiene que ver con la planificación en el SEN con penetración ERNC, ya que nos permite evidenciar las exigencias de subida y bajada de carga por parte de las unidades convencionales cuando existe una alta variabilidad ERNC en la operación del sistema.

Trabajos futuros:

- Incluir incertidumbre en la generación ERNC, generando combinaciones de escenarios entre la incertidumbre de la demanda y la ERNC, en especial la eólica.
- Aplicar algoritmos de reducción de escenarios que permitan reducir el tamaño los problemas estocásticos.
- Agregar coordinación hidrotérmica para la aplicación del SEN.
- Incluir análisis de seguridad al algoritmo, agregando post - contingencia ante salida de líneas o generadores en el problema de planificación.
- Llevar la formulación a un lenguaje de programación más avanzado (C, C+, Python, etc.).

Referencias

- [1] *Ministerio de Energía, Ley de transmisión N° 20936*, Santiago, 2016.
- [2] A. Conejo, M. Carrión y J. Morales, *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*, Springer, 2010.
- [3] H. Rudnick, «Mercados Eléctricos,» 2012. [En línea]. Available: http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/costosernc/C._Hidro.html.
- [4] J. Grainger y W. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, McGraw-Hill, 1996.
- [5] A. Wood, B. Wollenberg y G. Sheblé, *Power Generation, Operation and Control*, Wiley, 2014.
- [6] S. Cerisola, A. Ramos y A. Baíllo, «Technical Document "Modelado de Algoritmos de Descomposición con GAMS",» 2004.
- [7] A. Ramos y S. Cerisola, «Technical Document "Optimización Estocástica",» Madrid, 2016.
- [8] M. Shahidehpour y F. Yong, «Benders Descomposición In Restructures Power Systems,» Chicago, 2005.
- [9] A. Conejo, E. Castillo, R. Minguez y R. García-Bertrand, *Descomposition Techniques in Mathematical Programming*, Springer, 2006.
- [10] V. Hinojosa y G. Gutierrez-Alcaraz, «A Computational Comparison of two Mathematical Formulations to Handle Transmission Network Constraints in the Unit Commitment Problem,» *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 27, no. 8, 2017.
- [11] D. Bauza, «Memoria de Titulación "Planificación de la Expansión de Transmisión Aplicada al Sistema SIC-SING Considerando Criterios de Seguridad Utilizando Metodologías de Descomposición, UTFSM",» Valparaíso, 2018.
- [12] C. Soto, *Memoria de Titulación "Desarrollo de una Herramienta Para la Programación de Corto Plazo en el SIC, UTFSM"*, Valparaíso, 2013.
- [13] J. Arroyo y A. Conejo, «Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market,» *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 15, n° 3, 2000.
- [14] Gurobi, «Gurobi Optimization,» [En línea]. Available: <http://www.gurobi.com/documentation/8.0/refman/method.html#parameter:Method>.
- [15] «Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), Propuesta de Expansión de Transmisión del SEN 2017,» Santiago, 2017.
- [16] «Comisión Nacional de Energía (CNE), Resolución Exenta N° 914,» 2017. [En línea]. Available: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/05/Resolución-Exenta-N914_26-12-2016.pdf.
- [17] «Ministerio de Energía, Explorador de Energía Eólica,» [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>.
- [18] «Ministerio de Energía, Explorador Solar,» [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>.

Anexos

A. Obtención de la matriz PTDF mediante la Z barra

La construcción de la matriz Z barra es posible construirla elemento a elemento, es decir a medida que se van agregando barras y líneas al sistema se puede ir modificando la Z barra, según relaciones de corriente y tensión de las líneas de transmisión. Por otro lado, se sabe que al contrario de la matriz de impedancias la Z barra es una matriz full o que no posee valores nulos en sus columnas y filas, esto puede llegar a ser una desventaja, pero una ventaja a la hora de encontrar o de armar la matriz PTDF a partir de la matriz de impedancia.

Se tiene que la expresión de la matriz PTDF se puede reescribir de la siguiente forma, según [5]:

$$PTDF = y_b \cdot A_r \cdot B_r^{-1} = y_b \cdot A_r \cdot Z_{barra} \quad (A.1)$$

Donde Z_{barra} es la matriz de impedancias de barra reducida, es decir sin la columna de la barra de referencia o slack. De esta manera, ya se tiene a la matriz PTDF en función de la Z_{barra} , ahora la idea es obtener esta matriz sin necesariamente invertir la matriz de admitancia de barra. Según [4] la construcción de la Z_{barra} consta de los siguientes pasos para distintos casos de adición de líneas, estos se presentan en la tabla

Tabla A.1, Modificación Zbarra.

Caso	Adición línea de reactancia X_n desde:	Z_{barra}
1	Barra de referencia o slack a una nueva barra "p". Se agrega fila y columna de ceros en la posición de la nueva barra "p".	$\begin{bmatrix} Z_{ori} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & X_n \end{bmatrix}$
2	Barra existente "k" a una nueva barra "p". Se agrega la columna y fila de la barra "k" en la posición de la nueva barra "p".	$\begin{bmatrix} Z_{ori} & \cdots & Columna\ k \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ fila\ k & & Z_{kk} + X_n \end{bmatrix}$
3	Barra existente "k" a la barra de referencia o slack. Se repite el caso 2, pero se elimina columna y fila de la barra "p" mediante reducción de Kron.	$\begin{bmatrix} Z_{ori} & \cdots & Columna\ k \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ fila\ k & & Z_{kk} + X_n \end{bmatrix}$
4	Entre barras existentes "j" y "k". Donde $Z_{th,jk} = Z_{jj} + Z_{kk} - 2 \cdot X_n$ Luego quitar la fila y columna agregada mediante reducción de Kron.	$\begin{bmatrix} Z_{ori} & \cdots & Columna\ j - Columna\ k \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ fila\ j - fila\ k & & Z_{th,jk} + X_n \end{bmatrix}$

Esto nos permite mediante un proceso iterativo llegar a la obtención de la matriz de impedancias.

Por otro lado, estas relaciones también nos llevan a la construcción de la matriz PTDF sin la necesidad de armar la Z_{barra} , en particular para los casos 1 y 2. Esto se detalla a continuación:

Tabla A.2, Modificación matriz PTDF.

Caso	Adición línea de reactancia X_n desde:	PTDF
1	Barra de referencia o slack a una nueva barra "p". Se agrega fila y columna de ceros en la posición de la nueva barra "p".	$\begin{bmatrix} PTDF_{ori} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & -1 \end{bmatrix}$
2	Barra existente "k" a una nueva barra "p". Se agrega la columna y fila de la barra "k" en la posición de la nueva barra "p".	$\begin{bmatrix} PTDF_{ori} & \cdots & Columna\ k \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & & -1 \end{bmatrix}$

B. Datos del sistema Garver 6 barras

i. Garver estático

Tabla B.1, Datos de consumo de las barras Garver estático.

N° Barra	Demanda [MW]
1	80
2	240
3	40
4	160
5	240
6	0

Tabla B.2, Datos de líneas de transmisión Garver estático.

Desde-Hacia	Existente	X[pu]	Flujo Max [MW]	Costo [MUSD]	N° Líneas Futuras
1-2	Si	0,4	100	40	3
1-3	No	0,38	100	38	3
1-4	Si	0,6	80	60	3
1-5	Si	0,2	100	20	3
1-6	No	0,68	70	68	3
2-3	Si	0,2	100	20	3
2-4	Si	0,4	100	40	4
2-5	No	0,31	100	31	4
2-6	No	0,3	100	30	4
3-4	No	0,59	82	59	4
3-5	Si	0,2	100	20	4
3-6	No	0,48	100	48	4
4-5	No	0,63	75	63	4
4-6	No	0,3	100	30	4
5-6	No	0,61	78	61	4

Tabla B.3, Datos de generación Garver estático.

N° Barra	Existente	Capacidad [MW]	Costo Inversión [USD/MWh]	Ope. & Mant. [USD/MW]	Costo Variable [USD/MWh]
1	Si	3x30	-	-	14,08
1	Si	1x60	-	-	22,11
3	Si	2x60	-	-	25,95
3	No	2x120	300.000	9.000	20,41
6	No	1x120	250.000	7.500	25,95
6	No	2x240	350.000	10.500	14,08

ii. Garver modificado multiperiodo

Con respecto al Garver original, este sistema replantea los valores de inversión y de reactancias de cada línea. Llevándolas a valores más cercanos a la realidad.

Tabla B.4, Datos de líneas de transmisión Garver modificado.

Desde-Hacia	Existente	X [pu]	Flujo Max [MW]	Costo [MUSD]	N° Líneas Futuras
1-2	Si	0,45	100	50	3
1-3	No	0,65	100	75	3
1-4	Si	0,29	80	30	3
1-5	Si	0,25	100	23.75	3
1-6	No	0,35	70	45	3
2-3	Si	0,2	100	22.5	3
2-4	Si	0,38	100	40	4
2-5	No	0,68	100	100	4
2-6	No	0,43	100	55	4
3-4	No	0,33	82	37.5	4
3-5	Si	0,59	100	75	4
3-6	No	0,48	100	47.5	4
4-5	No	0,73	75	112.5	4
4-6	No	0,28	100	25	4
5-6	No	0,61	78	72.5	4

La Tabla B. y Tabla B. se presentan los datos de demanda para el bloque horario punta 1, los demás datos de demanda se obtienen aplicando los factores de la Figura 5.8.

Tabla B.5, Demanda bloque horario punta 1, año1 al año5.

Barra	Demanda [MW]				
	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5
1	20	26,6	33,3	40	46,6
2	60	80	100	120	140
3	10	13,3	16,6	20	23,3
4	40	53,3	66,6	80	93,3
5	60	80	100	120	140
6	0	0	0	0	0

Tabla B.6, Demanda bloque horario punta1, año 6 al año 10.

Barra	Demanda [MW]				
	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
1	53,3	60	66,6	73,3	80
2	160	180	200	220	240
3	26,6	30	33,3	36,6	40
4	106,6	120	133,3	146,6	160
5	160	180	200	220	240
6	0	0	0	0	0

C. Datos de las barras y demanda SEN 2017

A continuación, se presentan los datos para cada barra con su consumo máximo para el año 2017. Para los demás años de planificación se debe aplicar los factores de crecimientos presentados en la Figura 5.19.

Tabla C.1, Datos SEN 2017.

Barra	Demanda Año 2017 [MW]
A_110	0
Agua_Santa_220	270,28
Alto_Jahuel_500	573,93
Alto_Jahuel_500_Aux	0
Alto_Norte_110	49,25
Ancoa_500	27,48
Ancoa_500_Aux	0
Ancoa_500_Aux_Sur	0
Andes_345	0
Antofagasta_110	29,49
Antucoya_220	3,32
Antucoya_220_Aux	0
Arica_110	16,49
Atacama_220	385,28
Atacama_220_Aux	0
Barril_220	0
Calama_220	101,9
Candelaria_220	0
Capricornio_220	212,91
Cardones_500	237,89
Carrera_Pinto_220	0
Carrera_Pinto_220_Aux	0
Cautin_500	0
CD_Arica_066	0
Cerro_Navia_220	847,21
Chacaya_220	39,23
Charrua_500	329,2
Chena_220	534,27
Chiloe_220	24,01
Chuquicamata_220	239,49
Ciruelos_500	6,96
Colbun_220	29,08
Collahuasi_220	157,51
Collahuasi_220_Aux	0
Condores_220	0
Crucero_220	185,93
Crucero_220_Aux_S	0
Cumbre_220_Aux	0
Cumbre_500	0

Desalant_110	10,69
Diego_de_Almagro_220	96,73
Diego_de_Almagro_220_Aux	0
Domeyko_220	0
Don_Goyo_220	0
Don_Goyo_220_Aux	0
Duqueco_220	84,63
El_Abra_220	0
El_Cobre_220	172,45
El_Llano_220	0
El_Loa_220	26,82
El_Negro_110	3,25
El_Rodeo_220	0
El_Salto_220	517,29
El_Tesoro_220	0
Encuentro_220	140,29
Encuentro_220_Aux	0
EnlaceCE_220	0
EnlaceCE_220_Aux	0
Escondida_220	0
Esmeralda_220	0
Esperanza_SING_220	0
Gaby_220	0
Hualpen_220	294,43
Itahue_220	311,18
Kapatur_220	0,46
KM6_110	1,22
La_Cebada_220	0
La_Cebada_220_Aux	0
La_Cruz_220	5,58
La_Negra_110	20,53
Laberinto_220	41,43
Laberinto_220_Aux	0
Lagunas_220	3,5
Lagunas_220_Aux_S	0
Lagunas_AUX_220	0
Lagunillas_220	75,34
Lampa_220	2
Las_Palmas_220	0
Las_Vegas_110	92,93
Lo_Aguirre_500	0
Lomas_Bayas_220	0
Los_Almendros_220	528,62
Los_Changos_500	0
Los_Maquis_220	189,68
Los_Vilos_220	34,79
Maipo_220	45,16

Maitencillo_500	126,8
Maitencillo_220_Aux	0
Mantos_Blancos_220	29,84
Maria_Elena_220	0
Maria_Elena_220_Aux	0
Mejillones_220	151,86
Melipilla_220	123,9
Melipulli_220	127,67
Miraje_220	0
Miraje_220_Aux	0
Monte_Redondo_220	0
Mulchen_220	7,25
Nogales_220	17,15
Norgener_220	0
Nueva_Charrua_500	0
Nueva_Crucero_Encuentro_500	0
Nueva_Mejillones_500	0
Nueva_Mejillones_500_Aux	0
Nueva_Pozo_Almonite_220	0
Nueva_Pozo_Almonite_220_Aux	0
Nueva_Valdivia_220	0
Nueva_Valdivia_220_Aux	0
Nueva_Victoria_220	10,51
Nueva_Zaldivar_220	0
Oeste_220	23,44
Ohiggins_220	0
Palestina_220	0
Pampa_110	0
Pan_de_Azucar_500	239,41
Pan_de_Azucar_220_Aux	0
Paposo_220	0
Parinacota_220	0
Parinacota_220_Aux	0
Pichirrahue_220	0
Pichirropulli_500	6,52
Pichirropulli_220_Aux	0
Polpaico_500	161,23
Polpaico_500_Aux	0
Polpaico_Desf_220	0
Pozo_Almonite_220	33,48
Pozo_Almonite_220_Aux	0
Puente_Negro_220	0
Puerto_Montt_220_Aux	0
Puerto_Montt_500	0
Punta_Colorada_220	0
Punta_Colorada_220_Aux	0
Quebrada_Blanca_220	0

Quiani_066	0
Quillagua_220	0
Quillagua_220_Aux	0
Quillota_220	280,6
Radomiro_Tomic_220	0
Rahue_220	86,25
Rapel_220	104,06
Salar_220	0,32
Salar_del_Carmen_110	0
Salta_345	0
San_Andres_220	0
San_Andres_220_Aux	0
San_Luis_220	0
Spence_220	0
Sulfuros_220	0
Talinay_220	0
Tap_Laja_220	6,75
Tap_Quiani	0
Tarapaca_220	123,99
Temuco_220	182,83
Tocopilla_220	10,38
Uribe_110	7,02
Valdivia_220	79,66
Zaldivar_220	234,68
Taltal_500	0
Loma Alta	0

D. Datos de líneas de transmisión SEN 2017

Tabla D.1, Datos líneas de transmisión SEN 2017.

Desde	Hacia	Pmax [MW]	X [pu]
Agua_Santa_110	Quillota_110	800	0,0431
Agua_Santa_220	San_Luis_220	322	0,0194
Alto_Jahuel_110	Chena_110	316	0,0302
Alto_Jahuel_110	Los_Almendros_110	162	0,0673
Alto_Jahuel_220	El_Rodeo_220	920	0,0013
Alto_Jahuel_500	Alto_Jahuel_500_Aux	1400	4,00E-10
Alto_Jahuel_500	Lo_Aguirre_500	1400	0,0042
Alto_Jahuel_500	Polpaico_500_	1700	0,0042
Ancoa_220	Itahue_220	400	0,0278
Ancoa_220	Loma	200	0,0278
Ancoa_500	Alto_Jahuel_500	1400	0,0133
Ancoa_500	Alto_Jahuel_500_II	1400	0,0133
Ancoa_500	Alto_Jahuel_500_III	1400	0,0133
Ancoa_500	Alto_Jahuel_500_IV	1400	0,0133
Ancoa_500	Ancoa_500_Aux	1900	4,00E-10
Ancoa_500	Ancoa_500_Aux_Sur	3000	4,00E-10
Andes_220	Nueva_Zaldivar_220	370	0,0258
Andes_220	Oeste_220	290	0,03265
Antofagasta_110	Capricornio_110	91	0,09858
Antofagasta_110	Capricornio_110_I	76	0,09858
Antofagasta_110	Desalant_110	57	0,03735
Antofagasta_110	Desalant_110_I	57	0,03735
Antofagasta_110	Esmeralda_110	122	0,016
Antofagasta_110	La_Negra_110	122	0,0622
Antucoya_220_Aux	Antucoya_220	386	0,0001
Antucoya_220	Atacama_220_Aux	386	0,038
Arica_110	Dolores_110	29	0,43
Arica_110	Dolores_110_I	29	0,43
Arica_110	Dolores_110_II	29	0,43
Atacama_220	Atacama_220_Aux	772	0,0001
Atacama_220	Esmeralda_220	127	0,058
Atacama_220	Nueva_Mejillones_220	1500	0,0004
Atacama_220	Ohiggins_220	491.56	0,042
Barril_220	La_Cruz_220	474	0,017
Candelaria_220	Maipo_220	910	0,01482
Candelaria_220	Puente_Negro_220	680	0,0276
Capricornio_110_	_Salar_del_Carmen_110	116	0,042

Capricornio_110	El_Negro_110	137	0,12594
Capricornio_220	Mantos_Blancos_220	377	0,01356
Cardones_220	Diego_de_Almagro_220	290	0,1213
Cardones_220	Maitencillo_220	520	0,0363
Carrera_Pinto_220_Aux	Cardones_220_III	290	0,059
Carrera_Pinto_220_Aux	Cardones_220_IV	290	0,059
Carrera_Pinto_220_Aux	San_Andres_220_I	197	0,035
Carrera_Pinto_220_Aux	San_Andres_220_I_REF	400	0,0356
Carrera_Pinto_220_Aux	San_Andres_220_II	290	0,0356
Carrera_Pinto_220_Aux	San_Andres_220_III	290	0,0356
Carrera_Pinto_220	_Carrera_Pinto_200_Au	220	4,00E-10
Carrera_Pinto_220	Carrera_Pinto_220_Aux	290	4,00E-10
Carrera_Pinto_220	Carrera_Pinto_220_Aux	580	4,00E-10
CD_Arica_066	Arica_066	41	0,06617
CD_Arica_066	Tap_Quiani_066	17	0,046
Cerro_Navia_110	Las_Vegas_110	162	0,1162
Cerro_Navia_220	Lampa_220	530	0,0052
Chacaya_220	Andes_220_I	740	0,084
Chacaya_220	Andes_220_II	740	0,084
Chacaya_220	Capricornio_220	377	0,04239
Chacaya_220	Crucero_220	328	0,13169
Chacaya_220	El_Cobre_220	700	0,05648
Chacaya_220	Mejillones_220	740	0,0011
Chacaya_220	Mejillones_220_I	740	0,0011
Charrua_220	Hualpen_220	229.6	0,0485
Charrua_220	Lagunillas_220	300	0,043
Charrua_220	Mulchen_220	500	0,02
Charrua_220	Nueva_Charrua_220	1000	4,00E-10
Charrua_220	Tap_Laja_220	264	0,0146
Charrua_500	Ancoa_500	1300	0,0064
Charrua_500	Ancoa_500_Aux_Sur_III	1500	0,013
Chena_110	Cerro_Navia_110	128	0,0189
Chena_110	Los_Almendros_110	1368	0,0311
Chena_220	Cerro_Navia_220	400	0,005
Chuquicamata_110	A_110	100	1,00E-05
Chuquicamata_110	KM6_110	100	0,0239
Chuquicamata_110	KM6_110_I	100	0,0239
Ciruelos_220	Cautin_220	332	0,048
Ciruelos_500	Pichirropulli_220	290	0,0275
Colbun_220	Ancoa_220	910	4,00E-10
Colbun_220	Candelaria_220	910	0,0326
Collahuasi_220	Collahuasi_220_Aux	340	0,0001

Collahuasi_220	Quebrada_Blanca_220	197	0,02014
Condores_220	Nueva_Pozo_Almonite_220_Aux	260	0,03
Condores_220	Parinacota_220	91	0,18821
Condores_220	Parinacota_220_I	91	0,18821
Crucero_220_Aux_S	EnlaceCE_220_I	1000	0,0002
Crucero_220_Aux_S	EnlaceCE_220_II	1000	0,0002
Crucero_220	Chuquicamata_220	357	0,05953
Crucero_220	Chuquicamata_220_II	330	0,05953
Crucero_220	Crucero_220_Aux_S	1000	0,0001
Crucero_220	El_Abra_220	457	0,08454
Crucero_220	Encuentro_220	1000	0,00038
Crucero_220	Encuentro_220_III	1600	0,0002
Crucero_220	Encuentro_220_IV	1000	0,0004
Crucero_220	Laberinto_220_I	293	0,11269
Crucero_220	Laberinto_220_II	377	0,11003
Crucero_220	Lagunas_220	183	0,14822
Crucero_220	Lagunas_220_II	183	0,14
Crucero_220	Maria_Elena_220_I	183	0,0057
Crucero_220	Maria_Elena_220_II	183	0,006
Crucero_220	Nueva_Crucero_Encuentro_220	500	0,00038
Crucero_220	Nueva_Victoria_220	183	0,13609
Crucero_220	Radomiro_Tomic_220	457	0,06883
Crucero_220	Salar_220	442	0,06359
Cumbre_220_Aux	Cumbre_220	600	4,00E-10
Cumbre_500	Cardones_500	1500	0,01336
Desalant_110	Pampa_110	122	0,06658
Desalant_110	Pampa_110_I	57	0,06658
Diego_de_Almagro_220	Carrera_Pinto_220	220	0,0611
Diego_de_Almagro_220	Carrera_Pinto_220_I	290	0,062
Diego_de_Almagro_220	Carrera_Pinto_220_III	290	0,062
Diego_de_Almagro_220	Carrera_Pinto_220_IV	290	0,062
Diego_de_Almagro_220	Cumbre_220_I	600	0,0157
Diego_de_Almagro_220	Cumbre_220_II	600	0,0157
Diego_de_Almagro_220	Diego_de_Almagro_2	197	4,00E-10
Diego_de_Almagro_220	Diego_de_Almagro_2	394	4,00E-10
Diego_de_Almagro_220	Diego_de_Almagro_2	290	4,00E-10
Diego_de_Almagro_220	Diego_de_Almagro_2	580	4,00E-10
Domeyko_220	Escondida_220	246	0,00601
Domeyko_220	Sulfuros_220	293	0,00085
Don_Goyo_220_Aux	La_Cebada_220	224	0,0444
Don_Goyo_220_Aux	Talinay_220	224	0,028
Don_Goyo_220	Don_Goyo_220_Aux	448	4,00E-10

Duqueco_220	Temuco_220	264	0,12
El_Cobre_220	Esperanza_SING_220	222	0,034
El_Cobre_220	Gaby_220	328	0,04649
El_Llano_220	Los_Maquis_220	300	0,0237
El_Loa_220	Crucero_220	419	0,00415
El_Loa_220	Nueva_Crucero_Encuentro_220	714	0,00415
El_Negro_110	Alto_Norte_110	137	0,02417
El_Rodeo_220	Chena_220	920	0,0055
El_Salto_110	Cerro_Navia_110	316	0,0545
El_Tesoro_220	Esperanza_SING_220	266	0,01
Encuentro_220_Aux	EnlaceCE_220_I	1000	0,0002
Encuentro_220_Aux	EnlaceCE_220_II	1000	0,0002
Encuentro_220_Aux	Nueva_Crucero_Encuentro_2	500	0,0002
Encuentro_220_Aux	Nueva_Crucero_Encuentro_2	500	0,0002
Encuentro_220	Collahuasi_220	133	0,16965
Encuentro_220	Collahuasi_220_I	170	0,16965
Encuentro_220	Collahuasi_220_II	171	0,16965
Encuentro_220	El_Tesoro_220	125	0,07743
Encuentro_220	Encuentro_220_Aux_II	1000	0,0001
Encuentro_220	Lagunas_220_I	290	0,071
Encuentro_220	Lagunas_220_II	290	0,071
Encuentro_220	Lagunas_220_III	290	0,071
Encuentro_220	Lagunas_220_IV	290	0,071
Encuentro_220	Miraje_220_Aux_I	386	0,008
Encuentro_220	Miraje_220_Aux_II	386	0,008
Encuentro_220	Spence_220	318	0,0562
Encuentro_220	Spence_220_I	318	0,0562
EnlaceCE_220_Aux	Nueva_Crucero_Encuentro_22	500	0,058
EnlaceCE_220_Aux	Nueva_Crucero_Encuentro_22	500	0,058
EnlaceCE_220_Aux	Nueva_Crucero_Encuentro_22	500	0,058
EnlaceCE_220_Aux	Nueva_Crucero_Encuentro_22	500	0,058
EnlaceCE_220	EnlaceCE_220_Aux	1500	0,0001
Enlace	Nueva_Crucero_Encuentro_220	3000	0,057
Esmeralda_110	Uribe_110	90	0,08346
Hualpen_220	Lagunillas_220	300	0,03
Kapatur_220	Ohiggins_220	1400	0,05
La_Cebada_220_Aux	Las_Palmas_220	224	0,0238
La_Cebada_220_Aux	Monte_Redondo_220	224	0,0025
La_Cebada_220	La_Cebada_220_Aux	448	4,00E-10
La_Cruz_220	Crucero_220	474	0,0048
La_Negra_110	Alto_Norte_110	122	0,01555
Laberinto_220_Aux	Laberinto_220	597.87	0,0001

Laberinto_220	El_Cobre_220	361	0,00214
Laberinto_220	Kapatur_220	290	0,04
Laberinto_220	Lomas_Bayas_220	290	0,0086
Laberinto_220	Lomas_Bayas_220_I	290	0,0086
Laberinto_220	Mantos_Blancos_220	290	0,06023
Laberinto_220	Nueva_Zaldivar_220_I	293	0,08025
Laberinto_220	Nueva_Zaldivar_220_II	377	0,06039
Laberinto_220	Nueva_Zaldivar_220_III	183	0,073
Lagunas_220	Collahuasi_220	218	0,0486
Lagunas_220	Collahuasi_220_I	240	0,0486
Lagunas_220	Lagunas_220_AUX_III	366	0,001
Lagunas_220	Lagunas_220_AUX_IV_	549	0,001
Lagunas_220	Lagunas_220_Aux_S	1000	0,0001
Lagunas_220	Nueva_Pozo_Almonte_220	183	0,053
Lagunas_220	Pozo_Almonte_220	328	0,06037
Lampa_220	Polpaico_Desf_220	530	0,0066
Las_Palmas_220	Los_Vilos_220	274	0,031
Las_Vegas_110	Quillota_110	366	0,0446
Lo_Aguirre_220	Cerro_Navia_220	1500	0,0039
Lo_Aguirre_220	Cerro_Navia_220_II	1500	0,0039
Lo_Aguirre_500	Polpaico_500	2800	0,0019
Los_Almendros_110	El_Salto_110	316	0,0257
Los_Almendros_220	Alto_Jahuel_220	409	0,0174
Los_Changos_220	Kapatur_220	1500	0,0012
Los_Changos_500	Taltal_500	1500	0,00804
Taltal_500	Cumbre_500	1500	0,00804
Los_Vilos_220	Nogales_220	446	0,0386
Maipo_220	Alto_Jahuel_220	610	2,32E-05
Maitencillo_220_Aux	Punta_Colorada_220_	394	0,044
Maitencillo_220_Aux	Punta_Colorada_220_	1000	0,044
Maitencillo_220	Maitencillo_220_Aux	225	4,00E-10
Maitencillo_220	Punta_Colorada_220	259	0,045
Maitencillo_500	Cardones_500	1700	0,0037
Maria_Elena_220_Aux	Quillagua_220_I	183	0,055
Maria_Elena_220_Aux	Quillagua_220_II_	183	0,055
Maria_Elena_220	Maria_Elena_220_Aux	366	0,0001
Mejillones_220	Ohiggins_220	183	0,0475
Mejillones_220	Ohiggins_220_I	183	0,0475
Mejillones_220	Ohiggins_220_II	183	0,0475
Melipilla_220	Cerro_Navia_220	386	0,0229
Melipilla_220	Lo_Aguirre_220	386	0,0171
Melipulli_220	Chiloe_220	183	0,004

Miraje_220	Antucoya_220_Aux	386	0,048
Miraje_220	Atacama_220_Aux_I	386	0,086
Miraje_220	Atacama_220_Aux_II	386	0,086
Miraje_220	Miraje_220_Aux	772	0,0001
Monte_Redondo_220	Las_Palmas_220	224	0,021
Mulchen_220	Cautin_500	500	0,042
Nogales_220	Polpaico_220	1500	0,0122
Nogales_220	Quillota_220	235	0,0109
Norgener_220	Barril_220	474	0,007
Nueva_Charrua_500	Ancoa_500_Aux_Sur	1300	0,00588
Nueva_Charrua_500	Charrua_500	0	4,00E-10
Nueva_Crucero_Encuentro_220	Crucero_220_Aux	500	0,0057
Nueva_Crucero_Encuentro_220	Crucero_220_Aux	500	0,0057
Nueva_Crucero_Encuentro_220	Encuentro_220	500	0,00038
Nueva_Crucero_Encuentro_220	Laberinto_220_I	293	0,11269
Nueva_Crucero_Encuentro_220	Laberinto_220_I	293	0,11269
Nueva_Crucero_Encuentro_220	Lagunas_220_II	183	0,14822
Nueva_Crucero_Encuentro_220	Maria_Elena_220	183	0,0057
Nueva_Crucero_Encuentro_220	Maria_Elena_220	183	0,0057
Nueva_Crucero_Encuentro_220	Nueva_Victoria_	183	0,13609
Nueva_Crucero_Encuentro_220	Salar_220	330	0,06359
Nueva_Crucero	Encuentro_220	357	0,05953
Nueva_Mejillones_220	Chacaya_220	1500	0,0004
Nueva_Mejillones_500	N._Crucero_Encuent	1500	0,00736
Nueva_Mejillones_500	N._Crucero_Encuent	1500	0,00736
Nueva_Mejillones_500	Nueva_Mejillon	1500	4,00E-08
Nueva_Pozo_Almonite_220_Aux	Nueva_Pozo_A	520	2,00E-07
Nueva_Pozo_Almonite_220	Pozo_Almonite_220_Aux	183	0,0068
Nueva_Pozo_Almonite_220	Pozo_Almonite_220_Aux	260	0,0068
Nueva_Valdivia_220_Aux	Valdivia_220_I	145	0,04
Nueva_Valdivia_220_Aux	Valdivia_220_II	145	0,04
Nueva_Valdivia_220	Nueva_Valdivia_220_A	145	4,00E-10
Nueva_Victoria_220	Lagunas_220	183	0,01397
Nueva_Zaldivar_220	Escondida_220	293	0,01189
Nueva_Zaldivar_220	Escondida_220_II	183	0,01189
Nueva_Zaldivar_220	Sulfuros_220	293	0,01099
Nueva_Zaldivar_220	Zaldivar_220	269	0,00017
Nueva_Zaldivar_220	Zaldivar_220_I	360	0,00017
Oeste_220	Laberinto_220	290	0,0731
Ohiggins_220	Domeyko_220	492	0,057
Ohiggins_220	Palestina_220	183	0,03281
Ohiggins_220	Palestina_220_I	183	0,03281

Palestina_220	Domeyko_220	183	0,04288
Palestina_220	Domeyko_220_I	183	0,04288
Pampa_110	Mejillones_110	57	0,10166
Pampa_110	Mejillones_110_I	57	0,10166
Pan_de_Azucar_220_Aux	Don_Goyo_220_I	224	0,061
Pan_de_Azucar_220_Aux	Don_Goyo_220_II	224	0,061
Pan_de_Azucar_220_Aux	La_Cebada_220	224	0,105
Pan_de_Azucar_220	Pan_de_Azucar_220_Aux	448	4,00E-10
Pan_de_Azucar_500	Maitencillo_500	1700	0,0054
Pan_de_Azucar_500	Polpaico_500	1700	0,0112
Paposo_220	Diego_de_Almagro_220	500	0,05
Parinacota_066	Quiani_066	59	0,07396
Parinacota_220_Aux	Nueva_Pozo_Almonte_220_A	260	0,19
Parinacota_220_Aux	Parinacota_220	182.9	2,00E-07
Pichirrahue_220	Pichirropulli_220	145	0,039
Pichirrahue_220	Valdivia_220	145	0,085
Pichirropulli_220_Aux	Nueva_Valdivia_220_I	145	0,0042
Pichirropulli_220_Aux	Nueva_Valdivia_220_II	145	0,0042
Pichirropulli_220	Pichirropulli_220_Aux	435	4,00E-10
Pichirropulli_220	Puerto_Montt_220	660	0,1121
Pichirropulli_220	Rahue_220	183	0,02
Pichirropulli_220	Valdivia_220	145	0,0871
Polpaico_220	El_Llano_220	150	0,02
Polpaico_220	El_Salto_220	1640	0,0162
Polpaico_220	Polpaico_Desf_220	700	0,011
Polpaico_500	Polpaico_500_Aux	1400	4,00E-10
Pozo_Almonte_220_Aux	Pozo_Almonte_220	183	2,00E-07
Puente_Negro_220	Colbun_220	680	0,029
Puerto_Montt_220	Melipulli_220	183	8,00E-05
Puerto_Montt_220	Pichirrahue_220	145	0,085
Puerto_Montt_220	Puerto_Montt_220_Aux	549	4,00E-10
Puerto_Montt_220	Rahue_220	366	0,0456
Ciruelos_500	Cautin_500	750	0,021696
Puerto_Montt_500	Ciruelos_500	750	0,021696
Punta_Colorada_220_Aux	Pan_de_Azucar_220_I	394	0,035
Punta_Colorada_220_Aux	Pan_de_Azucar_22	1000	0,028
Punta_Colorada_220	Pan_de_Azucar_220	394	0,035
Punta_Colorada_220	Punta_Colorada_220_A	675	4,00E-10
Quebrada_Blanca_220	Lagunas_220	610	0,042
Quillagua_220_Aux	Lagunas_AUX_220	610	0,08
Quillagua_220_Aux	Nueva_Victoria_220	183	0,071
Quillagua_220	Quillagua_220_Aux	366	2,00E-07

Quillota_220	Polpaico_220	1145	0,0121
Rahue_220	_Valdivia_220	182	0,094
Rahue_220	Pichirrahue_220	145	0,0022
Rapel_220	Melipilla_220	386	0,0229
Salar_110	KM6_110	62	0,00359
Salar_110	KM6_110_I	62	0,00359
Salar_110	KM6_110_II	62	0,00359
Salar_220	Calama_220	330	0,0132
Salar_220	Chuquicamata_220	442	0,01075
Salar_del_Carmen_110_	_Antofagasta_110	116	0,013
Salar_del_Carmen_110_	_Uribe_110	80	0,0136
Salta_345	Andes_345	777	0,1203
San_Andres_220_Aux	Cardones_220_I	197	0,023
San_Andres_220_Aux	Cardones_220_I_REF	400	0,023
San_Andres_220_Aux	Cardones_220_II	290	0,023
San_Andres_220_Aux	Cardones_220_III	290	0,023
San_Andres_220	San_Andres_220_Aux	870	4,00E-10
San_Luis_220	Quillota_220	1520	0,0022
Talinay_220	La_Cebada_220	224	0,0158
Talinay_220	Las_Palmas_220	224	0,0396
Tap_Laja_220	Duqueco_220	264	0,024
Tap_Quiani_066	Arica_066	17	0,051
Tap_Quiani_066	Quiani_066	19	2,00E-06
Tarapaca_220	Condores_220	197	0,05911
Tarapaca_220	Condores_220_I	197	0,05911
Tarapaca_220	Lagunas_220	364	0,02264
Tarapaca_220	Lagunas_220_II	620	0,02264
Tarapaca_220	Lagunas_220_III	364	0,02264
Temuco_220	Cautin_500	332	0,004
Tocopilla_110	A_110	80	0,23548
Tocopilla_110	Chuquicamata_110	442	0,01075
Tocopilla_110	Salar_110	90	0,44
Tocopilla_220	El_Loa_220	419	0,02672
Valdivia_220	Cautin_500	166	0,12
Valdivia_220	Ciruelos_500	166	0,03
Zaldivar_220	Escondida_220	293	0,01141
Paposo_220	Taltal_500	500	0,0611
Cardones_500	Polpaico_500	1700	0,004
Polpaico_500	Los_Almendros220	1700	0,0042
Cautin_220	Charrua220	580	0,004

E. Datos técnicos proyectos de eólicos para expansión SEN 2017

Tabla E.1, Datos proyectos eólicos SEN año 2017.

Proyecto	Aerogenerador	Capacidad c/aerogenerador (kW)	Vmin (m/s)	Vmax (m/s)	Diámetro rotor (m)
Sierra Gorda	56xGamesa G117/2000	2000	3	10	117
San Juan	28xVestas V117/3300	3300	3	10	132
Cabo Leones	55xGamesa G114/2100	2100	3	10	114
Aurora	43x-	3000	3	10	132
Punta Sierra	36x-	2200	3	10	114
La Flor	12x-	2500	3	10	114
Sarco	50x-	3400	3	10	117
San Gabriel	61x-	3000	3	10	132

F. Resultados planificación conjunta transmisión y generación SEN 2017 utilizando formulación 1 y 3

Tabla F.1, Inversión en transmisión SEN 2017-2026 por formulación.

	Línea/Año	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Formulación 1	Alto Jahuel-Polpaico	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Atacama-Nueva Mejillones	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Charrua-Ancoa	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cruceros-Chuquicamata	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0
	Cruceros-Encuentro C1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Domeyko-Sulfuros	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Maitencillo-Cardones	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Quillota-Polpaico	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	San Luis-Quillota	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cardones-Polpaico	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Popaico-Los Almendros	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Formulación 3	Cautin-Charrua	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	Alto Jahuel-Polpaico	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Atacama-Esmeralda	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	Atacama-O'Higgins	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Maitencillo-Cardones	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	O'Higgins-Domeyko	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pan de Azúcar-Maitencillo	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Quillota-Polpaico	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Popaico-Los Almendros	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla F.2, Inversión en transmisión SEN 2027-2036 por formulación.

	Línea/Año	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Formulación 1	Crucero-Encuentro C2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
	Salar-Calama	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	Salar-Chuquicamata	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Formulación 3	Crucero-Encuentro C1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	Crucero-Encuentro C2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	Crucero-Encuentro C3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	Domeyko-Sulfuros	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	San Luis-Quillota	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0

Tabla F.3, Inversión en generación SEN 2017-2026 formulación 1.

Unidad/Año	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Eólico Sierra Gorda	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico San Juan	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico Cabo Leones	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico Aurora	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico Punta Sierra	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico La Flor	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Eólico Sarco	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico San Gabriel	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Solar Uribe	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Bolero	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Cerro Dominador	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Huatacondo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Valleland	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Doña Carmen	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Malgarida	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar El Pelicano	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Divisaderos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Santiago solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Valle solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cogeneradora Aconcagua	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
Termosolar Cerro Dominador CSP	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Las Lajas	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Alfalfal	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro San Pedro	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0

Tabla F.4, Inversión en generación SEN 2017-2026 formulación 3.

Unidad/Año	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Eólico Sierra Gorda	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico San Juan	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico Cabo Leones	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico Aurora	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico Punta Sierra	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico La Flor	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico Sarco	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico San Gabriel	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar Uribe	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Bolero	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Cerro Dominador	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Huatacondo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Valleland	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Doña Carmen	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Malgarida	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Solar El Pelicano	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Divisaderos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Santiago solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Valle solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Termosolar Cerro Dominador CSP	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro La Mina	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Rio Colorado	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Ancoa	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Convento Viejo	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Cumbres	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Los Cóndores	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Las Lajas	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Ñuble	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Alfalfal	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro San Pedro	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Pasada El Pinar	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla F.5, Inversión en generación SEN 2027-2036 formulación 1.

Unidad/Año	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Solar Uribe	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Bolero	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Cerro Dominador	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Huatacondo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Valleland	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Doña Carmen	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Malgarida	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar El Pelicano	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Divisaderos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Santiago solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Valle solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Térmica IEM	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Térmica Los Cóndores	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Hidro La Mina	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Hidro Rio Colorado	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Hidro Ancoa	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Hidro Convento Viejo	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Cumbres	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Hidro Los Cóndores	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Hidro Ñuble	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Hidro Pasada El Pinar	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0

Tabla F.6, Inversión en generación SEN 2027-2036 formulación 3.

Unidad/Año	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Solar Uribe	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Bolero	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Cerro Dominador	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Huatacondo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Valleland	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Doña Carmen	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Malgarida	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar El Pelicano	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Divisaderos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Santiago solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar Valle solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Térmica IEM	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0

G. Datos del sistema de 5 barras, caso predespacho

A continuación, se presentan los datos de las unidades generadores existentes y candidatas a inversión. Se exhiben dos tablas, la primera que tiene solo unidades térmicas, mientras que la segunda presenta unidades térmicas como existentes y ERNC en el caso de las candidatas a inversión.

Tabla G.1, Datos de generación unidades térmicas, 4 existentes y 6 candidatas a inversión.

N° Gen	Barra	Existente	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Costo Inv. [USD/MWh]	Ope. & Mant. [USD/MW]	Costo Variable [USD/MWh]
1	1	Si	70	10	-	-	14,08
2	1	Si	40	5	-	-	22,11
3	3	Si	70	10	-	-	25,95
4	5	Si	80	20	-	-	23,95
5	3	No	120	20	300.000	9.000	20,41
6	6	No	240	20	250.000	7.500	25,95
7	6	No	240	30	350.000	10.500	14,08

Tabla G.2, Datos de generación, 4 unidades térmicas existentes y 6 ERNC candidatas a inversión.

N° Gen	Barra	Existente	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Costo Inv. [USD/MWh]	Ope. & Mant. [USD/MW]	Costo Variable [USD/MWh]
1	1	Si	70	10	-	-	14,08
2	1	Si	40	5	-	-	22,11
3	3	Si	70	10	-	-	25,95
4	5	Si	80	20	-	-	23,95
5_Eólico	4	No	200	0	250.000	9.000	0
6_Eólico	4	No	250	0	300.000	7.500	0
7_Solar	4	No	100	0	200.000	6.000	0
8_Solar	4	No	125	0	210.000	6.000	0
9_Solar	3	No	160	0	270.000	8.000	0
10_Solar	3	No	125	0	210.000	10.000	0

Tabla G.5, Parámetros para la programación de predespacho, caso unidades solamente térmicas.

N° Gen	Estado Inicial [h]	Min Down Time [h]	Min Up Time [h]	Tiempo a considerar arranque en frio [h]	Costo Arranque Frio [USD]	Costo Arranque Caliente [USD]
1	8	2	5	5	9.000	4.500
2	8	2	4	5	10.000	5.000
3	2	2	4	4	1.100	550
4	0	2	3	3	1.120	560
5	-1	1	3	3	1.800	900
6	-1	3	2	3	340	170
7	-1	3	2	3	520	260

Tabla G.6, Parámetros para la programación de predespacho, caso unidades térmicas y ERNC.

N° Gen	Estado Inicial [h]	Min Down Time [h]	Min Up Time [h]	Tiempo a considerar arranque en frio [h]	Costo Arranque Frio [USD]	Costo Arranque Caliente [USD]
1	8	8	8	5	9.000	4.500
2	8	8	8	5	10.000	5.000
3	-5	5	5	4	1.100	550
4	-5	5	5	4	1.120	560
5_Eólico	-1	0	0	0	0	0
6_Eólico	-1	0	0	0	0	0
7_Solar	-1	0	0	0	0	0
8_Solar	-1	0	0	0	0	0
9_Solar	-1	0	0	0	0	0
10_Solar	-1	0	0	0	0	0

H. Esquema IEEE 118

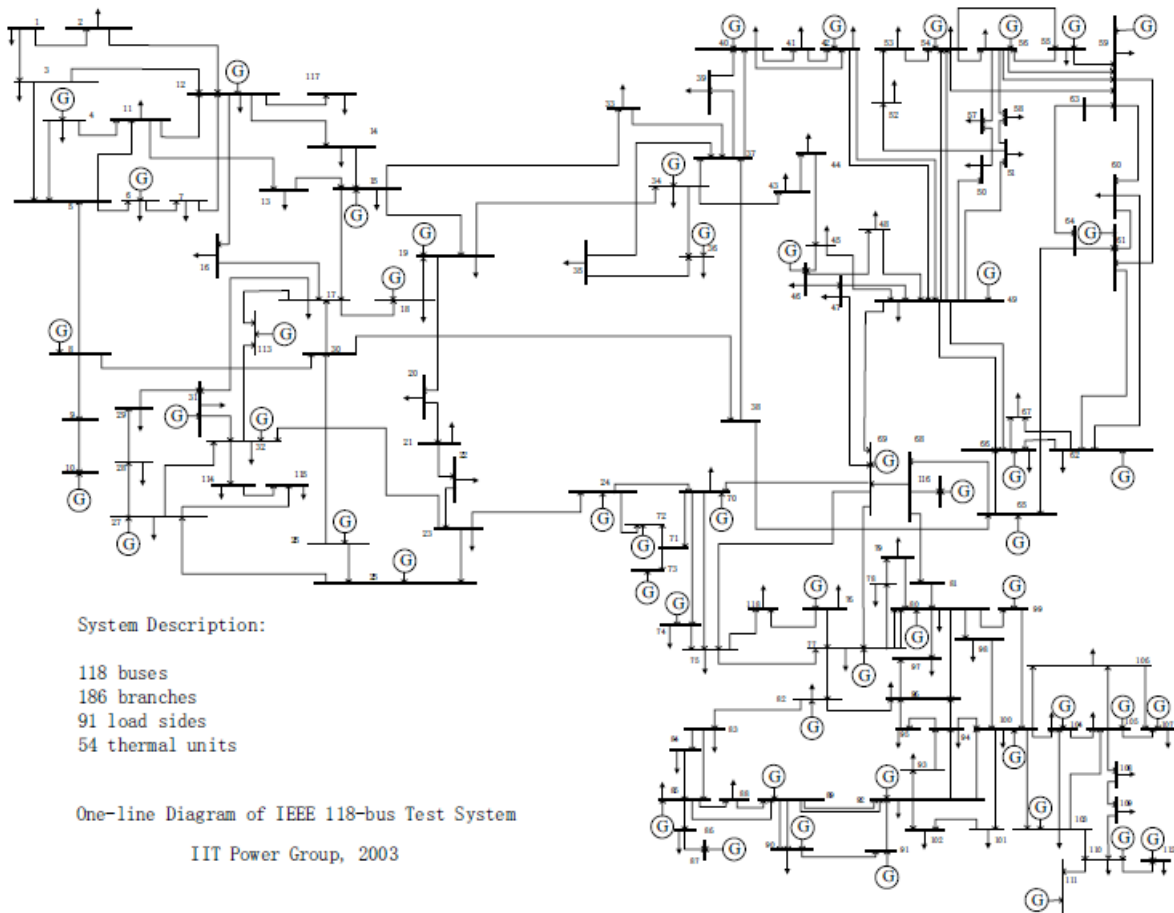


Figura H.1, Esquema IEEE 118.

I. Datos sistema IEEE 118, caso predespacho

Tabla I.1, Datos de consumo de cada barra.

N° Barra	Demanda [MW]								
	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9
1	48.96	52.02	56.304	61.2	70.38	73.44	91.8	110.16	116.28
2	19.2	20.4	22.08	24	27.6	28.8	36	43.2	45.6
3	37.44	39.78	43.056	46.8	53.82	56.16	70.2	84.24	88.92
4	37.44	39.78	43.056	46.8	53.82	56.16	70.2	84.24	88.92
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	49.92	53.04	57.408	62.4	71.76	74.88	93.6	112.32	118.56
7	18.24	19.38	20.976	22.8	26.22	27.36	34.2	41.04	43.32
8	26.88	28.56	30.912	33.6	38.64	40.32	50.4	60.48	63.84
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	67.2	71.4	77.28	84	96.6	100.8	126	151.2	159.6
12	45.12	47.94	51.888	56.4	64.86	67.68	84.6	101.52	107.16
13	32.64	34.68	37.536	40.8	46.92	48.96	61.2	73.44	77.52
14	13.44	14.28	15.456	16.8	19.32	20.16	25.2	30.24	31.92
15	86.4	91.8	99.36	108	124.2	129.6	162	194.4	205.2
16	24	25.5	27.6	30	34.5	36	45	54	57
17	10.56	11.22	12.144	13.2	15.18	15.84	19.8	23.76	25.08
18	57.6	61.2	66.24	72	82.8	86.4	108	129.6	136.8
19	43.2	45.9	49.68	54	62.1	64.8	81	97.2	102.6
20	17.28	18.36	19.872	21.6	24.84	25.92	32.4	38.88	41.04
21	13.44	14.28	15.456	16.8	19.32	20.16	25.2	30.24	31.92
22	9.6	10.2	11.04	12	13.8	14.4	18	21.6	22.8
23	6.72	7.14	7.728	8.4	9.66	10.08	12.6	15.12	15.96
24	12.48	13.26	14.352	15.6	17.94	18.72	23.4	28.08	29.64
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	68.16	72.42	78.384	85.2	97.98	102.24	127.8	153.36	161.88
28	16.32	17.34	18.768	20.4	23.46	24.48	30.6	36.72	38.76
29	23.04	24.48	26.496	28.8	33.12	34.56	43.2	51.84	54.72
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	41.28	43.86	47.472	51.6	59.34	61.92	77.4	92.88	98.04
32	56.64	60.18	65.136	70.8	81.42	84.96	106.2	127.44	134.52
33	22.08	23.46	25.392	27.6	31.74	33.12	41.4	49.68	52.44
34	56.64	60.18	65.136	70.8	81.42	84.96	106.2	127.44	134.52
35	31.68	33.66	36.432	39.6	45.54	47.52	59.4	71.28	75.24
36	29.76	31.62	34.224	37.2	42.78	44.64	55.8	66.96	70.68
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	25.92	27.54	29.808	32.4	37.26	38.88	48.6	58.32	61.56
40	63.36	67.32	72.864	79.2	91.08	95.04	118.8	142.56	150.48
41	35.52	37.74	40.848	44.4	51.06	53.28	66.6	79.92	84.36

42	92.16	97.92	105.984	115.2	132.48	138.24	172.8	207.36	218.88
43	17.28	18.36	19.872	21.6	24.84	25.92	32.4	38.88	41.04
44	15.36	16.32	17.664	19.2	22.08	23.04	28.8	34.56	36.48
45	50.88	54.06	58.512	63.6	73.14	76.32	95.4	114.48	120.84
46	26.88	28.56	30.912	33.6	38.64	40.32	50.4	60.48	63.84
47	32.64	34.68	37.536	40.8	46.92	48.96	61.2	73.44	77.52
48	19.2	20.4	22.08	24	27.6	28.8	36	43.2	45.6
49	83.52	88.74	96.048	104.4	120.06	125.28	156.6	187.92	198.36
50	16.32	17.34	18.768	20.4	23.46	24.48	30.6	36.72	38.76
51	16.32	17.34	18.768	20.4	23.46	24.48	30.6	36.72	38.76
52	17.28	18.36	19.872	21.6	24.84	25.92	32.4	38.88	41.04
53	22.08	23.46	25.392	27.6	31.74	33.12	41.4	49.68	52.44
54	108.48	115.26	124.752	135.6	155.94	162.72	203.4	244.08	257.64
55	60.48	64.26	69.552	75.6	86.94	90.72	113.4	136.08	143.64
56	80.64	85.68	92.736	100.8	115.92	120.96	151.2	181.44	191.52
57	11.52	12.24	13.248	14.4	16.56	17.28	21.6	25.92	27.36
58	11.52	12.24	13.248	14.4	16.56	17.28	21.6	25.92	27.36
59	265.92	282.54	305.808	332.4	382.26	398.88	498.6	598.32	631.56
60	74.88	79.56	86.112	93.6	107.64	112.32	140.4	168.48	177.84
61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	73.92	78.54	85.008	92.4	106.26	110.88	138.6	166.32	175.56
63	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	37.44	39.78	43.056	46.8	53.82	56.16	70.2	84.24	88.92
67	26.88	28.56	30.912	33.6	38.64	40.32	50.4	60.48	63.84
68	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	0	0	0	0	0	0	0	0	0
70	63.36	67.32	72.864	79.2	91.08	95.04	118.8	142.56	150.48
71	0	0	0	0	0	0	0	0	0
72	11.52	12.24	13.248	14.4	16.56	17.28	21.6	25.92	27.36
73	5.76	6.12	6.624	7.2	8.28	8.64	10.8	12.96	13.68
74	65.28	69.36	75.072	81.6	93.84	97.92	122.4	146.88	155.04
75	45.12	47.94	51.888	56.4	64.86	67.68	84.6	101.52	107.16
76	65.28	69.36	75.072	81.6	93.84	97.92	122.4	146.88	155.04
77	58.56	62.22	67.344	73.2	84.18	87.84	109.8	131.76	139.08
78	68.16	72.42	78.384	85.2	97.98	102.24	127.8	153.36	161.88
79	37.44	39.78	43.056	46.8	53.82	56.16	70.2	84.24	88.92
80	124.8	132.6	143.52	156	179.4	187.2	234	280.8	296.4
81	0	0	0	0	0	0	0	0	0
82	51.84	55.08	59.616	64.8	74.52	77.76	97.2	116.64	123.12
83	19.2	20.4	22.08	24	27.6	28.8	36	43.2	45.6
84	10.56	11.22	12.144	13.2	15.18	15.84	19.8	23.76	25.08
85	23.04	24.48	26.496	28.8	33.12	34.56	43.2	51.84	54.72
86	20.16	21.42	23.184	25.2	28.98	30.24	37.8	45.36	47.88
87	0	0	0	0	0	0	0	0	0
88	46.08	48.96	52.992	57.6	66.24	69.12	86.4	103.68	109.44

89	0	0	0	0	0	0	0	0	0
90	156.48	166.26	179.952	195.6	224.94	234.72	293.4	352.08	371.64
91	9.6	10.2	11.04	12	13.8	14.4	18	21.6	22.8
92	62.4	66.3	71.76	78	89.7	93.6	117	140.4	148.2
93	11.52	12.24	13.248	14.4	16.56	17.28	21.6	25.92	27.36
94	28.8	30.6	33.12	36	41.4	43.2	54	64.8	68.4
95	40.32	42.84	46.368	50.4	57.96	60.48	75.6	90.72	95.76
96	36.48	38.76	41.952	45.6	52.44	54.72	68.4	82.08	86.64
97	14.4	15.3	16.56	18	20.7	21.6	27	32.4	34.2
98	32.64	34.68	37.536	40.8	46.92	48.96	61.2	73.44	77.52
99	40.32	42.84	46.368	50.4	57.96	60.48	75.6	90.72	95.76
100	35.52	37.74	40.848	44.4	51.06	53.28	66.6	79.92	84.36
101	21.12	22.44	24.288	26.4	30.36	31.68	39.6	47.52	50.16
102	4.8	5.1	5.52	6	6.9	7.2	9	10.8	11.4
103	22.08	23.46	25.392	27.6	31.74	33.12	41.4	49.68	52.44
104	36.48	38.76	41.952	45.6	52.44	54.72	68.4	82.08	86.64
105	29.76	31.62	34.224	37.2	42.78	44.64	55.8	66.96	70.68
106	41.28	43.86	47.472	51.6	59.34	61.92	77.4	92.88	98.04
107	48	51	55.2	60	69	72	90	108	114
108	1.92	2.04	2.208	2.4	2.76	2.88	3.6	4.32	4.56
109	7.68	8.16	8.832	9.6	11.04	11.52	14.4	17.28	18.24
110	37.44	39.78	43.056	46.8	53.82	56.16	70.2	84.24	88.92
111	0	0	0	0	0	0	0	0	0
112	65.28	69.36	75.072	81.6	93.84	97.92	122.4	146.88	155.04
113	5.76	6.12	6.624	7.2	8.28	8.64	10.8	12.96	13.68
114	7.68	8.16	8.832	9.6	11.04	11.52	14.4	17.28	18.24
115	21.12	22.44	24.288	26.4	30.36	31.68	39.6	47.52	50.16
116	176.64	187.68	203.136	220.8	253.92	264.96	331.2	397.44	419.52
117	19.2	20.4	22.08	24	27.6	28.8	36	43.2	45.6
118	31.68	33.66	36.432	39.6	45.54	47.52	59.4	71.28	75.24

Tabla I.2, Datos de líneas de transmisión.

Desde-Hacia	X[pu]	Flujo Max [MW]	Costo [MUSD]	N° Líneas Futuras
1-2	0.0999	200	9.99	1
1-3	0.0424	300	4.24	1
4-5	0.00798	200	7.98	1
3-5	0.108	200	10.8	1
5-6	0.054	200	5.4	1
6-7	0.0208	100	3.08	1
8-9	0.0305	550	3.05	1
8-5	0.0267	550	3.67	1
9-10	0.0322	550	3.22	1
4-11	0.0688	150	6.88	1
5-11	0.0682	200	6.82	1
11-12	0.0196	100	3.96	1

2-12	0.0616	100	6.16	1
3-12	0.16	200	16	1
7-12	0.034	100	3.4	1
11-13	0.0731	100	7.31	1
12-14	0.0707	100	7.07	1
13-15	0.2444	100	24.44	1
14-15	0.195	100	19.5	1
12-16	0.0834	100	8.34	1
15-17	0.0437	400	4.37	1
16-17	0.1801	100	18.01	1
17-18	0.0505	300	5.05	1
18-19	0.0493	200	4.93	1
19-20	0.117	100	11.7	1
15-19	0.0394	100	3.94	1
20-21	0.0849	100	8.49	1
21-22	0.097	200	9.7	1
22-23	0.159	200	15.9	1
23-24	0.0492	500	4.92	1
23-25	0.08	400	8	1
26-25	0.0382	150	3.82	1
25-27	0.163	200	16.3	1
27-28	0.0855	200	8.55	1
28-29	0.0943	200	9.43	1
30-17	0.0388	260	3.88	1
8-30	0.0504	500	5.04	1
26-30	0.086	600	8.6	1
17-31	0.1563	300	15.63	1
29-31	0.0331	100	3.31	1
23-32	0.1153	400	11.53	1
31-32	0.0985	200	9.85	1
27-32	0.0755	300	7.55	1
15-33	0.1244	200	12.44	1
19-34	0.247	200	24.7	1
35-36	0.0102	80	3.02	1
35-37	0.0497	100	4.97	1
33-37	0.142	150	14.2	1
34-36	0.0268	80	3.68	1
34-37	0.0094	200	9.84	1
38-37	0.0375	550	3.75	1
37-39	0.106	300	10.6	1
37-40	0.168	200	16.8	1
30-38	0.054	900	5.4	1
39-40	0.0605	150	6.05	1
40-41	0.0487	150	4.87	1
40-42	0.183	100	18.3	1
41-42	0.135	100	13.5	1
43-44	0.2454	100	24.54	1

34-43	0.1681	150	16.81	1
44-45	0.0901	100	9.01	1
45-46	0.1356	100	13.56	1
46-47	0.127	80	12.7	1
46-48	0.189	80	18.9	1
47-49	0.0625	80	6.25	1
42-49	0.323	100	32.3	1
42-49	0.323	100	32.3	1
45-49	0.186	100	18.6	1
48-49	0.0505	100	5.05	1
49-50	0.0752	100	7.52	1
49-51	0.137	100	13.7	1
51-52	0.0588	100	5.88	1
52-53	0.1635	100	16.35	1
53-54	0.122	100	12.2	1
49-54	0.289	100	28.9	1
49-54	0.291	100	29.1	1
54-55	0.0707	200	7.07	1
54-56	0.00955	200	9.55	1
55-56	0.0151	600	3.51	1
56-57	0.0966	100	9.66	1
50-57	0.134	100	13.4	1
56-58	0.0966	100	9.66	1
51-58	0.0719	100	7.19	1
54-59	0.2293	100	22.93	1
56-59	0.251	80	25.1	1
56-59	0.239	80	23.9	1
55-59	0.2158	100	21.58	1
59-60	0.145	80	14.5	1
59-61	0.15	120	15	1
60-61	0.0135	300	3.35	1
60-62	0.0561	100	5.61	1
61-62	0.0376	100	3.76	1
63-59	0.0386	300	3.86	1
63-64	0.02	300	3	1
64-61	0.0268	240	2.68	1
38-65	0.0986	400	9.86	1
64-65	0.0302	400	3.02	1
49-66	0.0919	200	9.19	1
49-66	0.0919	200	9.19	1
62-66	0.218	100	21.8	1
62-67	0.117	100	11.7	1
65-66	0.037	200	3.7	1
66-67	0.1015	100	10.15	1
65-68	0.016	600	2.6	1
47-69	0.2778	100	27.78	1
49-69	0.324	100	32.4	1

68-69	0.037	300	3.7	1
69-70	0.127	200	12.7	1
24-70	0.4115	300	41.15	1
70-71	0.0355	300	3.55	1
24-72	0.196	250	19.6	1
71-72	0.18	300	18	1
71-73	0.0454	100	4.54	1
70-74	0.1323	200	13.23	1
70-75	0.141	200	14.1	1
69-75	0.122	200	12.2	1
74-75	0.0406	100	4.06	1
76-77	0.148	100	14.8	1
69-77	0.101	300	10.1	1
75-77	0.1999	100	19.9	1
77-78	0.0124	250	3.24	1
78-79	0.0244	100	3.44	1
77-80	0.0485	100	4.85	1
77-80	0.105	100	10.5	1
79-80	0.0704	100	7.04	1
68-81	0.0202	400	3.02	1
81-80	0.037	400	3.7	1
77-82	0.0853	200	8.53	1
82-83	0.03665	100	3.665	1
83-84	0.132	100	13.2	1
83-85	0.148	100	14.8	1
84-85	0.0641	100	6.41	1
85-86	0.123	100	12.3	1
86-87	0.2074	100	20.74	1
85-88	0.102	100	10.2	1
85-89	0.173	100	17.3	1
88-89	0.0712	150	7.12	1
89-90	0.188	250	18.8	1
89-90	0.0997	250	9.97	1
90-91	0.0836	100	8.36	1
89-92	0.0505	300	5.05	1
89-92	0.1581	300	15.81	1
91-92	0.1272	100	12.72	1
92-93	0.0848	100	8.48	1
92-94	0.158	100	15.8	1
93-94	0.0732	100	7.32	1
94-95	0.0434	100	4.34	1
80-96	0.182	100	18.2	1
82-96	0.053	100	5.3	1
94-96	0.0869	100	8.69	1
80-97	0.0934	100	9.34	1
80-98	0.108	100	10.8	1
80-99	0.206	100	20.6	1

92-100	0.295	100	29.5	1
94-100	0.058	100	5.8	1
95-96	0.0547	100	5.47	1
96-97	0.0885	100	8.85	1
98-100	0.179	100	17.9	1
99-100	0.0813	100	8.13	1
100-101	0.1262	100	12.62	1
92-102	0.0559	100	5.59	1
101-102	0.112	100	11.2	1
100-103	0.0525	200	5.25	1
100-104	0.204	100	20.4	1
103-104	0.1584	100	15.84	1
103-105	0.1625	100	16.25	1
100-106	0.229	100	22.9	1
104-105	0.0378	100	3.78	1
105-106	0.0547	100	5.47	1
105-107	0.183	100	18.3	1
105-108	0.0703	100	7.03	1
106-107	0.183	100	18.3	1
108-109	0.0288	100	3.88	1
103-110	0.1813	100	18.13	1
109-110	0.0762	100	7.62	1
110-111	0.0755	200	7.55	1
110-112	0.064	100	6.4	1
17-113	0.0301	400	3.01	1
32-113	0.203	300	20.3	1
32-114	0.0612	200	6.12	1
27-115	0.0741	100	7.41	1
114-115	0.0104	100	3.04	1
68-116	0.00405	500	4.05	1
12-117	0.14	100	3.29	1
75-118	0.0481	200	4.81	1
76-118	0.0544	100	5.44	1

Tabla I.3, Datos de generación, 54 existentes.

N° Gen	Barra	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Costo Inv. [USD/MWh]	Ope. & Mant. [USD/MW]	Costo Variable [USD/MWh]
1	1	100	25	-	-	40
2	4	100	25	-	-	40
3	6	100	25	-	-	40
4	8	100	25	-	-	40
5	10	550	107.5	-	-	20
6	12	185	46.25	-	-	20
7	15	100	25	-	-	40
8	18	100	25	-	-	40

9	19	100	25	-	-	40
10	24	100	25	-	-	40
11	25	320	80	-	-	20
12	26	414	53.5	-	-	20
13	27	100	25	-	-	40
14	31	107	26.75	-	-	20
15	32	100	25	-	-	40
16	34	100	25	-	-	40
17	36	100	25	-	-	40
18	40	100	25	-	-	40
19	42	100	25	-	-	40
20	46	119	29.75	-	-	20
21	49	304	76	-	-	20
22	54	148	37	-	-	20
23	55	100	25	-	-	40
24	56	100	25	-	-	40
25	59	255	63.75	-	-	20
26	61	260	65	-	-	20
27	62	100	25	-	-	40
28	65	491	122.75	-	-	20
29	66	492	123	-	-	20
30	69	805,2	101.3	-	-	20
31	70	100	25	-	-	40
32	72	100	25	-	-	40
33	73	100	25	-	-	40
34	74	100	25	-	-	40
35	76	100	25	-	-	40
36	77	100	25	-	-	40
37	80	577	44.25	-	-	20
38	85	100	25	-	-	40
39	87	104	26	-	-	20
40	89	707	106.75	-	-	20
41	90	100	25	-	-	40
42	91	100	25	-	-	40
43	92	100	25	-	-	40
44	99	100	25	-	-	40
45	100	352	88	-	-	20
46	103	140	35	-	-	20
47	104	100	25	-	-	40
48	105	100	25	-	-	40
49	107	100	25	-	-	40
50	110	100	25	-	-	40
51	111	136	34	-	-	20
52	112	100	25	-	-	40
53	113	100	25	-	-	40
54	116	100	25	-	-	40

Tabla I.4, Datos generación, caso solo con unidades térmicas.

N° Gen	Barra	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Costo Inv. [USD/MWh]	Ope. &Mant. [USD/MW]	Costo Variable [USD/MWh]
55	1	250	62.5	3.000.000	12.000	70
56	3	300	75	2.500.000	30.000	50
57	8	250	62.5	3.500.000	36.000	40
58	12	150	37.5	3.500.000	36.000	45
59	20	150	37.5	2.000.000	25.000	60
60	32	450	112.5	500.000	30.000	90
61	47	50	12.5	4.500.000	20.000	45
62	55	450	112.5	4.500.000	20.000	90
63	80	200	50	2.500.000	20.000	85
64	98	200	50	1.500.000	10.000	60

Tabla I.5, Datos generación, caso con unidades ERNC y térmicas.

N° Gen	Barra	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Costo Inv. [USD/MWh]	Ope. &Mant. [USD/MW]	Costo Variable [USD/MWh]
Eólico 55	1	250	0	300.000	1.200	0
Eólico 56	3	300	0	250.000	3.000	0
Solar 57	8	250	0	350.000	3.600	0
Solar 58	12	150	0	350.000	3.600	0
Solar 59	20	150	0	200.000	2.500	0
Solar 60	32	450	0	500.000	3.000	0
Solar 61	47	300	0	450.000	2.000	0
Eólico 62	55	450	0	450.000	2.000	0
Térmico 63	80	200	20	2.500.000	20.000	85
Térmico 64	98	200	20	1.500.000	10.000	60

Tabla I.6, Parámetros para la programación de predespacho, unidades existentes.

N° Gen	Estado Inicial [h]	Min Down Time [h]	Min Up Time [h]	Tiempo a considerar arranque en frio [h]	Costo Arranque Frio [USD]	Costo Arranque Caliente [USD]
1	4	5	2	5	962	509
2	3	4	2	5	956	561
3	1	4	2	4	955	471
4	1	3	2	3	1139	578
5	1	3	1	3	1055	525
6	1	2	3	3	1134	559
7	1	2	3	3	1098	472
8	1	6	4	5	1025	423
9	2	2	1	4	1026	408

10	2	6	1	5	1041	558
11	4	3	4	8	980	556
12	1	4	4	6	1036	581
13	2	3	1	6	1052	539
14	1	3	3	6	1141	599
15	1	3	3	4	989	526
16	5	3	3	5	908	592
17	4	2	1	5	1121	519
18	1	2	1	4	1005	442
19	5	3	3	4	1146	553
20	3	4	4	5	1027	458
21	3	5	4	5	1063	489
22	3	4	2	7	937	438
23	2	4	2	5	1095	421
24	1	2	1	7	963	499
25	2	3	2	7	928	555
26	1	3	3	8	1034	504
27	1	3	2	7	1053	506
28	1	3	2	7	938	488
29	1	4	4	4	1060	492
30	1	5	2	7	986	574
31	1	3	4	7	974	444
32	1	5	1	5	1112	547
33	5	2	1	6	1129	512
34	1	4	1	8	1071	511
35	2	6	2	8	1001	533
36	5	5	4	4	1008	432
37	2	4	2	8	1056	446
38	1	5	2	8	1014	445
39	4	4	2	5	1014	422
40	1	4	3	8	902	520
41	5	3	4	5	952	517
42	3	3	3	6	1139	489
43	5	4	4	4	1009	411
44	3	4	2	5	1029	549
45	5	6	1	5	933	434
46	1	6	1	5	1072	403
47	1	4	4	7	1115	429
48	1	4	4	7	938	527
49	1	2	1	8	1003	565
50	1	3	4	5	1048	550
51	3	6	3	6	1016	591
52	1	4	4	7	994	537
53	1	2	2	6	1027	546
54	3	6	1	4	1135	420

Tabla H.7, Parámetros para la programación de predespacho, unidades candidatas únicamente térmicas.

N° Gen	Estado Inicial [h]	Min Down Time [h]	Min Up Time [h]	Tiempo a considerar arranque en frio [h]	Costo Arranque Frio [USD]	Costo Arranque Caliente [USD]
55	6	6	6	4	902	461
56	3	3	3	2	979	528
57	3	3	3	2	989	458
58	1	1	1	0	956	421
59	1	1	1	0	978	513
60	1	1	1	0	959	521
61	1	1	1	0	907	503
62	1	1	1	0	995	505
63	3	3	3	2	901	526
64	1	1	1	0	953	414

Tabla H.8, Parámetros para la programación de predespacho, unidades candidatas ERNC y térmicas.

N° Gen	Estado Inicial [h]	Min Down Time [h]	Min Up Time [h]	Tiempo a considerar arranque en frio [h]	Costo Arranque Frio [USD]	Costo Arranque Caliente [USD]
Eólico 55	6	0	0	0	0	0
Eólico 56	3	0	0	0	0	0
Solar 57	3	0	0	0	0	0
Solar 58	1	0	0	0	0	0
Solar 59	1	0	0	0	0	0
Solar 60	1	0	0	0	0	0
Solar 61	1	0	0	0	0	0
Eólico 62	1	0	0	0	0	0
Térmico 63	3	3	3	2	0	0
Térmico 64	1	1	1	0	0	0