

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
Santiago - Chile



ANÁLISIS DE EXPANSIÓN EN LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN ZONAL DE CONSTITUCIÓN
INCLUYENDO SISTEMAS DE
ALMACENAMIENTO

BÁRBARA SABRINA BASUALTO BAEZA

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Profesores Guías

PhD. Patricio Valdivia Lefort

Mg. Aldo Barrueto Guzmán

Co-referente

Enrique Farías Galarce

17 de enero de 2018

“Ignoramos nuestra verdadera estatura
hasta que nos ponemos en pie”.
Emily Dickinson

Agradecimientos

Este trabajo de memoria está dedicado a mi familia. A mis padres Angélica y Juan, quienes con su esfuerzo y cariño me brindaron el entorno seguro en que pude desarrollar quien soy ahora. A mis hermanas Paulina y Vanessa, quienes con madre, me apoyaron directamente en este trabajo y siempre están ahí conmigo. Y a mi hermanos Juanito, Josefina y Romina por ser cada uno una parte única de nuestro hogar.

Quiero agradecer a mi profesor guía Patricio Valdivia, por permitirme trabajar en este tema de memoria y apoyarme en todo el proceso de su realización. Al profesor Aldo Barrueto, por apoyarme no solo en este trabajo de memoria, sino que en todos los altos y bajos que he tenido en esta carrera que finalmente termina. Y agradecer además a mi correferente de la CNE Enrique Farías, quien amablemente se dio el tiempo de responder todas mis consultas y enseñarme que siempre hay algo más que considerar en todos los problemas.

Este trabajo no se habría logrado sin el constante apoyo de mis amigos de carrera, en especial a Benjamín, Felipe y Leonel, en quienes encontré el mejor grupo de amigos-familia que una estudiante con una planificación tiránica como yo podría desear. También a tantos otros sin los que esta carrera no habría sido la misma.

A Francisco, mi pareja, mi mejor amigo. Tu apoyo en este largo viaje ha sido fundamental. Un abrazo gigante para ti y tu infinita paciencia y cariño que me has tenido todos estos años.

A todos los grupos que me abrieron sus puertas en esta época universitaria, con quienes compartí todas las venturas y desventuras de estar en esta universidad: la Asociación de Mujeres en la Ingeniería, el Coro USM Campus San Joaquín y al grupo de ayudantes de física.

Y finalmente a todos aquellos que me ayudaron en la realización de esta memoria, al profesor Zurita, al profesor Rozas, a don Juan García del Coordinador Eléctrico Nacional, a don Galvarino Herrera de BIMEX y a todos mis compañeros quienes tuvieron una gran disposición cuando les realizaba consultas.

Muchas gracias.

Resumen

El presente documento aborda el tema del análisis de expansión del alimentador San Javier - Constitución, incluyendo en el análisis la incorporación de sistemas de almacenamiento. Se realiza una revisión de las condiciones de operación de esta línea y de la generación y retiros de la ciudad de Constitución, el que arroja que existe un problema de restricción de transmisión en la línea cuando el flujo va desde San Javier a Constitución. La restricción de transmisión no se produce por limitación térmica de línea, sino que debido a la caída de tensión que ocurre en la barra de Constitución 23[kV] cuando el flujo en esa dirección supera los 10[MVA]. Esto provoca una sub-utilización de línea con capacidad de 27[MVA] de transmisión nominales.

El problema radica en que los retiros alcanzan valores horarios por sobre los 10[MVA], situación que se soluciona actualmente mediante el autoabastecimiento de demanda mediante el despacho de generación local. Esta situación ocurre en las horas en que la central de mayor capacidad conectada en Constitución, Viñales, se encuentra fuera de operación. Cuando esta central sale del despacho, las centrales para autoabastecimiento que quedan corresponden principalmente a unidades diésel.

Se evalúan cuatro propuestas de solución, la instalación de una nueva línea de 66[kV] en paralelo a la actual, añadir un banco de condensadores a esta nueva línea de 66[kV], la instalación de un sistema de almacenamiento por baterías de ión-litio que replazce el despacho de diésel y la instalación de un nuevo circuito entre Nueva Nirivilo 220[kV] y Constitución 23[kV], con la línea energizada en 220[kV]. Estas soluciones se dimensionan según la proyección de requerimiento de potencia activa y reactiva del sistema.

La metodología usada corresponde al uso de proyecciones para los once días en que Viñales se encuentra fuera de servicio por mantenimiento mayor cada año, lo que permite obtener una proyección de los costos operacionales del sistema con y sin las soluciones propuestas y compararlas.

Los resultados arrojan que ninguna de las propuestas implica un ahorro en los costos operacionales suficientes para justificar su inversión.

En particular para el caso de la propuesta de almacenamiento por baterías, se concluye que la situación del alimentador no reúne las características para una solución viable con esta tecnología, al requerir un gran número de horas continuas de suministro, incrementando su costo.

Pese a los resultados económicos obtenidos, las proyecciones indican falta de capacidad de suministro a partir del año 2033, por lo que se concluye la necesidad de una ampliación de aumento de capacidad adecuada. Se concluye que la mejor solución propuesta para su instalación es la nueva línea en 220[kV].

Índice general

Lista de figuras	VII
Lista de tablas	XIII
1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.2. Descripción del documento	3
2. Sistemas de Almacenamiento	4
2.1. Sistemas de Almacenamiento	4
2.1.1. Aplicaciones	6
2.1.2. Tipos de almacenamiento	7
2.1.3. Revisión Global	16
2.2. Regulación Asociada	18
3. Situación Actual Línea San Javier - Constitución	23
3.1. Introducción	23
3.1.1. Demanda	24
3.1.2. Generación	27
3.1.3. Flujos	31
3.1.4. Costos Marginales	32
3.2. Descripción del Problema	34
3.2.1. Análisis de estabilidad de tensión	35
3.2.2. Ampliaciones futuras	43
3.2.3. Diagnóstico	45
4. Análisis de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal	47
4.1. Estrategias de Solución	47
4.1.1. Inyección de reactivos	48
4.1.2. Disminuir la impedancia de transmisión	49
4.1.3. Autoabastecimiento de energía	51
4.1.4. Consideraciones regulatorias y tiempos de ingreso de solución	52
4.2. Metodología de análisis	53
4.2.1. Cálculos Previos	55
4.2.2. Evaluación Económica	60

4.3.	Datos de Ingreso	61
4.3.1.	Parámetros del Circuito	62
4.3.2.	Tasa de Actualización	63
4.3.3.	Parámetros Técnicos de Servicio	63
4.3.4.	Costos de Falla	63
4.3.5.	Demanda	64
4.3.6.	Costos Marginales	68
4.3.7.	Generación Instalada en Constitución	72
4.3.8.	Costos de Combustibles	73
4.4.	Soluciones Propuestas	74
4.4.1.	Nueva Línea Nirivilo - Constitución 66[kV]	74
4.4.2.	Nuevo Banco de Condensadores 20[MVAr]	78
4.4.3.	Nueva Línea Nirivilo - Constitución 66[kV] + Banco de Condensadores S/E Constitución 23[kV]	80
4.4.4.	Nueva Batería Ion-Litio S/E Constitución 23[kV]	82
4.4.5.	Nueva Línea Nirivilo - Constitución 220[kV]	85
4.5.	Escenarios	88
4.5.1.	Escenario 1: Caso Base	88
4.5.2.	Escenario 2: Instalación de “Respaldo San Javier”	91
4.5.3.	Escenarios 3 al 6: Variaciones al Crecimiento de la Demanda	95
4.6.	Resultados	100
4.6.1.	Escenario 1: Caso Base	101
4.6.2.	Escenario 2: Ingreso Respaldo San Javier	110
4.6.3.	Escenarios 3-4-5-6: Variaciones en el Crecimiento de la Demanda	120
4.6.4.	Resumen	134
4.7.	Análisis de Resultados	135
4.7.1.	Nueva Línea 66[kV]	135
4.7.2.	Banco de Condensadores	137
4.7.3.	Línea 66[kV] + Banco de Condensadores	137
4.7.4.	Batería Ion-Litio	137
4.7.5.	Línea 220[kV]	138
4.7.6.	Recomendación	138
4.8.	Conclusiones	141
4.8.1.	Trabajos Futuros	143
A. Diagrama unilineal simplificado de la subestación Constitución		144
B. Códigos de programación		146
C. Subestación Constitución		149
D. Metodología de diagnóstico		152

E. Flujos de Caja Escenario 1	153
E.1. Nueva Línea 66[kV]	153
E.2. Nuevo Banco de Condensadores	154
E.3. Nueva Línea 66[kV] + Banco de Condensadores	154
E.4. Nueva Batería Ión-Litio	154
E.5. Nueva Línea 220[kV]	154
F. Flujos de Caja Escenario 2	173
F.1. Nueva Línea 66[kV]	173
F.2. Nuevo Banco de Condensadores	175
F.3. Nueva Línea 66[kV] + Banco de Condensadores	175
F.4. Nueva Batería Ión-Litio	184
F.5. Nueva Línea 220[kV]	193
G. Flujos de Caja Escenarios 3 al 6	194
G.1. Nueva Línea 66[kV]	194
G.2. Nuevo Banco de Condensadores 20[MVAr]	195
G.3. Nueva Línea 66[kV] + Banco de Condensadores	195
G.4. Nueva Batería Ión-Litio	204
G.5. Nueva Línea 220[kV]	213
Bibliografía	213

Índice de figuras

2.1.	Potencia instalada en sistemas de almacenamiento mundial, separado por tecnologías.	5
2.2.	Potencia instalada en sistemas de almacenamiento mundial sin considerar los sistemas por bombeo, separado por tecnologías.	5
2.3.	Esquema general de disposición de elementos en un almacenamiento de energía hidráulico por bombeo.	8
2.4.	Diagrama esquemático de un sistema de almacenamiento por aire comprimido diabático.	10
2.5.	Esquema que muestra los principales componentes de un almacenamiento de energía por volante de inercia de gran velocidad.	11
2.6.	Diagrama esquemático de la operación de un sistema de almacenamiento por baterías.	14
2.7.	Posicionamiento de diversas tecnologías de almacenamiento según su rango de potencia y tiempo de descarga.	17
2.8.	Posicionamiento de diversas tecnologías de almacenamiento según su densidad de potencia y energía.	17
2.9.	Capacidad global instalada en sistemas de almacenamiento categorizados por su uso principal y tipo de tecnología.	18
3.1.	Mapa del sistema de transmisión de la Región del Maule, disponible en el sitio del Coordinador Eléctrico Nacional.	24
3.2.	Retiros totales de energía en la barra de Constitución durante el año 2015, en intervalo de muestreo horario.	25
3.3.	Retiros totales de energía en la barra de Constitución durante el año 2015, en intervalo de muestreo horario.	25
3.4.	Retiros de energía separados por cliente en la barra de Constitución durante el año 2015, en intervalo de muestreo horario.	26
3.5.	Retiros de energía separados por cliente en la barra de Constitución durante el año 2016, en intervalo de muestreo horario.	26
3.6.	Detalle del Diagrama Unilineal del circuito que va desde la S/E San Javier hasta la S/E Constitución, actualizado al 2016.	28
3.7.	Generación total media diaria en el periodo 2012-2016 en las centrales conectadas a la S/E Constitución.	29
3.8.	Generación horaria total en la barra de Constitución, organizada por año, en el periodo 2012-2016.	30

3.9. Flujo medio horario en el tramo Constitución-Nirivilo durante el 2015.	31
3.10. Flujo medio horario en el tramo Constitución-Nirivilo durante el 2016.	32
3.11. Costos marginales horarios en las barras de Constitución y San Javier.	33
3.12. Comparación entre costos marginales y flujo en Constitución-Nirivilo, con marcadores rojos en las horas con desacoples de precios entre ambas barras durante el 2015.	34
3.13. Comparación entre costos marginales y flujo en Constitución-Nirivilo, con marcadores rojos en las horas con desacoples de precios entre ambas barras durante el 2016.	35
3.14. Detalle de la generación por central en la barra de Constitución con marcadores azules en las horas de desacople de precios durante el 2015.	36
3.15. Detalle de la generación por central en la barra de Constitución con marcadores azules en las horas de desacople de precios durante el 2016.	37
3.16. Circuito equivalente de línea corta para el análisis de estabilidad de tensión.	38
3.17. Curvas de tensión en barra de Constitución versus potencia activa requerida, en sistema por unidad.	39
3.18. Ampliación de curvas de tensión en barra de Constitución versus potencia activa requerida, en sistema por unidad.	40
3.19. Curvas de tensión en barra de Constitución versus potencia activa requerida en sistema por unidad, considerando potencia demandada con $fp=0,96$ inductivo y el efecto de cada paso del banco de condensadores existente.	41
3.20. Retiros horarios en la barra de Constitución con línea indicadora del límite de carga de demanda para mantener el nivel de tensión en la barra.	41
3.21. Curvas de carga en la barra de Constitución durante los años 2016 y 2016.	42
3.22. Curvas de carga en la barra de Constitución durante el periodo se salida de Viñales por mantenimiento mayor, de los años 2016 y 2016.	43
3.23. Circuito equivalente entre la barra de 66[kV] de San Javier y la barra de 23[kV] de Constitución, con la incorporación del nuevo transformador de 30[MVA].	44
3.24. Circuito equivalente entre la barra de 66[kV] de Nueva Nirivilo y la barra de 23[kV] de Constitución, con la incorporación del nuevo transformador de 30[MVA].	44
3.25. Curvas de tensión en barra de Constitución versus potencia activa requerida en sistema por unidad, considerando potencia demandada con $fp=0,96$ inductivo para el caso base, con nuevo transformador y con nueva línea en Nirivilo.	45
4.1. Curvas de análisis preliminar de potencia requerida versus tensión en la barra de Constitución 23[kV] considerando: caso base, una nueva línea para caso base, caso con el nuevo transformador y caso con la nueva línea por Nirivilo.	51
4.2. Esquema de metodología a utilizar para la evaluación de las soluciones.	55
4.3. Variación porcentual de previsión de demanda proyectada.	65

4.4. Curva de demanda para el 2016 obtenida a partir de la interpolación de los datos del 2015 mediante <i>Smooth.spline</i>	66
4.5. Curva de demanda tipo para los días en que la Central Viñales se encuentra en mantención general.	66
4.6. Curva de carga tipo usada para la representación de la distribución de la carga cada año a ponderar por el crecimiento proyectado.	67
4.7. Variaciones porcentuales de previsión de demanda proyectada consideradas como variaciones del caso base.	68
4.8. Datos de costo marginal proyectado en la barra de Constitución 66[kV].	71
4.9. Proyección de factores de modulación para el precio del petróleo diésel.	74
4.10. Mapa que muestra la ubicación del alimentador San Javier - Constitución y la disposición de las áreas de protección o interés ambiental de la zona.	75
4.11. Esquema simplificado de la disposición de la nueva línea Nirivilo - Constitución 66[kV].	76
4.12. Curvas PV del circuito implementando la nueva línea.	76
4.13. Curvas PV del circuito implementando la nueva línea.	77
4.14. Esquema simplificado de la disposición del nuevo banco de condensadores de 20[MVAr].	78
4.15. Curvas PV del circuito implementando el nuevo banco de condensadores.	79
4.16. Esquema simplificado de la disposición de la nueva línea Nirivilo - Constitución 66[kV] más CCEE 35[MVAr].	80
4.17. Curvas PV del circuito con y sin la incorporación del banco de condensadores y la nueva línea en 66[kV].	81
4.18. Esquema simplificado de la disposición del nuevo sistema de almacenamiento por baterías ion-litio.	83
4.19. Curvas PV de la barra de Constitución 23[kV] a medida que se incorporan las distintas ampliaciones comparadas con las curvas incluyendo el BESS.	84
4.20. Proyección de costos dependientes de la capacidad de energía para baterías ion-litio.	85
4.21. Esquema simplificado de la disposición de la nueva línea Nirivilo - Constitución 220[kV].	86
4.22. Curvas PV de la barra de Constitución 23[kV] a medida que se incorporan las distintas ampliaciones y la nueva línea de 220[kV] propuesta.	87
4.23. Demanda máxima proyectada para cada año del periodo comparada con la capacidad de transmisión de la línea por restricción de tensión.	89
4.24. Demanda máxima proyectada para cada año del periodo comparada con la capacidad de abastecimiento en Constitución.	90
4.25. Demanda máxima proyectada para cada año del periodo comparada con la capacidad de abastecimiento cuando la central Viñales se encuentra fuera de operación.	91
4.26. Límites de abastecimiento comparados con las curvas de carga proyectadas para cada año del periodo.	92
4.27. Límites de abastecimiento comparados con las curvas de carga proyectadas para cada año en los días de mantención general de Viñales.	92

4.28. Curva de demanda máxima, comparada con la capacidad de abastecimiento en Constitución, considerando el ingreso de la central Respaldo San Javier.	94
4.29. Curva de demanda máxima, comparada con la capacidad de abastecimiento cuando la central Viñales se encuentra fuera de operación, considerando el ingreso de la central Respaldo San Javier.	94
4.30. Curvas de demanda máxima para cada escenario, comparadas con la capacidad de abastecimiento en Constitución.	96
4.31. Curvas de demanda máxima para cada escenario, comparadas con la capacidad de abastecimiento cuando la central Viñales se encuentra fuera de operación.	97
4.32. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] en el primer escenario.	101
4.33. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] en el primer escenario	101
4.34. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para nuevo banco de condensadores en el primer escenario.102	102
4.35. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para nuevo banco de condensadores en el primer escenario103	103
4.36. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] más banco de condensadores en el primer escenario.	104
4.37. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] más banco de condensadores en el primer escenario	104
4.38. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para nuevo almacenamiento por baterías en el primer escenario.	106
4.39. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para un nuevo almacenamiento por baterías en el primer escenario	107
4.40. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea 220[kV] y caso base. . .	109
4.41. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea 220[kV] y caso base. . .	109
4.42. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] en el segundo escenario.	110
4.43. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] en el segundo escenario	111
4.44. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para nuevo banco de condensadores en el segundo escenario.	112

4.45. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para nuevo banco de condensadores en el segundo escenario	112
4.46. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] más banco de condensadores en el segundo escenario.	113
4.47. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] más banco de condensadores en el segundo escenario	114
4.48. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de un BESS en el segundo escenario.	116
4.49. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de un BESS en el segundo escenario.	116
4.50. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea 220[kV], en el segundo escenario.	118
4.51. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea 220[kV], en el segundo escenario.	119
4.52. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 66[kV], en escenarios con variación en la demanda.	120
4.53. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 66[kV], en escenarios con variación en la demanda.	120
4.54. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de nuevo banco de condensadores, en escenarios con variación en la demanda.	122
4.55. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de nuevo banco de condensadores, en escenarios con variación en la demanda.	122
4.56. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios con variación en la demanda.	124
4.57. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios con variación en la demanda.	124
4.58. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de batería ion-litio, en escenarios con variación en la demanda.	128
4.59. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de batería ion-litio, en escenarios con variación en la demanda.	129

4.60. Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 220[kV], en escenarios con variación en la demanda.	132
4.61. Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 220[kV], en escenarios con variación en la demanda.	133
A.1. Diagrama unilineal simplificado de la subestación Constitución	145
B.1. Código de programación para la proyección de centrales según los datos del escenario.	147
B.2. Código de programación para la proyección de centrales según los datos del escenario.	148
C.1. Plano de disposición física de la subestación Constitución.	150
C.2. Plano de disposición física de la subestación Constitución.	151
D.1. Metodología de diagnóstico para líneas de transmisión zonal con desacoples de costos marginales.	152

Índice de tablas

3.1. Centrales de generación instaladas en San Javier, Nirivilo y Constitución, ordenadas por su fecha de puesta en servicio.	27
4.1. Ventajas y desventajas de las tecnologías para compensación de reactivos.	49
4.2. Valores de parámetros de la línea San Javier - Nirivilo - Constitución 66kV.	62
4.3. Valores de impedancia del sistema equivalente visto desde San Javier. .	63
4.4. Valores constantes asociados a la regulación del sistema.	64
4.5. Costo de falla de larga duración SEN.	64
4.6. Distribución de bloques de proyección de CMg para el mes de Noviembre [21].	70
4.7. Parámetros técnicos requeridos de las centrales conectadas actualmente a la barra de Constitución.	73
4.8. AVI+COMA de la nueva línea 66[kV].	78
4.9. AVI+COMA del nuevo banco de condensadores.	79
4.10. AVI+COMA de la propuesta de línea en 66[kV] más un banco de condensadores de 35[MVAr].	82
4.11. Valores de impedancia usados para el análisis técnico de la instalación de Nueva línea Nirivilo - Constitución 220[kV].	87
4.12. AVI+COMA de la propuesta de nueva línea en 220[kV].	88
4.14. Valor actual del caso base.	91
4.13. Costos operacionales anuales debidos a las restricciones del sistema para el caso base.	93
4.15. Costos operacionales anuales debidos a las restricciones del sistema para el caso en que ingresa la central Respaldo San Javier en 2022.	95
4.16. Valor actual del caso con ingreso de la central diésel Respaldo San Javier.	95
4.17. Variación en el crecimiento de la demanda para cada caso.	96
4.18. Costo operacional anual debido a las restricciones del sistema, para Escenario 3 y 4.	98
4.19. Costo operacional anual debido a las restricciones del sistema, para Escenario 5 y 6.	99
4.20. Valor actual proyectado para cada escenario.	100
4.21. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] Nirivilo - Constitución.	102
4.22. Resultados de VAC para la propuesta de nuevo banco de condensadores.	103

4.23. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco. . .	105
4.24. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco. . .	105
4.25. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco. . .	105
4.26. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco. . .	105
4.27. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco. . .	105
4.28. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco. . .	106
4.29. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.	107
4.30. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.	107
4.31. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.	107
4.32. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.	108
4.33. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.	108
4.34. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.	108
4.35. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 220[kV] Nirivilo - Constitución.	110
4.36. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] Nirivilo - Constitución, para el segundo escenario.	111
4.37. Resultados de VAC para la propuesta de nuevo banco de condensadores.	113
4.38. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.	114
4.39. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.	114
4.40. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.	114
4.41. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.	115
4.42. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.	115

4.43. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.	115
4.44. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario. . . .	117
4.45. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario. . . .	117
4.46. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario. . . .	117
4.47. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario. . . .	117
4.48. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario. . . .	117
4.49. Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario. . . .	118
4.50. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 220[kV] Nirivilo - Constitución, en el segundo escenario.	119
4.51. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] Nirivilo - Constitución, en escenarios de variación en la demanda.	121
4.52. Resultados de VAC para la propuesta de nuevo banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.	123
4.53. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.	125
4.54. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.	125
4.55. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.	126
4.56. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.	126
4.57. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.	127
4.58. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.	128
4.59. Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.	129
4.60. Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.	130
4.61. Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.	130

4.62. Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.	131
4.63. Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.	131
4.64. Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.	132
4.65. Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 220[kV] Nirivilo - Constitución, en escenarios de variación en la demanda.	133
4.66. Resumen de resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV].	134
4.67. Resumen de resultados de VAC para la propuesta de nuevo banco de condensadores].	134
4.68. Resumen de resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores.	134
4.69. Resumen de resultados de VAC para la propuesta de nueva batería ion-litio.	135
4.70. Resumen de resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 220[kV].	135
E.1. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV].	153
E.2. Costos de operación e inversión anual para nuevo banco de condensadores 20[MVAr].	154
E.3. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2021.	155
E.4. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2022.	155
E.5. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2023.	156
E.6. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2024.	156
E.7. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2025.	157
E.8. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2026.	157
E.9. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2027.	158
E.10. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2028.	158
E.11. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2029.	159
E.12. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2030.	159
E.13. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2031.	160

E.14. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2032.	160
E.15. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2033.	161
E.16. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2034.	161
E.17. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2035.	162
E.18. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2036.	162
E.19. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2037.	163
E.20. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2020.	163
E.21. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2021.	164
E.22. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2022.	164
E.23. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2023.	165
E.24. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2024.	165
E.25. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2025.	166
E.26. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2026.	166
E.27. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2027.	167
E.28. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2028.	167
E.29. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2029.	168
E.30. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2030.	168
E.31. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2031.	169
E.32. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2032.	169
E.33. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2033.	170
E.34. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2034.	170
E.35. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2035.	171
E.36. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2036.	171
E.37. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2037.	172
E.38. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 220[kV].	172
F.1. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], en el segundo escenario.	173
F.2. Costos de operación e inversión anual para nuevo banco de condensadores 20[MVAr].	174
F.3. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2021, en el segundo escenario.	175
F.4. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2022, en el segundo escenario.	176
F.5. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2023, en el segundo escenario.	176
F.6. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2024, en el segundo escenario.	177

F.7. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2025, en el segundo escenario.	177
F.8. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2026, en el segundo escenario.	178
F.9. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2027, en el segundo escenario.	178
F.10. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2028, en el segundo escenario.	179
F.11. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2029, en el segundo escenario.	179
F.12. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2030, en el segundo escenario.	180
F.13. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2031, en el segundo escenario.	180
F.14. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2032, en el segundo escenario.	181
F.15. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2033, en el segundo escenario.	181
F.16. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2034, en el segundo escenario.	182
F.17. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2035, en el segundo escenario.	182
F.18. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2036, en el segundo escenario.	183
F.19. Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2037, en el segundo escenario.	183
F.20. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2020, en el segundo escenario.	184
F.21. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2021, en el segundo escenario.	184
F.22. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2022, en el segundo escenario.	185
F.23. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2023, en el segundo escenario.	185
F.24. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2024, en el segundo escenario.	186
F.25. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2025, en el segundo escenario.	186
F.26. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2026, en el segundo escenario.	187
F.27. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2027, en el segundo escenario.	187
F.28. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2028, en el segundo escenario.	188

F.29. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2029, en el segundo escenario.	188
F.30. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2030, en el segundo escenario.	189
F.31. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2031, en el segundo escenario.	189
F.32. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2032, en el segundo escenario.	190
F.33. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2033, en el segundo escenario.	190
F.34. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2034, en el segundo escenario.	191
F.35. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2035, en el segundo escenario.	191
F.36. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2036, en el segundo escenario.	192
F.37. Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2037, en el segundo escenario.	192
F.38. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 220[kV], en el segundo escenario.	193
G.1. Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], en escenarios de variación en la demanda.	194
G.2. Costos de operación e inversión anual para nuevo banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.	195
G.3. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2021.	195
G.4. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2022.	196
G.5. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2023.	196
G.6. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2024.	197
G.7. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2025.	197
G.8. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2026.	198

G.9. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2027.	198
G.10. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2028.	199
G.11. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2029.	199
G.12. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2030.	200
G.13. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2031.	200
G.14. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2032.	201
G.15. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2033.	201
G.16. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2034.	202
G.17. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2035.	202
G.18. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2036.	203
G.19. Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2037.	203
G.20. Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2020. . . .	204
G.21. Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2021. . . .	204
G.22. Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2022. . . .	205
G.23. Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2023. . . .	205
G.24. Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2024. . . .	206

G.25.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2025. . . .	206
G.26.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2026. . . .	207
G.27.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2027. . . .	207
G.28.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2028. . . .	208
G.29.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2029. . . .	208
G.30.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2030. . . .	209
G.31.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2031. . . .	209
G.32.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2032. . . .	210
G.33.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2033. . . .	210
G.34.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2034. . . .	211
G.35.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2035. . . .	211
G.36.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2036. . . .	212
G.37.	Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2037. . . .	212
G.38.	Costos de operación e inversión para nueva batería línea de 220[kV], en escenarios de variación en la demanda.	213

Capítulo 1

Introducción

En la última década, el gran crecimiento de la capacidad instalada de energías renovables consideradas variables, como las centrales eólicas y solares, ha motivado el desarrollo de los sistemas de almacenamiento de energía, especialmente equipos capaces de enfrentar nuevos requerimientos del sistema eléctrico impuestos por la nueva matriz energética. Sin embargo, las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento sobrepasan la integración de las energías renovables y se extienden por todos los estratos del sistema eléctrico: generación, transmisión, distribución y clientes finales.

En esta memoria, se trabajará con la aplicación de estos sistemas de almacenamiento al sistema de transmisión zonal de la ciudad de Constitución, que no cuenta con instalación de energías de centrales generadoras con fuertes requerimientos de rampa, como centrales solares y eólicas, sino que posee dificultades dadas por estar conformado por un único alimentador radial de casi 80[km] de largo, lo que conlleva principalmente problemas de restricción de transmisión debido a caídas tensión.

La situación a abordar radica en que los retiros alcanzan valores por sobre el límite de transmisión, lo que se soluciona actualmente mediante el autoabastecimiento de demanda mediante el despacho de generación local. Esto se transforma en un problema en las horas en que la central de mayor capacidad conectada en Constitución, Viñales, se encuentra fuera de operación. Cuando esta central sale del despacho, las centrales para autoabastecimiento que quedan corresponden principalmente a unidades diésel, que deben ser despachadas para mantener los valores de tensión dentro de los rangos permitidos.

Se planteará una metodología para la evaluación de la ampliación de la línea San Javier - Nirivilo - Constitución considerando sistemas de almacenamiento, frente a distintos escenarios futuros de proyección de demanda, precios de combustibles, precios de baterías e instalación de nuevas centrales en la línea. Para ello se usará un modelo de dimensionamiento del almacenamiento y se modelará el problema de planificación mediante una optimización no lineal.

1.1. Objetivos

El objetivo general a alcanzar en esta memoria es la revisión de la situación actual del sistema de transmisión zonal que conecta a la ciudad de Constitución y desarrollar un método para el análisis de su expansión considerando incorporar sistemas de almacenamiento.

El tema de memoria desarrollado en este documento se centra en los siguientes objetivos:

1. Recopilar “Estado del Arte” sobre los distintos tipos de sistemas de almacenamiento de energía existentes.
2. Determinar los factores que inciden en la existencia de ventajas en la instalación de sistemas de almacenamiento de energía (ESS), comparado con la expansión de las líneas sin considerar ESS.
3. Revisar los parámetros de funcionamiento actual: flujo, demanda, costos marginales, entre otros; del alimentador San Javier - Nirivilo - Constitución 66[kV].
4. Plantear un modelo de optimización no lineal para la planificación de expansión de líneas, considerando distintas ampliaciones, entre ellas el uso de sistemas de almacenamiento.
5. Modelar un sistema radial real con problemas de restricción de transmisión de líneas y realizar la planificación de expansión del sistema con el modelo de optimización planteado.

1.2. Descripción del documento

Este documento de Memoria de Titulación se divide en cinco capítulos. En el primero se presenta la introducción al documento y luego se listan los objetivos principales y secundarios de la memoria y finalmente, se describe el documento.

El segundo capítulo se encarga de entregar el contexto actual de los sistemas de almacenamiento, presentando su estado del arte. Se revisa además la regulación nacional asociada a estos sistemas y se compara con los casos de la Unión Europea y California.

El tercer capítulo trata de la situación actual del alimentador, describiendo sus condiciones de demanda y generación conectadas, así como los costos marginales en sus barras. Finaliza con el análisis de caída de tensión de la línea y un diagnóstico del problema asociado.

El cuarto capítulo trata del análisis de expansión del alimentador. Primero se expone la justificación y el desarrollo del modelo del problema utilizado. Luego se entregan las proyecciones de las variables parámetro a ingresar al programa de cálculo, que son: demanda, precios de combustibles, precios de baterías e instalación de nuevas centrales generadoras. Sigue con la presentación de las características de las soluciones propuestas a evaluar, para luego presentar los distintos escenarios a considerar. A continuación se exponen los resultados, su análisis y las conclusiones del documento. Se finaliza el capítulo con un listado de trabajos futuros propuestos en relación a lo trabajado.

En el quinto capítulo se encuentran la bibliografía y los anexos de la memoria.

Capítulo 2

Sistemas de Almacenamiento

2.1. Sistemas de Almacenamiento

Actualmente el sistema eléctrico mundial está experimentando una transformación de su matriz energética con la fuerte integración de generación renovable variable, alcanzando un valor de 921[GW] de potencia instalada al 2016, lo que significó un aumento de un 17% en este tipo de energías solo en ese año [1]. Estas nuevas fuentes de energía, que se refieren principalmente a centrales de generación fotovoltaica y eólica, representan nuevas exigencias al sistema eléctrico, como, por ejemplo, afrontar los requerimientos de rampas, nuevas congestiones, dificultades en la planificación del despacho, volatilidad en los precios, la ocurrencia de nuevas congestiones de transmisión, entre otras [2]. Estos nuevos desafíos para los sistemas eléctricos han motivado el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan afrontarlos, entre ellos los sistemas de almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento se han ocupado durante décadas en los sistemas de potencia como instalaciones para el arbitraje de energía, dado por grandes instalaciones de centrales hidráulicas de bombeo [2], sin embargo, el desarrollo de nuevas formas de almacenamiento que permiten una mayor diversidad de tamaños de potencia y capacidad de energía a almacenar, ha permitido el estudio de su uso como vía para enfrentar distintos problemas de las redes actuales. El número de sistemas de almacenamiento operativos ha crecido en este contexto, como puede observarse en la Figura

(2.1), en donde destaca que los ESS con mayor presencia mundial son los sistemas de almacenamiento hidráulico por bombeo¹. En la Figura (2.2) puede observarse este mismo cuadro sin considerar las centrales por bombeo, pudiendo notarse el crecimiento de la capacidad instalada de sistemas de almacenamiento no tradicionales.

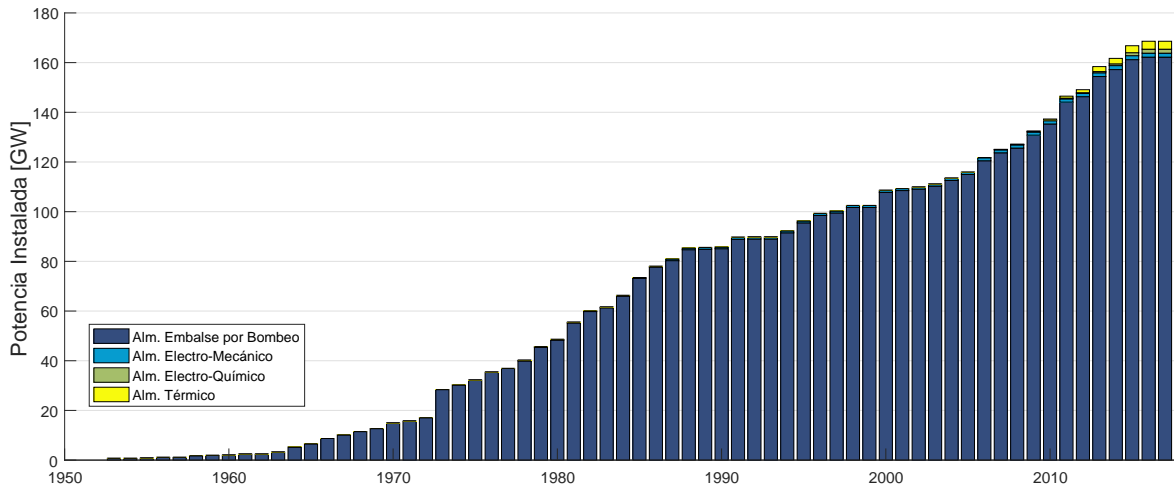


Figura 2.1: Potencia instalada en sistemas de almacenamiento mundial, separado por tecnologías.

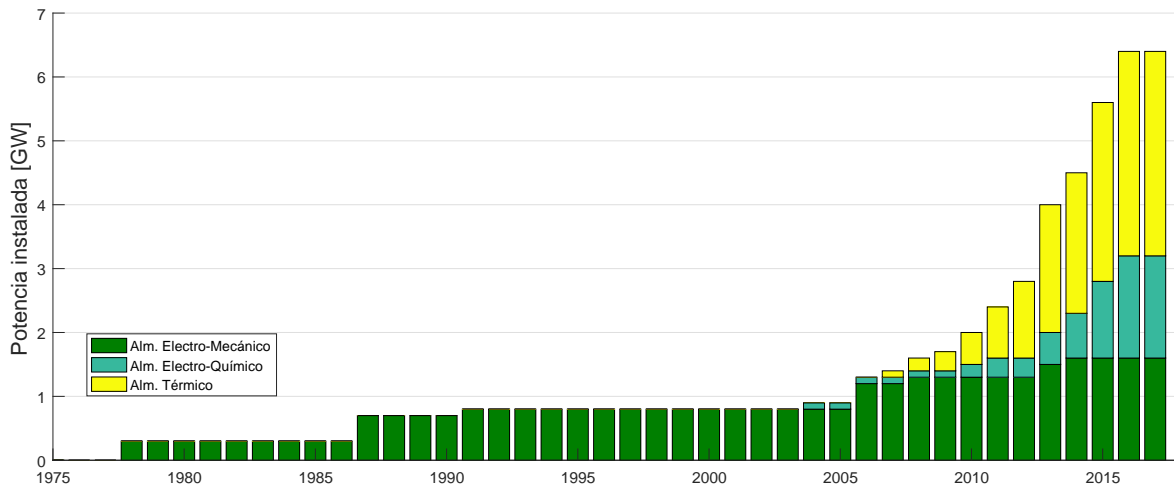


Figura 2.2: Potencia instalada en sistemas de almacenamiento mundial sin considerar los sistemas por bombeo, separado por tecnologías.

¹Datos de DOE Energy Storage Data Base, actualizados a Junio del 2016

2.1.1. Aplicaciones

El concepto de almacenar energía para luego devolverla a la red permite pensar en los sistemas de almacenamiento como una herramienta en la gestión de la energía, desde donde puede cumplir diversas funciones:

- **Arbitraje de energía:** Los sistemas de almacenamiento tienen la capacidad para aprovechar los diferenciales en el precio de la energía realizando el proceso de carga en horas de bajo costo y de descarga cuando el precio de la energía es más alto [2-4, 6].
- **Servicios de balance de carga:** Tienen la capacidad para participar en el balance en tiempo real de la carga, proporcionando reservas de corto plazo que permiten realizar seguimiento de la demanda [4, 5].
- **Reemplazo de puntas:** La instalación a gran escala de sistemas de almacenamiento con carga y descarga rápida, permite el reemplazo de las centrales tradicionalmente usadas en el abastecimiento de energía en los picos de demanda (turbinas gas - diesel), permitiendo prescindir de centrales que deben mantenerse operativas por un tiempo mayor al de su uso efectivo [4, 7, 8].
- **Integración de fuentes de energía variable:** La variabilidad intrínseca de la generación de los parques eólicos y las exigencias de rampa que imponen las plantas solares dificultan su integración en el sistema. Estos problemas pueden ser afrontados con el uso de sistemas de almacenamiento que permiten la disposición de grandes bloques de energía en corto tiempo, entregando capacidad de rampa y permitiendo la disminución en la variabilidad de la generación [2, 3, 5].
- **Alivio de congestiones:** La ubicación de sistemas de almacenamiento en sitios estratégicos de la red de transmisión permiten aliviar las congestiones mediante el suministro de energía en puntos cercanos a la demanda [3, 7].
- **Retraso de inversiones en transmisión y distribución:** Los sistemas de transmisión deben ampliarse si es que la demanda máxima sobrepasa cierto valor

límite, sin embargo al integrar una distribución adecuada de sistemas de almacenamiento que realicen recortes de puntas, se permite retrasar inversiones en el mejoramiento de las líneas [4, 7].

- **Partida en negro:** La reserva de energía de rápido despacho permite el uso de los sistemas de almacenamiento como unidades para partida en negro del sistema [3].
- **Proveer de regulación de tensión:** Se han desarrollado metodologías de control en el proceso de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento destinados su participación en el control de tensión de la red [6, 7, 9]
- **Proporcionar rampas:** El rápido despacho de su energía almacenada permite que los sistemas de almacenamiento puedan afrontar el problemas de los nuevo requerimientos de rampas de potencia [2, 3]
- **Proporcionar regulación de frecuencia:** Para los servicios de regulación de frecuencia se requiere de tiempos de respuesta rápidos, lo que sitúa a los sistemas de almacenamiento en posición aventajada para proporcionarlos [4, 7].
- **Recorte de puntas:** Se pueden utilizar en aplicación *antes del medidor* en régimen de carga en los momentos en que la demanda es baja y en descarga cuando la demanda aumenta, de manera de trasladar los picos de demanda a horas de baja demanda [2, 7, 9].

2.1.2. Tipos de almacenamiento

Existen distintas tecnologías desarrolladas para el almacenamiento de energía, pero todas se refieren a los equipos o instalaciones que mediante un proceso convierten una forma de energía (principalmente eléctrica) en otra forma de energía almacenable, para luego transformarla a energía eléctrica cuando sea requerido, con cierto grado de eficiencia. Estas tecnologías se pueden clasificar según la forma en la que la energía es almacenada.

2.1.2.1. Almacenamiento Electro-Mecánico

Almacenamiento Hidráulico por Bombeo - PHS

Con sobre 160[GW], el almacenamiento por bombeo representa alrededor del 97% del total de potencia instalada en sistemas de almacenamiento a nivel mundial² [10]. Estos sistemas de almacenamiento usan dos reservorios de agua ubicados a distintas alturas. En el proceso de carga se usa la energía eléctrica para accionar una bomba que eleva el agua desde el resevorio inferior al superior. La descarga se realiza aprovechando la energía potencial del agua por el desnivel, haciendo pasar el caudal por una turbina generadora. Esto puede observarse en la Figura (2.3)³.

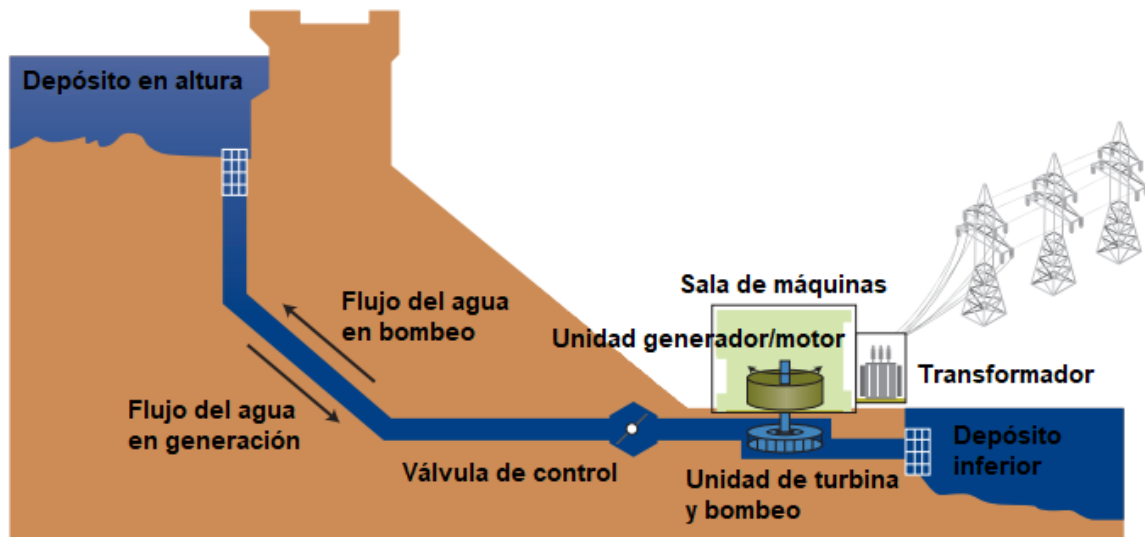


Figura 2.3: Esquema general de disposición de elementos en un almacenamiento de energía hidráulico por bombeo.

Su tiempo típico de descarga va desde algunas horas a unos pocos días. Su eficiencia ronda el 70%-85%. Sus ventajas radican en una larga vida útil (40-60 años), muy bajos valores de auto-descarga (2%) y que se trata de una tecnología madura, con centrales operativas desde 1890. Sus principales desventajas son que presenta restricciones geográficas para la viabilidad constructiva de los depósitos, tiene una baja densidad energética, es decir, requiere de grandes instalaciones, su costo de inversión inicial es elevado y en la actualidad el gran espacio que requiere las lleva a tener problemas de

²Datos de Energy Storage Database, Julio 2016.

³Fuente: Traducido de, X. Luo, Applied Energy 137, páginas 511-536, 2015

impacto medioambiental [10].

En la actualidad se encuentra en desarrollo un proyecto en Chile de este tipo de almacenamiento, llamado *Espejo de Tarapacá*. Este pretende bombear agua de mar a reservorios naturales aprovechando la geografía de un farellón costero. Su potencia instalada será de 300[MW].

Sistemas de Aire Comprimido - CAES

Este sistema de almacenamiento de energía utiliza la energía eléctrica para comprimir grandes volúmenes de aire en depósitos. Estos sistemas funcionan bajo los mismos principios que las turbinas a gas convencionales, con la diferencia que el proceso de compresión y expansión están desacoplados. Para realizar la descarga de un sistema CAES el aire almacenado se envía a una turbina generadora. Para mejorar la eficiencia de este proceso, se suele usar una mezcla de aire comprimido con gas natural. El costo de las instalaciones de este sistema es fuertemente dependiente de la existencia previa del depósito para el aire comprimido. Debido a su gran volumen, la construcción de un depósito con este fin suele hacer inviables los proyectos, por lo que su instalación usa reservorios existentes, como cavernas, depósitos de sal subterráneos o minas abandonadas [10, 11]. Se puede observar en la Figura (2.4)⁴ un diagrama esquemático de un sistema de almacenamiento por aire comprimido.

Si bien el modelo representa grandes ventajas en términos de flexibilidad y capacidad de almacenamiento, su gran desventaja es la restricción geográfica, lo que resulta en que la instalación de este tipo de almacenamiento sea muy limitada, existiendo solo dos plantas de gran escala a nivel mundial al 2016, una de 290[MW] (580[MWh]) en Huntorf, Alemania, y otra de 110[MW] (2860[MWh]) en Alabama, Estados Unidos [10, 12].

Volantes de Inercia

El almacenamiento de energía mediante volantes de inercia funciona mediante la transformación de la energía eléctrica en energía cinética rotativa. Discos o cilindros de gran inercia se acoplan mediante un eje a máquinas reversibles que actúan como motor durante la carga, cuando usa energía eléctrica para acelerar el volante, y como generador durante la descarga, cuando el giro del volante impulsa el eje para entregar

⁴Fuente: Traducido de *International Renewable Agency*, basado en ISEA, 2012.

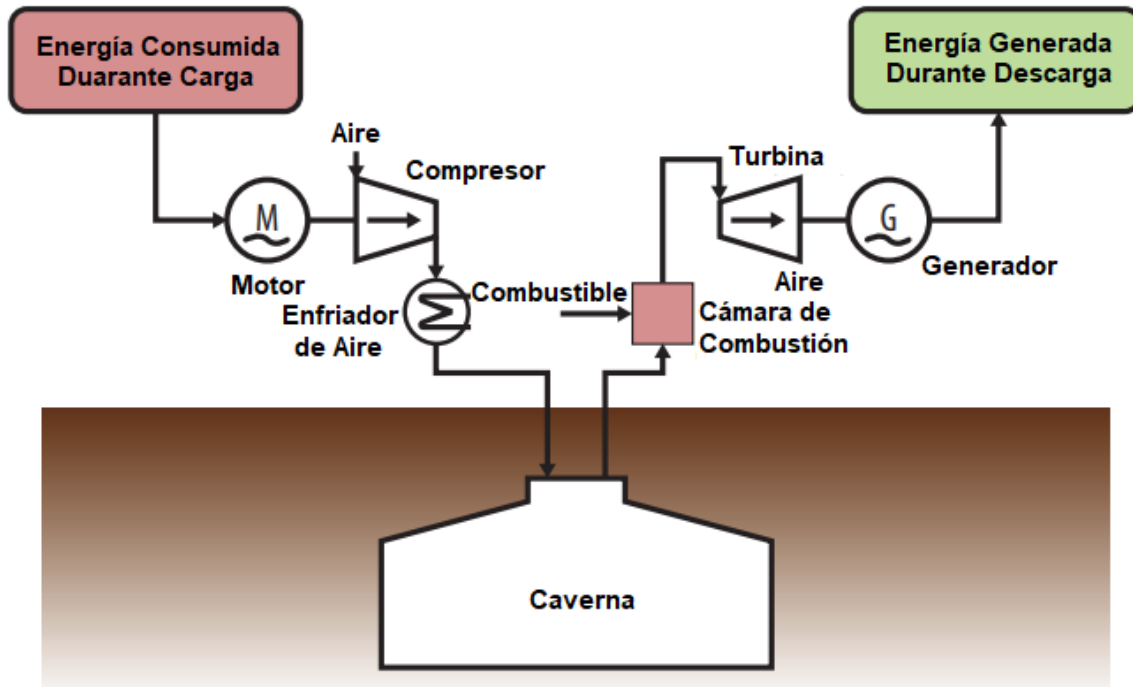


Figura 2.4: Diagrama esquemático de un sistema de almacenamiento por aire comprimido diabático.

energía a la red, sus principales componentes pueden observarse en la Figura (2.5)⁵. Su capacidad de almacenamiento depende de la inercia del volante y la velocidad a la que se le impulsa, en base a esto se tienen dos clasificaciones: los volantes de alta velocidad (sobre 100 000 revoluciones por minuto) y de baja velocidad (no sobrepasan las 10 000 revoluciones por minuto) [10].

Sus principales ventajas son que estos sistemas presentan una alta densidad de potencia, excelente ciclo de vida útil y cortos tiempos de carga y descarga, por este motivo, su uso principal es proveer respuestas de corta duración, como en la regulación de frecuencia. Sus desventajas son el riesgo que representan para las zonas cercanas a las instalaciones frente a alguna falla mecánica o desprendimiento de material del volante, el alto costo de sus sistemas control y el alto valor de autodescarga producida por el roce del volante con el ambiente. Para este último punto, se utilizan cámaras de vacío en conjunto con el uso de imanes que mantengan el volante en suspensión, lo que incrementa los costos del sistema [10, 11].

⁵Fuente: Traducido de, X. Luo, Applied Energy 137, páginas 511-536, 2015

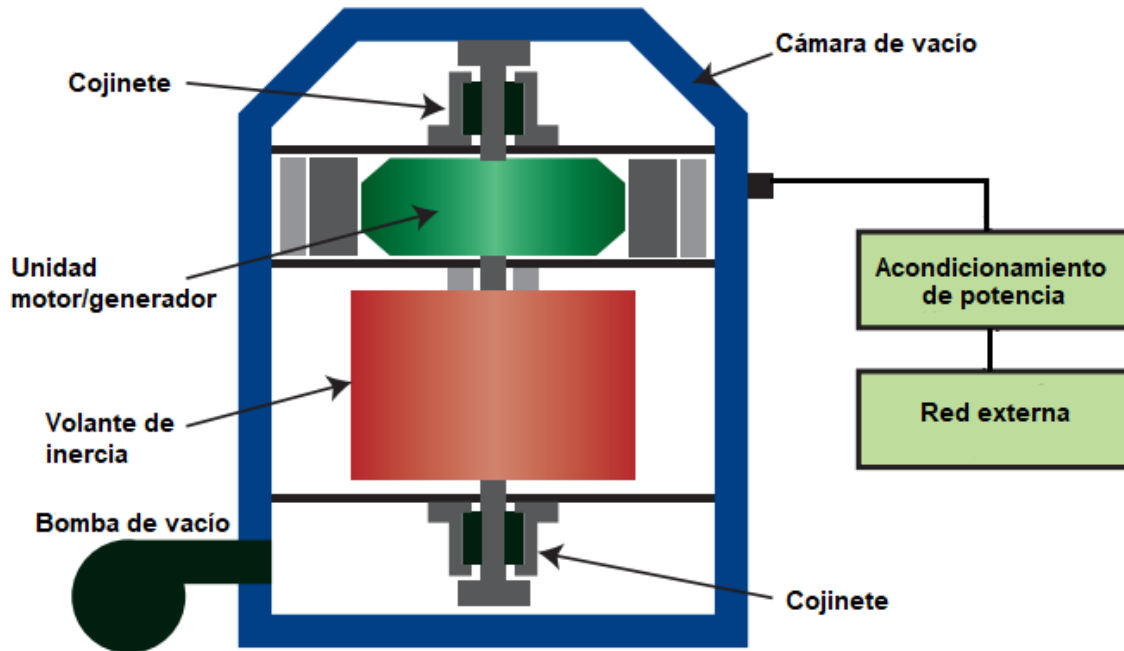


Figura 2.5: Esquema que muestra los principales componentes de un almacenamiento de energía por volante de inercia de gran velocidad.

2.1.2.2. Almacenamiento Térmico

Este tipo de almacenamiento mantiene energía térmica en algún medio aislado para luego aprovecharla cuando sea requerido. Existen diversos tipos de tecnologías que aprovechan este principio y se pueden dividir principalmente en tres:

- Sensible: es la tecnología más conocida, usada principalmente para su aprovechamiento sin cambiar el tipo de energía, sino que aprovechado directamente para calefaccionar o enfriar instalaciones o equipos. El medio de almacenamiento puede ser líquido o sólido y su capacidad de almacenamiento depende de este [11].
- Latente: permite usar materiales con cambio de fase (PCMs) como medio de almacenamiento. Pueden ser materiales orgánicos (parafinas) o inorgánicos (sales hidratadas). También se le conoce como calor escondido, debido a que no hay cambios de temperatura importantes en el proceso de carga. En la actualidad el sistema más usado es el cambio de fase sólido-líquido de sales en plantas de concentración solar. Su ventaja es su capacidad de almacenar grandes cantidades de energía en pequeños volúmenes con un mínimo cambio de temperatura [11].

- **Termo-Químico:** funciona como una bomba de calor en condiciones de vacío. Corresponden a sistemas complejos que utilizan reacciones químicas reversibles que absorben o liberan energía según el sentido de la reacción. Para ello se utilizan compuestos como gel de sílice, zeolita, híbridos de metal o zinc [12].

2.1.2.3. Almacenamiento Químico

Hidrógeno - H_2

Este sistema se basa en usar la energía eléctrica para obtener hidrógeno desde el agua mediante electrólisis. El Hidrógeno puede ser almacenado como gas bajo presión o líquido a bajas temperaturas prácticamente por tiempo ilimitado. La electrólisis es una reacción endotérmica reversible que libera calor cuando se hace reaccionar el hidrógeno almacenado con oxígeno para obtener agua. En la actualidad, no hay ninguna instalación de almacenamiento de hidrógeno comercial usada como energía renovable. Las plantas de electrólisis a gran escala (sobre 100[MW]) se encuentran en investigación para aplicaciones industriales, por lo que algunas instalaciones pequeñas se han construido desde finales de los años 90 [11].

Gas Natural Sintético - SNG

El metano, también conocido como gas natural sintético, se sintetiza a partir de hidrógeno y dióxido de carbono. Puede almacenarse de manera similar al hidrógeno, pudiendo inyectarse además directamente en los gasoductos existentes. Debido a que requiere de CO_2 , suele instalarse en centrales de generación diesel o plantas de biogás. Como requiere ser almacenado, su potencial actual está en ser inyectado a las redes existentes de gas [11].

2.1.2.4. Almacenamiento Eléctrico

Súper Capacitores

Corresponden a condensadores electroquímicos de doble capa (DLC). Su tecnología ha sido conocida por 60 años, pero presenta aún mucho potencial de desarrollo por delante. Sus características son que presenta una capacitancia extremadamente alta, del orden de muchos cientos de Faradios, además de presentar la posibilidad de una muy

rápida descarga debido a una mínima resistencia interna, lo que no se tiene en sistemas de baterías convencionales. Otras de sus ventajas son su durabilidad, alta confiabilidad, no requieren mantenimiento, pueden operar en diversas condiciones ambientales de temperatura y humedad, poseen larga vida útil, son amigables con el medio ambiente y fácilmente reciclables [11, 12].

Debido a sus características, este sistema de almacenamiento puede usarse especialmente en aplicaciones que requieran de un gran número de ciclos de carga y descarga. No son capaces de almacenar energía por largos periodos de tiempo debido a su alto valor de auto-descarga, poseen una baja densidad de energía y poseen un alto valor de inversión [11].

Almacenamiento por Súper-Conductores Magnéticos - SMES

Trabajan almacenando campo magnético creado por corriente continua en una bobina superconductora, la que se mantiene por debajo de su temperatura crítica de superconductividad. En la actualidad se tienen materiales que pueden funcionar alrededor de los 100 grados Kelvin (-173 grados Celsius), por lo que además de la bobina de material superconductor, requiere de un sistema de refrigeración criogénico [11].

La principal ventaja de este sistema es su rápido tiempo de respuesta, la potencia requerida está disponible casi instantáneamente, por lo que puede ser usada en aplicaciones que requieran respuesta en corto plazo, como el soporte a la calidad de la potencia. También posee una alta eficiencia, que ronda el 85 %-90 %. Sus desventajas radican en que su desempeño depende crucialmente del sistema de refrigeración y que el almacenamiento por largos periodos de tiempo está limitado por la energía demandada por esta refrigeración [11].

2.1.2.5. Almacenamiento Electro-Químico

Los sistemas electro-químicos se refieren al almacenamiento mediante baterías. En la actualidad es uno de los segmentos con mayor crecimiento del mercado, pese a que los sistemas de baterías operacionales en la actualidad suman una capacidad instalada

de solo 1,6[GW] aproximadamente⁶ [10]. En la Figura (2.6)⁷ se observa un diagrama esquemático de la operación de los sistemas de almacenamiento por baterías. Existe un gran número de tecnologías en baterías, sin embargo, se revisará en esta memoria solo las presentes en los principales estudios de proyección de precios.

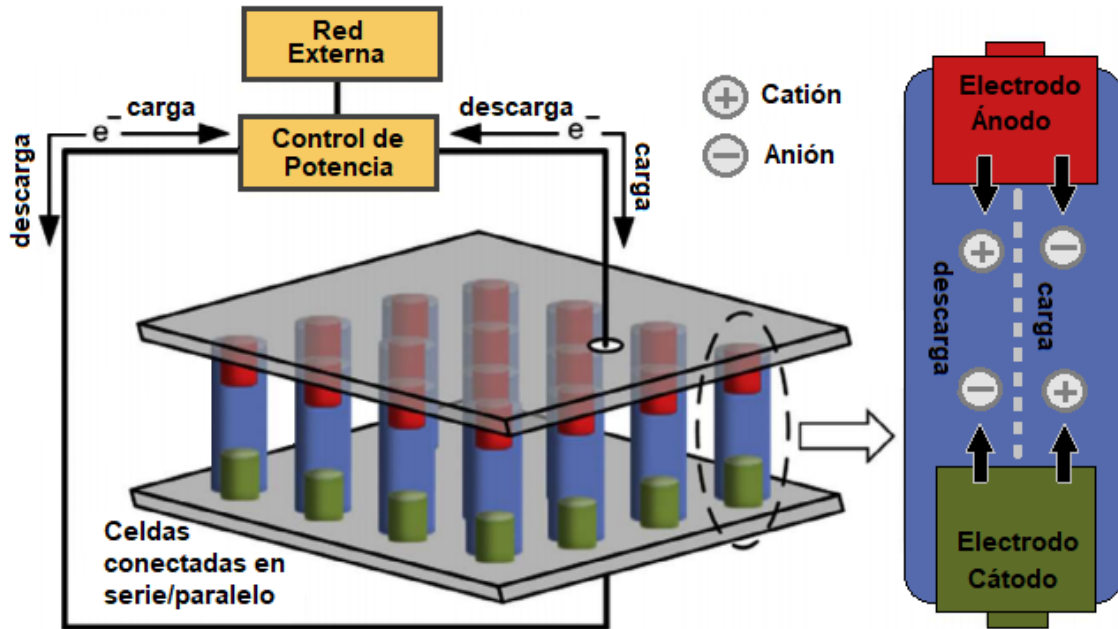


Figura 2.6: Diagrama esquemático de la operación de un sistema de almacenamiento por baterías.

Baterías Ion-Litio

Corresponden a una tecnología comúnmente usada en la electrónica, introducida en los años 90. Son un grupo que se diferencia por el material de los electrodos y el tipo de electrolito. Su principio de almacenamiento es el intercambio de iones de litio entre ánodo y cátodo en los ciclos de carga y descarga, los iones provienen de las sales de litios disueltas en el electrolito que se encuentra entre los electrodos [10].

Como grupo, las baterías de ion- Litio tienen la ventaja de una alta densidad de energía y potencia en comparación a otros tipos de baterías, presentan una buena capacidad de carga y descarga, gran eficiencia y una baja razón de auto-descarga. Su principal desventaja se relaciona con su estabilidad térmica y seguridad, pues cuando los cátodos de óxido de litio se sobrecalientan, liberan oxígeno, pudiendo provocar

⁶DOE Energy Data Base, Julio 2016

⁷Fuente: Traducido de, X. Luo, Applied Energy 137, páginas 511-536, 2015

que la celda prenda fuego. Es un riesgo inherente de las baterías ion-Litio y puede ser desencadenado por condiciones externas a la batería, por lo que los sistemas de almacenamiento que las incluyen integran en sus instalaciones sistemas de control de temperatura y monitoreo [10].

Baterías Plomo-Ácido

Estas baterías son las con mayor desarrollo y las más ampliamente usadas. Existen en dos presentaciones ‘sellada’ y ‘ventilada’, ambas con el mismo principio de funcionamiento, se usan en cada celda un electrodo positivo de dióxido de plomo y un electrodo negativo de plomo metálico, sumergidos en una solución de ácido sulfúrico acuoso como electrolito. El proceso de carga se produce gasificación del medio, perdiendo agua el electrolito cuando se trata de baterías ‘venteadas’, por lo que debe reponerse constantemente los niveles de agua de la batería. Esto no sucede con la presentación ‘sellada’, la que posee una válvula que permite la liberación de gas solo cuando se ve superada una cierta presión de seguridad [10].

Estas baterías poseen típicamente una buena relación costo-desempeño en un gran rango de aplicaciones, son fácilmente reciclables y poseen un mercado extenso. Sus desventajas son que poseen una baja densidad de energía, son muy pesadas, no responden bien frente a descargas profundas y tienen restricciones en algunos lugares o aplicaciones debido a su toxicidad.

Baterías de Flujo

En los sistemas tradicionales de baterías, la energía se carga y descarga en masas activas conformadas por los electrodos. Las baterías de flujo también corresponden a baterías recargables, sin embargo, la energía es almacenada en uno o más elementos electro-activos, los que están disueltos en electrolitos líquidos. Los electrolitos se almacenan externamente en tanques y son bombeados a través de una celda electro-química que convierte la energía química directamente en energía eléctrica o vice-versa. La potencia es definida por el tamaño de la celda, es decir, de su volumen [11].

Entre las ventajas de este sistema de almacenamiento es que se han conseguido altas eficiencias en el ciclo de carga y descarga, presentan una alta durabilidad con un desempeño estable a lo largo de su vida útil y que el almacenamiento externo de los

electrolitos permite ajustar de manera independiente los valores de potencia y energía, permitiendo un amplio rango de ajuste para aplicaciones específicas. Como desventajas se tienen la necesidad de sensores, bombas y mecanismos de administración de los flujos que incrementan los costos de mantención y que posee elementos como la membrana o los elementos activos, que poseen un alto costo.

2.1.3. Revisión Global

Como se revisó, cada sistema de almacenamiento posee distintas características que los hacen adecuados para distintas aplicaciones. En la Figura (2.7)⁸ se observa una distribución general de las distintas tecnologías según el rango de potencias que pueden abarcar y el tiempo de duración de su descarga. También se observa una división de rangos de potencia requeridos según la aplicación de destino. En la Figura (2.8)⁹ se observa su posicionamiento según otras variables que determinan sus aplicaciones, la densidad de potencia y la densidad de energía, medidas por unidad de volumen.

Como se pudo observar en las Figuras (2.1) y (2.2), los sistemas de almacenamiento se encuentran en un fuerte crecimiento. El uso de estos sistemas ya operativos está detallado en la Figura (2.9). En esta se observa que el uso principal de los sistemas por bombeo es el arbitraje de energía (*electric energy time shift*), que se explica por su alta capacidad de almacenamiento y su capacidad para poder disponer de esta energía por amplios tiempos de descarga, como se observa en la Figura (2.7).

En la Figura (2.9) se observa que el uso principal del almacenamiento electro-químico es el de regulación de frecuencia. Estos almacenamientos corresponden a baterías, las que poseen un amplio rango tanto de potencia como de tiempo de descarga, como se ve en la Figura (2.7). Sin embargo las principales tecnologías instaladas corresponden a baterías Ion-Litio y Plomo-Ácido, por lo que el mayor uso en regulación de frecuencia se explica por el gran rango de potencia nominal que poseen sumado a que pueden entregar la totalidad de su energía en minutos.

⁸Fuente: *DOE Energy Storage Data Base/EPRI*, 2015.

⁹Fuente: *X. Luo*, *Applied Energy* 137, páginas 511-536, 2015

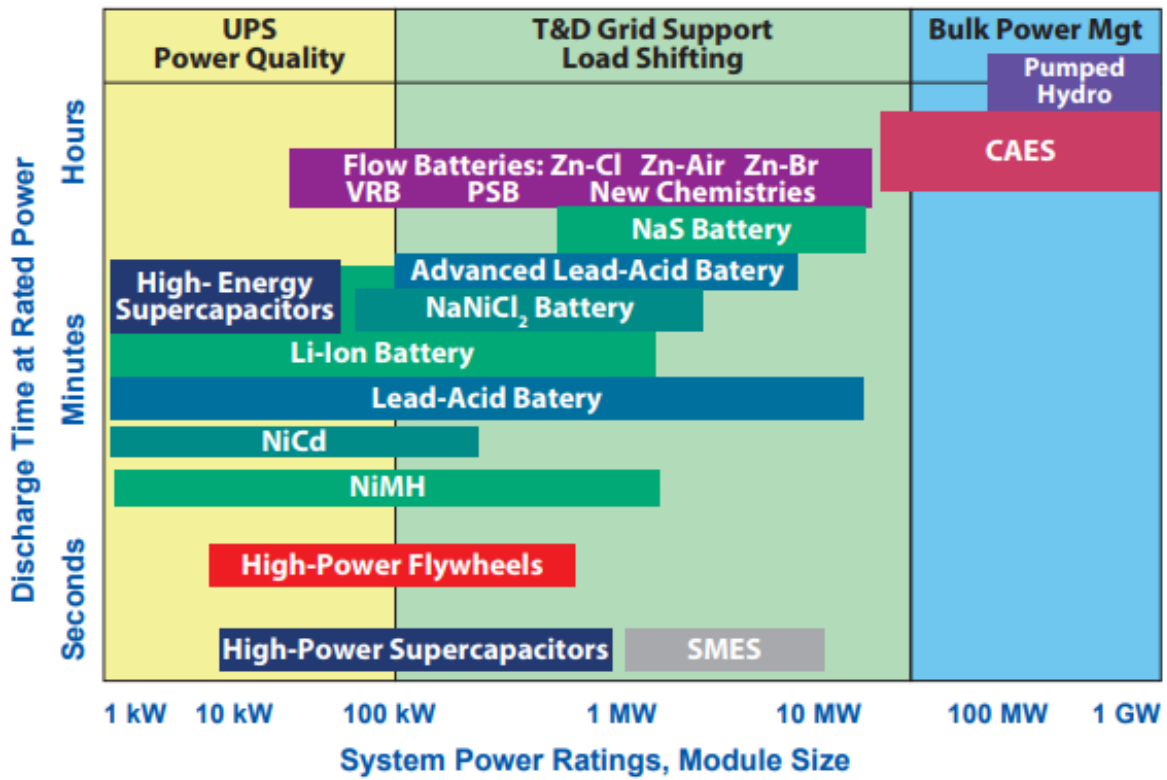


Figura 2.7: Posicionamiento de diversas tecnologías de almacenamiento según su rango de potencia y tiempo de descarga.

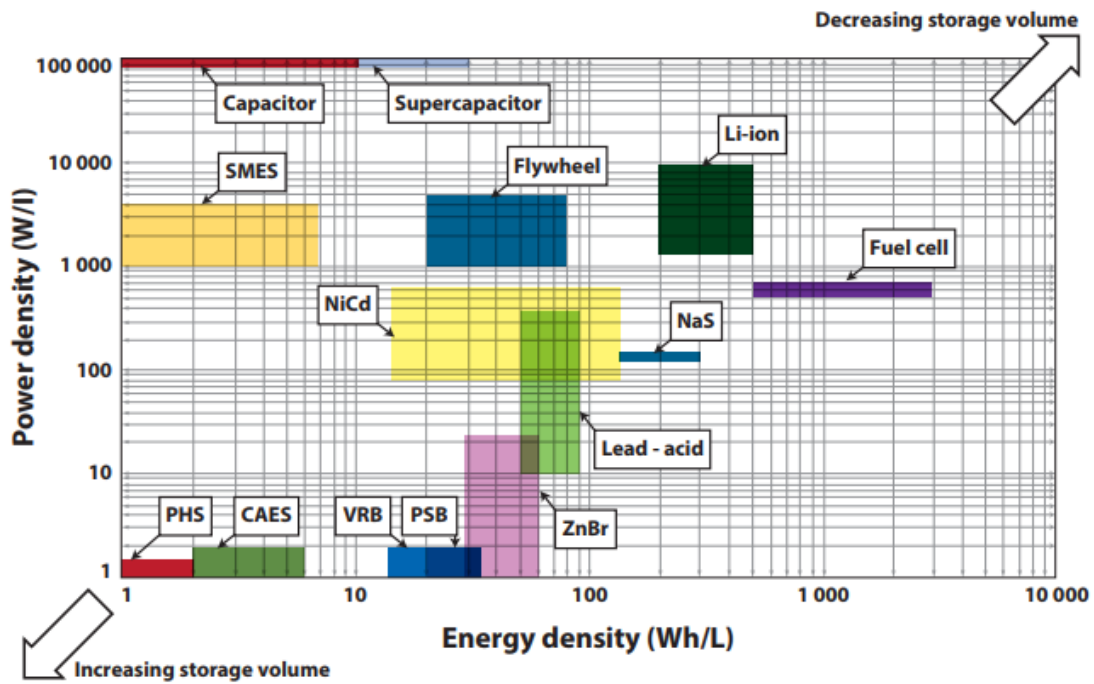


Figura 2.8: Posicionamiento de diversas tecnologías de almacenamiento según su densidad de potencia y energía.

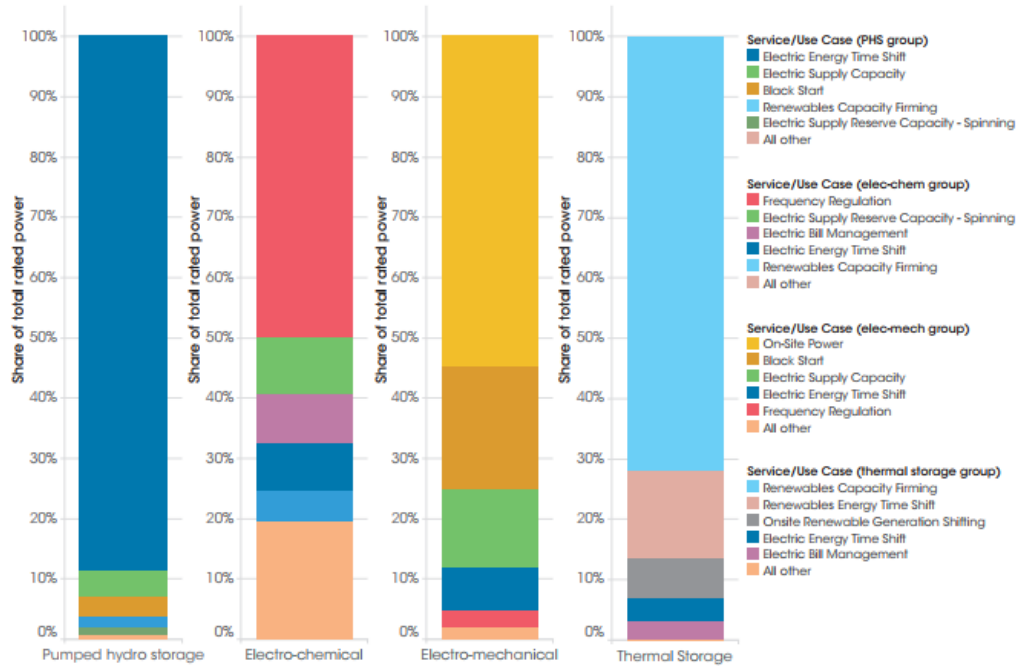


Figura 2.9: Capacidad global instalada en sistemas de almacenamiento categorizados por su uso principal y tipo de tecnología.

2.2. Regulación Asociada

En la temática a abordar en esta memoria se requerirá conocer las disposiciones legales respecto a la planificación y tarificación de los sistemas de transmisión zonal y si es que existen consideraciones especiales respecto a los sistemas de almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento en el mundo comenzaron su instalación antes de que existiera una regulación sobre ellos. Sin embargo, dada la tendencia mundial actual de impulsar la transición desde una matriz energética basada en carbón/diesel a una matriz renovable, se percibe a los sistemas de almacenamiento como factor clave para conseguir seguridad y calidad de servicio adecuadas frente a la integración de centrales de energía variable.

Caso Unión Europea

En términos regulatorios, la Unión Europea no posee una legislación cohesionada entre sus estados miembros respecto a los sistemas de almacenamiento, existiendo diferencias en cómo son abordados en cada país. Este es uno de los problemas enfrentados por Unión Energética, la unidad estratégica de la Comisión Europea de Energía creada

para lograr las metas en materia de energía de la “Política de Energía y Clima 2030”, que incluye metas en materias de integración de energías renovables, eficiencia energética y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Unión Energética posee como trabajo central el desarrollo de la Iniciativa de Diseño de Mercado (MDI, por su sigla en inglés de *Market Design Initiative*), que busca proveer un marco regulatorio a los estados miembros que permita la transición energética.

En este contexto, el 30 de Noviembre del 2016 fue publicada la “Propuesta de Regulación del Parlamento Europeo y del Consejo para el Mercado Interno de Electricidad”, en las que se indica para los sistemas de almacenamiento [13]:

- Se explicita que el sistema eléctrico se encuentra en una transición hacia un futuro donde se puedan utilizar todos los recursos disponibles que den flexibilidad al sistema, en particular la respuesta de demanda y el almacenamiento de energía.
- Se indica que las tarifas de las redes deben ser aplicadas de una manera que no discrimine entre la generación conectada a nivel de distribución ni a la que está conectada a nivel de transmisión, ni positiva, ni negativamente. Esto con el fin de no crear barreras a los sistemas de almacenamiento ni a la respuesta de la demanda.
- Las normativas del mercado deben proveer incentivos apropiados a la generación, sistemas de almacenamiento, eficiencia energética y respuesta de demanda de manera de asegurar la seguridad de suministro.
- Toda la generación, almacenamiento y recursos de la demanda deberá participar en igualdad de condiciones en el mercado eléctrico.
- El mercado de balance deberá organizarse de manera de asegurar una no discriminación efectiva entre los distintos participantes del mercado, tomando en consideración al almacenamiento de energía, fuentes de generación renovable variable y el respuesta de la demanda.
- Los operadores del mercado deberán disponer de productos de tamaño lo suficientemente pequeño, de 1MW o menos, para permitir la participación efectiva de los

sistemas de almacenamiento, respuesta de demanda y renovables de pequeña escala. Al primero de Enero del 2025, el periodo de ajuste de desbalances será de 15 minutos en todas las áreas de control.

- El mercado de los servicios para el redespacho debe estar abierto a los sistemas de almacenamiento.
- Se realizará una planificación de cambios al sistema eléctrico cada año, considerando un horizonte de diez años, tomando en cuenta los sistemas de almacenamiento y sus posibilidades de contribución en flexibilizar la operación del sistema.
- Se crea una nueva unidad coordinadora encargada de la distribución y se especifica que una de sus tareas será la integración de energías renovables, generación distribuida y sistemas de almacenamiento.

Como propuesta aún está siendo sometida a discusión, por lo que no existen aún los reglamentos que deberán detallar los mecanismos de pago de los sistemas de almacenamiento ni la forma de los incentivos a la inversión. Sin embargo, entrega una línea clara respecto a la visión a futuro a la que apunta la Unión Europea, matriz de generación principalmente renovable, promoción de la generación distribuida, de la respuesta de demanda y del apoyo de los sistemas de almacenamiento en la integración de estos a la red.

Caso California

California es un líder mundial en integración de energías renovables, reducción de gases de efecto invernadero e implementación de sistemas de almacenamiento de energía. En la actualidad presenta una de las metas más ambiciosas en este tema a nivel mundial, consistentes en un 50% de energías renovables para el 2030 y una reducción del 40% de los gases de efecto invernadero para ese mismo año. Es por ello que ha impulsado la integración de los sistemas de almacenamiento mediante el desarrollo de una hoja de ruta elaborada el 2014, que indicaba los desafíos a asumir en planificación, regulación e infraestructura para maximizar el valor de la tecnología de almacenamiento de energía [14].

La actual regulación de California indica lo siguiente respecto a los sistemas de almacenamiento [15]:

- Se consideran los sistemas de almacenamiento en el análisis de soluciones frente a requerimientos de aumento de la confiabilidad en el proceso de planificación de la transmisión.
- El operador del sistema debe calcular cada año la Capacidad Flexible Efectiva, en la que se cuenta: (1) la potencia que el almacenamiento que no entrega servicios de regulación de energía puede entregar por tres horas o más, proveyendo de rampa constante y (2) para almacenamientos que proveen de regulación de energía se calcula según la potencia que pueden aportar durante 15 minutos.
- Proveer Capacidad Flexible es un servicio planificado mensualmente en cada área local. Se utiliza para proveer de rampas de potencia, reserva de energía frente a contingencias, seguimiento de la demanda en tiempo real. Se considera en la planificación los distintos actores que pueden proveer de este recurso y se selecciona la tecnología más adecuada para cada requerimiento específico.
- La Capacidad Flexible debe ser ofertada por cada proveedor por el monto total de su capacidad en el mercado del día anterior para servicios programados y en el mercado diario para ajustes de energía en tiempo real. La oferta debe indicar el tramo horario de disponibilidad. Los sistemas que participan en la regulación de energía deben realizar ofertas por regulación en el tramo horario de 5am a 10pm.

Se especifican mayormente los servicios en los que pueden participar los sistemas de almacenamiento hidráulico de bombeo, así también como las consideraciones especiales para su despacho y la valorización de sus costos asociados.

Caso Chileno

En la actualidad la regulación de los sistemas de almacenamiento, sin considerar el hidráulico por bombeo, se encuentra en el desarrollo de sus reglamentos. El concepto de sistemas de almacenamiento se agregó a la Ley General de Servicios Eléctricos con las modificaciones (20,018) incluidas en la Ley de Transmisión (20,936), la que:

- Añade a quien explote estos sistemas en el requerimiento de constituir una sociedad con domicilio en el país.
- Incluye a los sistemas de almacenamiento dentro de la categoría “coordinados”, es decir, que están obligados a sujetarse a la coordinación del sistema efectuada por el Coordinador.
- Se especifica que el reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados según su tecnología, disponibilidad u otros aspectos técnicos.
- Se determina que los retiros efectuados por el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales.

Esto deja la regulación de la tarificación y operación a cargo del reglamento. Se está trabajando en tres reglamentos para la aplicación de esta ley: (1) Reglamento de Servicios Complementarios, (2) Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional y (3) Reglamento de los Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión.

Capítulo 3

Situación Actual Línea San Javier - Constitución

3.1. Introducción

Constitución es una ciudad de 46 mil habitantes ubicada en la costa de la Región de Maule. Su principal actividad económica es la industria forestal, encontrándose aquí la principal planta de celulosa del país. La Región del Maule cuenta con un parque generador de 27 centrales, con una capacidad instalada total de 1821[MW]¹, casi en su totalidad hidráulicas de embalse y pasada [17]. La principal subestación de la región es la subestación Ancoa. La Región del Maule queda ubicada en el actual Sistema Eléctrico Nacional y, a su vez, en el sistema de transmisión zonal E, el más extenso del país. La línea que conecta Constitución con el Sistema Eléctrico Nacional es la línea San Javier – Nirivilo – Constitución en 66[kV], propiedad de Transelec. Tiene una capacidad de transmisión nominal de 27,9[MW] y un largo de 76,9[km]. La disposición aproximada del sistema de transmisión de la región se puede observar en la Figura (3.1)².

¹Energía Abierta, datos a Septiembre de 2017.

²Fuente: detalle del Mapa del Sistema eléctrico Nacional, elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional



Figura 3.1: Mapa del sistema de transmisión de la Región del Maule, disponible en el sitio del Coordinador Eléctrico Nacional.

3.1.1. Demanda

La demanda a abastecer por el alimentador se obtiene mediante los datos de retiros en la Barra de Constitución, en intervalos horarios. Se analizará para esta entrega la información de los años 2015 y 2016. En este periodo, existen cuatro clientes con retiros registrados en esa barra:

- Aserraderos Arauco Planta Viñales: Planta ubicada en la costa de Constitución, dedicada al corte y dimensionamiento de madera, a partir de la materia prima forestal proveniente principalmente de las plantaciones de la empresa.
- Celulosa Arauco Planta Constitución: Principal planta procesadora de la empresa Arauco y Constitución. Su principal proceso es la extracción de la celulosa de la madera para la elaboración de papel.
- Emelectric: Empresa distribuidora.
- Luz Linares: Empresa distribuidora.

Los retiros totales horarios en la barra durante el año 2015³ se puede observar en la Figura (3.2) y del 2016 en la Figura (3.3). A los gráficos horarios anuales se les

³Gentileza de la Comisión Nacional de Energía.

agrega marcadores verticales de líneas discontinuas que indican los cambios de meses para facilitar su inspección. En estas, se puede observar que la magnitud de los retiros totales horarios se mantienen principalmente entre el rango de 5[MW] y 22[MW]. El valor máximo en ambos años fue de 26.5570[MW], en Diciembre del 2015. Esto indica que, si el alimentador se usara solamente para el abastecimiento de la demanda de esta barra, no habría alcanzado en ninguna hora dentro del periodo su límite de transmisión.

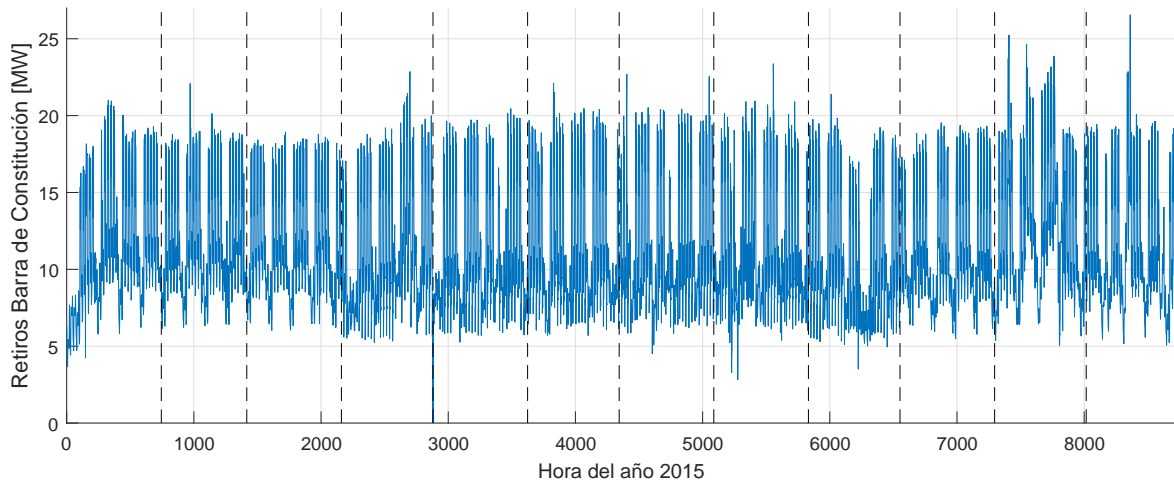


Figura 3.2: Retiros totales de energía en la barra de Constitución durante el año 2015, en intervalo de muestreo horario.

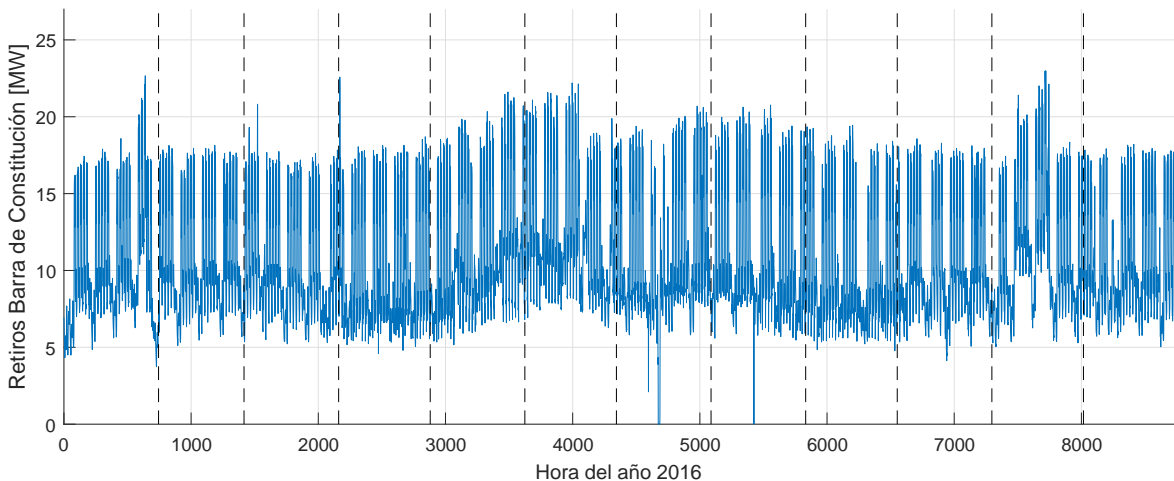


Figura 3.3: Retiros totales de energía en la barra de Constitución durante el año 2015, en intervalo de muestreo horario.

En las Figuras (3.4) y (3.5) se muestra el detalle de la participación de cada cliente

en el total de los retiros horarios de los años 2015 y 2016, respectivamente. En estas figuras se observa que la empresa Arauco, que incluye el aserradero y la planta de celulosa, presenta la mayor parte del año retiros nulos. Esto se debe a que la empresa cuenta con centrales en sus instalaciones, las que permiten el autoabastecimiento de los consumos de la empresa. Se tiene entonces que los retiros son realizados casi en su totalidad por las empresas distribuidoras.

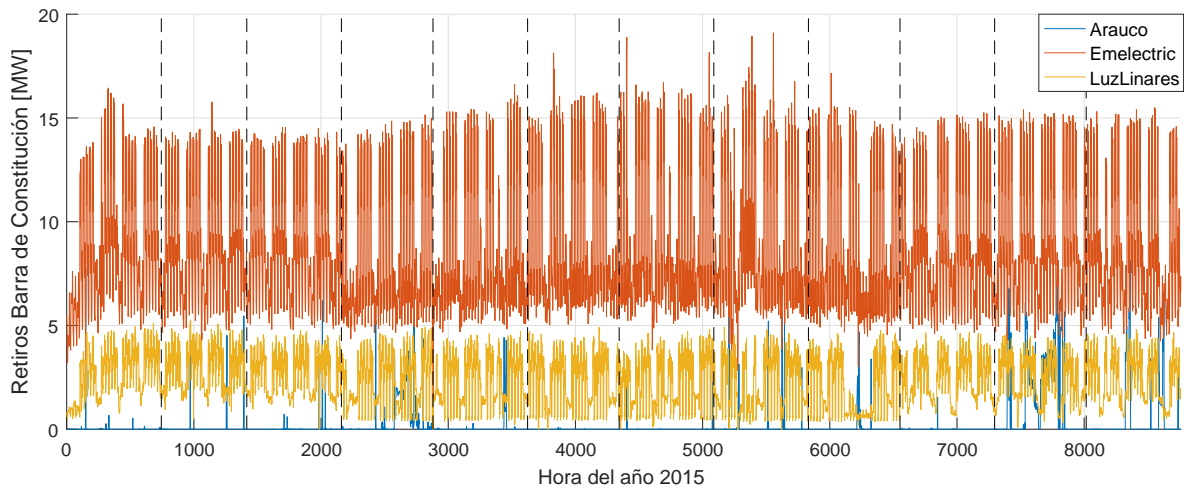


Figura 3.4: Retiros de energía separados por cliente en la barra de Constitución durante el año 2015, en intervalo de muestreo horario.

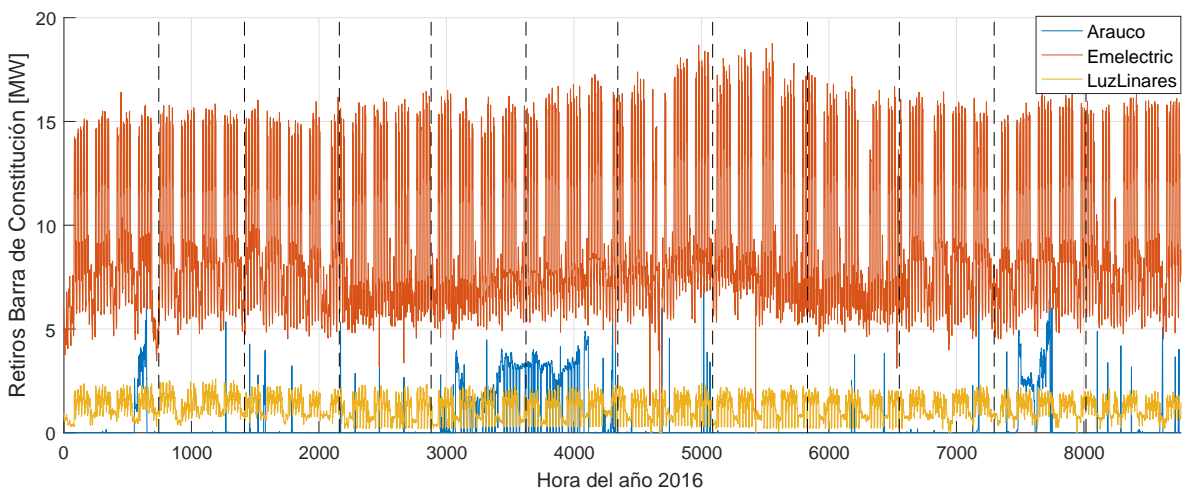


Figura 3.5: Retiros de energía separados por cliente en la barra de Constitución durante el año 2016, en intervalo de muestreo horario.

3.1.2. Generación

La generación presente en el alimentador se concentra en su totalidad en la zona de Constitución. En la Tabla (3.1) se listan las centrales instaladas y algunas de sus características. De esta se puede obtener que la capacidad de generación instalada sufre un fuerte aumento a mediados del año 2013 con el ingreso de la central Viñales, de 22[MW] de potencia nominal. Esto hace que hacia el 2013 Constitución tenga una capacidad instalada de 45[MW], y hacia el 2017 acumule un total de 51,02[MW].

Tabla 3.1: Centrales de generación instaladas en San Javier, Nirivilo y Constitución, ordenadas por su fecha de puesta en servicio.

Central	Propietario	Fecha	ERNC	Combustible	Pn [MW]
Celco	Arauco Bioenergía	01.01.1996	Si	Biomasa	8
Constitución 1	ElektraGen	06.06.2007	No	Diésel	9
Maule	ElektraGen	07.06.2007	No	Diésel	6
Viñales	Arauco Bioenergía	01.07.2013	Si	Biomasa	22
Raso Power	Raso Power	01.04.2016	No	Diésel	2.68
Raso Power (1)	Raso Power	26.05.2017	No	Gas Natural	2
Raso Power (2)	Raso Power	09.06.2017	No	Diésel	1.34

Se pueden ubicar las centrales en la Figura (3.6), que muestra el diagrama unilineal, actualizado al 2016, del circuito entre la S/E San Javier hasta la S/E Constitución [18], mostrando que la conexión de las centrales Viñales y CELCO se realiza en la barra de 66[kV] y las centrales de ElektraGen inyectan en la barra de 23[kV] de la subestación. Se observa además que no existen inyecciones ni en la S/E Nirivilo ni en la S/E San Javier. No aparecen las centrales Raso Power debido a que para la fecha del documento aún no se conectaban.

Para el estudio de la generación, se cuenta con los datos de generación horaria de las centrales durante el periodo 2012-2016 [19]. En la Figura (3.7) se muestran los valores de generación media diaria en el periodo, en donde destaca dentro del primer año el ingreso de la Central Viñales durante el 2012, antes de eso, dentro de los primeros 180 días del tramo analizado, las inyecciones en la barra no superaban los 10[MWh] promedio diario.

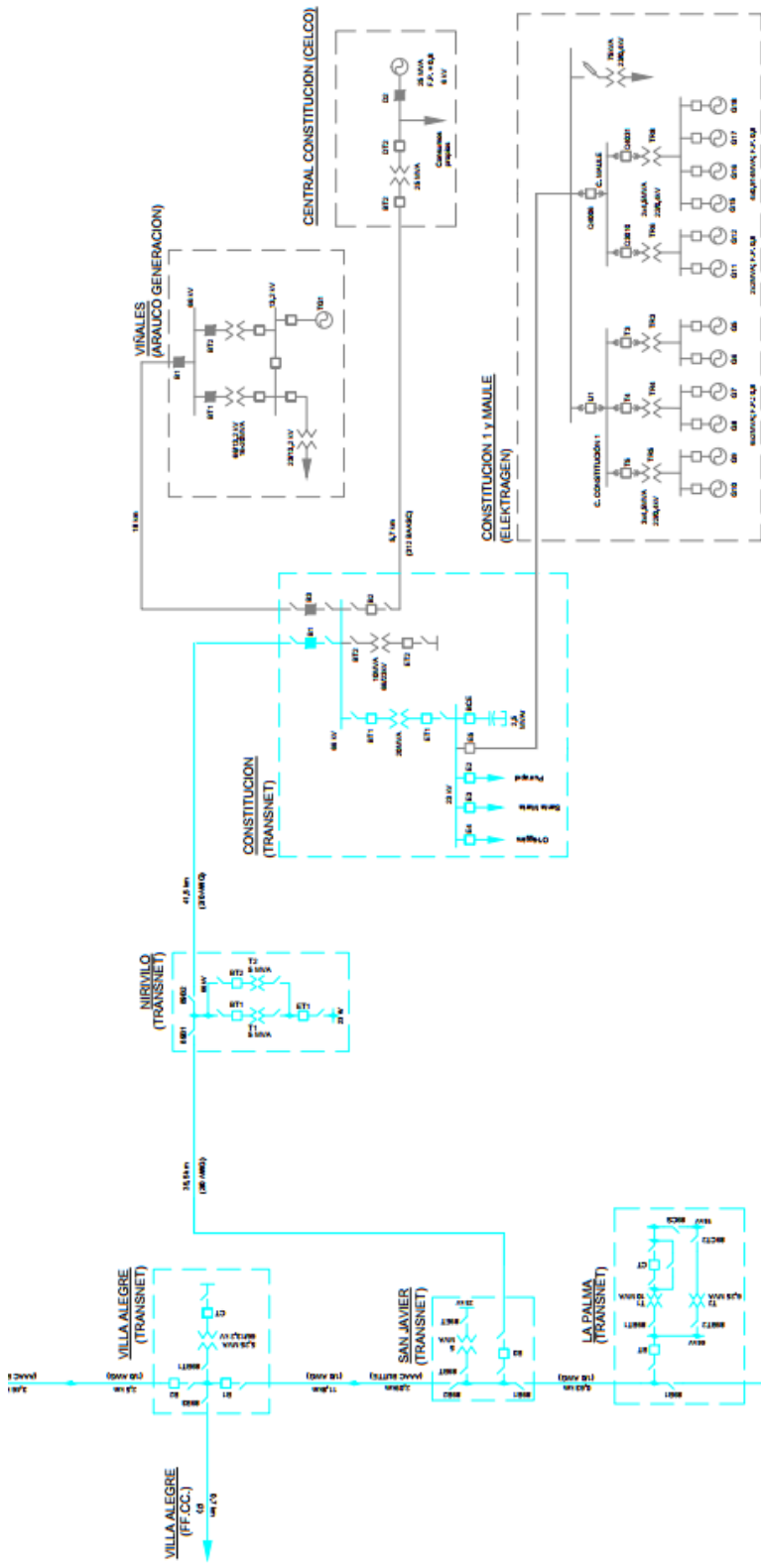


Figura 3.6: Detalle del Diagrama Unilineal del circuito que va desde la S/E San Javier hasta la S/E Constitución, actualizado al 2016.

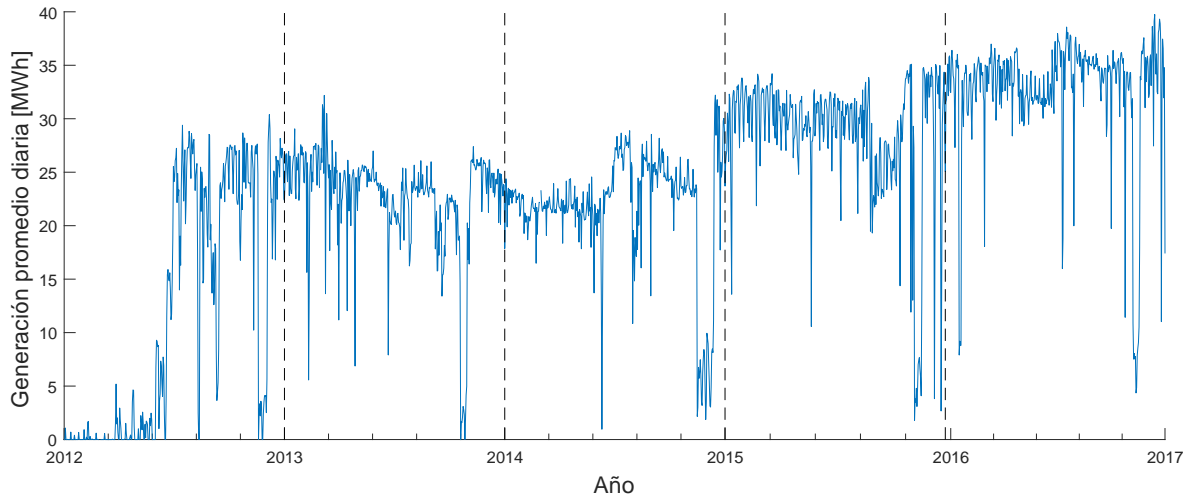


Figura 3.7: Generación total media diaria en el periodo 2012-2016 en las centrales conectadas a la S/E Constitución.

Entre los días 200 y 1000 del periodo, correspondientes a parte del año 2012 y los años 2013 y 2014, se observa cierta periodicidad en la generación, manteniendo sus valores punta entre 25 y 30[MWh]. A finales de 2014 entra en funcionamiento la central Arauco Biomasa (CELCO), con lo que en los últimos 800 días del periodo, correspondientes a los años 2015 y 2016, se observa una tendencia al crecimiento del valor medio de generación diario, en donde se presentaron valores peak 10[MWh] más altos que el periodo 2012-2014, alcanzando la primera semana de diciembre de 2016 los 39,75[MWh].

En la Figura (3.8) se muestra el detalle de la generación horaria de cada año dentro del periodo, con marcadores mensuales. A cada gráfico se le ha añadido una línea que marca la potencia de transferencia máxima de la línea de transmisión, de manera de comparar este valor con la generación inyectada en la S/E Constitución y, además, facilitar la comparación de magnitudes entre los distintos años del periodo, sin embargo, que la generación sobrepase el límite de transmisión de potencia de la línea no implica que el flujo por la línea sea necesariamente mayor al permitido, sino que falta aún considerar la demanda en la ciudad.

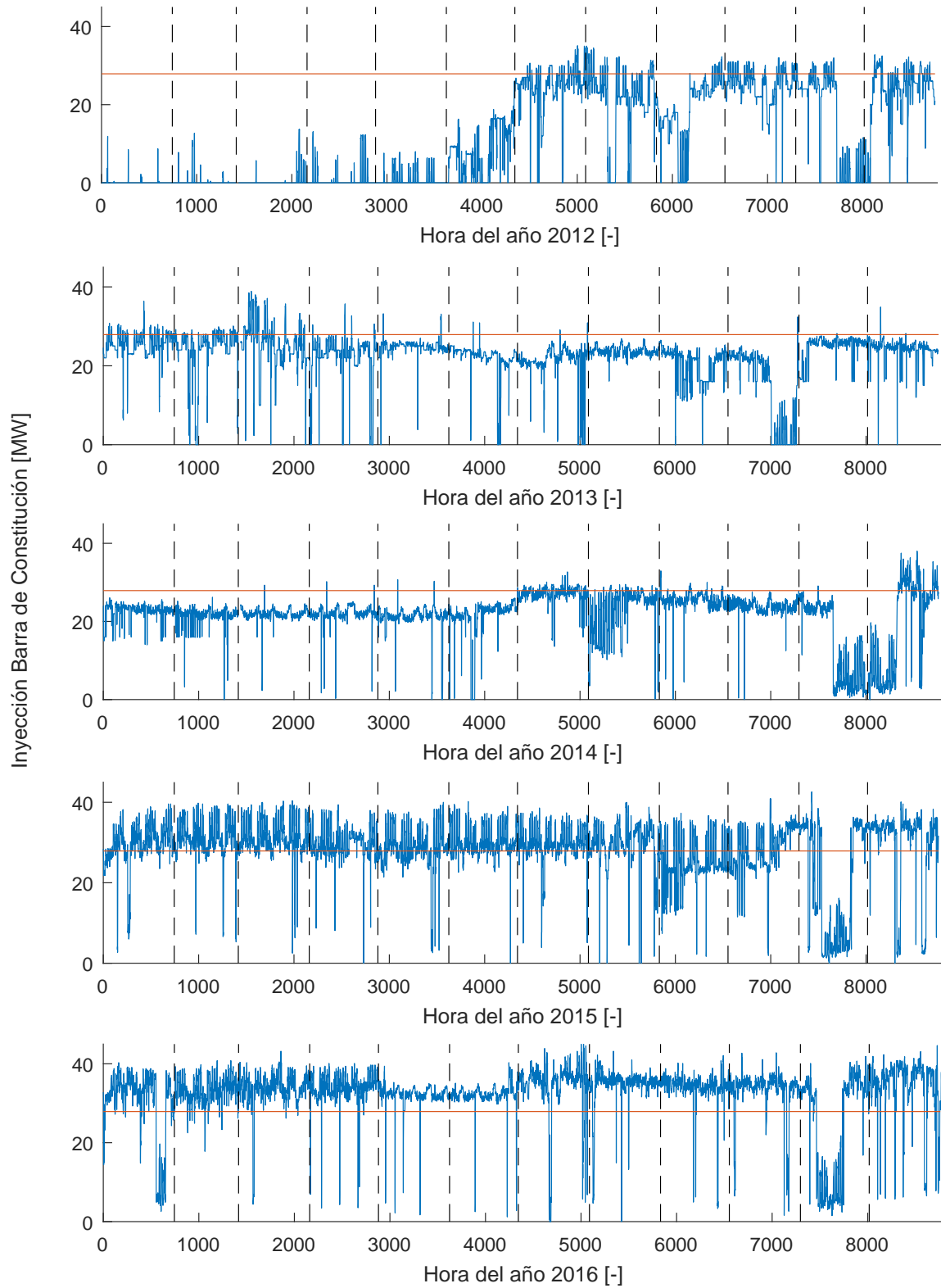


Figura 3.8: Generación horaria total en la barra de Constitución, organizada por año, en el periodo 2012-2016.

3.1.3. Flujos

Una vez obtenidos los datos de generación y retiro en la barra de Constitución se puede obtener el flujo hacia el alimentador, según la Ecuación (3.1). Si el resultado indica un flujo positivo, quiere decir que el flujo será con dirección Constitución-Nirivilo-San Javier, es decir, Constitución genera energía hacia el SEN, y si fuese negativo el flujo iría en dirección San Javier-Nirivilo-Constitución, es decir, el Sistema Eléctrico Nacional abastece de energía Constitución.

$$Flujo = Generacion - Retiros \quad (3.1)$$

El flujo de los años 2015 y 2016 se pueden observar en las Figuras (3.9) y (3.10), en las que se agrega la línea indicadora del límite de transferencia de potencia de la línea de transmisión. Se observa que durante el año 2015 se sobrepasa este límite en pocas ocasiones, sin embargo, durante el año 2016 se traspasa en un gran número de ocasiones, incluso existen 5 meses en que se traspasa casi cada día.

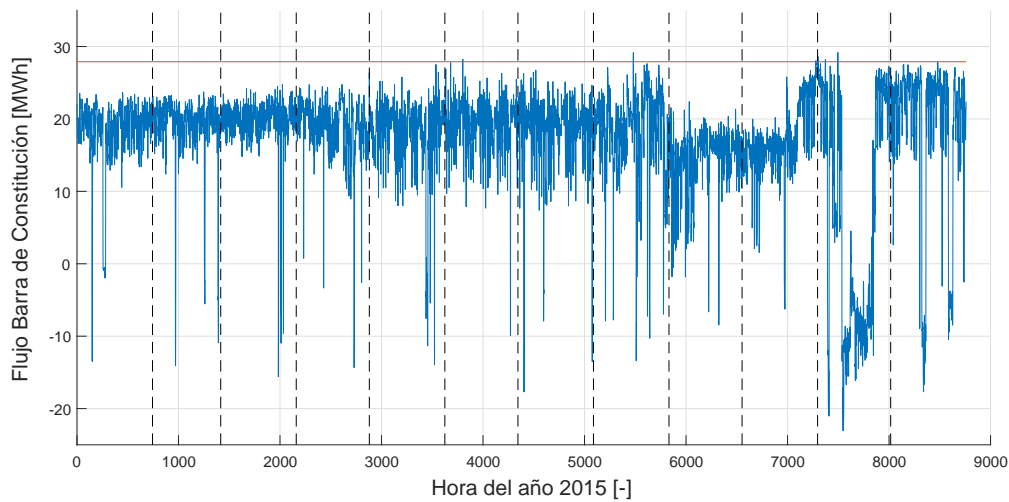


Figura 3.9: Flujo medio horario en el tramo Constitución-Nirivilo durante el 2015.

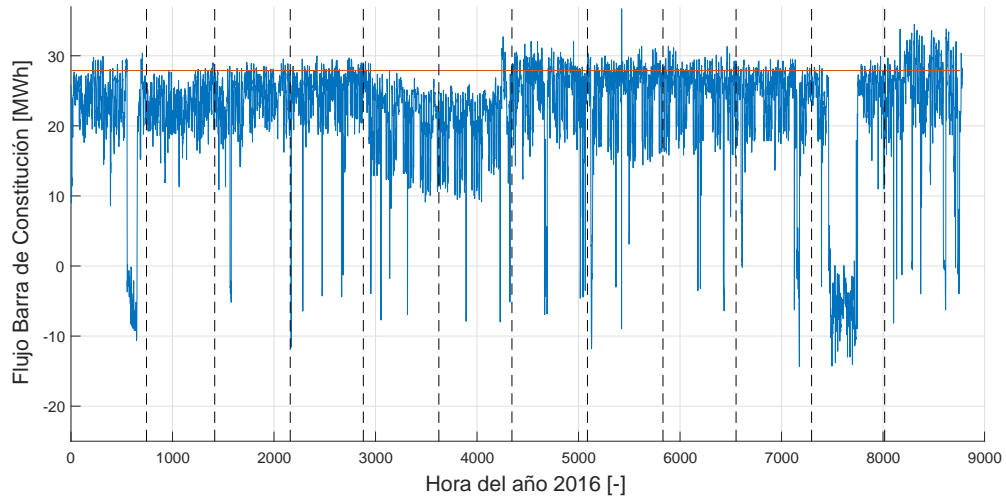


Figura 3.10: Flujo medio horario en el tramo Constitución-Nirivilo durante el 2016.

3.1.4. Costos Marginales

Sobrepasar los límites de transmisión de una línea implica que existe congestión en dicho alimentador, lo que se traduce en que se restringe la transmisión y con esto, se producen desacoples de costos marginales.

En la Figura (3.11) se presentan los valores de costo marginal (CMg) en las barras de Constitución, en azul, y de San Javier, en rojo. El cálculo de estos costos marginales está definido como [20]:

$$CMg_{barraX} = CMg_{barraRef} * f_p \quad (3.2)$$

Esto quiere decir que el cálculo de costos marginales en cada barra del Sistema Interconectado Central es una proporción del costo marginal de una barra de referencia, y el factor de proporcionalidad está dado por un factor de penalización que representa las pérdidas entre la barra a calcular y la barra de referencia. El factor de penalización no es un valor único, sino que varía dependiendo de la hora y el grado de carga del sistema [20]. Esto implica que los costos marginales de cada barra son distintos entre sí siempre que exista un flujo, y por ende pérdidas, entre ellas.

Se observa en la Figura (3.11) que, como se esperaba, dado que siempre que existen

pérdidas, los valores de costos marginales de ambas barras son similares, pero no iguales, la mayor parte del tiempo. Además se observan claramente horas en que se producen desacoples de precios, en donde el CMg de la barra de Constitución deja de seguir al de San Javier y se eleva a un valor relativamente fijo.

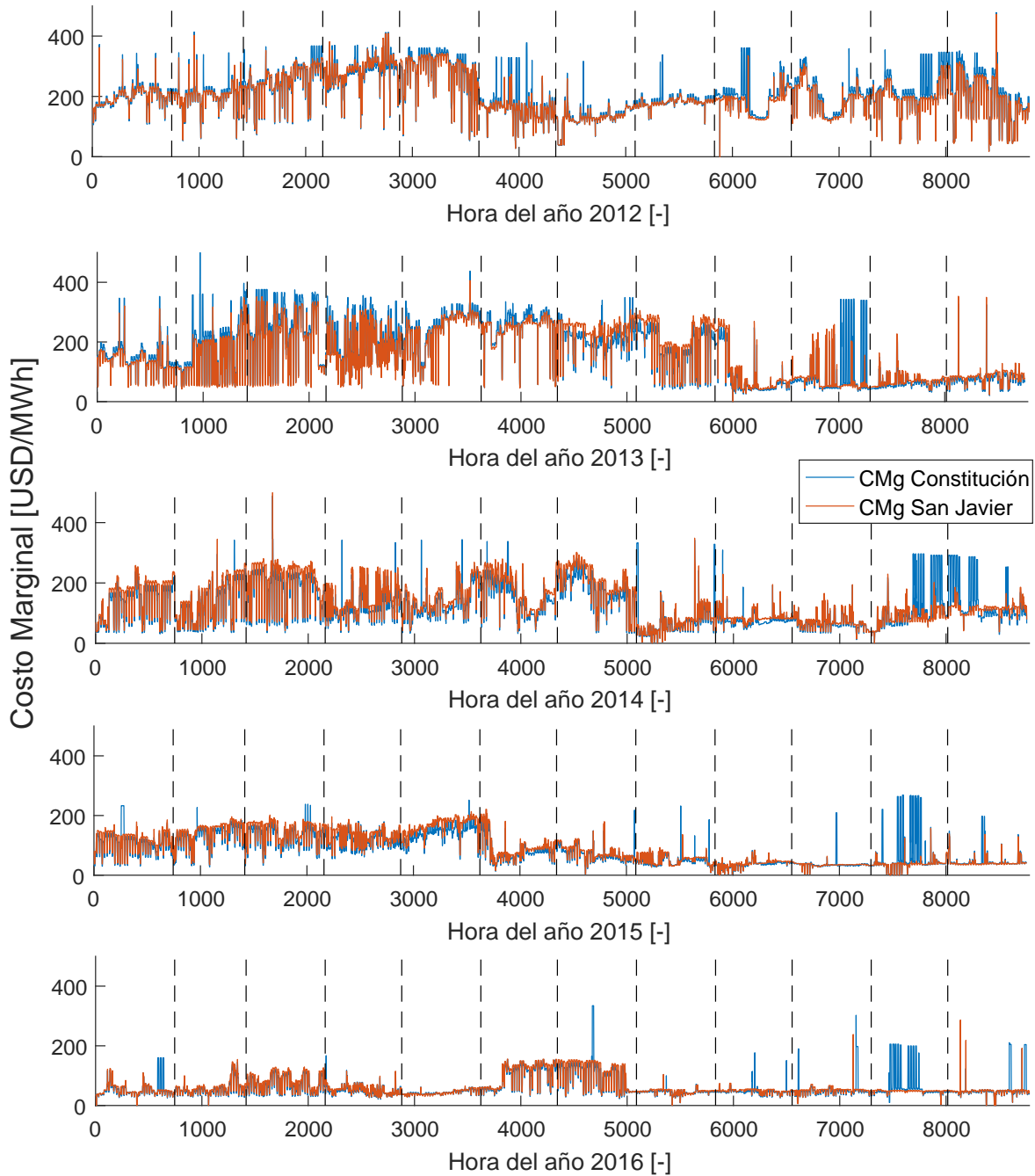


Figura 3.11: Costos marginales horarios en las barras de Constitución y San Javier.

3.2. Descripción del Problema

Se revisa la ocurrencia de desacoples en costos marginales y se grafica en conjunto con el flujo por el alimentador, indicando el límite de transmisión. Esto se muestra en las Figuras (3.12) y (3.13), en donde se han añadido marcadores rojos a los gráficos de flujo en las horas donde se producen los desacoples.

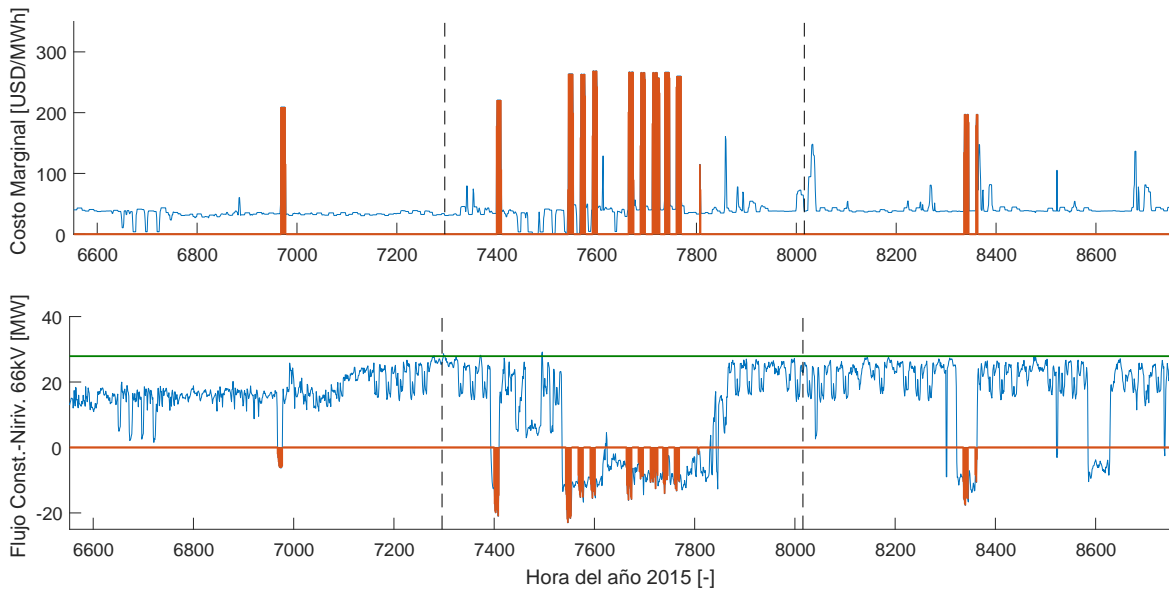


Figura 3.12: Comparación entre costos marginales y flujo en Constitución-Nirivilo, con marcadores rojos en las horas con desacoples de precios entre ambas barras durante el 2015.

De estas dos figuras, se puede observar con claridad que los desacoples no se producen en horas en que existe un flujo mayor al permitido por el alimentador, sino por el contrario, la barra de Constitución se desacopla en costos marginales cuando justamente el flujo por la línea posee capacidad de transmisión. También se observa que hay relación entre desacoples y el flujo inverso por el alimentador, es decir, los costos marginales se desacoplan cuando la energía viene desde el Sistema Eléctrico a abastecer la demanda de Constitución.

Dado que se observan desacoples cuando cae el flujo, y el CMg de Constitución se eleva a valores en torno a los 200[USD/MWh]. Se presume que en esas horas sale del despacho la única central con más de 20[MW], Viñales, y que ingresa alguna de las centrales diésel, la que marcaría el valor de costo marginal de la barra Constitución.

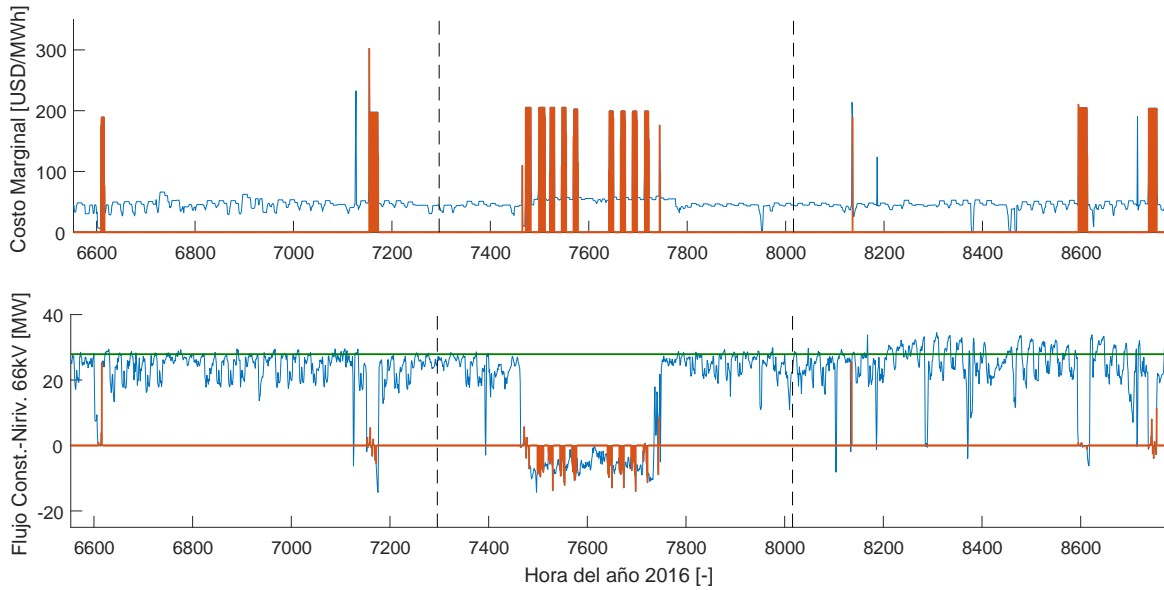


Figura 3.13: Comparación entre costos marginales y flujo en Constitución-Nirivilo, con marcadores rojos en las horas con desacoplos de precios entre ambas barras durante el 2016.

Para estudiar esta posibilidad se elaboran las Figuras (3.14) y (3.15), que contienen gráficos del detalle de generación horaria durante los años 2015 y 2016, respectivamente, de cada central conectada en Constitución. En estas, se observa la generación de la central en rojo y se han añadido marcadores azules indicando las horas de desacople.

De estas Figuras se observa que durante los dos años, los desacoplos de CMg entre las barras se producen cuando la Central Viñales sale de operación, y que en estos tramos ingresan las centrales Constitución 1 y Maule, ambas propiedad de ElektraGen y con unidades diésel.

3.2.1. Análisis de estabilidad de tensión

El ingreso de centrales con alto costo variable, como son las unidades diésel, en circunstancias que el costo variable del sistema, considerado aquí como el de San Javier, se encuentra en valores muy inferiores solamente se explica por la existencia de alguna restricción mínima de generación por tensión.

Para evaluar esta situación se realizará un análisis de estabilidad de tensión en la línea. Usando criterio de largo de línea [24], y dado que el largo de la línea es inferior

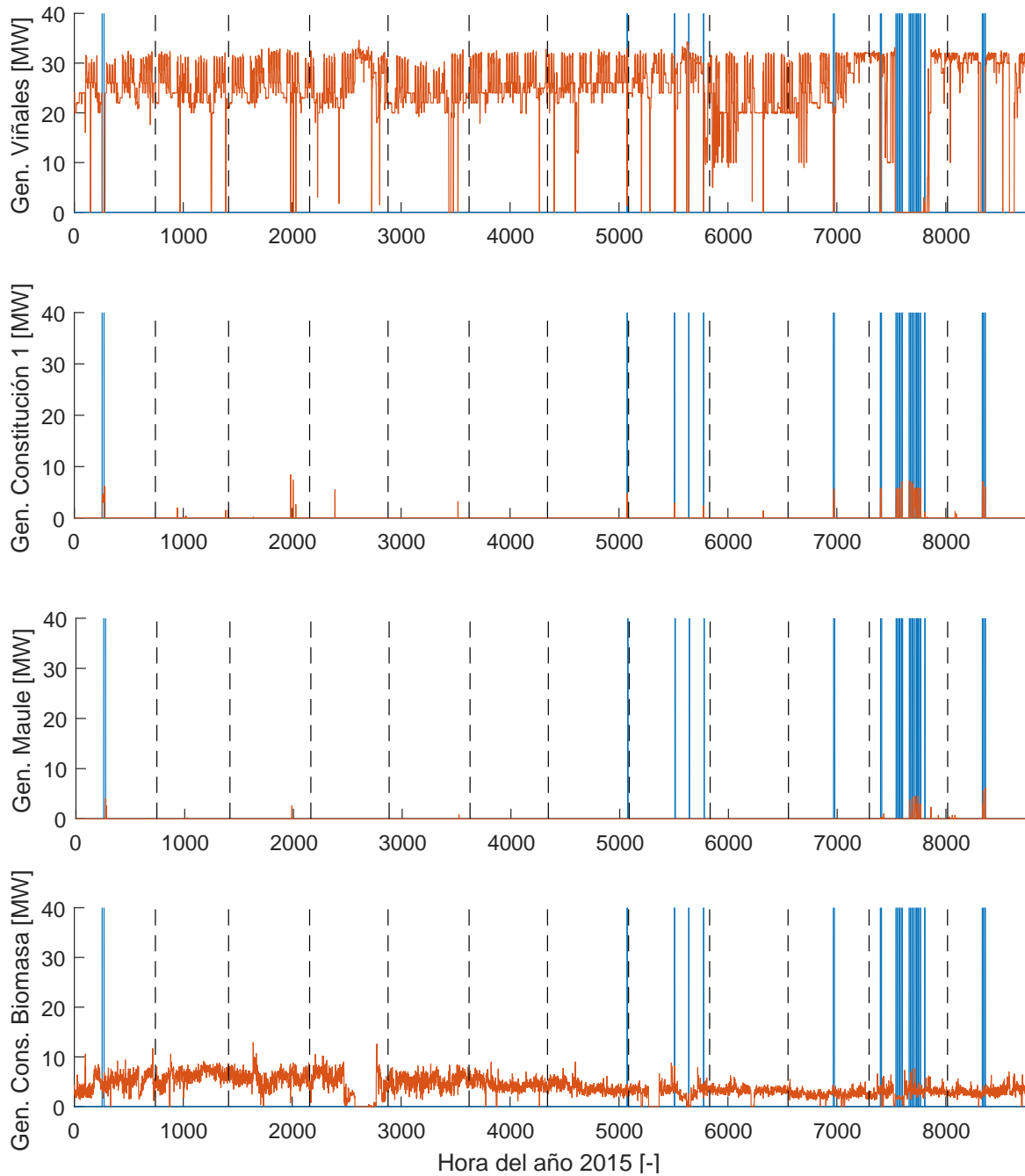


Figura 3.14: Detalle de la generación por central en la barra de Constitución con marcadores azules en las horas de desacople de precios durante el 2015.

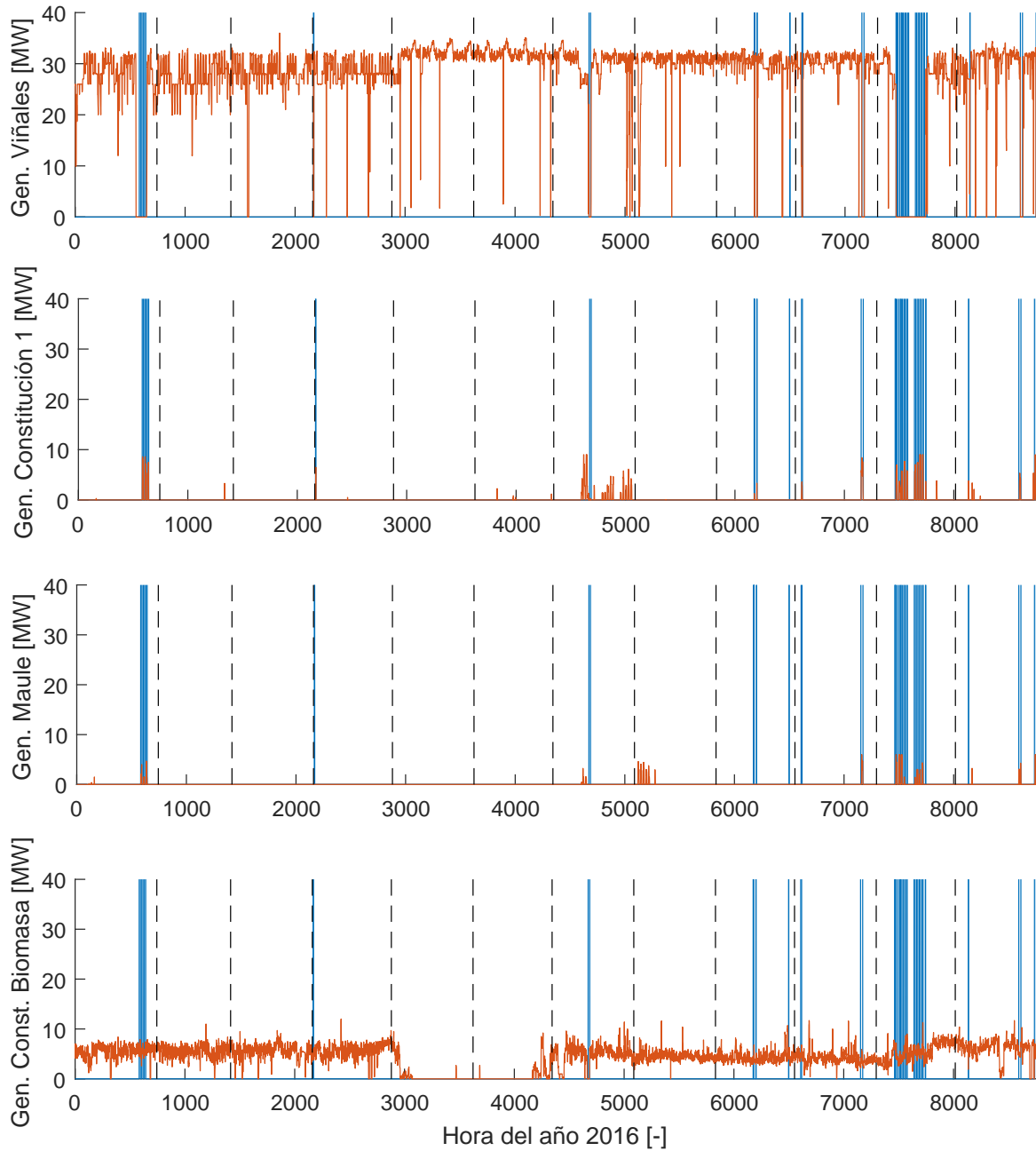


Figura 3.15: Detalle de la generación por central en la barra de Constitución con marcadores azules en las horas de desacople de precios durante el 2016.

a 80[km], se considerará el modelo de línea corta para representar el alimentador desde San Javier 66[kV] hasta la barra de Constitución 66[kV], como puede observarse en el diagrama simplificado de la Figura (3.16). Dado que los retiros se realizan en la barra de Constitución 23[kV], para el análisis de estabilidad se deberá considerar la impedancia del transformador, también representado en la Figura (3.16).

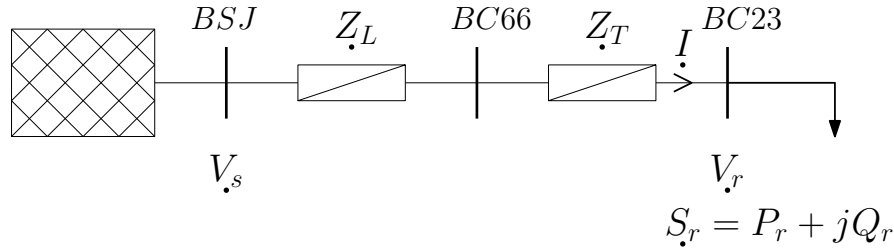


Figura 3.16: Circuito equivalente de línea corta para el análisis de estabilidad de tensión.

$$\begin{aligned} V_r &= (0,97/\delta) [pu] & Z_L &= (0,8144/\underline{53,54}) [pu] \\ V_s &= (1/0) [pu] & Z_T &= (0,5125/\underline{87,34}) [pu] \end{aligned} \quad (3.3)$$

Donde:

- P_r : potencia activa requerida en la barra de Constitución.
- Q_r : potencia reactiva requerida en la barra de Constitución.
- V_s : tensión nominal de barra San Javier.
- V_r : tensión mínima en la barra de Constitución dentro de norma.
- Z_L : impedancia de la línea.
- Z_T : impedancia del transformador.

Los valores mostrados del circuito están en sistema por unidad en base 66[kV] y 100[MVA]. El valor de impedancia de línea fue obtenido desde los datos registrados en Infotécnica [22].

Definiendo a la barra de Constitución como carga, la referencia de corriente es en sentido desde San Javier hacia Constitución, con esto se tienen las siguientes expresiones obtenidas a partir de la ecuación potencia ángulo [24]:

$$P_r = \frac{|V_r||V_s|}{|Z_{Tot}|} \cos(\delta + \theta_{Tot}) - \frac{|V_r|^2}{|Z_{Tot}|} \cos(\theta_{Tot}) \quad (3.4)$$

$$Q_r = \frac{|V_r||V_s|}{|Z_{Tot}|} \text{sen}(\delta + \theta_{Tot}) - \frac{|V_r|^2}{|Z_{Tot}|} \text{sen}(\theta_{Tot}) \quad (3.5)$$

Donde:

$$Z_{Tot} = (1,2725/66,49)[pu] \quad (3.6)$$

Debido a que el valor resistivo de la línea es del mismo orden de magnitud que su reactancia, no se puede realizar la simplificación de línea sin pérdidas. Se sabe que el límite de variación de tensión para líneas de 66[kV] es de 0,93 y 1,07[pu]⁴. También se conoce que el factor de potencia de la carga para clientes libres y regulados, en tensión de 66[kV], se debe encontrar entre 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo⁵. Con estos parámetros se grafica la relación entre potencia activa de la carga de Constitución y la tensión en la barra, según la Ecuación (3.4), para distintos valores de factor de potencia. Este gráfico se observa en la Figura (3.17)

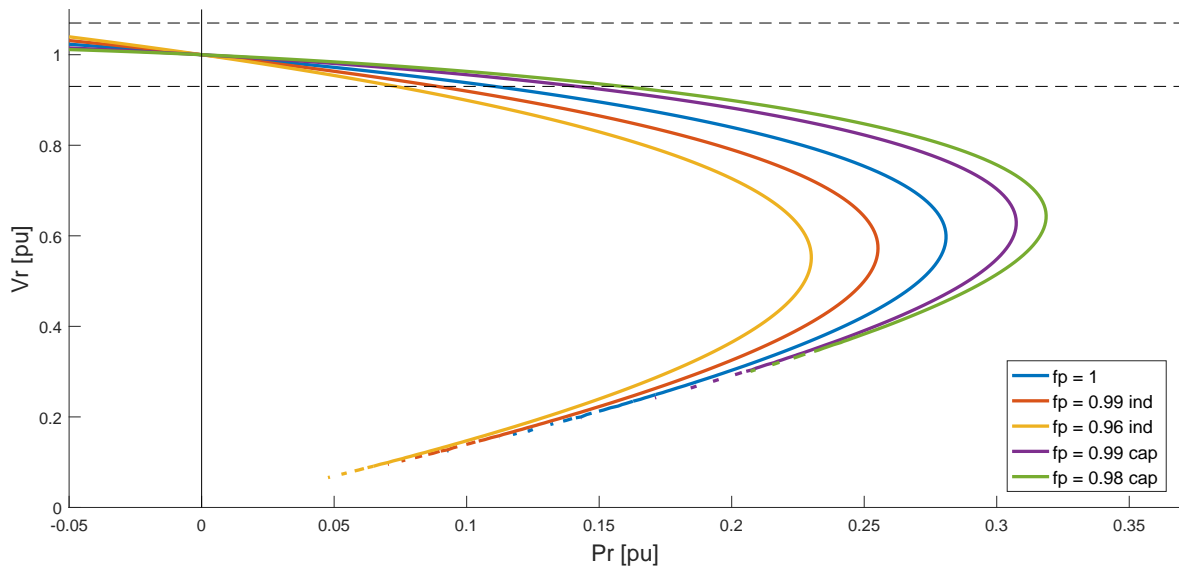


Figura 3.17: Curvas de tensión en barra de Constitución versus potencia activa requerida, en sistema por unidad.

Se observa en la Figura (3.17) que a medida que el factor de potencia se hace más

⁴Artículo 5-24, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

⁵Artículo 5-22 y 5-23, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

capacitivo aumenta la capacidad de transmisión de potencia manteniendo la tensión dentro de valores normados. Se tiene que los retiros corresponden mayoritariamente a clientes regulados, de los que no se tiene información respecto al factor de potencia de operación. Es por esto que se considerará el peor de los casos, es decir, que los retiros se realicen en el peor caso dentro de norma, que sería con factor de potencia 0,96 inductivo. En la Figura (3.18) se observa una ampliación de la zona que se encuentra dentro de los rangos de tensión normados. De estas curvas se obtiene que el límite de potencia activa a abastecer desde San Javier es poco más de 7[MW] cuando presenta un factor de potencia de 0,96 inductivo.

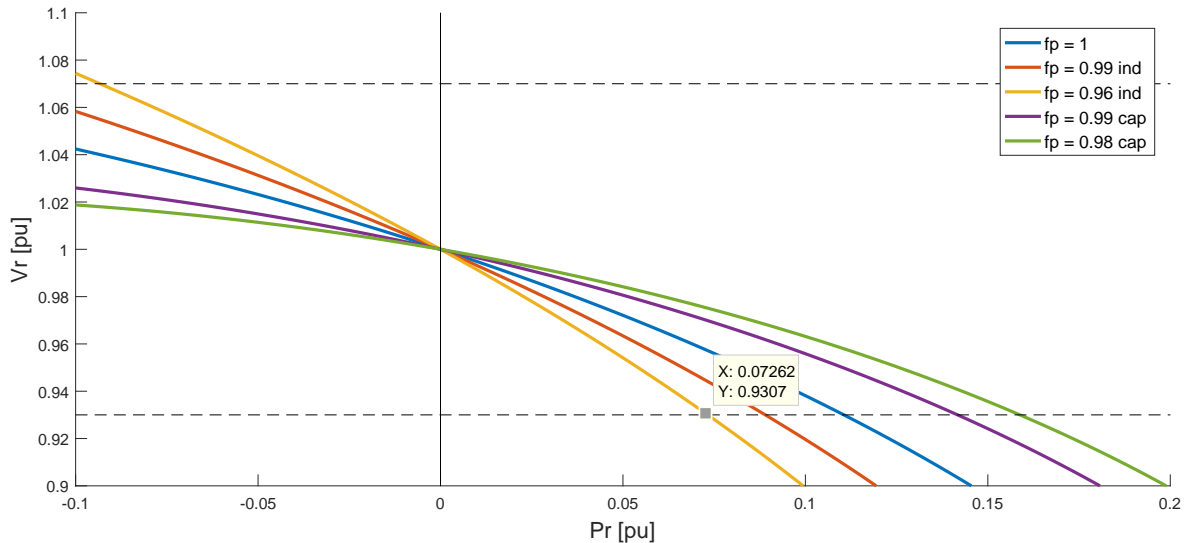


Figura 3.18: Ampliación de curvas de tensión en barra de Constitución versus potencia activa requerida, en sistema por unidad.

Cabe destacar que actualmente la SE Constitución posee un banco de condensadores conectado a la barra de 23[kV], como puede observarse en el diagrama unilineal de la subestación, en el Anexo A. Este banco tiene una capacidad de 2,4[MVAr] en tres pasos de 0,8[MVAr] cada uno⁶. La inyección de reactivos modifica los límites de potencia a transferir admisible, como se muestra en la Figura (3.19). Se observa que la potencia a transmitir manteniendo niveles de tensión adecuados aumenta de poco más de 7[MW] a 10[MW].

En la Figura (3.20) se observan nuevamente los retiros totales horarios del 2015 y

⁶Datos Técnicos Banco de Condensadores, Infotécnica. Diciembre 2017.

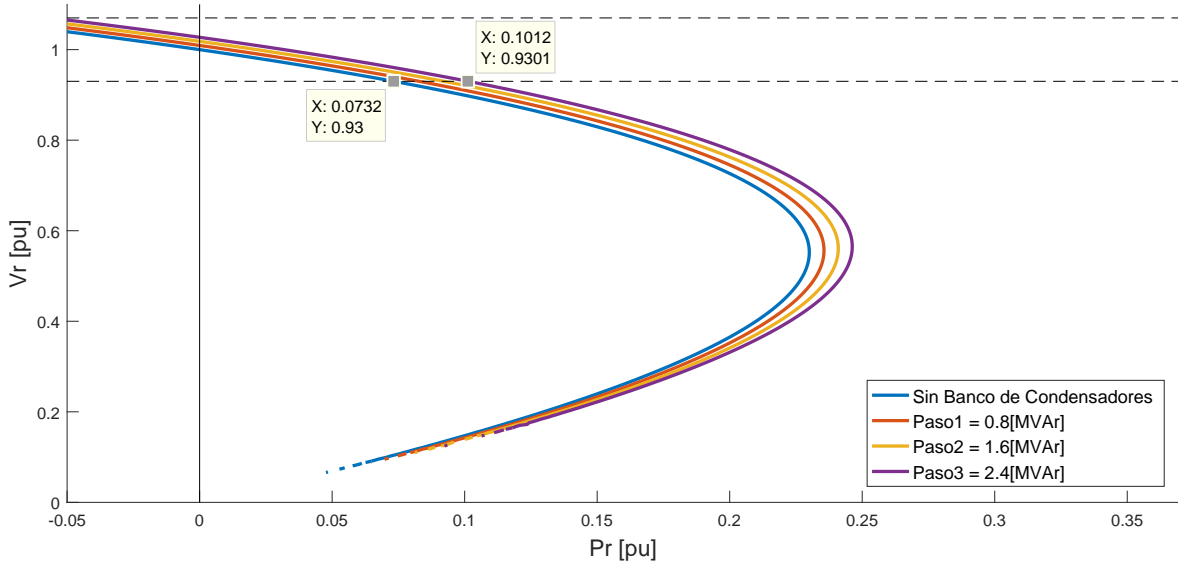


Figura 3.19: Curvas de tensión en barra de Constitución versus potencia activa requerida en sistema por unidad, considerando potencia demandada con $f_p=0,96$ inductivo y el efecto de cada paso del banco de condensadores existente.

2016, esta vez con una línea indicadora del límite de carga obtenido considerando la inyección de reactivos del banco de condensadores, donde se evidencia que este límite es sobrepasado al menos cinco de los siete días de cada semana.

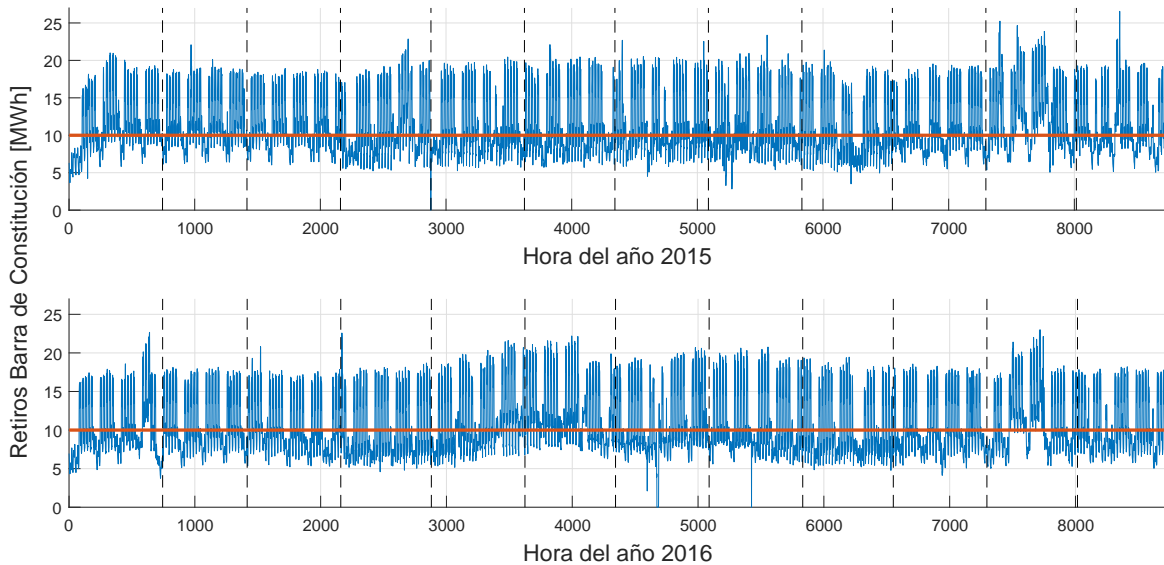


Figura 3.20: Retiros horarios en la barra de Constitución con línea indicadora del límite de carga de demanda para mantener el nivel de tensión en la barra.

Otra forma de analizar esta situación es mediante la Figura (3.21), que muestra las

curvas de duración de los años 2015 y 2016. En esta, se muestra que en el 80 % de las horas del 2015 y del 2016 la demanda fue de 17,5[MW] o menos. Esto quiere decir que, si se quiere tener una compensación que entregue los reactivos suficientes para controlar la tensión frente a la salida de la generación, para la demanda presente el 80 % de las horas, se requeriría de 4,43[MVAr] de inyección total, es decir, se requieren 2.03[MVAr] adicionales al banco de condensadores existente. Se observa además que el límite de 10[MW] en donde es posible mantener la tensión en norma, sin autoabastecimiento y con el uso a plena capacidad del banco de condensadores, solo se presenta el 15,29 % en 2015 y un 24,84 % en 2016, lo que implica que frente a alguna necesidad de abastecer desde San Javier, se requeriría de autoabastecimiento el 84,71 % y el 75,16 % de las horas restantes en 2015 y 2016, respectivamente.

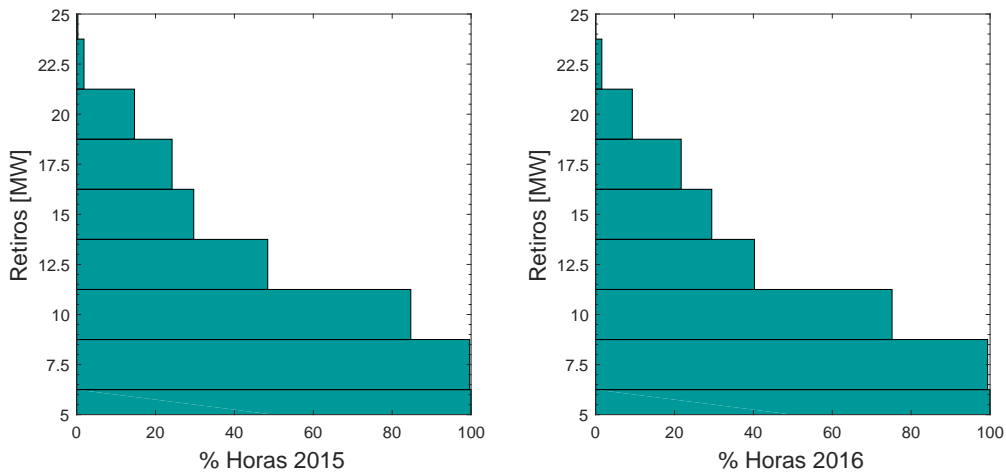


Figura 3.21: Curvas de carga en la barra de Constitución durante los años 2015 y 2016.

Sin embargo, esta situación cambia si se acota el periodo de tiempo a las horas en que la central Viñales se encuentra fuera de operación por mantenimiento mayor, como se observa en la Figura (3.22). La variación se debe a que, como se observa en las Figuras (3.4) y (3.5), coincidiendo con la salida de Viñales, se presentan retiros de la empresa Arauco, dueña de Viñales. Esta central dispone para el despacho los excedentes del abastecimiento de los aserraderos Arauco y su planta de celulosa, por lo que cuando sale de operación por mantenimiento mayor, la empresa debe abastecerse desde la red, coincidiendo entonces los picos de demanda anuales con los once días de mantenimiento

de la Central Viñales.

En la Figura (3.21) se observa que para mantener la tensión dentro de sus valores normados, considerando abastecimiento desde San Javier a través del alimentador, durante el 80 % de las horas, se deben inyectar los reactivos necesarios para una potencia de 20[MW]. Estos corresponden a 6,45[MVAR] totales, es decir, 4,05[MVAR] por sobre los aportados por el banco de condensadores a plena capacidad. Para este periodo de tiempo, el límite de 10[MW] posibles de abastecer desde San Javier se ve sobrepasado un 84,85 % de las horas de este periodo en el año 2015 y un 87.85 % en 2016.

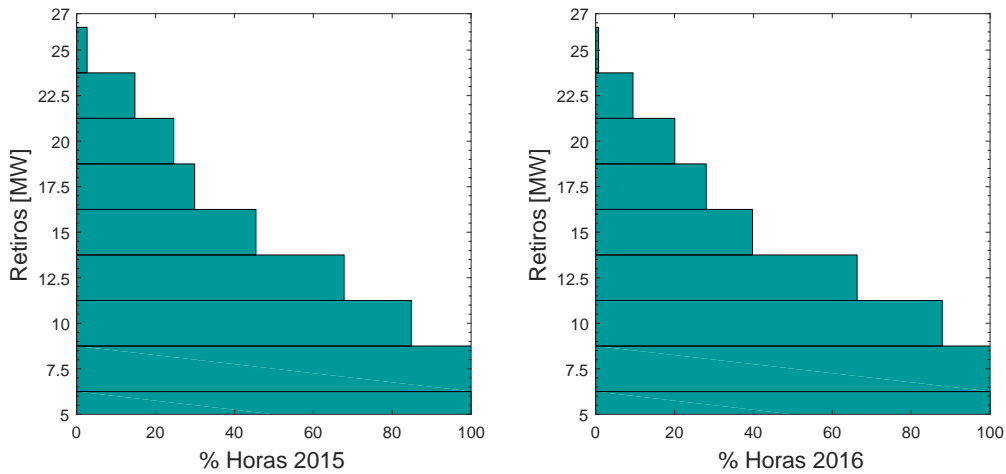


Figura 3.22: Curvas de carga en la barra de Constitución durante el periodo de salida de Viñales por mantenimiento mayor, de los años 2015 y 2016.

3.2.2. Ampliaciones futuras

El circuito estudiado hasta este punto se verá modificado por obras de expansión de transmisión que se encuentran actualmente en proceso de licitación.

El primero corresponde a lo indicado en el Decreto Extento Nro. 418 del Ministerio de Energía, que ordena la ampliación de la S/E Constitución mediante la instalación de un nuevo transformador de 66/23[kV], 30[MVA], con sus respectivos paños, conectado en una ampliación de las actuales barras de 23[kV] y 66[kV], con conexiones para al menos seis salidas de alimentadores [28]. Esto implica que se verá modificada la impedancia equivalente entre la barra donde llega el alimentador y la barra donde se

realizan los retiros, al agregarse la impedancia del nuevo transformador en paralelo a ya existente, como se muestra en la Figura (3.23). La fecha estimada de ingreso a la operación de este transformador es en Junio del 2019.

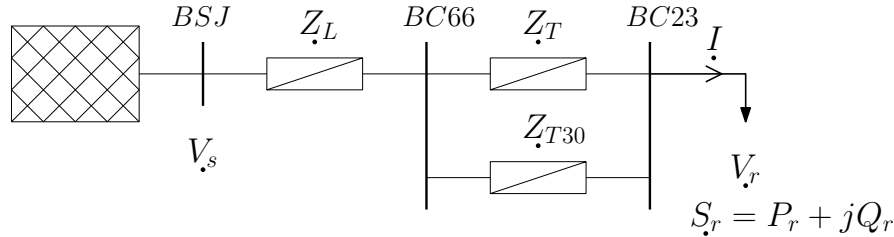


Figura 3.23: Circuito equivalente entre la barra de 66[kV] de San Javier y la barra de 23[kV] de Constitución, con la incorporación del nuevo transformador de 30[MVA].

La otra expansión que influirá en el circuito también es indicado en el Decreto Nro. 418 y corresponde a la instalación del “Costero Sur”, una nueva línea de 2x220 de una longitud aproximada de 250[km] desde Mataquito hasta Hualqui, pasando por Nirivilo, Cauquenes y Dichato. Poseerá al menos una capacidad de transmisión de 485[MVA] por circuito [28]. Esto implica que la tensión considerada de referencia, al estar conectada al Sistema Eléctrico Nacional, se trasladará desde San Javier a Nirivilo para la elaboración de los análisis de tensión simplificados, como se muestra en la Figura (3.24). La fecha estimada de entrada a la operación es en Mayo del 2023.

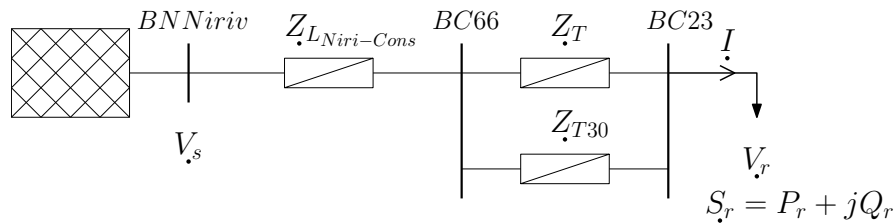


Figura 3.24: Circuito equivalente entre la barra de 66[kV] de Nueva Nirivilo y la barra de 23[kV] de Constitución, con la incorporación del nuevo transformador de 30[MVA].

Se realiza un análisis de estabilidad de tensión aproximado para observar los efectos de la incorporación de estas nuevas instalaciones en el límite de transferencia de potencia de la línea considerando la restricción de tensión. Para ello se consideró como impedancia del nuevo transformador, la impedancia de uno de similar potencia y razón de transformación ubicado en la S/E Isla de Maipo, $0,0217+j0,5218$ [pu], se observan además las impedancias de otro tres transformadores de características similares y to-

dos poseen impedancias casi idénticas. Para el efecto de la instalación de la nueva línea se varió la impedancia equivalente del alimentador, considerando solo el tramo Nirivilo - Constitución. Las curvas obtenidas se pueden observar en la Figura (3.25). Se consideró que el condensador está inyectando sus 2,4[MVAr] y que la carga posee factor de potencia 0,96 inductivo.

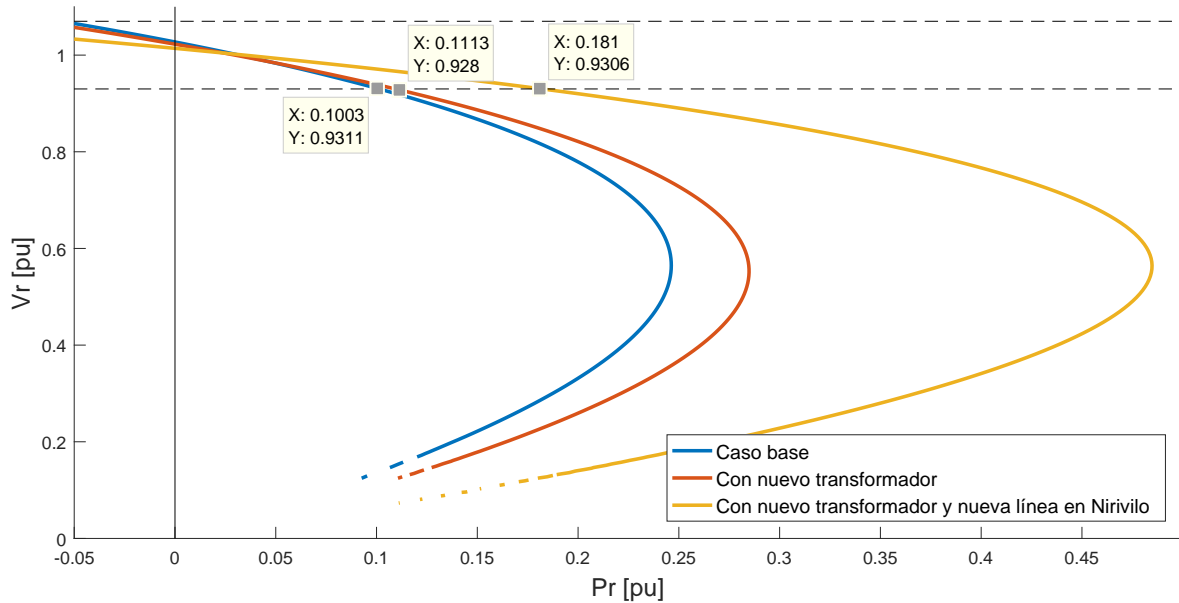


Figura 3.25: Curvas de tensión en barra de Constitución versus potencia activa requerida en sistema por unidad, considerando potencia demandada con $f_p=0,96$ inductivo para el caso base, con nuevo transformador y con nueva línea en Nirivilo.

Se tiene que el cambio de impedancia con la instalación de un nuevo transformador agrega 1,1[MW] al límite de transferencia de la línea manteniendo la tensión dentro de los límites normados. La instalación de la nueva línea en Nirivilo disminuye fuertemente la impedancia de la línea, agregando 8,1[MW] a este límite, quedando en 18,1[MW].

3.2.3. Diagnóstico

El análisis realizado indica que el alimentador posee problemas de regulación de tensión en la barra de Constitución cuando se quiere abastecer la demanda de la ciudad desde San Javier. El problema es que el largo de la línea provoca que a impedancia equivalente entre la barra San Javier y Constitución 66[kV] sea alta, llevando a que exista un límite de transmisión dado no por la capacidad de la línea, sino por la caída

de tensión. Entonces el alimentador ve reducido su límite de transmisión en un 63 %, de 27[MW] a 10[MW], esto considerando el aporte de reactivos de un banco de condensadores instalado en la actualidad.

Cabe destacar que la restricción es por los límites de caída de tensión dados por la normativa, no por motivos de estabilidad de tensión. Sin embargo, se observa desde la Figura (3.19) que de solicitarse el abastecimiento por el alimentador de los 26,55[MW] pico de demanda del 2015, la tensión entraría en zona de inestabilidad incluso considerando el aporte del banco de condensadores.

La condición que restringe esta situación es que el flujo debe estar en dirección San Javier - Constitución, sin embargo, como se mostró en las secciones Generación y Flujos, Constitución es un nodo de inyección hacia el sistema, por lo que el flujo la mayor parte del tiempo permanece en sentido Constitución - San Javier. El flujo se invierte cuando no está despachada la generación local suficiente como para abastecer a la demanda. De las centrales, tanto Viñales como CELCO corresponden a centrales de biomasa, por lo que sus bajos costos variables las ubican como centrales de base en el despacho, mientras que el resto de las centrales son diésel, por lo que no suelen entrar en el despacho diario. De las centrales usualmente despachadas, solo Viñales posee la capacidad de generación suficiente para abastecer a la demanda de Constitución, por lo que la inversión de flujo está directamente asociada a la no operación de esta central, lo que se corrobora en las Figuras (3.14) y (3.15).

La solución actualmente implementada corresponde al despacho fuera de lista de prioridad de centrales diésel que permitieran el autoabastecimiento de la ciudad. Estas centrales, pese a poseer capacidad de transmisión en la línea, marcaron el costo marginal en la barra de Constitución cuando fueron despachadas por restricción de tensión, en todo el periodo analizado (2012-2016), conformado desacoples con el entonces Sistema Interconectado Central. Si bien no se analiza dentro del periodo, se reconoce que esta situación ya no ocurre en el 2017, donde las centrales despachadas por restricción de tensión ya no marcan el costo marginal de la barra, sino que su costo es pagado como servicio complementario, terminando con la situación de los desacoples en costos marginales por despachos por restricción de tensión.

Capítulo 4

Análisis de Expansión del Sistema de Transmisión Zonal

4.1. Estrategias de Solución

A partir del análisis realizado en el Capítulo 3, se tiene que el problema con la regulación de tensión se puede presentar cada vez que la Central Viñales se encuentra fuera de operación y la demanda supera los 10[MW] por sobre la generación total de las otras centrales que se encuentren despachadas.

La salida de Viñales se puede deber tanto a procesos de mantención como a indisponibilidades por causas internas o externas. Dado que las indisponibilidades corresponden a situaciones que son inherentemente impredecibles, se considerará para todo el desarrollo posterior en este documento las horas correspondientes al periodo en que la Central Viñales sale de operación por mantenimiento mayor. Durante los años 2015 y 2016, el periodo de mantención de la central presentó el 61,24 % y el 62,5 % de las horas totales anuales, respectivamente. De mantenerse esta tendencia, una parte importante del tiempo no sería considerado, debido a la problemática descrita ya que no es posible realizar una proyección de estas indisponibilidades.

Para enfrentar el problema de regulación de tensión se plantean las siguientes tres estrategias:

4.1.1. Inyección de reactivos

La primera opción aprovecha la relación que existe entre la potencia reactiva y el control de tensión. Cabe destacar que si bien la normativa indica un límite de factor de potencia en que se realizan los retiros tanto de clientes libres como regulados, estos no restringen el factor de potencia visto por la barra. El requerimiento de potencia reactiva se obtiene evaluando en la Ecuación (4.1) la potencia requerida por la carga y la tensión límite por norma. Esta indica que para el valor máximo de potencia requerida entre los años 2015 y 2016, 26.557[MW], se hubiera requerido una inyección de 12.72[MVAr] para mantener una tensión de 0.93[pu] si se hubiera necesitado que toda la potencia fuera abastecida por el Sistema Eléctrico.

$$Q_r = \frac{|V_r||V_s|}{|Z_{Tot}|} \text{sen}(\delta + \theta_{Tot}) - \frac{|V_r|^2}{|Z_{Tot}|} \text{sen}(\theta_{Tot}) \quad (4.1)$$

Para el cálculo del requerimiento de inyección de reactivos debe considerarse que en la actualidad existe un banco de condensadores conectado a la barra de 23[kV] de la subestación Constitución, como puede observarse en el Anexo A. Este banco posee una capacidad de inyección de 2.4[MVAr].

Esta solución se puede conseguir mediante la instalación de un dispositivo que pueda entregar reactivos. Los más usados son los bancos de condensadores, una tecnología confiable consistente en la conexión controlada de unidades capacitivas. La conmutación de este tipo de unidades se realiza mediante contactores, por lo que suelen presentar un bajo desempeño como reguladores de tensión cuando la carga a compensar posee mucha variabilidad [25]. Para estos equipos el dimensionamiento de los pasos es determinante en su desempeño. La principal ventaja es su bajo costo de inversión, instalación y mantención.

Otra forma de implementar esta solución es mediante la instalación de un sistema de almacenamiento con un control que le permita inyectar reactivos. Por su madurez en el mercado y acorde al objetivo de realizar control de tensión, la tecnología más adecuada corresponde a sistemas de baterías (BESS), de acuerdo a lo ya revisado en el Capítulo 2.

Entre las tecnologías de baterías, destacan por su competitividad de precios y madurez tecnológica los sistemas de ion-litio y plomo-ácido.

Los sistemas de almacenamiento en la actualidad poseen un alto costo de instalación, por lo que su ingreso al mercado no ha sido masivo. Sin embargo, las baterías ion-litio se encuentran en medio de un mercado que, mediante avances tecnológicos, pretende disminuir fuertemente su precio. Distinto es el caso de las baterías plomo-ácido, las que se encuentran en una madurez tecnológica que ha estabilizado su precio, sin grandes perspectivas de disminuciones en el futuro [8]. Es por este motivo que se evaluará solo la solución de batería de ion-litio.

Tabla 4.1: Ventajas y desventajas de las tecnologías para compensación de reactivos.

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Banco de Condensadores	-Tecnología probada -Larga vida útil -Bajos costos de inversión, instalación y mantención	-Bajo desempeño en el control de tensión -Mala respuesta frente a caídas de tensión
Baterías Ion-Litio	-Buen desempeño como regulador de tensión -Puede trabajar en cuatro cuadrantes -Costo de mantención nulo	-Alto costo de inversión -Corta vida útil (10-15 años) -Poca experiencia nacional en su uso
Baterías Plomo-Ácido	-Buen desempeño como regulador de tensión -Puede trabajar en cuatro cuadrantes	-Alto costo de inversión para en tamaño de la aplicación - Mercado con precio estabilizado -Corta vida útil (10-15 años)

4.1.2. Disminuir la impedancia de transmisión

Como se observó en el capítulo anterior, la impedancia de la línea se puede disminuir de distintas formas:

- Instalando un nuevo circuito en paralelo a la línea actual: esta solución requiere la instalación de nueva infraestructura de transmisión y la disposición de terrenos para servidumbre, pero permitiría su implementación con la línea actual en servicio.

- Cambiando el conductor de la línea actual por uno de mayor calibre: esta solución no requiere de un nuevo corredor, pero se debe realizar un análisis minucioso del estado de las instalaciones actuales para determinar la existencia de capacidad mecánica de soporte para un conductor mayor. Esto implica la suspensión del servicio de la línea ya instalada durante las obras y suele requerir de un aumento en el número de torres de transmisión para compensar la mayor flecha de un conductor de mayor calibre [26,27].
- Instalación de nuevo conductor en haz: La solución de instalar un circuito simple que lleve a uno dúplex mediante la disposición de un nuevo conductor a pocos centímetros del actual es posible si las estructuras han sido diseñadas previamente para soportar un segundo conductor por fase, de lo contrario, las modificaciones estructurales serían de gran magnitud, incluyendo refuerzos a nivel de fundaciones de las estructuras. Muchas veces este trabajo consiste en la instalación de nuevas estructuras en reemplazo de las existentes, por lo que es un proyecto similar a la construcción de una nueva línea, con la ventaja de no necesitar de un nuevo corredor, pero con la desventaja de interferir en una línea en servicio [26].

Para evaluar de forma preliminar el efecto de la disminución de la impedancia en la capacidad de regulación de tensión de la línea, se realiza un análisis de estabilidad de tensión mediante la obtención de las curvas PV. Para ello, se comparan los siguientes casos: primero, instalación de una nueva línea paralela a la existente y de similares características a la actual; segundo, el efecto de la nueva línea instalada sobre la curva de potencia activa versus tensión para el circuito actual con el transformador nuevo instalado; por último, además de lo descrito en el segundo caso, considerando que ya se encuentra instalada la nueva línea en Nirivilo, siempre considerando que la carga posee un factor de potencia 0.96 inductivo y el banco de condensadores está entregando sus 2.4[MVAr].

Del análisis anterior se obtiene la Figura (4.1), en la que se observa que la incorporación de una nueva línea en paralelo aumenta el límite de trasmisión de la línea en 5.4[MW] respecto al caso del circuito que se tiene en la actualidad y en 9.7[MW] res-

pecto al circuito que se tendrá cuando ingresen el nuevo transformador y la nueva línea por Nirivilo. De este modo, podrá transmitir la línea 27.87[MW] y al mismo tiempo mantener la tensión en valores normados. Este valor excede incluso los valores máximos registrados durante 2015 y 2016, sin embargo, su utilidad dependerá de la demanda proyectada a futuro. Cabe destacar que, si bien se graficaron los casos con circuito actual y con nuevo transformador, es poco probable que una nueva línea en paralelo a la actual pueda ser construida antes del ingreso proyectado del nuevo transformador y de la nueva línea, debido al tiempo de construcción de este tipo de obra y además, a que tanto el nuevo transformador como la línea por Nirivilo, ya se encuentran en proceso de licitación.

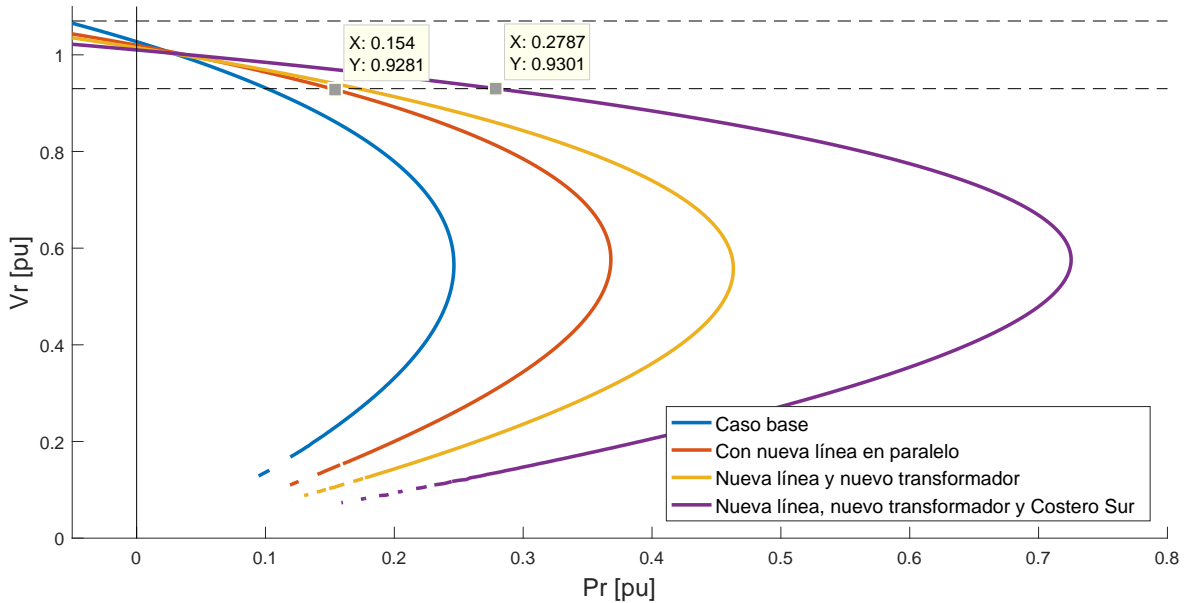


Figura 4.1: Curvas de análisis preliminar de potencia requerida versus tensión en la barra de Constitución 23[kV] considerando: caso base, una nueva línea para caso base, caso con el nuevo transformador y caso con la nueva línea por Nirivilo.

Por lo anterior, esta solución se considerará sólo si la proyección de demanda indica que los retiros alcanzan valores comparables al nuevo límite de transmisión de potencia.

4.1.3. Autoabastecimiento de energía

Esta opción implica cumplir con la restricción de potencia desde el alimentador, abasteciendo la diferencia con generación local. Esta es la solución actualmente im-

plementada, mediante el despacho de centrales que no entrarían por orden de lista de prioridades.

Otra forma de implementar esta opción es mediante el abastecimiento de potencia desde un sistema de almacenamiento. Dado que se requiere una respuesta que permita realizar seguimiento de la demanda, y por la madurez de la tecnología, se sugiere considerar para este tipo de aplicación sistemas de almacenamiento por batería de ion-litio o plomo-ácido. Dado que el dimensionamiento de esta vía de solución requiere mayor capacidad que la inyección de reactivos, se analizará la aplicación de baterías para este fin.

4.1.4. Consideraciones regulatorias y tiempos de ingreso de solución

A continuación se abordan las soluciones desde el punto de vista regulatorio y el proceso que deben cursar para su instalación en el Sistema Eléctrico Nacional.

Para todas las propuestas de solución ya mencionadas se deben hacer consideraciones respecto de sus tiempos de puesta en servicio. A modo general, la regulación chilena indica para la planificación de la transmisión [29]:

“[...] la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando:

- a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;*
- b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio; [...]*
- d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.”*

(Ley 20.936, Art.87)

A partir de esto se considera que las propuestas son factibles de ser estudiadas, pues

se ajustan al objetivo de abastecer los suministros a mínimo precio.

La Ley 20.936 indica que la forma de adjudicación de obras de expansión del sistema eléctrico está basado en un sistema de licitaciones, el que está conformado por una serie de pasos que involucra a la Comisión Nacional de Energía, al Ministerio de Energía, al Coordinador Eléctrico Nacional y a las empresas y ciudadanos interesados. Los plazos de este proceso, desde la entrega de las propuestas de expansión del Coordinador a la CNE, hasta el decreto de expansiones de transmisión a licitar emanado de Ministerio de Energía, están estipulados en el reglamento de la Ley, sin embargo, este reglamento se encuentra aún en elaboración. Se estima que esta parte del proceso durará alrededor de un año¹. El plazo desde la publicación del Decreto de licitación de obras de expansión, hasta la adjudicación de las mismas, está fijado por la Resolución exenta número 269, la que indica que puede tener una duración máxima de ocho meses. Con esto se tiene que la duración aproximada para el proceso previo al comienzo de la instalación es de 1 año 8 meses.

Para la instalación de un sistema de almacenamiento se informa que el tiempo estimado de instalación es de 9 meses, considerando 3 meses de diseño, manufactura de módulos y transporte al sitio de instalación, además de 6 meses de montaje y puesta en servicio². En el caso de los bancos de condensadores no se tienen tiempos estimados de instalación, pero se considera un tiempo de instalación similar al de los transformadores, por ser equipos sin stock local y que requieren de acondicionamiento de paños; este tiempo es de 18 meses. Finalmente, para una nueva línea de transmisión de longitud y tensión similares a las del alimentador San Javier - Constitución, se indica en las bases de licitación un periodo de 60 meses desde la adjudicación hasta la puesta en servicio.

4.2. Metodología de análisis

Se evaluaron las soluciones propuestas según criterios técnicos y económicos, determinando el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno del proyecto simplificado,

¹Estimación de la Comisión Nacional de Energía.

²Gentileza de BIMEX, representante de *S&C* en Chile.

además de realizar un análisis de tensión para corroborar su factibilidad técnica. Para ello, se escribe un código en MATLAB que además encuentra el año de ingreso de la solución en relación al valor VAC. Los objetivos de esta metodología de ingreso óptimo son:

- Realizar un análisis a 20 años.
- Considerar como datos de entrada distintos escenarios futuros.
- Calcular el costo proyectado anual en el que se incurriría por la problemática descrita.
- Dimensionar la solución requerida acorde al escenario, obteniendo el costo total de inversión.
- Realizar un análisis del aumento de límite de transmisión para cada solución dimensionada.
- Realizar un análisis económico de la solución en el tiempo proyectado.
- Optimizar el indicador financiero VAC, en función del año de ingreso de la solución.

Tanto el año de ingreso, así como el flujo de caja y el dimensionamiento de la solución a instalar, dependen de las proyecciones futuras de los factores que afectan tanto a la problemática como a su solución propuesta. Es por esto que se trabajará con distintos datos de ingreso de proyecciones futuras para variables que inciden en la evaluación de cada solución.

En la Figura (4.2) se observa el esquema simplificado de la metodología a utilizar para el análisis financiero. Se cuenta primero con el ingreso de los datos de escenario a considerar, para luego realizar los cálculos de aquellos valores que dependen únicamente de las proyecciones ingresadas, como serían los costos proyectados en los que incurriría el sistema de mantenerse la situación actual y el dimensionamiento de la solución.

Se revisará a continuación el detalle de los pasos a seguir por la metodología propuesta, así como las ecuaciones y supuestos planteados.

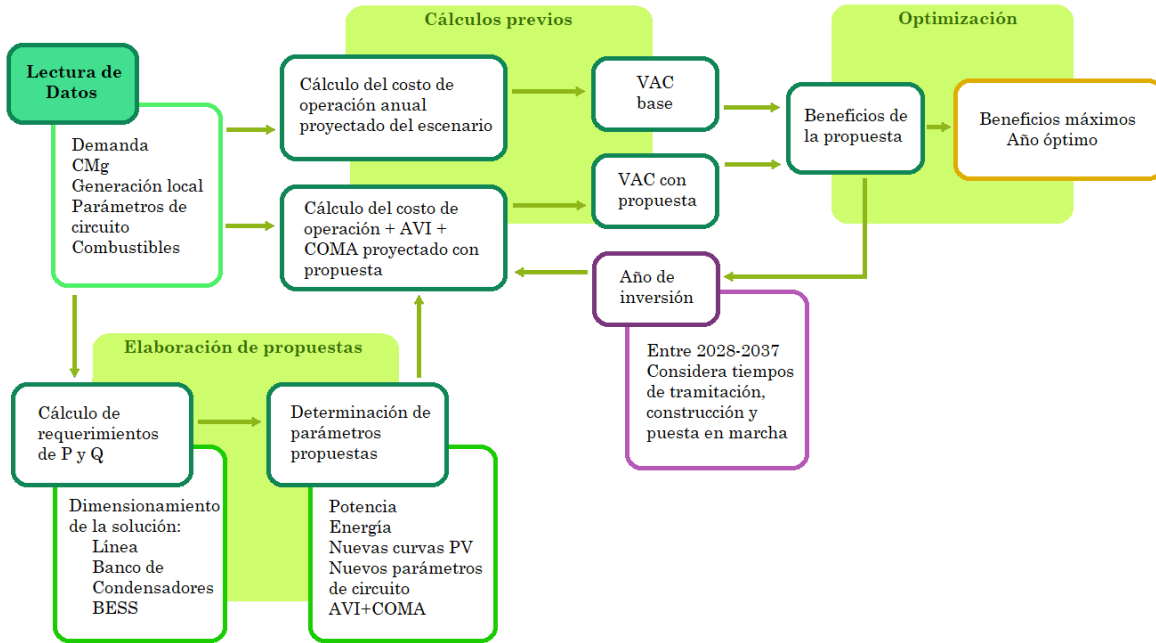


Figura 4.2: Esquema de metodología a utilizar para la evaluación de las soluciones.

4.2.1. Cálculos Previos

Se calculan valores que no dependen del año de ingreso de la solución, pero que son requeridos para el análisis financiero y de tensión de la solución.

4.2.1.1. Curva de Demanda

Supuesto

Se considera que el periodo en que Viñales sale a mantenimiento general contiene la totalidad de las horas en que se presenta el despacho de centrales por restricción de tensión.

Se representará la demanda del resto del año mediante la curva de carga del año.

Se construye la curva de demanda para los once días en que se realiza la mantención general de Viñales con los datos ingresados de curva tipo para este periodo y los valores de variación anual proyectada para cada cliente, usando las Ecuaciones (4.2) y (4.3).

$$Dem_k(i + (j - 1)264) = CurvaDem_k(i) \cdot VarDem_k(j) \quad (4.2)$$

$$ProyDem(i + (j - 1)264) = \sum_{k=1}^n Dem_k(i + (j - 1) * 264) \quad (4.3)$$

Donde

- $Dem_k(i + (j - 1)264)$: demanda proyectada para la central k en la hora de curva tipo i en el año j del periodo.
- $ProyDem(i + (j - 1)264)$: demanda proyectada total en la hora de curva tipo i en el año j del periodo.
- $CurvaDem_k(i)$: demanda de la hora i de la curva tipo para la central k .
- $VarDem_k(j)$: variación proyectada en el año j para la central k .

4.2.1.2. Dimensionamiento de la solución requerida

A partir de la proyección de demanda se calcula el requerimiento de potencia reactiva en cada hora de la proyección para mantener la tensión en valores adecuados, considerando el caso en que la totalidad de la demanda debe ser abastecida desde el alimentador.

Esto se consigue calculando el ángulo de carga de la tensión en Constitución para la potencia de cada hora suponiendo una magnitud de tensión fija en 0.93[pu]. Luego se reemplaza el ángulo de carga obtenido en la ecuación potencia ángulo para potencia reactiva en la barra de Constitución. Para esto se utilizaron las Ecuaciones (4.4) y (4.5).

$$\delta(i + (j - 1)264) = \text{acos} \left[\left(\frac{Z_T}{V_r V_s} \right) \frac{ProyDem(i + (j - 1)264)}{100} + \frac{V_r V_s}{Z_T} \cos(Z_a) \right] - Z_a \quad (4.4)$$

$$Q(i + (j - 1)264) = 100 \cdot \left[\frac{V_r V_s}{Z_T} \sin(\text{ang}(i + (j - 1)264) + Z_a) - \frac{V_r V_s}{Z_T} \sin(Z_a) \right] \quad (4.5)$$

Donde

- $\delta(i + (j - 1) * 264)$: ángulo de carga calculado en la hora de curva tipo i en el año j del periodo.
- $Q(i + (j - 1) * 264)$: requerimiento máximo de potencia reactiva en la hora de curva tipo i en el año j del periodo.

Para este dimensionamiento se considerarán los valores de impedancia equivalentes distintos según el año del periodo en que se esté trabajando, ya que se considera que tanto el nuevo transformador, como la nueva línea que pasa por Nirivilo ingresan en las fechas estimadas.

Supuesto

Se considera que las obras de expansión de transmisión correspondientes a la ampliación de la S/E Constitución y la instalación de la nueva línea Mataquito - Hualqui, ingresarán en la fecha estimada de ingreso a la operación indicada en el Decreto Nro. 418 del Ministerio de Energía.

Los valores de tensión e impedancias que aparecen en estas ecuaciones ya han sido presentados y definidos con anterioridad. Dado que tanto el nuevo transformador como la nueva línea que pasa por Nirivilo se encuentran en el proceso de licitación 2017-2018, serán adjudicadas en Julio del 2018. El plazo para la puesta en servicio del nuevo transformador es de 18 meses desde la fecha de adjudicación, entonces se considerará que estará operativo en Enero del 2020. El plazo para la nueva línea es de 60 meses desde la fecha de adjudicación, por lo que se considerará operativa en Julio del 2023.

4.2.1.3. Proyección de costos variables de centrales de generación

A partir de los datos de costos variables al 2017 de cada central conectada en Constitución, y con los datos de proyección de variación de precios de combustibles, se calcula la proyección de costos variables para cada central.

Supuesto

Los costos variables no combustibles proyectados corresponden al valor actual de este monto para cada central multiplicado por la variación inflacionaria.

De manera análoga al cálculo de proyección de demanda, la proyección de costo de combustible se calcula según la Ecuación (4.6). El costo variable total se calcula finalmente con la Ecuación (4.7).

$$CV_{comb_k}(j) = CV_{comb2017}(k) \cdot VarCV_{comb}(j) \quad (4.6)$$

$$CV_{comb_k}(j) = CV_{comb_k}(j) + CV_{Nocomb_k}(j) \cdot Var_{ipc}(j) \quad (4.7)$$

Donde

- $CV_{comb_k}(j)$: costo variable combustible de la central k en el año j del periodo.
- $CV_{comb2017}(k)$: costo variable combustible de la central k en el año 2017.
- $VarCV_{comb}(j)$: variación del costo variable combustible proyectado al año j del periodo.
- $CV_{Nocomb_k}(j)$: costo variable no combustible de la central k en el año j del periodo.

4.2.1.4. Proyección de despacho

Supuesto

El despacho de centrales en constitución no variarán la proyección de costos marginales ingresada como escenario.

La instalación de nuevas centrales en Constitución no afectarán las proyecciones ingresadas como proyecciones de entrada.

A partir de los datos de proyecciones de costos marginales ingresados como parte del escenario, en conjunto con la proyección de costos variables por central obtenida, se

puede proyectar un despacho por lista de prioridades.

Supuesto

Las centrales térmicas no presentan restricción de rampa, por lo que el despacho se puede calcular horariamente.

Para ello se ordena la lista de centrales según su costo variable y se ordena el despacho según dos causales. La primera considera el despacho de las centrales por orden de prioridad de sistema, es decir, se despacharán a potencia nominal las centrales que posean un costo variable menor al costo marginal proyectado para la barra de Constitución. El segundo caso contempla la restricción de tensión, para ello calcula la potencia a abastecer desde el alimentador descontando a la demanda de la hora la generación despachada por lista de prioridades de sistema, si la potencia excede el límite de transferencia calculado en el capítulo anterior. Se suplirá la diferencia con generación local, que ingresará por lista de prioridades local, despachando cantidades que respeten su potencia nominal y su mínimo técnico.

No se incluyen ecuaciones en esta sección debido al que el despacho corresponde a la solución de un sistema de inecuaciones sujeto a restricciones, cuyo código de programación puede encontrarse en el Anexo B.

4.2.1.5. Cálculo de costo de operación anual

El costo operacional en el que incurriría el sistema para cada uno de los escenarios, en los días en que la central Viñales se encuentra fuera de operación, se calcula con la suma del costo de cada MWh suministrado en ese periodo, según sea suministrado por centrales en lista de prioridades, cuyo valor sería el CMg de la hora, o bien por centrales que ingresan al despacho por la restricción de tensión, las que tendrían un costo dado por sus costos variables. Esto puede verse en la Ecuación (4.8).

$$CostoOp(j) = \sum_i \sum_k [E_{gpki} \cdot CV_{ik} + E_{gvki} \cdot CMg_{ik}] \tag{4.8}$$

Donde:

- $CostoOp_j$: costo operacional j .
- $E_{gp_{kj}}$: energía generada para el abastecimiento de la demanda, bajo concepto de ingreso al despacho por lista de prioridades.
- $E_{gv_{kj}}$: energía generada para el abastecimiento de la demanda, bajo concepto de ingreso al despacho por restricción de tensión.
- CV_{ik} : costo variable de la central k en el año i .
- CMg_j : costo marginal medio de la hora j .

Para el análisis de expansión por otras restricciones, se obtiene el costo de operación anual para las restricciones, incluyendo los días en que Viñales está operativa. Este costo de operación se calculará solo en escenarios en que la capacidad de transmisión térmica de la línea o la capacidad de abastecimiento de la demanda se vean sobrepasados. En estos casos calcula el costo de operación mediante la curva de carga anual tipo y la obtención del costo de la demanda no suministrada o el vertimiento proyectado. En este cálculo no se incluyen los datos asociados a los once días de mantención de Viñales.

El costo de operación se calculará primero para cada escenario sin ingreso de propuestas, denominándose costo operacional base de escenario. Luego se calculará el costo operacional para cada escenario con el ingreso de cada una de las propuestas.

4.2.2. Evaluación Económica

4.2.2.1. Obtención del flujo de caja

A partir de los costos de operación asociado a cada uno de los escenarios, con y sin soluciones propuestas, se construyen el flujo de caja para cada uno. Esto se realiza sumando para cada año el costo operacional al valor de costo de inversión, dado por la anualidad del valor de inversión, AVI, y el costo de operación, mantenimiento y administración, COMA. La suma de estos valores determina el costo total anual, como indica la Ecuación (4.10).

$$CostoTotal(j) = CostoOp(j) + [AVI + COMA] \quad (4.9)$$

Donde:

- $CostoTotal_j$: costo total proyectado del año j .
- $CostoOp_j$: costo operacional proyectado del año j .

4.2.2.2. Cálculo del valor actual de costo

Con los flujos de caja se calcula el valor actual de costo, VAC, para cada escenario, que trae a valor presente los costos a asumir en el futuro. El cálculo requiere de una tasa de actualización y está dado por la Ecuación ().

$$VAC = \sum_j \frac{CostoTotal_j}{(1+r)^j} \quad (4.10)$$

Donde:

- VAC : valor actual de costos.
- $CostoTotal_j$: costo total proyectado del año j .
- r : tasa de actualización del proyecto.

Para la evaluación de conveniencia económica de una solución se compara su valor de VAC con el del caso base del escenario estudiado. Si la propuesta presenta un VAC menor, indica que es beneficioso económicamente.

4.3. Datos de Ingreso

Para la obtención de las proyecciones de datos a utilizar se consideró fuentes públicas. En su gran mayoría se usaron datos provenientes de estudios realizados por la Comisión Nacional de Energía, CNE, debido a que corresponde a la institución con el mayor catálogo de proyecciones disponibles, asociadas a las requeridas por esta memoria, además de entregar datos basados en estudios observables por toda la comunidad y

que se utilizan para la definición de ciertos valores que influyen en el mercado eléctrico, con lo que son objetables por las partes interesadas. Con todo esto se considera que la CNE es una fuente confiable de proyecciones de datos futuros. Para datos de proyecciones que no se encuentran en la Comisión Nacional de Energía, se buscan en fuentes validadas por organismos internacionales y de acceso gratuito.

A continuación se presenta el origen de los datos y las proyecciones a considerar, así como también las variaciones sobre estas para la confección de los casos a analizar.

4.3.1. Parámetros del Circuito

Corresponden a los valores asociados tanto a la línea como al transformador que une las barras de 66[kV] y 23[kV] en la S/E Constitución, además de las ampliaciones que se encuentren ya en proceso de licitación o construcción. Estas se registran en la Tabla (4.2)³.

Supuesto

Se considera que la impedancia del nuevo transformador de 30[MVA] que se instalará por concepto de expansión de la subestación Constitución, será igual a la de un transformador de similares características instalado en la subestación Isla de Maipo.

Tabla 4.2: Valores de parámetros de la línea San Javier - Nirivilo - Constitución 66kV.

Parámetro	Magnitud	Ángulo [°]	Símbolo
Impedancia línea San Javier - Nirivilo 66kV	0,4132[pu]	53,46	Z_{L1}
Impedancia línea Nirivilo - Constitución 66kV	0,4012[pu]	53,62	Z_{L2}
Impedancia Transformador 66/23kV 20[MVA]	0,5125[pu]	87,36	Z_T
Impedancia Transformador 66/23kV 30[MVA]	0,5222[pu]	87,51	Z_{Tn}
Impedancia Total	1,2725[pu]	66,49	Z_{Tot}
Potencia base	100 [MVA]	-	S_b
Tensión base	66 [kV]	-	V_b

La impedancia de cortocircuito considerada para el sistema equivalente en la subestación San Javier se detalla en la Tabla (4.3). Estos valores se obtienen a partir de la

³Datos obtenidos de la página Infotécnica-SIC, visitada en Diciembre del 2017.

simulación de la peor falla en la barra de 66[kV] de San Javier, en el software *Power Factory V.15.1*, usando la base de datos del Sistema Interconectado Central puesta a disposición por el Coordinador Eléctrico Nacional en su sitio web, datos actualizados a Febrero del 2017. Se realiza cortocircuito bifásico considerando escenario de demanda máxima, en día laboral. Los valores base para el cálculo en por unidad son 66[kV] y 100[MVA].

Tabla 4.3: Valores de impedancia del sistema equivalente visto desde San Javier.

Parámetro	Magnitud [pu]	Ángulo [°]
Z0	Inf	-
Z1	0,1958	63,007
Z2	0,1988	63,595

4.3.2. Tasa de Actualización

Corresponde a la tasa a considerar en el cálculo de valor actual de los distintos escenarios. Está definida por la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley 20.530 [23].

De acuerdo al Informe “Precios Sociales 2017” de Febrero de 2017, emitido por la División de Evaluación Social de Inversiones de la Subsecretaría de Evaluación Social, la tasa social de descuento es del 6%.

4.3.3. Parámetros Técnicos de Servicio

Corresponden a los valores establecidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio requeridos por las ecuaciones a utilizar. En específico, se usan los valores registrados en la Tabla (4.4).

4.3.4. Costos de Falla

Se requieren para la evaluación del costo de energía no suministrada en los casos en que se proyecte una demanda que sobrepase los límites de suministro del sistema. Para

Tabla 4.4: Valores constantes asociados a la regulación del sistema.

Parámetro	Rango
Límites de tensión permitida para barras de 66[kV]	0,93 - 1,07[pu]
Factor de potencia para retiros conectados en barras de 66[kV]	0,96 ind - 0,98 cap

ello se utiliza el Costo de Falla de Larga duración.

Los Costos de Falla de Larga duración utilizados son los determinados por la Comisión Nacional de Energía en la Resolución Exenta N.665, del 2017, que comunica nuevos valores de Costo de Falla de Corta y Larga Duración del Sistema Eléctrico Nacional. Los valores usados se muestran en la Tabla (4.5).

Tabla 4.5: Costo de falla de larga duración SEN.

Porcentaje de Racionamiento	Costo Falla [USD/MWh]
0 % - 5 %	687,24
5 % - 10 %	999,88
10 % - 20 %	1.443,94
Sobre 20 %	1.968,99

4.3.5. Demanda

Para la elaboración de la proyección de demanda se cuenta con los datos del “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2016-2036”, publicado en Junio del 2017 por la Comisión Nacional de Energía. En ellos se cuenta con la proyección de variación de previsión de demanda anual desglosado por distribuidora y cliente libre. La Figura (4.3) muestra estos valores.

Supuesto

Se considera que los datos que faltan, correspondientes a las variaciones proyectadas del año 2037, mantienen la tendencia lineal que presenta la proyección del periodo cinco años anterior.

La proyección de variaciones para las distribuidoras se considera para ambas igual a la presentada para Luz Linares.

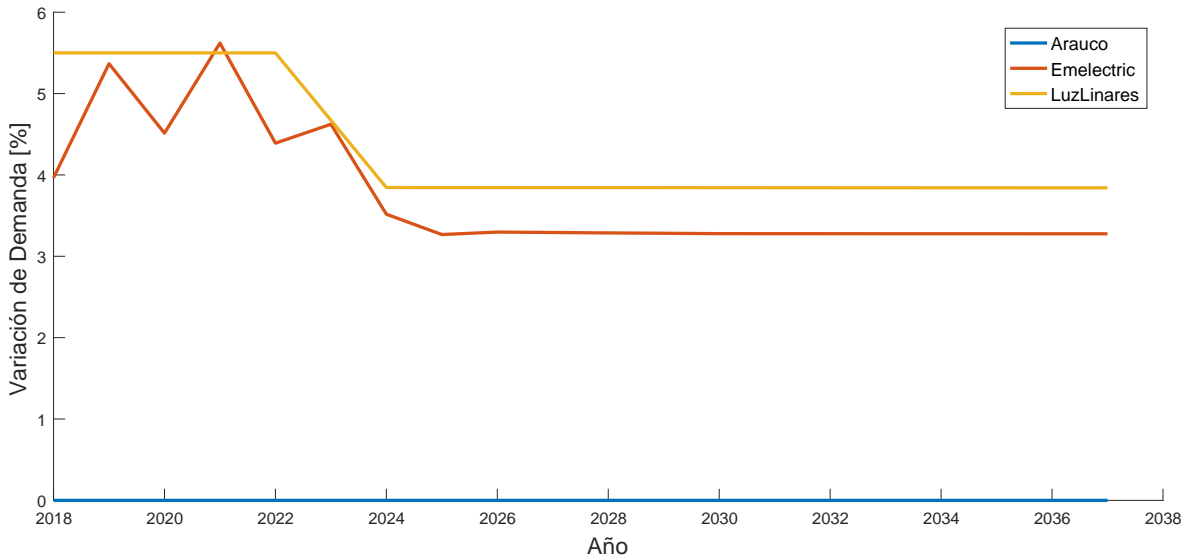


Figura 4.3: Variación porcentual de previsión de demanda proyectada.

Dado que la empresa Emelectric pertenece a CGE-Distribución, las variaciones de demanda están elaboradas considerando todas las filiales de CGE, por lo que se considera que no representan una variación exclusiva de la zona. Distinto es el caso de Luz Linaires, la que corresponde a una distribuidora con presencia en ciudades con menos de 120.000 habitantes pertenecientes todas a la Región de Maule. Es por esto que se considerará la proyección de demanda de esta última distribuidora como válida además para Emelectric.

Se requiere de los datos de demanda de los días en que la central Viñales se encuentra fuera de operación por mantenimiento general. Como se requiere trabajar con proyecciones de once días en particular, se confecciona una curva tipo a partir de los datos de demanda del 2015 y 2016 para los días en que Viñales se encuentra en mantención.

La metodología consistió en probar distintos ajustes de tendencia y estacionalidad para los datos horarios de demanda del periodo 2015, evaluando su ajuste proyectado a la demanda horaria del año 2016. Se escoge finalmente la función *Smooth.spline* del software gratuito R versión 3.3.3, con la que se obtiene un error de pronóstico para el 2016 de 0.053 %, lo que valida el suavizamiento realizado. La curva para el año 2016 obtenida a partir de la interpolación del 2015 se muestra en la Figura (4.4).

Esta función corresponde a una interpolación por splines cúbicos, una forma de

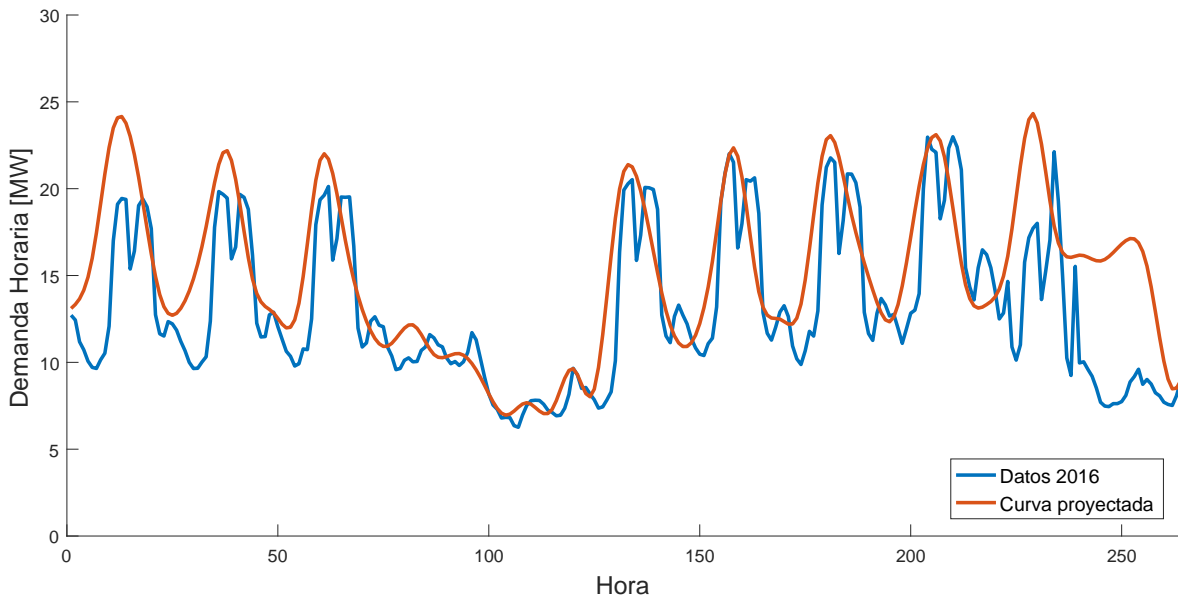


Figura 4.4: Curva de demanda para el 2016 obtenida a partir de la interpolación de los datos del 2015 mediante *Smooth.spline*.

suavizamiento del cual se obtiene un modelo que mantiene la continuidad de la función, de su derivada, y de su segunda derivada. Se consideró además la trasposición de dos días con el objetivo de proyectar adecuadamente los días de la semana del 2016. La curva tipo resultante se muestra en la Figura (4.5).

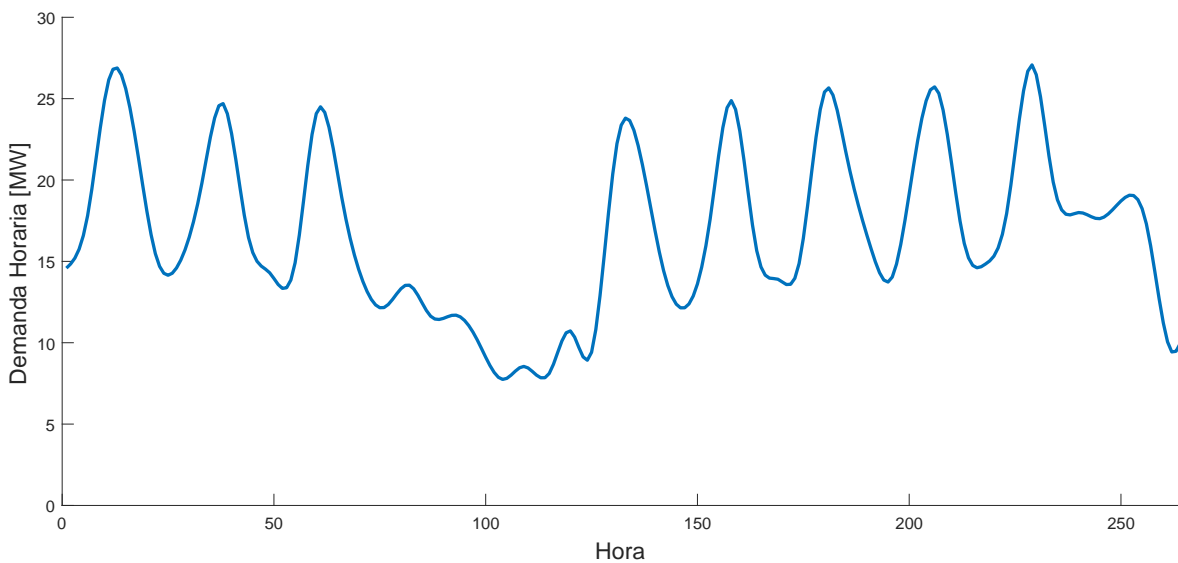


Figura 4.5: Curva de demanda tipo para los días en que la Central Viñales se encuentra en mantención general.

Supuesto

Se considera que la curva tipo obtenida a partir de los datos 2015 y 2016, representará la proyección de demanda modificada solo mediante escalamiento según el crecimiento proyectado.

Para la obtención de los costos de operación se requiere de una curva de carga anual tipo, con la que se represente la distribución de la energía requerida cada año. Esta curva se obtiene a partir de los datos de retiros de los años 2015 y 2016, cuyas curvas de carga se observan en la Figura (3.21). La curva de carga usada se obtiene mediante el promedio simple de las correspondientes al 2015 y 2016, registrada en la Figura (4.6). Su proyección se realiza mediante la curva de crecimiento ya mostrada.

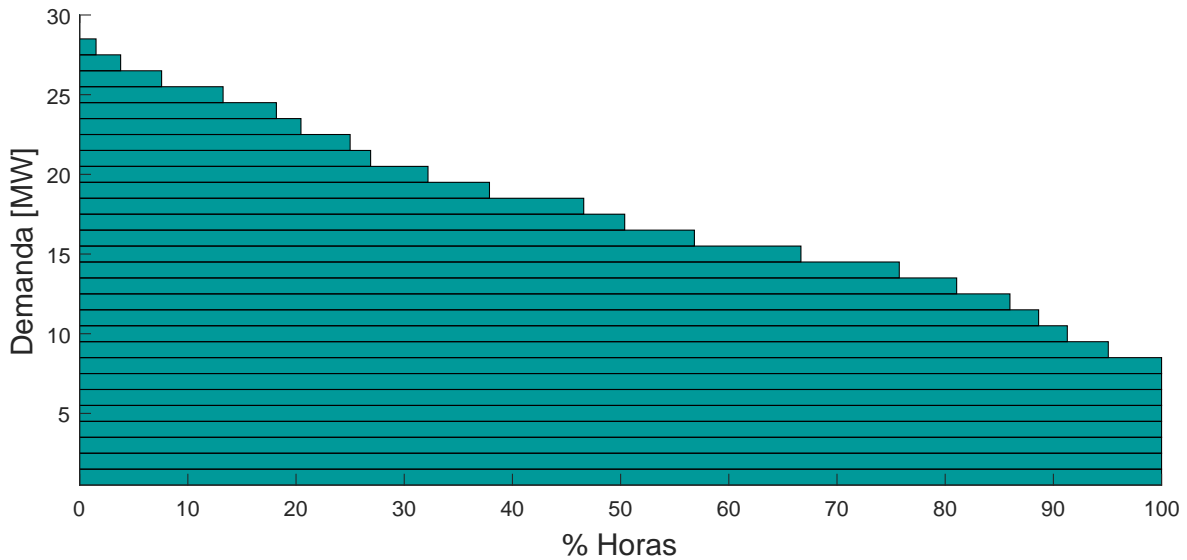


Figura 4.6: Curva de carga tipo usada para la representación de la distribución de la carga cada año a ponderar por el crecimiento proyectado.

La demanda corresponde una de las proyecciones que se variará para estudiar su influencia en la factibilidad de las soluciones propuestas. Se variará la curva de variación de la demanda, considerando proyecciones de mayor y menor crecimiento. Estas nuevas curvas se observan en la Figura (4.7). Se considerarán variaciones de un 10 % y 20 % de aumento y disminución de proyección de variación de demanda respecto a la prevista por el informe de la Comisión Nacional de Energía.

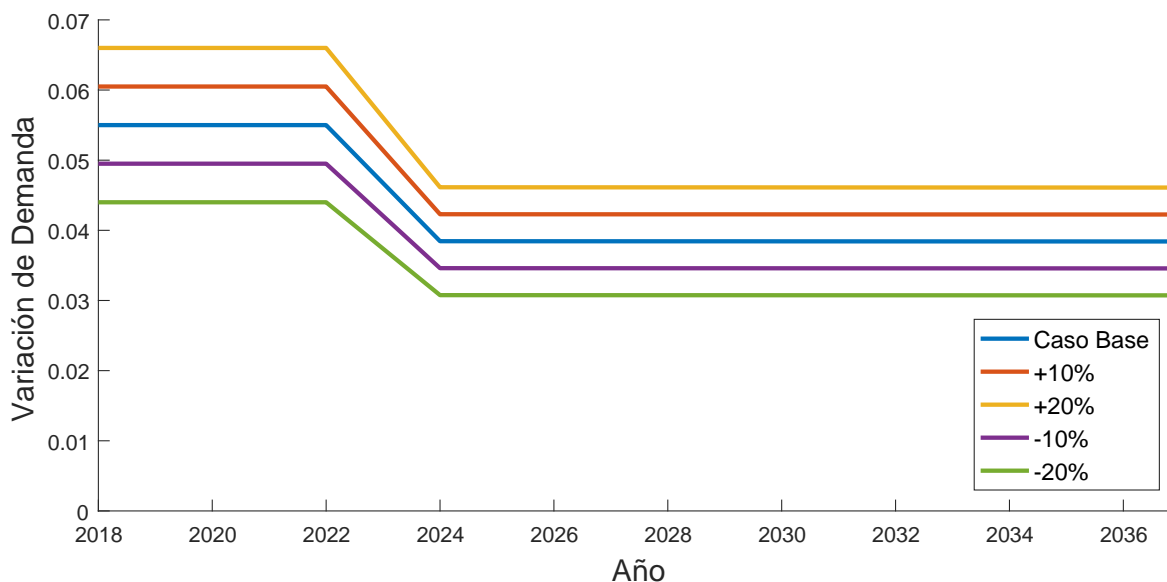


Figura 4.7: Variaciones porcentuales de previsión de demanda proyectada consideradas como variaciones del caso base.

4.3.6. Costos Marginales

Se cuenta con la proyección de costos marginales por barra del Sistema Troncal, obtenida como resultado de las simulaciones en el proceso de cálculo de Precio Nudo de Corto Plazo de Julio del 2017.

- Es una proyección para el periodo 2017 - 2030.
- Elabora una distribución de bloques horarios, cada día se representa con 8 bloques, y cada mes posee dos características de duración de bloques, es decir, dos curvas de día tipo: laboral y festivo.
- Asume que las características de duración de bloques para los días tipo de cada mes, se mantendrán constantes durante los años del periodo.
- Entrega una proyección mensual para el CMg de cada bloque
- El CMg obtenido corresponde al valor medio entre la simulación del sistema en 59 hidrologías distintas.

Los datos de costos marginales proyectados que se tienen del cálculo del precio nudo de corto plazo corresponden a valores en las barras del sistema troncal. La barra de

Constitución corresponde a una barra de Transmisión Zonal, por lo que no está incluida dentro de los resultados del informe.

Dado que se requiere de los dato de CMg en la barra de Constitución, se deben llevar los valores de barras troncales a la barra requerida. Esto se realiza mediante el escalamiento del valor en la barra de referencia por medio de un factor de penalización [20]. Estos factores representan las pérdidas por transmisión entre la barra de referencia y la barra en la que se quiere el calcular el costo marginal, como indica la Ecuación (4.11).

$$CMg_{Const}(i) = f_{pConst}(i) \cdot CMg_{ref}(i) \quad (4.11)$$

Los factores de penalización se calculan mensualmente mediante la realización de tres flujos de potencia AC, representativos de baja, media y alta carga, considerando como barra de referencia la del programa semanal [20]. Para determinar el factor de penalización final de cada barra no modelada en el programa, se obtiene la razón entre dicha barra y la barra directamente conectada a ella, modelada en el proceso de programación, para cada bloque de carga.

Dado que no se cuenta con una proyección de los factores de penalización, se evaluarán los calculados en los años 2015 y 2017 para los días de Noviembre sin Viñales y para las barras de Ancoa y Constitución. El factor de penalización entre estas dos barras corresponde al factor de penalización de Constitución dividido por el de Ancoa. Se observa que el factor de penalización entre estas barras no varía de un año a otro para los días analizados, mostrando un valor constante para día festivo y otro valor para día laboral. Se obtienen a partir de estos dos factores representativos, uno laboral de 0.81260 y otro festivo de 0.98013.

Supuesto

Se considera que el factor de penalización no variará en el futuro y que puede ser representado por dos valores, uno correspondiente a un día laboral y otro a un día festivo.

Se requiere de la proyección horaria de CMg en Constitución para los días en que la central Viñales sale de operación por mantenimiento mayor. Esto quiere decir que se necesita la proyección para los once días de Noviembre que dura este proceso. Dado que la proyección en la barra troncal entregada corresponde a dos curvas diarias tipo correspondientes a día laboral y festivo, se estudian las fechas en que la central realizó su mantenimiento los años 2017, 2016 y 2015, desde donde se obtiene que de los once días totales cada año, ocho corresponden a días laborales y tres a días festivos. La distribución de los bloques según tipo de día, para el mes de Noviembre, se muestra en la Tabla (4.6).

Tabla 4.6: Distribución de bloques de proyección de CMg para el mes de Noviembre [21].

Hora del día	Festivo	Laboral
1	1	2
2	3	4
3	3	4
4	3	4
5	3	4
6	3	4
7	3	4
8	5	6
9	5	6
10	7	8
11	7	8
12	7	8
13	9	10
14	9	10
15	9	10
16	9	10
17	11	12
18	11	12
19	13	14
20	13	14
21	15	16
22	15	16
23	1	2
24	1	2

Se recopila con esto los datos de proyección de costos marginales para la barra Ancoa 220[kV] y se construyen las curvas tipo diarias laborales y festivas según la tabla de

distribución de bloques presente en el Anexo de Cuadros del Informe de Precio Nudo de Corto Plazo elaborado por la CNE. Siguiendo la forma de construcción de la curva tipo de demanda, se ubican primero tres días laborales, luego dos festivos, luego cinco días laborales y finalmente el día festivo restante. En la Figura (4.8) se observa la curva final de proyección de costos marginales ya escalado a la barra de Constitución 66[kV].

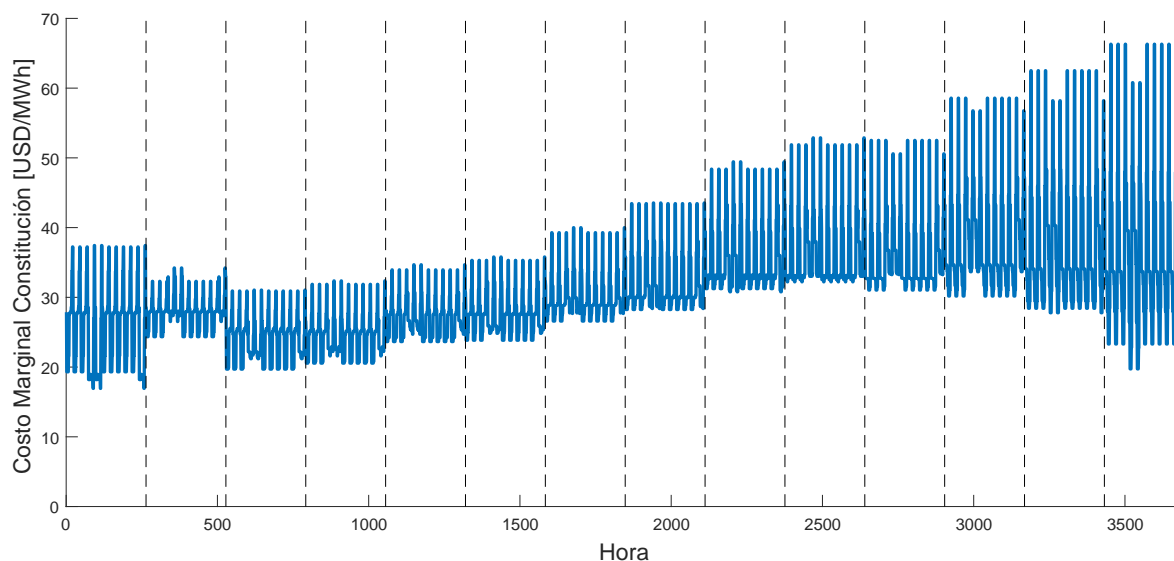


Figura 4.8: Datos de costo marginal proyectado en la barra de Constitución 66[kV].

Respecto a los datos de costos marginales de los años del periodo de análisis que no están incluidos en la proyección mostrada, se decide mantener los datos proyectados del último año proyectado, 2030.

Supuesto

Se considera que los datos de proyección de costo marginal correspondientes a los años 2031 al 2037, no incluidos en los resultados del Informe de Precio Nudo de Corto Plazo, mantendrán los valores presentes en la proyección del año 2030.

Para el cálculo del costo operacional de los casos en que se proyecten restricciones de transmisión con la central Viñales en operación, se requiere de una proyección del CMg. Dado que para este cálculo se utiliza la curva de carga para representar la demanda, se requiere de un valor de costo marginal representativo por potencia requerida, en lugar de una proyección horaria.

Supuesto

Se considera que los periodos de restricción de transmisión en días con Viñales en operación, ocurrirán durante las horas punta de demanda. Las puntas de demanda ocurren en días laborales, en los horarios asociados a los bloques 8, 10 y 12, por lo que se considera como costo marginal para estos periodos de restricción el promedio ponderado anual de la proyección de estos bloques.

4.3.7. Generación Instalada en Constitución

Se requieren los datos técnicos de potencia nominal, mínimo técnico⁴, costo variable combustible y costo variable no combustible para cada central conectada a la barra de Constitución. La Tabla (4.7) muestra estos valores para las centrales ya existentes⁵.

Se ingresarán, además, los datos de las centrales que se conectarían en un futuro. En la actualidad no se encuentra ninguna central en construcción, pero si una con resolución ambiental aprobada. Se trata de la “Central Respaldo San Javier”, térmica diésel de 50[MW] de capacidad, propiedad de Prime Energía. No existe una proyección respecto al año de ingreso de esta central.

Supuesto

Se considera que las nuevas centrales a conectar poseerán parámetros técnicos proporcionales a las unidades actuales de igual combustible, y para los valores de costos de combustibles, se considera que poseen igual valor que la central más costosa de combustible similar conectada actualmente.

Se considera que no es de interés el análisis del ingreso de nuevas centrales distintas a las ya mencionadas para el estudio de otras proyecciones futuras, pues la generación de la zona es térmica diésel y un nuevo ingreso no influiría en el costo de la problemática, pues ya existe capacidad suficiente para el autoabastecimiento de la demanda proyectada con

⁴Datos gentileza del Coordinador Eléctrico Nacional.

⁵Datos obtenidos del sitio Energía Región, Diciembre del 2017.

Tabla 4.7: Parámetros técnicos requeridos de las centrales conectadas actualmente a la barra de Constitución.

Central Unidad	P. Neta [MW]	M. Téc. [MW]	Tipo de Com- bustible	Unidad costo de comb.	Costo de comb.	Cons. Esp.	C.Var. No Comb. [US\$/ MWh]	C. Var. [US\$/ MWh]
Celco 01	3,00	3,00	Biomasa	[US\$ /MWh]	10,00	1,00	0,00	10,00
Viñales 01	6,00	5,00	Biomasa	[US\$ /MWh]	16,00	1,00	0,00	16,00
Viñales 02	10,0	6,00	Biomasa	[US\$ /MWh]	38,00	1,00	0,00	38,00
Viñales 03	6,00	6,00	Biomasa	[US\$ /MWh]	45,00	1,00	0,00	45,00
Maule	6,00	0,38	Diésel	[US\$ /Ton]	593,81	0,28	39,27	206,57
Constitución Elektragen	9,00	1,50	Diésel	[US\$ /Ton]	593,81	0,28	39,27	206,57
Raso power	2,68	0,50	Diésel	[US\$ /Ton]	317,74	0,24	69,70	147,04
Raso power 2	2,00	0,50	Diésel	[US\$ /Ton]	317,74	0,24	69,70	147,04

este tipo de centrales.

4.3.8. Costos de Combustibles

Se tienen los datos del “Informe de proyecciones precios de combustibles 2016-2031”, elaborado por el Departamento de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Energía, publicado en Marzo del 2016. De este informe se usará la proyección de modulación de precios del petróleo.

Como contiene datos proyectados hasta el 2031, se deben estimar los valores a usar para los años del periodo que faltan. Para ello se grafican los factores de modulación y se extrapolan los años restantes según una tendencia logarítmica de función dada por la Ecuación (4.12). Los datos de factores de modelación del informe, la línea de tendencia y los datos extrapolados pueden observarse en la Figura (4.9).

$$F_{modComb}(j) = 0,4395\ln(j) + 0,9619 \quad (4.12)$$

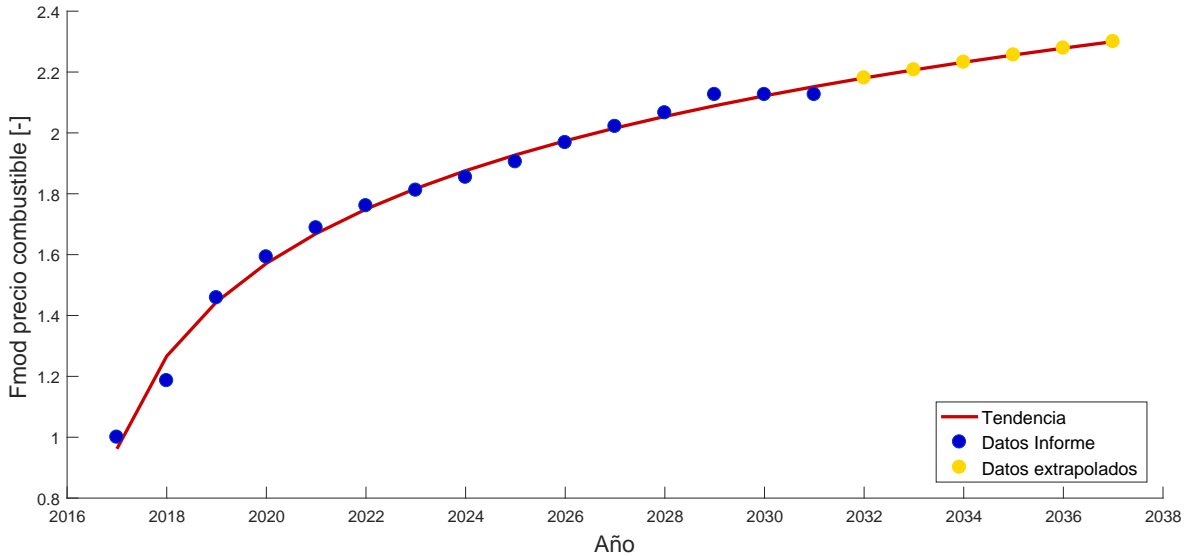


Figura 4.9: Proyección de factores de modulación para el precio del petróleo diésel.

4.4. Soluciones Propuestas

4.4.1. Nueva Línea Nirivilo - Constitución 66[kV]

4.4.1.1. Descripción General

Consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión de 66[kV], circuito simple, entre las subestaciones Nirivilo y Constitución, con una capacidad similar a la del circuito que existe actualmente entre estas subestaciones, es decir, 28[MVA].

Se considera un corredor paralelo a la línea existente, en donde se confirma que no existen restricciones medioambientales para su trazado, al no encontrarse colindante a sitios de protección o interés ambiental, como se muestra en la Figura (4.10).

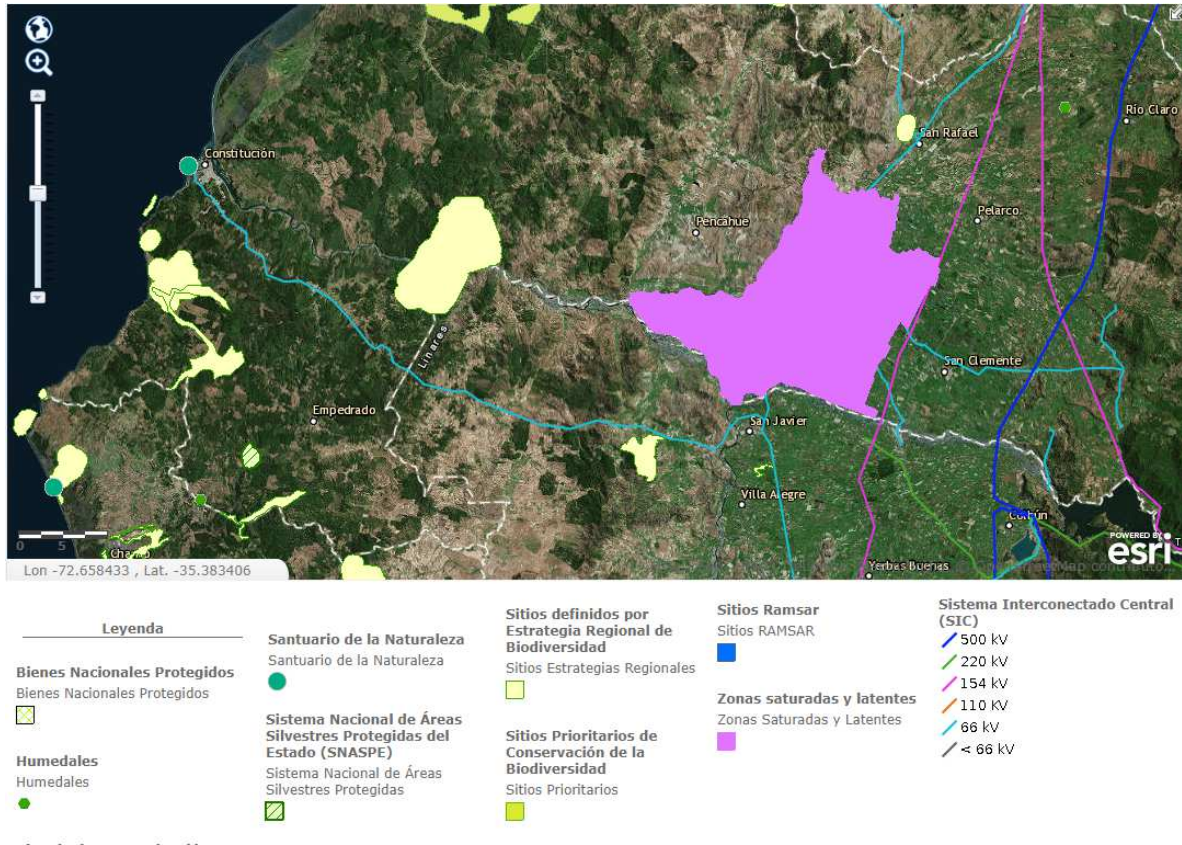


Figura 4.10: Mapa que muestra la ubicación del alimentador San Javier - Constitución y la disposición de las áreas de protección o interés ambiental de la zona.

La disposición esquemática simplificada de esta propuesta se muestra en la Figura (4.11).

4.4.1.2. Análisis Técnico

La incorporación de un circuito en paralelo permite la disminución de la impedancia equivalente de la línea, aumentando la capacidad de transmisión entre Nirivilo y Constitución. La Figura (4.12) muestra las curvas PV de la barra de Constitución 23[kV] con las distintas ampliaciones, la última correspondiente a esta propuesta. Se observa que la instalación del nuevo circuito permite el aumento de capacidad de transmisión, pero no consigue solucionar la restricción de transmisión por caída de tensión, pues la nueva capacidad continúa siendo menor al límite térmico de la línea original.

Se aprecia el aumento de la capacidad de transmisión con la implementación de esta propuesta, comparada con la capacidad original, en la Figura (4.13). Esta muestra la

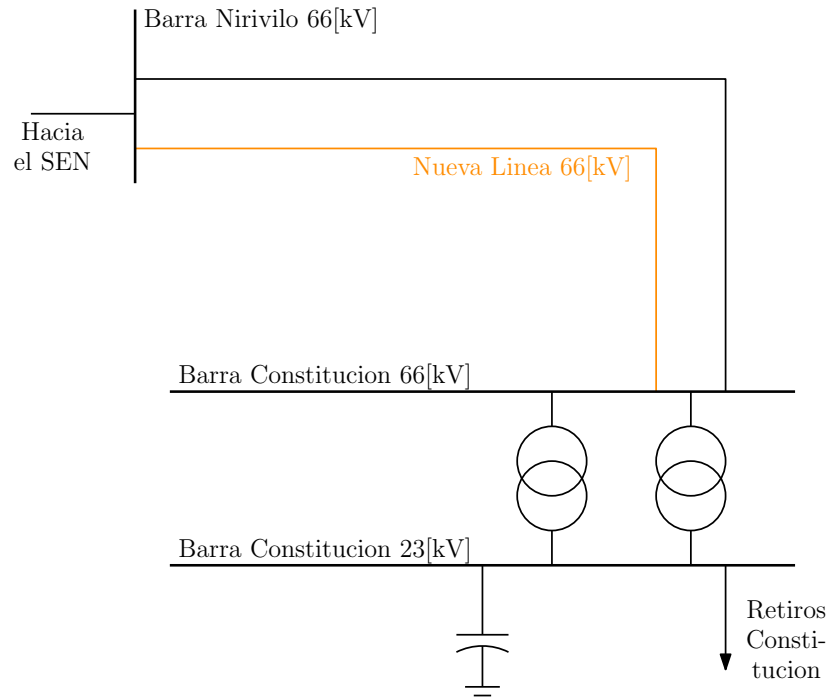


Figura 4.11: Esquema simplificado de la disposición de la nueva línea Nirivilo - Constitución 66[kV].

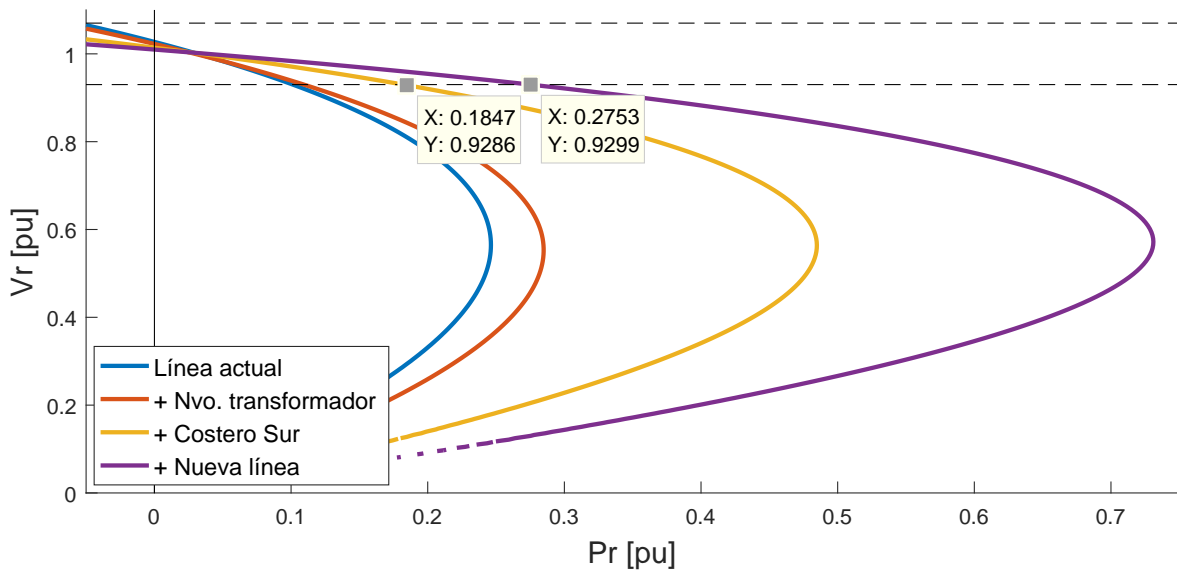


Figura 4.12: Curvas PV del circuito implementando la nueva línea.

capacidad de transmisión del circuito en los años de estudio según van ingresando las distintas ampliaciones y la solución propuesta.

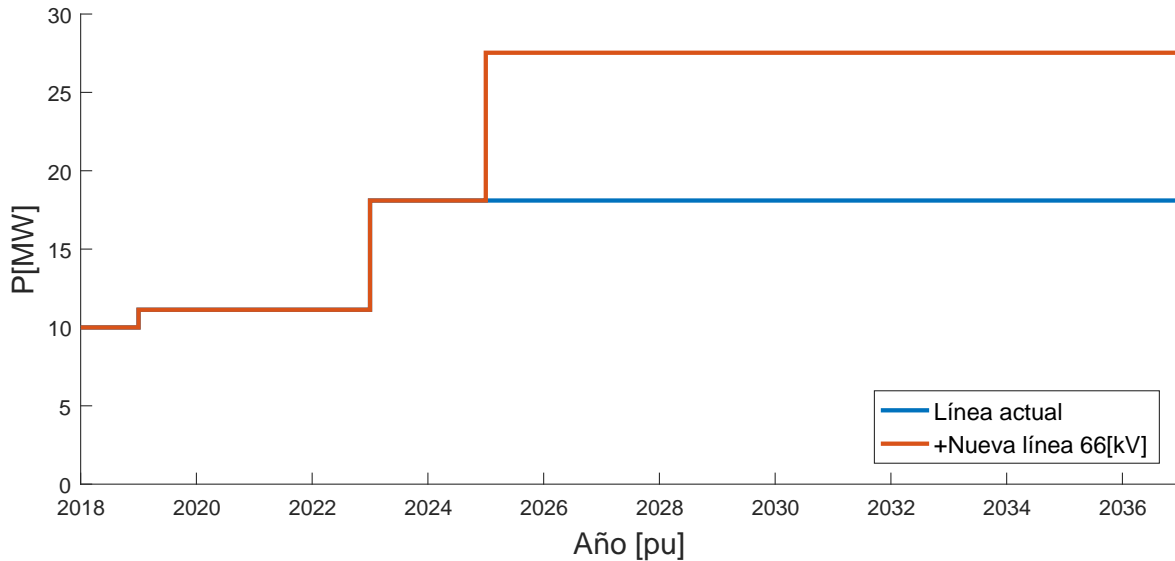


Figura 4.13: Curvas PV del circuito implementando la nueva línea.

4.4.1.3. Ingreso en Operación

Se proyecta que el proceso de construcción y puesta en marcha no sobrepasará los 60 meses desde la fecha de adjudicación. Considerando la extensión del proceso previo a la adjudicación, se establece que la entrada en operación de esta nueva línea será en enero del año 2025.

4.4.1.4. Valor de Inversión (VI) y Costo de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) referenciales

Para la proyección de costos de una nueva línea conectada en paralelo a la actual, se usarán los valores de AVI y COMA de la línea actual. Se compara este valor con lo indicado como AVI referencial para nuevas líneas de 66[kV] en el Decreto 418 y el orden de magnitud es similar. Se entiende que este valor depende de diversos factores, como la valorización del terreno del corredor, la capacidad del circuito, su longitud y la geografía del tramo, entre muchos otros factores. Por esto se decide utilizar el valor de la línea actual.

Tabla 4.8: AVI+COMA de la nueva línea 66[kV].

AVI+COMA[USD]
1.053.435

4.4.2. Nuevo Banco de Condensadores 20[MVAr]

4.4.2.1. Descripción General

Consiste en la instalación de un nuevo banco de condensadores en la barra de 23[kV] de la subestación Constitución, de 20[MVAr] de capacidad.

La disposición esquemática simplificada de esta propuesta se muestra en la Figura (4.14).

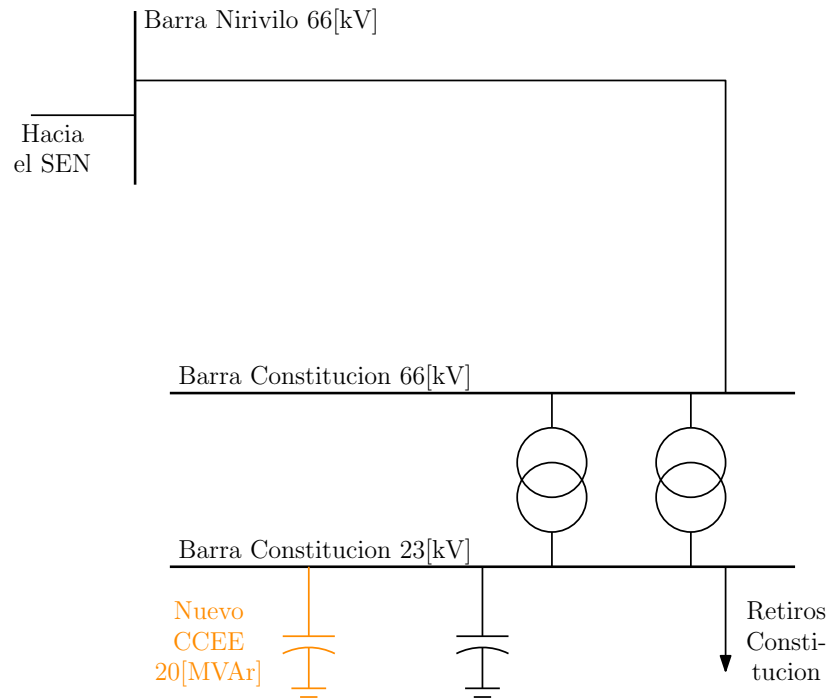


Figura 4.14: Esquema simplificado de la disposición del nuevo banco de condensadores de 20[MVAr].

4.4.2.2. Análisis Técnico

La incorporación de un banco de condensadores permite incrementar el límite de transmisión de la línea. El banco dimensionado para esta propuesta inyecta los reactivos necesarios para el aprovechamiento de la capacidad de transmisión nominal del actual alimentador Nirivilo - Constitución, 28[MW], como puede observarse en la Figura (4.15).

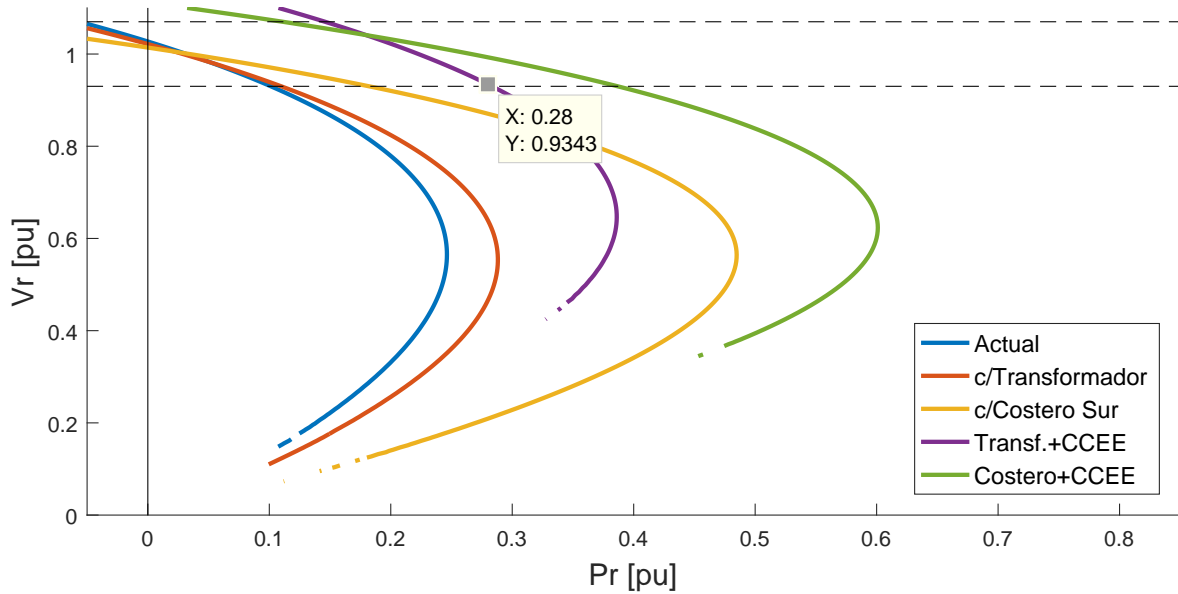


Figura 4.15: Curvas PV del circuito implementando el nuevo banco de condensadores.

4.4.2.3. Ingreso en Operación

Se proyecta que el proceso de construcción y puesta en marcha permite el ingreso a la operación de esta solución el año 2021, sin embargo, se propone un ingreso a la operación el año 2022.

4.4.2.4. Valor de Inversión (VI) y Costo de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) referenciales

Para el costo del banco de condensadores, se utiliza el valor de AVI y COMA se bancos de condensadores de 5[MVAR] instalados actualmente, que poseen un valor de AVI+COMA de 83.991[USD]. Se considera un costo para cuatro de estos condensadores.

Tabla 4.9: AVI+COMA del nuevo banco de condensadores.

AVI+COMA[USD]
335.964

4.4.3. Nueva Línea Nirivilo - Constitución 66[kV] + Banco de Condensadores S/E Constitución 23[kV]

4.4.3.1. Descripción General

Contempla la instalación de una línea paralela a la actual de características similares a la existente, idéntica a la analizada en el punto anterior. A esta propuesta se le suma la instalación de un banco de condensadores de conmutación mecánica, 35[MVAr]. La disposición esquemática simplificada se muestra en la Figura (4.16).

Se confirma que la subestación cuenta actualmente con el espacio disponible suficiente para la instalación de este equipo, como puede observarse en el Anexo C.

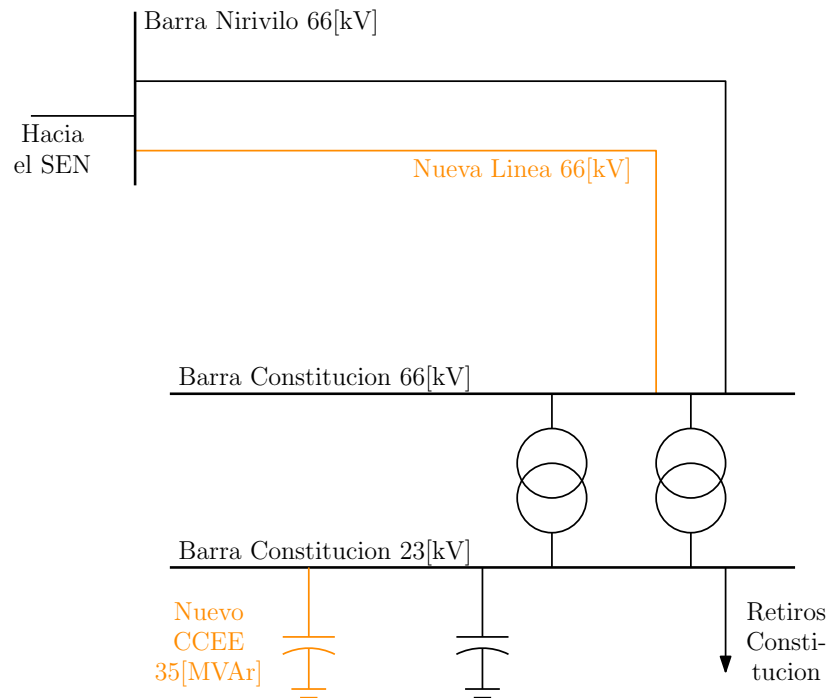


Figura 4.16: Esquema simplificado de la disposición de la nueva línea Nirivilo - Constitución 66[kV] más CCEE 35[MVAr].

4.4.3.2. Análisis Técnico

La inyección de reactivos incide en las curvas PV del circuito, como se observa en la Figura (4.17), aumentando la capacidad de transmisión de la línea.

Se observa además, que el banco requiere de pasos en la inyección de potencia

reactiva, pues en tres gráficos la curva que incluye el condensador sobrepasa el límite superior de la tensión frente a caídas en la demanda de potencia activa, lo que se regularía con una distribución adecuada de pasos en la inyección de reactivos.

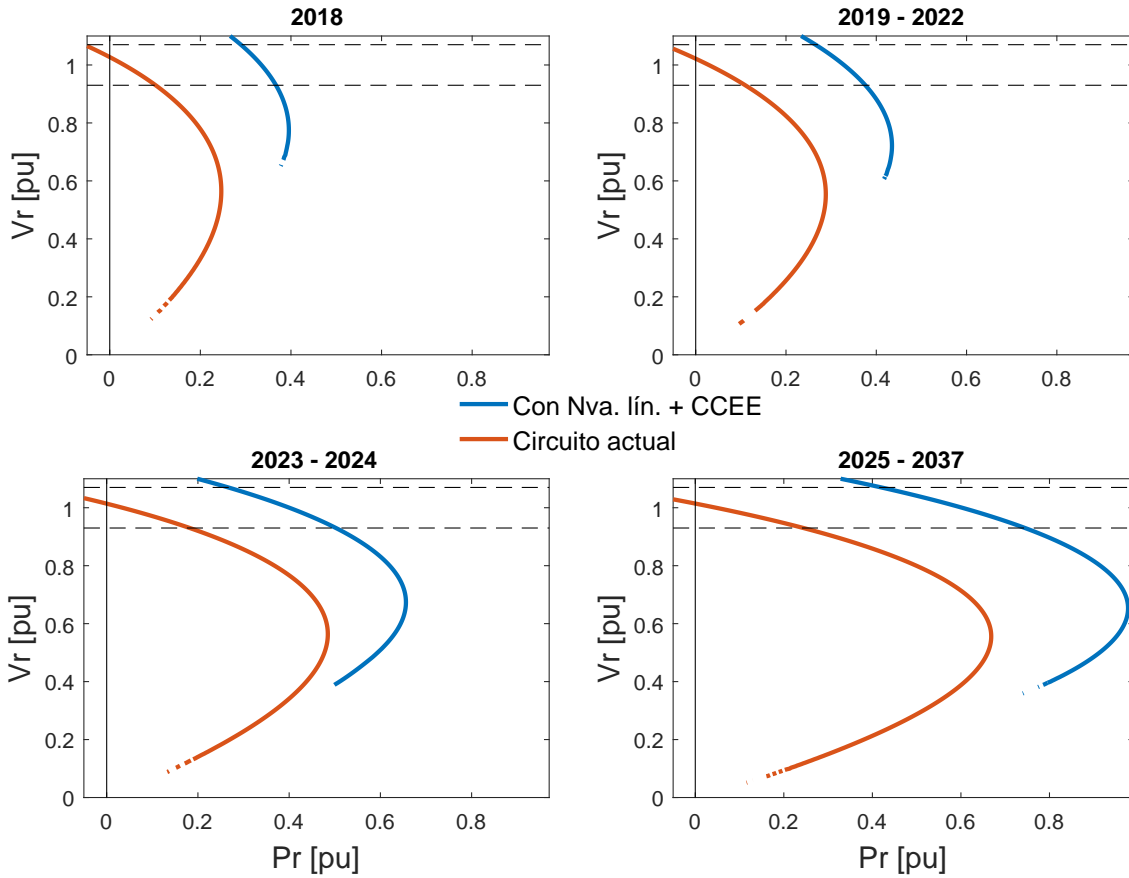


Figura 4.17: Curvas PV del circuito con y sin la incorporación del banco de condensadores y la nueva línea en 66[kV].

4.4.3.3. Ingreso en Operación

Si bien se grafica el efecto del ingreso del banco de condensadores en la curvas nariz para todos los años del periodo, se tiene que considerar que el proceso desde la detección de la necesidad hasta la entrada en operación se estima en, al menos, 38 meses, por lo que no estaría disponible antes del 2021. Se analizará esta solución variando el ingreso del banco de condensadores. Al igual que en la propuesta anterior, se estima que el ingreso a la operación de la línea se realizará en el año 2025.

4.4.3.4. Valor de Inversión (VI) y Costo de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) referenciales

Para el costo del banco de condensadores, se utiliza el valor de AVI y COMA, correspondientes a los datos bancos de condensadores instalados actualmente en el sistema de transmisión zonal, a Octubre del 2017. El banco de condensadores será conectado en la barra de 23[kV], por lo que se utilizan valores de bancos para este nivel de tensión.

Debido a que no existen instalados al 2017 bancos de condensadores de potencia similar a 35[MVAR] a 23[kV], se determina usar un valor modular de bancos de condensadores de 5[MVAR], que poseen un valor unitario de AVI+COMA de 83.991[USD].

Para la proyección de costos de una nueva línea conectada en paralelo a la actual, se usarán los valores de AVI y COMA de la línea actual.

Tabla 4.10: AVI+COMA de la propuesta de línea en 66[kV] más un banco de condensadores de 35[MVAR].

Ítem	AVI+COMA[USD]
Banco de Condensadores	587.937
Línea 66[kV]	1.053.435
Total	1.623.372

Supuesto

El banco de condensadores se conectará en la barra de 23[kV], en un paño ya habilitado.

4.4.4. Nueva Batería Ion-Litio S/E Constitución 23[kV]

4.4.4.1. Descripción General

Consiste en la instalación de un banco de baterías ion-litio, con su correspondiente inversor, a conectarse en la barra de 23[kV] de subestación Constitución. Poseerá una capacidad de 50[MW], 3000[MWh].

Tiene por objetivo suministrar la energía requerida cuando la demanda sobrepasa la capacidad de abastecimiento, sin considerar las centrales diésel.

El esquema simplificado de ubicación de la propuesta en el circuito se muestra en la Figura (4.18).

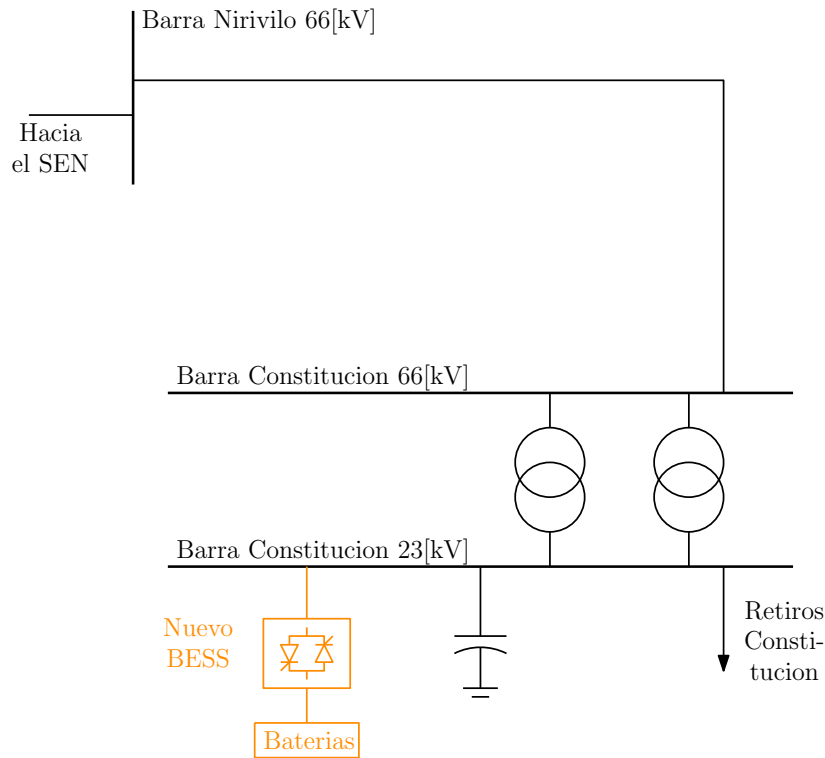


Figura 4.18: Esquema simplificado de la disposición del nuevo sistema de almacenamiento por baterías ion-litio.

4.4.4.2. Análisis Técnico

El abastecimiento local de potencia activa, desplaza las curvas PV hacia la derecha, aumentando así la capacidad de abastecimiento, sin influir en los límites de transmisión.

Las nuevas curvas PV con la incorporación de esta solución se muestran en la Figura (4.19).

4.4.4.3. Ingreso en Operación

Se considera un tiempo de construcción y puesta en servicio de 9 meses a partir de la fecha de adjudicación, por lo que su fecha más próxima de ingreso es el año 2020. Sin embargo, se analizarán distintos casos variando en año de ingreso de esta solución.

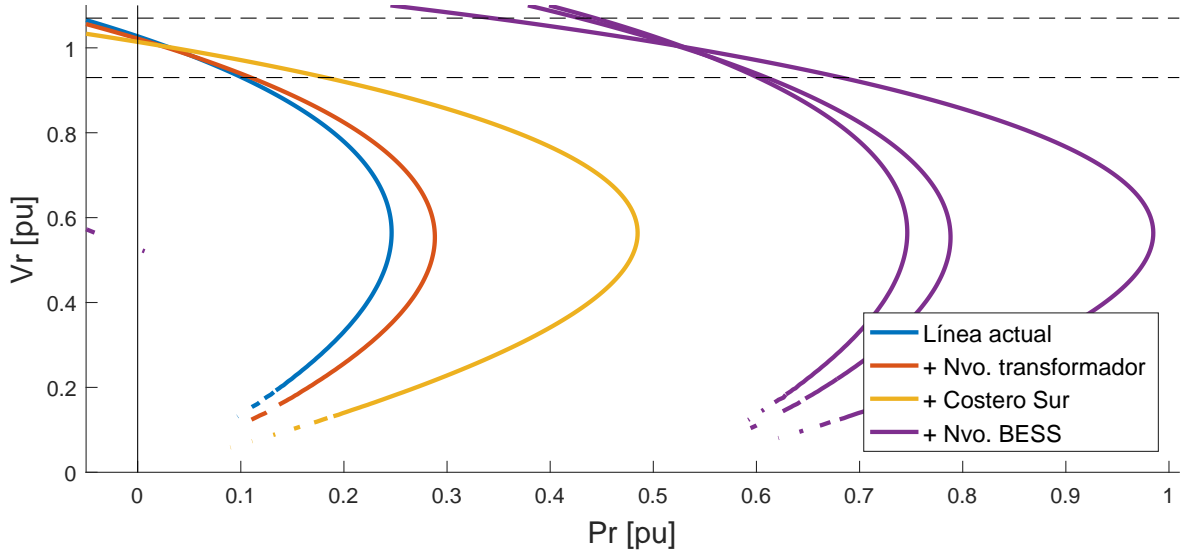


Figura 4.19: Curvas PV de la barra de Constitución 23[kV] a medida que se incorporan las distintas ampliaciones comparadas con las curvas incluyendo el BESS.

4.4.4.4. Valor de Inversión (VI) y Costo de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) referenciales

En el caso de los sistemas de almacenamiento por baterías se tienen las proyecciones de precios de *Lazard's* e *International Renewable Energy Agency*. Estos organismos elaboran proyecciones de precios bajo distintos supuestos, con diferentes metodologías y a distintos horizontes de estimación. El informe “Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030” de IRENA entrega un valor de costo estimado de baterías para el año 2030, mientras que “Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis 3.0” lo entrega para el año 2021. En ambos casos el costo entregado es un costo nivelado, que lleva todos los costos asociados a la compra e instalación del equipo, incluyendo los costos del inversor, a un valor de dinero por kilowatt-hora. Ambos informes incluyen un valor actual con el que se inicia la proyección.

Se considera un valor inicial de 2017 entregado por el estudio de IRENA, que se refiere al costo modular de sistemas de almacenamiento de baterías ion-litio ofrecidos en Alemania, los que tienen un valor medio de 1017[USD/kWh] [?]. Como caso base de proyección se considerará el valor proyectado al 2021 por el estudio de Lazard’s, dado por una disminución del 36%, quedando en 651[USD/kWh]. Para este caso se considerará

la proyección al 2030 más conservadora del informe de IRENA, que proyecta un costo de 480[USD/kWh]. La proyección de precios resultante debe interpolarse mediante una línea de tendencia para asignar el costo en el año. La línea de tendencia utilizada se muestra en la Ecuación (4.13) y el costo proyectado se registra en la Figura (4.20).

$$CV_{BESS}(j) = 1020(j + 2016)^{-0,284} \quad (4.13)$$

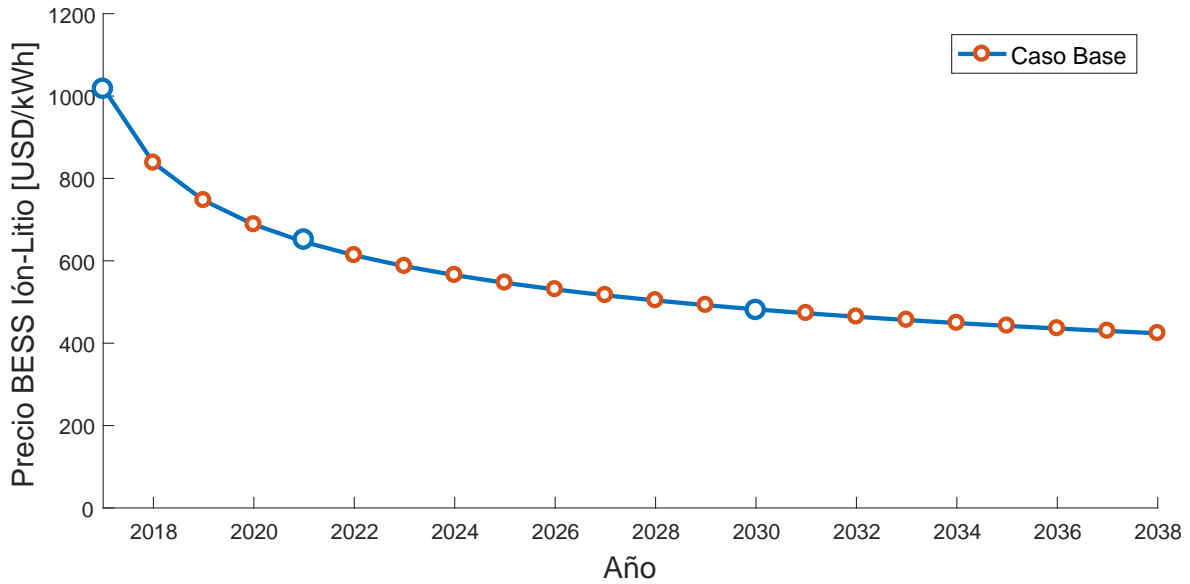


Figura 4.20: Proyección de costos dependientes de la capacidad de energía para baterías ion-litio.

Supuesto

El sistema de baterías se conectará en la barra de 23[kV], en un paño ya habilitado para este fin.

4.4.5. Nueva Línea Nirivilo - Constitución 220[kV]

4.4.5.1. Descripción General

Corresponde a la instalación de una nueva línea energizada en 220[kV] que aprovecha el paño de 220[kV] de la subestación Nueva Nirivilo, a construir como punto de conexión de la nueva línea Costero Sur 220[kV]. La línea conectará las subestaciones Nueva Nirivilo y Constitución, con un trazado paralelo a la actual línea de 66[kV] que conecta

ambas subestaciones. Poseerá una longitud aproximada de 37[km].

La potencia nominal de la obra debe sobrepasar la demanda proyectada en los escenarios, sin embargo, mediante la revisión de las líneas existentes al 2017 en 220[kV] y una longitud similar, se establece que el mínimo térmico de capacidad de transmisión está en 193[MVA].

La propuesta incluye la ampliación de la subestación Constitución, con la construcción de un nuevo paño de 220[kV] y la instalación de un nuevo transformador de 220/23[kV], 100[MVA], que permita la conexión entre la nueva barra de 220[kV] con la barra actual de 23[kV], punto donde se realizan los retiros de la subestación.

El diagrama simplificado de conexión de las instalaciones de esta propuesta se muestra en la Figura (4.21).

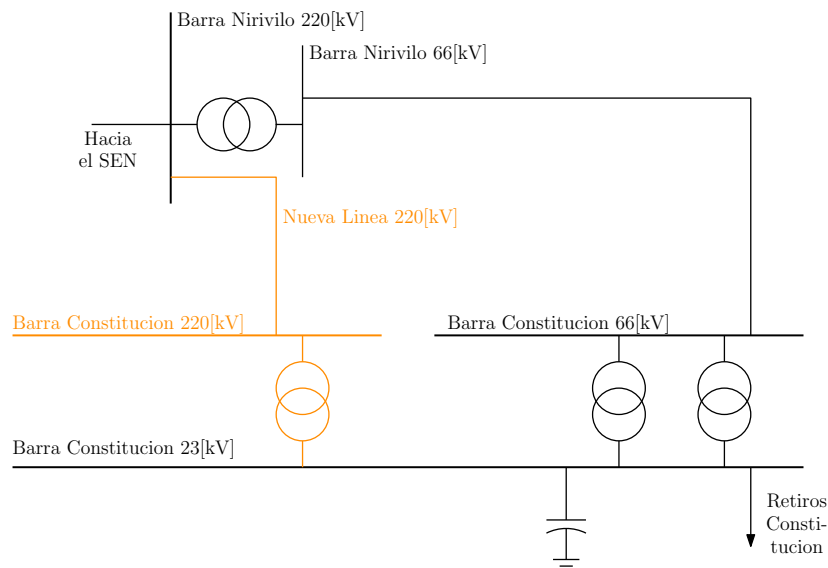


Figura 4.21: Esquema simplificado de la disposición de la nueva línea Nirivilo - Constitución 220[kV].

4.4.5.2. Análisis Técnico

Para el análisis técnico, se toman valores referenciales de impedancia de líneas y transformadores de características similares a los contenidos en esta propuesta. En específico, para la impedancia de la línea se considera la impedancia del tramo de 36,6[km] entre Ciruelos 220[kV] y Valdivia 220[kV], línea de 193[MVA]. Para el nuevo transformador se toman los valores de impedancia del transformador ubicado entre

las barras Confluencia 220[kV] y Confluencia 23[kV]. Debido a que el transformador 220/66[kV] entre Nueva Nirivilo 220[kV] y Nirivilo 66[kV] aún no se instala, no se conoce su valor de impedancia. Se conoce su razón de transformación y que poseerá una potencia de 90[MVA] [28], por lo que se usan los valores de un transformador de características similares ubicado en la S/E Temuco. Los valores de impedancia usados se detallan en la Tabla (). Los valores de los otros elementos del circuito ya han sido expuestos con anterioridad.

Tabla 4.11: Valores de impedancia usados para el análisis técnico de la instalación de Nueva línea Nirivilo - Constitución 220[kV].

Ítem	R(pu)	X(pu)
Nueva línea 220[kV]	0,0070	0,030
Nuevo transformador 220/23[kV]	0,0018	0,05466
Transformador 220/66[kV]	0,00702	0,17653

La conexión de esta línea provoca una fuerte disminución en la impedancia equivalente entre los retiros de Constitución y Nirivilo. La curva PV resultante para esta propuesta se muestra en la Figura (4.22). En esta se observa que el límite de transmisión por restricción de tensión aumenta en torno a diez veces con la nueva línea, respecto al límite del circuito con la entrada del Costero Sur.

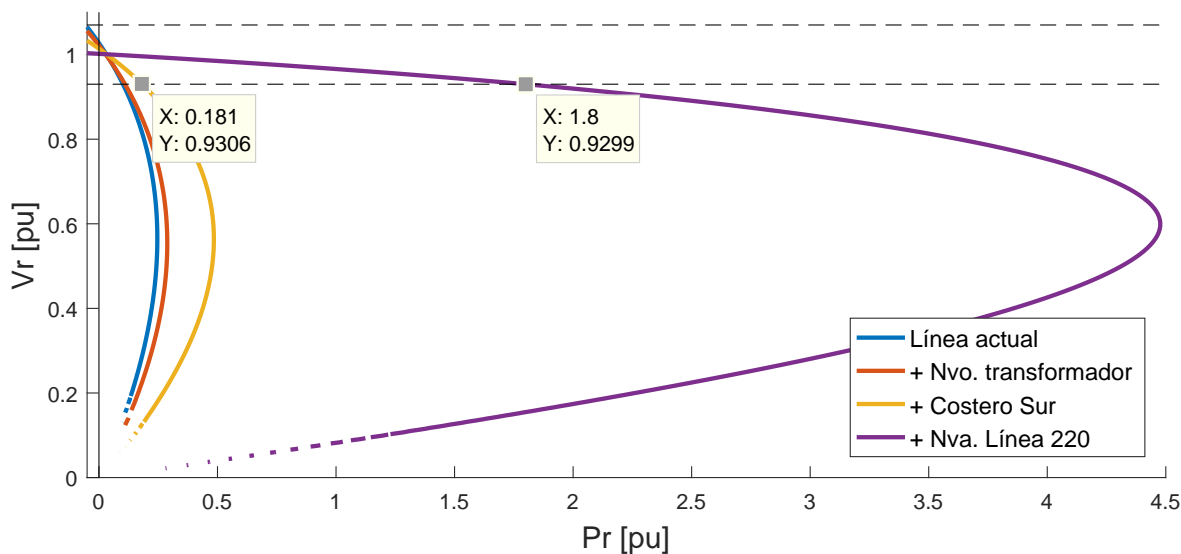


Figura 4.22: Curvas PV de la barra de Constitución 23[kV] a medida que se incorporan las distintas ampliaciones y la nueva línea de 220[kV] propuesta.

4.4.5.3. Ingreso en Operación

Se proyecta que el proceso de construcción y puesta en marcha no sobrepasará los 60 meses desde la fecha de adjudicación. Considerando la extensión del proceso previo a la adjudicación, se establece que la entrada en operación de esta nueva línea será en enero del año 2025.

4.4.5.4. Valor de Inversión (VI) y Costo de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) referenciales

Se utilizan los valores de AVI y COMA de las instalaciones ya usadas como referencia en impedancia para el caso de la nueva línea, en que se usó la línea Ciruelos - Valdivia 220[kV]. El AVI y COMA asociados a la ampliación de la subestación Constitución y la instalación del nuevo transformador, se consideran iguales a los valores de referencia del proyecto “Nuevo Transformador en S/E Puerto Montt 220/23 kV 60MVA”, que considera características similares a las de esta propuesta [28]. Los valores se detallan en la Tabla (4.12).

Tabla 4.12: AVI+COMA de la propuesta de nueva línea en 220[kV].

Ítem	AVI+COMA[USD]
Nueva línea 220[kV]	832.000
Nuevo transformador y ampliación S/E	798.500
Total	1.630.000

4.5. Escenarios

4.5.1. Escenario 1: Caso Base

El caso base corresponde al escenario en que dados los datos de proyecciones ingresados, la solución a la problemática es la aplicada actualmente, sin incorporar ninguna de las soluciones propuestas. Tampoco se considerará la instalación de ninguna nueva central en la zona, sólo los ingresos de las ampliaciones al sistema de transmisión que

ya se encuentran en licitación. En esta se tiene que la demanda máxima proyectada va creciendo cada año, llegando a un máximo de 62,8[MW] el año 2037.

La capacidad de suministro de energía para este caso está dada por la capacidad de generación total de las centrales conectadas en Constitución, sumado a la capacidad de transmisión del alimentador en sentido San Javier - Constitución. Esta capacidad total posee un valor de 56[MW] para el inicio del periodo y finaliza en 62,8[MW] con el ingreso del Costero Sur, por lo que no alcanza a ser suficiente para abastecer la totalidad de la demanda proyectada en el periodo de estudio.

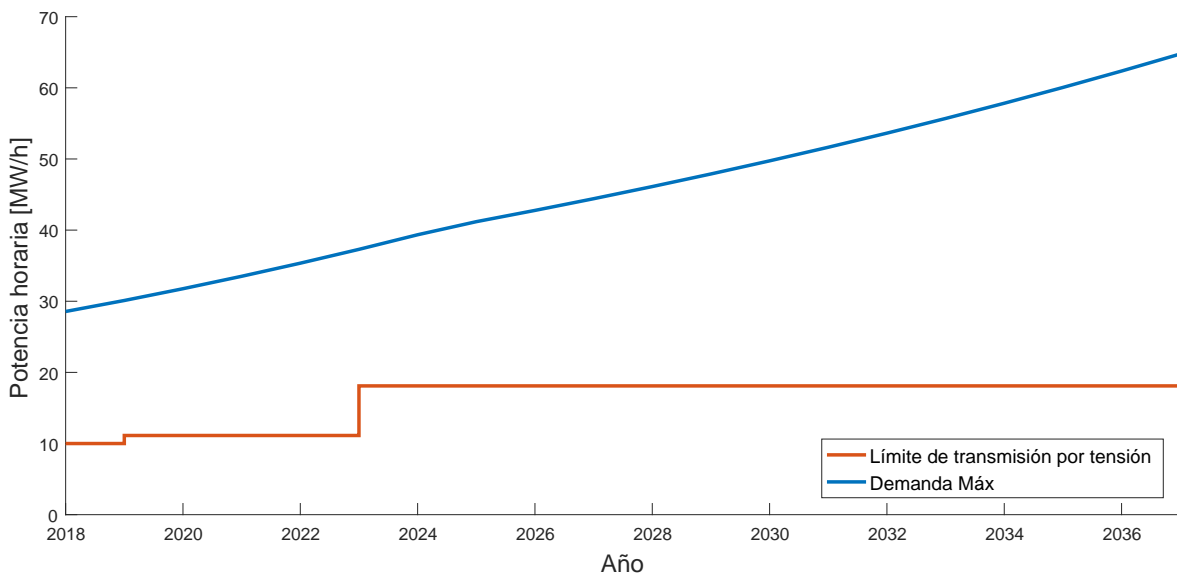


Figura 4.23: Demanda máxima proyectada para cada año del periodo comparada con la capacidad de transmisión de la línea por restricción de tensión.

Se tiene además que los costos marginales del sistema proyectados, reflejados en la barra de Constitución, se encuentran dentro de un rango que no excede los 70[USD/MWh]. Este valor indica que no se proyecta que centrales diésel marquen marginal en el periodo de estudio, lo que implica que las centrales diésel de la zona no serán despachadas por lista de prioridades del sistema.

La capacidad de abastecimiento de la zona, sin considerar las centrales diésel comienza en 36[MW] y termina en 43[MW]. La Figura (4.23) muestra la curva de demanda máxima proyectada a cada año y el límite de transmisión del alimentador bajo la restricción por tensión.

La Figura (4.24) muestra la curva de demanda máxima proyectada además de las curvas que indican los límites de abastecimiento de la zona para cada año. Se observa que el límite de abastecimiento, sin considerar las centrales diésel, es sobrepasado por la demanda máxima el año 2028. Desde este año será necesario despachar centrales fuera de orden de prioridad para abastecer la demanda, situación que se mantiene hasta el final del periodo, donde no se sobrepasa la capacidad de abastecimiento considerando todas las centrales instaladas en la actualidad, además del límite de transmisión de la línea.

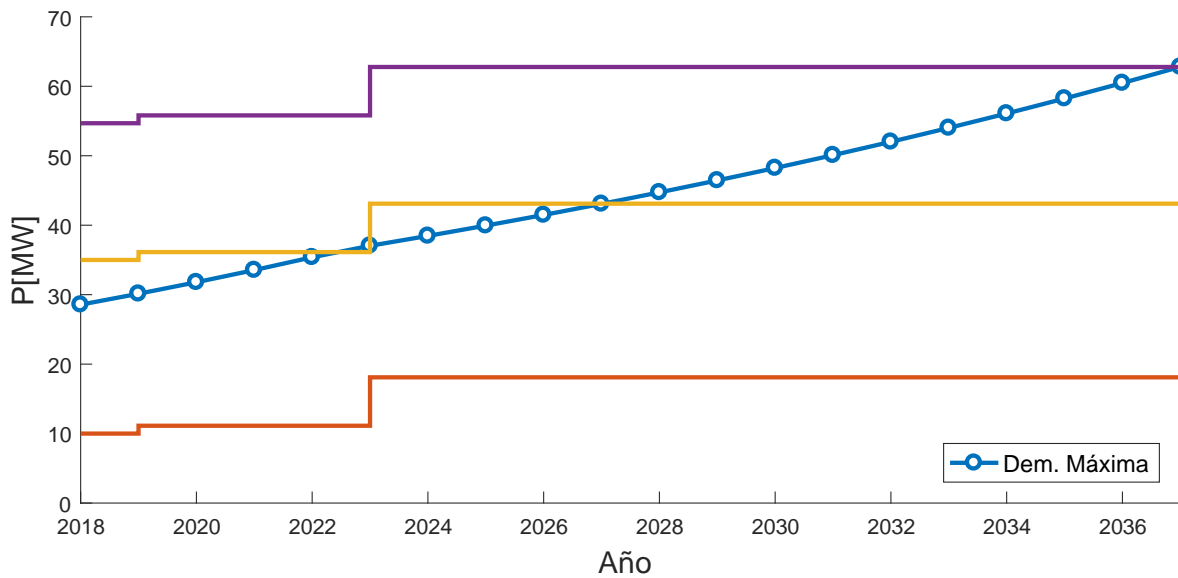


Figura 4.24: Demanda máxima proyectada para cada año del periodo comparada con la capacidad de abastecimiento en Constitución.

Esta situación se agrava al considerar el tiempo en que no se encuentra operativa la central Viñales, caso que es mostrado en la Figura (4.25). En esta se observa que no hay ningún año en que la demanda máxima pueda ser suministrada por la capacidad actual de abastecimiento sin considerar las centrales diésel. La capacidad de abastecimiento total, incluyendo las centrales diésel, se ve sobrepasada por la demanda máxima proyectada antes de la entrada del Costero Sur, en el año 2022, y luego en todos los años después del 2026.

El costo de operación asociado se relaciona con la energía que se suministraría con centrales fuera de orden de prioridad o que directamente no se tendría la capacidad para

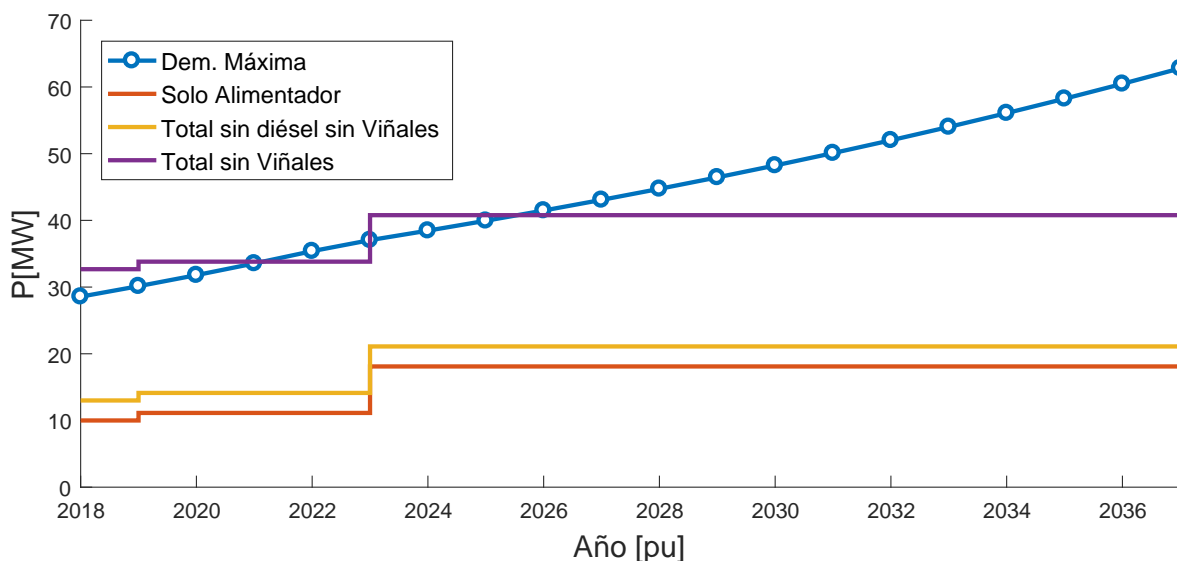


Figura 4.25: Demanda máxima proyectada para cada año del periodo comparada con la capacidad de abastecimiento cuando la central Viñales se encuentra fuera de operación.

suministrar en este caso. Dado que la distribución de potencia requerida horariamente varía para cada año del estudio por el crecimiento proyectado, se construyen las Figuras (4.26) y (4.27). En estas se observa que la energía a suministrar con diésel es menor al 7% en todos los años del periodo, y la no suministrada no alcanza un 1%. Mayor es el porcentaje de energía no abastecida para los días de mantención de Viñales, en donde se deberá calcular el porcentaje de energía no abastecida cada hora y obtener el costo asociado.

La Tabla (4.13) muestra los costos de operación anuales asociados a las restricciones del sistema estudiado, desglosado según se presenten en el periodo de mantención de Viñales o en otro momento del año.

Tabla 4.14: Valor actual del caso base.

$$\frac{\text{VAN [USD]}}{10.440.879}$$

4.5.2. Escenario 2: Instalación de “Respaldo San Javier”

Se evalúa el escenario en que se instala la central “Respaldo San Javier”, que actualmente cuenta con su resolución ambiental aprobada, pero que no se ha declarado

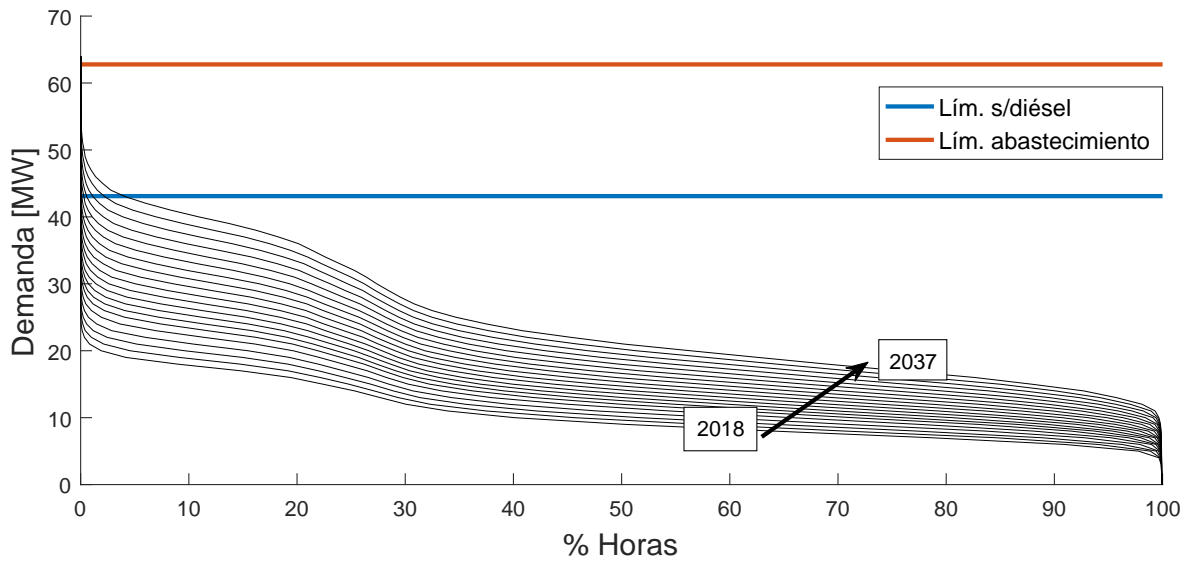


Figura 4.26: Límites de abastecimiento comparados con las curvas de carga proyectadas para cada año del periodo.

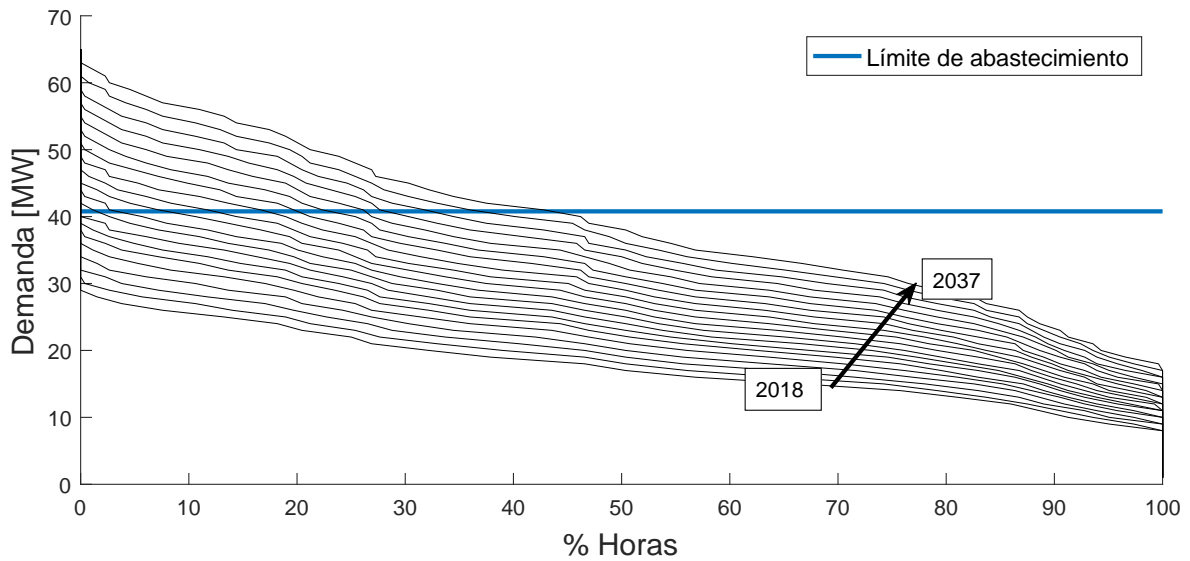


Figura 4.27: Límites de abastecimiento comparados con las curvas de carga proyectadas para cada año en los días de mantenimiento general de Viñales.

Tabla 4.13: Costos operacionales anuales debidos a las restricciones del sistema para el caso base.

Año	C.Op. c/Viñ [USD]	C.Op. s/Viñ [USD]	Costo Op. Total[USD]
2018	0	282.200	282.200,14
2019	0	327.227	327.226,74
2020	0	415.943	415.943,16
2021	0	509.204	509.203,71
2022	0	616.712	616.712,41
2023	0	294.633	294.633,13
2024	0	349.573	349.573,03
2025	0	412.968	412.968,13
2026	0	492.080	492.079,69
2027	0	577.778	577.778,11
2028	0	684.290	684.290,46
2029	234	827.772	828.006,10
2030	701	983.947	984.648,06
2031	1.520	1.167.502	1.169.021,58
2032	3.184	1.420.945	1.424.128,55
2033	8.449	1.713.602	1.722.051,77
2034	17.645	2.055.772	2.073.416,97
2035	41.021	2.464.119	2.505.140,08
2036	97.417	2.893.859	2.991.276,33
2037	211.083	3.338.367	3.549.450,28

en construcción. Se considera el escenario en que ingresa a la operación en enero del año 2022.

Se puede ver en las Figuras (4.28) y (4.29), que los 50[MW] totales de la central permiten elevar la capacidad de abastecimiento por sobre la demanda máxima proyectada tanto cuando la central Viñales se encuentra operativa, como cuando se encuentra en mantención.

Los costos operacionales anuales bajo restricciones para este escenario se muestran en la Tabla (4.15). Se observa que, si bien ya no se proyectan periodos con racionamiento, sí existen periodos en que la capacidad de abastecimiento, sin considerar las centrales diésel, se ve sobrepasada, por lo que persisten costos asociados al despacho de centrales de este combustible para el abastecimiento de la demanda en días en que la central Viñales se encuentra operativa.

La ausencia de demanda no suministrada arroja un valor de operación actual para este escenario menor al obtenido en el caso sin el ingreso de la nueva central. Este puede

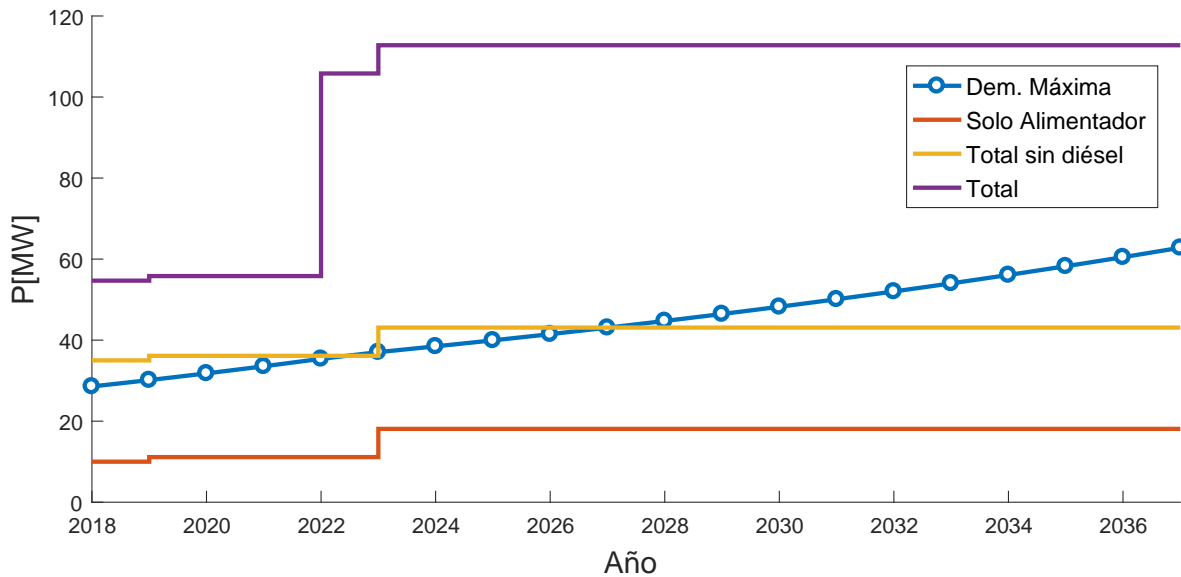


Figura 4.28: Curva de demanda máxima, comparada con la capacidad de abastecimiento en Constitución, considerando el ingreso de la central Respaldo San Javier.

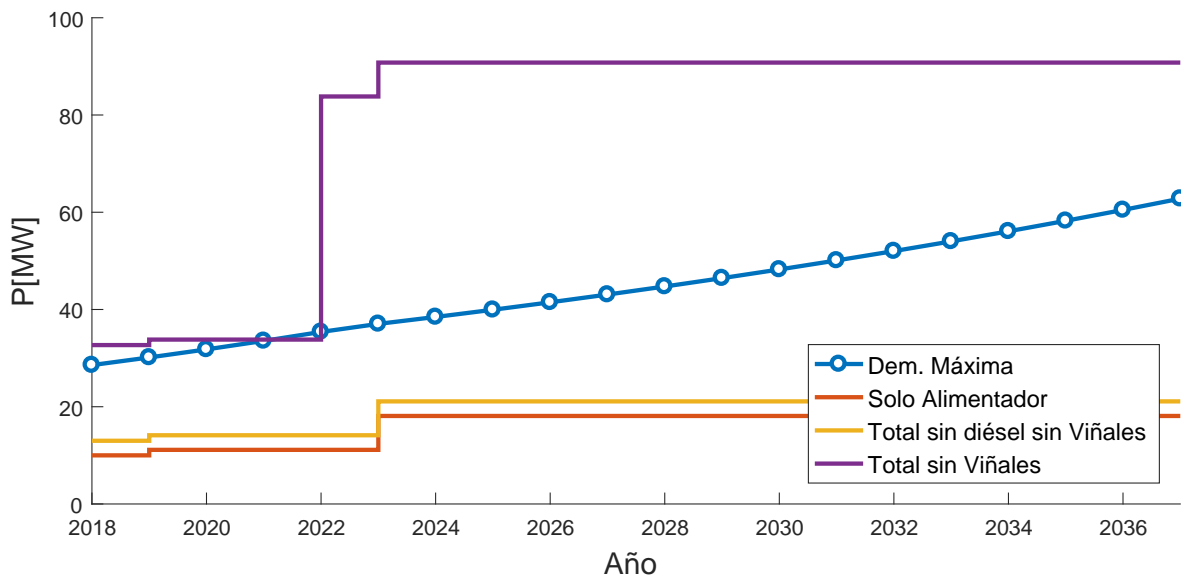


Figura 4.29: Curva de demanda máxima, comparada con la capacidad de abastecimiento cuando la central Viñales se encuentra fuera de operación, considerando el ingreso de la central Respaldo San Javier.

observarse en la Tabla (4.16).

Tabla 4.15: Costos operacionales anuales debidos a las restricciones del sistema para el caso en que ingresa la central Respaldo San Javier en 2022.

Año	C.Op. c/Viñ [USD]	C.Op. s/Viñ [USD]	Costo Op. Total[USD]
2018	0	282.200	282.200
2019	0	331.475	331.475
2020	0	425.573	425.573
2021	0	524.161	524.161
2022	0	635.374	635.374
2023	0	294.633	294.633
2024	0	349.573	349.573
2025	0	412.968	412.968
2026	0	493.268	493.268
2027	0	574.955	574.955
2028	0	669.444	669.444
2029	234	776.582	776.816
2030	701	875.345	876.047
2031	1.520	973.222	974.741
2032	3.184	1.094.034	1.097.218
2033	8.449	1.224.370	1.232.820
2034	17.645	1.363.955	1.381.600
2035	41.021	1.514.650	1.555.671
2036	97.417	1.672.670	1.770.087
2037	211.083	1.842.951	2.054.034

Tabla 4.16: Valor actual del caso con ingreso de la central diésel Respaldo San Javier.

VAN [USD]
8.403.806

4.5.3. Escenarios 3 al 6: Variaciones al Crecimiento de la Demanda

En este escenario se consideran las variaciones al crecimiento proyectado de la demanda mostradas en la Figura (4.7). La variación en el crecimiento para cada escenario se muestra en la Tabla (4.17)

Tabla 4.17: Variación en el crecimiento de la demanda para cada caso.

Variación en el crecimiento	
Escenario 3	-20 %
Escenario 4	-10 %
Escenario 5	+10 %
Escenario 6	+20 %

La variación en el crecimiento incide en la proyección de restricciones por capacidad de abastecimiento tanto con Viñales operativa, como cuando se encuentra en mantenimiento. Esto puede observarse en las Figuras (4.30) y (4.31). En estas se observa que los Escenario 5 y 6, que aumentan el crecimiento de demanda, proyectan periodos de demanda no suministrada, al sobrepasar su demanda máxima el límite de abastecimiento de Constitución, incluyendo la totalidad de las centrales y el abastecimiento por la línea desde el Sistema Eléctrico Nacional.

Los costos operacionales anuales para cada uno de estos escenarios se registran en las Tablas (4.18) y (4.19). En esta se observa que tanto los costos en el periodo de mantenimiento como en el resto del año, aumentan a medida que aumenta el crecimiento de la demanda. Esto se corrobora con los valores actuales de cada escenario, registrados en la Tabla (4.20).

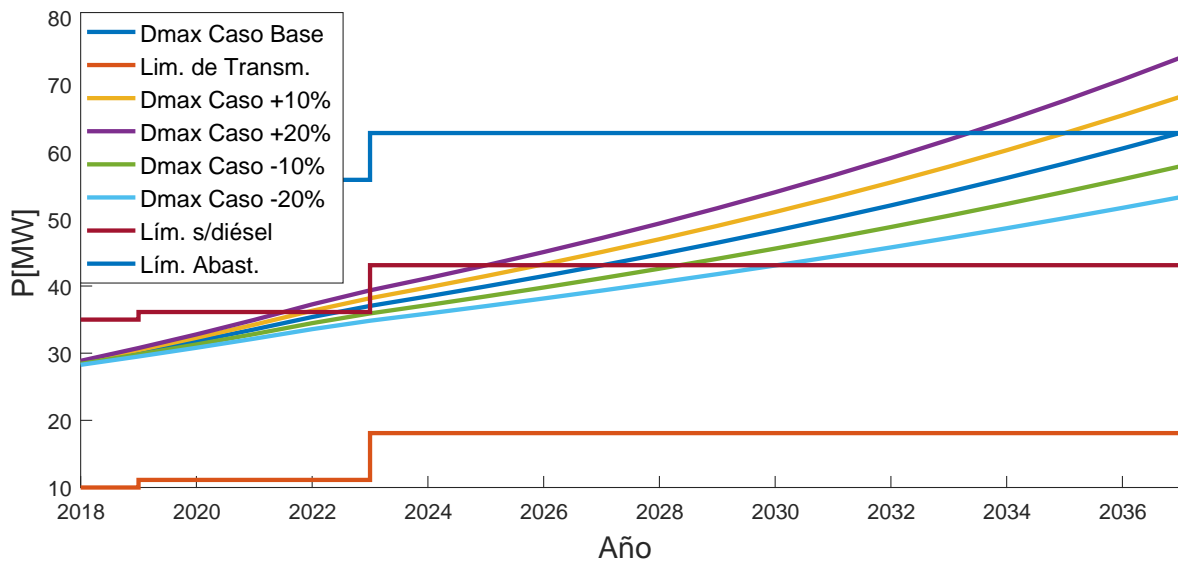


Figura 4.30: Curvas de demanda máxima para cada escenario, comparadas con la capacidad de abastecimiento en Constitución.

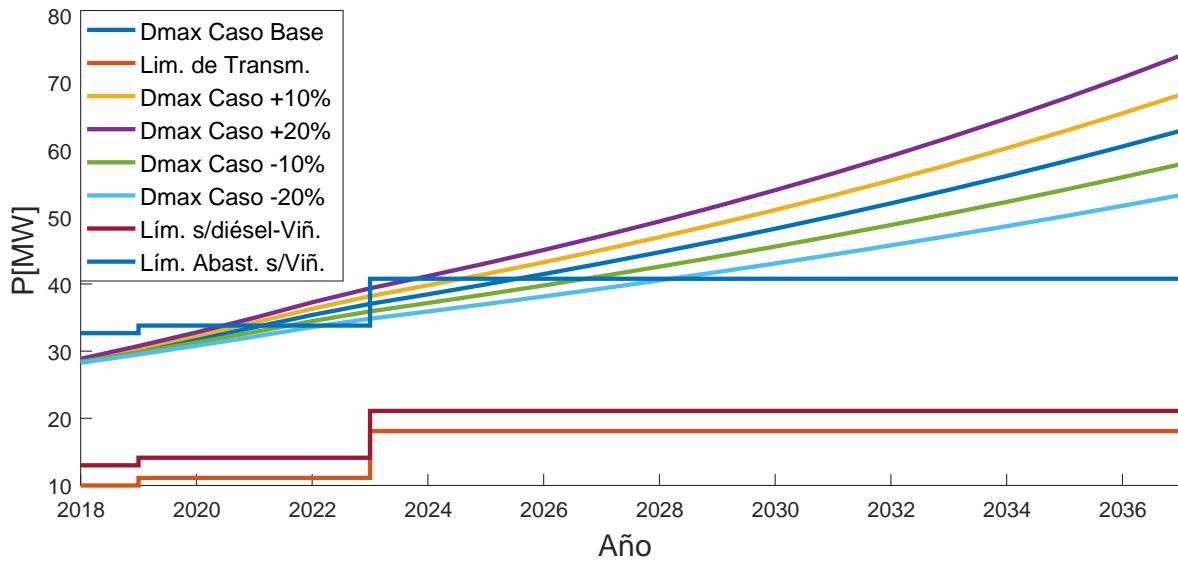


Figura 4.31: Curvas de demanda máxima para cada escenario, comparadas con la capacidad de abastecimiento cuando la central Viñales se encuentra fuera de operación.

Tabla 4.18: Costo operacional anual debido a las restricciones del sistema, para Escenario 3 y 4.

Año	C.Op. c/Viñ [USD]	C.Op. s/Viñ [USD]	Costo Op. Total[USD]
Escenario 3			
2018	0	272.603	272.603
2019	0	306.026	306.026
2020	0	374.793	374.793
2021	0	450.677	450.677
2022	0	527.209	527.209
2023	0	224.920	224.920
2024	0	263.948	263.948
2025	0	304.660	304.660
2026	0	355.436	355.436
2027	0	407.566	407.566
2028	0	468.893	468.893
2029	0	537.239	537.239
2030	0	601.143	601.143
2031	0	679.578	679.578
2032	118	777.198	777.316
2033	357	898.234	898.591
2034	840	1.045.716	1.046.556
2035	1.573	1.206.141	1.207.714
2036	3.048	1.408.829	1.411.877
2037	5.771	1.634.931	1.640.703
Escenario 4			
2018	0	277.372	277.372
2019	0	316.391	316.391
2020	0	394.418	394.418
2021	0	479.122	479.122
2022	0	570.635	570.635
2023	0	259.630	259.630
2024	0	304.326	304.326
2025	0	356.505	356.505
2026	0	417.443	417.443
2027	0	487.594	487.594
2028	0	563.843	563.843
2029	0	659.605	659.605
2030	117	756.760	756.877
2031	351	881.508	881.858
2032	825	1.043.999	1.044.824
2033	1.904	1.230.381	1.232.285
2034	3.841	1.474.822	1.478.663
2035	8.591	1.736.346	1.744.938
2036	16.704	2.049.585	2.066.288
2037	36.347	2.402.224	2.438.571

Tabla 4.19: Costo operacional anual debido a las restricciones del sistema, para Escenario 5 y 6.

Año	C.Op. c/Viñ [USD]	C.Op. s/Viñ [USD]	Costo Op. Total[USD]
Escenario 5			
2018	0	285.763	285.763
2019	0	337.655	337.655
2020	0	435.742	435.742
2021	0	540.500	540.500
2022	0	666.749	666.749
2023	0	333.291	333.291
2024	0	398.085	398.085
2025	0	478.355	478.355
2026	0	573.049	573.049
2027	113	691.545	691.658
2028	344	849.398	849.742
2029	1.052	1.055.195	1.056.248
2030	2.221	1.281.748	1.283.969
2031	5.378	1.567.300	1.572.677
2032	13.796	1.921.131	1.934.927
2033	34.631	2.349.638	2.384.269
2034	86.906	2.821.242	2.908.148
2035	205.347	3.307.251	3.512.598
2036	460.216	3.873.264	4.333.480
2037	891.850	4.481.680	5.373.530
Escenario 6			
2018	0	290.551	290.551
2019	0	348.764	348.764
2020	0	455.661	455.661
2021	0	574.582	574.582
2022	0	722.510	722.510
2023	0	373.930	373.930
2024	0	455.180	455.180
2025	0	549.733	549.733
2026	111	676.940	677.051
2027	339	848.064	848.403
2028	1.146	1.070.043	1.071.188
2029	2.923	1.355.189	1.358.112
2030	8.066	1.686.616	1.694.683
2031	20.341	2.080.408	2.100.750
2032	55.536	2.568.381	2.623.917
2033	147.687	3.096.412	3.244.100
2034	363.691	3.672.857	4.036.548
2035	783.172	4.335.966	5.119.138
2036	1.429.846	5.058.318	6.488.164
2037	2.275.770	5.849.608	8.125.378

Tabla 4.20: Valor actual proyectado para cada escenario.

	Valor Actual [USD]
Escenario 3	6.490.220
Escenario 4	8.165.519
Escenario 5	13.591.301
Escenario 6	18.076.285

4.6. Resultados

A continuación se muestran los resultados obtenidos. Para cada escenario se evaluó cada una de las propuestas. La primera evaluación corresponde a pertinencia técnica de la propuesta, en donde se compara la curva de demanda máxima proyectada para el escenario con las curvas de capacidad de abastecimiento obtenidas con la instalación de la solución estudiada. En este gráfico se incluyen también las curvas de capacidad de abastecimiento iniciales del escenario, de manera de observar con mayor claridad las variaciones producidas por la propuesta.

Se muestran luego los resultados del estudio económico, en donde se compara el Valor Actual de Costos, VAC, de la operación en el escenario y el correspondiente al escenario con la instalación de la propuesta.

Los flujos de caja asociados a cada estudio, en donde se detallan los montos anuales obtenidos de costos de operación y AVI+COMA, se pueden revisar, para el Escenario 1, 2 y el conjunto de escenarios 3 al 6, en los Anexos E, F y G, respectivamente.

4.6.1. Escenario 1: Caso Base

4.6.1.1. Nueva Línea 66[kV]

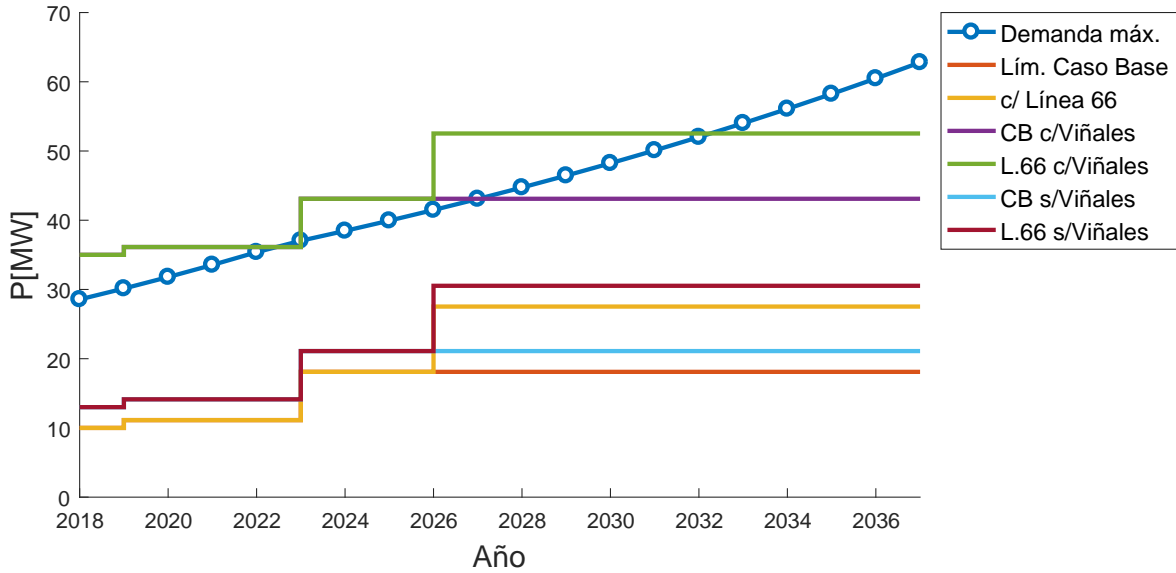


Figura 4.32: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] en el primer escenario.

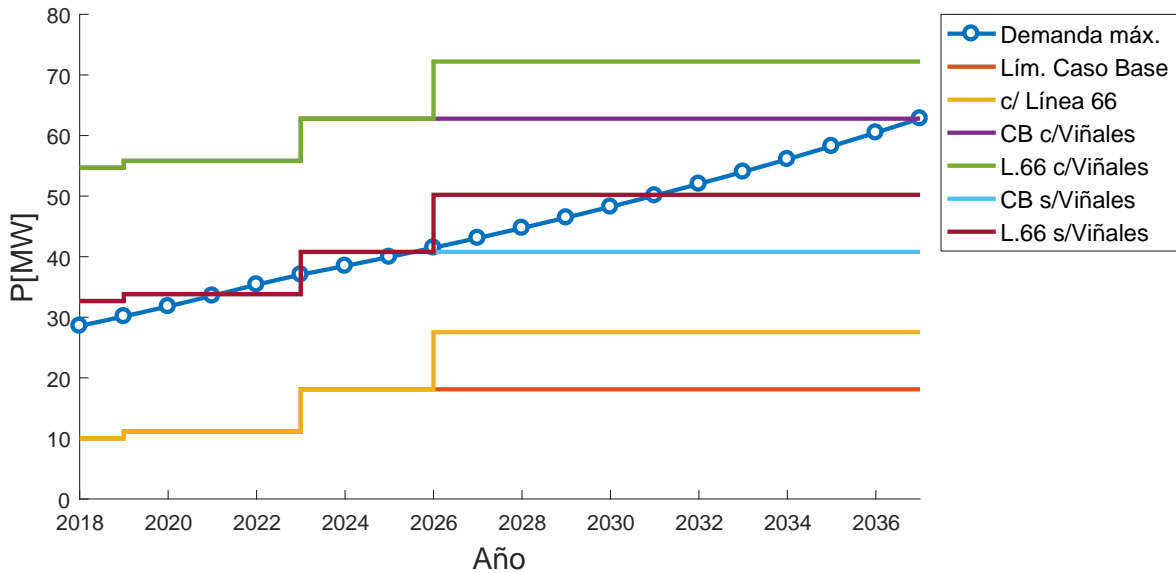


Figura 4.33: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] en el primer escenario

Tabla 4.21: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] Nirivilo - Constitución.

Escenario 1	Base	Línea 66[kV]
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	5.161.507
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.574.269
Total	10.440.879	11.735.776
Variación %	-	-12

4.6.1.2. Nuevo Banco de Condensadores 20[MVAr]

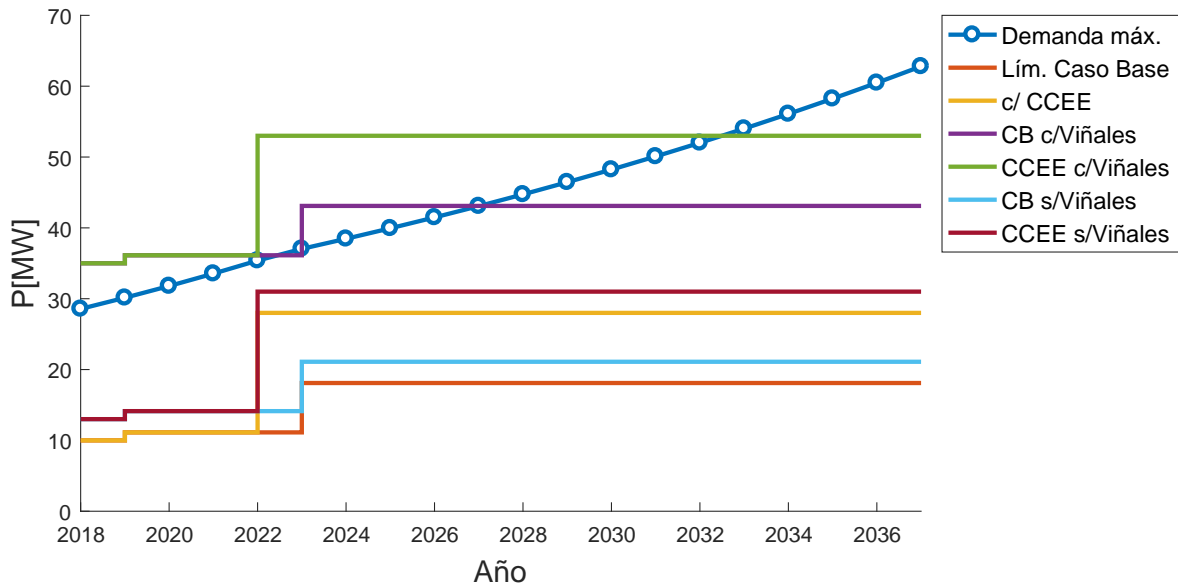


Figura 4.34: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para nuevo banco de condensadores en el primer escenario.

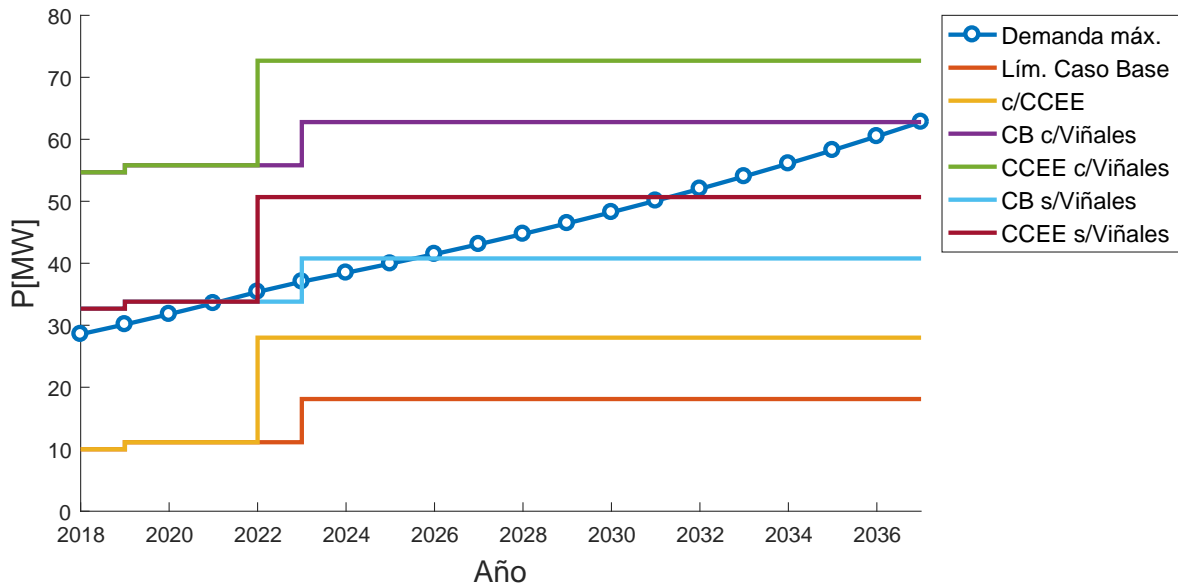


Figura 4.35: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para nuevo banco de condensadores en el primer escenario

Tabla 4.22: Resultados de VAC para la propuesta de nuevo banco de condensadores.

Escenario 1	Base	CCEE 2022
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	3.955.452
Cost.Act.Inv. [USD]	-	2.850.690
Total	10.440.879	6.806.142
Variación %	-	35

4.6.1.3. Nueva Línea 66[kV] + Banco de Condensadores

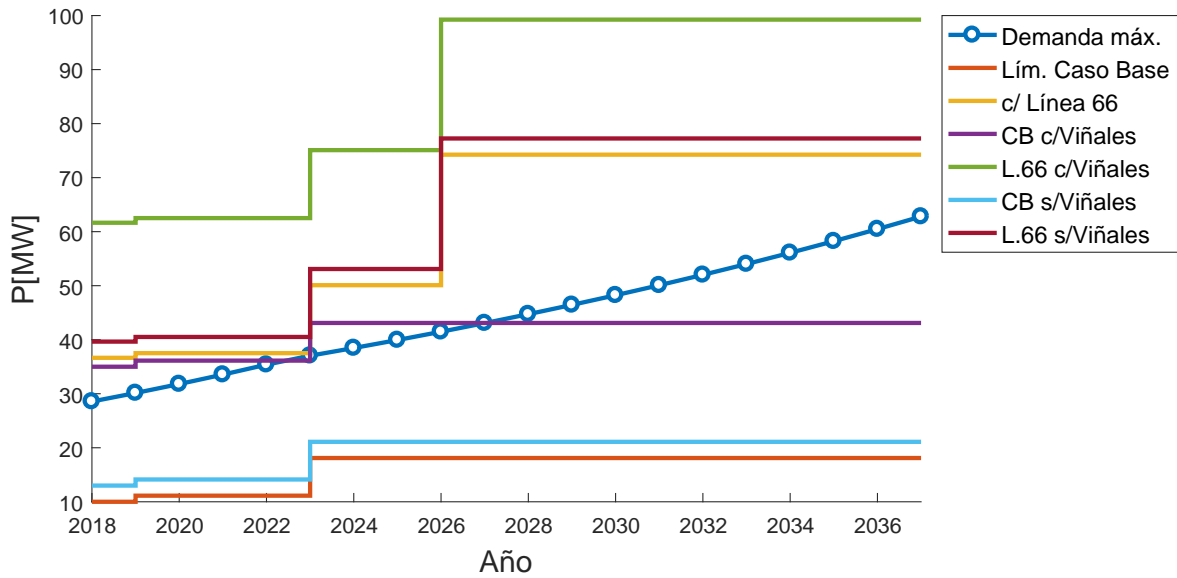


Figura 4.36: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] más banco de condensadores en el primer escenario.

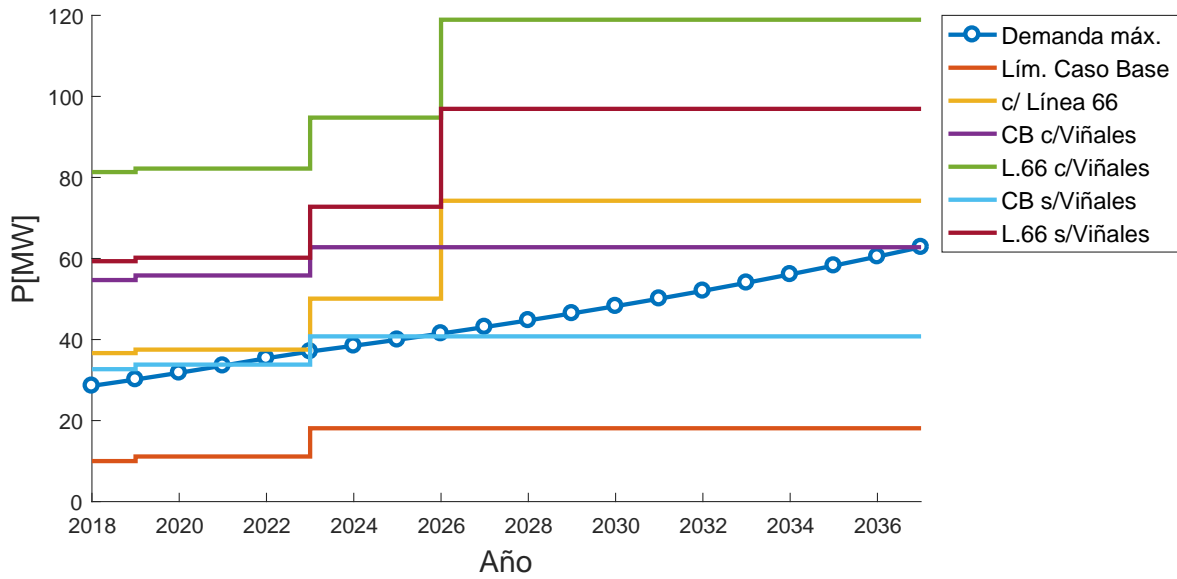


Figura 4.37: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] más banco de condensadores en el primer escenario

Tabla 4.23: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco.

Escenario 1	Base	CCEE 2021	CCEE 2022	CCEE 2023
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	1.106.599	1.522.912	2.000.361
Cost.Act.Inv. [USD]	-	12.056.619	11.562.976	11.097.275
Total	10.440.879	13.163.218	13.085.888	13.097.636
Variación %	-	-26	-25	-25

Tabla 4.24: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco.

Escenario 1	Base	CCEE 2024	CCEE 2025	CCEE 2026
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	2.209.807	2.445.890	2.710.504
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.657.934	10.243.462	9.852.450
Total	10.440.879	12.867.741	12.689.352	12.562.954
Variación %	-	-23	-22	-20

Tabla 4.25: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco.

Escenario 1	Base	CCEE 2027	CCEE 2028	CCEE 2029
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	2.776.397	2.860.326	2.964.288
Cost.Act.Inv. [USD]	-	9.483.571	9.135.572	8.807.271
Total	10.440.879	12.259.968	11.995.898	11.771.559
Variación %	-	-17	-15	-13

Tabla 4.26: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco.

Escenario 1	Base	CCEE 2030	CCEE 2031	CCEE 2032
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	3.091.943	3.239.705	3.408.219
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.497.553	8.205.366	7.929.719
Total	10.440.879	11.589.496	11.445.072	11.337.938
Variación %	-	-11	-10	-9

Tabla 4.27: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco.

Escenario 1	Base	CCEE 2033	CCEE 2034	CCEE 2035
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	3.600.868	3.821.739	4.076.649
Cost.Act.Inv. [USD]	-	7.669.673	7.424.348	7.192.909
Total	10.440.879	11.270.541	11.246.087	11.269.558
Variación %	-	-8	-8	-8

Tabla 4.28: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco.

Escenario 1	Base	CCEE 2036	CCEE 2037
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	4.378.553	4.735.807
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.974.570	6.768.590
Total	10.440.879	11.353.123	11.504.396
Variación %	-	-9	-10

4.6.1.4. Nueva Batería Ion-Litio

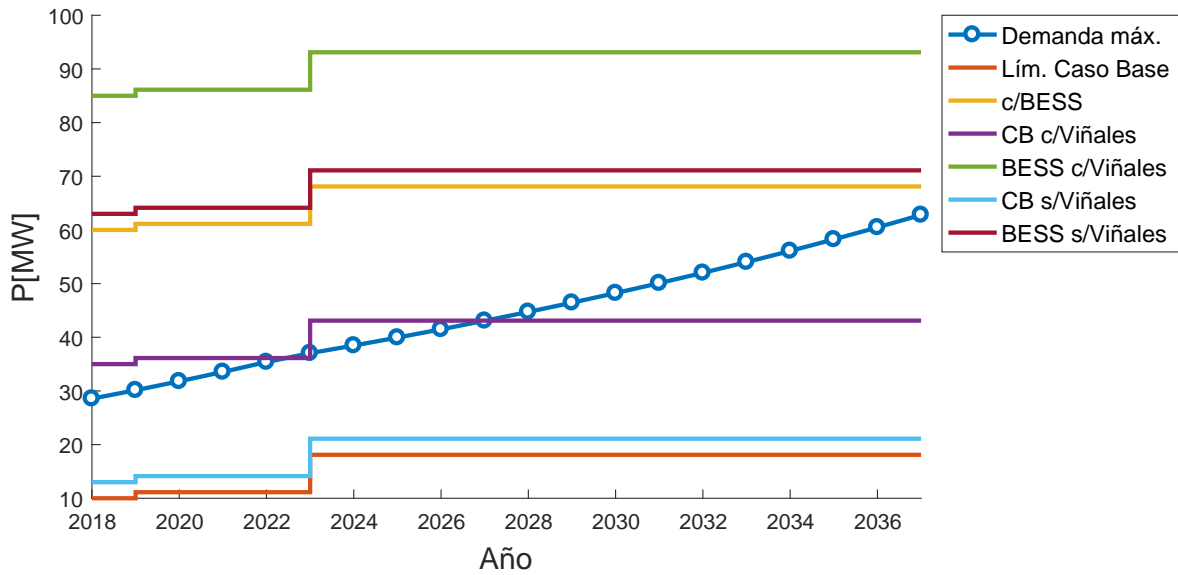


Figura 4.38: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para nuevo almacenamiento por baterías en el primer escenario.

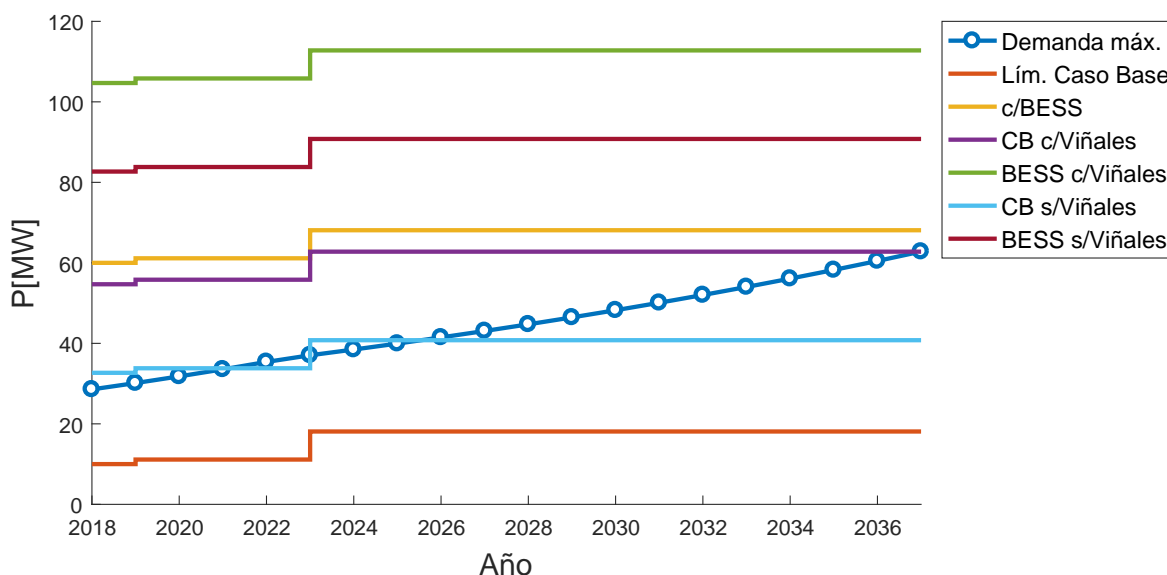


Figura 4.39: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para un nuevo almacenamiento por baterías en el primer escenario

Tabla 4.29: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.

Escenario 1	Base	BESS 2020	BESS 2021	BESS 2022
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	766.670	1.125.633	1.541.946
Cost.Act.Inv. [USD]	-	19.681.033.146	17.426.877.717	15.610.838.998
Total	10.440.879	19.681.799.816	17.428.003.350	15.612.380.944
Variación %	-	-188.407	-166.821	-149.431

Tabla 4.30: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.

Escenario 1	Base	BESS 2023	BESS 2024	BESS 2025
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	2.019.395	2.228.841	2.464.924
Cost.Act.Inv. [USD]	-	13.547.292.430	11.776.215.996	10.232.902.810
Total	10.440.879	13.549.311.825	11.778.444.837	10.235.367.734
Variación %	-	-129.672	-112.711	-97.932

Tabla 4.31: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.

Escenario 1	Base	BESS 2026	BESS 2027	BESS 2028
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	2.729.539	3.028.495	3.361.007
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.872.911.117	7.664.194.047	6.582.739.849
Total	10.440.879	8.875.640.655	7.667.222.543	6.586.100.855
Variación %	-	-84.909	-73.335	-62.980

Tabla 4.32: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.

Escenario 1	Base	BESS 2029	BESS 2030	BESS 2031
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	3.733.975	4.161.267	4.642.187
Cost.Act.Inv. [USD]	-	5.609.994.262	4.731.254.418	3.934.623.755
Total	10.440.879	5.613.728.237	4.735.415.685	3.939.265.943
Variación %	-	-53.667	-45.255	-37.629

Tabla 4.33: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.

Escenario 1	Base	BESS 2032	BESS 2033	BESS 2034
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	5.182.625	5.805.109	6.516.251
Cost.Act.Inv. [USD]	-	3.210.306.752	2.550.117.933	1.947.130.716
Total	10.440.879	3.215.489.378	2.555.923.042	1.953.646.967
Variación %	-	-30.697	-24.380	-18.612

Tabla 4.34: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación.

Escenario 1	Base	BESS 2035	BESS 2036	BESS 2037
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	7.324.839	8.246.635	9.283.617
Cost.Act.Inv. [USD]	-	1.395.420.297	889.871.430	420.440.478
Total	10.440.879	1.402.745.135	898.118.065	429.724.095
Variación %	-	-13.335	-8.502	-4.016

4.6.1.5. Nueva Línea 220[kV]

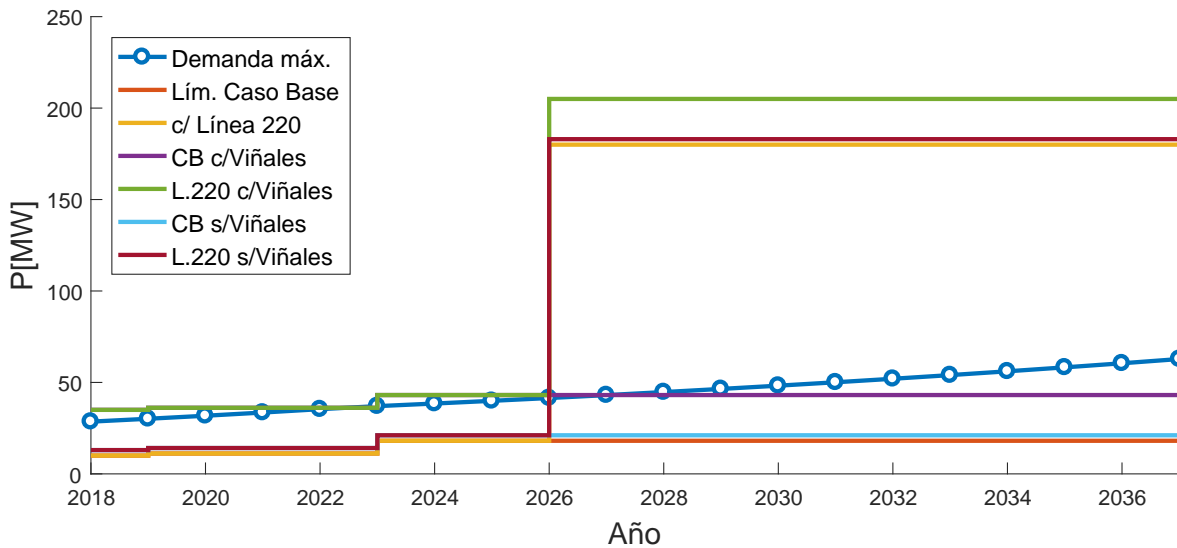


Figura 4.40: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea 220[kV] y caso base.

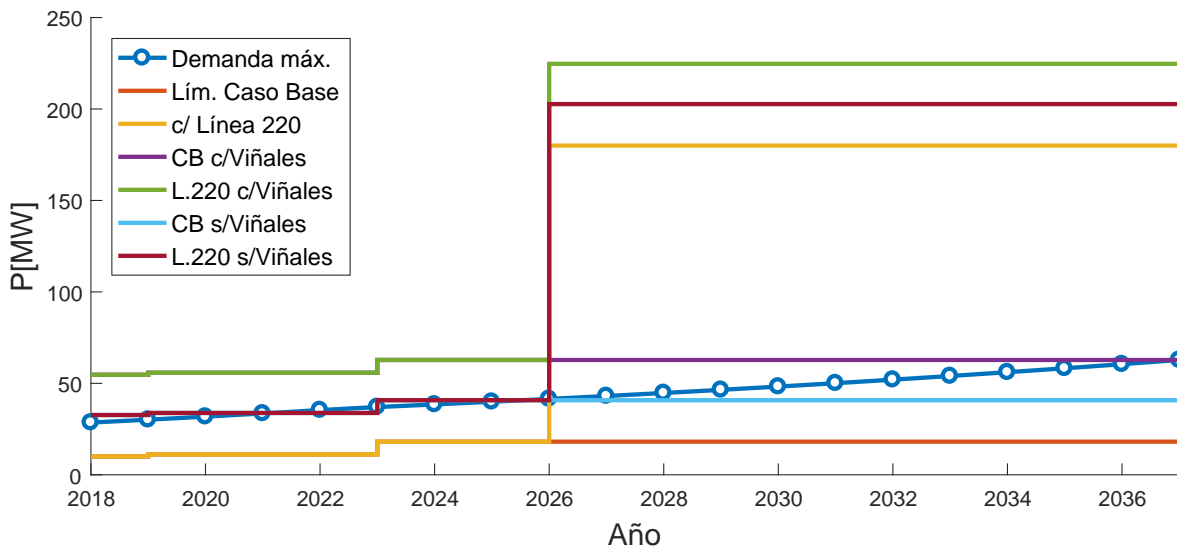


Figura 4.41: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea 220[kV] y caso base.

Tabla 4.35: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 220[kV] Nirivilo - Constitución.

Escenario 1	Base	Línea 66[kV]
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	2.710.116
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.172.491
Total	10.440.879	12.882.608
Variación %	-	-23

4.6.2. Escenario 2: Ingreso Respaldo San Javier

4.6.2.1. Nueva Línea 66[kV]

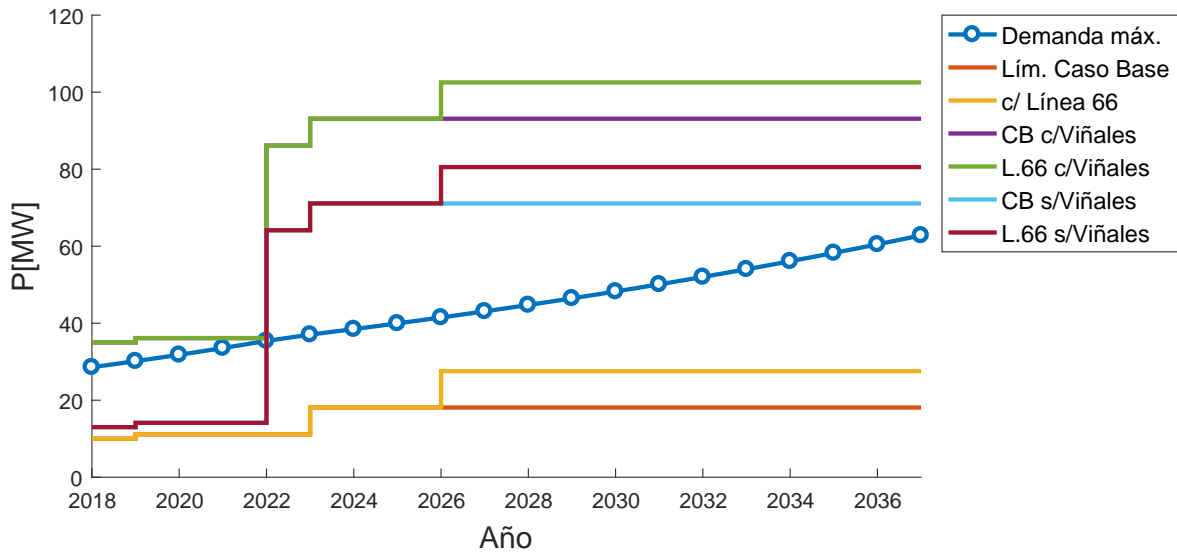


Figura 4.42: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] en el segundo escenario.

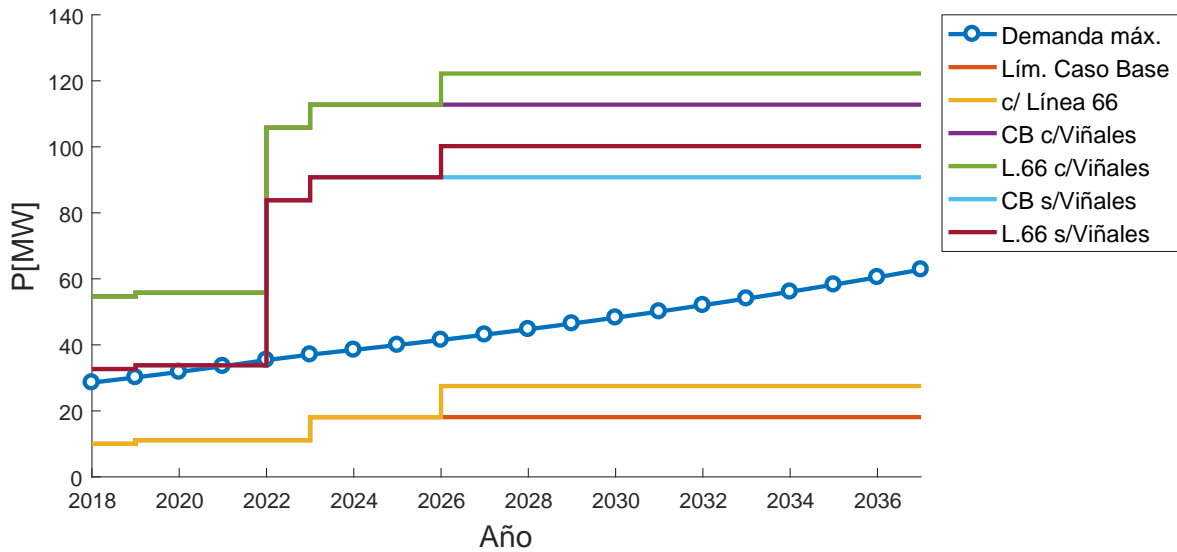


Figura 4.43: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] en el segundo escenario

Tabla 4.36: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] Nirivilo - Constitución, para el segundo escenario.

Escenario 1	Base	Línea 66[kV]
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	4.988.285
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.574.269
Total	8.403.806	11.562.554
Variación %	-	-38

4.6.2.2. Nuevo Banco de Condensadores 20[MVAr]

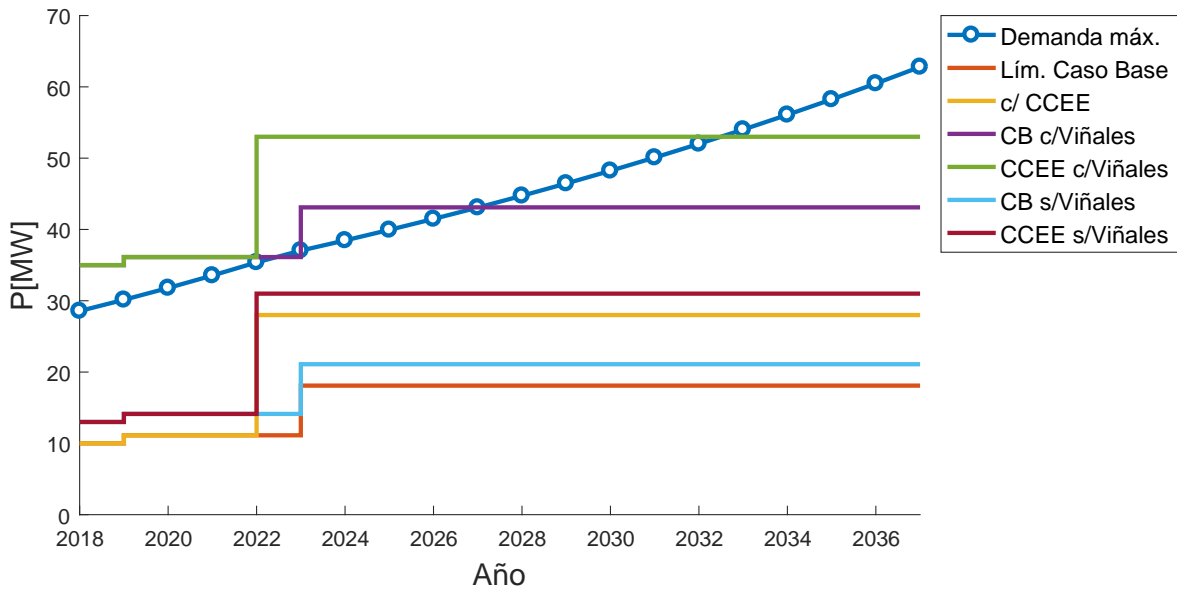


Figura 4.44: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para nuevo banco de condensadores en el segundo escenario.

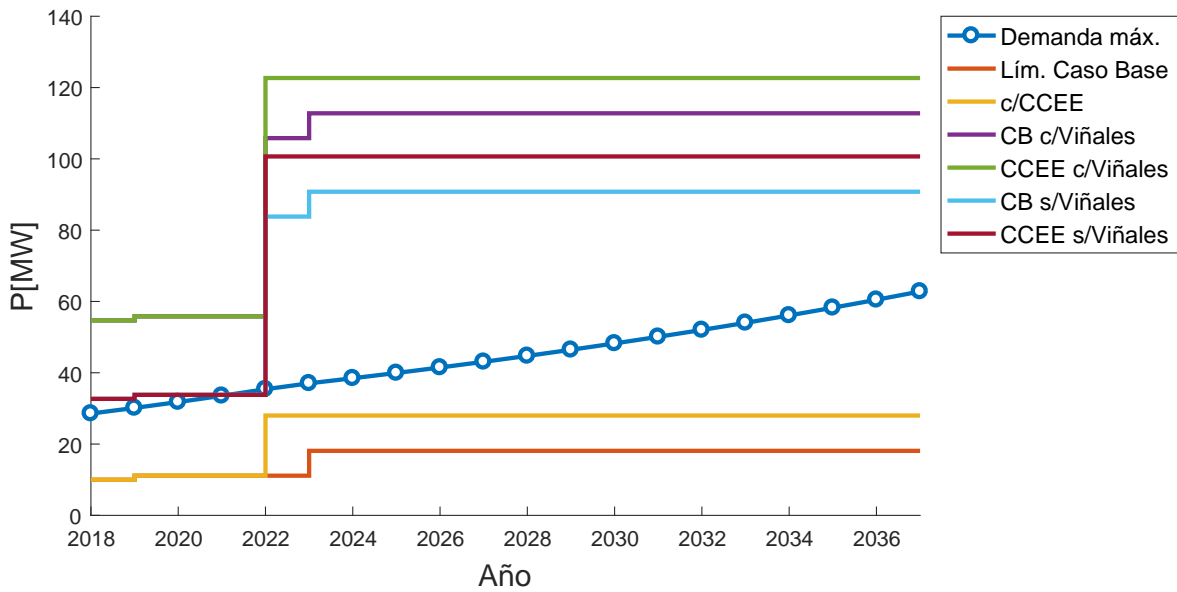


Figura 4.45: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para nuevo banco de condensadores en el segundo escenario

Tabla 4.37: Resultados de VAC para la propuesta de nuevo banco de condensadores.

Escenario 2	Base	CCEE 2022
Cost.Act.Op. [USD]	10.440.879	3.797.094
Cost.Act.Inv. [USD]	-	2.850.690
Total	10.440.879	6.647.784
Variación %	-	36

4.6.2.3. Nueva Línea 66[kV] + Banco de Condensadores

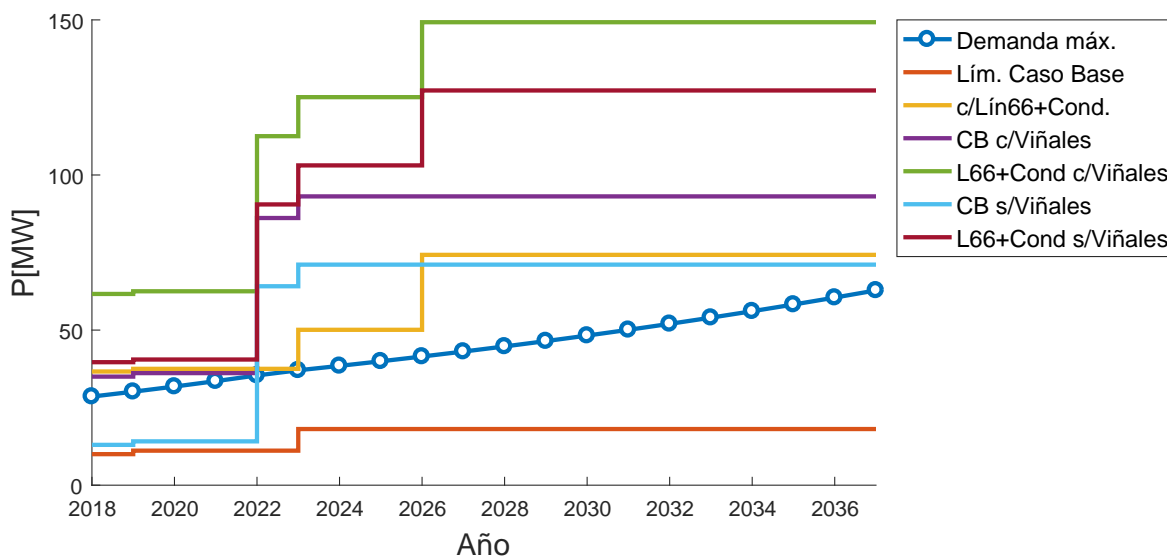


Figura 4.46: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] más banco de condensadores en el segundo escenario.

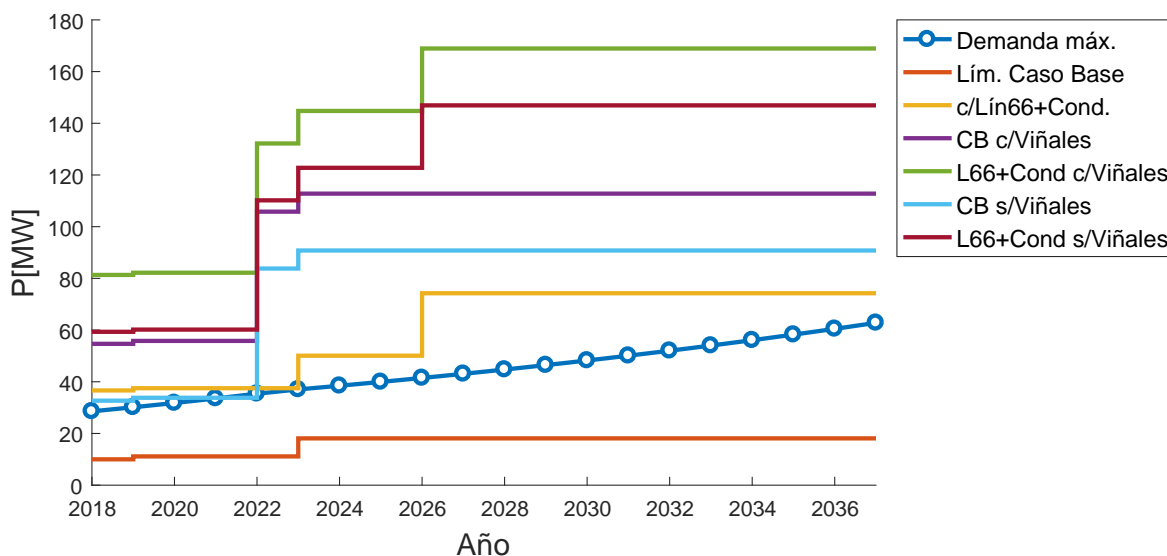


Figura 4.47: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para línea 66[kV] más banco de condensadores en el segundo escenario

Tabla 4.38: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	CCEE 2021	CCEE 2022	CCEE 2023
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	1.119.177	1.548.048	2.040.280
Cost.Act.Inv. [USD]	-	12.056.619	11.562.976	11.097.275
Total	8.403.806	13.175.796	13.111.024	13.137.554
Variación %	-	-57	-56	-56

Tabla 4.39: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	CCEE 2024	CCEE 2025	CCEE 2026
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	2.249.725	2.485.809	2.750.423
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.657.934	10.243.462	9.852.450
Total	8.403.806	12.907.659	12.729.270	12.602.873
Variación %	-	-54	-51	-50

Tabla 4.40: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	CCEE 2027	CCEE 2028	CCEE 2029
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	2.816.316	2.900.245	3.004.206
Cost.Act.Inv. [USD]	-	9.483.571	9.135.572	8.807.271
Total	8.403.806	12.299.887	12.035.817	11.811.477
Variación %	-	-46	-43	-41

Tabla 4.41: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	CCEE 2030	CCEE 2031	CCEE 2032
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	3.131.861	3.279.624	3.448.138
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.497.553	8.205.366	7.929.719
Total	8.403.806	11.629.414	11.484.990	11.377.856
Variación %	-	-38	-37	-35

Tabla 4.42: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	CCEE 2033	CCEE 2034	CCEE 2035
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	3.640.608	3.857.812	4.100.498
Cost.Act.Inv. [USD]	-	7.669.673	7.424.348	7.192.909
Total	8.403.806	11.310.282	11.282.160	11.293.406
Variación %	-	-35	-34	-34

Tabla 4.43: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, según su año de ingreso a la operación del banco, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	CCEE 2036	CCEE 2037
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	4.369.496	4.664.822
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.974.570	6.768.590
Total	8.403.806	11.344.066	11.433.411
Variación %	-	-35	-36

4.6.2.4. Nueva Batería ion-Litio

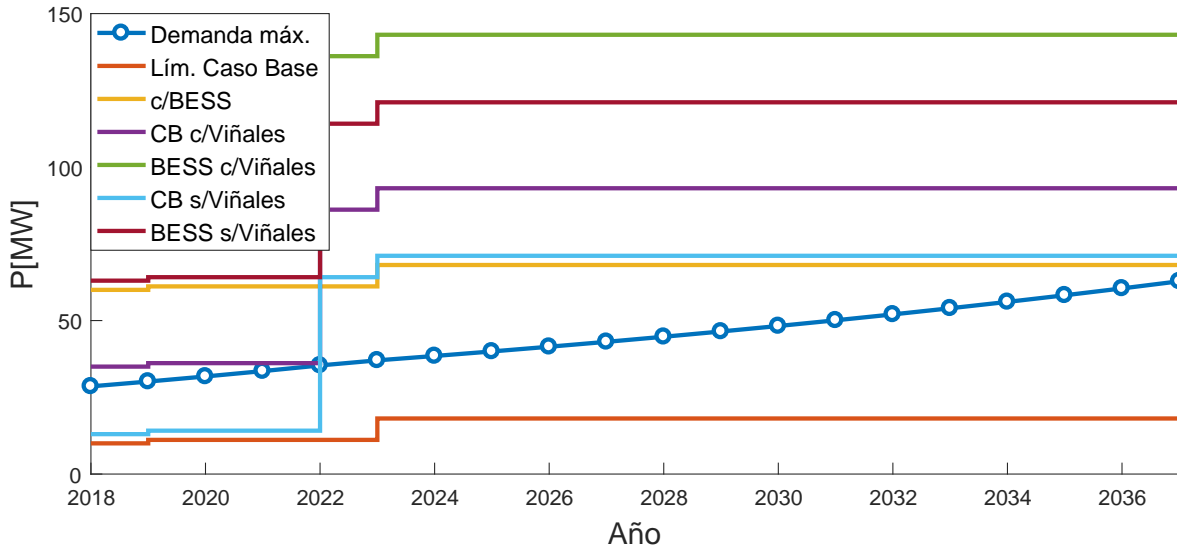


Figura 4.48: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de un BESS en el segundo escenario.

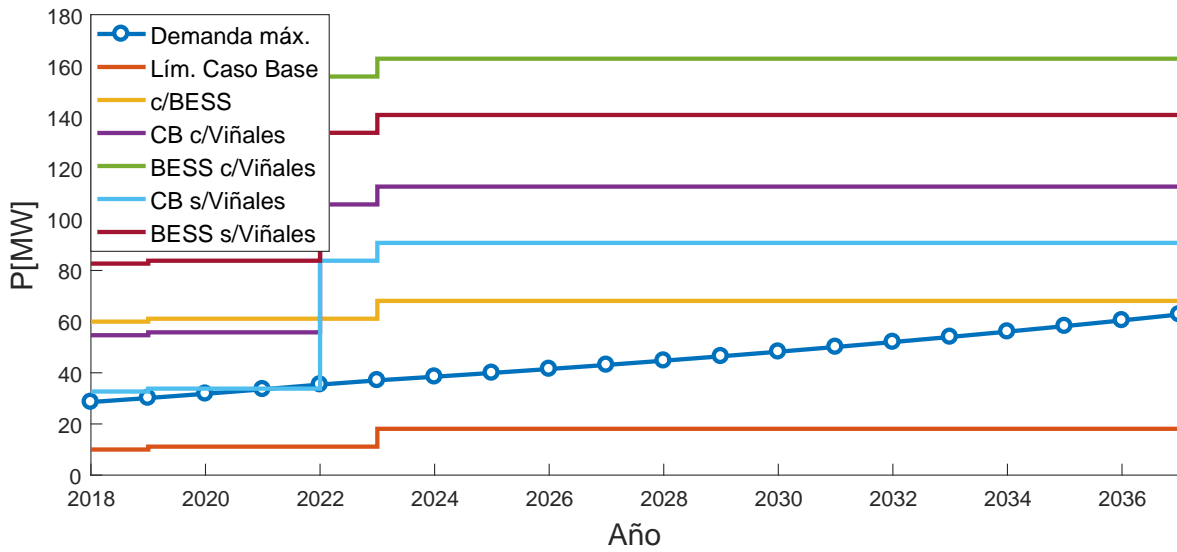


Figura 4.49: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de un BESS en el segundo escenario.

Tabla 4.44: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	BESS 2020	BESS 2021	BESS2022
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	770.678	1.138.211	1.567.083
Cost.Act.Inv. [USD]	-	19.681.033.146	17.426.877.717	15.610.838.998
Total	8.403.806	19.681.803.824	17.428.015.928	15.612.406.081
Variación %	-	-234.101	-207.282	-185.678

Tabla 4.45: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	BESS 2023	BESS 2024	BESS 2025
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	2.059.314	2.268.759	2.504.843
Cost.Act.Inv. [USD]	-	13.547.292.430	11.776.215.996	10.232.902.810
Total	8.403.806	13.549.351.743	11.778.484.755	10.235.407.653
Variación %	-	-161.129	-140.057	-121.695

Tabla 4.46: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	BESS 2026	BESS 2027	BESS 2028
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	2.769.457	3.069.159	3.400.000
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.872.911.117	7.664.194.047	6.582.739.849
Total	8.403.806	8.875.680.574	7.667.263.207	6.586.139.848
Variación %	-	-105.515	-91.136	-78.271

Tabla 4.47: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	BESS 2029	BESS 2030	BESS 2031
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	3.764.678	4.165.004	4.591.953
Cost.Act.Inv. [USD]	-	5.609.994.262	4.731.254.418	3.934.623.755
Total	8.403.806	5.613.758.940	4.735.419.422	3.939.215.708
Variación %	-	-66.700	-56.249	-46.774

Tabla 4.48: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	BESS 2032	BESS 2033	BESS 2034
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	5.041.305	5.519.195	6.026.198
Cost.Act.Inv. [USD]	-	3.210.306.752	2.550.117.933	1.947.130.716
Total	8.403.806	3.215.348.057	2.555.637.128	1.953.156.914
Variación %	-	-38.161	-30.310	-23.141

Tabla 4.49: Resultados de valores actuales para la propuesta de instalación de BESS, según su año de ingreso a la operación, para el segundo escenario.

Escenario 2	Base	BESS 2035	BESS 2036	BESS 2037
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	6.562.454	7.131.652	7.740.798
Cost.Act.Inv. [USD]	-	1.395.420.297	889.871.430	420.440.478
Total	8.403.806	1.401.982.751	897.003.082	428.181.276
Variación %	-	-16.583	-10.574	-4.995

4.6.2.5. Nueva Línea 220[kV]

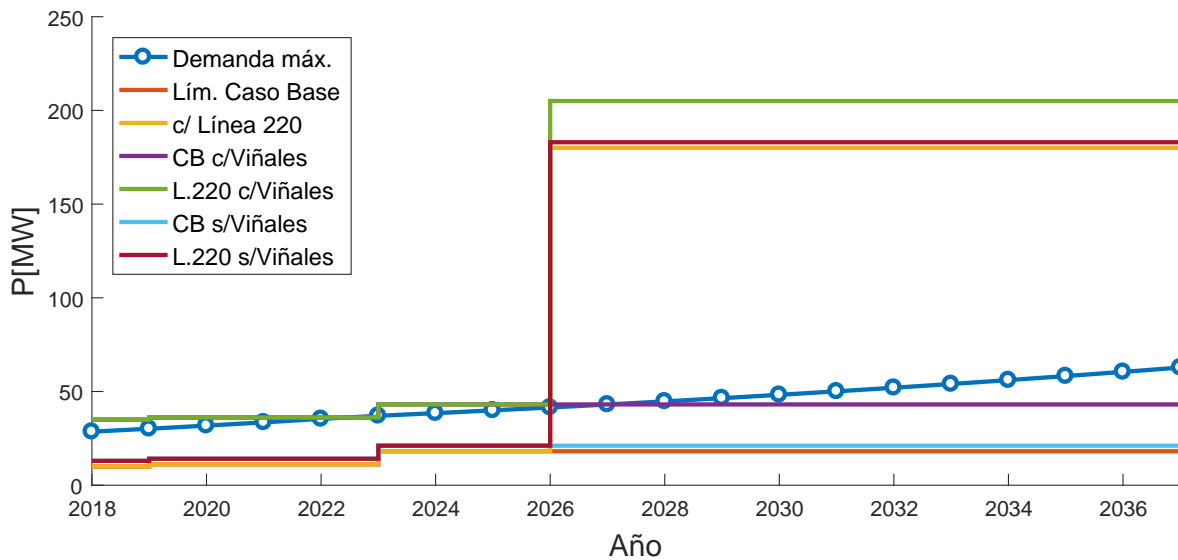


Figura 4.50: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea 220[kV], en el segundo escenario.

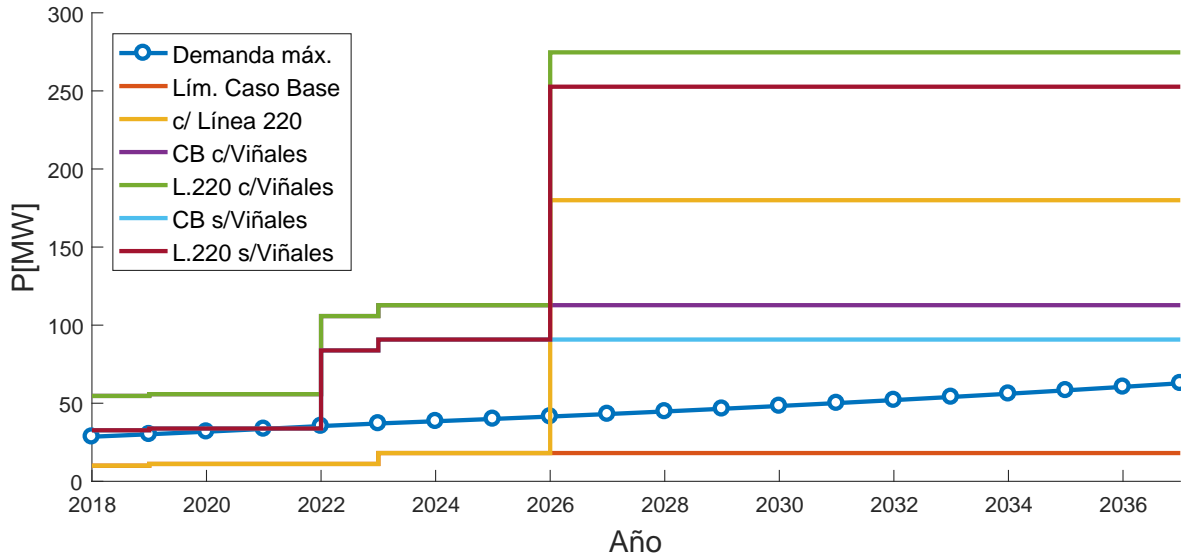


Figura 4.51: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea 220[kV], en el segundo escenario.

Tabla 4.50: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 220[kV] Nirivilo - Constitución, en el segundo escenario.

Escenario 2	Base	Línea 220[kV]
Cost.Act.Op. [USD]	8.403.806	2.750.035
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.172.491
Total	8.403.806	12.922.526
Variación %	-	-54

4.6.3. Escenarios 3-4-5-6: Variaciones en el Crecimiento de la Demanda

4.6.3.1. Nueva Línea 66[kV]

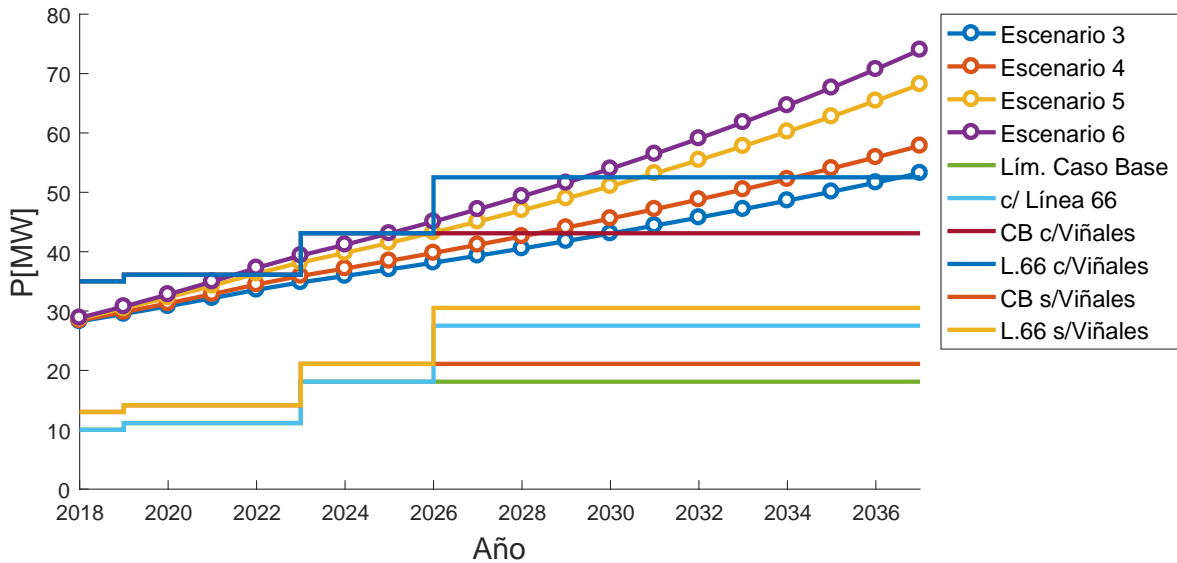


Figura 4.52: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 66[kV], en escenarios con variación en la demanda.

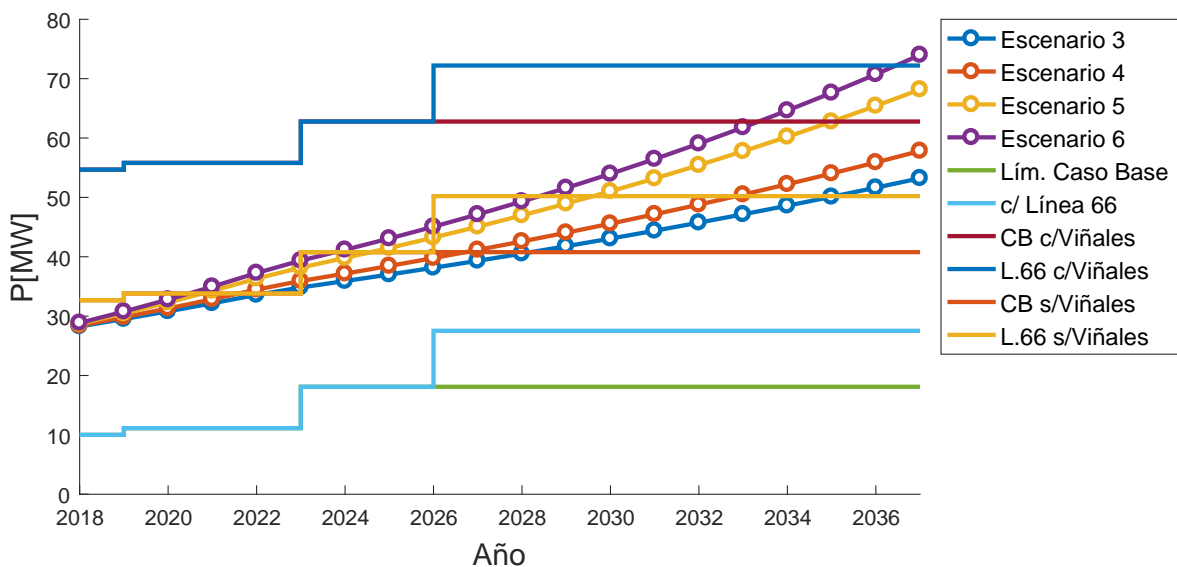


Figura 4.53: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 66[kV], en escenarios con variación en la demanda.

Tabla 4.51: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] Nirivilo - Constitución, en escenarios de variación en la demanda.

	Base	Línea 66[kV]
Escenario 3		
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	3.476.326
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.574.269
Total	6.490.220	10.050.595
Variación %	-	-55
Escenario 4		
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	4.186.791
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.574.269
Total	8.165.519	10.761.060
Variación %	-	-32
Escenario 5		
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	6.530.497
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.574.269
Total	13.591.301	13.104.766
Variación %	-	4
Escenario 5		
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	8.487.276
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.574.269
Total	18.076.285	15.061.545
Variación %	-	17

4.6.3.2. Nuevo Banco de Condensadores 20[MVAr]

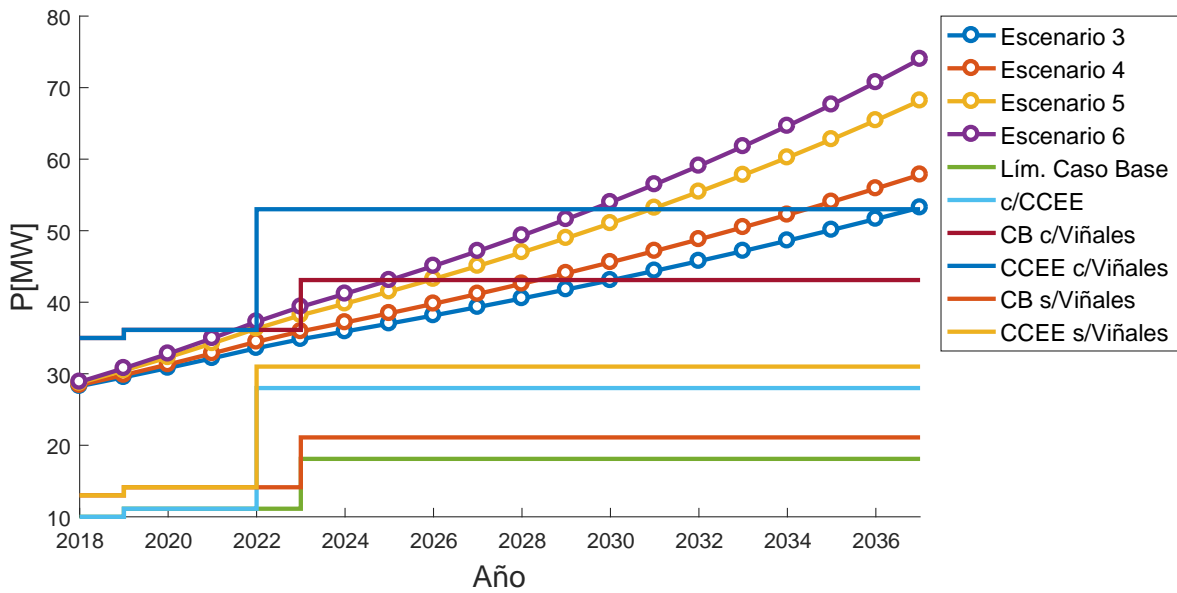


Figura 4.54: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de nuevo banco de condensadores, en escenarios con variación en la demanda.

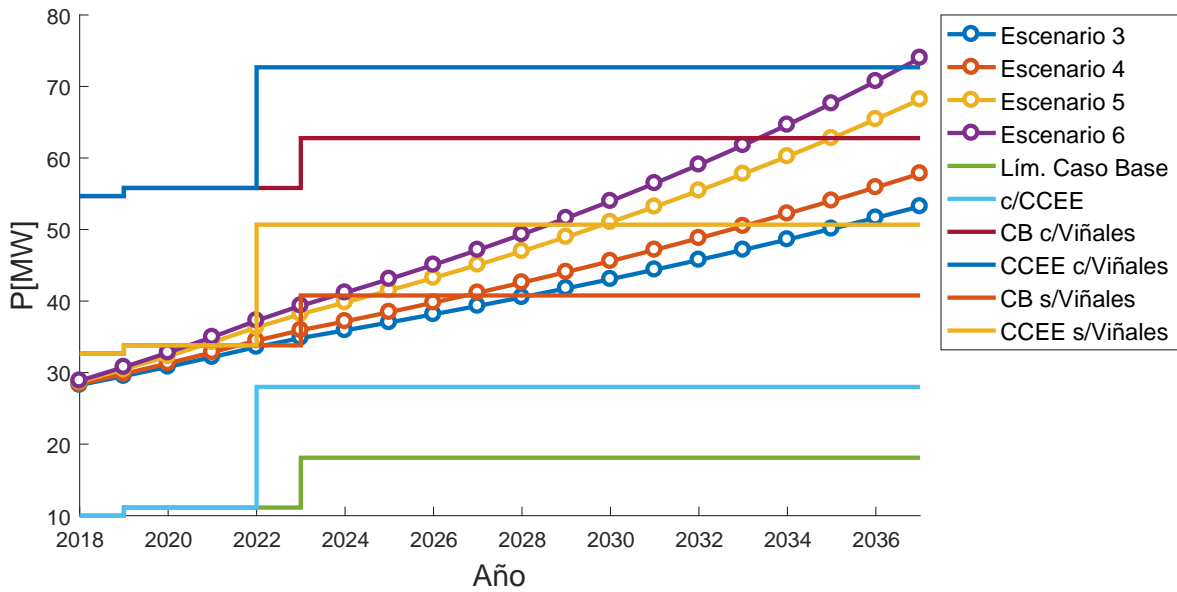


Figura 4.55: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de nuevo banco de condensadores, en escenarios con variación en la demanda.

Tabla 4.52: Resultados de VAC para la propuesta de nuevo banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.

	Base	Línea 66[kV]
Escenario 3		
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	2.504.197
Cost.Act.Inv. [USD]	-	2.850.690
Total	6.490.220	5.354.887
Variación %	-	17
Escenario 4		
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	3.097.015
Cost.Act.Inv. [USD]	-	2.850.690
Total	8.165.519	5.947.704
Variación %	-	27
Escenario 5		
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	3.097.015
Cost.Act.Inv. [USD]	-	2.850.690
Total	13.591.301	5.947.704
Variación %	-	56
Escenario 5		
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	7.181.426
Cost.Act.Inv. [USD]	-	2.850.690
Total	18.076.285	10.032.116
Variación %	-	45

4.6.3.3. Nueva Línea 66[kV] + Banco de Condensadores

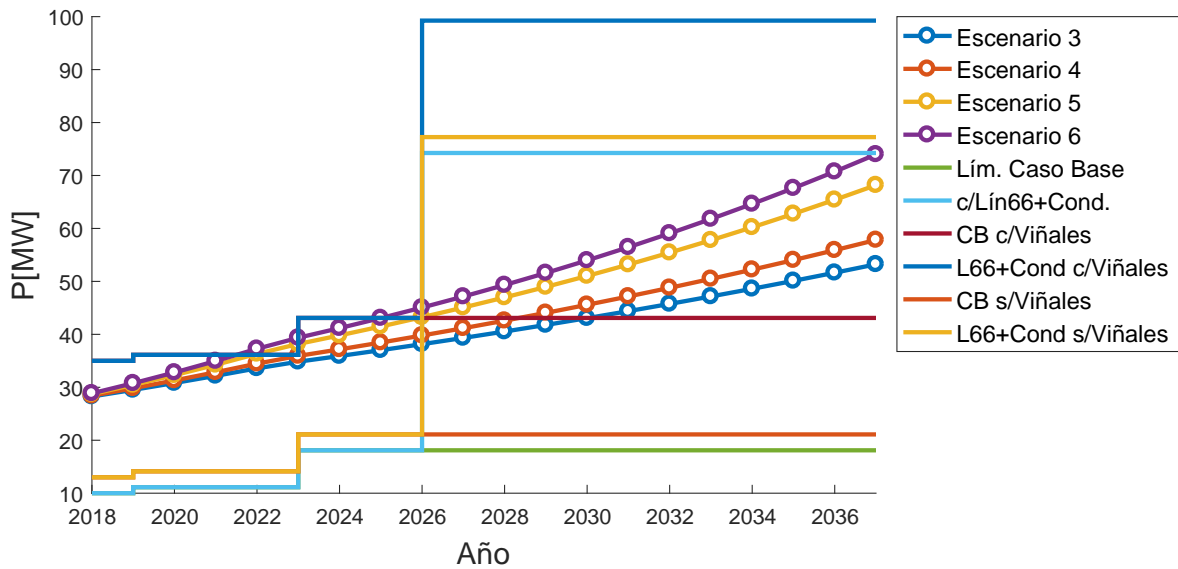


Figura 4.56: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios con variación en la demanda.

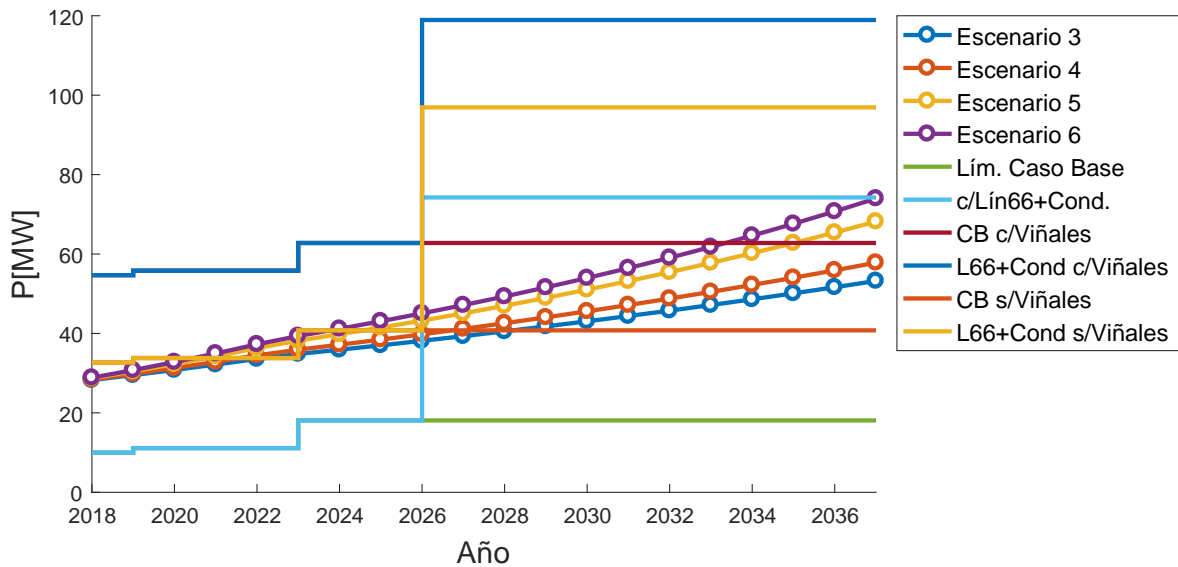


Figura 4.57: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios con variación en la demanda.

Tabla 4.53: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.

	Base	CCEE 2021	CCEE 2022	CCEE 2023
Escenario 3				
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	1.039.989	1.407.162	1.813.716
Cost.Act.Inv. [USD]	-	12.056.619	11.562.976	11.097.275
Total	6.490.220	13.096.608	12.970.137	12.910.990
Variación %	-	-102	-100	-99
Escenario 4				
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	1.072.051	1.463.108	1.904.059
Cost.Act.Inv. [USD]	-	12.056.619	11.562.976	11.097.275
Total	8.165.519	13.128.671	13.026.083	13.001.334
Variación %	-	-61	-60	-59
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	1.139.411	1.582.001	2.099.084
Cost.Act.Inv. [USD]	-	12.056.619	11.562.976	11.097.275
Total	13.591.301	13.196.030	13.144.976	13.196.359
Variación %	-	3	3	3
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	1.182.657	1.653.862	2.215.113
Cost.Act.Inv. [USD]	-	12.056.619	11.562.976	11.097.275
Total	18.076.285	13.239.276	13.216.838	13.312.388
Variación %	-	27	27	26

Tabla 4.54: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.

	Base	CCEE 2024	CCEE 2025	CCEE 2026
Escenario 3				
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	1.971.068	2.146.789	2.339.372
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.657.934	10.243.462	9.852.450
Total	6.490.220	12.629.002	12.390.250	12.191.822
Variación %	-	-95	-91	-88
Escenario 4				
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	2.087.348	2.291.534	2.518.597
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.657.934	10.243.462	9.852.450
Total	8.165.519	12.745.282	12.534.996	12.371.047
Variación %	-	-56	-54	-52
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	2.337.417	2.607.700	2.915.800
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.657.934	10.243.462	9.852.450
Total	13.591.301	12.995.351	12.851.161	12.768.250
Variación %	-	4	5	6
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	2.483.814	2.794.346	3.149.917
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.657.934	10.243.462	9.852.450
Total	18.076.285	13.141.748	13.037.808	13.002.367
Variación %	-	27	28	28

Tabla 4.55: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.

	Base	CCEE 2027	CCEE 2028	CCEE 2029
Escenario 3				
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	2.369.390	2.408.860	2.458.714
Cost.Act.Inv. [USD]	-	9.483.571	9.135.572	8.807.271
Total	6.490.220	11.852.961	11.544.432	11.265.985
Variación %	-	-83	-78	-74
Escenario 4				
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	2.564.294	2.623.564	2.698.037
Cost.Act.Inv. [USD]	-	9.483.571	9.135.572	8.807.271
Total	8.165.519	12.047.865	11.759.136	11.505.308
Variación %	-	-48	-44	-41
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	3.004.918	3.118.599	3.258.649
Cost.Act.Inv. [USD]	-	9.483.571	9.135.572	8.807.271
Total	13.591.301	12.488.489	12.254.171	12.065.919
Variación %	-	8	10	11
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	3.267.815	3.416.485	3.598.682
Cost.Act.Inv. [USD]	-	9.483.571	9.135.572	8.807.271
Total	18.076.285	12.751.386	12.552.057	12.405.952
Variación %	-	29	31	31

Tabla 4.56: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.

	Base	CCEE 2030	CCEE 2031	CCEE 2032
Escenario 3				
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	2.521.016	2.594.127	2.679.595
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.497.553	8.205.366	7.929.719
Total	6.490.220	11.018.569	10.799.493	10.609.314
Variación %	-	-70	-66	-63
Escenario 4				
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	2.789.315	2.895.792	3.018.865
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.497.553	8.205.366	7.929.719
Total	8.165.519	11.286.868	11.101.158	10.948.584
Variación %	-	-38	-36	-34
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	3.428.507	3.623.413	3.848.422
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.497.553	8.205.366	7.929.719
Total	13.591.301	11.926.060	11.828.780	11.778.140
Variación %	-	12	13	13
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	3.816.510	4.073.066	4.381.043
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.497.553	8.205.366	7.929.719
Total	18.076.285	12.314.063	12.278.433	12.310.762
Variación %	-	32	32	32

Tabla 4.57: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.

	Base	CCEE 2033	CCEE 2034	CCEE 2035
Escenario 3				
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	2.777.841	2.889.701	3.015.820
Cost.Act.Inv. [USD]	-	7.669.673	7.424.348	7.192.909
Total	6.490.220	10.447.514	10.314.049	10.208.729
Variación %	-	-61	-59	-57
Escenario 4				
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	3.159.940	3.318.722	3.496.967
Cost.Act.Inv. [USD]	-	7.669.673	7.424.348	7.192.909
Total	8.165.519	10.829.614	10.743.070	10.689.876
Variación %	-	-33	-32	-31
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	4.111.630	4.431.942	4.819.388
Cost.Act.Inv. [USD]	-	7.669.673	7.424.348	7.192.909
Total	13.591.301	11.781.304	11.856.290	12.012.297
Variación %	-	13	13	12
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	4.762.460	5.232.890	5.820.840
Cost.Act.Inv. [USD]	-	7.669.673	7.424.348	7.192.909
Total	18.076.285	12.432.133	12.657.238	13.013.748
Variación %	-	31	30	28

Tabla 4.58: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.

	Base	CCEE 2036	CCEE 2037
Escenario 3			
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	3.154.743	3.307.739
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.974.570	6.768.590
Total	6.490.220	10.129.312	10.076.328
Variación %	-	-56	-55
Escenario 4			
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	3.697.425	3.923.945
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.974.570	6.768.590
Total	8.165.519	10.671.994	10.692.535
Variación %	-	-31	-31
Escenario 5			
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	5.287.756	5.853.119
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.974.570	6.768.590
Total	13.591.301	12.262.326	12.621.709
Variación %	-	10	7
Escenario 5			
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	6.544.910	7.427.315
Cost.Act.Inv. [USD]	-	6.974.570	6.768.590
Total	18.076.285	13.519.480	14.195.905
Variación %	-	25	21

4.6.3.4. Nueva Batería ion-Litio

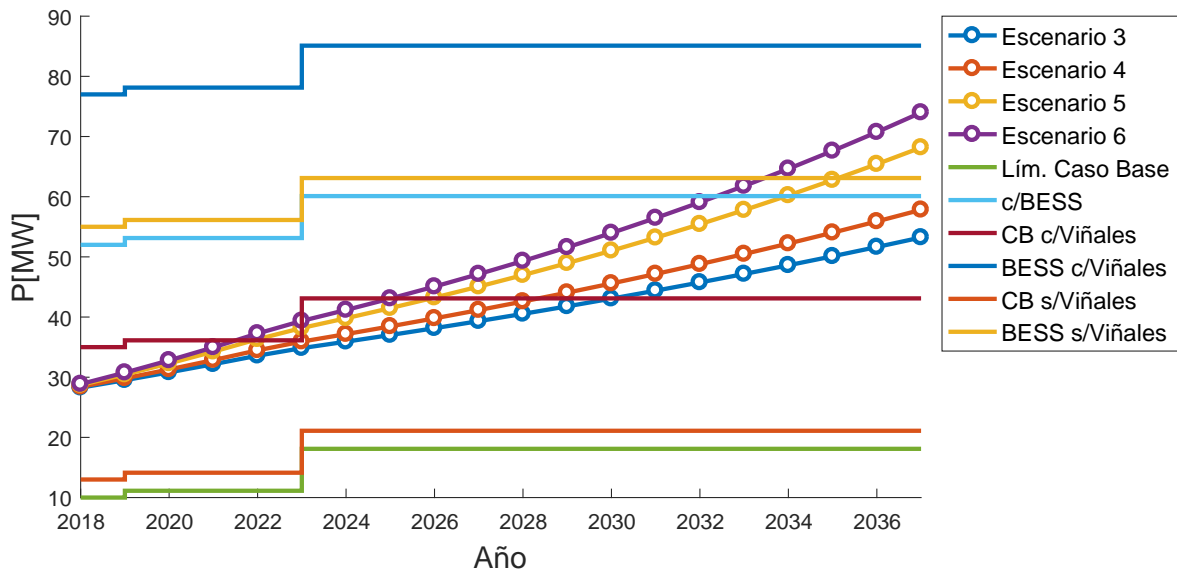


Figura 4.58: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de batería ion-litio, en escenarios con variación en la demanda.

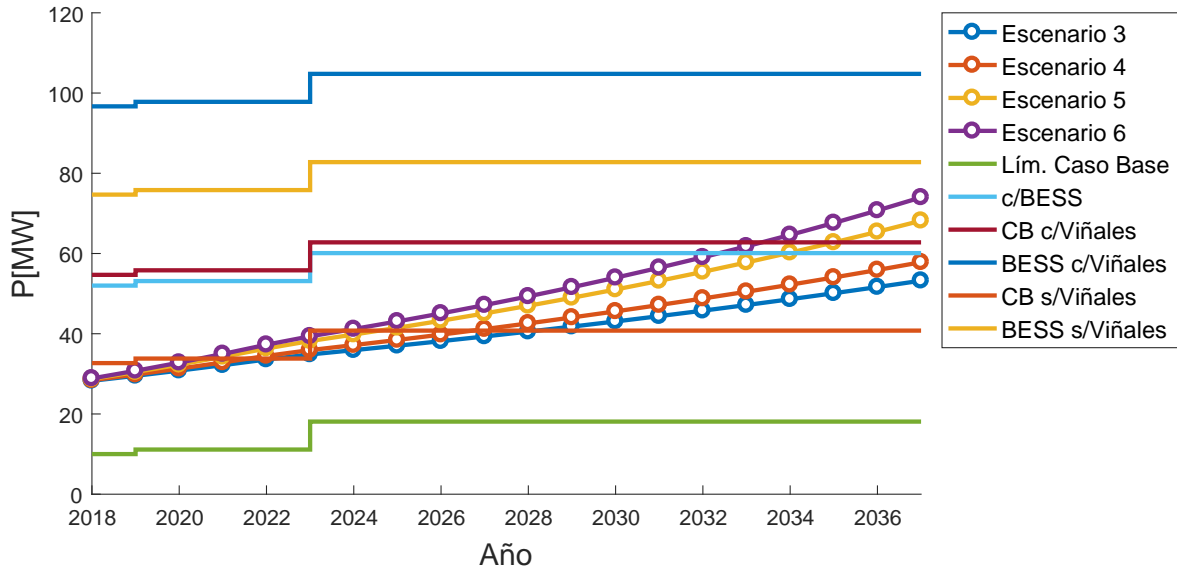


Figura 4.59: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de batería ion-litio, en escenarios con variación en la demanda.

Tabla 4.59: Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.

	Base	BESS 2020	BESS 2021	BESS2022
Escenario 3				
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	718.251	1.040.590	1.407.763
Cost.Act.Inv. [USD]	-	19.681.033.146	17.426.877.717	15.610.838.998
Total	6.490.220	19.681.751.397	17.427.918.308	15.612.246.761
Variación %	-	-303.152	-268.426	-240.450
Escenario 4				
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	735.719	1.075.525	1.466.581
Cost.Act.Inv. [USD]	-	19.681.033.146	17.426.877.717	15.610.838.998
Total	8.165.519	19.681.768.865	17.427.953.242	15.612.305.579
Variación %	-	-240.935	-213.334	-191.098
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	851.301	1.227.885	1.670.476
Cost.Act.Inv. [USD]	-	19.681.033.146	17.426.877.717	15.610.838.998
Total	13.591.301	19.681.884.447	17.428.105.603	15.612.509.473
Variación %	-	-144.712	-128.130	-114.771
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	1.069.499	1.463.811	1.935.016
Cost.Act.Inv. [USD]	-	19.681.033.146	17.426.877.717	15.610.838.998
Total	18.076.285	19.682.102.645	17.428.341.528	15.612.774.014
Variación %	-	-108.784	-96.316	-86.272

Tabla 4.60: Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.

	Base	BESS 2023	BESS 2024	BESS 2025
Escenario 3				
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	1.814.317	1.971.669	2.147.390
Cost.Act.Inv. [USD]	-	13.547.292.430	11.776.215.996	10.232.902.810
Total	6.490.220	13.549.106.747	11.778.187.666	10.235.050.201
Variación %	-	-208.662	-181.376	-157.600
Escenario 4				
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	1.907.533	2.090.822	2.295.007
Cost.Act.Inv. [USD]	-	13.547.292.430	11.776.215.996	10.232.902.810
Total	8.165.519	13.549.199.962	11.778.306.818	10.235.197.818
Variación %	-	-165.832	-144.144	-125.247
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	2.187.559	2.425.892	2.696.174
Cost.Act.Inv. [USD]	-	13.547.292.430	11.776.215.996	10.232.902.810
Total	13.591.301	13.549.479.988	11.778.641.888	10.235.598.985
Variación %	-	-99.592	-86.563	-75.210
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	2.496.267	2.764.968	3.075.501
Cost.Act.Inv. [USD]	-	13.547.292.430	11.776.215.996	10.232.902.810
Total	18.076.285	13.549.788.697	11.778.980.964	10.235.978.311
Variación %	-	-74.859	-65.063	-56.527

Tabla 4.61: Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.

	Base	BESS 2026	BESS 2027	BESS 2028
Escenario 3				
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	2.339.974	2.553.199	2.784.961
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.872.911.117	7.664.194.047	6.582.739.849
Total	6.490.220	8.875.251.090	7.666.747.246	6.585.524.810
Variación %	-	-136.648	-118.028	-101.368
Escenario 4				
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	2.522.071	2.774.200	3.053.331
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.872.911.117	7.664.194.047	6.582.739.849
Total	8.165.519	8.875.433.187	7.666.968.247	6.585.793.180
Variación %	-	-108.594	-93.794	-80.554
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	3.004.275	3.354.033	3.753.936
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.872.911.117	7.664.194.047	6.582.739.849
Total	13.591.301	8.875.915.391	7.667.548.080	6.586.493.784
Variación %	-	-65.206	-56.315	-48.361
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	3.431.071	3.846.066	4.338.719
Cost.Act.Inv. [USD]	-	8.872.911.117	7.664.194.047	6.582.739.849
Total	18.076.285	8.876.342.188	7.668.040.114	6.587.078.568
Variación %	-	-49.005	-42.320	-36.340

Tabla 4.62: Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.

	Base	BESS 2029	BESS 2030	BESS 2031
Escenario 3				
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	3.037.652	3.311.793	3.602.174
Cost.Act.Inv. [USD]	-	5.609.994.262	4.731.254.418	3.934.623.755
Total	6.490.220	5.613.031.914	4.734.566.211	3.938.225.930
Variación %	-	-86.384	-72.849	-60.579
Escenario 4				
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	3.359.042	3.697.643	4.065.411
Cost.Act.Inv. [USD]	-	5.609.994.262	4.731.254.418	3.934.623.755
Total	8.165.519	5.613.353.304	4.734.952.062	3.938.689.167
Variación %	-	-68.645	-57.887	-48.136
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	4.219.256	4.766.710	5.396.272
Cost.Act.Inv. [USD]	-	5.609.994.262	4.731.254.418	3.934.623.755
Total	13.591.301	5.614.213.518	4.736.021.129	3.940.020.028
Variación %	-	-41.207	-34.746	-28.889
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	4.927.611	5.633.918	6.467.162
Cost.Act.Inv. [USD]	-	5.609.994.262	4.731.254.418	3.934.623.755
Total	18.076.285	5.614.921.873	4.736.888.337	3.941.090.918
Variación %	-	-30.962	-26.105	-21.703

Tabla 4.63: Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.

	Base	BESS 2032	BESS 2033	BESS 2034
Escenario 3				
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	3.913.252	4.249.855	4.617.905
Cost.Act.Inv. [USD]	-	3.210.306.752	2.550.117.933	1.947.130.716
Total	6.490.220	3.214.220.004	2.554.367.788	1.951.748.621
Variación %	-	-49.424	-39.257	-29.972
Escenario 4				
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	4.471.300	4.926.175	5.433.367
Cost.Act.Inv. [USD]	-	3.210.306.752	2.550.117.933	1.947.130.716
Total	8.165.519	3.214.778.052	2.555.044.108	1.952.564.083
Variación %	-	-39.270	-31.191	-23.812
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	6.125.683	6.973.379	7.959.196
Cost.Act.Inv. [USD]	-	3.210.306.752	2.550.117.933	1.947.130.716
Total	13.591.301	3.216.432.435	2.557.091.312	1.955.089.912
Variación %	-	-23.565	-18.714	-14.285
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	7.443.078	8.592.708	9.930.198
Cost.Act.Inv. [USD]	-	3.210.306.752	2.550.117.933	1.947.130.716
Total	18.076.285	3.217.749.830	2.558.710.641	1.957.060.914
Variación %	-	-17.701	-14.055	-10.727

Tabla 4.64: Resultados de VAC para la propuesta de nuevo sistema BESS, en escenarios de variación en la demanda, para distintos años de ingreso de la batería.

	Base	BESS 2035	BESS 2036	BESS 2037
Escenario 3				
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	5.023.260	5.465.408	5.953.918
Cost.Act.Inv. [USD]	-	1.395.420.297	889.871.430	420.440.478
Total	6.490.220	1.400.443.557	895.336.839	426.394.396
Variación %	-	-21.478	-13.695	-6.470
Escenario 4				
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	6.008.643	6.649.911	7.366.987
Cost.Act.Inv. [USD]	-	1.395.420.297	889.871.430	420.440.478
Total	8.165.519	1.401.428.940	896.521.342	427.807.465
Variación %	-	-17.063	-10.879	-5.139
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	9.092.301	10.379.191	11.866.976
Cost.Act.Inv. [USD]	-	1.395.420.297	889.871.430	420.440.478
Total	13.591.301	1.404.512.598	900.250.622	432.307.453
Variación %	-	-10.234	-6.524	-3.081
Escenario 5				
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	11.490.833	13.340.016	15.525.304
Cost.Act.Inv. [USD]	-	1.395.420.297	889.871.430	420.440.478
Total	18.076.285	1.406.911.130	903.211.446	435.965.781
Variación %	-	-7.683	-4.897	-2.312

4.6.3.5. Nueva Línea 220[kV]

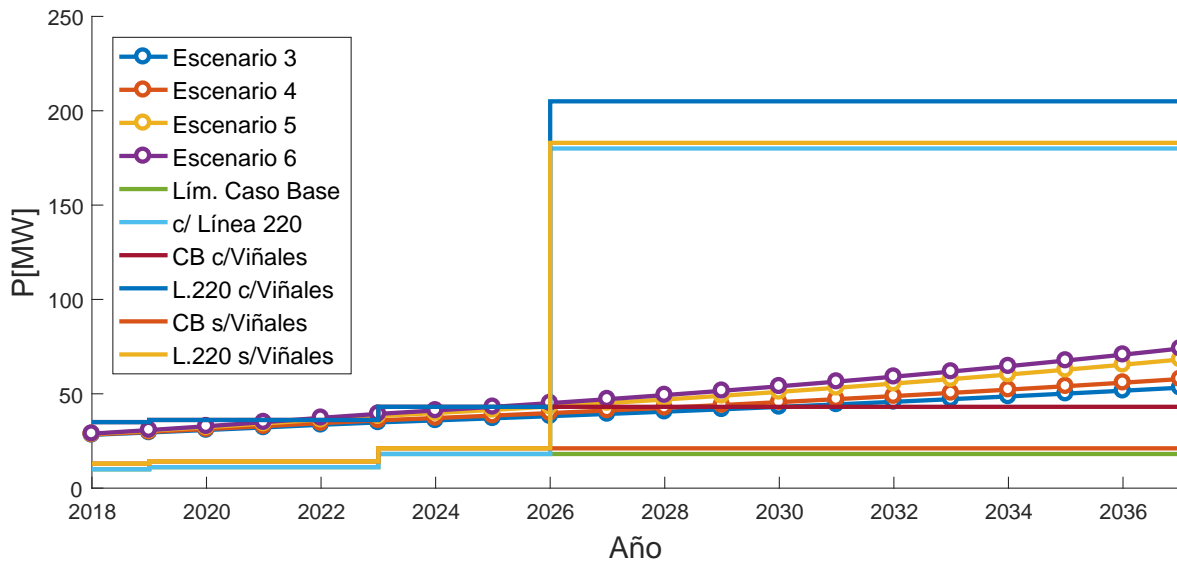


Figura 4.60: Curvas de capacidad de abastecimiento sin diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 220[kV], en escenarios con variación en la demanda.

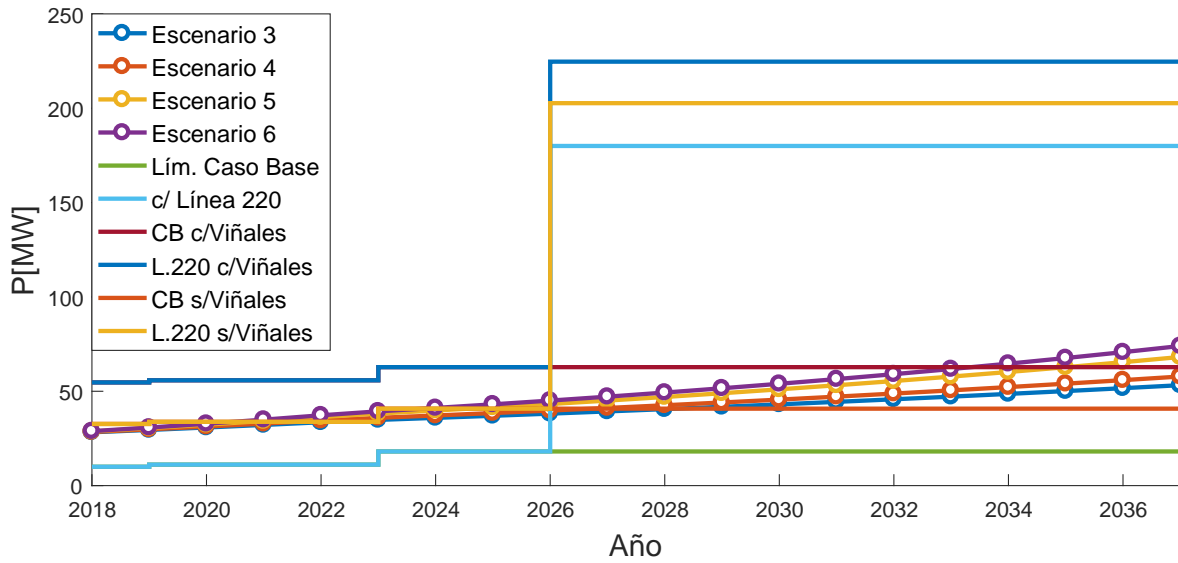


Figura 4.61: Curvas de capacidad de abastecimiento con diésel comparadas con la demanda máxima, para la instalación de línea de 220[kV], en escenarios con variación en la demanda.

Tabla 4.65: Resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 220[kV] Nirivilo - Constitución, en escenarios de variación en la demanda.

	Base	Línea 220[kV]
Escenario 3		
Cost.Act.Op. [USD]	6.490.220	2.339.372
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.172.491
Total	6.490.220	12.511.863
Variación %	-	-93
Escenario 4		
Cost.Act.Op. [USD]	8.165.519	2.518.549
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.172.491
Total	8.165.519	12.691.040
Variación %	-	-55
Escenario 5		
Cost.Act.Op. [USD]	13.591.301	2.913.622
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.172.491
Total	13.591.301	13.086.113
Variación %	-	4
Escenario 5		
Cost.Act.Op. [USD]	18.076.285	3.137.489
Cost.Act.Inv. [USD]	-	10.172.491
Total	18.076.285	13.309.980
Variación %	-	26

4.6.4. Resumen

4.6.4.1. Nueva Línea 66[kV]

Tabla 4.66: Resumen de resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV].

	sin Propuesta [USD]	con Propuesta [USD]	Variación
Escenario 1	10.440.879	11.735.776	-12
Escenario 2	8.403.806	11.562.554	-38
Escenario 3	6.490.220	10.050.595	-55
Escenario 4	8.165.519	10.761.060	-32
Escenario 5	13.591.301	13.104.766	4
Escenario 6	18.076.285	15.061.545	17

4.6.4.2. Nuevo Banco de Condensadores 20[MVAr]

Tabla 4.67: Resumen de resultados de VAC para la propuesta de nuevo banco de condensadores].

	sin Propuesta [USD]	con Propuesta [USD]	Variación
Escenario 1	10.440.879	6.806.142	35
Escenario 2	8.403.806	6.647.784	21
Escenario 3	6.490.220	5.354.887	17
Escenario 4	8.165.519	5.947.704	27
Escenario 5	13.591.301	5.947.704	56
Escenario 6	18.076.285	10.032.116	45

4.6.4.3. Nueva Línea 66[kV] + Banco de Condensadores

Tabla 4.68: Resumen de resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 66[kV] más banco de condensadores.

	sin Propuesta [USD]	con Propuesta [USD]	Variación %	Año Óptimo
Escenario 1	10.440.879	11.246.087	-8	2034
Escenario 2	8.403.806	11.282.160	-34	2034
Escenario 3	6.490.220	10.076.328	-55	2037
Escenario 4	8.165.519	10.689.876	-31	2037
Escenario 5	13.591.301	11.781.304	13	2033
Escenario 6	18.076.285	12.278.433	32	2031

4.6.4.4. Nueva Batería Ion-Litio

Tabla 4.69: Resumen de resultados de VAC para la propuesta de nueva batería ion-litio.

	sin Propuesta [USD]	con Propuesta [USD]	Variación %	Año Óptimo
Escenario 1	10.440.879	429.724.095	-4.016	2037
Escenario 2	8.403.806	428.181.276	-4.995	2037
Escenario 3	6.490.220	426.394.396	-6.470	2037
Escenario 4	8.165.519	427.807.465	-5.139	2037
Escenario 5	13.591.301	432.307.453	-3.081	2037
Escenario 6	18.076.285	435.965.781	-2.312	2037

4.6.4.5. Nueva Línea 220[kV]

Tabla 4.70: Resumen de resultados de VAC para la propuesta de nueva línea 220[kV].

	sin Propuesta [USD]	con Propuesta [USD]	Variación %
Escenario 1	10.440.879	12.882.608	-23
Escenario 2	8.403.806	12.922.526	-54
Escenario 3	6.490.220	12.511.863	-93
Escenario 4	8.165.519	12.691.040	-55
Escenario 5	13.591.301	13.086.113	4
Escenario 6	18.076.285	13.309.980	26

4.7. Análisis de Resultados

4.7.1. Nueva Línea 66[kV]

La propuesta presentada corresponde a la instalación de una nueva línea en paralelo a la actual, también energizada en 66[kV]. Esta nace desde la necesidad de aumentar la capacidad térmica de la línea, pues, aunque se implementasen soluciones para la restricción de caída de tensión, la demanda proyectada en el caso base sobrepasa la capacidad térmica del alimentador, sumado incluso con las centrales conectadas en Constitución. Si el límite térmico se sobrepasa, la zona queda como un sistema desacoplado del Sistema Eléctrico Nacional, limitando la capacidad de abastecimiento. Como se muestra en la Figura (4.24), este límite aumenta con la capacidad de abastecimiento por generación local, primero con las centrales biomasa, que por su bajo costo variable

entran de base al despacho, y luego con las centrales diésel. Cuando la proyección de demanda sobrepasa la capacidad de abastecimiento sin considerar diésel, estas centrales deberán despacharse fuera de orden de prioridad nacional para el autoabastecimiento. Esto implica que la situación estudiada, en que por once días se presenta una situación de restricción de transmisión y se debe autoabastecer con diésel, ya no ocurrirá solo en los once días, sino que se presentará en condiciones de operación normales en las centrales biomasa, agravándose en los once días de mantención de Viñales. Como se observa en la Figura (4.25), esto se proyecta para el año 2027, y para el año 3037 se proyecta que la demanda sobrepase la capacidad de abastecimiento total de Constitución, proyectándose situaciones de energía no suministrada.

Es por esto que se evalúa la incorporación de un nuevo circuito entre Nirivilo y Constitución, que permita aumentar la capacidad de transmisión, y con ello, la capacidad de abastecimiento de la zona. Se observa en las Figuras (4.32) y (4.33), que si bien su instalación aumenta los límites de transmisión de la línea, este nuevo límite se ve sobrepasado en 2027 en los once días sin Viñales y en 2032 con la central operativa. Con su instalación no se proyecta la ocurrencia de energía no suministrada. Este resultado es similar a los obtenidos para los otros escenarios con esta propuesta. El nuevo límite total de abastecimiento sólo se ve sobrepasado en el último año del periodo para el escenario en que el crecimiento de la demanda aumenta en un 20%. Se tiene entonces que esta propuesta permite enfrentar el problema de energía no suministrada por restricción de transmisión, y disminuye la potencia que debe ser asumida por las centrales diésel por la misma restricción, sin embargo, no aumenta la capacidad de transmisión lo suficiente para solucionar el despacho forzado de diésel.

Los resultados del estudio económico para esta propuesta, resumidos en la Tabla (4.66), indican que los beneficios en disminución en el costo de operación del sistema, no justifican su inversión, presentando un valor actualizado de costos solo para los casos en que la demanda proyectada aumenta.

4.7.2. Banco de Condensadores

Esta propuesta se dimensiona para el aprovechamiento de la capacidad nominal de la actual línea de transmisión. Se observa en las Figuras (4.34) y (4.35) que el aumento en la capacidad de transmisión no es suficiente para evitar futuros periodos con racionamiento, debido a que para los días en que la central Viñales se encuentra fuera de operación la demanda máxima sobrepasa la capacidad de abastecimiento de la zona.

La Tabla (4.67) muestra el resumen de resultados del análisis económico de esta propuesta, entregando que los ahorros en el costo de operación del sistema justifican el valor de la inversión para todos los escenarios estudiados.

4.7.3. Línea 66[kV] + Banco de Condensadores

La siguiente propuesta plantea agregar a la instalación de la línea en 66[kV], un banco de condensadores en la S/E Constitución. Este enfrenta el problema de caída de tensión mediante la inyección de reactivos. Dado que la potencia del condensador de la propuesta se elige en base al dimensionamiento de reactivos requeridos en la barra de 23[kV], los gráficos de curvas de abastecimiento, Figuras (4.36) y (4.37), muestran que esta propuesta permite elevar la capacidad de abastecimiento para todos los escenarios, terminando con el problemas de autoabastecimiento mediante centrales diésel.

Los resultados de los estudios económicos asociados a esta propuesta indican que nuevamente la disminución en los costos operacionales no justifican el pago de su inversión. Su valor actual de costos solo es mayor que el caso base cuando la demanda aumenta, como se muestra en la Tabla (res:L66CCEE). El año óptimo para la instalación del banco varía según el escenario entre el 2032 y el 2037, presentándose antes para los escenarios con mayor crecimiento de demanda.

4.7.4. Batería Ion-Litio

Esta propuesta corresponde a la instalación de un sistema de almacenamiento por baterías, cuyo dimensionamiento es tal que permite el abastecimiento de toda la dife-

rencia de potencia y energía requerida en el futuro para el periodo de estudio. Es por esto que en sus curvas se observa que termina con el problema del despacho de centrales diésel por autoabastecimiento, Figuras (4.38) y (4.39).

El estudio económico de esta propuesta, resumido en la Tabla (4.69), indica con claridad la no conveniencia económica de esta solución, presentando valores actualizados de costos decenas de veces superior al presentado por los escenarios anteriores. Este costo se debe íntegramente a la alta capacidad de energía que debe tener la unidad. El año óptimo de ingreso obtenido es para el año 2037, pues ingresando en ese año es donde se perciben menores costos por inversión en los flujos de caja.

4.7.5. Línea 220[kV]

Esta propuesta corresponde a la instalación de una línea de 220[kV] en paralelo a la línea actual. Los gráficos de estudio técnico para cada escenario muestran que esta propuesta aumenta la capacidad de abastecimiento lo suficiente como para permitir con holgura el abastecimiento, sin despachar diésel local, del doble de la demanda proyectada, mostrado en las Figuras (4.40) y (4.41).

Al igual que la mayor parte de las propuestas anteriores, se tiene que el estudio económico arroja que la disminución en los costos operacionales no justifica la inversión en esta propuesta, justificándose solo en el caso con aumento en el crecimiento de la demanda, lo que se muestra en la Tabla (4.70). Se destaca que esta es la única propuesta que permite el abastecimiento total de la energía demandada para el sexto escenario, por lo que es la propuesta con mayor beneficio económico para el caso ya mencionado.

4.7.6. Recomendación

Analizados los costos y beneficios anteriormente expuestos, se obtiene que la opción más económica consiste en la instalación de un nuevo banco de condensadores en la barra de 23[kV] de la subestación Constitución, pues es la única propuesta en que el costo actualizado con solución presenta ahorros respecto al costo de los escenarios sin la solución.

Además, se debe destacar que el periodo de no disponibilidad de la central Viñales corresponde a un mínimo. Los once días de mantención general la central correspondieron solo a un 60 % de las horas en que esta no estuvo operativa en los años 2015 y 2016. Si bien esto no implica que esta tendencia se mantendrá en el futuro, si quiere decir que existe la posibilidad que el periodo de once días sin Viñales considerados en este estudio, pueda ser mayor.

Esto implicaría un aumento directamente proporcional en el costo operacional del sistema, sin requerir de un mayor dimensionamiento de las soluciones propuestas, salvo del sistema de almacenamiento. Esto haría mucho más competitivas las propuestas presentadas, incluso las que no dieron resultados rentables, pues presentaron variaciones entre un 10 % y un 20 % de diferencia con el valor actual de costos del caso base.

La letra a del Artículo 87° de la Ley Nro. 20.936 establece que un criterio para el proceso de planificación del sistema de transmisión serán las instalaciones que sean necesarias para la minimización de los riesgos de abastecimiento. Se tiene que para cinco de los seis escenarios estudiados se proyectan periodos donde la demanda sobrepasa la capacidad de suministro, por lo que, dado que la propuesta recomendada económicamente no evita el racionamiento, se considera que debe ingresar una ampliación al sistema que aumente los límites de abastecimiento al menos hasta que la demanda pueda ser suministrada frente a la salida de operación de la central Viñales.

De las propuestas planteadas, solo la instalación de Línea 66[kV] más banco de condensadores y Nueva Línea 220[kV] cumplen con el aumento necesario de capacidad para no presentar racionamiento en todos los escenarios. Sin embargo, la propuesta recomendada es Nueva Línea 220[kV], pues presenta suficiente holgura para permitir el crecimiento de la demanda fuera del plazo de 20 años aquí estudiado, mientras que la otra opción queda a tope de capacidad al último año del periodo frente al Escenario 6, con aumento de un 20 % en el crecimiento de la demanda. La holgura de Nueva Línea 220[kV] es tal que permite el abastecimiento de la totalidad de la demanda sin recurrir al despacho de diésel.

Al mantener holgura en la capacidad de transmisión, esta ampliación va además en línea con la propensión al mercado eléctrico común indicado en la letra b del Artículo

87° de la Ley de Transmisión.

Respecto al sistema de almacenamiento por baterías ión-litio, se tiene que no posee características viables para solucionar el problema de restricción de tensión, puesto que la aplicación requerida es de remplazo de las centrales diésel como alternativa al autoabastecimiento en un rango de horas demasiado largo. Estos sistemas tienen su mejor desempeño en una extensión media de horas, del rango de 1-10 horas; la extensión para este caso correspondía a 60 horas, lo que implica un valor de inversión excesivo comparado con los ahorros en los costos de operación que producía. Este rango de horas solo es adecuado para un sistema de almacenamiento del tipo hidráulico por bombeo, pero la instalación de estos está directamente asociada a la localización, por lo que no son factibles de considerar como propuesta de solución a menos que haya una preexistencia de factibilidad de localización.

4.8. Conclusiones

Del estudio y análisis realizados, se puede concluir lo siguiente:

- Se realizó una revisión del estado del arte que permitió conocer que existen tipos de almacenamiento de energía con distintas características y aplicaciones, siendo la principal tecnología instalada internacionalmente a nivel de distribución y transmisión, las baterías de ion-litio y plomo-ácido, prestando servicios en regulación de frecuencia y partida en negro. Del análisis de la situación actual, se concluye que estas dos aplicaciones no están asociadas a la problemática presente en el caso estudiado, además, dados los valores de energía y potencia obtenidos en el dimensionamiento, el único sistema con la capacidad de cumplir estos requerimientos es el sistema de bombeo hidráulico, el que, como se ha descrito, posee condiciones específicas de localización que no permiten considerarlo como solución factible.
- Contrario a la suposición realizada en el comienzo de este estudio, el alimentador San Javier - Nirivilo - Constitución posee en la actualidad un perfil de generación y demanda en Constitución que mantiene el flujo por la línea en valores cercanos al límite de transmisión nominal en sentido Constitución - San Javier, sin embargo, esto no representa un problema para la zona, pues a la fecha no existen ingresos de solicitudes ambientales que indiquen un crecimiento futuro en el parque generador de centrales que no usen diésel como combustible, es decir, los desacoples de costos marginales no se producen por limitación en la capacidad térmica de la línea.
- El problema del alimentador San Javier - Constitución radica en una restricción de la transmisión por caída de tensión cuando el flujo tiene sentido San Javier - Constitución, debida a la alta impedancia que implica el largo de la línea. En la actualidad, este sentido de flujo se presenta solo cuando la central Viñales sale de la operación, pero las proyecciones indican que el 2027 la demanda sobrepasará la capacidad de generación y transmisión de la línea, obligando el despacho de centrales diésel para el abastecimiento.

- Se modelan las condiciones actuales de la operación del circuito y sus variaciones frente al ingreso de distintas propuestas de ampliación, consistentes en el ingreso de nuevas líneas de transmisión, la instalación de bancos de condensadores, y la instalación de un sistema de almacenamiento por baterías.
- El modelo de optimización desarrollado permite encontrar el año óptimo para la instalación del banco de condensadores y del sistema de baterías, encontrando el año para el que las propuestas presentarán un valor actual de costos mínimo. Estos años son el 2034 para la instalación del banco de condensadores en conjunto con la línea de 66[kV] y el año 2037 para la batería.
- De no realizarse ninguna ampliación fuera de las ya en licitación, el sistema requerirá del ingreso de nuevas centrales generadoras antes del año 2033 ya que para esta fecha se proyecta un aumento de la demanda que sobrepasa la capacidad de autoabastecimiento de la zona al salir la central Viñales, es decir, se proyecta que no se podrá abastecer la totalidad de la demanda.
- El problema estudiado aún no reúne las características para la instalación de una solución mediante baterías ion-litio de manera rentable, debido a que se presenta de manera intensiva en pocos días del año, requiriendo de mayor potencia y energía de las aplicaciones viables actualmente en los sistemas de distribución y subtransmisión.
- De las opciones de solución estudiadas, solo la propuesta de un nuevo banco de condensadores presenta ahorros en los costos de operación suficientes para cubrir su inversión en el caso base. La situación cambia al considerar los aumentos del 10% y 20% en el crecimiento de la demanda, en donde todas las propuestas, salvo el banco de baterías, presenta beneficios respecto al escenario. Con esto se recomienda la instalación de la propuesta del nuevo banco de condensadores de 20[MVAr].
- La proyección de periodos con racionamiento energético a partir del 2033 implicará ejecución de una obra obligatoria de ampliación para el abastecimiento energético,

en donde se recomienda la implementación de la propuesta de Nueva Línea Nirivilo - Constitución 220[kV] por el beneficio de solucionar los problemas de restricción de transmisión para todos los escenarios y presentar una holgura mayor respecto a las propuestas que incluyen un nueva línea en 66[kV].

- El método de diagnóstico para líneas radiales con desacoples de costos marginales desarrollado, es efectivo para obtener el motivo de estos. Puede revisarse en el Anexo D.

4.8.1. Trabajos Futuros

De este trabajo de memoria es de interés realizar los siguientes trabajos futuros:

- Realizar la evaluación considerando la estadística de indisponibilidades tanto de las centrales de Constitución, como del alimentador San Javier - Constitución.
- Realizar un estudio respecto a la conveniencia de instalar generación distribuida domiciliaria con el fin de atrasar futuras inversiones de ampliaciones de transmisión por aumento de demanda.
- Estudiar la conveniencia de sistemas de compensación serie con almacenamiento para líneas de transmisión con alta componente resistiva y su viabilidad técnico-económica.
- Evaluar la rentabilidad de la solución con sistemas de baterías considerando su participación en el mercado de los servicios complementarios.
- Revisar el plan de mantenimiento de la central Viñales, con el fin de optimizar sus periodos fuera de operación.

Apéndice A

Diagrama unilineal simplificado de la subestación Constitución

Obtenido desde los anexos de la ficha de Subestaciones del sitio Infotécnica de Coordinador Eléctrico Nacional, visitado en Octubre del 2017.

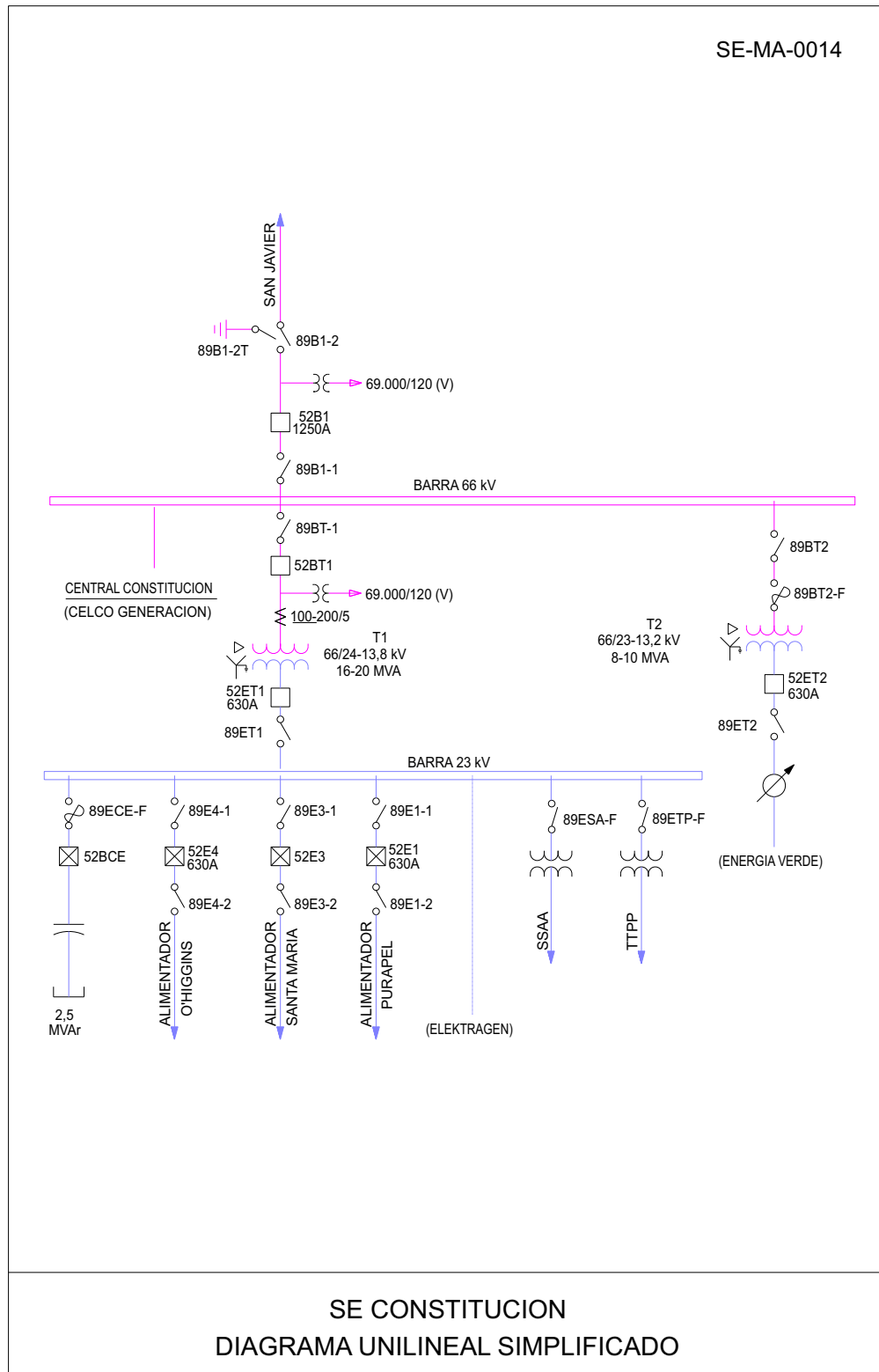


Figura A.1: Diagrama unilineal simplificado de la subestación Constitución

Apéndice B

Códigos de programación

```

1 %% Función proyección de generación local
2
3 function [CostoH] = desp(proDem,proCMgC,proCVCen,CComb)
4 % El objetivo de esta función es realizar un pequeño despacho para decidir
5 % la generación de las centrales locales, va a tener dos columnas por
6 % central, una para indicar despacho por orden de prioridades nacional y
7 % otra por despacho por restricción de tensión.
8
9 % k=1, central CELCO
10 % k=2, central Viñales1
11 % k=3, central Viñales2
12 % k=4, central Viñales3
13 % k=5, central RasoPower
14 % k=6, central RasoPower2
15 % k=7, central Maule
16 % k=8, central Constitución Elektragen
17
18 anIng = CComb(:, [4]); % primer periodo disponible de la central
19 PCen = CComb(:, [1]); % potencia neta de la central
20 MTCen = CComb(:, [6]); % mínimo técnico de la central
21
22 %
23 j = 1; % contador para año del periodo
24 i = 1; % contador para día del periodo
25 k = 1; % contador para central
26 m = 1;
27 flu = 1; % variable auxiliar para el cálculo del flujo
28 g = length(anIng)+1;
29 proGenT = zeros([(264*20) g]); % matriz programación horaria de generación
30 CostoH = zeros([(264*20) 1]); % vector con el costo por problemática
31
32 while j<21
33     i = 1;
34     m = 264*(j-1);
35     while i<265
36         k = 1;
37         while k<g
38             if proCMgC((m+i),1)>proCVCen(j,k)%dsngddngfhg
39                 % la primera opción es que las centrales se despachen por
40                 % lista de prioridades del sistema. Menos Viñales, que se
41                 % considera en mantenimiento general en este caso.
42                 if k == 2
43                     proGenT((m+i),k) = 0;
44                 elseif k == 3
45                     proGenT((m+i),k) = 0;
46                 elseif k == 4
47                     proGenT((m+i),k) = 0;
48                 else
49                     proGenT((m+i),k) = PCen(k,1); % si se despacha por costo
50                     % marginal del sistema, se despachará a plena carga.
51                 end
52             else
53                 proGenT((m+i),k) = 0;
54             end
55             k = k + 1;
56         end
57         flu = proDem((m+i),1)-sum(proGenT((m+i),:));
58         if flu>11.3174
59             % la siguiente opción es que entren por restricción de tensión,
60             % para ello primero se tiene que superar el límite de potencia

```

Figura B.1: Código de programación para la proyección de centrales según los datos del escenario.

```

61     % a transferir por la línea
62     k = 1;
63     while k<g
64         if k == 2
65             proGenT((m+i),k) = 0;
66         elseif k == 3
67             proGenT((m+i),k) = 0;
68         elseif k == 4
69             proGenT((m+i),k) = 0;
70         else
71             if proGenT((m+i),k) >= PCen(k,1)
72                 % condición de que ya esté despachada a potencia máxima
73                 proGenT((m+i),k) = proGenT((m+i),k);
74             else
75                 % tiene margen para aumentar su generación
76                 proGenT((m+i),k) = proGenT((m+i),k)+(flu-11.3174);
77                 if proGenT((m+i),k)>PCen(k,1)
78                     % si es que se le exige sobrepasar Pmx, está se
79                     % limita y se fija en Pmax
80                     proGenT((m+i),k) = PCen(k,1);
81                     CostoH((m+i),1) = CostoH((m+i),1)+...
82                         proGenT((m+i),k)*proCVCen(j,k);
83                 elseif proGenT((m+i),k)<MTCen(k,1)
84                     % si es que se le exige una potencia menor a su
85                     % mínimo técnico, esta se limita y se iguala al
86                     % mínimo técnico
87                     proGenT((m+i),k) = MTCen(k,1);
88                     CostoH((m+i),1) = CostoH((m+i),1)+...
89                         proGenT((m+i),k)*proCVCen(j,k);
90                 else
91                     proGenT((m+i),k) = proGenT((m+i),k);
92                     CostoH((m+i),1) = CostoH((m+i),1)+...
93                         proGenT((m+i),k)*proCVCen(j,k);
94                 end
95             end
96         end
97         % se recalcula si el flujo sigue sobrepasando el límite
98         flu = proDem((m+i),1)-sum(proGenT((m+i),:));
99         if flu>11.3174
100             % si persiste la restricción, se sigue con la siguiente
101             % central según la lista de prioridades
102             k = k+1;
103         else
104             % si ya no existe restricción, se sale del bucle
105             k = g;
106         end
107     end
108 else
109     % caso en que el flujo por la línea no requiere de
110     % autoabastecimiento por caída de tensión.
111 end
112 proGenT((m+i),(g+1)) = sum(proGenT((m+i),:));
113 i = i+1;
114 end
115 j = j+1;
116 end
117

```

Figura B.2: Código de programación para la proyección de centrales según los datos del escenario.

Apéndice C

Subestación Constitución

Apéndice D

Metodología de diagnóstico

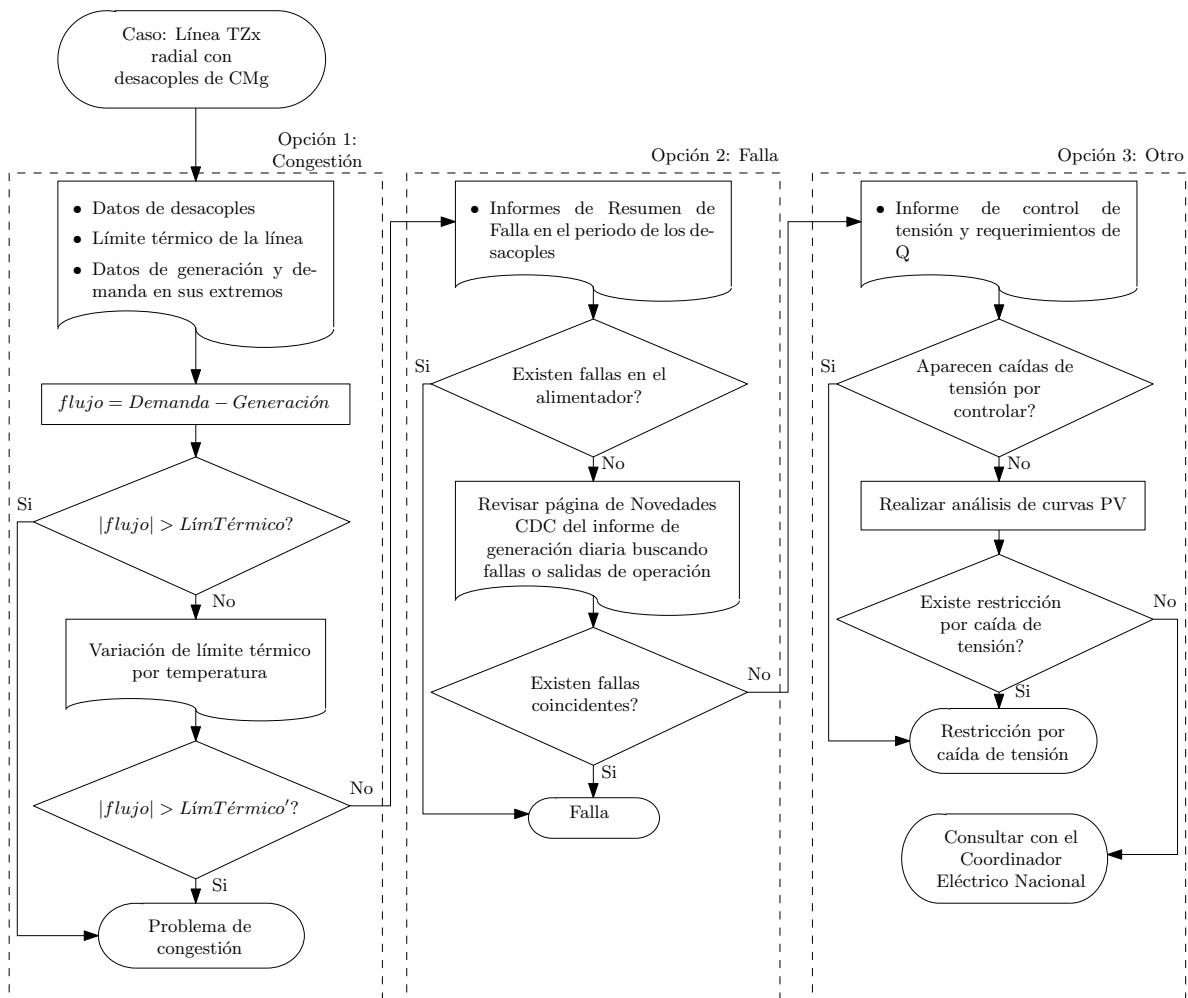


Figura D.1: Metodología de diagnóstico para líneas de transmisión zonal con desacoples de costos marginales.

Apéndice E

Flujos de Caja Escenario 1

E.1. Nueva Línea 66[kV]

Tabla E.1: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV].

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.829	1.053.435	1.505.264
2033	545.814	1.053.435	1.599.249
2034	664.301	1.053.435	1.717.736
2035	829.979	1.053.435	1.883.414
2036	1.037.064	1.053.435	2.090.499
2037	1.305.871	1.053.435	2.359.306

Tabla E.2: Costos de operación e inversión anual para nuevo banco de condensadores 20[MVAr].

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	27.063	335.964	363.027
2023	41.511	335.964	377.475
2024	58.405	335.964	394.369
2025	80.727	335.964	416.691
2026	109.667	335.964	445.631
2027	146.564	335.964	482.528
2028	189.231	335.964	525.195
2029	242.328	335.964	578.292
2030	294.374	335.964	630.338
2031	356.351	335.964	692.315
2032	428.940	335.964	764.904
2033	520.674	335.964	856.638
2034	629.800	335.964	965.764
2035	794.071	335.964	1.130.035
2036	999.615	335.964	1.335.579
2037	1.262.476	335.964	1.598.440

E.2. Nuevo Banco de Condensadores

E.3. Nueva Línea 66[kV] + Banco de Condensadores

E.4. Nueva Batería Ión-Litio

E.5. Nueva Línea 220[kV]

Tabla E.3: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2021.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	13.368	587.937	601.305
2022	13.944	587.937	601.881
2023	14.348	587.937	602.285
2024	14.684	587.937	602.621
2025	15.086	1.641.372	1.656.458
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.4: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2022.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	13.944	587.937	601.881
2023	14.348	587.937	602.285
2024	14.684	587.937	602.621
2025	15.086	1.641.372	1.656.458
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.5: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2023.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	14.348	587.937	602.285
2024	14.684	587.937	602.621
2025	15.086	1.641.372	1.656.458
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.6: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2024.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	14.684	587.937	602.621
2025	15.086	1.641.372	1.656.458
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.7: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2025.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	15.086	1.641.372	1.656.458
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.8: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2026.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.9: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2027.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.10: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2028.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.11: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2029.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.12: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2030.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.13: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2031.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.14: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2032.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.15: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2033.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.829	1.053.435	1.505.264
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.16: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2034.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.829	1.053.435	1.505.264
2033	545.814	1.053.435	1.599.249
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.17: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2035.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.829	1.053.435	1.505.264
2033	545.814	1.053.435	1.599.249
2034	664.301	1.053.435	1.717.736
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.18: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2036.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.829	1.053.435	1.505.264
2033	545.814	1.053.435	1.599.249
2034	664.301	1.053.435	1.717.736
2035	829.979	1.053.435	1.883.414
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.19: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], con el banco ingresando en 2037.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.829	1.053.435	1.505.264
2033	545.814	1.053.435	1.599.249
2034	664.301	1.053.435	1.717.736
2035	829.979	1.053.435	1.883.414
2036	1.037.064	1.053.435	2.090.499
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla E.20: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2020.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	12.612	2.064.329.243	2.064.341.855
2021	13.368	2.064.329.243	2.064.342.611
2022	13.944	2.064.329.243	2.064.343.187
2023	14.348	2.064.329.243	2.064.343.591
2024	14.684	2.064.329.243	2.064.343.927
2025	15.086	2.064.329.243	2.064.344.329
2026	15.588	2.064.329.243	2.064.344.831
2027	16.008	2.064.329.243	2.064.345.251
2028	16.361	2.064.329.243	2.064.345.604
2029	16.878	2.064.329.243	2.064.346.120
2030	16.942	2.064.329.243	2.064.346.185
2031	16.306	2.064.329.243	2.064.345.549
2032	16.754	2.064.329.243	2.064.345.997
2033	17.757	2.064.329.243	2.064.347.000
2034	19.321	2.064.329.243	2.064.348.564
2035	22.952	2.064.329.243	2.064.352.195
2036	31.377	0	31.377
2037	48.039	0	48.039

Tabla E.21: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2021.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	13.368	1.937.566.072	1.937.579.440
2022	13.944	1.937.566.072	1.937.580.015
2023	14.348	1.937.566.072	1.937.580.420
2024	14.684	1.937.566.072	1.937.580.756
2025	15.086	1.937.566.072	1.937.581.158
2026	15.588	1.937.566.072	1.937.581.659
2027	16.008	1.937.566.072	1.937.582.080
2028	16.361	1.937.566.072	1.937.582.433
2029	16.878	1.937.566.072	1.937.582.949
2030	16.942	1.937.566.072	1.937.583.014
2031	16.306	1.937.566.072	1.937.582.378
2032	16.754	1.937.566.072	1.937.582.826
2033	17.757	1.937.566.072	1.937.583.829
2034	19.321	1.937.566.072	1.937.585.392
2035	22.952	1.937.566.072	1.937.589.024
2036	31.377	1.937.566.072	1.937.597.449
2037	48.039	0	48.039

Tabla E.22: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2022.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	13.944	1.839.793.360	1.839.807.304
2023	14.348	1.839.793.360	1.839.807.708
2024	14.684	1.839.793.360	1.839.808.044
2025	15.086	1.839.793.360	1.839.808.447
2026	15.588	1.839.793.360	1.839.808.948
2027	16.008	1.839.793.360	1.839.809.368
2028	16.361	1.839.793.360	1.839.809.722
2029	16.878	1.839.793.360	1.839.810.238
2030	16.942	1.839.793.360	1.839.810.302
2031	16.306	1.839.793.360	1.839.809.666
2032	16.754	1.839.793.360	1.839.810.114
2033	17.757	1.839.793.360	1.839.811.117
2034	19.321	1.839.793.360	1.839.812.681
2035	22.952	1.839.793.360	1.839.816.312
2036	31.377	1.839.793.360	1.839.824.737
2037	48.039	1.839.793.360	1.839.841.399

Tabla E.23: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2023.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	14.348	1.760.987.036	1.761.001.384
2024	14.684	1.760.987.036	1.761.001.721
2025	15.086	1.760.987.036	1.761.002.123
2026	15.588	1.760.987.036	1.761.002.624
2027	16.008	1.760.987.036	1.761.003.044
2028	16.361	1.760.987.036	1.761.003.398
2029	16.878	1.760.987.036	1.761.003.914
2030	16.942	1.760.987.036	1.761.003.979
2031	16.306	1.760.987.036	1.761.003.342
2032	16.754	1.760.987.036	1.761.003.790
2033	17.757	1.760.987.036	1.761.004.793
2034	19.321	1.760.987.036	1.761.006.357
2035	22.952	1.760.987.036	1.761.009.989
2036	31.377	1.760.987.036	1.761.018.414
2037	48.039	1.760.987.036	1.761.035.075

Tabla E.24: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2024.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	14.684	1.695.455.697	1.695.470.381
2025	15.086	1.695.455.697	1.695.470.783
2026	15.588	1.695.455.697	1.695.471.285
2027	16.008	1.695.455.697	1.695.471.705
2028	16.361	1.695.455.697	1.695.472.059
2029	16.878	1.695.455.697	1.695.472.575
2030	16.942	1.695.455.697	1.695.472.639
2031	16.306	1.695.455.697	1.695.472.003
2032	16.754	1.695.455.697	1.695.472.451
2033	17.757	1.695.455.697	1.695.473.454
2034	19.321	1.695.455.697	1.695.475.018
2035	22.952	1.695.455.697	1.695.478.649
2036	31.377	1.695.455.697	1.695.487.074
2037	48.039	1.695.455.697	1.695.503.736

Tabla E.25: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2025.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	15.086	1.639.680.114	1.639.695.200
2026	15.588	1.639.680.114	1.639.695.702
2027	16.008	1.639.680.114	1.639.696.122
2028	16.361	1.639.680.114	1.639.696.475
2029	16.878	1.639.680.114	1.639.696.992
2030	16.942	1.639.680.114	1.639.697.056
2031	16.306	1.639.680.114	1.639.696.420
2032	16.754	1.639.680.114	1.639.696.868
2033	17.757	1.639.680.114	1.639.697.871
2034	19.321	1.639.680.114	1.639.699.435
2035	22.952	1.639.680.114	1.639.703.066
2036	31.377	1.639.680.114	1.639.711.491
2037	48.039	1.639.680.114	1.639.728.153

Tabla E.26: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2026.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	15.588	1.591.343.748	1.591.359.336
2027	16.008	1.591.343.748	1.591.359.756
2028	16.361	1.591.343.748	1.591.360.110
2029	16.878	1.591.343.748	1.591.360.626
2030	16.942	1.591.343.748	1.591.360.690
2031	16.306	1.591.343.748	1.591.360.054
2032	16.754	1.591.343.748	1.591.360.502
2033	17.757	1.591.343.748	1.591.361.505
2034	19.321	1.591.343.748	1.591.363.069
2035	22.952	1.591.343.748	1.591.366.700
2036	31.377	1.591.343.748	1.591.375.125
2037	48.039	1.591.343.748	1.591.391.787

Tabla E.27: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2027.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	492.080	0	492.080
2027	16.008	1.548.846.860	1.548.862.868
2028	16.361	1.548.846.860	1.548.863.222
2029	16.878	1.548.846.860	1.548.863.738
2030	16.942	1.548.846.860	1.548.863.802
2031	16.306	1.548.846.860	1.548.863.166
2032	16.754	1.548.846.860	1.548.863.614
2033	17.757	1.548.846.860	1.548.864.617
2034	19.321	1.548.846.860	1.548.866.181
2035	22.952	1.548.846.860	1.548.869.812
2036	31.377	1.548.846.860	1.548.878.237
2037	48.039	1.548.846.860	1.548.894.899

Tabla E.28: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2028.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	492.080	0	492.080
2027	577.778	0	577.778
2028	16.361	1.511.041.974	1.511.058.335
2029	16.878	1.511.041.974	1.511.058.851
2030	16.942	1.511.041.974	1.511.058.916
2031	16.306	1.511.041.974	1.511.058.280
2032	16.754	1.511.041.974	1.511.058.728
2033	17.757	1.511.041.974	1.511.059.731
2034	19.321	1.511.041.974	1.511.061.295
2035	22.952	1.511.041.974	1.511.064.926
2036	31.377	1.511.041.974	1.511.073.351
2037	48.039	1.511.041.974	1.511.090.013

Tabla E.29: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2029.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	492.080	0	492.080
2027	577.778	0	577.778
2028	684.290	0	684.290
2029	16.878	1.477.080.247	1.477.097.124
2030	16.942	1.477.080.247	1.477.097.189
2031	16.306	1.477.080.247	1.477.096.552
2032	16.754	1.477.080.247	1.477.097.000
2033	17.757	1.477.080.247	1.477.098.003
2034	19.321	1.477.080.247	1.477.099.567
2035	22.952	1.477.080.247	1.477.103.199
2036	31.377	1.477.080.247	1.477.111.624
2037	48.039	1.477.080.247	1.477.128.285

Tabla E.30: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2030.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	492.080	0	492.080
2027	577.778	0	577.778
2028	684.290	0	684.290
2029	828.006	0	828.006
2030	16.942	1.446.317.497	1.446.334.439
2031	16.306	1.446.317.497	1.446.333.803
2032	16.754	1.446.317.497	1.446.334.251
2033	17.757	1.446.317.497	1.446.335.254
2034	19.321	1.446.317.497	1.446.336.818
2035	22.952	1.446.317.497	1.446.340.449
2036	31.377	1.446.317.497	1.446.348.874
2037	48.039	1.446.317.497	1.446.365.536

Tabla E.31: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2031.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	492.080	0	492.080
2027	577.778	0	577.778
2028	684.290	0	684.290
2029	828.006	0	828.006
2030	984.648	0	984.648
2031	16.306	1.418.254.221	1.418.270.527
2032	16.754	1.418.254.221	1.418.270.975
2033	17.757	1.418.254.221	1.418.271.978
2034	19.321	1.418.254.221	1.418.273.541
2035	22.952	1.418.254.221	1.418.277.173
2036	31.377	1.418.254.221	1.418.285.598
2037	48.039	1.418.254.221	1.418.302.259

Tabla E.32: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2032.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	492.080	0	492.080
2027	577.778	0	577.778
2028	684.290	0	684.290
2029	828.006	0	828.006
2030	984.648	0	984.648
2031	1.169.022	0	1.169.022
2032	16.754	1.392.495.907	1.392.512.660
2033	17.757	1.392.495.907	1.392.513.664
2034	19.321	1.392.495.907	1.392.515.227
2035	22.952	1.392.495.907	1.392.518.859
2036	31.377	1.392.495.907	1.392.527.284
2037	48.039	1.392.495.907	1.392.543.945

Tabla E.33: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2033.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	492.080	0	492.080
2027	577.778	0	577.778
2028	684.290	0	684.290
2029	828.006	0	828.006
2030	984.648	0	984.648
2031	1.169.022	0	1.169.022
2032	1.424.129	0	1.424.129
2033	17.757	1.368.725.973	1.368.743.730
2034	19.321	1.368.725.973	1.368.745.294
2035	22.952	1.368.725.973	1.368.748.925
2036	31.377	1.368.725.973	1.368.757.351
2037	48.039	1.368.725.973	1.368.774.012

Tabla E.34: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2034.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	492.080	0	492.080
2027	577.778	0	577.778
2028	684.290	0	684.290
2029	828.006	0	828.006
2030	984.648	0	984.648
2031	1.169.022	0	1.169.022
2032	1.424.129	0	1.424.129
2033	1.722.052	0	1.722.052
2034	19.321	1.346.686.823	1.346.706.144
2035	22.952	1.346.686.823	1.346.709.776
2036	31.377	1.346.686.823	1.346.718.201
2037	48.039	1.346.686.823	1.346.734.862

Tabla E.35: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2035.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	492.080	0	492.080
2027	577.778	0	577.778
2028	684.290	0	684.290
2029	828.006	0	828.006
2030	984.648	0	984.648
2031	1.169.022	0	1.169.022
2032	1.424.129	0	1.424.129
2033	1.722.052	0	1.722.052
2034	2.073.417	0	2.073.417
2035	22.952	1.326.166.276	1.326.189.228
2036	31.377	1.326.166.276	1.326.197.653
2037	48.039	1.326.166.276	1.326.214.314

Tabla E.36: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2036.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	492.080	0	492.080
2027	577.778	0	577.778
2028	684.290	0	684.290
2029	828.006	0	828.006
2030	984.648	0	984.648
2031	1.169.022	0	1.169.022
2032	1.424.129	0	1.424.129
2033	1.722.052	0	1.722.052
2034	2.073.417	0	2.073.417
2035	2.505.140	0	2.505.140
2036	31.377	1.306.987.649	1.307.019.026
2037	48.039	1.306.987.649	1.307.035.688

Tabla E.37: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2037.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	492.080	0	492.080
2027	577.778	0	577.778
2028	684.290	0	684.290
2029	828.006	0	828.006
2030	984.648	0	984.648
2031	1.169.022	0	1.169.022
2032	1.424.129	0	1.424.129
2033	1.722.052	0	1.722.052
2034	2.073.417	0	2.073.417
2035	2.505.140	0	2.505.140
2036	2.991.276	0	2.991.276
2037	48.039	1.272.084.500	1.272.132.539

Tabla E.38: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 220[kV].

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	327.227	0	327.227
2020	415.943	0	415.943
2021	509.204	0	509.204
2022	616.712	0	616.712
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.630.000	2.042.968
2026	15.588	1.630.000	1.645.588
2027	16.008	1.630.000	1.646.008
2028	16.361	1.630.000	1.646.361
2029	16.838	1.630.000	1.646.838
2030	16.838	1.630.000	1.646.838
2031	16.073	1.630.000	1.646.073
2032	16.270	1.630.000	1.646.270
2033	16.484	1.630.000	1.646.484
2034	16.686	1.630.000	1.646.686
2035	16.876	1.630.000	1.646.876
2036	17.055	1.630.000	1.647.055
2037	17.226	1.630.000	1.647.226

Apéndice F

Flujos de Caja Escenario 2

F.1. Nueva Línea 66[kV]

Tabla F.1: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.426	1.053.435	1.504.861
2033	537.027	1.053.435	1.590.462
2034	633.246	1.053.435	1.686.681
2035	741.369	1.053.435	1.794.804
2036	860.302	1.053.435	1.913.737
2037	996.542	1.053.435	2.049.977

Tabla F.2: Costos de operación e inversión anual para nuevo banco de condensadores 20[MVAr].

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	27.063	335.964	363.027
2023	41.511	335.964	377.475
2024	58.405	335.964	394.369
2025	80.727	335.964	416.691
2026	109.667	335.964	445.631
2027	146.564	335.964	482.528
2028	189.231	335.964	525.195
2029	242.328	335.964	578.292
2030	294.374	335.964	630.338
2031	356.351	335.964	692.315
2032	429.779	335.964	765.743
2033	515.208	335.964	851.172
2034	607.417	335.964	943.381
2035	718.550	335.964	1.054.514
2036	843.908	335.964	1.179.872
2037	989.634	335.964	1.325.598

F.2. Nuevo Banco de Condensadores

F.3. Nueva Línea 66[kV] + Banco de Condensadores

Tabla F.3: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2021, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	13.368	587.937	601.305
2022	13.944	587.937	601.881
2023	14.348	587.937	602.285
2024	14.684	587.937	602.621
2025	15.086	1.641.372	1.656.458
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.4: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2022, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	13.944	587.937	601.881
2023	14.348	587.937	602.285
2024	14.684	587.937	602.621
2025	15.086	1.641.372	1.656.458
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.5: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2023, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	14.348	587.937	602.285
2024	14.684	587.937	602.621
2025	15.086	1.641.372	1.656.458
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.6: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2024, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	14.684	587.937	602.621
2025	15.086	1.641.372	1.656.458
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.7: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2025, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	15.086	1.641.372	1.656.458
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.8: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2026, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	15.588	1.641.372	1.656.960
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.9: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2027, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	16.008	1.641.372	1.657.380
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.10: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2028, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	16.361	1.641.372	1.657.733
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.11: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2029, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	16.838	1.641.372	1.658.210
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.12: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2030, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	16.838	1.641.372	1.658.210
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.13: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2031, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	16.073	1.641.372	1.657.445
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.14: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2032, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	16.270	1.641.372	1.657.642
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.15: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2033, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.426	1.053.435	1.504.861
2033	16.484	1.641.372	1.657.856
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.16: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2034, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.426	1.053.435	1.504.861
2033	537.027	1.053.435	1.590.462
2034	16.739	1.641.372	1.658.111
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.17: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2035, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.426	1.053.435	1.504.861
2033	537.027	1.053.435	1.590.462
2034	633.246	1.053.435	1.686.681
2035	17.019	1.641.372	1.658.391
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.18: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2036, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.426	1.053.435	1.504.861
2033	537.027	1.053.435	1.590.462
2034	633.246	1.053.435	1.686.681
2035	741.369	1.053.435	1.794.804
2036	17.342	1.641.372	1.658.714
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

Tabla F.19: Costos de operación e inversión anual para instalación de línea de 66[kV] más banco de condensadores en 2037, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.053.435	1.466.403
2026	120.611	1.053.435	1.174.046
2027	157.804	1.053.435	1.211.239
2028	202.541	1.053.435	1.255.976
2029	259.166	1.053.435	1.312.601
2030	314.165	1.053.435	1.367.600
2031	375.502	1.053.435	1.428.937
2032	451.426	1.053.435	1.504.861
2033	537.027	1.053.435	1.590.462
2034	633.246	1.053.435	1.686.681
2035	741.369	1.053.435	1.794.804
2036	860.302	1.053.435	1.913.737
2037	17.871	1.641.372	1.659.243

F.4. Nueva Batería Ión-Litio

Tabla F.20: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2020, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	12.612	2.064.329.243	2.064.341.855
2021	13.368	2.064.329.243	2.064.342.611
2022	13.944	2.064.329.243	2.064.343.187
2023	14.348	2.064.329.243	2.064.343.591
2024	14.684	2.064.329.243	2.064.343.927
2025	15.086	2.064.329.243	2.064.344.329
2026	15.588	2.064.329.243	2.064.344.831
2027	16.008	2.064.329.243	2.064.345.251
2028	16.361	2.064.329.243	2.064.345.604
2029	16.878	2.064.329.243	2.064.346.120
2030	16.942	2.064.329.243	2.064.346.185
2031	16.306	2.064.329.243	2.064.345.549
2032	16.754	2.064.329.243	2.064.345.997
2033	17.757	2.064.329.243	2.064.347.000
2034	19.321	2.064.329.243	2.064.348.564
2035	22.952	2.064.329.243	2.064.352.195
2036	31.377	0	31.377
2037	48.039	0	48.039

Tabla F.21: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2021, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	13.368	1.937.566.072	1.937.579.440
2022	13.944	1.937.566.072	1.937.580.015
2023	14.348	1.937.566.072	1.937.580.420
2024	14.684	1.937.566.072	1.937.580.756
2025	15.086	1.937.566.072	1.937.581.158
2026	15.588	1.937.566.072	1.937.581.659
2027	16.008	1.937.566.072	1.937.582.080
2028	16.361	1.937.566.072	1.937.582.433
2029	16.878	1.937.566.072	1.937.582.949
2030	16.942	1.937.566.072	1.937.583.014
2031	16.306	1.937.566.072	1.937.582.378
2032	16.754	1.937.566.072	1.937.582.826
2033	17.757	1.937.566.072	1.937.583.829
2034	19.321	1.937.566.072	1.937.585.392
2035	22.952	1.937.566.072	1.937.589.024
2036	31.377	1.937.566.072	1.937.597.449
2037	48.039	0	48.039

Tabla F.22: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2022, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	13.944	1.839.793.360	1.839.807.304
2023	14.348	1.839.793.360	1.839.807.708
2024	14.684	1.839.793.360	1.839.808.044
2025	15.086	1.839.793.360	1.839.808.447
2026	15.588	1.839.793.360	1.839.808.948
2027	16.008	1.839.793.360	1.839.809.368
2028	16.361	1.839.793.360	1.839.809.722
2029	16.878	1.839.793.360	1.839.810.238
2030	16.942	1.839.793.360	1.839.810.302
2031	16.306	1.839.793.360	1.839.809.666
2032	16.754	1.839.793.360	1.839.810.114
2033	17.757	1.839.793.360	1.839.811.117
2034	19.321	1.839.793.360	1.839.812.681
2035	22.952	1.839.793.360	1.839.816.312
2036	31.377	1.839.793.360	1.839.824.737
2037	48.039	1.839.793.360	1.839.841.399

Tabla F.23: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2023, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	14.348	1.760.987.036	1.761.001.384
2024	14.684	1.760.987.036	1.761.001.721
2025	15.086	1.760.987.036	1.761.002.123
2026	15.588	1.760.987.036	1.761.002.624
2027	16.008	1.760.987.036	1.761.003.044
2028	16.361	1.760.987.036	1.761.003.398
2029	16.878	1.760.987.036	1.761.003.914
2030	16.942	1.760.987.036	1.761.003.979
2031	16.306	1.760.987.036	1.761.003.342
2032	16.754	1.760.987.036	1.761.003.790
2033	17.757	1.760.987.036	1.761.004.793
2034	19.321	1.760.987.036	1.761.006.357
2035	22.952	1.760.987.036	1.761.009.989
2036	31.377	1.760.987.036	1.761.018.414
2037	48.039	1.760.987.036	1.761.035.075

Tabla F.24: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2024, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	14.684	1.695.455.697	1.695.470.381
2025	15.086	1.695.455.697	1.695.470.783
2026	15.588	1.695.455.697	1.695.471.285
2027	16.008	1.695.455.697	1.695.471.705
2028	16.361	1.695.455.697	1.695.472.059
2029	16.878	1.695.455.697	1.695.472.575
2030	16.942	1.695.455.697	1.695.472.639
2031	16.306	1.695.455.697	1.695.472.003
2032	16.754	1.695.455.697	1.695.472.451
2033	17.757	1.695.455.697	1.695.473.454
2034	19.321	1.695.455.697	1.695.475.018
2035	22.952	1.695.455.697	1.695.478.649
2036	31.377	1.695.455.697	1.695.487.074
2037	48.039	1.695.455.697	1.695.503.736

Tabla F.25: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2025, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	15.086	1.639.680.114	1.639.695.200
2026	15.588	1.639.680.114	1.639.695.702
2027	16.008	1.639.680.114	1.639.696.122
2028	16.361	1.639.680.114	1.639.696.475
2029	16.878	1.639.680.114	1.639.696.992
2030	16.942	1.639.680.114	1.639.697.056
2031	16.306	1.639.680.114	1.639.696.420
2032	16.754	1.639.680.114	1.639.696.868
2033	17.757	1.639.680.114	1.639.697.871
2034	19.321	1.639.680.114	1.639.699.435
2035	22.952	1.639.680.114	1.639.703.066
2036	31.377	1.639.680.114	1.639.711.491
2037	48.039	1.639.680.114	1.639.728.153

Tabla F.26: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2026, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	15.588	1.591.343.748	1.591.359.336
2027	16.008	1.591.343.748	1.591.359.756
2028	16.361	1.591.343.748	1.591.360.110
2029	16.878	1.591.343.748	1.591.360.626
2030	16.942	1.591.343.748	1.591.360.690
2031	16.306	1.591.343.748	1.591.360.054
2032	16.754	1.591.343.748	1.591.360.502
2033	17.757	1.591.343.748	1.591.361.505
2034	19.321	1.591.343.748	1.591.363.069
2035	22.952	1.591.343.748	1.591.366.700
2036	31.377	1.591.343.748	1.591.375.125
2037	48.039	1.591.343.748	1.591.391.787

Tabla F.27: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2027, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	493.268	0	493.268
2027	16.008	1.548.846.860	1.548.862.868
2028	16.361	1.548.846.860	1.548.863.222
2029	16.878	1.548.846.860	1.548.863.738
2030	16.942	1.548.846.860	1.548.863.802
2031	16.306	1.548.846.860	1.548.863.166
2032	16.754	1.548.846.860	1.548.863.614
2033	17.757	1.548.846.860	1.548.864.617
2034	19.321	1.548.846.860	1.548.866.181
2035	22.952	1.548.846.860	1.548.869.812
2036	31.377	1.548.846.860	1.548.878.237
2037	48.039	1.548.846.860	1.548.894.899

Tabla F.28: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2028, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	493.268	0	493.268
2027	574.955	0	574.955
2028	16.361	1.511.041.974	1.511.058.335
2029	16.878	1.511.041.974	1.511.058.851
2030	16.942	1.511.041.974	1.511.058.916
2031	16.306	1.511.041.974	1.511.058.280
2032	16.754	1.511.041.974	1.511.058.728
2033	17.757	1.511.041.974	1.511.059.731
2034	19.321	1.511.041.974	1.511.061.295
2035	22.952	1.511.041.974	1.511.064.926
2036	31.377	1.511.041.974	1.511.073.351
2037	48.039	1.511.041.974	1.511.090.013

Tabla F.29: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2029, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	493.268	0	493.268
2027	574.955	0	574.955
2028	669.444	0	669.444
2029	16.878	1.477.080.247	1.477.097.124
2030	16.942	1.477.080.247	1.477.097.189
2031	16.306	1.477.080.247	1.477.096.552
2032	16.754	1.477.080.247	1.477.097.000
2033	17.757	1.477.080.247	1.477.098.003
2034	19.321	1.477.080.247	1.477.099.567
2035	22.952	1.477.080.247	1.477.103.199
2036	31.377	1.477.080.247	1.477.111.624
2037	48.039	1.477.080.247	1.477.128.285

Tabla F.30: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2030, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	493.268	0	493.268
2027	574.955	0	574.955
2028	669.444	0	669.444
2029	776.816	0	776.816
2030	16.942	1.446.317.497	1.446.334.439
2031	16.306	1.446.317.497	1.446.333.803
2032	16.754	1.446.317.497	1.446.334.251
2033	17.757	1.446.317.497	1.446.335.254
2034	19.321	1.446.317.497	1.446.336.818
2035	22.952	1.446.317.497	1.446.340.449
2036	31.377	1.446.317.497	1.446.348.874
2037	48.039	1.446.317.497	1.446.365.536

Tabla F.31: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2031, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	493.268	0	493.268
2027	574.955	0	574.955
2028	669.444	0	669.444
2029	776.816	0	776.816
2030	876.047	0	876.047
2031	16.306	1.418.254.221	1.418.270.527
2032	16.754	1.418.254.221	1.418.270.975
2033	17.757	1.418.254.221	1.418.271.978
2034	19.321	1.418.254.221	1.418.273.541
2035	22.952	1.418.254.221	1.418.277.173
2036	31.377	1.418.254.221	1.418.285.598
2037	48.039	1.418.254.221	1.418.302.259

Tabla F.32: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2032, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	493.268	0	493.268
2027	574.955	0	574.955
2028	669.444	0	669.444
2029	776.816	0	776.816
2030	876.047	0	876.047
2031	974.741	0	974.741
2032	16.754	1.392.495.907	1.392.512.660
2033	17.757	1.392.495.907	1.392.513.664
2034	19.321	1.392.495.907	1.392.515.227
2035	22.952	1.392.495.907	1.392.518.859
2036	31.377	1.392.495.907	1.392.527.284
2037	48.039	1.392.495.907	1.392.543.945

Tabla F.33: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2033, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	493.268	0	493.268
2027	574.955	0	574.955
2028	669.444	0	669.444
2029	776.816	0	776.816
2030	876.047	0	876.047
2031	974.741	0	974.741
2032	1.097.218	0	1.097.218
2033	17.757	1.368.725.973	1.368.743.730
2034	19.321	1.368.725.973	1.368.745.294
2035	22.952	1.368.725.973	1.368.748.925
2036	31.377	1.368.725.973	1.368.757.351
2037	48.039	1.368.725.973	1.368.774.012

Tabla F.34: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2034, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	493.268	0	493.268
2027	574.955	0	574.955
2028	669.444	0	669.444
2029	776.816	0	776.816
2030	876.047	0	876.047
2031	974.741	0	974.741
2032	1.097.218	0	1.097.218
2033	1.232.820	0	1.232.820
2034	19.321	1.346.686.823	1.346.706.144
2035	22.952	1.346.686.823	1.346.709.776
2036	31.377	1.346.686.823	1.346.718.201
2037	48.039	1.346.686.823	1.346.734.862

Tabla F.35: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2035, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	493.268	0	493.268
2027	574.955	0	574.955
2028	669.444	0	669.444
2029	776.816	0	776.816
2030	876.047	0	876.047
2031	974.741	0	974.741
2032	1.097.218	0	1.097.218
2033	1.232.820	0	1.232.820
2034	1.381.600	0	1.381.600
2035	22.952	1.326.166.276	1.326.189.228
2036	31.377	1.326.166.276	1.326.197.653
2037	48.039	1.326.166.276	1.326.214.314

Tabla F.36: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2036, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	493.268	0	493.268
2027	574.955	0	574.955
2028	669.444	0	669.444
2029	776.816	0	776.816
2030	876.047	0	876.047
2031	974.741	0	974.741
2032	1.097.218	0	1.097.218
2033	1.232.820	0	1.232.820
2034	1.381.600	0	1.381.600
2035	1.555.671	0	1.555.671
2036	31.377	1.306.987.649	1.307.019.026
2037	48.039	1.306.987.649	1.307.035.688

Tabla F.37: Costos de operación e inversión anual para instalación del BESS en 2037, en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	0	412.968
2026	493.268	0	493.268
2027	574.955	0	574.955
2028	669.444	0	669.444
2029	776.816	0	776.816
2030	876.047	0	876.047
2031	974.741	0	974.741
2032	1.097.218	0	1.097.218
2033	1.232.820	0	1.232.820
2034	1.381.600	0	1.381.600
2035	1.555.671	0	1.555.671
2036	1.770.087	0	1.770.087
2037	48.039	1.272.084.500	1.272.132.539

F.5. Nueva Línea 220[kV]

Tabla F.38: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 220[kV], en el segundo escenario.

Año	Costo Operación [USD]	AVI+COMA [USD]	Total [USD]
2018	282.200	0	282.200
2019	331.475	0	331.475
2020	425.573	0	425.573
2021	524.161	0	524.161
2022	635.374	0	635.374
2023	294.633	0	294.633
2024	349.573	0	349.573
2025	412.968	1.630.000	2.042.968
2026	15.588	1.630.000	1.645.588
2027	16.008	1.630.000	1.646.008
2028	16.361	1.630.000	1.646.361
2029	16.838	1.630.000	1.646.838
2030	16.838	1.630.000	1.646.838
2031	16.073	1.630.000	1.646.073
2032	16.270	1.630.000	1.646.270
2033	16.484	1.630.000	1.646.484
2034	16.686	1.630.000	1.646.686
2035	16.876	1.630.000	1.646.876
2036	17.055	1.630.000	1.647.055
2037	17.226	1.630.000	1.647.226

Apéndice G

Flujos de Caja Escenarios 3 al 6

G.1. Nueva Línea 66[kV]

Tabla G.1: Costos de operación e inversión anual para nueva línea 66[kV], en escenarios de variación en la demanda.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.053.435	63.431	1.116.866	88.421	1.141.856	157.628	1.211.063	203.500	1.256.935
2027	1.053.435	82.692	1.136.127	116.144	1.169.579	208.069	1.261.504	267.182	1.320.617
2028	1.053.435	105.642	1.159.077	149.731	1.203.166	267.169	1.320.604	342.648	1.396.083
2029	1.053.435	135.107	1.188.542	190.110	1.243.545	339.279	1.392.714	430.341	1.483.776
2030	1.053.435	163.951	1.217.386	231.091	1.284.526	409.029	1.462.464	533.081	1.586.516
2031	1.053.435	198.370	1.251.805	278.579	1.332.014	495.999	1.549.434	673.019	1.726.454
2032	1.053.435	238.394	1.291.829	335.227	1.388.662	611.395	1.664.830	878.795	1.932.230
2033	1.053.435	284.563	1.337.998	397.013	1.450.448	784.237	1.837.672	1.144.346	2.197.781
2034	1.053.435	337.073	1.390.508	469.492	1.522.927	1.001.205	2.054.640	1.511.468	2.564.903
2035	1.053.435	390.962	1.444.397	556.662	1.610.097	1.278.693	2.332.128	1.969.859	3.023.294
2036	1.053.435	453.757	1.507.192	663.658	1.717.093	1.632.389	2.685.824	2.544.306	3.597.741
2037	1.053.435	527.303	1.580.738	812.598	1.866.033	2.070.410	3.123.845	3.246.846	4.300.281

G.2. Nuevo Banco de Condensadores 20[MVAr]

Tabla G.2: Costos de operación e inversión anual para nuevo banco de condensadores, en escenarios de variación en la demanda.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	277.372	277.372	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	316.391	316.391	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	394.418	394.418	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	479.122	479.122	574.582	574.582
2022	335.964	17.952	353.916	21.434	357.398	21.434	357.398	42.483	378.447
2023	335.964	23.951	359.915	31.169	367.133	31.169	367.133	68.535	404.499
2024	335.964	31.652	367.616	43.193	379.157	43.193	379.157	98.864	434.828
2025	335.964	42.537	378.501	59.088	395.052	59.088	395.052	139.064	475.028
2026	335.964	56.960	392.924	80.060	416.024	80.060	416.024	189.711	525.675
2027	335.964	74.011	409.975	105.568	441.532	105.568	441.532	250.356	586.320
2028	335.964	95.662	431.626	137.803	473.767	137.803	473.767	323.111	659.075
2029	335.964	123.183	459.147	175.811	511.775	175.811	511.775	408.586	744.550
2030	335.964	151.787	487.751	215.934	551.898	215.934	551.898	507.780	843.744
2031	335.964	183.854	519.818	260.979	596.943	260.979	596.943	635.404	971.368
2032	335.964	222.036	558.000	315.775	651.739	315.775	651.739	833.596	1.169.560
2033	335.964	266.580	602.544	376.609	712.573	376.609	712.573	1.106.006	1.441.970
2034	335.964	316.384	652.348	445.725	781.689	445.725	781.689	1.492.751	1.828.715
2035	335.964	371.396	707.360	531.128	867.092	531.128	867.092	1.990.873	2.326.837
2036	335.964	430.934	766.898	630.263	966.227	630.263	966.227	2.636.602	2.972.566
2037	335.964	501.770	837.734	773.230	1.109.194	773.230	1.109.194	3.427.531	3.763.495

G.3. Nueva Línea 66[kV] + Banco de Condensadores

Tabla G.3: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2021.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	587.937	13.368	601.305	13.368	601.305	13.368	601.305	13.368	601.305
2022	587.937	13.944	601.881	13.944	601.881	13.944	601.881	13.944	601.881
2023	587.937	14.348	602.285	14.348	602.285	14.348	602.285	14.348	602.285
2024	587.937	14.684	602.621	14.684	602.621	14.684	602.621	14.684	602.621
2025	1.641.372	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458
2026	1.641.372	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960
2027	1.641.372	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380
2028	1.641.372	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733
2029	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2030	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2031	1.641.372	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.127	1.657.499
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.4: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2022.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	587.937	13.944	601.881	13.944	601.881	13.944	601.881	13.944	601.881
2023	587.937	14.348	602.285	14.348	602.285	14.348	602.285	14.348	602.285
2024	587.937	14.684	602.621	14.684	602.621	14.684	602.621	14.684	602.621
2025	1.641.372	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458
2026	1.641.372	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960
2027	1.641.372	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380
2028	1.641.372	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733
2029	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2030	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2031	1.641.372	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.127	1.657.499
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.5: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2023.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	587.937	14.348	602.285	14.348	602.285	14.348	602.285	14.348	602.285
2024	587.937	14.684	602.621	14.684	602.621	14.684	602.621	14.684	602.621
2025	1.641.372	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458
2026	1.641.372	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960
2027	1.641.372	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380
2028	1.641.372	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733
2029	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2030	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2031	1.641.372	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.127	1.657.499
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.6: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2024.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	587.937	14.684	602.621	14.684	602.621	14.684	602.621	14.684	602.621
2025	1.641.372	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458
2026	1.641.372	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960
2027	1.641.372	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380
2028	1.641.372	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733
2029	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2030	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2031	1.641.372	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.127	1.657.499
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.7: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2025.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.641.372	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458	15.086	1.656.458
2026	1.641.372	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960
2027	1.641.372	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380
2028	1.641.372	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733
2029	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2030	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2031	1.641.372	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.127	1.657.499
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.8: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2026.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.641.372	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960
2027	1.641.372	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380
2028	1.641.372	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733
2029	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2030	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2031	1.641.372	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.127	1.657.499
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.9: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2027.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.641.372	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960	15.588	1.656.960
2027	1.641.372	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380	16.008	1.657.380
2028	1.641.372	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733
2029	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2030	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2031	1.641.372	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.127	1.657.499
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.10: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2028.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.053.435	63.431	1.116.866	88.421	1.141.856	157.628	1.211.063	203.500	1.256.935
2027	1.053.435	82.692	1.136.127	116.144	1.169.579	208.069	1.261.504	267.182	1.320.617
2028	1.641.372	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733	16.361	1.657.733
2029	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2030	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2031	1.641.372	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.127	1.657.499
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.11: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2029.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.053.435	63.431	1.116.866	88.421	1.141.856	157.628	1.211.063	203.500	1.256.935
2027	1.053.435	82.692	1.136.127	116.144	1.169.579	208.069	1.261.504	267.182	1.320.617
2028	1.053.435	105.642	1.159.077	149.731	1.203.166	267.169	1.320.604	342.648	1.396.083
2029	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2030	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2031	1.641.372	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.127	1.657.499
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.12: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2030.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.053.435	63.431	1.116.866	88.421	1.141.856	157.628	1.211.063	203.500	1.256.935
2027	1.053.435	82.692	1.136.127	116.144	1.169.579	208.069	1.261.504	267.182	1.320.617
2028	1.053.435	105.642	1.159.077	149.731	1.203.166	267.169	1.320.604	342.648	1.396.083
2029	1.053.435	135.107	1.188.542	190.110	1.243.545	339.279	1.392.714	430.341	1.483.776
2030	1.641.372	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210	16.838	1.658.210
2031	1.641.372	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.127	1.657.499
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.13: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2031.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.053.435	63.431	1.116.866	88.421	1.141.856	157.628	1.211.063	203.500	1.256.935
2027	1.053.435	82.692	1.136.127	116.144	1.169.579	208.069	1.261.504	267.182	1.320.617
2028	1.053.435	105.642	1.159.077	149.731	1.203.166	267.169	1.320.604	342.648	1.396.083
2029	1.053.435	135.107	1.188.542	190.110	1.243.545	339.279	1.392.714	430.341	1.483.776
2030	1.053.435	163.951	1.217.386	231.091	1.284.526	409.029	1.462.464	533.081	1.586.516
2031	1.641.372	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.073	1.657.445	16.127	1.657.499
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.14: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2032.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.053.435	63.431	1.116.866	88.421	1.141.856	157.628	1.211.063	203.500	1.256.935
2027	1.053.435	82.692	1.136.127	116.144	1.169.579	208.069	1.261.504	267.182	1.320.617
2028	1.053.435	105.642	1.159.077	149.731	1.203.166	267.169	1.320.604	342.648	1.396.083
2029	1.053.435	135.107	1.188.542	190.110	1.243.545	339.279	1.392.714	430.341	1.483.776
2030	1.053.435	163.951	1.217.386	231.091	1.284.526	409.029	1.462.464	533.081	1.586.516
2031	1.053.435	198.370	1.251.805	278.579	1.332.014	495.999	1.549.434	673.019	1.726.454
2032	1.641.372	16.270	1.657.642	16.270	1.657.642	16.306	1.657.678	16.449	1.657.821
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.15: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2033.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.053.435	63.431	1.116.866	88.421	1.141.856	157.628	1.211.063	203.500	1.256.935
2027	1.053.435	82.692	1.136.127	116.144	1.169.579	208.069	1.261.504	267.182	1.320.617
2028	1.053.435	105.642	1.159.077	149.731	1.203.166	267.169	1.320.604	342.648	1.396.083
2029	1.053.435	135.107	1.188.542	190.110	1.243.545	339.279	1.392.714	430.341	1.483.776
2030	1.053.435	163.951	1.217.386	231.091	1.284.526	409.029	1.462.464	533.081	1.586.516
2031	1.053.435	198.370	1.251.805	278.579	1.332.014	495.999	1.549.434	673.019	1.726.454
2032	1.053.435	238.394	1.291.829	335.227	1.388.662	611.395	1.664.830	878.795	1.932.230
2033	1.641.372	16.484	1.657.856	16.484	1.657.856	16.592	1.657.964	16.932	1.658.304
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.16: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2034.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.053.435	63.431	1.116.866	88.421	1.141.856	157.628	1.211.063	203.500	1.256.935
2027	1.053.435	82.692	1.136.127	116.144	1.169.579	208.069	1.261.504	267.182	1.320.617
2028	1.053.435	105.642	1.159.077	149.731	1.203.166	267.169	1.320.604	342.648	1.396.083
2029	1.053.435	135.107	1.188.542	190.110	1.243.545	339.279	1.392.714	430.341	1.483.776
2030	1.053.435	163.951	1.217.386	231.091	1.284.526	409.029	1.462.464	533.081	1.586.516
2031	1.053.435	198.370	1.251.805	278.579	1.332.014	495.999	1.549.434	673.019	1.726.454
2032	1.053.435	238.394	1.291.829	335.227	1.388.662	611.395	1.664.830	878.795	1.932.230
2033	1.053.435	284.563	1.337.998	397.013	1.450.448	784.237	1.837.672	1.144.346	2.197.781
2034	1.641.372	16.686	1.658.058	16.686	1.658.058	16.955	1.658.327	17.869	1.659.241
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.17: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2035.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.053.435	63.431	1.116.866	88.421	1.141.856	157.628	1.211.063	203.500	1.256.935
2027	1.053.435	82.692	1.136.127	116.144	1.169.579	208.069	1.261.504	267.182	1.320.617
2028	1.053.435	105.642	1.159.077	149.731	1.203.166	267.169	1.320.604	342.648	1.396.083
2029	1.053.435	135.107	1.188.542	190.110	1.243.545	339.279	1.392.714	430.341	1.483.776
2030	1.053.435	163.951	1.217.386	231.091	1.284.526	409.029	1.462.464	533.081	1.586.516
2031	1.053.435	198.370	1.251.805	278.579	1.332.014	495.999	1.549.434	673.019	1.726.454
2032	1.053.435	238.394	1.291.829	335.227	1.388.662	611.395	1.664.830	878.795	1.932.230
2033	1.053.435	284.563	1.337.998	397.013	1.450.448	784.237	1.837.672	1.144.346	2.197.781
2034	1.053.435	337.073	1.390.508	469.492	1.522.927	1.001.205	2.054.640	1.511.468	2.564.903
2035	1.641.372	16.876	1.658.248	16.876	1.658.248	17.485	1.658.857	20.102	1.661.474
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.18: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2036.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.053.435	63.431	1.116.866	88.421	1.141.856	157.628	1.211.063	203.500	1.256.935
2027	1.053.435	82.692	1.136.127	116.144	1.169.579	208.069	1.261.504	267.182	1.320.617
2028	1.053.435	105.642	1.159.077	149.731	1.203.166	267.169	1.320.604	342.648	1.396.083
2029	1.053.435	135.107	1.188.542	190.110	1.243.545	339.279	1.392.714	430.341	1.483.776
2030	1.053.435	163.951	1.217.386	231.091	1.284.526	409.029	1.462.464	533.081	1.586.516
2031	1.053.435	198.370	1.251.805	278.579	1.332.014	495.999	1.549.434	673.019	1.726.454
2032	1.053.435	238.394	1.291.829	335.227	1.388.662	611.395	1.664.830	878.795	1.932.230
2033	1.053.435	284.563	1.337.998	397.013	1.450.448	784.237	1.837.672	1.144.346	2.197.781
2034	1.053.435	337.073	1.390.508	469.492	1.522.927	1.001.205	2.054.640	1.511.468	2.564.903
2035	1.053.435	390.962	1.444.397	556.662	1.610.097	1.278.693	2.332.128	1.969.859	3.023.294
2036	1.641.372	17.055	1.658.427	17.091	1.658.463	18.651	1.660.023	25.623	1.666.995
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

Tabla G.19: Costos de operación e inversión para nueva línea 66[kV] más Bco. de Cond., en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del banco en el año 2037.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.053.435	304.660	1.358.095	356.505	1.409.940	478.355	1.531.790	549.733	1.603.168
2026	1.053.435	63.431	1.116.866	88.421	1.141.856	157.628	1.211.063	203.500	1.256.935
2027	1.053.435	82.692	1.136.127	116.144	1.169.579	208.069	1.261.504	267.182	1.320.617
2028	1.053.435	105.642	1.159.077	149.731	1.203.166	267.169	1.320.604	342.648	1.396.083
2029	1.053.435	135.107	1.188.542	190.110	1.243.545	339.279	1.392.714	430.341	1.483.776
2030	1.053.435	163.951	1.217.386	231.091	1.284.526	409.029	1.462.464	533.081	1.586.516
2031	1.053.435	198.370	1.251.805	278.579	1.332.014	495.999	1.549.434	673.019	1.726.454
2032	1.053.435	238.394	1.291.829	335.227	1.388.662	611.395	1.664.830	878.795	1.932.230
2033	1.053.435	284.563	1.337.998	397.013	1.450.448	784.237	1.837.672	1.144.346	2.197.781
2034	1.053.435	337.073	1.390.508	469.492	1.522.927	1.001.205	2.054.640	1.511.468	2.564.903
2035	1.053.435	390.962	1.444.397	556.662	1.610.097	1.278.693	2.332.128	1.969.859	3.023.294
2036	1.053.435	453.757	1.507.192	663.658	1.717.093	1.632.389	2.685.824	2.544.306	3.597.741
2037	1.641.372	17.226	1.658.598	17.333	1.658.705	20.936	1.662.308	39.829	1.681.201

G.4. Nueva Batería Ión-Litio

Tabla G.20: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2020.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	2.064.329.243	12.612	2.064.341.855	12.612	2.064.341.855	12.612	2.064.341.855	12.612	2.064.341.855
2021	2.064.329.243	13.368	2.064.342.611	13.368	2.064.342.611	13.368	2.064.342.611	13.368	2.064.342.611
2022	2.064.329.243	13.944	2.064.343.187	13.944	2.064.343.187	13.944	2.064.343.187	13.944	2.064.343.187
2023	2.064.329.243	14.348	2.064.343.591	14.348	2.064.343.591	14.348	2.064.343.591	14.348	2.064.343.591
2024	2.064.329.243	14.684	2.064.343.927	14.684	2.064.343.927	14.684	2.064.343.927	14.684	2.064.343.927
2025	2.064.329.243	15.086	2.064.344.329	15.086	2.064.344.329	15.086	2.064.344.329	15.086	2.064.344.329
2026	2.064.329.243	15.588	2.064.344.831	15.588	2.064.344.831	15.588	2.064.344.831	15.611	2.064.344.854
2027	2.064.329.243	16.008	2.064.345.251	16.008	2.064.345.251	16.030	2.064.345.273	16.076	2.064.345.319
2028	2.064.329.243	16.361	2.064.345.604	16.361	2.064.345.604	16.425	2.064.345.668	16.573	2.064.345.816
2029	2.064.329.243	16.838	2.064.346.081	16.838	2.064.346.081	17.015	2.064.346.258	17.330	2.064.346.573
2030	2.064.329.243	16.838	2.064.346.081	16.855	2.064.346.098	17.167	2.064.346.410	18.032	2.064.347.275
2031	2.064.329.243	16.073	2.064.345.316	16.127	2.064.345.369	16.897	2.064.346.140	19.192	2.064.348.435
2032	2.064.329.243	16.288	2.064.345.531	16.395	2.064.345.638	18.367	2.064.347.610	24.712	2.064.353.955
2033	2.064.329.243	16.538	2.064.345.781	16.771	2.064.346.014	21.700	2.064.350.943	38.729	2.064.367.972
2034	2.064.329.243	16.811	2.064.346.054	17.259	2.064.346.502	29.663	2.064.358.906	71.986	2.064.401.229
2035	2.064.329.243	17.109	2.064.346.352	18.148	2.064.347.391	47.294	2.064.376.537	139.707	2.064.468.950
2036	0	17.503	17.503	19.511	19.511	86.840	86.840	250.611	250.611
2037	0	18.068	18.068	22.531	22.531	156.413	156.413	407.130	407.130

Tabla G.21: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2021.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	1.937.566.072	13.368	1.937.579.440	13.368	1.937.579.440	13.368	1.937.579.440	13.368	1.937.579.440
2022	1.937.566.072	13.944	1.937.580.015	13.944	1.937.580.015	13.944	1.937.580.015	13.944	1.937.580.015
2023	1.937.566.072	14.348	1.937.580.420	14.348	1.937.580.420	14.348	1.937.580.420	14.348	1.937.580.420
2024	1.937.566.072	14.684	1.937.580.756	14.684	1.937.580.756	14.684	1.937.580.756	14.684	1.937.580.756
2025	1.937.566.072	15.086	1.937.581.158	15.086	1.937.581.158	15.086	1.937.581.158	15.086	1.937.581.158
2026	1.937.566.072	15.588	1.937.581.659	15.588	1.937.581.659	15.588	1.937.581.659	15.611	1.937.581.683
2027	1.937.566.072	16.008	1.937.582.080	16.008	1.937.582.080	16.030	1.937.582.102	16.076	1.937.582.148
2028	1.937.566.072	16.361	1.937.582.433	16.361	1.937.582.433	16.425	1.937.582.497	16.573	1.937.582.645
2029	1.937.566.072	16.838	1.937.582.910	16.838	1.937.582.910	17.015	1.937.583.087	17.330	1.937.583.402
2030	1.937.566.072	16.838	1.937.582.910	16.855	1.937.582.927	17.167	1.937.583.239	18.032	1.937.584.104
2031	1.937.566.072	16.073	1.937.582.145	16.127	1.937.582.198	16.897	1.937.582.969	19.192	1.937.585.264
2032	1.937.566.072	16.288	1.937.582.360	16.395	1.937.582.467	18.367	1.937.584.439	24.712	1.937.590.784
2033	1.937.566.072	16.538	1.937.582.610	16.771	1.937.582.843	21.700	1.937.587.772	38.729	1.937.604.801
2034	1.937.566.072	16.811	1.937.582.883	17.259	1.937.583.331	29.663	1.937.595.735	71.986	1.937.638.058
2035	1.937.566.072	17.109	1.937.583.180	18.148	1.937.584.220	47.294	1.937.613.366	139.707	1.937.705.779
2036	1.937.566.072	17.503	1.937.583.575	19.511	1.937.585.583	86.840	1.937.652.911	250.611	1.937.816.683
2037	0	18.068	18.068	22.531	22.531	156.413	156.413	407.130	407.130

Tabla G.22: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2022.

Año	Escenario 3			Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	1.839.793.360	13.944	1.839.807.304	13.944	1.839.807.304	13.944	1.839.807.304	13.944	1.839.807.304
2023	1.839.793.360	14.348	1.839.807.708	14.348	1.839.807.708	14.348	1.839.807.708	14.348	1.839.807.708
2024	1.839.793.360	14.684	1.839.808.044	14.684	1.839.808.044	14.684	1.839.808.044	14.684	1.839.808.044
2025	1.839.793.360	15.086	1.839.808.447	15.086	1.839.808.447	15.086	1.839.808.447	15.086	1.839.808.447
2026	1.839.793.360	15.588	1.839.808.948	15.588	1.839.808.948	15.588	1.839.808.948	15.611	1.839.808.972
2027	1.839.793.360	16.008	1.839.809.368	16.008	1.839.809.368	16.030	1.839.809.391	16.076	1.839.809.436
2028	1.839.793.360	16.361	1.839.809.722	16.361	1.839.809.722	16.425	1.839.809.785	16.573	1.839.809.933
2029	1.839.793.360	16.838	1.839.810.198	16.838	1.839.810.198	17.015	1.839.810.376	17.330	1.839.810.690
2030	1.839.793.360	16.838	1.839.810.198	16.855	1.839.810.216	17.167	1.839.810.527	18.032	1.839.811.393
2031	1.839.793.360	16.073	1.839.809.433	16.127	1.839.809.487	16.897	1.839.810.258	19.192	1.839.812.552
2032	1.839.793.360	16.288	1.839.809.648	16.395	1.839.809.756	18.367	1.839.811.727	24.712	1.839.818.073
2033	1.839.793.360	16.538	1.839.809.898	16.771	1.839.810.131	21.700	1.839.815.061	38.729	1.839.832.089
2034	1.839.793.360	16.811	1.839.810.171	17.259	1.839.810.620	29.663	1.839.823.024	71.986	1.839.865.347
2035	1.839.793.360	17.109	1.839.810.469	18.148	1.839.811.509	47.294	1.839.840.654	139.707	1.839.933.068
2036	1.839.793.360	17.503	1.839.810.864	19.511	1.839.812.871	86.840	1.839.880.200	250.611	1.840.043.972
2037	1.839.793.360	18.068	1.839.811.428	22.531	1.839.815.892	156.413	1.839.949.774	407.130	1.840.200.490

Tabla G.23: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2023.

Año	Escenario 3			Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	1.760.987.036	14.348	1.761.001.384	14.348	1.761.001.384	14.348	1.761.001.384	14.348	1.761.001.384
2024	1.760.987.036	14.684	1.761.001.721	14.684	1.761.001.721	14.684	1.761.001.721	14.684	1.761.001.721
2025	1.760.987.036	15.086	1.761.002.123	15.086	1.761.002.123	15.086	1.761.002.123	15.086	1.761.002.123
2026	1.760.987.036	15.588	1.761.002.624	15.588	1.761.002.624	15.588	1.761.002.624	15.611	1.761.002.648
2027	1.760.987.036	16.008	1.761.003.044	16.008	1.761.003.044	16.030	1.761.003.067	16.076	1.761.003.112
2028	1.760.987.036	16.361	1.761.003.398	16.361	1.761.003.398	16.425	1.761.003.461	16.573	1.761.003.609
2029	1.760.987.036	16.838	1.761.003.875	16.838	1.761.003.875	17.015	1.761.004.052	17.330	1.761.004.367
2030	1.760.987.036	16.838	1.761.003.875	16.855	1.761.003.892	17.167	1.761.004.203	18.032	1.761.005.069
2031	1.760.987.036	16.073	1.761.003.109	16.127	1.761.003.163	16.897	1.761.003.934	19.192	1.761.006.228
2032	1.760.987.036	16.288	1.761.003.324	16.395	1.761.003.432	18.367	1.761.005.403	24.712	1.761.011.749
2033	1.760.987.036	16.538	1.761.003.574	16.771	1.761.003.808	21.700	1.761.008.737	38.729	1.761.025.766
2034	1.760.987.036	16.811	1.761.003.848	17.259	1.761.004.296	29.663	1.761.016.700	71.986	1.761.059.023
2035	1.760.987.036	17.109	1.761.004.145	18.148	1.761.005.185	47.294	1.761.034.331	139.707	1.761.126.744
2036	1.760.987.036	17.503	1.761.004.540	19.511	1.761.006.547	86.840	1.761.073.876	250.611	1.761.237.648
2037	1.760.987.036	18.068	1.761.005.105	22.531	1.761.009.568	156.413	1.761.143.450	407.130	1.761.394.167

Tabla G.24: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2024.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	1.695.455.697	14.684	1.695.470.381	14.684	1.695.470.381	14.684	1.695.470.381	14.684	1.695.470.381
2025	1.695.455.697	15.086	1.695.470.783	15.086	1.695.470.783	15.086	1.695.470.783	15.086	1.695.470.783
2026	1.695.455.697	15.588	1.695.471.285	15.588	1.695.471.285	15.588	1.695.471.285	15.611	1.695.471.308
2027	1.695.455.697	16.008	1.695.471.705	16.008	1.695.471.705	16.030	1.695.471.728	16.076	1.695.471.773
2028	1.695.455.697	16.361	1.695.472.059	16.361	1.695.472.059	16.425	1.695.472.122	16.573	1.695.472.270
2029	1.695.455.697	16.838	1.695.472.535	16.838	1.695.472.535	17.015	1.695.472.712	17.330	1.695.473.027
2030	1.695.455.697	16.838	1.695.472.535	16.855	1.695.472.553	17.167	1.695.472.864	18.032	1.695.473.729
2031	1.695.455.697	16.073	1.695.471.770	16.127	1.695.471.824	16.897	1.695.472.594	19.192	1.695.474.889
2032	1.695.455.697	16.288	1.695.471.985	16.395	1.695.472.092	18.367	1.695.474.064	24.712	1.695.480.410
2033	1.695.455.697	16.538	1.695.472.235	16.771	1.695.472.468	21.700	1.695.477.397	38.729	1.695.494.426
2034	1.695.455.697	16.811	1.695.472.508	17.259	1.695.472.956	29.663	1.695.485.360	71.986	1.695.527.683
2035	1.695.455.697	17.109	1.695.472.806	18.148	1.695.473.845	47.294	1.695.502.991	139.707	1.695.595.404
2036	1.695.455.697	17.503	1.695.473.200	19.511	1.695.475.208	86.840	1.695.542.537	250.611	1.695.706.308
2037	1.695.455.697	18.068	1.695.473.765	22.531	1.695.478.229	156.413	1.695.612.110	407.130	1.695.862.827

Tabla G.25: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2025.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	1.695.455.697	14.684	1.695.470.381	14.684	1.695.470.381	14.684	1.695.470.381	14.684	1.695.470.381
2025	1.695.455.697	15.086	1.695.470.783	15.086	1.695.470.783	15.086	1.695.470.783	15.086	1.695.470.783
2026	1.695.455.697	15.588	1.695.471.285	15.588	1.695.471.285	15.588	1.695.471.285	15.611	1.695.471.308
2027	1.695.455.697	16.008	1.695.471.705	16.008	1.695.471.705	16.030	1.695.471.728	16.076	1.695.471.773
2028	1.695.455.697	16.361	1.695.472.059	16.361	1.695.472.059	16.425	1.695.472.122	16.573	1.695.472.270
2029	1.695.455.697	16.838	1.695.472.535	16.838	1.695.472.535	17.015	1.695.472.712	17.330	1.695.473.027
2030	1.695.455.697	16.838	1.695.472.535	16.855	1.695.472.553	17.167	1.695.472.864	18.032	1.695.473.729
2031	1.695.455.697	16.073	1.695.471.770	16.127	1.695.471.824	16.897	1.695.472.594	19.192	1.695.474.889
2032	1.695.455.697	16.288	1.695.471.985	16.395	1.695.472.092	18.367	1.695.474.064	24.712	1.695.480.410
2033	1.695.455.697	16.538	1.695.472.235	16.771	1.695.472.468	21.700	1.695.477.397	38.729	1.695.494.426
2034	1.695.455.697	16.811	1.695.472.508	17.259	1.695.472.956	29.663	1.695.485.360	71.986	1.695.527.683
2035	1.695.455.697	17.109	1.695.472.806	18.148	1.695.473.845	47.294	1.695.502.991	139.707	1.695.595.404
2036	1.695.455.697	17.503	1.695.473.200	19.511	1.695.475.208	86.840	1.695.542.537	250.611	1.695.706.308
2037	1.695.455.697	18.068	1.695.473.765	22.531	1.695.478.229	156.413	1.695.612.110	407.130	1.695.862.827

Tabla G.26: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2026.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	1.591.343.748	15.588	1.591.359.336	15.588	1.591.359.336	15.588	1.591.359.336	15.611	1.591.359.360
2027	1.591.343.748	16.008	1.591.359.756	16.008	1.591.359.756	16.030	1.591.359.779	16.076	1.591.359.824
2028	1.591.343.748	16.361	1.591.360.110	16.361	1.591.360.110	16.425	1.591.360.173	16.573	1.591.360.321
2029	1.591.343.748	16.838	1.591.360.586	16.838	1.591.360.586	17.015	1.591.360.763	17.330	1.591.361.078
2030	1.591.343.748	16.838	1.591.360.586	16.855	1.591.360.604	17.167	1.591.360.915	18.032	1.591.361.781
2031	1.591.343.748	16.073	1.591.359.821	16.127	1.591.359.875	16.897	1.591.360.646	19.192	1.591.362.940
2032	1.591.343.748	16.288	1.591.360.036	16.395	1.591.360.143	18.367	1.591.362.115	24.712	1.591.368.461
2033	1.591.343.748	16.538	1.591.360.286	16.771	1.591.360.519	21.700	1.591.365.449	38.729	1.591.382.477
2034	1.591.343.748	16.811	1.591.360.559	17.259	1.591.361.007	29.663	1.591.373.411	71.986	1.591.415.734
2035	1.591.343.748	17.109	1.591.360.857	18.148	1.591.361.896	47.294	1.591.391.042	139.707	1.591.483.455
2036	1.591.343.748	17.503	1.591.361.252	19.511	1.591.363.259	86.840	1.591.430.588	250.611	1.591.594.360
2037	1.591.343.748	18.068	1.591.361.816	22.531	1.591.366.280	156.413	1.591.500.162	407.130	1.591.750.878

Tabla G.27: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2027.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	0	355.436	355.436	417.443	417.443	573.049	573.049	677.051	677.051
2027	1.548.846.860	16.008	1.548.862.868	16.008	1.548.862.868	16.030	1.548.862.891	16.076	1.548.862.936
2028	1.548.846.860	16.361	1.548.863.222	16.361	1.548.863.222	16.425	1.548.863.285	16.573	1.548.863.433
2029	1.548.846.860	16.838	1.548.863.698	16.838	1.548.863.698	17.015	1.548.863.876	17.330	1.548.864.190
2030	1.548.846.860	16.838	1.548.863.698	16.855	1.548.863.716	17.167	1.548.864.027	18.032	1.548.864.893
2031	1.548.846.860	16.073	1.548.862.933	16.127	1.548.862.987	16.897	1.548.863.758	19.192	1.548.866.052
2032	1.548.846.860	16.288	1.548.863.148	16.395	1.548.863.255	18.367	1.548.865.227	24.712	1.548.871.573
2033	1.548.846.860	16.538	1.548.863.398	16.771	1.548.863.631	21.700	1.548.868.561	38.729	1.548.885.589
2034	1.548.846.860	16.811	1.548.863.671	17.259	1.548.864.119	29.663	1.548.876.524	71.986	1.548.918.846
2035	1.548.846.860	17.109	1.548.863.969	18.148	1.548.865.008	47.294	1.548.894.154	139.707	1.548.986.567
2036	1.548.846.860	17.503	1.548.864.364	19.511	1.548.866.371	86.840	1.548.933.700	250.611	1.549.097.472
2037	1.548.846.860	18.068	1.548.864.928	22.531	1.548.869.392	156.413	1.549.003.274	407.130	1.549.253.990

Tabla G.28: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2028.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	0	355.436	355.436	417.443	417.443	573.049	573.049	677.051	677.051
2027	0	407.566	407.566	487.594	487.594	691.658	691.658	848.403	848.403
2028	1.511.041.974	16.361	1.511.058.335	16.361	1.511.058.335	16.425	1.511.058.399	16.573	1.511.058.547
2029	1.511.041.974	16.838	1.511.058.812	16.838	1.511.058.812	17.015	1.511.058.989	17.330	1.511.059.304
2030	1.511.041.974	16.838	1.511.058.812	16.855	1.511.058.829	17.167	1.511.059.141	18.032	1.511.060.006
2031	1.511.041.974	16.073	1.511.058.047	16.127	1.511.058.101	16.897	1.511.058.871	19.192	1.511.061.166
2032	1.511.041.974	16.288	1.511.058.262	16.395	1.511.058.369	18.367	1.511.060.341	24.712	1.511.066.686
2033	1.511.041.974	16.538	1.511.058.512	16.771	1.511.058.745	21.700	1.511.063.674	38.729	1.511.080.703
2034	1.511.041.974	16.811	1.511.058.785	17.259	1.511.059.233	29.663	1.511.071.637	71.986	1.511.113.960
2035	1.511.041.974	17.109	1.511.059.083	18.148	1.511.060.122	47.294	1.511.089.268	139.707	1.511.181.681
2036	1.511.041.974	17.503	1.511.059.477	19.511	1.511.061.485	86.840	1.511.128.813	250.611	1.511.292.585
2037	1.511.041.974	18.068	1.511.060.042	22.531	1.511.064.505	156.413	1.511.198.387	407.130	1.511.449.104

Tabla G.29: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2029.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	0	355.436	355.436	417.443	417.443	573.049	573.049	677.051	677.051
2027	0	407.566	407.566	487.594	487.594	691.658	691.658	848.403	848.403
2028	0	468.893	468.893	563.843	563.843	849.742	849.742	1.071.188	1.071.188
2029	1.477.080.247	16.838	1.477.097.085	16.838	1.477.097.085	17.015	1.477.097.262	17.330	1.477.097.577
2030	1.477.080.247	16.838	1.477.097.085	16.855	1.477.097.102	17.167	1.477.097.414	18.032	1.477.098.279
2031	1.477.080.247	16.073	1.477.096.319	16.127	1.477.096.373	16.897	1.477.097.144	19.192	1.477.099.438
2032	1.477.080.247	16.288	1.477.096.534	16.395	1.477.096.642	18.367	1.477.098.614	24.712	1.477.104.959
2033	1.477.080.247	16.538	1.477.096.785	16.771	1.477.097.018	21.700	1.477.101.947	38.729	1.477.118.976
2034	1.477.080.247	16.811	1.477.097.058	17.259	1.477.097.506	29.663	1.477.109.910	71.986	1.477.152.233
2035	1.477.080.247	17.109	1.477.097.355	18.148	1.477.098.395	47.294	1.477.127.541	139.707	1.477.219.954
2036	1.477.080.247	17.503	1.477.097.750	19.511	1.477.099.757	86.840	1.477.167.086	250.611	1.477.330.858
2037	1.477.080.247	18.068	1.477.098.315	22.531	1.477.102.778	156.413	1.477.236.660	407.130	1.477.487.377

Tabla G.30: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2030.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	0	355.436	355.436	417.443	417.443	573.049	573.049	677.051	677.051
2027	0	407.566	407.566	487.594	487.594	691.658	691.658	848.403	848.403
2028	0	468.893	468.893	563.843	563.843	849.742	849.742	1.071.188	1.071.188
2029	0	537.239	537.239	659.605	659.605	1.056.248	1.056.248	1.358.112	1.358.112
2030	1.446.317.497	16.838	1.446.334.335	16.855	1.446.334.352	17.167	1.446.334.664	18.032	1.446.335.529
2031	1.446.317.497	16.073	1.446.333.570	16.127	1.446.333.624	16.897	1.446.334.394	19.192	1.446.336.689
2032	1.446.317.497	16.288	1.446.333.785	16.395	1.446.333.892	18.367	1.446.335.864	24.712	1.446.342.209
2033	1.446.317.497	16.538	1.446.334.035	16.771	1.446.334.268	21.700	1.446.339.197	38.729	1.446.356.226
2034	1.446.317.497	16.811	1.446.334.308	17.259	1.446.334.756	29.663	1.446.347.160	71.986	1.446.389.483
2035	1.446.317.497	17.109	1.446.334.606	18.148	1.446.335.645	47.294	1.446.364.791	139.707	1.446.457.204
2036	1.446.317.497	17.503	1.446.335.000	19.511	1.446.337.008	86.840	1.446.404.336	250.611	1.446.568.108
2037	1.446.317.497	18.068	1.446.335.565	22.531	1.446.340.028	156.413	1.446.473.910	407.130	1.446.724.627

Tabla G.31: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2031.

Año	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6		
	AVI+COMA[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	0	355.436	355.436	417.443	417.443	573.049	573.049	677.051	677.051
2027	0	407.566	407.566	487.594	487.594	691.658	691.658	848.403	848.403
2028	0	468.893	468.893	563.843	563.843	849.742	849.742	1.071.188	1.071.188
2029	0	537.239	537.239	659.605	659.605	1.056.248	1.056.248	1.358.112	1.358.112
2030	0	601.143	601.143	756.877	756.877	1.283.969	1.283.969	1.694.683	1.694.683
2031	1.418.254.221	16.073	1.418.270.294	16.127	1.418.270.347	16.897	1.418.271.118	19.192	1.418.273.413
2032	1.418.254.221	16.288	1.418.270.508	16.395	1.418.270.616	18.367	1.418.272.588	24.712	1.418.278.933
2033	1.418.254.221	16.538	1.418.270.759	16.771	1.418.270.992	21.700	1.418.275.921	38.729	1.418.292.950
2034	1.418.254.221	16.811	1.418.271.032	17.259	1.418.271.480	29.663	1.418.283.884	71.986	1.418.326.207
2035	1.418.254.221	17.109	1.418.271.329	18.148	1.418.272.369	47.294	1.418.301.515	139.707	1.418.393.928
2036	1.418.254.221	17.503	1.418.271.724	19.511	1.418.273.732	86.840	1.418.341.060	250.611	1.418.504.832
2037	1.418.254.221	18.068	1.418.272.289	22.531	1.418.276.752	156.413	1.418.410.634	407.130	1.418.661.351

Tabla G.32: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2032.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	0	355.436	355.436	417.443	417.443	573.049	573.049	677.051	677.051
2027	0	407.566	407.566	487.594	487.594	691.658	691.658	848.403	848.403
2028	0	468.893	468.893	563.843	563.843	849.742	849.742	1.071.188	1.071.188
2029	0	537.239	537.239	659.605	659.605	1.056.248	1.056.248	1.358.112	1.358.112
2030	0	601.143	601.143	756.877	756.877	1.283.969	1.283.969	1.694.683	1.694.683
2031	0	679.578	679.578	881.858	881.858	1.572.677	1.572.677	2.100.750	2.100.750
2032	1.392.495.907	16.288	1.392.512.194	16.395	1.392.512.302	18.367	1.392.514.274	24.712	1.392.520.619
2033	1.392.495.907	16.538	1.392.512.445	16.771	1.392.512.678	21.700	1.392.517.607	38.729	1.392.534.636
2034	1.392.495.907	16.811	1.392.512.718	17.259	1.392.513.166	29.663	1.392.525.570	71.986	1.392.567.893
2035	1.392.495.907	17.109	1.392.513.015	18.148	1.392.514.055	47.294	1.392.543.201	139.707	1.392.635.614
2036	1.392.495.907	17.503	1.392.513.410	19.511	1.392.515.418	86.840	1.392.582.746	250.611	1.392.746.518
2037	1.392.495.907	18.068	1.392.513.975	22.531	1.392.518.438	156.413	1.392.652.320	407.130	1.392.903.037

Tabla G.33: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2033.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	0	355.436	355.436	417.443	417.443	573.049	573.049	677.051	677.051
2027	0	407.566	407.566	487.594	487.594	691.658	691.658	848.403	848.403
2028	0	468.893	468.893	563.843	563.843	849.742	849.742	1.071.188	1.071.188
2029	0	537.239	537.239	659.605	659.605	1.056.248	1.056.248	1.358.112	1.358.112
2030	0	601.143	601.143	756.877	756.877	1.283.969	1.283.969	1.694.683	1.694.683
2031	0	679.578	679.578	881.858	881.858	1.572.677	1.572.677	2.100.750	2.100.750
2032	0	777.316	777.316	1.044.824	1.044.824	1.934.927	1.934.927	2.623.917	2.623.917
2033	1.368.725.973	16.538	1.368.742.511	16.771	1.368.742.744	21.700	1.368.747.674	38.729	1.368.764.702
2034	1.368.725.973	16.811	1.368.742.784	17.259	1.368.743.233	29.663	1.368.755.637	71.986	1.368.797.960
2035	1.368.725.973	17.109	1.368.743.082	18.148	1.368.744.122	47.294	1.368.773.267	139.707	1.368.865.681
2036	1.368.725.973	17.503	1.368.743.477	19.511	1.368.745.484	86.840	1.368.812.813	250.611	1.368.976.585
2037	1.368.725.973	18.068	1.368.744.041	22.531	1.368.748.505	156.413	1.368.882.387	407.130	1.369.133.104

Tabla G.34: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2034.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	0	355.436	355.436	417.443	417.443	573.049	573.049	677.051	677.051
2027	0	407.566	407.566	487.594	487.594	691.658	691.658	848.403	848.403
2028	0	468.893	468.893	563.843	563.843	849.742	849.742	1.071.188	1.071.188
2029	0	537.239	537.239	659.605	659.605	1.056.248	1.056.248	1.358.112	1.358.112
2030	0	601.143	601.143	756.877	756.877	1.283.969	1.283.969	1.694.683	1.694.683
2031	0	679.578	679.578	881.858	881.858	1.572.677	1.572.677	2.100.750	2.100.750
2032	0	777.316	777.316	1.044.824	1.044.824	1.934.927	1.934.927	2.623.917	2.623.917
2033	0	898.591	898.591	1.232.285	1.232.285	2.384.269	2.384.269	3.244.100	3.244.100
2034	1.346.686.823	16.811	1.346.703.635	17.259	1.346.704.083	29.663	1.346.716.487	71.986	1.346.758.810
2035	1.346.686.823	17.109	1.346.703.932	18.148	1.346.704.972	47.294	1.346.734.118	139.707	1.346.826.531
2036	1.346.686.823	17.503	1.346.704.327	19.511	1.346.706.334	86.840	1.346.773.663	250.611	1.346.937.435
2037	1.346.686.823	18.068	1.346.704.892	22.531	1.346.709.355	156.413	1.346.843.237	407.130	1.347.093.954

Tabla G.35: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2035.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	0	355.436	355.436	417.443	417.443	573.049	573.049	677.051	677.051
2027	0	407.566	407.566	487.594	487.594	691.658	691.658	848.403	848.403
2028	0	468.893	468.893	563.843	563.843	849.742	849.742	1.071.188	1.071.188
2029	0	537.239	537.239	659.605	659.605	1.056.248	1.056.248	1.358.112	1.358.112
2030	0	601.143	601.143	756.877	756.877	1.283.969	1.283.969	1.694.683	1.694.683
2031	0	679.578	679.578	881.858	881.858	1.572.677	1.572.677	2.100.750	2.100.750
2032	0	777.316	777.316	1.044.824	1.044.824	1.934.927	1.934.927	2.623.917	2.623.917
2033	0	898.591	898.591	1.232.285	1.232.285	2.384.269	2.384.269	3.244.100	3.244.100
2034	0	1.046.556	1.046.556	1.478.663	1.478.663	2.908.148	2.908.148	4.036.548	4.036.548
2035	1.326.166.276	17.109	1.326.183.384	18.148	1.326.184.424	47.294	1.326.213.570	139.707	1.326.305.983
2036	1.326.166.276	17.503	1.326.183.779	19.511	1.326.185.787	86.840	1.326.253.115	250.611	1.326.416.887
2037	1.326.166.276	18.068	1.326.184.344	22.531	1.326.188.807	156.413	1.326.322.689	407.130	1.326.573.406

Tabla G.36: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2036.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	0	355.436	355.436	417.443	417.443	573.049	573.049	677.051	677.051
2027	0	407.566	407.566	487.594	487.594	691.658	691.658	848.403	848.403
2028	0	468.893	468.893	563.843	563.843	849.742	849.742	1.071.188	1.071.188
2029	0	537.239	537.239	659.605	659.605	1.056.248	1.056.248	1.358.112	1.358.112
2030	0	601.143	601.143	756.877	756.877	1.283.969	1.283.969	1.694.683	1.694.683
2031	0	679.578	679.578	881.858	881.858	1.572.677	1.572.677	2.100.750	2.100.750
2032	0	777.316	777.316	1.044.824	1.044.824	1.934.927	1.934.927	2.623.917	2.623.917
2033	0	898.591	898.591	1.232.285	1.232.285	2.384.269	2.384.269	3.244.100	3.244.100
2034	0	1.046.556	1.046.556	1.478.663	1.478.663	2.908.148	2.908.148	4.036.548	4.036.548
2035	0	1.207.714	1.207.714	1.744.938	1.744.938	3.512.598	3.512.598	5.119.138	5.119.138
2036	1.306.987.649	17.503	1.307.005.152	19.511	1.307.007.160	86.840	1.307.074.488	250.611	1.307.238.260
2037	1.306.987.649	18.068	1.307.005.717	22.531	1.307.010.180	156.413	1.307.144.062	407.130	1.307.394.779

Tabla G.37: Costos de operación e inversión para nueva batería ión-litio, en escenarios de variación en la demanda, con ingreso del BESS en el año 2037.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	0	304.660	304.660	356.505	356.505	478.355	478.355	549.733	549.733
2026	0	355.436	355.436	417.443	417.443	573.049	573.049	677.051	677.051
2027	0	407.566	407.566	487.594	487.594	691.658	691.658	848.403	848.403
2028	0	468.893	468.893	563.843	563.843	849.742	849.742	1.071.188	1.071.188
2029	0	537.239	537.239	659.605	659.605	1.056.248	1.056.248	1.358.112	1.358.112
2030	0	601.143	601.143	756.877	756.877	1.283.969	1.283.969	1.694.683	1.694.683
2031	0	679.578	679.578	881.858	881.858	1.572.677	1.572.677	2.100.750	2.100.750
2032	0	777.316	777.316	1.044.824	1.044.824	1.934.927	1.934.927	2.623.917	2.623.917
2033	0	898.591	898.591	1.232.285	1.232.285	2.384.269	2.384.269	3.244.100	3.244.100
2034	0	1.046.556	1.046.556	1.478.663	1.478.663	2.908.148	2.908.148	4.036.548	4.036.548
2035	0	1.207.714	1.207.714	1.744.938	1.744.938	3.512.598	3.512.598	5.119.138	5.119.138
2036	0	1.411.877	1.411.877	2.066.288	2.066.288	4.333.480	4.333.480	6.488.164	6.488.164
2037	1.272.084.500	18.068	1.272.102.568	22.531	1.272.107.032	156.413	1.272.240.913	407.130	1.272.491.630

G.5. Nueva Línea 220[kV]

Tabla G.38: Costos de operación e inversión para nueva batería línea de 220[kV], en escenarios de variación en la demanda.

Año	AVI+COMA[USD]	Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
		C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]	C.Op[USD]	C.Tot.[USD]
2018	0	272.603	272.603	277.372	277.372	285.763	285.763	290.551	290.551
2019	0	306.026	306.026	316.391	316.391	337.655	337.655	348.764	348.764
2020	0	374.793	374.793	394.418	394.418	435.742	435.742	455.661	455.661
2021	0	450.677	450.677	479.122	479.122	540.500	540.500	574.582	574.582
2022	0	527.209	527.209	570.635	570.635	666.749	666.749	722.510	722.510
2023	0	224.920	224.920	259.630	259.630	333.291	333.291	373.930	373.930
2024	0	263.948	263.948	304.326	304.326	398.085	398.085	455.180	455.180
2025	1.630.000	304.660	1.934.660	356.505	1.986.505	478.355	2.108.355	549.733	2.179.733
2026	1.630.000	15.588	1.645.588	15.588	1.645.588	15.588	1.645.588	15.588	1.645.588
2027	1.630.000	16.008	1.646.008	16.008	1.646.008	16.008	1.646.008	16.008	1.646.008
2028	1.630.000	16.361	1.646.361	16.361	1.646.361	16.361	1.646.361	16.361	1.646.361
2029	1.630.000	16.838	1.646.838	16.838	1.646.838	16.838	1.646.838	16.838	1.646.838
2030	1.630.000	16.838	1.646.838	16.838	1.646.838	16.838	1.646.838	16.838	1.646.838
2031	1.630.000	16.073	1.646.073	16.073	1.646.073	16.073	1.646.073	16.073	1.646.073
2032	1.630.000	16.270	1.646.270	16.270	1.646.270	16.270	1.646.270	16.270	1.646.270
2033	1.630.000	16.484	1.646.484	16.484	1.646.484	16.484	1.646.484	16.484	1.646.484
2034	1.630.000	16.686	1.646.686	16.686	1.646.686	16.686	1.646.686	16.686	1.646.686
2035	1.630.000	16.876	1.646.876	16.876	1.646.876	16.876	1.646.876	16.876	1.646.876
2036	1.630.000	17.055	1.647.055	17.055	1.647.055	17.055	1.647.055	17.055	1.647.055
2037	1.630.000	17.226	1.647.226	17.226	1.647.226	17.226	1.647.226	17.226	1.647.226

Bibliografía

- [1] REN21. “Reporte sobre la situación mundial de energías renovables 2017”. [en línea], julio 2017. Disponible en: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/07/17-8399_GSR_2017_KEY-FINDINGS_Spanish_lowres.pdf
- [2] Ciara O’Dwyer, Lisa Ryan, Damian Flynn. “Efficient Large-Scale Energy Storage Dispatch: Challenges in Future High Renewables Systems”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volumen 32, páginas 3439 - 3450. Enero, 2017.
- [3] P. Medina, A. W. Bizuayehu, E. M. G. Rodrigues, J. Contreras. “Electrical Energy Storage Systems: Technologies State-of-the-Art, Techno-Economic Benefits and Applications Analysis”. *47th Hawaii International Conference on System Science*, 2014.
- [4] Goran Strbac, Marko Aunedi, Ioannis Konstatelos, Roberto Moreira, Fei Tang, Rodrigo Moreno, Danny Pudjianto, Adriana Laguna, Panagiotis Papadopoulos. “Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Storage in Future Electricity Systems”. *IEEE Power and Energy Magazine*, Volumen 15, páginas 32 - 41. Octubre, 2017.
- [5] Xing Luo, Jihong Wang, Mark Dooner, Jonathan Clarke. “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation”. *Applied Energy*, volumen 137, páginas 511 - 536. 2015.
- [6] Abdulwahab Alhamali, Mohamed Emad Farrag, Geraint Bevan, Donald M Hepburn. “Review of Energy Storage Systems in Electric Grid and their potential in

- Distribution Networks”. *Power System Conference (MEPCON), 2016 Eighteenth International Middle East*. Diciembre, 2016.
- [7] Lazard. “Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis 2.0”. [En línea] Diciembre, 2016. Disponible en: <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>
- [8] Lazard. “Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis 3.0”. [En línea] Noviembre, 2017. Disponible en: <https://www.lazard.com/media/450338/lazard-levelized-cost-of-storage-version-30.pdf>
- [9] Iromi Ranaweera, Ole-Morten Midtgard. “Centralized control of energy storages for voltage support in low-voltage distribution grids”. *Enviromental and Electrical Engineering (EEIC), 2016 IEEE 16th International Conference*. Septiembre, 2016.
- [10] International Renewable Energy Agency. “Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030”. [En línea] Octubre, 2017. Disponible en: <http://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- [11] International Electrotechnical Comission. “.Energy Storage White Paper”. [En línea] 2015. Disponible en: www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf
- [12] World Energy Council. “E-Storage 2016”. [En línea] 2017. Disponible en: https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_E-storage_2016.pdf
- [13] European Comission. “REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal market for electricity ”. Bruselas, 23.2.2017 [en línea]. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v9.pdf
- [14] California Independent System Operator. “Advancing and Maximizing th Value of Energy Storage Tecnology: A California Roadmap”.

- Diciembre, 2014 [en línea]. Disponible en: https://www.caiso.com/Documents/Advancing-MaximizingValueofEnergyStorageTechnology_CaliforniaRoadmap.pdf
- [15] California Independent System Operator Corporation. “Fifth Replacement FERC Electric Tariff”. Julio, 2017 [en línea]. Disponible en: http://www.caiso.com/Documents/ConformedTariff_asof_Jul10_2017.pdf
- [16] Coordinador Eléctrico Nacional. “Mapa del Sistema Eléctrico Nacional” [en línea]. Disponible en: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2017/03/Mapa-Coordinador-Elctrico.pdf>
- [17] Ministerio de Energía, Energía Abierta. “Capacidad de Generación Instalada en el Sistema Interconectado Central” [en línea]. Disponible en: <http://datos.energiaabierta.cl/datastreams/94352/capacidad-instalada-de-generacion-sic/>
- [18] Coordinador Eléctrico Nacional. Detalle de “Diagrama Unilineal del Sistema Interconectado Central con Subsistemas”. 2016. [en línea]. Disponible en: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/wp-content/uploads/2016/08/DU-SIC-SubSistemas-29-07-2016.pdf>
- [19] Coordinador Eléctrico Nacional. Detalle de “Ficha Operación Real Diaria”. [en línea]. Disponible en: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>
- [20] Coordinador Eléctrico Nacional. “Manual de Procedimientos: Costos Marginales Reales de Energía”. [en línea]. Disponible en: <https://gdc-sic.coordinadorelectrico.cl>
- [21] Comisión Nacional de Energía. “Informe Técnico Definitivo: Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo”. Julio, 2017. [en línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/06/ITD-PNCP-Jul17.pdf>

- [22] Coordinador Eléctrico Nacional. “Características Técnicas de Instalaciones de Generación”. [en línea]. Disponible en: <https://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl/instalaciones/?eid=0&type=4>
- [23] Comisión Nacional de Energía. “Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2017”. Santiago, Chile. Diciembre, 2017. [en línea]. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/09/Resoluci%C3%B3n-Exenta-N%C2%B0770_29-12-2017.pdf
- [24] Prabha Shankar Kundur. “Power System Stability and Control”. McGraw-Hill Inc, 1994.
- [25] Arthit Sode-Yome, N. Mithulanathan. “Comparision of shunt capacitor, SVC and STATCOM in static voltage stability margin enhancement”. International Journal of Electrical Engineering Education, páginas 158-171. Tailandia, 2004.
- [26] Juan Romero Herrera. “Guía Práctica para el Diseño y Proyecto de Líneas de Transmisión de Alta Tensión en Chile”. [en línea]. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Santiago, Chile, 2010. Disponible en: <http://www.repositorio.uchile.cl/handle/2250/103832>
- [27] Ana María Mejía Solanilla. “Análisis técnico y económico de la repotenciación de líneas aéreas de alta tensión en un sistema de subtransmisión”. [en línea]. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia, 2008. Disponible en: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/1055/6213192M516.pdf>
- [28] Ministerio de Energía. “Decreto Extento Nro. 418: FIJA LISTADO DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ZONAL DE EJECUCIÓN OBLIGATORIA, NECESARIAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA”. [en línea]. Biblioteca del Congreso Nacional. Chile, 18 de Agosto del 2017. Disponible en: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1106775&idParte=>

- [29] Congreso Nacional. “LEY 20.936: ESTABLECE UN NUEVO SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”. [en línea]. Biblioteca del Congreso Nacional. Chile, 20 de Julio del 2016. Disponible en: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1092695>